



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE TUBERÍA DE
REVESTIMIENTO PARA POZOS DE
ALTA PRESIÓN Y ALTA
TEMPERATURA**

TESIS PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
DEL CASTILLO FLORES JESÚS MARTÍN
HURTADO LUNA OMAR



DIRECTOR DE TESIS: ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA.

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2009.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1151

SR. OMAR HURTADO LUNA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Leonardo Cruz Espinosa y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como Trabajo Escrito de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA POZOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA

- RESUMEN**
- INTRODUCCIÓN**
- I PROCESOS DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**
- II DISEÑO PRELIMINAR DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA)**
- III FACTORES A SER CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**
- IV DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA POZOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA**
- CONCLUSIONES**
- ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS**
- BIBLIOGRAFÍA**

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 2 de Octubre de 2009

EL DIRECTOR

MTR. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1152

SR. JESÚS MARTÍN DEL CASTILLO FLORES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Leonardo Cruz Espinosa y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como Trabajo Escrito de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA POZOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA

- RESUMEN**
INTRODUCCIÓN
I PROCESOS DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
II DISEÑO PRELIMINAR DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA)
III FACTORES A SER CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO
IV DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA POZOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA
CONCLUSIONES
ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS
BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 2 de Octubre de 2009
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

A MIS PADRES.

Manuel Hurtado y Yolanda Luna, quienes me dieron la vida y con todo su amor y cariño me han guiado y apoyado siempre sin importar las circunstancias, a ellos que con su ejemplo de responsabilidad y esfuerzo me han enseñado a no dejarme vencer ante las adversidades que presenta la vida, a no dejarme seducir por las salida fácil y el mal camino, a la paciencia que me han tenido, y por todo el tiempo que han compartido conmigo, sus regaños y consejos, que tanto bien me han hecho, pero sobre todo, como me han enseñado a superarme a mí mismo, a alcanzar mis metas con mi propio esfuerzo y como levantarme con más fuerza después de cada tropiezo.

A MIS HERMANOS.

Tania y Manuel Hurtado, que son las personas con las que compartí mi niñez y he vivido buenos y malos momentos y que me han mostrado un lado diferente de la vida, ya que con cada logro de ellos, me convencen que con esfuerzo y dedicación se pueden vencer los retos que presenta la vida.

A MI NOVIA.

Tania Guzmán, la persona con la que he compartido los mejores momentos de mi vida y que en los peores momentos, ha llorado mis lagrimas, haciendo cada instante el más especial y que con todo su amor, ternura y humildad, me ha motivado a ser mejor cada día, y me ha hecho crecer como ser humano, y que sin saberlo me ha enseñado el sentido de la vida.

A MIS AMIGOS.

Jesús Del Castillo, Francisco Martínez, Jonathan Huerta, Estefanny Sánchez, Víctor Martínez, Héctor Ríos, Alejandro Hernández y Jorge Cuervo con quienes compartí los mejores y peores momentos en la Universidad, quienes hicieron mi vida escolar más divertida y que los peores momentos se hicieran menos difíciles y también a mis amigos de la vida Mailo Borrel y Ernesto Romero, ya que ellos me han visto crecer en todos los aspectos y que sin ellos mi vida sería aburrida.

A MIS BUENOS PROFESORES.

Quienes me enseñaron que la vida no es nada fácil, pero uno puede pedir ayuda, y que uno debe ganarse las cosas por sí mismo, que uno siempre puede esforzarse un poco más y así una persona nunca deja de aprender y superarse, pero sobre todo le agradezco al Ing. Mario Becerra, que fue el primer profesor que me brindo su confianza como profesor y persona y al Ing. Leonardo Cruz que sin su valiosa ayuda no hubiera sido posible la realización de este trabajo.

A LAS PERSONAS QUE SE CRUZARON EN MI VIDA.

Hay personas importantes y otras no tanto, personas que cruzaron por mi vida, algunas siguen en ella y son las importantes, otras van y vienen, y otras solamente fueron amistades pasajeras.

Existen personas que se alejan, dejando huecos en el corazón, pero también existen personas que llegan ocupando un lugar más grande.

Y se da uno cuenta que cada una de las personas que pasan por nuestra vida, malas o buenas, han dejado una pequeña parte con nosotros y que cada una de esas pequeñas y aun las más insignificantes partes, forma la persona que somos.

La vida brinda buenas y malas experiencias, pero todas estas forjan las personas que al final somos, y no queda más que agradecer a todas esas personas que pasaron por mi vida.

Jesús Del Castillo Flores.

Gracias...

A Dios... por darme la oportunidad de vivir en este maravilloso mundo.

A mi Madre... por darme el ser, la vida y la entrega a la vida misma.

A mis hermanos Naela y Marcos... por ser mis razones de no dejar de ser fuerte.

A mi futura esposa Angélica... por ser mi pilar en mis decisiones, en mi carrera y en mi vida.

A mi Familia... por ser el recordatorio de donde vengo.

A mis amigos de siempre... por ser auténticos; Raúl Cobo, Adriana Robles y Montserrat Román.

A mis amigos universitarios... por compartir su visión y sus ganas de mirar al cielo; Jorge Valdez Cuevas, Ing. José Luis Hernández, Jorge Cuervo, Omar Martínez, Elizabeth Moreno, Laura Hernández y Cecilia Buendía

A Omar Hurtado Luna... por llegar como un amigo y hoy continuar como un H:..

A la gente que se inscribió en mi vida dejando alegrías que hicieron que esta fuera interesante y dejando una huella en mi camino.

A los ingenieros... que me dieron la visión para enfrentarme a la vida profesional con sus pláticas y sus consejos; Ing. Leonardo Cruz Espinoza, quien hizo posible realizar este proyecto, Ing. Ma. Lucía García, por ser la primera persona interesada en mi de tesis.

Lo que pinta este pincel... ni el tiempo lo ah de borrar...

no pinta quien tiene ganas... sino quien sabe pintar.

DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA POZOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA

CONTENIDO

CAPÍTULO	PÁGINA
RESUMEN.	
INTRODUCCIÓN.	
1. PROCESOS DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	
1.1. INTRODUCCIÓN AL ASENTAMIENTO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO. _____	1
1.1.1. PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO. _____	1
1.2. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO. _____	1
1.2.1. TIPOS DE TUBERÍAS. _____	1
1.2.2. OBJETIVO DE LA TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO. _____	2
1.2.3. CONDUCTORA. _____	2
1.2.4. SUPERFICIAL. _____	2
1.2.5. INTERMEDIA. _____	2
1.2.6. DE EXPLOTACIÓN. _____	2
1.2.7. TUBERÍA CORTA (LINERS). _____	3
1.3. CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA. _____	3
1.3.1. PROPIEDADES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO. _____	3
1.3.2. DIÁMETRO EXTERIOR Y GROSOR DE LA PARED. _____	3
1.3.3. PESO POR UNIDAD DE LONGITUD. _____	3
1.3.4. GRADO DE ACERO. _____	4
1.3.5. TUBERÍA RESISTENTE A LA CORROSIÓN (TRC). _____	6
1.3.6. TUBERÍA PARA ALTO COLAPSO (TAC). _____	6
1.4. CONEXIONES. _____	7
1.4.1. TIPO DE CONEXIÓN. _____	7
1.4.2. DEFINICIÓN DEL API. _____	7
1.4.3. TIPO DE SELLO. _____	11
1.5. RECOMENDACIONES BÁSICAS. _____	12
1.6. ALMACENAMIENTO Y MANEJO. _____	13
1.6.1. ALMACENAMIENTO. _____	13
1.6.2. MANEJO. _____	14
1.6.3. REQUERIMIENTOS DEL EQUIPO. _____	15
1.6.4. HERRAMIENTAS MANUALES. _____	15
1.6.5. DESCARGA DE TUBERÍAS DEL CAMIÓN AL BANCAL. _____	15
1.6.6. MOVIMIENTO DE LOS TUBOS DESDE EL BANCAL A LA PLATAFORMA. _____	16
1.7. EQUIPOS ACCESORIOS. _____	17
1.7.1. ELEVADORES Y CUÑAS. _____	17
1.7.2. GRAMPAS DE SEGURIDAD. _____	17
1.7.3. LLAVES DE CORREA. _____	18
1.7.4. COMPENSADOR DE PESO. _____	18
1.7.5. GUÍA DE ALINEADO. _____	18
1.7.6. GUÍA DE EMBOQUE. _____	18
1.7.7. TAPÓN DE ELEVACIÓN. _____	19
1.8. IDENTIFICACIÓN DE CONEXIONES Y ACCESORIOS. _____	19
1.9. CONTROL DE ALINEACIÓN DEL APAREJO RESPECTO DEL POZO. _____	20

CONTENIDO

1.10. LIMPIEZA E INSPECCIÓN VISUAL. _____	20
1.10.1.LIMPIEZA. _____	20
1.10.2.INSPECCIÓN VISUAL. _____	21
1.11. GRASA PARA ROSCAS. _____	21
1.11.1.CRITERIOS DE APLICACIÓN. _____	22
1.12. MEDICIÓN, CALIBRADO E IZADO. _____	23
1.12.1.MEDICIÓN DE TUBERÍAS. _____	23
1.12.2.ÍZADO. _____	24
1.13. ACOPLÉ. _____	25
1.14. APLICACIÓN DEL TORQUE. _____	26
1.14.1.LLAVES DE FUERZA. _____	26
1.14.2.EQUIPOS DE MONITOREO DE TORQUE. _____	27
1.14.3.MEDIDOR DE TORQUE. _____	27
1.14.4.DISPOSITIVO DE MONITOREO TORQUE/VUELTAS. _____	27
1.14.5.DISPOSITIVO DE MONITOREO TORQUE/TIEMPO. _____	28
1.14.6.CARACTERÍSTICAS DE LAS LLAVES DE FUERZA. _____	28
1.14.7.UBICACIÓN DE LA LLAVE. _____	29
1.14.8.APLICACIÓN DE TORQUE EN UNIONES API. _____	30
1.14.9.RECOMENDACIONES DE CONTROL DE TORQUE PARA CONEXIONES PREMIUM CON COPLÉ. _____	31
1.14.10.DIAGRAMA GENERAL DE ENROSQUE DE UNA CONEXIÓN CON SELLO METÁLICO Y HOMBRO DE TORQUE. _____	32
1.15.CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN LOS TUBOS. _____	34
1.16.EXTRACCIÓN DE TUBERÍAS. _____	35

2. DISEÑO PRELIMINAR DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA).

2.1. PARÁMETROS QUE CONTROLAN LOS DISEÑOS. _____	36
2.2. SELECCIÓN DE ASENTAMIENTO DE TR. _____	36
2.3. CORRECCIÓN POR PRESIÓN DIFERENCIAL. _____	39
2.4. DISEÑO DETALLADO. _____	40
2.5. FACTORES DE DISEÑO. _____	41
2.6. CONDICIONES DE FALLA. _____	41
2.7. CEDENCIA. _____	42
2.8. METODOLOGÍA DE DISEÑO. _____	43
2.8.1.RESISTENCIA A LA PRESIÓN INTERNA. _____	43
2.8.2.DISEÑO DE PRESIÓN INTERNA PARA TR SUPERFICIAL. _____	44
2.8.3.DISEÑO DE PRESIÓN INTERNA PARA TR INTERMEDIA. _____	46
2.8.4.DISEÑO DE PRESIÓN INTERNA PARA TR EXPLOTACIÓN. _____	48
2.8.5.RESISTENCIA AL COLAPSO. _____	49
2.8.6.DISEÑO POR COLAPSO PARA TR SUPERFICIAL. _____	50
2.8.7.DISEÑO POR COLAPSO PARA TR INTERMEDIA. _____	52
2.8.8.DISEÑO POR COLAPSO PARA TR DE EXPLOTACIÓN. _____	53
2.9. RESISTENCIA A LA TENSION Y COMPRESIÓN. _____	55
2.10. ESFUERZOS AXIALES APLICADOS SOBRE TR. _____	57
2.10.1.ESFUERZOS BIAXIALES. _____	57
2.10.2.MODELO TRIAXIAL. _____	60

3. FACTORES A SER CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

3.1. GRADIENTE DE PRESIÓN SOBRE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO. _____	64
3.1.1.PERFILES DE PRESIÓN EXTERNA. _____	65
3.1.2.PERFILES DE PRESIÓN INTERNA. _____	67
3.2. FACTORES A DE FATIGA DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO. _____	71
3.2.1.DESGASTE DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO. _____	71
3.2.2.DESGASTE POR PANDEO HELICOIDAL. _____	72
3.2.3.INCREMENTO DE PRESIÓN EXTERNA POR TEMPERATURA. _____	73
3.2.4.DEPRESIONAMIENTOS INADECUADOS. _____	74

CONTENIDO

3.2.5.CARGAS GEOSTÁTICAS POR FORMACIONES PLÁSTICAS Y ACTIVIDAD TECTÓNICA.	75
3.3. CASOS DE ESFUERZOS PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	76
3.4. EFECTOS TERMALES APLICADOS SOBRE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	77
3.5. CORROSIÓN.	78
3.5.1.CORROSIÓN POR ÁCIDO SULFHÍDRICO.	79
3.5.2.CORROSIÓN POR BIÓXIDO DE CARBONO.	79
3.5.3.FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN.	80
3.5.4.PH DEL AGUA DE FORMACIÓN Ó FLUIDOS.	80
3.5.5.TEMPERATURA.	81
3.5.6.PRESIONES PARCIALES.	81
3.6. SELECCIÓN DE ROSCA.	82
3.6.1.RESISTENCIA EN LAS JUNTAS.	83
3.6.2.ÉFICIENCIA DE JUNTAS.	88
4. DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA POZOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA.	
4.1. INTRODUCCIÓN.	89
4.2. CLASIFICACIÓN DE POZOS.	90
4.3. DISEÑO DE POZOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA.	91
4.4. IMPORTANCIA DE LA TEMPERATURA.	91
4.5. MODELO EXPERIMENTAL.	92
4.5.1.ÉCUACIÓN AJUSTADA A LA TENSIÓN.	94
4.5.2.ÉCUACIÓN AJUSTADA A LA PRESIÓN INTERNA.	95
4.5.3.ÉCUACIÓN AJUSTADA AL COLAPSO (CEDENCIA).	95
4.5.4.ÉCUACIÓN AJUSTADA AL COLAPSO (PLÁSTICO).	96
4.5.5.ÉCUACIÓN AJUSTADA AL COLAPSO (TRANSICIÓN).	97
4.6. FACTOR DE DISEÑO.	98
4.7. EJEMPLO RESUELTO: DISEÑO DE TR PARA POZO HPHT.	99
4.8. INTRODUCCIÓN DEL PROGRAMA DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	121
4.8.1.MANUAL DE PROGRAMA DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	122
CONCLUSIONES.	126
ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS.	127
BIBLIOGRAFÍA.	129

RESUMEN.

El uso de las tuberías de revestimiento es de vital importancia, ya que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación 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 de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.

El descubrimiento y explotación de nuevas reservas de hidrocarburos puede constituir una propuesta difícil, que a menudo requiere que los productores de petróleo y gas se enfrenten con condiciones de fondo de pozo hostiles. Si bien los pozos de alta presión y alta temperatura (HPHT) en esencia son construidos, estimulados, producidos y monitoreados en forma similar a los pozos con condiciones menos exigentes, el ambiente HPHT limita el rango de materiales y tecnologías disponibles para explotar estos yacimientos.

El presente trabajo se desarrolla de la manera siguiente:

Capítulo 1: Se mencionan los conceptos que se deben conocer a cerca de las tuberías de revestimiento y el manejo de estas.

Capítulo 2: En este capítulo se aborda el desarrollo del diseño de cada tipo de tubería de revestimiento por el método de cargas máximas y como elegir la tubería optima.

Capítulo 3: Habla de los factores particulares de cada pozo que influyen en el diseño de la tubería de revestimiento.

Capítulo 4: Se maneja el diseño de tubería de revestimiento para pozos de alta presión y alta temperatura así como el manual del programa de cómputo para desarrollar el diseño de tuberías de revestimiento.

INTRODUCCIÓN.

En la construcción y durante la vida útil de un pozo petrolero, las tuberías de revestimiento son preponderantes, para lograr el objetivo del pozo. Por lo tanto la selección de cada sarta de TR's, forman parte importante del diseño de la perforación. Como parte de la inversión que demanda un pozo, las tuberías representan un alto porcentaje del costo total. Por lo cual, cualquier reducción en el costo de las tuberías, puede generar ahorros sustanciales en el costo total del pozo, debido a la constante actividad para localizar y producir una mayor cantidad de petróleo y gas cada año, las empresas de energía enfrentan el reto de operar en sitios cada vez más remotos y ambientes mucho más difíciles.

En aguas profundas y ultraprofundas los altos costos y la dificultad para acceder a los pozos, la industria debe confiar plenamente en el diseño de las tuberías ya que resulta fundamental para el éxito del proyecto.

La instalación y producción en condiciones de alta presión y alta temperatura involucra mayores riesgos operativos, y manejarlos de manera segura y eficaz inevitablemente conlleva mayores costos, por lo cual todo proceso de ingeniería recae en los fundamentos técnicos. Sin embargo, se requiere observar sistemáticamente la disminución de los costos asociados en cada proceso. Por lo que en la práctica de la ingeniería de perforación, se deben definir y optimizar las tuberías que deben utilizarse en un pozo.

El diseño de un pozo requiere de la aplicación y conocimiento de una diversidad de técnicas y procedimientos. Éstos, bien aplicados y orientados con la premisa de minimizar costos, conducen a definir las especificaciones de los materiales y parámetros de operación óptimos para aplicar en un pozo. Cada pozo presenta un comportamiento diferente para su operación y construcción.

En ambientes de aguas profundas y ultraprofundas, la fatiga es un problema crítico que debe considerarse al elegir las tuberías para cualquier tipo de configuración de acuerdo con las funciones específicas de las tuberías de revestimiento. Éstas se clasifican como: tubería superficial, tubería intermedia y tubería de explotación o producción. Dependiendo de la profundidad y complejidad del pozo, en ocasiones es necesario utilizar más de una tubería intermedia.

La determinación de las profundidades de asentamiento están en función de las condiciones geológicas a perforar. El criterio de selección de la profundidad de asentamiento varía de acuerdo a la función específica de cada sarta de tubería de revestimiento. El aislamiento de zonas deleznable, zonas de pérdida de circulación y zonas de presión anormal, rigen los principales criterios de selección.

Por lo que respecta al diseño se establece que las tuberías de revestimiento deberán resistir las cargas impuestas durante la vida del pozo, al mínimo costo.

La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos. La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo.

INTRODUCCIÓN

La razón primaria de colocar una tubería de revestimiento en un pozo, es proporcionar protección al pozo en una forma confiable y económica.

Entre las funciones más importantes de las tuberías de revestimiento están:

- Evitar derrumbes en el pozo.
- Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
- Suministrar un control de las presiones de formación.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Al cementarlo, se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

La capacidad de la sarta es seleccionada para resistir esfuerzos y cargas bajo determinadas condiciones, es un factor muy importante para la seguridad y economía en la perforación y posteriormente en la producción del pozo.

Los factores técnicos corresponden al diámetro, peso, longitud, tipo de unión o rosca, material utilizado, condiciones de carga, naturaleza de la formación, método de fabricación, etc. La tubería debe tener una superficie lo más lisa posible, tanto en el interior, para evitar que las herramientas o equipos en el pozo se atoren, como en el exterior, para reducir la fricción entre la tubería y las paredes del pozo; debe ser hermética, para eliminar entrada de fluido al pozo; y resistir la corrosión.

CAPÍTULO 1

PROCESOS DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

1.1 INTRODUCCIÓN AL ASENTAMIENTO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

1.1.1 PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO.

Para la planeación del asentamiento de TR's es necesario considerar la siguiente información:

- Diámetro de la TR de producción o del agujero en la última etapa.
- Trayectoria programada.
- Columna geológica.
- Sección estructural.
- Presión de poro y de fractura.
- Márgenes de viaje empleados durante el movimiento de tuberías.
- Margen del fluido de perforación para control de posible brotes.
- Densidades del fluido de control.

Con esta información disponible, se procede a generar un gráfico de gradientes de densidad equivalente de la presión de poro y de fractura (se explica más adelante).

A los valores de la presión de poro y fractura se les deberá afectar por un margen de control que considere los efectos de viaje de la tubería y la posible ocurrencia de un brote. El rango de valores que se maneja para estos márgenes se explica más adelante. Además, es conveniente conocer el área donde se planea perforar el pozo para tomar en cuenta, en el programa final, la posible presencia de: estratos salinos, zonas de lutitas hidratables y/o deleznales, acuíferos, estratos con H₂S o CO₂, zonas depresionadas, fallas, zonas de alta presión, formaciones no consolidadas, formaciones altamente fracturadas o bugulares, formaciones con aportación de agua, etc.

1.2 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

1.2.1 TIPOS DE TUBERÍAS.

El uso de las tuberías de revestimiento es de vital importancia. Constituyen el medio por el cual garantizan el control del pozo y se aseguran las instalaciones para el mejor aprovechamiento y mantenimiento del pozo. Con el fin de entrar en materia, es importante mencionar que dentro de la ingeniería de perforación las tuberías juegan un papel fundamental y cumplen diversas funciones. Por su objetivo como por la función que deben cumplir al ser utilizadas en el interior del pozo.

1.2.2 OBJETIVO DE LA TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

Son tuberías que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación 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 de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.

Además, las tuberías de revestimiento proporcionan el medio para instalar las conexiones superficiales de control (cabezales, BOP's), los empacadores y la tubería de producción.

Las tuberías de revestimiento se clasifican por la función que desempeñan al colocarse en el interior de un pozo, esto es:

1.2.3 CONDUCTORA.

Es la primera tubería de revestimiento que puede ser hincada o 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 el 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.

1.2.4 SUPERFICIAL.

Es la tubería que sirve para aislar los acuíferos subsuperficiales o someros, así como manifestaciones de gas someros. Provee equipo de flotación, que permita 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 y sostiene las conexiones superficiales de control definitivas.

1.2.5 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 hidrocarburo. Algunos pozos requieren de múltiples sargas intermedias.

1.2.6 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 fracture para aumentar su productividad. El buen trabajo de cementación primaria es crítico para esta sarta.

1.2.7 TUBERÍA CORTA (LINERS).

Es una sarta de tubería que no se extiende a la cabeza del pozo. En cambio, se sostiene por otra sarta. La tubería corta se usa para reducir costos y mejorar la hidráulica durante perforaciones profundas. La tubería corta puede ser usada tanto en la sarta intermedia como en la de explotación. La tubería corta es cementada típicamente a lo largo de toda su longitud.

1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA.

1.3.1 PROPIEDADES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

La tubería de revestimiento viene usualmente especificada por las siguientes propiedades:

- ✓ Diámetro exterior y grosor de la pared.
- ✓ Peso por unidad de longitud.
- ✓ Grado del acero.
- ✓ Tipo de conexión.

1.3.2 DIÁMETRO EXTERIOR Y GROSOR DE LA PARED.

El diámetro exterior se refiere al cuerpo de la tubería y no a los coples, El diámetro de los coples es importante, ya que determina el tamaño mínimo del agujero en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento. El grosor de la pared determina el diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la barrena que puede ser corrida a través de la tubería. La tolerancia permitida en lo que se refiere a diámetro exterior y grosor de la pared, es dictada por API 5CT/ISO 11960. Como regla general:

Tabla 1.1 - Tabla de tolerancias con respecto al diámetro exterior de la TR.

Diámetro exterior	Tolerancia hacia arriba	Tolerancia hacia abajo
Diámetro $\geq 4 \frac{1}{2}$ " (casing)	1 % del diámetro	0.5% del diámetro
Diámetro $< 4 \frac{1}{2}$ " (tubing)	0.031 pg	0.031 pg

1.3.3 PESO POR UNIDAD DE LONGITUD.

El peso nominal de la tubería de revestimiento es utilizado principalmente para identificar tubería de revestimiento durante el ordenado. Los pesos nominales no son exactos y están basados en el peso teórico calculado de una tubería con roscas y coples, de 20 pies de longitud.

1.3.4 GRADO DE ACERO.

Las propiedades mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química del acero y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación.

El API ha designado el grado de acero, el cual consiste en una letra que fue seleccionada arbitrariamente seguida por un número el cual representa el mínimo trabajo al esfuerzo de cedencia del acero en miles de lb/pg2 ó psi. API define once grados de acero para tubería de revestimiento:

H40, J55, K55, M65, N80, L80, C90, C95, T95, P110 y Q125

Ejemplo: Una tubería en grado de acero N-80, tiene un esfuerzo de cedencia de 80,000 lb/pg2 N-80 = 80,000 lb/pg2 ó 80,000 psi ó 80 kpsi.

El esfuerzo de cedencia definido por API es el esfuerzo de tensión mínimo requerido para producir una elongación por unidad de longitud.

TIPOS DE TUBERÍA.

H-40

Es el grado más bajo de resistencia de TR, con un límite elástico mínimo de 40 kpsi, y una resistencia a la ruptura de 60 kpsi. H-40 es un tipo de acero de carbono.

J-55

Este grado tiene un límite elástico mínimo de 55 kpsi un una resistencia a la ruptura de 75 kpsi. J-55 es un tipo de acero de carbono. Al igual que con H-40.

K-55

Tiene un límite elástico mínimo de 55 kpsi y una resistencia a la ruptura de 95 kpsi. K-55 también está clasificado como un tipo de acero de carbono. Fue desarrollado después de J-55 y tiene una mayor resistencia a la tención.

Hay dos grados con un 55 kpsi mínimo de límite elástico. El colapso y resistencia interna de ambos grados son idénticos. Pero debido a la mayor resistencia a la tensión, K-55 tiene resistencia que es aproximadamente un 10% más alto que J-55

M-65

M-65 cumple con la norma NACE MRO175-97 requisitos para el uso en servicio amargo. M-65 las propiedades se basan en el uso de L-80, cuenta con un límite elástico mínimo de 65 kpsi, una resistencia a la ruptura de 80 kpsi.

N-80

Cuenta con un límite elástico mínimo de 80 kpsi, y una resistencia a la ruptura de 100 kpsi, N-80 está clasificada como un tipo de aleación de acero. N-80 no se considera adecuada para el sulfuro de hidrógeno debido al máximo de su límite elástico de 110 kpsi.

L-80

Es con mucho el más utilizado para el grado de alta resistencia de H₂S. El rendimiento mínimo es de 80 kpsi, la resistencia a la ruptura es de 95 kpsi, y el máximo límite de elasticidad es de 95 kpsi. L-80 fue el primer grado de tener una exigencia máxima dureza.

C-90

API añade C-90 con sus especificaciones en 1983. C-90 ha tenido un uso creciente en los últimos años en pozos de alta presión en los que contienen sulfuro de hidrógeno. El rendimiento mínimo es de 90 kpsi, y resistencia a la ruptura es de 100 kpsi. El máximo rendimiento de la fuerza está restringido a 105 kpsi. El método de fabricación se especifica como la química perfecta con una aleación de acero (con un contenido de cromo y molibdeno) para mayor resistencia.

C-95

Tiene un límite elástico mínimo de 95 kpsi y máximo de 110 kpsi. Resistencia a la tracción mínima es de 105 kpsi, por su límite elástico restringido resultó ser no apto para el sulfuro de hidrógeno a temperaturas más bajas debido a la mayor fuerza de los niveles permitidos.

T-95

Es un modelo de C-90, y resuelve los problemas surgidos con el C-95 en H₂S. El rendimiento mínimo es de 95 kpsi y resistencia a la ruptura es de 105 kpsi. El máximo rendimiento de la fuerza está restringido a 110 kpsi. El método de fabricación se especifica como la química perfecta con una aleación de acero (con un contenido de cromo y molibdeno) para mayor resistencia.

P-110

Es una tubería con un grado mínimo de límite elástico de 110 kpsi, una resistencia a la ruptura de 125 kpsi, y un rendimiento máximo de 140 kpsi. P-110 cuando fue creada, se pensó que esta se ocuparía de todas las futuras necesidades de profundidad de perforación. Sin embargo, la profundidad de perforación y las presiones continúan aumentando, y los grados más altos se encuentran ahora en el uso regular.

Q-125

Esta se utiliza para recubrir pozos con altas presiones. Q-125 es aprobado por la API en 1985. Q-125 tiene un rango de límite elástico de 125 a 150 kpsi y una resistencia a la ruptura de 135 kpsi. Q-125 es el primer grado API que exige pruebas de impacto para confirmar la dureza del acero.

1.3.5 TUBERÍA RESISTENTE A LA CORROSIÓN (TRC).

Investigaciones han demostrado que aceros con un esfuerzo de cedencia de mínimos de 90 kpsi, son inmunes a los ambientes corrosivos. En el proceso de fabricación de la TRC, se utiliza un tratamiento a base de calcio y silicio, los cuales atrapan las inclusiones no metálicas (principalmente sulfuro de manganeso), haciendo que éstas tomen una forma esférica tipo globular que impiden la acumulación de hidrógeno.

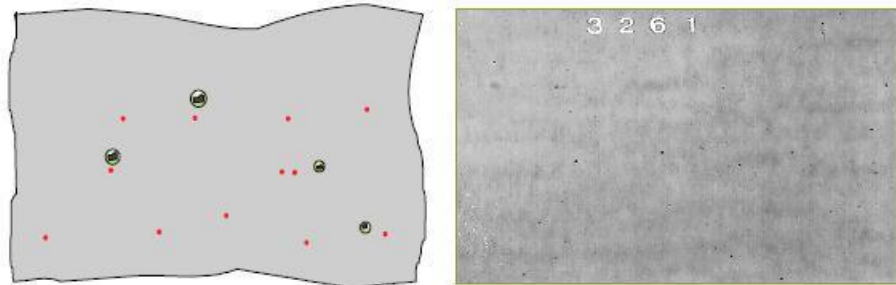


Figura 1.1 - Muestra de una tubería tipo TRC de su pared interna mostrando su homogeneidad.

Esta tubería cuenta con un grado de acero de martensita revenida y un buen proceso de limpieza del acero que logra una homogeneidad microestructural y contienen 1% de peso en Cr, donde se ven favorecidas las propiedades mecánicas y en el aumento de la vida útil del producto en ambientes corrosivos.

1.3.6 TUBERÍA PARA ALTO COLAPSO (TAC).

Factores que se consideran para la tubería de alto colapso:

- Aspecto Geométrico.
- Propiedades químicas y mecánicas.

Esta tubería para alto colapso debe de cumplir con los mismos requerimientos que la del API. El espesor del cuerpo es el factor de gran importancia en el colapso, debido a la relación directa con la capacidad mecánica del tubo, por lo que durante la fabricación de la tubería se lamina con el espesor nominal y máximo, sin restringir el paso de la barrena (drift).

Cuando la tubería es más redonda, la distribución de los esfuerzos que se aplican desde el exterior serán más uniformes (efecto de arco). Este equilibrio permite mayor resistencia a la tubería. La norma del API 5CT ó ISO 11960 no especifica un valor de ovalidad, pero un valor superior del 1% es bien aceptado.

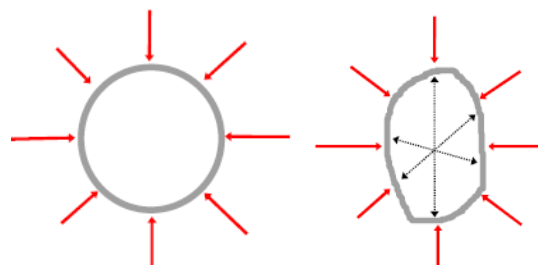


Figura 1.2 - Muestra significativa de la distribución de los esfuerzos.

1.4 CONEXIONES.

1.4.1 TIPO DE CONEXIÓN.

Debido a que las tuberías que se utilizan en los pozos tienen un límite de longitud, es necesario unir estas tuberías para introducirlas al pozo, con la premisa de que la unión debe ser hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo al que se someterá, a esta unión se le conoce como Junta o Conexión.

Hoy en día existen múltiples tipos de conexiones disponibles en el Mercado. La selección de una conexión adecuada debe ser basada en la intención de aplicación, el desempeño requerido y el costo.

1.4.2 DEFINICIÓN DEL API.

La rosca es usada para mantener unidas mecánicamente dos piezas de tubería y deberá mantenerse como un elemento monolítico.

Las propiedades de conexión, colapso, ruptura y tensión, deberán ser comparadas con las propiedades del cuerpo de la tubería. Las que sean menores deberán ser utilizadas en todas las conexiones de diseño de tubería de revestimiento. En adición, algunas conexiones tienen una capacidad de compresión muy baja comparada a su fuerza tensora.

Existen dos clases de juntas de acuerdo a la forma de unión; Las conexiones acopladas consisten de dos miembros, en un extremo un piñón y en el otro extremo un cople ó caja. Las conexiones integrales consisten de un extremo de piñón y en el otro de una caja.

Acopladas



Integrales

Lisas



Formadas



Recalcadas



Figura 1.3 - Tipos de conexiones.

DE ACUERDO CON EL API.

ACOPLADAS.

Son aquellas que integran un tercer elemento llamado cople, el cual es un pequeño tramo de tubería de diámetro mayor que el de la tubería y que es roscado internamente (cajas) y la tubería es roscada externamente en ambos extremos (piñones).

Posteriormente el cople se unirá con uno de los extremos de la tubería en la planta y el otro será unido en el campo durante la introducción de la tubería.



Figura 1.4 - Conexión acoplada.

INTEGRALES.

Son aquellas que se unen en un extremo de tubería roscado exteriormente (piñón) y se conecta en el otro extremo de tubería roscado internamente (caja).

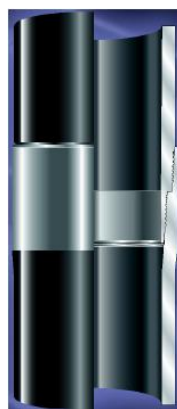


Figura 1.5 - Conexión integral.

SUB-CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE CONEXIONES TIPO LISAS.

LISAS.

Se maquinan las roscas sobre los extremos del tubo sin aumentar el diámetro exterior del mismo.

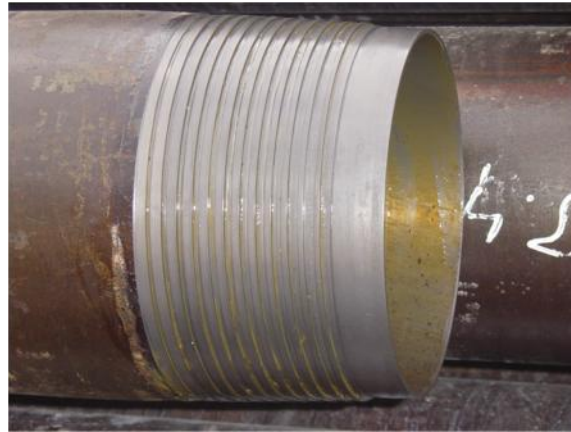


Figura 1.6 - Conexión lisa.

FORMADAS.

El extremo piñón es suajado (cerrado) y el extremo caja es expandido en frío sin rebasar el 5% en diámetro y el 2% en espesor, aplicándoseles un relevado de esfuerzos posterior.

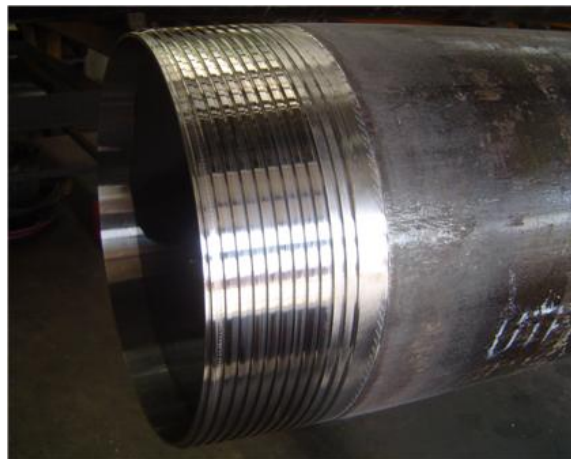


Figura 1.7 - Conexión formada.

RECALCADAS.

Se incrementa el espesor y diámetro exterior de la tubería en uno o en ambos extremos en un proceso de forja en caliente, a los que posteriormente se les aplica un relevado de esfuerzos.



Figura 1.8 - Conexión recalcada.

PERFILES DE ROSCAS.

Para seleccionar las juntas apropiadas para un pozo se deben analizar las ventajas y desventajas de cada una y realizar el análisis económico sin olvidar la seguridad.

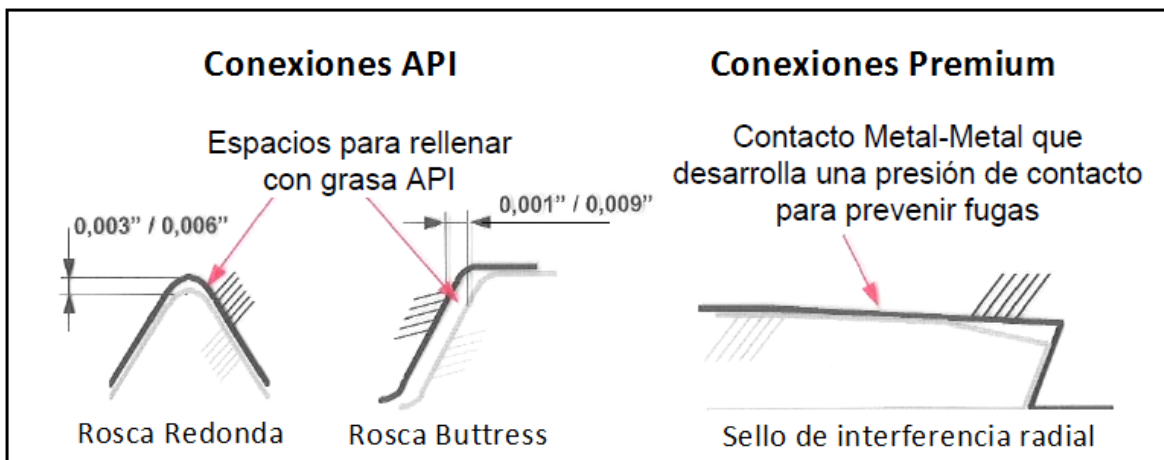


Figura 1.9 - Perfiles de roscas.

1.4.3 TIPO DE SELLO.

ROSCA PREMIUM.

Sello entre Roscas.- Se realiza mediante la interferencia de los hilos de la rosca al desplazarse durante el apriete hasta alcanzar su torque. El sello se lleva a cabo con la grasa aplicada, la cual rellena los microhuecos entre los hilos.

Sello Metal-Metal.- El sello se origina por la opresión de los planos deslizantes adyacentes.

Sello Resiliente.- Es mediante un anillo de teflón o materiales similares (presiones bajas), y es recomendable para barreras contra la corrosión.

CARACTERÍSTICAS.

- ✓ Resistencia a la tensión.
- ✓ Resistencia a la compresión.
- ✓ Resistencia a la presión interna del orden del 100%.
- ✓ Resistencia al colapso del orden del 100%.
- ✓ Resistencia a la flexión que se utilizan para pozos direccionales, dirigidos y horizontales.
- ✓ Fácil de alineación y enchufe rápido.
- ✓ Aprietes rápidos.
- ✓ Alto nivel de sello.
- ✓ Diseño interior para eliminar posible turbulencia.

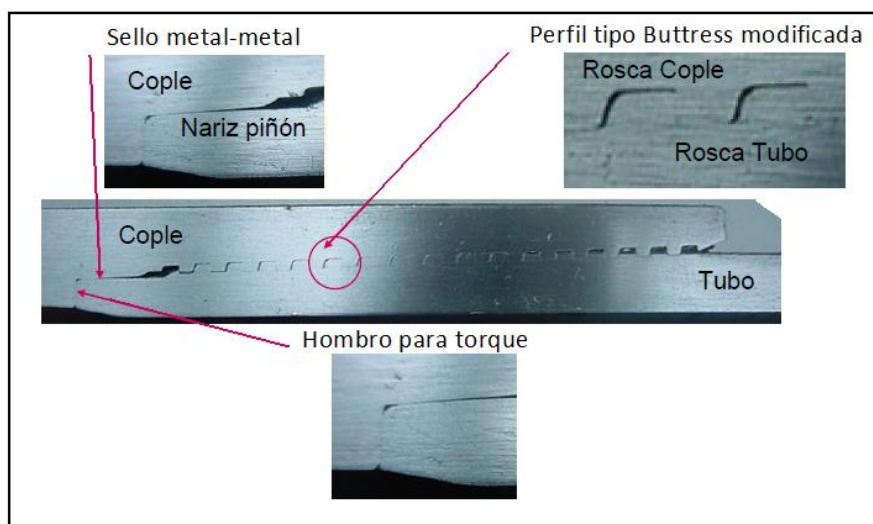


Figura 1.10 - Corte transversal de conexión.

Tabla 1.2 - Tabla de eficiencia de las conexiones.

	Acopladas	Integrales		
		Lisas	Formadas	Recalcadas
Tensión	100%	65 %	70%	100%
Compresión	100%	35 %	40%	100%
Presión Interna	100%	100%	100 %	100%
Colapso	100%	100%	100%	100%

1.5 RECOMENDACIONES BÁSICAS.

- Manipular los tubos con suavidad, con los protectores de rosca colocados.
- Identificar las conexiones y los accesorios. Asegurarse de que sean compatibles.
- Planificar previamente las operaciones a realizar.
- Controlar el equipamiento a ser utilizado en la operación. Controlar la alineación del aparejo respecto del pozo.
- Limpiar los tubos e inspeccionarlos visualmente.
- Reinstalar los protectores limpios antes de que los tubos sean levantados hacia la boca del pozo, o usar protectores especiales.
- Utilizar compuesto lubricante API para roscas (API 5A3).
- Realizar el acople con sumo cuidado. En conexiones con sello metálico se deberá utilizar guía de emboque tanto en la bajada como en la extracción de la columna.
- Utilizar la velocidad de rotación (r.p.m.) adecuada, de acuerdo con las recomendaciones.
- Ajustar por torque-posición las uniones API. Utilizar el torque adecuado, de acuerdo con las recomendaciones para otras uniones.
- Controlar que todos los instrumentos de medición estén calibrados (torquímetro, indicador de peso, etc.).
- Asegurarse de que la tensión aplicada sobre el tubo o la conexión esté dentro de los límites de resistencia de los mismos. Usar factor de seguridad.



Figura 1.11 – Manejo de tubería de revestimiento durante las operaciones en el campo.

1.6 ALMACENAMIENTO Y MANEJO.

1.6.1 ALMACENAMIENTO.

Los tubos deben estar sobre caballetes. No se deben estibar tubos directamente en el suelo, sobre rieles, pisos de acero o concreto. La primera hilera de tubos no debe estar a menos de 46 cm del piso, de manera que no se vean afectados por la humedad y el polvo.

En el caso de las Aleaciones Resistentes a la Corrosión (CRA), si los tubos tienen colocada una cubierta de plástico, se recomienda sacarlos y estibarlos. Cuando se requiera almacenarlos durante períodos prolongados, es aconsejable hacerlo en lugares cerrados con circulación de aire para evitar la condensación de agua.

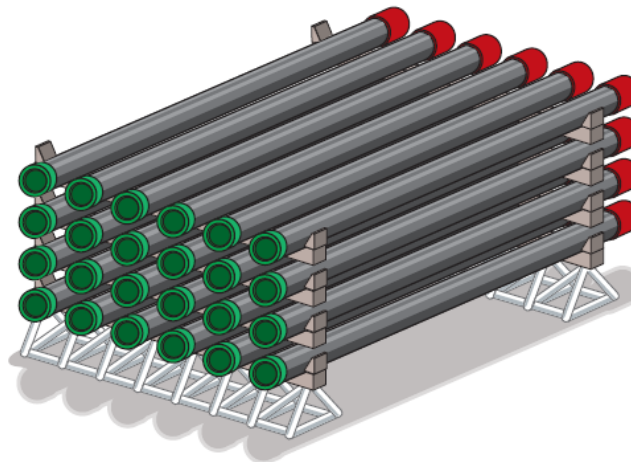


Figura 1.12 – Apilamiento de TR.

Los tubos deben colocarse sobre soportes adecuadamente espaciados para que no se produzcan flexiones o daños en las roscas. Dichos separadores deben estar sobre un mismo plano, razonablemente nivelados y sostenidos por bancales apropiados que soporten toda la carga sin hundirse.

En el caso de Aleaciones Resistentes a la Corrosión (CRA), los tubos deben apoyarse sobre soportes no metálicos.

Colocar listones de madera a modo de separadores entre las sucesivas hileras de tubos, de manera que los coples no tengan que soportar peso. Es conveniente usar por lo menos tres (3) listones espaciadores.

Cuando se utilizan espaciadores de madera en el estibado de tubos CRA, se recomienda recubrir con una pintura plástica la parte de madera que quede en contacto con el tubo. Por lo general, la madera contiene cloruros, por lo que pueden producirse picaduras.

Si se utilizan espaciadores de madera sin la protección de una lámina plástica, el área en contacto debe inspeccionarse periódicamente (2-5% de los tubos todos los meses).

Colocar listones espaciadores en ángulo recto con respecto a los tubos y directamente encima de los listones y soportes inferiores, para evitar flexiones. Asegurar los tubos clavando tacos de madera de 2,5 cm por 5 cm o de 5 cm por 5 cm en ambos extremos de los listones espaciadores. Si se usan topes metálicos, es necesario recubrirlas previamente.

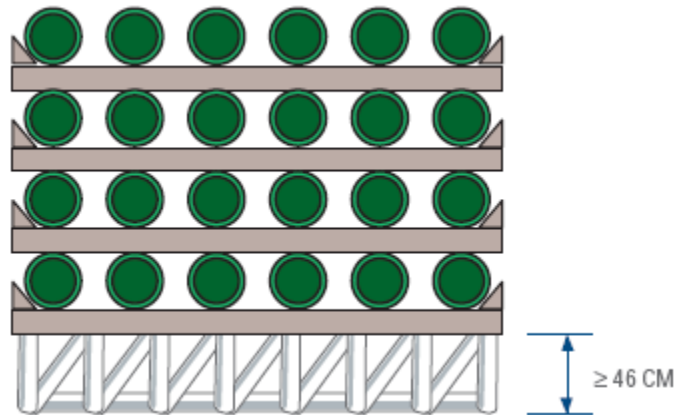


Figura 1.13 - Distancia recomendada del suelo al apilamiento.

Para casos de almacenamiento en banco temporal y a fin de facilitar las tareas de inspección y manejo, se recomienda no colocar más de cinco hileras de tubos. Si no se utilizaran los tuberías en forma inmediata, se recomienda el uso de grasas de almacenamiento, que deberán aplicarse de manera abundante tanto en las roscas como en las áreas de sello. La tubería almacenada deberá inspeccionarse por muestreo en forma periódica (cada 6-8 meses), y con mayor frecuencia en lugares donde las condiciones climáticas son agresivas.

1.6.2 MANEJO.

El procedimiento que se describe a continuación deberá aplicarse durante las tareas de manejo de la tubería, desde el camión al banco, a fin de preservar las conexiones y la integridad del material. Se requiere, como mínimo, cumplir los procedimientos que establece la norma API RP 5C1.

Toda la tubería, en particular las roscas, está fabricado con niveles de tolerancia estrecha y requiere, por lo tanto, un manejo especial. Ya se trate de tubería y/o de roscas nuevas, usadas o reacondicionadas, siempre deben manipularse con los protectores de rosca colocados y ajustados. Es preciso limitar a un mínimo las tareas de manejo u otra clase de movimiento del material.

Para levantar los tubos se recomienda utilizar eslingas de material sintético o cables de acero debidamente recubiertos en caso de materiales CRA. Asegurarse de no golpear los tubos entre

sí o contra otro objeto de acero, concreto o cualquier otro material que pueda dañar o modificar sus propiedades físicas. No utilizar barretas de acero para mover o separar los tubos.

1.6.3 REQUERIMIENTOS DEL EQUIPO.

- ✓ Las horquillas o uñas de los autoelevadores deben estar libres de rebabas o marcas.
- ✓ En el caso de material para servicio crítico, las horquillas de los autoelevadores deben estar recubiertas; además, se deben utilizar eslingas de nailon.
- ✓ Las grúas deben estar equipadas con barra espaciadora y eslingas revestidas.
- ✓ Se pueden utilizar grúas con elevadores magnéticos, pero se deben extremar los cuidados para reducir a un mínimo los golpes que puedan dañar los tubos.
- ✓ No se utilizarán ganchos sin el expreso consentimiento del usuario. En caso de que se los utilizara, deberán estar diseñados de manera tal de evitar que los protectores de rosca se dañen y deberán estar recubiertos con metal blando, goma o plástico. Los ganchos no deberán colocarse directamente en el tubo o las conexiones. No se deberá utilizar ganchos en los tubos con revestimientos internos.

1.6.4 HERRAMIENTAS MANUALES.

No se permite el uso de llaves de fuerza, de extremos abiertos ni otra clase de llave de brazos móviles con la finalidad de sacar o ajustar los protectores, ya que podrían dañar las conexiones. Para los protectores de rosca de extremo cerrado se usarán llaves de correa.

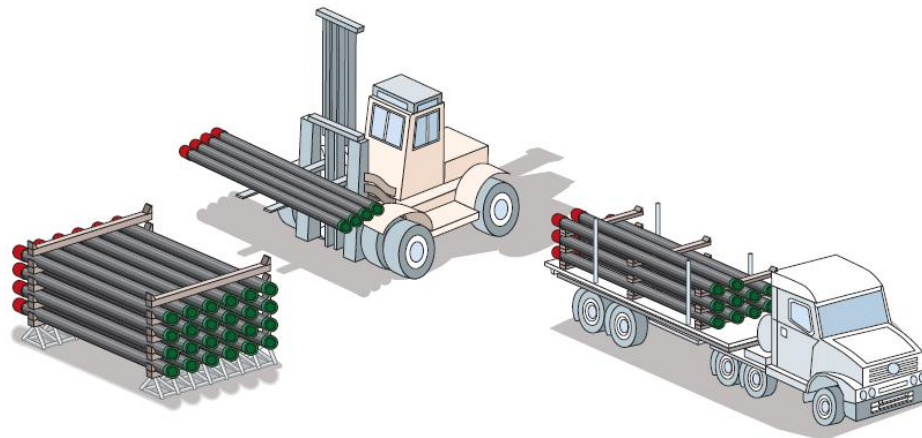


Figura 1.14 - Transportación de TR en el campo.

1.6.5 DESCARGA DE TUBERÍAS DEL CAMIÓN AL BANCAL.

Antes de descargar los camiones, se deben inspeccionar los tubos para verificar la existencia de cualquier señal de movimiento y/o daño durante el transporte y para asegurarse de que los protectores de rosca se encuentren bien ajustados. Si una carga se ha movido durante el viaje, es necesario identificar todo el material que tenga “daño visible” y luego evaluarlo una vez descargado en el bancale.

Si los tubos se descargan del camión a un bancal temporario utilizando un autoelevador, es fundamental que no se golpeen contra las piezas metálicas o contra cualquier otro objeto que pueda dañar o alterar las propiedades físicas del tubo. Tal como se especifica en la norma API RP 5C1, es conveniente descargar sólo uno (1), dos (2) o tres (3) tubos por vez, según el número de piezas que puedan controlarse.

En el caso de tubos de Aleaciones Resistentes a la Corrosión (CRA), es preciso tener la precaución de no golpear los tubos en la carga o descarga. Si se descargan los tubos del camión al bancal temporario mediante grúa, hay que asegurarse de apoyarlos con suavidad. No se debe dejar el tubo sobre el bancal temporario. Verificar la identificación de cada tubo a medida que se va descargando al bancal temporario.

Cuando los tubos se descarguen en el bancal del equipo, deberán colocarse en una secuencia tal que facilite su instalación en el pozo.

1.6.6 MOVIMIENTO DE LOS TUBOS DESDE EL BANCAL A LA PLATAFORMA.

- ✓ Asegurarse de que los protectores del *pin* estén en su lugar y bien ajustados. En las uniones con sellos externos, colocar el protector del *box* o el tapón de elevación antes de levantarlos.
- ✓ En las uniones integrales, asegurarse de que los tapones de elevación estén bien instalados.
- ✓ Verificar que la eslinga esté bien equilibrada para evitar la caída de los tuberías. En algunos casos se podría requerir el recubrimiento de la planchada de maniobras para evitar posibles daños al *box* durante la elevación del tubo a la plataforma del equipo.
- ✓ Se recomienda el uso del equipo de movimiento de tuberías (bandeja) para levantar los tubos desde la planchada hasta el piso del equipo.
- ✓ Asegurarse de que el estrobo no raye o dañe el tubo que está levantado. Cuando se opere con material destinado a servicios críticos, el estrobo debe estar revestido.
- ✓ Cuando se opera con materiales destinados a servicios críticos, evitar que los tubos y recalques entren en contacto o se friccionen, amortiguándolos con sogas, goma o madera entre una junta y otra.
- ✓ Todo equipo de manejo que se utilice durante la tarea de cargar tubos debe estar libre de rayones y rebabas. En el caso de material destinado a servicios críticos, deben estar revestidos para proteger los tubos de cualquier daño.
- ✓ Controlar que el tubo no golpee contra ninguna parte del mástil, piso, herramientas o cualquier otro objeto. Tomar los recaudos necesarios para impedir la caída libre.
- ✓ No debe quitarse el protector de rosca del *pin* hasta que la junta se encuentre sobre la plataforma, antes de introducirla en el pozo.

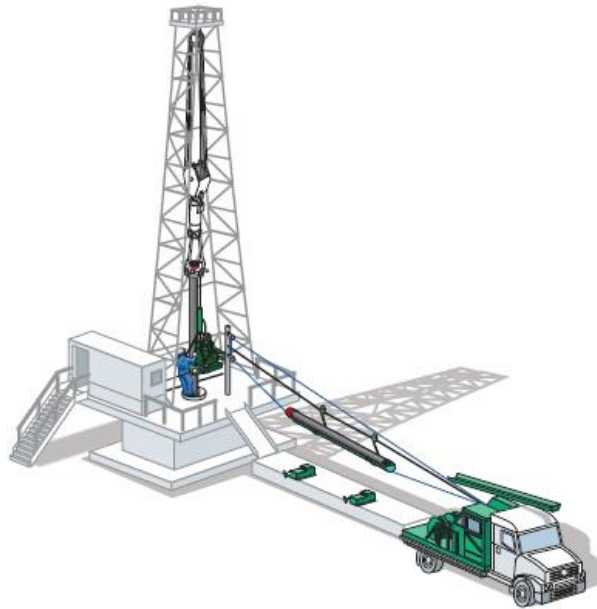


Figura 1.15 - Movimiento de los tubos desde el bancal a la plataforma.

1.7 EQUIPOS ACCESORIOS.

Antes de proceder a la bajada de los tubos, deben controlarse todas las herramientas y equipos necesarios para la bajada al pozo a fin de verificar que se encuentran en óptimas condiciones para realizar el trabajo. Se deben inspeccionar los siguientes equipos:

1.7.1 ELEVADORES Y CUÑAS.

Se pueden utilizar elevadores de mordaza o de tope para columnas de casing o tubing. Los insertos de las cuñas o elevadores de mordaza deben estar limpios y afilados. Se recurrirá a elevadores tipo cuña con mordazas más largas que las habituales cuando se trate de columnas pesadas y/o largas. Si se utilizan elevadores de tope, la superficie de apoyo deberá inspeccionarse cuidadosamente verificando que esté lisa y suave, perpendicular a la línea de tracción. Una superficie de apoyo irregular puede dañar el cople y producir una falla prematura de la conexión. Deberán examinarse las mordazas de los elevadores y cuñas para verificar que el contacto con los tubos sea uniforme. Todo contacto que no sea uniforme puede producir abolladuras o marcas en el tubo.

Cuando se utilicen materiales destinados a servicio crítico, se recomienda el uso de equipo especial, inserto de alta densidad o recubierto.

1.7.2 GRAMPAS DE SEGURIDAD.

Se requiere utilizar la grampa de seguridad cuando se bajan las primeras uniones de casing o tubing. Cuando se extrae una columna, se debe colocar la grampa de seguridad a las últimas juntas. Si se aplica menos carga que la mínima necesaria en las mordazas puede ocurrir que no sujeten suficientemente la columna. Para uniones integrales o “flush” se recomienda el uso de la grampa de seguridad durante toda la operación.

1.7.3 LLAVES DE CORREA.

Cuando se procede a enroscar un tubo de aleación resistente a la corrosión (CRA), se deben utilizar llaves de correa después del acople hasta que el pin llegue a la posición de ajuste manual, o al menos hasta que se tenga la seguridad de un buen acoplamiento de las roscas. Antes de comenzar la tarea, todas las correas deben examinarse para garantizar su limpieza y que sean adecuadas al diámetro correspondiente. Las correas sucias deben ser reemplazadas.

1.7.4 COMPENSADOR DE PESO.

Para tubos pesados o materiales (CRA), se recomienda el uso del compensador de peso, de manera de reducir las cargas de compresión sobre las roscas durante el acople/enrosque. Se debe prestar especial atención al requisito de ajustar este componente al valor de tensión adecuado antes de acoplar la primera conexión. También puede utilizarse el compensador durante el desenrosque para mantener constante la tensión en la junta que se está desenroscando. Esto permitirá reducir a un mínimo las posibilidades de engrane durante el proceso de desenrosque.

1.7.5 GUÍA DE ALINEADO.

La guía de alineado sirve como dispositivo de alineamiento y estabilización del tubo que se enrosca en la mesa rotaria. El dispositivo se monta en el piso del equipo debajo de la plataforma de acople y a una distancia adecuada que permita colocar la pieza más corta. La guía se usa para ayudar a estabilizar y alinear el tubo antes del acople y durante el enrosque. Una vez alineado el tubo, cerrar los rodillos de la guía y proceder al enrosque.

La guía de alineado puede usarse durante el desenrosque para mantener el tubo en posición vertical y para reducir las posibilidades de cruzamiento de filetes. La instalación de la guía debe incluir dispositivos de seguridad para proteger al personal ubicado en la plataforma del equipo en caso de que se produzcan daños accidentales en la guía, provocados por el aparejo.

1.7.6 GUÍA DE EMBOQUE.

La guía de emboque se usa para guiar el ensamble del *pin* en el *box* y minimizar los daños que puedan producirse en la conexión cuando la junta se acopla incorrectamente. La guía de emboque debe inspeccionarse antes de proceder a la bajada al pozo, para garantizar que los insertos de elastómero se encuentren correctamente ajustados y en buenas condiciones.

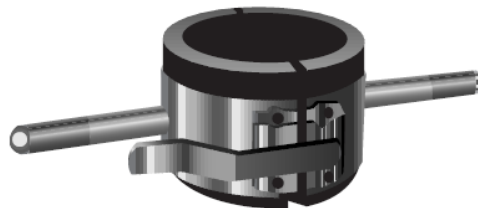


Figura 1.16 - Herramienta de guía de emboque.

1.7.7 TAPÓN DE ELEVACIÓN.

Los tapones de elevación se deberán usar cuando se introduce *casing* o *tubing* con conexiones integrales o tipo “*flush*” o cuando se controla la presión interna de la columna durante la bajada.

Antes de la bajada a pozo, los tapones de elevación deben inspeccionarse para asegurarse de que corresponden al tipo de rosca adecuada y son compatibles con el *box*.

Asimismo, es necesario verificar los tapones de elevación para asegurarse de que no haya daños importantes que puedan afectar los filetes de la rosca del tubo.

1.8 IDENTIFICACIÓN DE CONEXIONES Y ACCESORIOS.

Para garantizar una buena hermeticidad en toda la columna, es necesario que todos los accesorios, tales como colgadores, válvulas de flujo, zapatos de flotación, etc., tengan la misma rosca que el tubo.

Verificar la marca punzonada en las conexiones, de manera de identificarlas. Esto permitirá controlar fácilmente el origen de las roscas.

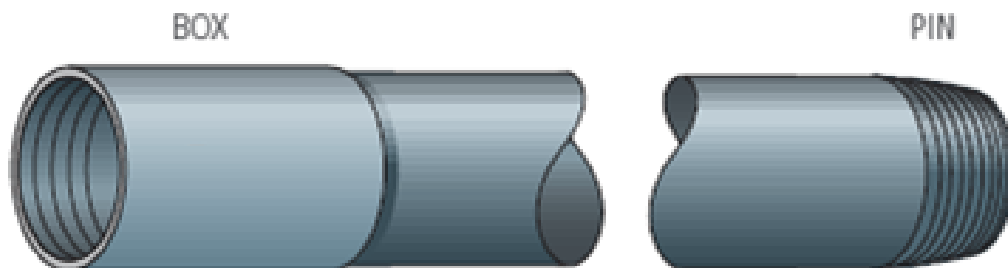


Figura 1.17 – Identificación de conexiones.

1.9 CONTROL DE ALINEACIÓN DEL APAREJO RESPECTO DEL POZO.

Antes de comenzar el trabajo, es preciso inspeccionar la ubicación de la plataforma de enganche, para asegurarse de que el hombre encargado de dicha tarea pueda llegar al tubo. Si se utiliza una guía de alineado, verificar la correcta posición de ésta.

También es importante verificar que el aparejo esté directamente alineado con el pozo. Una alineación incorrecta genera problemas en la operación de bajada de los tuberías.

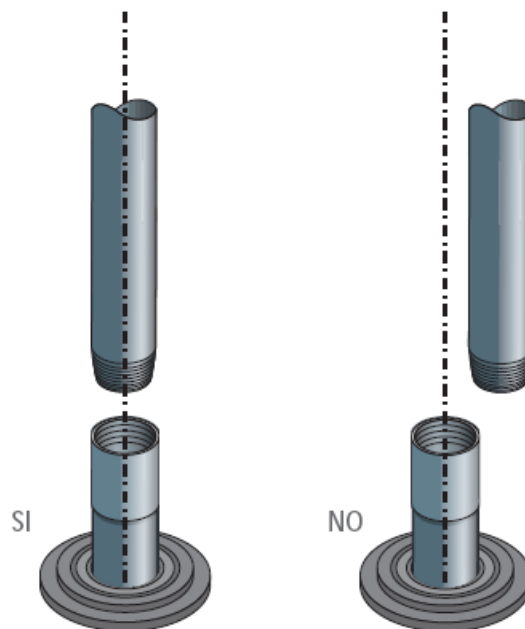


Figura 1.18 - Correcta alineación del aparejo.

1.10 LIMPIEZA E INSPECCIÓN VISUAL.

1.10.1 LIMPIEZA.

Es fundamental que no haya materias duras y extrañas en las roscas o el sello durante el proceso de enrosque. La limpieza se debe realizar inmediatamente antes del uso, sobre todo cuando se encuentren expuestos a medios corrosivos.

Si, por razones imprevistas, se demora la maniobra de bajada, colocar nuevamente los protectores en las roscas. Quitar los protectores de rosca de los extremos *pin* y *box*. Limpiar toda la grasa de rosca o almacenamiento con un solvente o agua a presión. El mejor procedimiento consiste en limpiar la conexión con agua a presión a una temperatura superior a los 10° C (50° F) y luego quitar todo rastro de humedad y/o cuerpos extraños. Luego, sopletear minuciosamente la conexión, cuidando que el líquido no se acumule en el interior del tubo.

Si se utiliza vapor para limpiar o calentar la conexión, es importante cuidar que todas las superficies queden bien secas, a fin de quitar cualquier humedad latente, sobre todo a muy bajas temperaturas.

1.10.2 INSPECCIÓN VISUAL.

Verificar la limpieza de cada conexión. Cada perfil de rosca, sello y hombro debe estar libre de residuos o restos de sustancias limpiadoras.

En las uniones, se deberá controlar:

- ✓ Falta de fosfatizado o cobreado.
- ✓ Ovalización, lo que impediría llevar a cabo la tarea de acople.
- ✓ Engrane o excesivo desgaste.
- ✓ Mellas o áreas con abolladuras (si el daño no supera los 0,3 mm (0,01") de profundidad, se puede solucionar *in situ*).
- ✓ Alto grado de oxidación, cascarillas o picaduras.
- ✓ Ralladuras o cortes longitudinales en el área de sello.
- ✓ Se prohíbe terminantemente rellenar los sellos con soldadura.

Se debe prestar especial atención cuando se utilizan llaves de enrosque en el box y en todas las uniones revestidas internamente, de modo de reducir a un mínimo las posibilidades de daños en las roscas o en el revestimiento. Para quitar o reemplazar los protectores de rosca, deberán emplearse llaves de correa o llaves especiales para protectores. Por el contrario, no deben utilizarse llaves para el ajuste de tubos.

1.11 GRASA PARA ROSCAS.

A menos que se especifique lo contrario, para el enrosque utilizar sólo grasas API (API 5A3) o equivalentes. En caso de utilizar otras grasas, aplicar el factor de corrección de torque que indique el fabricante de la grasa.

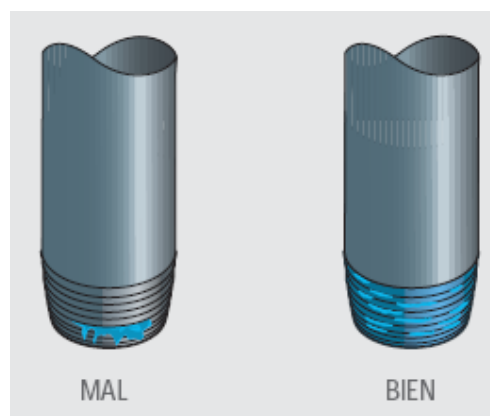


Figura 1.19 - Aplicación de la grasa.

El uso de grasas con diferentes propiedades puede dar lugar a falta o exceso de torque, al engranamiento y/o pérdidas de fluido. Un gran porcentaje de tubos viene con grasa de almacenamiento en las roscas. Esta grasa no puede utilizarse para el enrosque y deberá eliminarse cuando se realice la limpieza.

Antes de comenzar la bajada, asegurarse de que la grasa sea suficiente para completar el trabajo. Es aconsejable abrir sólo el número necesario de latas. Se recomienda mezclar bien desde el fondo hasta la parte superior antes de proceder a su aplicación.

Es importante mantener la grasa libre de agua, arena, baritina y toda otra materia extraña. Se recomienda no diluir la grasa de rosca agregándole aceite o solventes. Para aplicar la grasa, usar cepillos de nailon limpios. Tanto la grasa de rosca como los cepillos deben mantenerse limpios. A bajas temperaturas, conviene mantener la grasa en un lugar cálido para evitar su congelamiento.

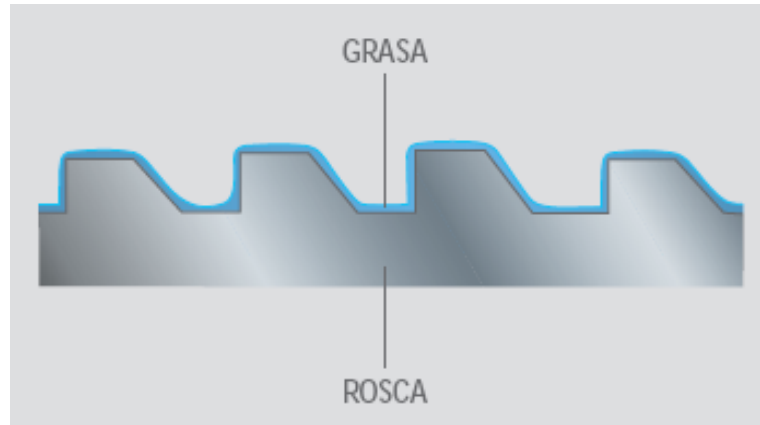


Figura 1.20 - Forma visible de la rosca después de la aplicación de la grasa.

1.11.1 CRITERIOS DE APLICACIÓN.

Aplicar la grasa de rosca en el *pin* y el *box*. Lo más aconsejable es aplicar una capa delgada y uniforme, relleno de las raíces de la rosca y cubriendo la superficie de sello y el hombro de torque. La forma de la rosca tiene que quedar visible después de haber sido lubricada.

A modo de guía, se puede establecer que la cantidad requerida para una unión es la siguiente:

- La grasera automática asegura una correcta distribución de la grasa en la rosca.
- Peso del lubricante (gramos) = 10 x diámetro externo del tubo (pulgadas) repartido en *pin* y *box*.
- Ejemplo: 4 1/2" de diámetro externo = 45 gramos.

1.12 MEDICIÓN E IZADO.

1.12.1 MEDICIÓN DE TUBERÍAS.

Antes de la bajada al pozo, es necesario medir la longitud de cada casing o tubing. Para ello se debe emplear una cinta calibrada de acero o un medidor láser. La medición deberá hacerse desde la cara exterior del cople o box a la posición del extremo roscado externamente adonde llega el cople o box cuando se enrosca la junta hasta la posición de ajuste. En rosca redonda, esta posición en el pin abarca hasta el plano de desvanecimiento de los filetes.

En roscas Buttress (BC) la medición debe hacerse hasta la base del triángulo estampado en el tubo. En el caso de conexiones propietarias, la Longitud Efectiva (LE) es la Longitud Total (LT) menos la pérdida por enrosque (make-up loss) (ML). El total de longitudes medidas de esta manera representará la longitud de la columna sin carga.

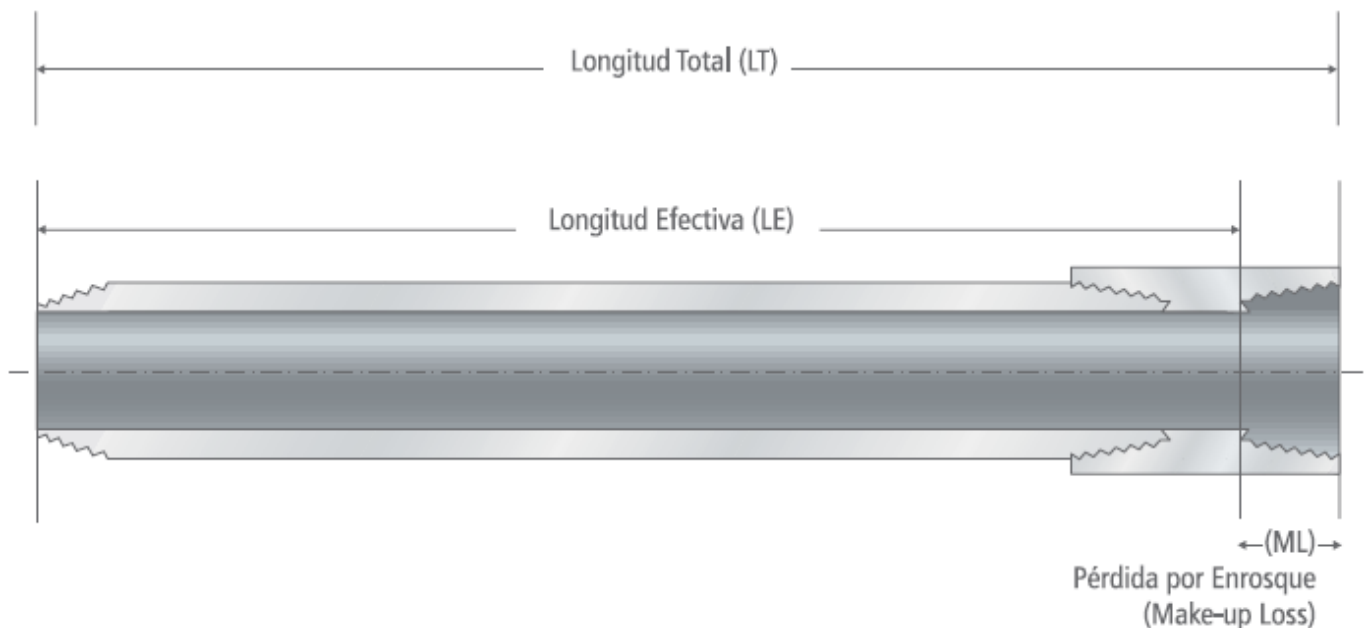


Figura 1.21 - Longitudes de la TR: consideraciones.

1.12.2 IZADO.

Colocar un protector de rosca limpio en el pin del tubo, de manera que la rosca no se dañe mientras se mueve el tubo en el bancal o cuando se lo levanta a la plataforma. Para esta operación conviene limpiar algunos protectores y utilizarlos repetidamente. Para mayor agilidad de maniobra se recomienda usar protectores especiales. Los protectores deben estar bien ajustados.

El primer tubo debe ser rolado a mano dentro de la bandeja del equipo de elevación de tuberías. Si se trata de material para servicios críticos, se recomienda recubrir la bandeja. Si no se utiliza una máquina de este tipo, los tubos deben rolararse manualmente hasta el centro de la planchada lo más cerca posible de la base de la rampa.

Para conexiones con cople, el estrobo debe colocarse inmediatamente debajo del cople. Si se está operando con uniones integrales o tipo “flush”, se debe instalar el tapón de elevación en el box con el estrobo asegurado alrededor del tubo inmediatamente debajo del tapón de elevación.

Se debe verificar que la rosca de los tapones de elevación utilizados como elementos de tracción y elevación esté en las condiciones adecuadas para el peso que debe soportar. Los tapones sólo pueden utilizarse para levantar un tubo por vez.

Cuando se levanta un tubo desde la planchada hasta la plataforma usando un estrobo o cable, el tubo debe vigilarse permanentemente. Se debe prestar especial atención para que no se golpee contra otros objetos.

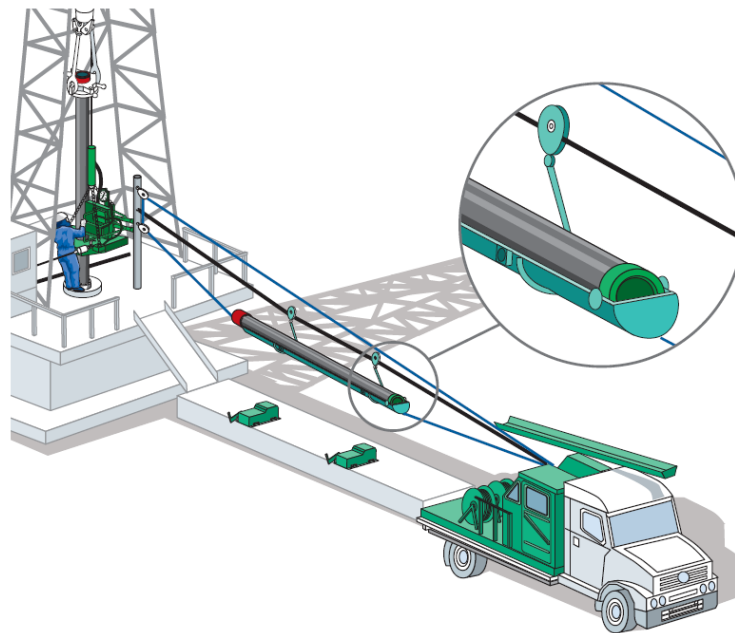


Figura 1.22 - Izado en el campo.

1.13 ACOUPLE.

Una vez que el tubo se encuentra en posición vertical respecto de la boca de pozo, deberá bajarse lentamente. Para ello es conveniente utilizar un compensador de peso hasta que el pin se encuentre exactamente encima del box.

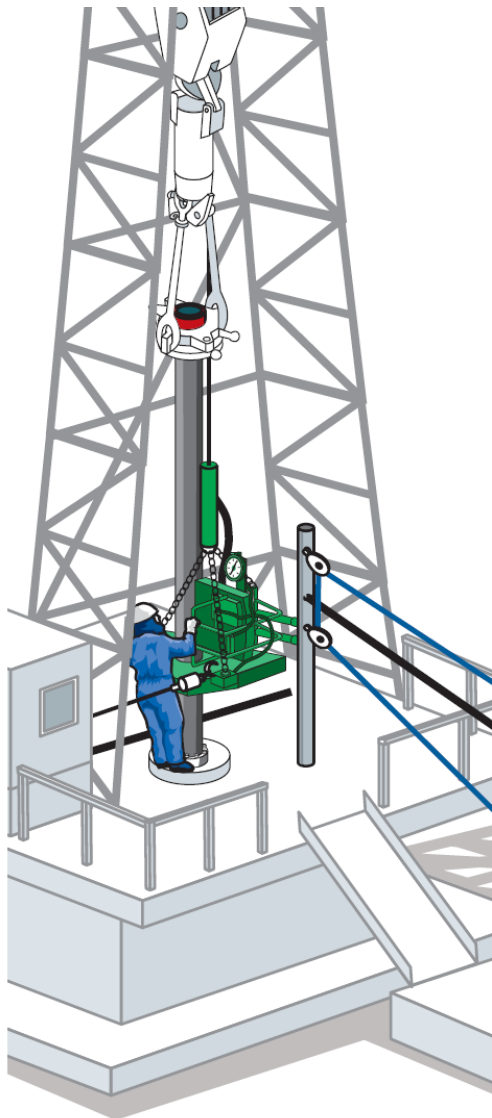


Figura 1.23 - Acople en el campo.

Inspeccionar el box para observar cualquier daño o presencia de material extraño, suciedad o agua, antes de aplicar la grasa API a las roscas.

Antes de proceder al acople, verificar que no haya daños o material extraño, como suciedad o agua, en el pin antes de aplicar la grasa API. Una vez que se haya aplicado la cantidad necesaria de grasa, bajar el tubo lentamente.

Asegurarse de que los tubos estén alineados verticalmente usando una guía de alineado, si la hay disponible.

Una vez que el tubo se encuentra debidamente alineado en posición vertical, bajarlo lentamente para comenzar a enroscar los filetes y así poder llegar hasta la posición de ajuste manual.

Durante el enrosque, controlar que el tubo no oscile. Si el tubo se inclina después del enrosque inicial, es necesario levantarlo, limpiar y corregir cualquier filete dañado o bien retirarlo para luego inspeccionarlo y repararlo o, en su defecto, para descartarlo. Se aconseja no poner en riesgo el costo de un pozo por usar un tubo cuyo pin o box pueda estar dañado.

Los tubos de Materiales Resistentes a la Corrosión (CRA) y otros destinados a servicios críticos se deben enroscar hasta la posición de ajuste manual utilizando una llave de correa. Si se utilizan llaves de fuerza para el enrosque, se debe comenzar muy lentamente para asegurarse de que no haya cruzamiento de filetes y enroscar la unión hasta la posición de ajuste manual. Colocar las llaves de fuerza aproximadamente a 7-10 cm por encima del pin enroscado.

Para facilitar la bajada de los tubos al pozo, se recomienda llenar la columna periódicamente con lodo de perforación. De esta manera se asegurará un mejor balance hidrostático de presiones. La bajada de tubería en tiros dobles o triples incrementa el riesgo de daño por engrane de las conexiones.

1.14 APLICACIÓN DE TORQUE.

1.14.1 LLAVES DE FUERZA.

Se deberán usar llaves de fuerza para el torquedo final de la conexión. Las llaves deberán estar en condiciones de operar a un mínimo de 3 r.p.m. Es necesario que estén equipadas con insertos curvos para impedir que el tubo o el cople se zafen y queden marcados. Debe seleccionarse una celda de carga calibrada para colocar en el brazo de la llave de fuerza. La llave de contrafuerza debe estar en un ángulo de 90° respecto de la llave de fuerza cuando se aplique el torque.

La velocidad de la llave de fuerza durante el enrosque debe ser menor a 25 r.p.m. Para la última vuelta anterior a la aplicación del torque, se recomienda que la velocidad de la llave sea inferior a 10 r.p.m. En el caso de aceros especiales, la velocidad de la llave durante la aplicación del torque deberá ser inferior a 5 r.p.m.

La llave de fuerza debe permitir el movimiento vertical para evitar que se deforme o se golpee durante el enrosque del tubo. Una vez que se ha instalado la llave de fuerza, se recomienda colocar en ella un trozo de tubo del mismo diámetro que el tubo que se está bajando y ajustar las mordazas a fin de asegurar un contacto adecuado y una rotación suave de las cabezas de los insertos sin que se produzca ninguna obstrucción ni interrupción de la rotación durante el torquedo.

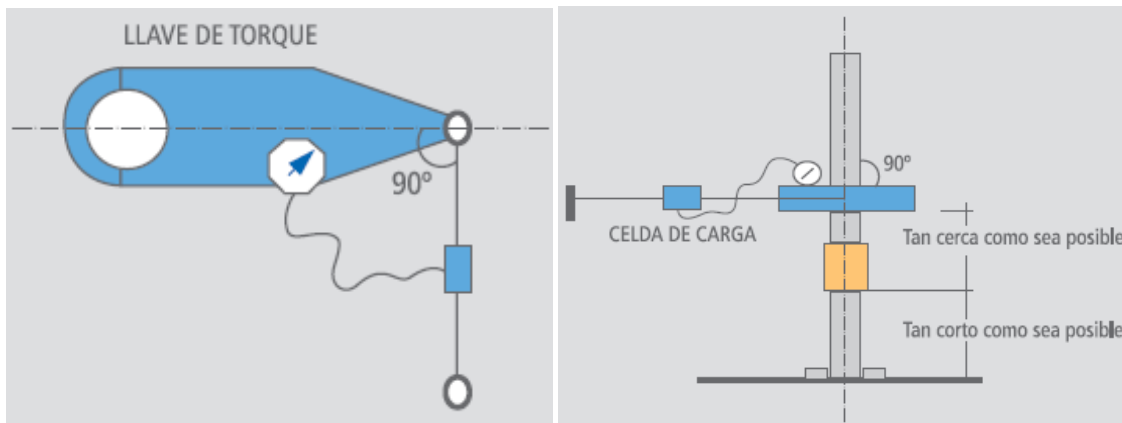


Figura 1.24 - Correcta colocación de la llave y celda de carga.

1.14.2 EQUIPOS DE MONITOREO DE TORQUE.

Los equipos de monitoreo de torque que se utilicen deben poder aceptar o rechazar automáticamente el enrosque de una conexión. Existen cuatro (4) tipos básicos de equipos que permiten obtener una lectura de torque:

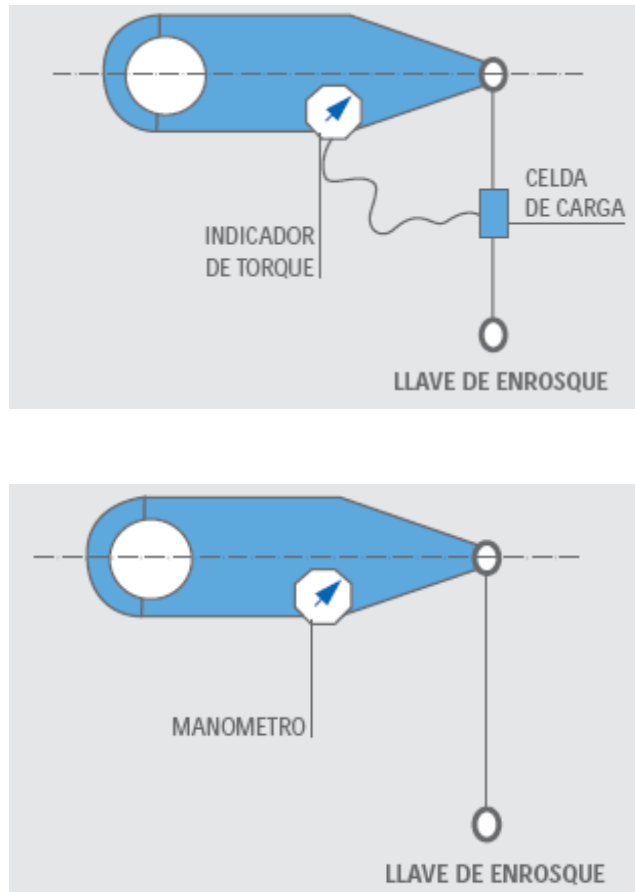


Figura 1.25 - Medición del torque.

1.14.3 MEDIDOR DE TORQUE.

Generalmente hay un medidor de torque montado a la llave de fuerza. Este debe calibrarse por lo menos cada tres (3) meses y debe tener un certificado donde figuren los datos de la calibración actual, así como la fecha de la siguiente calibración.

El medidor de torque y el indicador del dispositivo para control de torque tiempo/vueltas deben dar lecturas coincidentes durante el ajuste preliminar.

1.14.4 DISPOSITIVO DE MONITOREO TORQUE/VUeltas.

Las conexiones API deben enroscarse hasta el número correcto de vueltas pasada la posición de ajuste manual. Para poder determinar esta posición, se puede utilizar un sistema de monitoreo torque/vueltas que permita medir vueltas en centésimas de revolución.

1.14.5 DISPOSITIVO DE MONITOREO TORQUE/TIEMPO.

Este dispositivo se utiliza con suma frecuencia en las conexiones *premium* que tienen hombros internos y externos y sellos metal-metal. Estas superficies metálicas deben enroscarse hasta alcanzar la posición adecuada.

Esto ocurre cuando los hombros de la conexión llegan a la posición correcta, para luego torquear el hombro para energizar el sello. Este equipo debe ser capaz de realizar veinte (20) mediciones por segundo.

Dado que la mayoría de los *displays* tiempo/vueltas de torque convencionales son inadecuados para mostrar de manera exhaustiva las anomalías de enrosque, se debe utilizar un *display* realizado por computadora para monitorear el proceso. El equipo de monitoreo debe ser capaz de imprimir los gráficos de enrosque.

1.14.6 CARACTERÍSTICAS DE LAS LLAVES DE FUERZA.

Las llaves de fuerza deben ser las adecuadas. Por ejemplo, no se recomienda usar una llave de 50.000 lb.pie para una junta que sólo requiere 4.000 lb.pie, dado que la inercia inherente durante el enrosque y la escala del medidor darán como resultado falta de precisión en la aplicación del torque.

Las llaves para barras de sondeo y portamechas son demasiado potentes e imprecisas como para enroscar las uniones de *tubing* y *casing*.

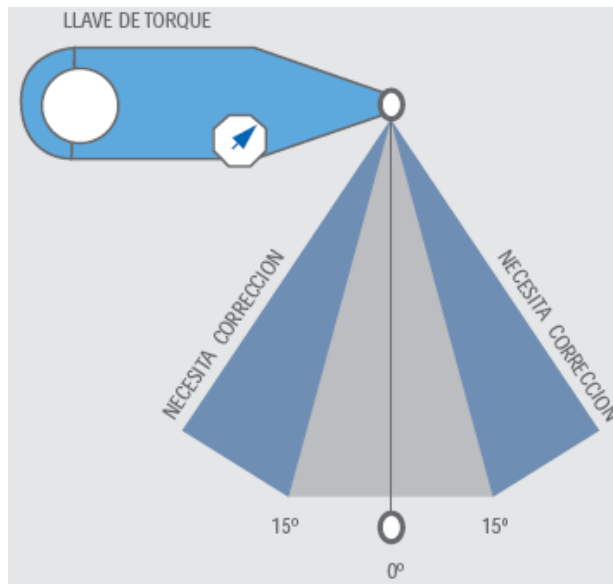


Figura 1.26 - Corrección de torque.

CAPÍTULO I

Antes de comenzar la tarea se debe solicitar al contratista un certificado de calibración de fecha reciente.

Debido al movimiento vertical del tubo cuando se enrosca o desenrosca una conexión, las llaves de fuerza deben tener libertad de moverse con el tubo para evitar que las roscas sufran sollicitaciones indebidas (compensador elástico vertical).

Cuando se utilicen llaves con dispositivo de contrafuerza, es importante que exista libertad de movimiento entre la llave de fuerza y la de contrafuerza. Para ello, es necesario que:

- La llave de contrafuerza tenga suficiente carrera para compensar el acortamiento por enrosque.
- Las llaves de fuerza/contrafuerza tengan la suficiente flexibilidad para admitir un *pin* o *box* ligeramente curvado.
- Las llaves de fuerza/contrafuerza tengan suficiente flexibilidad para compensar la excentricidad normal entre el *pin* y *box*.

Se puede lograr un enrosque más preciso usando un sistema de monitoreo y/o registrador gráfico que presente los valores torque/vuelta. La precisión de la medición deberá ser superior a una centésima de vuelta.

1.14.7 UBICACIÓN DE LA LLAVE.

Antes de comenzar la tarea, es importante verificar que la posición relativa de la llave de fuerza y cuña sea la correcta.

Asimismo, hay que controlar que el cable de donde se suspenden las llaves permita quitarlas del medio y que no interfiera con otros cables o con el aparejo. Verificar que el compensador de peso se utilice para compensar el acortamiento por enrosque.

Controlar los insertos y mordazas de la llave para asegurarse de que tengan el diámetro adecuado y estén en buenas condiciones.

Cuando se utilizan llaves hidráulicas, la presión en las mordazas debe ser lo suficientemente alta como para evitar que el tubo se deslice, pero no tan alta como para colapsarlos.

Es necesario verificar que la llave de contrafuerza esté a 90° respecto de la llave y del eje del tubo (vertical y horizontal) cuando la llave se encuentra en la posición en la que se aplicará el torque final. Aplicación del Torque.

Durante el enrosque final, el torque debe monitorearse continuamente. Si se advierte un torque excesivo en el comienzo del enrosque, hay que detener el proceso y verificar la alineación vertical. Desenroscar la unión e inspeccionar que no se hayan producido daños en el *pin* o *box*.

CAPÍTULO I

Para conexiones API utilizar un máximo de 25 r.p.m., y de 5 r.p.m. para las últimas vueltas. En conexiones premium el máximo es de 20 r.p.m. y de 5 r.p.m. en las dos últimas vueltas.

Si corresponde, se deben reemplazar los anillos de sello en la conexión. Si no hay evidencia de daños, se deberá aplicar grasa nuevamente y repetir el enrosque.

Una vez que la conexión se ha enroscado hasta la posición adecuada y/o dentro de los valores de torque especificados, liberar la llave de fuerza del cuerpo del tubo.

Antes de continuar, es imprescindible verificar que los datos obtenidos mediante el sistema de monitoreo sean aceptables. Esto incluye el torque final, el torque aplicado al hombro y la forma general de las curvas torque/vueltas y/o torque/tiempo.

Todo enrosque que sea rechazado por cualquiera de los motivos antes mencionados deberá evaluarse antes de continuar. La evaluación consistirá en desenroscar la conexión y llevar a cabo una inspección visual exhaustiva de las roscas y las superficies de sello.

Si no se encuentran indicios de daños, podrá enroscarse nuevamente, si corresponde. Si la conexión tuviera anillos de sello, se deberán reemplazar por nuevos.

Después de cada enrosque, el área del tubo/cople que fue sujetado por las llaves de fuerza/contrafuerza, así como el área de mordazas, deberá inspeccionarse visualmente para determinar si se ha dañado. Si hay demasiadas marcas provocadas por la llave en el tubo o en los coples, deberán evaluarse de acuerdo con la norma API 5CT ISO 11960.

1.14.8 APLICACIÓN DE TORQUE EN UNIONES API.

- a) Rosca redonda desde 4 1/2" hasta 13 3/8" de diámetro de tubo.

Los valores de torque para esta unión pueden verse en la API RP 5C1 o en las tablas presentadas al final. Los valores de torque fueron calculados por API como el 1% de la resistencia a la tensión (por desenchufe) de la unión. Estos valores así calculados se comparan bastante bien con los obtenidos por ensayos, utilizando grasa API 5A3. Mediante este procedimiento se estableció el Torque Óptimo. Los valores de Torque Mínimo son el 75% del valor del Torque Óptimo, mientras que el Torque Máximo es el 125% del valor del Torque Óptimo.

El valor del Torque Óptimo se ha seleccionado para dar un valor óptimo recomendado de torque en condiciones normales de enrosque y puede considerarse satisfactorio si la cara del cople llega hasta el punto de desvanecimiento de los filetes más o menos dos vueltas de rosca. Si no se llegara a esta posición con los valores de torque dados, la unión debe ser desenroscada e inspeccionada. De persistir el problema, deberán desecharse ambos tubos.

Para 16", 18 5/8" y 20" el enrosque debe hacerse hasta la posición del punto de desvanecimiento de los filetes utilizando como guía la tabla de Torque Mínimo.

El torque que debe aplicarse cuando se trate de conexiones API de distinto grado de acero o peso métrico será el correspondiente a la de menor valor en grado de acero o peso métrico.

En el caso de ajustar conexiones API de *casing* rosca larga con rosca corta, utilizar siempre un cople largo o reducción.

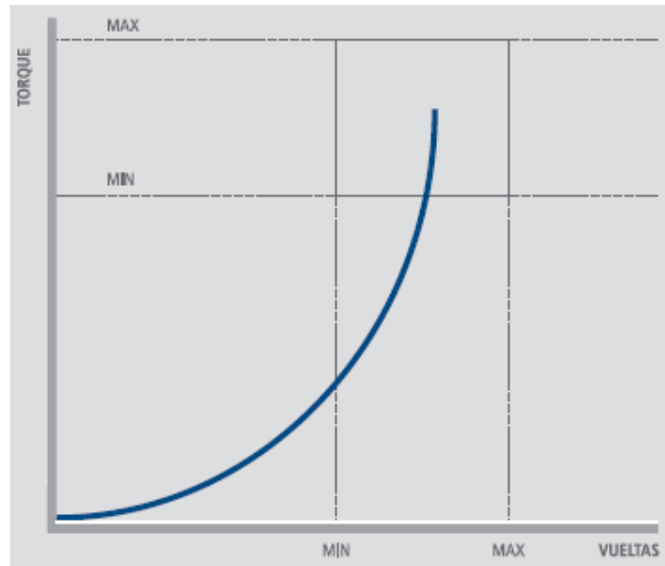


Figura 1.27 - Unión API.

b) Rosca Buttress desde 4 1/2" hasta 13 3/8".

El valor de torque debe determinarse enroscando hasta que el cople llegue a la base del triángulo marcado en el tubo.

Luego de varias determinaciones se promediará un valor de torque a aplicar. Roscas de *tubing* (*non upset*, *external upset* e *integral joint*).

Se recomienda aplicar el Torque Óptimo dado como guía. La vida de las roscas de *tubing* es inversamente proporcional al torque aplicado en el equipo; por lo tanto, en pozos donde la resistencia a la pérdida de fluido no es importante se podrían utilizar valores de torque cercanos al mínimo.

1.14.9 RECOMENDACIONES DE CONTROL DE TORQUE PARA CONEXIONES PREMIUM CON COPLE.

Las roscas premium son de fácil enrosque e instalación debido a su diseño a partir de una rosca Buttress modificada y hombro de torque en el cople.

Se recomiendan llaves de fuerza acordes al torque a aplicar e indicadores de torque bien calibrados que aseguren una correcta medición del torque aplicado.

Es importante que el sello metal-metal de la conexión premium se encuentre energizado por el torque aplicado. Esto asegurará la estanqueidad de la conexión.

El hombro de torque del cople actúa como energizador del sello y tope de torque. Se recomienda no exceder los valores de torque dados para esta conexión, para no provocar deformaciones en el hombro.

1.14.10 DIAGRAMA GENERAL DE ENROSQUE DE UNA CONEXIÓN CON SELLO METÁLICO Y HOMBRO DE TORQUE.

Los diagramas que se exhiben a continuación sólo pretenden servir de guía. El proveedor de la conexión no se hará responsable por ningún error de interpretación que pueda originarse por el uso de estos diagramas en ausencia de un inspector calificado.

Se considerarán exclusivamente los diagramas torque/vueltas. Los diagramas torque/tiempo no pueden compararse con los ejemplos expuestos.

Sólo es posible hacer una buena interpretación de estos diagramas en campo junto al equipo, ya que la curva puede modificarse sustancialmente según la calidad o la ubicación de los equipos utilizados. Estos diagramas serán trazados exclusivamente de acuerdo con el torque real aplicado y la rotación entre el pin y el box.

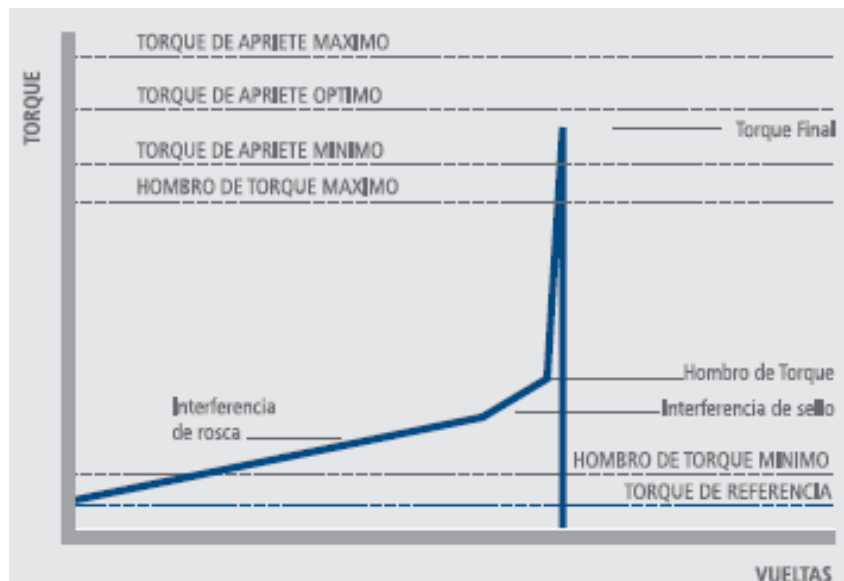


Figura 1.28 - Diagrama típico de enrosque para una conexión Premium.

DIAGRAMAS ANORMALES TORQUE/VUELTAS EN CONEXIONES PREMIUM.

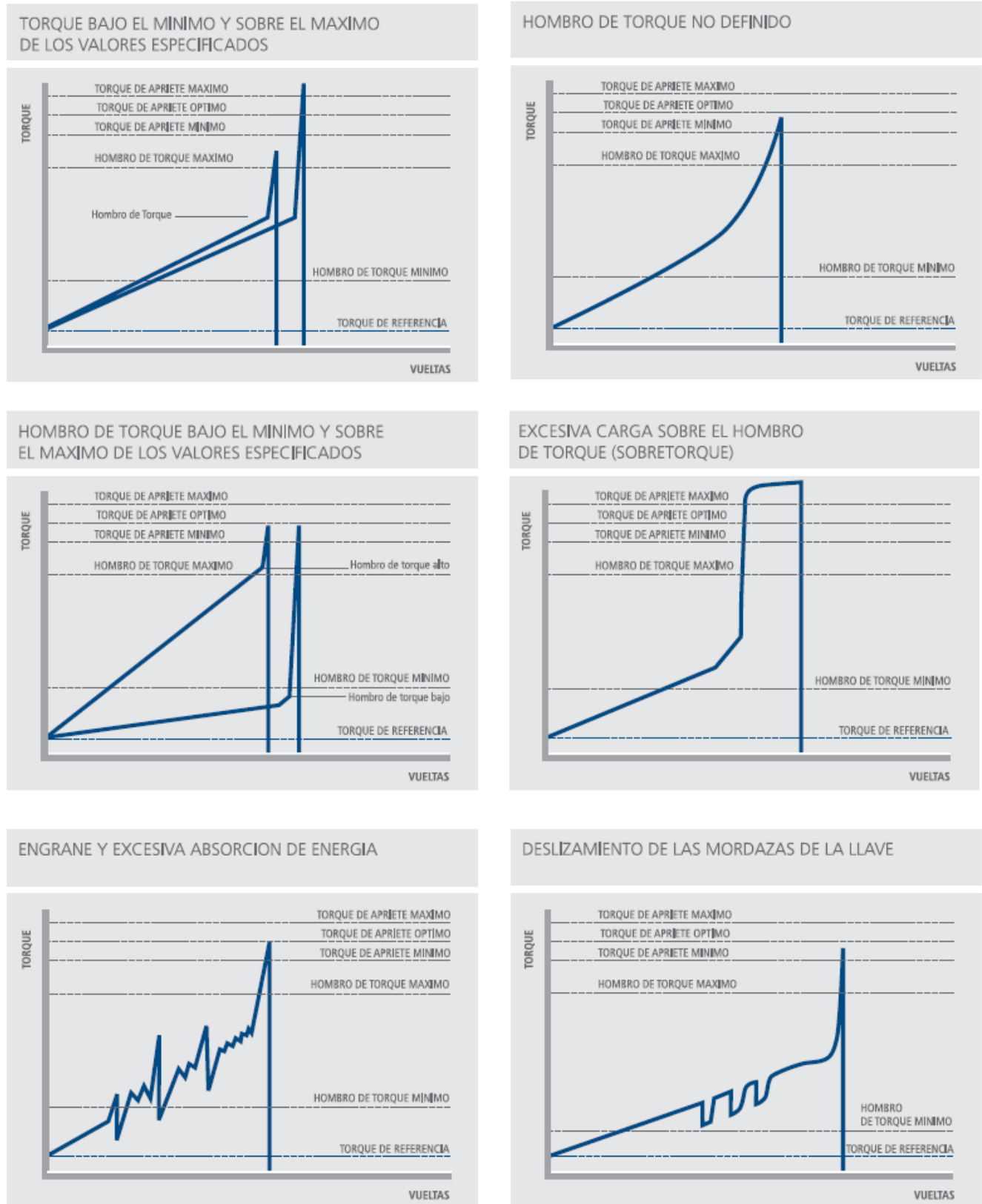


Figura 1.29 - Diagramas anormales torque/vueltas.

1.15 CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN LOS TUBOS.

- Inapropiada selección del tubo para la profundidad y las presiones encontradas.
- Insuficiente inspección del cuerpo del tubo o roscas.
- Daños durante el manejo y/o transporte.
- Mala práctica de operación de bajada o extracción de los tubos del pozo.
- Roscas mal maquinadas.
- Uso de los coples de reemplazo de fabricantes no acreditados.
- Descuidos en el almacenamiento de los tubos.
- Uso de grasas no adecuadas, o diluidas o sucias. Esto puede provocar engrane de las roscas.
- Torque en exceso para forzar la bajada del tubo al pozo.
- Martillado de los coples, especialmente en tubing.
- Desgaste interno de tubing por la acción de la varilla de bombeo.
- Fatiga, especialmente en el tubing. A menudo se producen fallas en el último filete de rosca enroscado. No hay manera de evitarla; sí se podría retardar utilizando uniones y procedimientos de operación adecuados.
- Exceso de tensión, superando el límite de fluencia del material o la resistencia de la unión.
- Rotación en el interior del casing. El fijado del casing con una tensión inadecuada luego de cementar es una de las causas más comunes de falla.
- Desgaste por rotación de barras de sondeo, especialmente en pozos con desviaciones o doglegs.
- Pandeo del tubo en zonas no cementadas si además se dejó la tubería asentada.
- Enrosques o desenrosques en tiros dobles o triples.
- Caída de la columna, aún a una distancia corta.
- La pérdida de fluido de las conexiones debido a presión interna o externa es una causa común y puede deberse a las siguientes condiciones:
 - La grasa no corresponde a la especificada, o está diluida o sucia o no homogeneizada.
 - Roscas sucias.
 - Roscas engranadas debido a suciedad, mal enrosque, roscas dañadas, alta velocidad de enrosque, sobretorque, movimiento lateral del tubo durante el enrosque.
 - Roscas mal maquinadas.
 - Tracción demasiado rápida de la columna.
 - Dejar caer la columna.
 - Excesivos enrosques y desenrosques.
 - Colocar la llave muy alta sobre el tubo.
 - (Esto provoca una flexión que tiende a engranar las roscas.)
 - Inadecuado torque de enrosque del cople.
 - Alta ovalidad del casing.
 - Procedimiento inadecuado de fijado de la tubería. (Esto produce tensiones en la unión que podrían exceder el límite de fluencia del material.)

1.16 EXTRACCIÓN DE TUBERÍAS.

Cuando se necesita extraer una columna de *casing* o *tubing*, se deben respetar los siguientes pasos a lo largo de toda la operación:

- Después de haber colocado las cuñas al segundo tubo (el primer tubo, en el mástil), abrir el elevador (si se utilizan elevadores tipo mordazas) y conectar el anillo del compensador de peso debajo del collar o tapón de elevación.
- Colocar la llave de contrafuerza en el cople y sujetar el tubo a no más de 4 cm, medidos desde la llave de contrafuerza. Antes de aplicar el torque, asegurarse de que el tubo esté alineado verticalmente, utilizando la guía de alineado.
- Aplicar el torque de desenrosque a baja velocidad (inferior a 10 r.p.m.), cuidando de no cambiar de velocidad durante la operación. En el caso de material para servicios críticos, se recomienda un máximo de 5 r.p.m.
No golpear las conexiones para facilitar el desenrosque, ya que esto puede producir daños en el recalque o en las conexiones.
- Evitar la oscilación del tubo durante el desenrosque.
- Quitar las llaves de fuerza y contrafuerza después de desenroscar el *pin* varias vueltas. Aplicar una llave de correa a la junta y empezar a desenroscar manualmente los restantes filetes.
- Mientras se está llevando a cabo esta operación, debe aplicarse tensión constante a la unión utilizando un compensador de peso.
- Cuando se trate de material para servicios críticos, se recomienda utilizar llaves de fuerza sólo para desenroscar 4 o 5 vueltas de filetes. El resto de los filetes deberán desenroscarse a mano mediante una llave de correa.
- Cuando se termina de desenroscar el último filete del *box*, levantar lentamente el *pin* del *box*. En conexiones con sellos metálicos, se recomienda colocar la guía de emboque para reducir la posibilidad de daños en la punta del *pin*, que pueden producirse cuando el *pin* vuelve a tomar contacto con la cara del cople.
- El *pin* no debe girar nunca libremente en el *box* después del desenrosque.
- Una vez que el *pin* se ha levantado respecto del *box*, aplicar grasa tanto al *pin* como al *box* y colocar un protector de *pin* en el extremo correspondiente ajustándolo bien. Recomendamos no estibar los tubos verticalmente en el mástil, pero, en el caso de que fuese imprescindible hacerla, recomendamos se utilicen protectores de rosca plástico-metálicos.
- Una vez que la rosca tiene colocado el protector, el tubo puede bajarse al bancal utilizando un estrobo o collarín. En el caso de material para servicios críticos, se recomienda usar estrobo recubierto para minimizar cualquier posible daño en los tubos.
- Durante las operaciones de desenrosque, es necesario realizar un monitoreo permanente a fin de asegurar que no se produzcan excesivas marcas por la llave en el tubo y de los coples y que se mantenga una adecuada alineación.

CAPÍTULO 2

DISEÑO PRELIMINAR DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA).

2.1 PARÁMETROS QUE CONTROLAN LOS DISEÑOS.

De acuerdo con las funciones de cada una de las tuberías de revestimiento, se clasifican como: tubería conductora, tubería superficial, tubería intermedia, tubería de explotación y tubería corta. Dependiendo de las características de cada pozo, en ocasiones se necesita utilizar más de una tubería intermedia.

Para determinar la profundidad de asentamiento de cada tramo de tubería nos basamos en las condiciones geológicas a perforar. El criterio de selección de la profundidad de asentamiento depende de la función específica de cada sarta de tubería de revestimiento. El aislamiento de zonas deleznable, zonas de pérdida de circulación y zonas de presión anormal, rigen los principales criterios de selección. Por lo que respecta al diseño las tuberías de revestimiento deberán resistir los esfuerzos que se generan durante la perforación, terminación y reparación de un pozo, al mínimo costo.

Cuanto más profundo es un pozo se tendrá la necesidad de ir aislando las zonas con características diferentes para que permitan continuar con la perforación, este aislamiento se realiza con la introducción y cementación de las tuberías de revestimiento.

Ya que se generó el perfil de geopresiones, lo siguiente será, en el diseño del pozo, es decir, determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento para lo cual existen dos etapas del diseño.

1. La primera etapa se realiza durante el diseño preliminar de pozo en la cual se selecciona el arreglo de tubería más conveniente y se determina la profundidad de anclaje de la tubería de revestimiento.
2. La segunda etapa se realiza durante el diseño detallado del pozo en la cual se determinan las cargas a las que se expondrá la tubería durante la vida del pozo e incluye la selección de tuberías, con propiedades físicas y mecánicas apropiadas para soportar dichas cargas.

2.2 SELECCIÓN DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

Con el perfil de geopresiones y la experiencia de campo, aunado a los requerimientos particulares de cada pozo, se definirá el arreglo de las tuberías de revestimiento, el cual incluye la selección de diámetros y profundidades de asentamiento de cada tramo de tubería así como la profundidad total del pozo.

La determinación de las profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento, se puede determinar gráficamente, como se muestra a continuación, graficando la presión de poro y la de fractura, expresándolas en densidad equivalente contra la profundidad.

1. Se traza la curva del gradiente de presión de poro. Note cualquier intervalo, que puedan ser zonas de problema, como por ejemplo atrapamiento, pérdida de circulación o zonas de alta presión de gas.
2. Trace las curvas de gradiente de presión de poro y la de presión de poro con factor de seguridad, que varían entre 0.024 a 0.060 gr/cm³ para el margen de viaje (líneas de color rojo y azul).
3. Trace las curvas de gradiente de fractura y de gradiente de fractura con factor de seguridad de 0.024 a 0.060 gr/cm³ (líneas de color verde y morado).

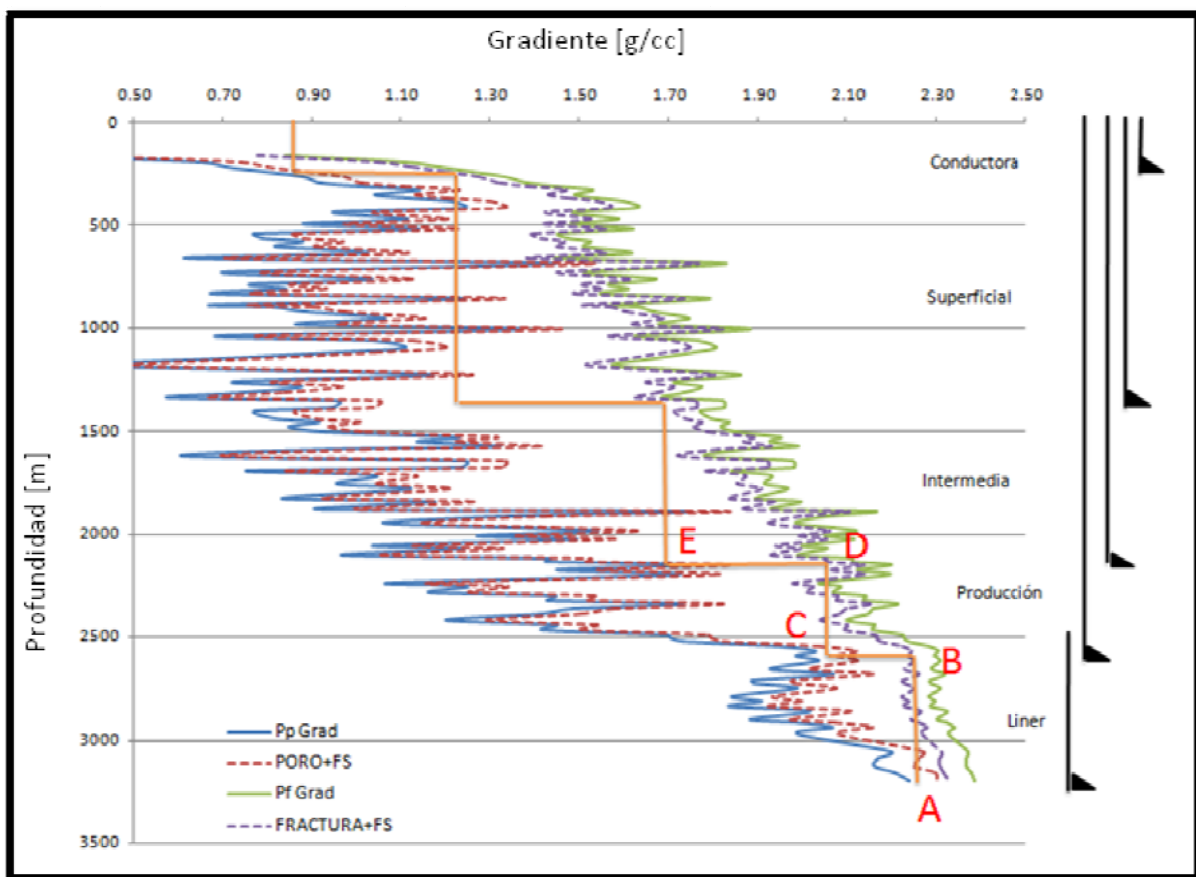


Figura 2.1 - Ventana Operacional y asentamiento de TR.

Posteriormente se procede a seleccionar la profundidad de asentamiento de las tuberías tomando en cuenta las siguientes condiciones.

1. Trabajando del abajo hacia arriba, entre las curvas de gradiente de presión con factor de seguridad en el Punto A.
2. Muévase hasta el Punto B, que determina el estimado inicial de profundidad de anclaje para la tubería de revestimiento de producción.

3. Muévase a través del Punto C, el cual identifica el requerimiento de peso de lodo, para esa profundidad.

4. Muévase hacia arriba hasta el Punto D, el cual determina la profundidad inicial de asentamiento para la tubería intermedia de revestimiento.

5. Muévase a través del Punto E para identificar el peso del lodo requerido a esa profundidad.

Otros factores que pueden afectar la selección de la profundidad de la Tubería de revestimiento, en conjunto a la presión de poro y la presione de fractura, son:

- Zonas de gas de poca profundidad.
- Zonas de pérdida de presión
- Estabilidad de la formación.
- Perfil direccional del pozo. Es importante delinear la trayectoria del pozo antes del asentamiento de la tubería de revestimiento e intentar conseguir una evaluación (survey) consistente, mas delante de una sección tangente. Igualmente, secciones largas del agujero abierto, podrían requerir tubería de revestimiento para reducir la posibilidad de que ocurra un atrapamiento de tubería y el nivel de torsión.
- Requerimientos de la ventana.
- Arenas de agua dulce (agua potable).
- Secciones salinas.
- Zonas de alta presión.
- Litología: las zapatas deberían, en donde sea practicable, ser colocadas en formaciones competentes impermeables.

Todos los factores anteriores se deberán tomar en cuenta y las profundidades iniciales de asentamiento de la tubería de revestimiento, ajustadas en concordancia al igual que la corrección de profundidad por presión diferencial.

2.3 CORRECCIÓN POR PRESIÓN DIFERENCIAL.

Ya que las profundidades de asentamiento de las tuberías intermedias hayan sido seleccionadas, se tendrá que tomar en cuenta los problemas de pegadura por presión diferencial, para determinar si la sarta de tubería de revestimiento pudiera pegarse cuando sea introducida al pozo. Para esto, se evalúa la máxima presión diferencial que se puede presentar con el arreglo seleccionado. Esta revisión deberá hacerse desde la tubería más superficial hasta la más profunda.

La presión diferencial (Δp en kg/cm^2) a cualquier profundidad en metros, se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\Delta p = \frac{(\rho_{fin} - \rho_{inicio})(h)}{10}$$

ρ_{fin} = Densidad de fluido de control a la profundidad final de la TR ($\frac{g}{\text{cm}^3}$)

ρ_{inicio} = Densidad de fluido de control a la profundidad del asentamiento o etapa anterior ($\frac{g}{\text{cm}^3}$)

h = profundidad TR (m)

La condición que deberá cumplirse son:

- Para el asentamiento de la TR en la zona de presión anormalmente alta:

$$\Delta p_{lim} < 210 \left(\frac{kg}{\text{cm}^2}\right)$$

- Para el asentamiento de la TR en la zona de presión normal, o de transición:

$$\Delta p_{lim} < 140 \left(\frac{kg}{\text{cm}^2}\right)$$

En caso de no cumplir alguna de estas condiciones se deberá corregir la profundidad de asentamiento de la tubería intermedia con la densidad del lodo, por medio de la siguiente expresión:

$$\rho_{fincorr} = \frac{\Delta p_{lim} * 10}{h} + \rho_{inicio}$$

$\rho_{fincorr}$ = La densidad del lodo corregida.

Se puede utilizar para localizar la profundidad donde existe esta presión diferencial, con lo que se determina la nueva profundidad de asentamiento de la TR intermedia.

2.4 DISEÑO DETALLADO.

El objetivo del diseño es permitir el control de las condiciones esperadas del pozo, para que las sartas sean seguras y económicas. En la estimación apropiada de las cargas que actúan en el pozo, se deberán hacer consideraciones especiales, de acuerdo a la profundidad. Así, el diseño de las tuberías debe hacerse por separado. Estos es: (1) Tubería superficial, (2) Tubería intermedia, (3) Tubería de explotación. La carga de presión interna debe ser considerada en primer lugar, ya que dictará las condiciones iniciales para el diseño de la tubería de revestimiento.

El siguiente criterio a considerar es la carga al colapso que deberá ser evaluada y las secciones deberán ser recalculadas de ser necesario. Una vez que los pesos, grados y longitudes de las secciones han sido determinados para cumplir con las cargas de presión interna y colapso, se deberá evaluar la carga por tensión. El paso final es verificar las reducciones por efectos biaxiales en esfuerzo de presión interna y resistencia al colapso causados por las cargas de tensión y compresión respectivamente, La representación gráfica de los diferentes esfuerzos se muestra en la siguiente figura.

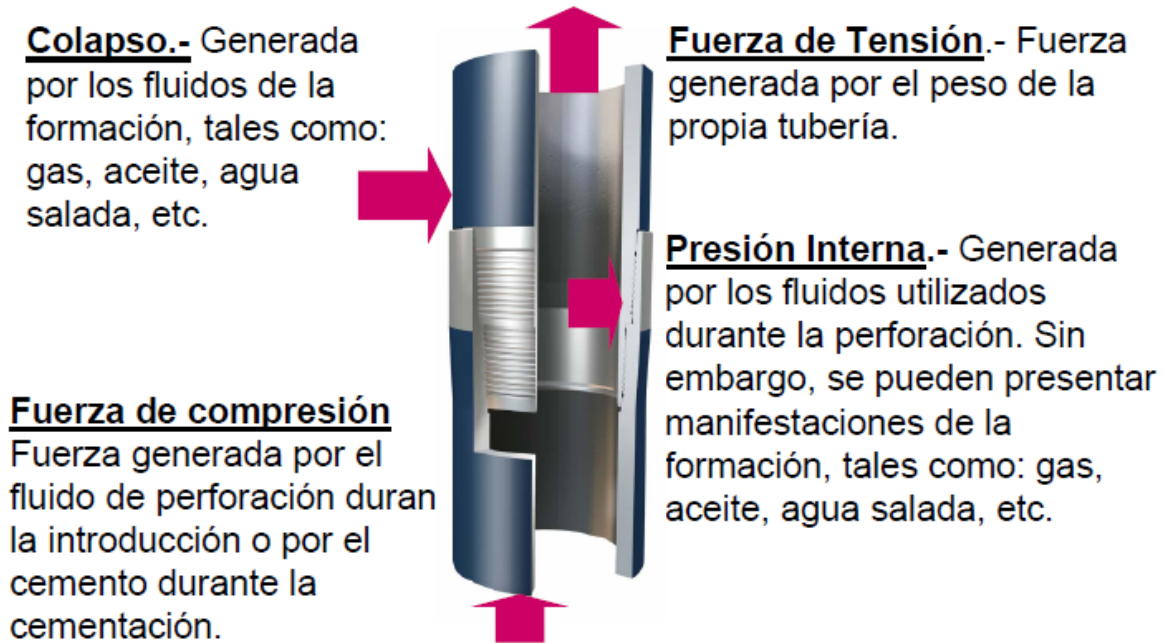


Figura 2.2 - Esfuerzos que actúan en la tubería de revestimiento.

La etapa de diseño detallado es para determinar las cargas a las que estará expuesta cada sarta de tubería de revestimiento, durante la vida del pozo y la selección de tuberías con propiedades mecánicas y físicas que puedan soportar las cargas pronosticadas.

2.5 FACTORES DE DISEÑO.

En el diseño de tubería, los efectos de carga son separados de la resistencia de la tubería por un factor de seguridad o diseño, el cual tiene la función de dar un respaldo en la planeación, debido a la incertidumbre de las condiciones de carga reales, además del cambio de las propiedades del acero debido a la temperatura, corrosión y el desgaste. La magnitud de este factor de diseño se basa, entre otras variables, en la confiabilidad y exactitud de los datos de esfuerzos usados para diseñar, en la similitud de las condiciones de servicio y las de prueba, y en el grado de exactitud de cargas supuestas para el diseño.

El API reportó los resultados de una investigación de factores de diseño aplicados a las tuberías de revestimiento, se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla siguiente, donde se indica el rango del factor de diseño para cada condición de carga, y el valor recomendado.

Tabla 2.1 Factores de diseño de TR.

Diseño	F. Seguridad	F. S Recomendado
Presión interna	1.00-1.10	1.125
Colapso	1.0-1.125	1.125
Tensión	1.60-1.80	1.60
Compresión	1.20-1.25	1.20
Elipse Von Misses	1.25	1.25

2.6 CONDICIONES DE FALLA.

Para comenzar con la aplicación y explicación de cualquier método para diseño, es necesario y recomendable determinar la resistencia de las diferentes tuberías. Esto a la vez conduce a considerar las diferentes situaciones de falla que experimentan las tuberías. La resistencia de un tubo se puede definir como una reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de una falla.

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

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

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

Las principales fallas de las tuberías son básicamente Colapso, Presión Interna, Tensión Y Corrosión. El tratamiento de cada una de las fallas simplifica el estudio y análisis del comportamiento de la resistencia en los materiales.

2.7 CEDENCIA.

Para entender el comportamiento de falla iniciaremos por definir el concepto de cedencia, que es aquella propiedad del material para soportar la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga. Se dice que un material alcanza la cedencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanente. Antes de esta deformación, al liberar la carga, el material recupera su estado original. Se dice entonces que el material es elástico. El punto a partir del cual el material se fractura, se dice que alcanza su último valor de resistencia a la cedencia. La figura muestra el comportamiento de deformación-carga para determinar la fluencia o cedencia de un material (acero).

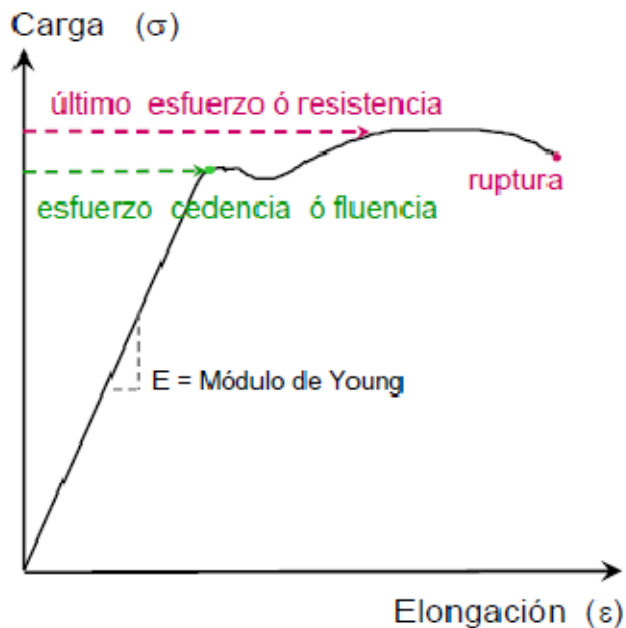


Figura 2.3 - Comportamiento elástico de un tubo.

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 hacer ceder al mismo. Es decir, aquel esfuerzo aplicado para alcanzar la deformación establecida.

2.8 METODOLOGÍA DE DISEÑO.

La metodología que se propone es un método gráfico que considera las cargas máximas a las que se someterán las sartas de revestimiento y los procedimientos generales aplicados para cada tubería de revestimiento ya que para el diseño de cada una de las tuberías se requieren consideraciones diferentes.

2.8.1 RESISTENCIA A LA PRESIÓN INTERNA.

Cuando la tubería está expuesta a una presión interna mayor que la externa se dice que la tubería está sometida a una presión de ruptura o de estallamiento. La resistencia de una tubería a la presión interna está dada por el API está basada en la ecuación de Barlow, donde utiliza el 87.5% del valor de cedencia al permitir una tolerancia en el espesor de pared de menos 12.5%.

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

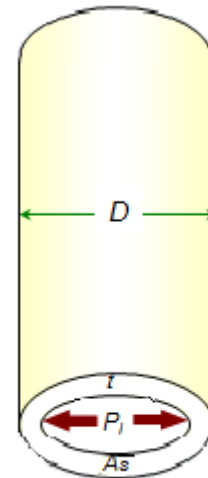
P_i = Presión interna mínima de cedencia (psi).

Y_p = Mínimo esfuerzo de cedencia (psi).

t = Espesor nominal (pg) = $(D - d)/2$

D = Diámetro externo (pg).

d = Diámetro interno (pg).



Los fluidos que están fuera de la tubería ejercen una contra presión a favor de la misma (respaldo), por lo que la presión interna efectiva será igual a la presión interna menos la externa. Para efectos de diseño se considera el gradiente de respaldo generado por una columna de agua con una densidad de 1.07 (gr/cm³) (Agua de la formación).

El caso más crítico del diseño a P_i es durante el control del pozo durante un brote y durante la inyección de fluidos.

Las máximas presiones que se pueden tener en el fondo y superficie, dependerán del gradiente de fractura de la formación que estará debajo de la zapata de la TR; por lo tanto, la tubería seleccionada deberá tener una resistencia a la presión interna igual o mayor al gradiente de fractura más un factor de seguridad (0.12 gr/cm³) a esto se le conoce como presión de inyección.

$$P_{iny} = \frac{(Gfr + 0.12)(h_{zapata})(14.22)}{10}$$

P_{iny} = Presión de inyección (psi).

h_{zapata} = Profundidad de la zapata (m).

Gfr = Gradiente de fractura $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$.

Los esfuerzos por presión interna a que estará sometida esta tubería son establecidos al definir las máximas presiones que se pueden presentar tanto en el fondo como en la superficie.

A continuación se mostrara el método grafico por presión interna y las consideraciones a seguir para el diseño de cada una de las tuberías, las graficas mostradas indican con una línea azul la mínima resistencia que deberán cumplir las tuberías para soportar dichas condiciones.

2.8.2 DISEÑO DE PRESIÓN INTERNA PARA TR SUPERFICIAL.

- Se considera un brote de gas metano y toda la tubería llena de gas.
- Tener cuidado de no sobrepasar la presión de fractura por debajo de la zapata.
- El respaldo se considera la presión de formación del área.
- El efecto de cemento despreciable.

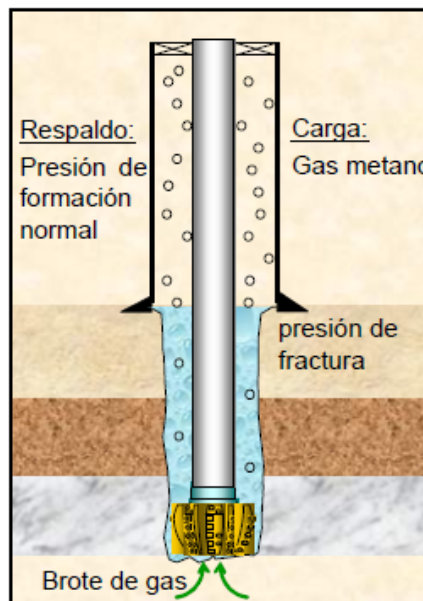


Figura 2.4 - Condiciones de presión interna para TR superficial.

1) Presión de inyección debajo de la zapata.

$$P_{inyección} = \frac{(\rho_{fractura} + 0.12)(h)(14.22)}{10}$$

2) Presión superficial esperada en la cabeza del pozo.

$$P_{gas} = \frac{(\rho_{gas})(h)(14.22)}{10}$$

$$P_{bop's} = \rho_{inyección} - P_{gas}$$

3) Presión de respaldo.

$$P_{respaldo} = \frac{(\rho_{agua\ de\ formación})(h)(14.22)}{10}$$

4) Presión resultante.

$$P_{resultante} = P_{inyección} - P_{respaldo}$$

5) Graficar.

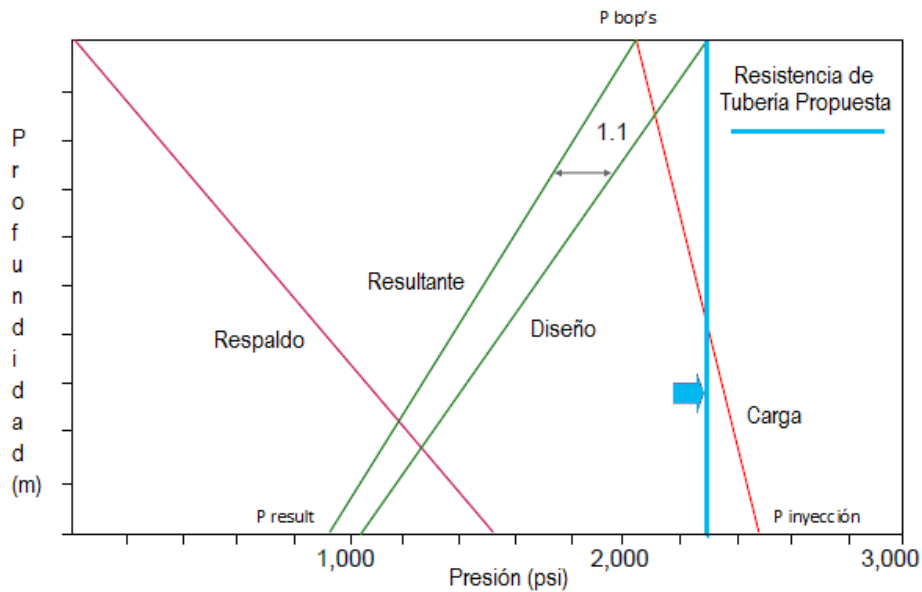


Figura 2.1 - Gráfica de diseño de presión interna para TR superficial.

2.8.3 DISEÑO DE PRESIÓN INTERNA PARA TR INTERMEDIA.

- Se considera un brote de gas metano; por lo que la tubería contendrá en su interior fluido de perforación y gas.
- Tener cuidado de no sobrepasar la presión de fractura en la zapata (durante la circulación del brote).
- El respaldo se considera la presión de formación del área.
- El efecto de cemento despreciable.

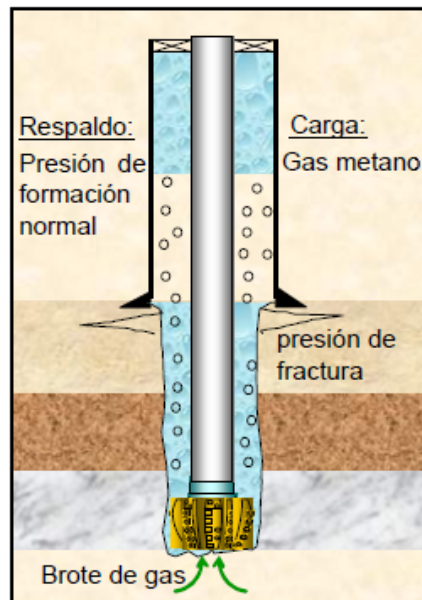


Figura 2.6 - Condiciones de presión interna para TR intermedia.

1) Presión de inyección en la zapata.

$$P_{inyección} = \frac{(\rho_{fractura} + 0.12)(h)(14.22)}{10}$$

2) Ecuaciones para determinar interface gas-lodo.

$$P_{inyección} = P_{bop's} + \frac{(h_{lodo})(\rho_{lodo})(14.22)}{10} + \frac{(h_{gas})(\rho_{gas})(14.22)}{10}$$

$$h_{lodo} + h_{gas} = h$$

3) Cálculo de la presión en la interface gas-lodo.

$$P_{gas} = \frac{(\rho_{gas})(h_{gas})(14.22)}{10}$$

$$P_{interface} = (P_{inyección}) - (P_{gas})$$

4) Presión de respaldo al nivel de la interface y al fondo.

$$P_{respaldo\ interface} = \frac{(\rho_{agua\ congénita})(h_{interface})(14.22)}{10}$$

$$P_{respaldo} = \frac{(\rho_{agua\ congénita})(h)(14.22)}{10}$$

5) Presión resultante.

$$P_{resultante\ interface} = (P_{inyección}) - (P_{respaldo\ interface})$$

$$P_{resultante} = (P_{inyección}) - (P_{respaldo})$$

6) Graficar.

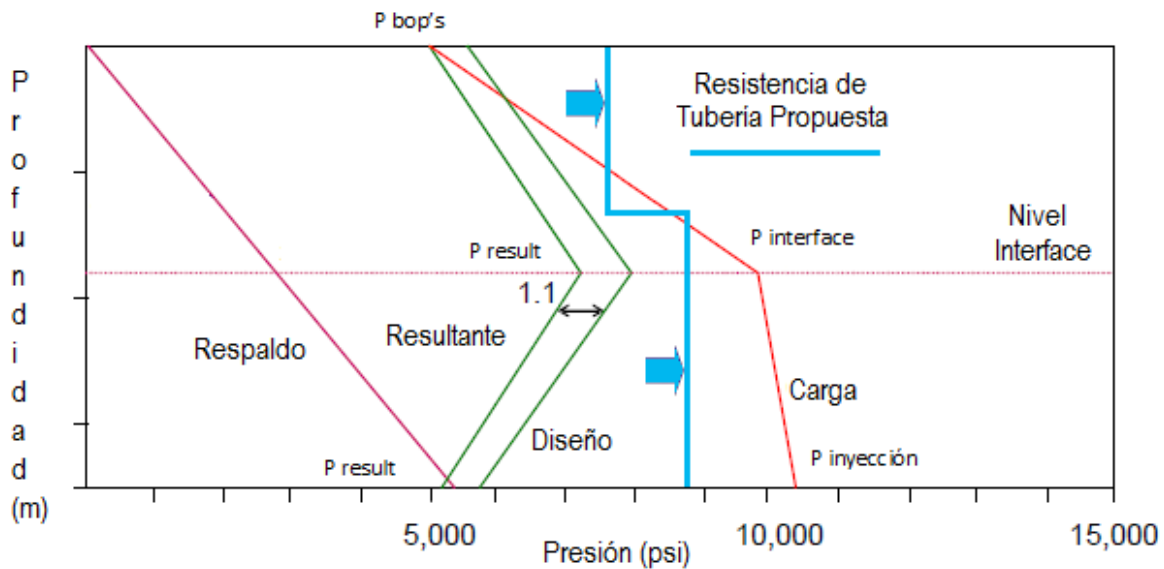


Figura 2.6 - Gráfica de diseño de presión interna para TR intermedia.

2.8.4 DISEÑO DE PRESIÓN INTERNA PARA TR EXPLOTACIÓN.

- La tubería de explotación debe de ser diseñada a su máxima presión interna debido a que se considera un manejo de altas presiones por la inyección durante las estimulaciones ó fracturamientos.
- Se considera que se presenta una fuga de presión de la tubería de producción a la tubería de revestimiento cerca de la superficie. La presión será igual a la presión de formación.
- Se considera gas por la tubería de producción.
- Se considera el fluido por el exterior, que sufre una degradación.

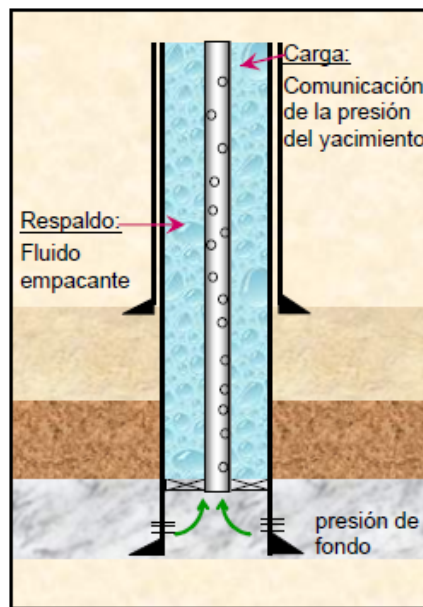


Figura 2.7 - Condiciones de presión interna para TR de explotación.

1) Presión interna en la zona de los disparos.

Si se conoce el valor de la presión de fondo fluyendo, este será el valor a ser considerado, si no se conoce se tomara la densidad del lodo para el cálculo de presión.

$$P_{\text{interna en el fondo}} = \frac{(\rho_{\text{lodo disparos}})(h_{\text{disparos}})}{10} \quad (14.22)$$

2) Graficar.

Nota: Observe las conexiones superficiales de control ya que por lo que en términos generales la resistencia que deberá de tener la tubería de revestimiento a la presión interna es la de las conexiones superficiales.

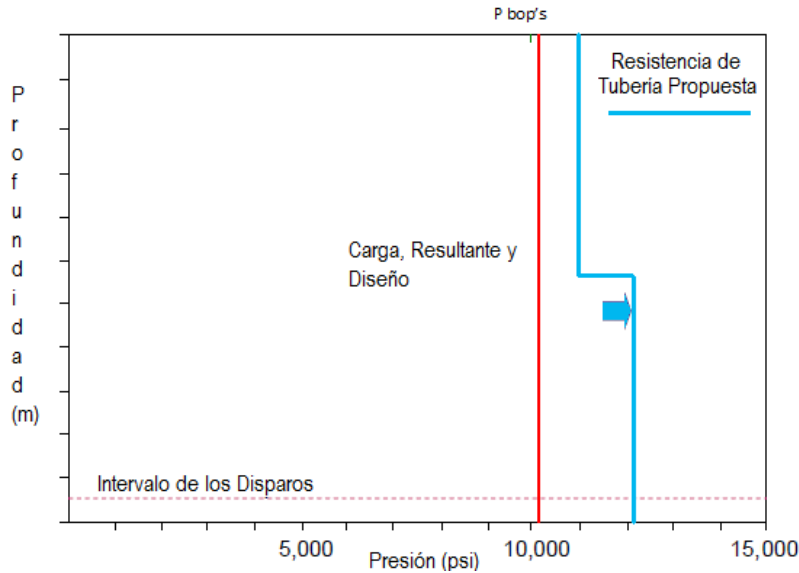


Figura 2.8 - Gráfica de diseño de presión interna para TR de explotación.

2.8.5 RESISTENCIA AL COLAPSO.

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

La resistencia al colapso de una tubería ha sido estudiada ampliamente. En primer 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 más complejo de predecir.

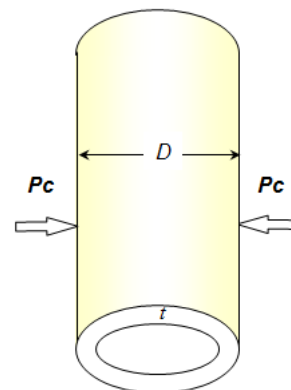
$$P_c = 2Y_p \left[\frac{\left(\frac{D}{t} - 1\right)}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right]$$

Y_p = Mínimo esfuerzo de cedencia (psi).

P_c = Resistencia al colapso (psi).

D = Diámetro exterior (pg).

t = Espesor del tubo (pg) = $(D - d)/2$



El API 5C3 presenta cuatro regímenes de colapso que se determina con base en la resistencia a la cedencia del material y a la relación D/t , los cuales permiten predecir el valor mínimo de resistencia al colapso del material, de acuerdo con el tipo de falla que puede ser: elástico, transición, plástico y de cedencia.

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

A continuación se mostrara el método grafico por colapso y las consideraciones a seguir para el diseño de cada una de las tuberías, las graficas mostradas indican con una línea azul la mínima resistencia que deberán cumplir las tuberías para soportar dichas condiciones.

2.8.6 DISEÑO POR COLAPSO PARA TR SUPERFICIAL.

- La carga es el fluido de perforación cuando se perforó esa etapa.
- Se considera una pérdida de circulación cuando se está perforando a la profundidad de la siguiente etapa, quedando el nivel a una altura equivalente a la presión de formación normal de la zona; ó un tercio de la evacuación.
- El efecto de cemento despreciable.

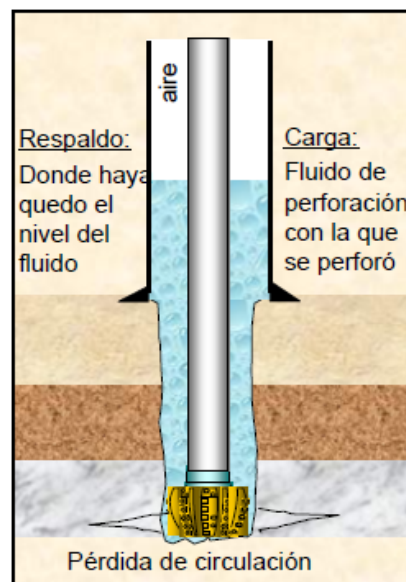


Figura 2.9 - Condiciones de colapso para TR superficial.

1) Presión de colapso, con densidad del fluido de la etapa anterior.

$$P_{colapso} = \frac{(\rho_{lodo anterior})(h_{nivel de fluido})}{10} \quad (14.22)$$

2) Presión de respaldo, es el fluido de la siguiente etapa dentro de la tubería.

$$P_{respaldo} = \frac{(\rho_{lodo siguiente})[(h_{total}) - (h_{nivel de fluido})]}{10} \quad (14.22)$$

3) Presión Hidrostática simulando una columna de agua congénita (Carga).

$$P_{agua congénita} = \frac{(\rho_{agua congénita})(h)}{10} \quad (14.22)$$

4) Resultante, es diferencial de presión al nivel de fluido.

$$P_{resultante} = (P_{agua congénita}) - (P_{respaldo})$$

5) Graficar.

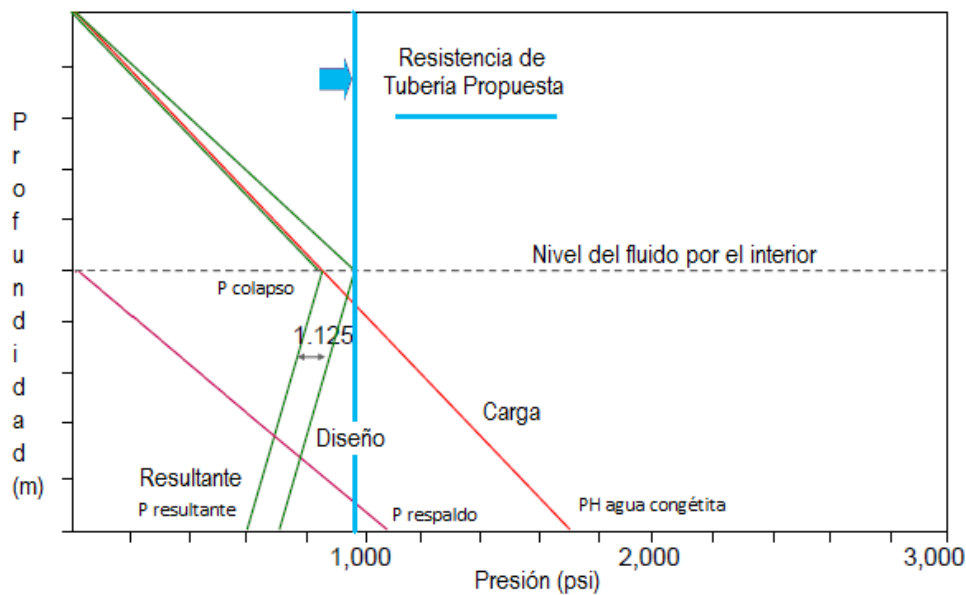


Figura 2.10 - Gráfica de diseño de colapso para TR superficial.

2.8.7 DISEÑO POR COLAPSO PARA TR INTERMEDIA.

- La carga es el fluido de perforación cuando se perforó esa etapa.
- Se considera una pérdida de circulación cuando se está perforando a la profundidad de la siguiente etapa, quedando el nivel a una altura equivalente a la presión de formación normal de la zona.
- El efecto de cemento despreciable.

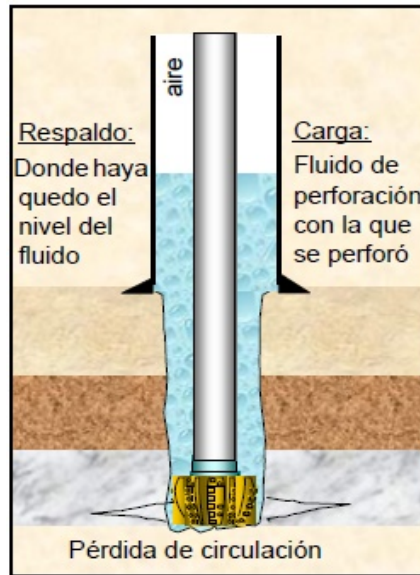


Figura 2.11 - Condiciones de colapso para TR intermedia.

1) Presión hidrostática del fluido de perforación de la siguiente etapa hasta la profundidad próxima

$$P_{\text{lodo próxima etapa}} = \frac{(\rho_{\text{lodo siguiente}})(h)(14.22)}{10}$$

2) Presión hidrostática del fluido de formación normal

$$P_{\text{formación normal}} = \frac{(\rho_{\text{agua congénita}})(h)(14.22)}{10}$$

3) Diferencial de presión y Nivel del fluido.

$$DP = (P_{\text{lodo próxima etapa}}) - (P_{\text{formación normal}})$$

$$N_{\text{fluido}} = \frac{10(DP)}{\rho_{\text{lodo siguiente}}(14.22)}$$

4) Presión de colapso (carga) en el fondo de la TR.

$$P_{\text{colapso}} = \frac{(\rho_{\text{lodo anterior}})(h)(14.22)}{10}$$

$$P_{\text{colapso nivel fluido}} = \frac{(\rho_{\text{lodo anterior}})(h)(14.22)}{10}$$

5) Presión de respaldo.

$$P_{\text{respaldo}} = \frac{(\rho_{\text{agua congénita}})(h - N_{\text{fluido}})(14.22)}{10}$$

6) Resultante

$$P_{\text{resultante}} = (P_{\text{colapso}}) - (P_{\text{respaldo}})$$

6) Graficar.

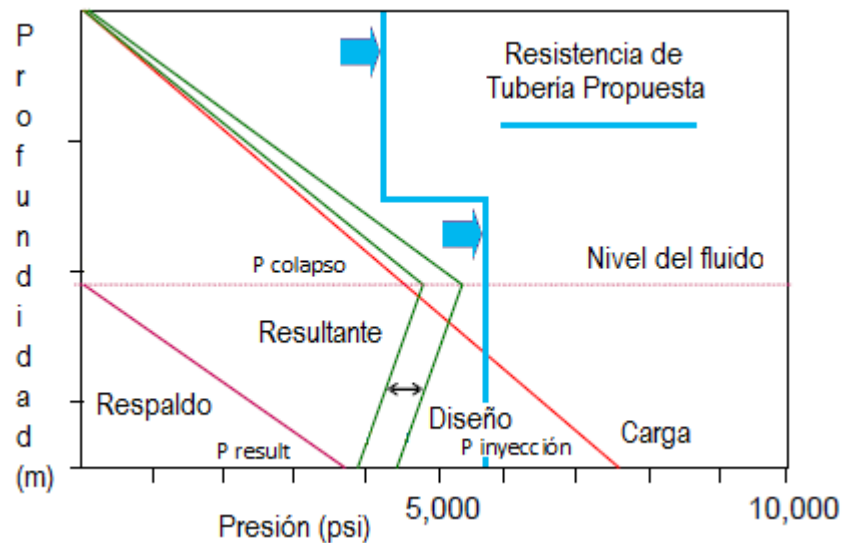


Figura 2.12 - Gráfica de diseño de colapso para TR intermedia.

2.8.8 DISEÑO POR COLAPSO PARA TR DE EXPLOTACIÓN.

- La tubería de explotación deberá ser diseñada a su máximo colapso, debido a que en operaciones de terminación del pozo, porque pueden presentarse eventos que causan una evacuación total dentro del pozo.
- La tubería de explotación se considera completamente vacía.
- Se considera una fuga del fluido empacante.

- Se considera por el exterior de la tubería la densidad del fluido de perforación.

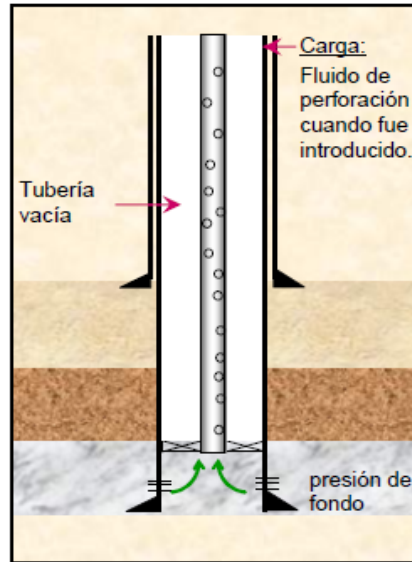


Figura 2.13 - Condiciones de colapso para TR de explotación.

- 1) Presión para el colapso en el fondo del pozo.

$$P_{colapso} = \frac{(\rho_{lodo})(h_{total})(14.22)}{10}$$

- 2) Graficar.

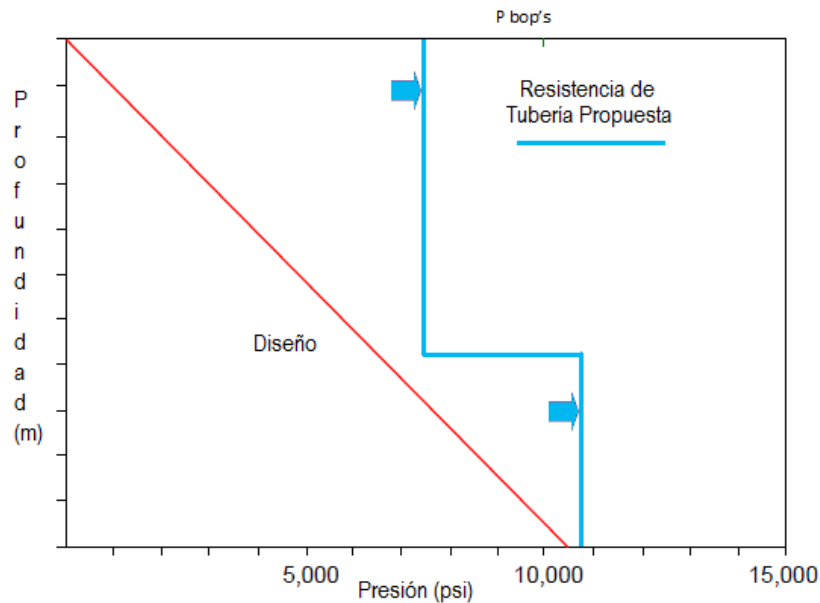


Figura 2.14 - Gráfica de diseño de colapso para TR de explotación.

2.9 RESISTENCIA A LA TENSIÓN Y COMPRESIÓN.

Línea de Carga por Tensión Conociendo los pesos, grados y longitudes de las secciones que se obtuvieron en los diseños por presión interna y por colapso, se puede determinar la carga por tensión. Para este fin debemos hacer un balance de fuerzas que incluya la de flotación, que se interpreta como la reducción del peso de la sarta de tubería de revestimiento cuando se corre en algún líquido, a diferencia de cuando se corre en el aire. La flotación también se puede expresar como la resultante de fuerzas que actúa sobre todas las áreas expuestas de la sarta, es decir sobre los extremos y hombros de cada sección de tubería.

La siguiente figura muestra las fuerzas actuando en cada área expuesta de una sarta de tubería de revestimiento, conformada por tres secciones. En este caso, si la fuerza es compresiva se considera negativa, y si es de tensión se toma como positiva. Por otro lado, las fuerzas actuando sobre las áreas de los hombros de los coples despreciables para propósitos prácticos en el diseño de tuberías de revestimiento.

Por lo anterior, el diseño por tensión se lleva a cabo desde el fondo hasta la superficie, y los puntos de interés son los cambios de peso entre secciones de tubería, de esta manera se tiene:

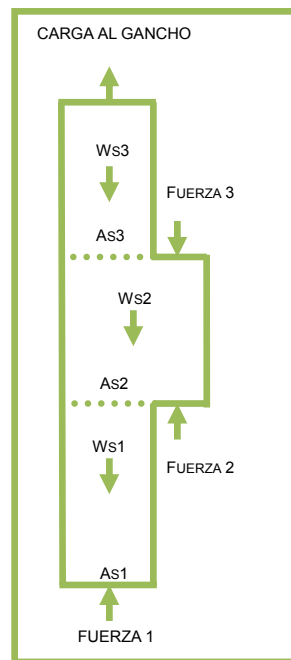


Figura 2.15 – Diagrama de fuerzas.

CAPÍTULO 2

$$T_f = 6.45(L)(G_f)(A_{s1})$$

T_f = Fuerza de flotación (kg).

L = Profundidad de asentamiento de la TR (m).

G_f = Gradiente del fluido empleado (kg/cm²/m).

A_{s1} = Área de la sección transversal de la primera tubería (pg²).

Cuando la tubería se encuentra en compresión debido a las fuerzas de empuje a que está sujeta. Para la primera sección de tubería la tensión T_1 se obtiene de:

$$T_1 = -T_f + W_{s1}$$

Donde el peso de la sección 1 (W_{s1}), en (kg), estará dado por:

$$W_{s1} = 1.4913(L_{s1})(P_u)$$

Donde L_{s1} , es la longitud de la sección 1, en (m), y P_u es el peso unitario de la tubería, en (lb/pie). Si consideramos que se utilizara más de una sección de tubería, entonces se presentará una diferencia de área entre las secciones transversales de cada sección, por lo que dependiendo del sentido, ascendente o descendente de la fuerza, se sumara o restará de la tensión aplicada en la siguiente sección, como muestra la Figura, y se calculará como sigue:

$$T'_1 = T_1 (+, -) 6.45(L - L_{s1})(G_f) |A_{s1} - A_{s2}|$$

Por lo que la tensión para la siguiente sección se obtendrá a partir de:

$$T_2 = (+, -) (T'_1) + (W_{s2})$$

Y para la siguiente sección se procede de la misma manera:

$$T'_2 = T_2 (+, -) 6.45 \{L - [(L_{s1}) + (L_{s2})]\} (G_f) |A_{s2} - A_{s3}|$$

Y la tensión para la sección 3:

$$T_3 = (+, -) T'_2 + W_{s3}$$

Con los valores obtenidos es posible construir la línea de carga por tensión.

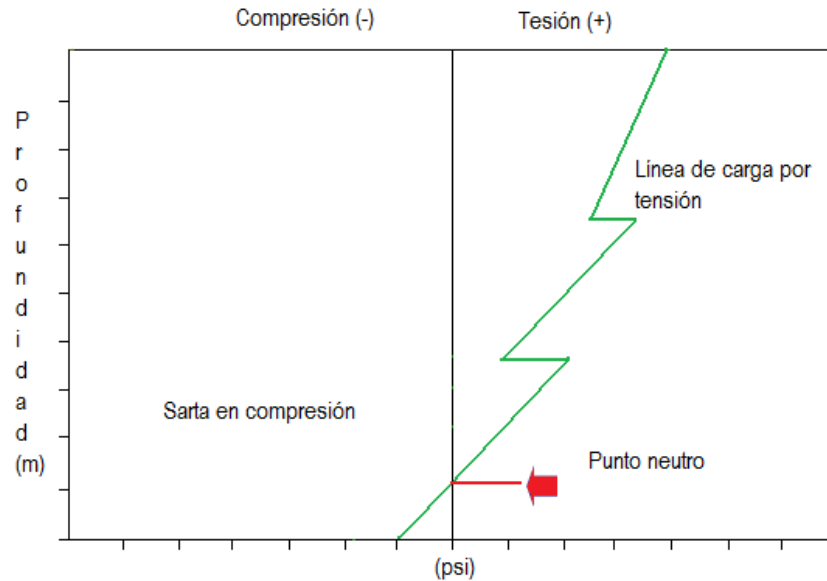


Figura 2.16 - Línea de carga por tensión.

2.10. ESFUERZOS AXIALES APLICADOS SOBRE TR.

CONCEPTO.

Los esfuerzos biaxiales se definen como el cambio en el comportamiento de sus propiedades mecánicas que sufren las tuberías cuando son sometidos a las combinaciones de esfuerzos.

Durante las operaciones que se realizan con las tuberías durante la introducción, cementación de la tubería y durante la vida productiva del pozo, las tuberías se encuentran sujetas a diferentes cargas combinadas.

2.10.1 ESFUERZOS BIAXIALES.

TENSIÓN.

Cuando la tubería se encuentra a tensión la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento a la presión interna se incrementa, mientras que al colapso disminuye.

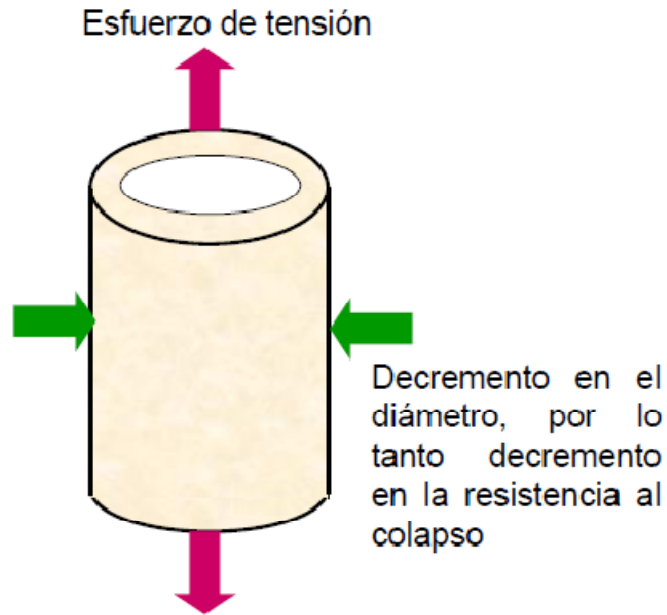


Figura 2.17 - Efecto de tensión.

Compresión Cuando la tubería se encuentra a compresión la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento al colapso se incrementa, mientras que la presión interna disminuye.

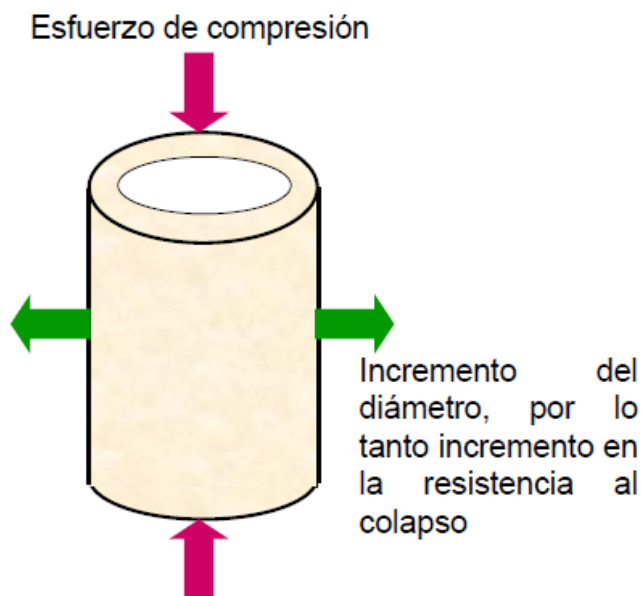


Figura 2.18 - Efecto de compresión.

MODELO BIAxIAL.

El modelo considera la acción de los esfuerzos axiales y tangenciales mucho mayores a los radiales. Su forma matemática es la siguiente:

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

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

σ_{Ae} = Esfuerzo axial equivalente (psi).

σ_Y = Cedencia (psi).

σ_A = Esfuerzo axial (psi).

La gráfica biaxial presentada en la siguiente figura 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 sujeta a controversia, en virtud de no contar con pruebas exhaustivas que corroboren lo anterior. Se considera que un solo +10% en resistencia se puede obtener bajo compresión. Y por tensión puede considerarse una pérdida total en resistencia.

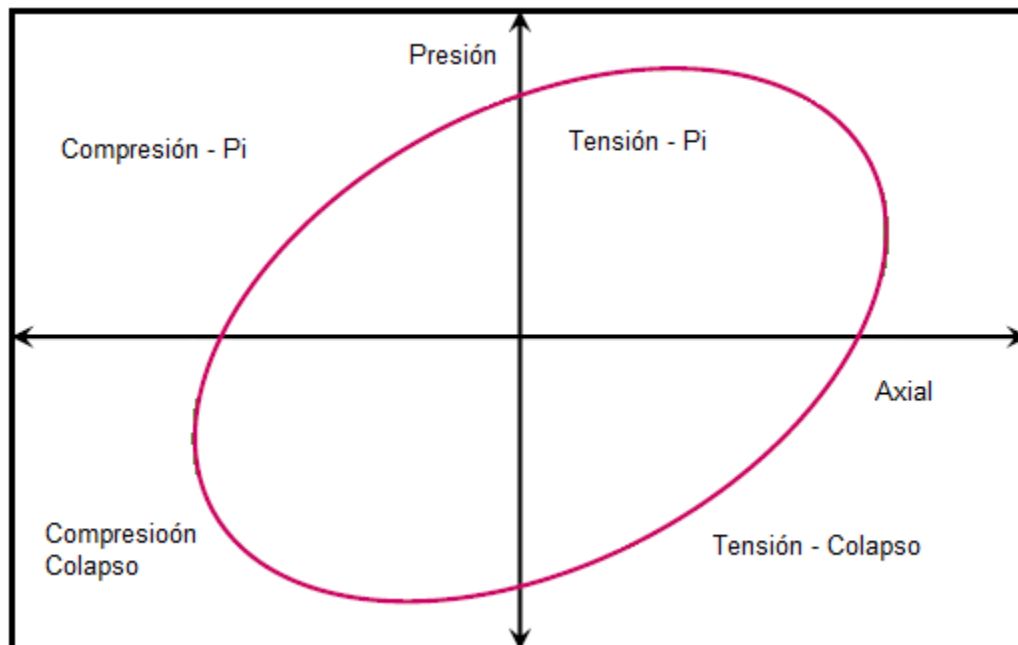


Figura 2.19 - Comportamiento del modelo biaxial.

2.10.2 MODELO TRIAXIAL.

En los conceptos definidos anteriormente la resistencia de las tuberías quedó representada 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, habremos de considerar una de las teorías más fundamentadas y utilizadas en la teoría clásica de la elasticidad para cuantificar la magnitud de los esfuerzos que toman lugar en un material para hacerlo fallar. Esta teoría se denomina "de la distorsión de la energía de deformación máxima" propuesta inicialmente por Hencky Von Mises. Dicha teoría estipula que existe un esfuerzo equivalente a partir del cual los tres esfuerzos principales actuando en un material están en equilibrio, ver siguiente figura.

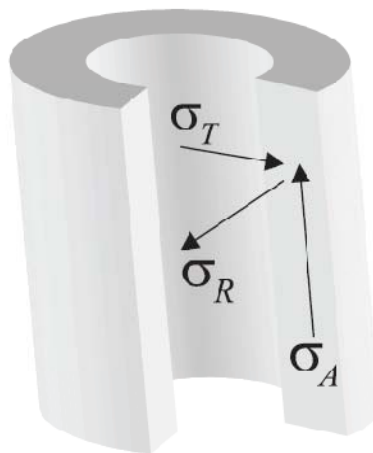


Figura 2.20 - Representación de los esfuerzos equivalentes (radial, axial y tangencial).

Su representación en coordenadas cilíndricas y aplicadas para una tubería es:

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

σ_{VME} = Esfuerzo equivalente de Von Mises (psi).

σ_A = Esfuerzo axial (psi).

σ_R = Esfuerzo radial (psi).

σ_T = Esfuerzo tangencial (psi).

A fin de aplicar el modelo de Von Mises para determinar la resistencia de las tuberías, se consideró que el esfuerzo equivalente se representa por la cedencia del material. Es decir, el máximo esfuerzo equivalente 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 monoaxial como es la cedencia, represente la acción de los tres esfuerzos principales actuando en un material simultáneamente. Lo anterior significa que estamos aceptando como criterio de falla, una vez más, a la cedencia del material.

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

$$\sigma_R = \frac{-P_I r_i^2 (r_e^2 - r^2) - P_E r_e^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)}$$

$$\sigma_T = \frac{P_I r_i^2 (r_e^2 + r^2) - P_E r_e^2 (r^2 + r_i^2)}{r^2 (r_e^2 - r_i^2)}$$

Donde:

σ_R = Esfuerzo radial (psi).

P_I = Presión interna (psi).

P_E = Presión externa (psi).

r_i = Radio interior (pg).

r_e = Radio exterior (pg).

r = Radio (pg).

σ_T = Esfuerzo tangencial (psi).

Ecuación del modelo triaxial.

$$\sigma_{VME} = \sigma_A^2 + (C_1 P_I + C_2 P_E) \sigma_A + C_3 P_I^2 + C_4 P_E^2 + C_5 P_I P_E$$

Donde:

$$c = \frac{(D/t)^2}{2(D/t - 1)}$$

$$C_1 = 2 - C$$

$$C_2 = C$$

$$C_3 = C^2 - C + 1$$

$$C_4 = C$$

$$C_5 = -2C^2 + C$$

t = espesor (pg).

D = diámetro exterior (pg).

σ_{VME} = Esfuerzo triaxial equivalente (psi).

El modelo anterior queda representado mediante las variables de presión externa, presión interna, esfuerzo axial, delgadez y cedencia del material.

Afin de determinar la resistencia de las tuberías con este modelo triaxial, se realizan las siguientes consideraciones, o lo que algunos han llamado procedimiento de NORMALIZACIÓN:

- 1) Para evaluar la capacidad de resistencia a la falla por colapso:
 - Suponer la NO existencia de presión por el interior de la tubería.
 - Simplificar en términos de presión externa la ecuación del modelo triaxial.
 - Resolver la ecuación cuadrática resultante.

El resultado de lo anterior representa en forma gráfica una elipse cuyo contorno simboliza la resistencia al colapso para las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Para fines prácticos se utiliza la región del primer y segundo cuadrante de la gráfica. Es decir la parte positiva de las presiones resultantes.

- 2) Para evaluar la capacidad de resistencia a la falla por estallamiento:
 - Suponer la NO existencia de presión por el exterior de la tubería.
 - Simplificar en términos de presión interna la ecuación del modelo triaxial.
 - Resolver la ecuación cuadrática resultante.

El resultado de lo anterior representa en forma gráfica una elipse cuyo contorno simboliza la resistencia al estallamiento para las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Para fines prácticos se utiliza la región del primer y segundo cuadrante de la gráfica. Es decir, la parte positiva de las presiones resultantes.

- 3) Representación triaxial:

En forma convencional representar las dos curvas resultantes en un solo gráfico, trazando en el primer y segundo cuadrante la curva que representa la resistencia al estallamiento. Y la segunda curva, que representa la resistencia al colapso, colocarla en el tercer y cuarto cuadrante.

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 representado a presión "0" sobre el eje de las abscisas, y que representa la resistencia a la tensión.

Las siguientes consideraciones deben tomarse en cuenta para el uso adecuado del modelo triaxial mostrado en la siguiente figura:

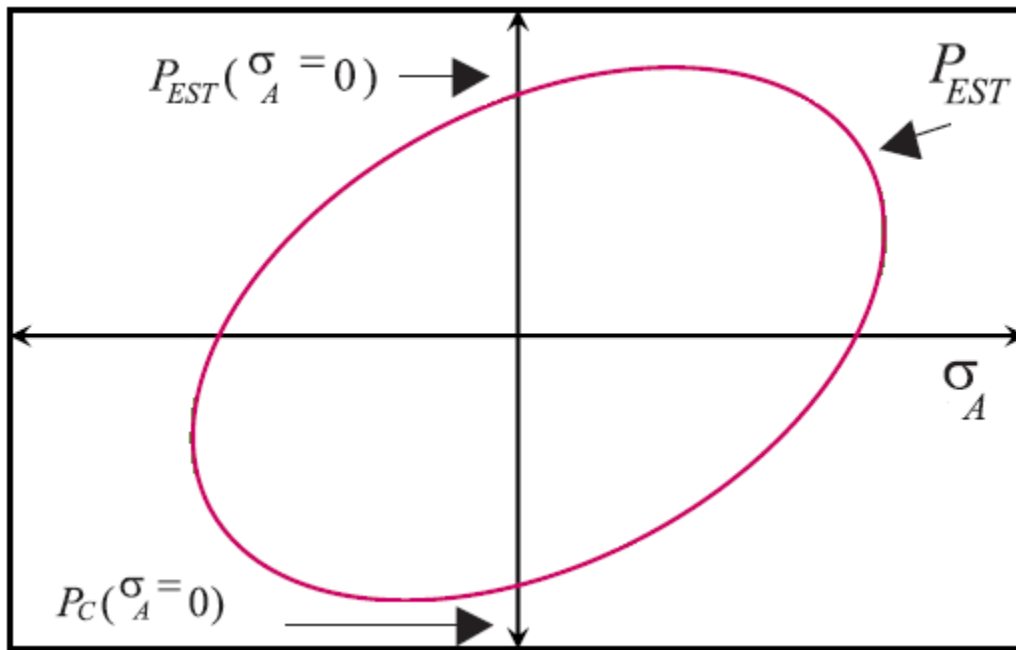


Figura 2.21 - Representación del modelo triaxial normalizado.

- El modelo representa la resistencia de los materiales en tuberías con una delgadez > 15 . Esto significa que prácticamente está dirigido a diámetros de tubería menores de 7 5/8", en virtud de suponer la aplicación de la teoría clásica de la elasticidad y que en las relaciones de delgadez < 15 NO se ha justificado.
- Se debe evaluar una elipse por cada grado de tubería que se utilice.

Representar en forma simultánea, tanto la elipse que representa la resistencia del material, como la trayectoria de cargas de presión vs carga axial, para cualitativamente observar las condiciones de trabajo de una tubería. Es decir, toda condición de carga fuera del contorno de la elipse se dice que está propiciando una condición de falla en la tubería.

CAPÍTULO 3

FACTORES A SER CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

3.1 GRADIENTE DE PRESIÓN SOBRE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

Las presiones que actúan en las paredes de la tubería pueden ser tanto externas como internas. Es decir, la presión ejercida por cualquier fluido sobre las paredes de la tubería se presentan por la parte exterior de la tubería, con relación al área expuesta definida por el diámetro externo del tubo, y por la parte interna, con relación al área expuesta definida por el diámetro interior del tubo.

En estas condiciones las tuberías quedan sujetas a la acción de fuerzas actuando por efecto de la presión. El efecto neto de presión actuante será el gradiente de presión presente entre el exterior y el interior del tubo. Por lo tanto, para establecer las condiciones de presión neta actuando en un tubo debemos evaluar las condiciones de presión actuantes por la parte externa de la tubería y por otro lado evaluar las condiciones de presión actuantes en el interior. El resultado del diferencial de la presión externa y la presión interna será la carga neta actuando en la tubería. Por convencionalismo, representaremos que las cargas de presión resultantes como positivas simbolizaran que el tubo queda sujeto a una presión de colapso. Mientras que una carga de presión negativa significará que la tubería está sujeta a una presión interna.

Las situaciones operativas que dan lugar a la acción de una carga de presión en las tuberías se presentan desde el mismo momento de la introducción de la tubería al interior del pozo. Es decir, las presiones se van generando por el fluido de control, tanto externa como internamente. Sin embargo, dichas condiciones se ven alteradas al momento de hacer un cambio o circulación de fluido, o al efectuar el desplazamiento de los fluidos para la cementación de la misma. El estado de carga después de fraguado el cemento también refleja un cambio en las cargas de presión. Posterior a esto, al continuar la perforación el estado de cargas de presión se ve alterado por un cambio de fluido o por las condiciones hidráulicas impuestas durante la perforación, o por cualquier operación de prueba efectuado durante la misma, o por efecto de una condición que altere el estado de presión como una pérdida de circulación, o de la presencia de un brote o al controlar un brote. En resumen, toda aquella condición que propicie un cambio de presión durante la etapa de perforación. También, en forma similar, haciendo una cronología de las condiciones que dan lugar a cambios de presión las podemos encontrar durante la etapa de terminación del pozo, en la cual, la tubería se ve sometida a presiones por efecto de la inducción del pozo, cambios de fluido, pruebas, estimulaciones, disparos, etc. Y finalmente, durante la etapa de producción o inyección del pozo, en el cual se presentan cambios substanciales que dan lugar a cargas de presión variable por efecto de la producción o inyección de los fluidos.

Lo anterior generalmente corresponde a situaciones de presión que alteran el estado de presión por el interior de la tubería de revestimiento. Sin embargo, una vez cementada la tubería, la parte exterior de la misma, queda sujeta a condiciones de presión debido a las geopresiones presentes en las formaciones, o al efecto combinado de la hidrostática de los

fluidos entrampados en el espacio anular entre agujero y tubería y los mismos fluidos de la formación.

La acción combinada de las situaciones mencionadas anteriormente permitirá determinar la carga neta de presión actuando en las paredes de la tubería.

3.1.1 PERFILES DE PRESIÓN EXTERNA.

A continuación se presenta un resumen de las condiciones que propician la acción de presiones externas sobre la tubería y que generan una presión actuante en cada punto de profundidad.

- En la introducción de la tubería de revestimiento.

Es aquella presión ejercida por la hidrostática del fluido de control al momento de la corrida en el pozo.

$$P_e = h_z \rho_f / 10$$

donde:

$$P_e = \text{Presión externa} \left(\frac{Kg}{cm^2} \right).$$

$$h_z = \text{Profundidad de interés (m)}.$$

$$\rho_f = \text{Densidad del lodo} \left(\frac{gr}{cm^3} \right).$$

- Durante la cementación de la tubería de revestimiento.

Es la presión generada por el desplazamiento de los fluidos inyectados al interior del pozo y circulando en el espacio anular. Desde el punto de vista hidráulico, bajo condiciones isotérmicas y considerando fluidos incompresibles, el perfil de presión generado se expresa por la siguiente ecuación:

$$P_e(h) = P_{wh} + \sum_{j=1}^{j-Nf} h_j \rho_j + \sum_{j=1}^{j-Nf} \sum_{l=1}^{l-Nf} \Delta h_l f_{lj} v^2 \rho_j$$

donde:

P_e = Presión de circulación de fondo (psi).

P_{wh} = Presión en cabeza del pozo (psi).

h_j = Profundidad de interés (ft).

ρ_j = Densidad del fluido circulante $\left(\frac{psi}{ft}\right)$.

Δh_j = Tirante del fluido (ft).

f_{Ij} = Factor de fricción (adimensional).

v_{Ij} = Velocidad del fluido (j) en la geometría $\left(\frac{ft}{seg}\right)$.

Cabe mencionar que una de las condiciones de presión externa más severa es precisamente la que se presenta durante la operación de cementación. Sin embargo, la carga neta de presión es significativamente menor debido a que el diferencial de presión es relativamente bajo respecto a la magnitud de las presiones presentes durante la circulación de los fluidos.

- Después de cementada la tubería de revestimiento.

Al término de la cementación primaria se pueden considerar varias condiciones de presión actuando sobre la tubería:

- a) La hidrostática de los fluidos contenidos en el espacio anular, considerando la lechada como fluido.
- b) La hidrostática por la degradación en densidad de los fluidos contenidos en el espacio anular. En este caso se considera la densidad del fluido base de cada uno de los fluidos (lodo y lechada).
- c) La hidrostática del lodo considerando la lechada ya fraguada (sin hidrostática). En este punto se tienen estudios en los que se comprueba que al fraguar la lechada, la carga hidrostática transmitida se desvanece, razón por lo cual se presentan problemas de migración de gas.

- Efecto de la presión de formación.

La acción de la presión de formación actuando sobre las paredes de la tubería es una condición que se da en forma permanente. Sin embargo, dependerá de la permeabilidad del medio para establecer que dicha presión invariablemente actúe sobre la tubería, contrarrestando la acción hidrostática de los fluidos en espacio anular. Además, en la zona aislada por el cemento, al ser una buena cementación, se considera como impermeable, por lo que deja de actuar la presión de poro sobre las paredes de la tubería. En el caso de considerar una mala cementación, podría considerarse la acción de la presión de deformación sobre la tubería.

Para cuantificar la acción de estas presiones de poro, se debe acudir a la evaluación de geopresiones haciendo uso de la información disponible de registros de pozo (geofísicos o sísmicos).

- Efecto de una formación plástica.

La presencia de una formación plástica como un domo salino propicia que la tubería esté sujeta a un esfuerzo tangencial variable que genera condiciones de presión externa sumamente elevadas. Generalmente estas presiones son una medida de la sobrecarga actuando entre la cima y la base del domo salino. Estas condiciones de presión son puntuales. Es decir, se aplica únicamente en el intervalo en el que está actuando la formación plástica. El modelo propuesto por Hackney permite determinar la magnitud del esfuerzo tangencial debido a la carga de un domo salino.

Mediante el uso del modelo de esfuerzos tangenciales de Lamé y el modelo de Hackney se puede obtener la carga de presión externa actuando en las caras exteriores de la tubería, que debe considerarse como carga adicional a la presente en cualquier evento considerado para la carga de presión.

- Efecto de la expansión de los fluidos en espacio anular.

En pozos marinos donde los espacios anulares quedan confinados se presentan condiciones desfavorables al momento de experimentar un incremento en la temperatura de los fluidos producidos, lo cual, genera que se incremente la presión en el espacio anular. En un contenedor rígido y cerrado, el incremento de 1°F al tener agua a 100 °F experimenta un incremento de presión de 38000 (psi). Sin embargo, tanto las tuberías como la formación tienen un comportamiento elástico que permite que el espacio anular tenga cierta conformación de cambio de volumen por efecto del incremento de la presión. Por lo tanto, para estimar el efecto de presión en el espacio anular se debe obtener un equilibrio por la expansión térmica y la expansión volumétrica. Este efecto de presión generado por la expansión térmica es un factor de consideración en el diseño de pozos marinos.

3.1.2 PERFILES DE PRESIÓN INTERNA.

Las condiciones de presión que se presentan durante la introducción, cementación, perforación, terminación y producción de un pozo corresponden más a cambios de presión por el interior de las tuberías. Lo anterior implica diferentes condiciones de flujo que generan un comportamiento de presión respecto a profundidad en el interior de las tuberías. Este perfil de presión interna determinado para cada caso u operación dentro del pozo, representa el estudio de por vida de las condiciones de presión a las que se va a someter la tubería. Por lo tanto, debemos evaluar todos los casos que represente un estado de cambio de presión en la tubería. A continuación, se presentan algunos de los casos más comunes y utilizados para representar la forma de evaluar los perfiles de presión en el interior de las tuberías.

- Durante la introducción de la tubería.

Representa la presión hidrostática ejercida por el fluido de control al momento de correr la tubería en el interior del pozo.

$$P_e = h_z \rho_f / 10$$

donde:

$$P_e = \text{Presión externa} \left(\frac{Kg}{cm^2} \right).$$

$$h_z = \text{Profundidad de interés (m)}.$$

$$\rho_f = \text{Densidad del lodo} \left(\frac{gr}{cm^3} \right).$$

- Durante la cementación.

El perfil de presión generado por el desplazamiento de los fluidos bombeados durante las operaciones de cementación, en el cual se consideran las caídas de presión por fricción y el fenómeno de caída libre en el interior de la TR. La representación generalizada para evaluar el perfil de presión es la siguiente:

$$P_e(h) = P_{wh} + \sum_{j=1}^{j-Nf} h_j \rho_j + \sum_{j=1}^{j-Nf} \sum_{l=1}^{l-Nf} \Delta h_l f_{lj} v^2 \rho_j$$

donde:

$$P_e = \text{Presión de circulación de fondo (psi)}.$$

$$P_{wh} = \text{Presión en cabeza del pozo (psi)}.$$

$$h_j = \text{Profundidad de interés (ft)}.$$

$$\rho_j = \text{Densidad del fluido circulante} \left(\frac{psi}{ft} \right).$$

$$\Delta h_l = \text{Tirante del fluido (ft)}.$$

$$f_{lj} = \text{Factor de fricción (adimensional)}.$$

$$v_{lj} = \text{Velocidad del fluido (j) en la geometría} \left(\frac{ft}{seg} \right).$$

- Pruebas de presión.

Es el perfil de presión resultante de la aplicación de una presión de inyección en superficie, a través del uso de un fluido de densidad constante. El resultado es un perfil de presión lineal, desde la superficie hasta el punto de profundidad de la prueba.

$$P_i = P_{iny} + h_z \rho_f / 10$$

donde:

$$P_i = \text{Presión interna} \left(\frac{Kg}{cm^2} \right).$$

$$P_{iny} = \text{Presión de inyección} \left(\frac{Kg}{cm^2} \right).$$

$$h_z = \text{Profundidad de interés (m)}.$$

$$\rho_f = \text{Densidad del lodo} \left(\frac{gr}{cm^3} \right).$$

- La hidráulica durante la perforación.

La estimación del comportamiento de la presión de circulación durante las operaciones de perforación, conducen a considerar las caídas de presión por fricción en cada uno de los componentes de la sarta, tanto en el interior como por el espacio anular. La forma más común y convencional de obtener la presión de circulación en cada punto de profundidad queda representada por la siguiente fórmula:

$$P_i(h) = P_{wh} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m h_j \rho_i + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m h_i f_{ij} v_{ij} \rho_i$$

donde:

$$P_i = \text{Presión en el interior (psi)}.$$

$$P_{wh} = \text{Presión en cabeza del pozo (psi)}.$$

$$h_j = \text{Profundidad de cambio de sección del flujo (ft)}.$$

$$\rho_j = \text{Densidad del fluido de perforación} \left(\frac{psi}{ft} \right).$$

$$f_{ij} = \text{Factor de fricción para un fluido (i) y cambio de sección geométrica (j) (adimensional)}.$$

$$v_{ij} = \text{Velocidad del flujo} \left(\frac{ft}{seg} \right).$$

- Pérdida de circulación.

Esta condición se manifiesta al considerar que la tubería de revestimiento se queda vacía por el interior. Esto se debe a una pérdida total o parcial del fluido de control al continuar con la perforación de la siguiente etapa. Las causas de la pérdida pueden obedecer a diferentes factores. Sin embargo, para determinar el perfil de presión por el interior de la tubería, se representa una presión equivalente de 1 atmósfera en el tirante vacío, y a partir de este punto, se considera la hidrostática del fluido de control. En el caso de una pérdida total, se considera la presión atmosférica en toda la longitud de la TR.

- La condición de un brote.

La manifestación de gas durante la perforación de la siguiente etapa propicia que se modifique el perfil de presión en el interior de la TR. Al momento de controlar un brote, también se ve alterado el perfil de presión por el interior de la tubería. Una forma

convencional de representar los perfiles de presión al momento de manifestación de un volumen de gas se muestra a continuación:

- a) Por la migración de gas.

Este caso de presión se manifiesta por la canalización del gas a una presión constante hasta la superficie. Propicia que la presión de poro al nivel del intervalo que produce el gas, se manifieste con la misma severidad o intensidad en superficie. Por esto se incrementa la presión en el interior de la TR al sumar la carga hidrostática del fluido de control. Una forma discreta de obtener el perfil se muestra a continuación:

- b) Fuga en el tubing.

Este caso considera que la tubería de producción incurrió en una falla por fuga en las conexiones, transmitiendo la presión de producción o inyección hacia el espacio anular. Con esto se incrementa la presión de los fluidos contenidos en dicho espacio anular. El perfil de presión resultante es lineal al considerar la presión hidrostática del fluido en el Espacio Anular (EA) mas la presión debida al fluido producido.

$$P_i = P_{gas} + P_{hea}$$

donde:

P_i = Presión interna (psi).

P_{gas} = Presión de gas (psi).

P_{hea} = Presión hidrostática en el espacio anular (psi).

- Estimulación o inyección de fluidos.

El efecto de la inyección de fluidos al interior del pozo propicia una condición de cambio de presión en el interior de la TR. Si la inyección de los fluidos es por el espacio anular, el perfil de presión resultante es el generado por la presión de inyección y la dinámica de los fluidos inyectados en EA. Si la inyección es por el tubing, el efecto del cambio de temperatura en el espacio anular debe considerarse, ya que afecta al comportamiento de presión en EA, por efecto de la expansión térmica en el mismo.

$$P_i = P_{wh} + P_{hea} + \Delta P_f$$

donde:

P_i = Presión interna (psi).

P_{wh} = Presión en la cabeza del pozo (psi).

P_{hea} = Presión hidrostática en el espacio anular (psi).

ΔP_f = Caídas de presión por fricción en el espacio anular (psi).

- La producción de fluidos.

Las condiciones de producción ocasionan un cambio en las condiciones de temperatura en el espacio anular. Es importante evaluarlo para estimar el grado de afectación por expansión térmica. Los perfiles de presión y temperatura que se deben evaluar son función del comportamiento dinámico del flujo prevaeciente del intervalo productor. Es decir, puede ser en condiciones de flujo multifásico, de una sola fase o bifásico. Una manera formal de representar la evaluación de esta condición es la siguiente:

$$P_i = P_{wh} + P_{hea} + \Delta P_f$$

donde:

P_i = Presión interna (psi).

P_{wf} = Presión en la cabeza del pozo (psi).

P_{hea} = Presión hidrostática en el espacio anular (psi).

ΔP_f = Caídas de presión por fricción en el espacio anular (psi).

3.2 FACTORES A DE FATIGA DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

Es común atribuir el fenómeno del colapso a una supuesta calidad deficiente de las tuberías. Sin embargo, estudios señalan un conjunto de factores causales, tales como:

- 1) Desgaste de la tubería de revestimiento.
- 2) Desgaste por pandeo helicoidal.
- 3) Incremento de presión exterior por temperatura.
- 4) Depresionamientos inadecuados.
- 5) Cargas geostáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.

3.2.1 DESGASTE DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

Este factor está asociado a la rotación de las juntas de la sarta de perforación y a los viajes que se efectúan. La magnitud del desgaste en la tubería de revestimiento está relacionada por:

1. Mucho tiempo para perforar.
2. Altas severidades de la pata de perro.
3. Problemas de pegadura.

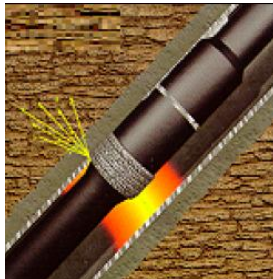


Figura 3.1 - Desgaste por fricción.

La reducción del espesor de la pared de la tubería resulta en una reducción de las propiedades mecánicas del tubo. Desgastes severos en tuberías de revestimiento han causado pérdidas de tiempo, operaciones fallidas y pérdida de pozos, en la cual existen muchos casos. Por lo que es conveniente tomar en consideración el factor desgaste en el diseño de las tuberías de revestimiento, cuando se tenga indicios de esta posibilidad.

3.2.2 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.

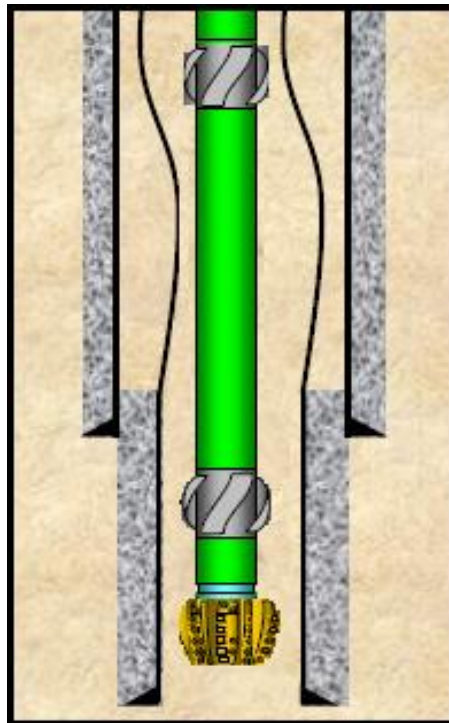


Figura 3.2 – Pandeo helicoidal.

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:

- 1) Cambio en densidad de fluido interno-externo.
- 2) Cambio de presiones en la TR interno-externo.
- 3) Cambio de temperatura.

3.2.3 INCREMENTO DE PRESIÓN EXTERNA 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.

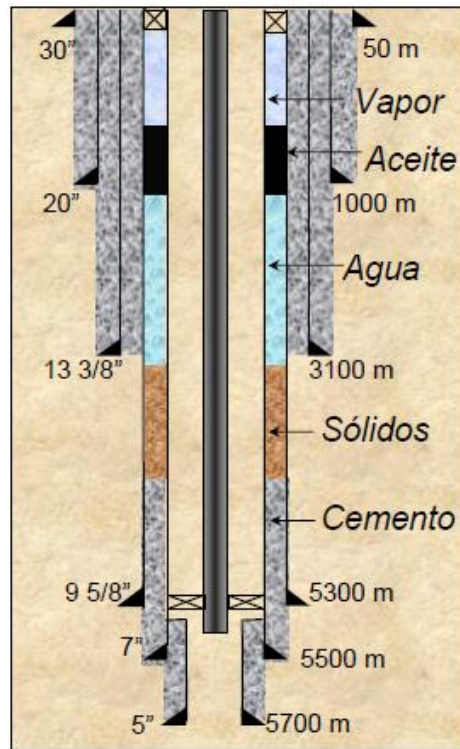


Figura 3.3 – Separación de las fases del fluido de la tubería de revestimiento.

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 presentar una transferencia de calor a través de la tubería de producción hacia el fluido empacante, el cual, en algunas ocasiones puede alcanzar su punto de ebullición generando vapor. Esto puede generar un incremento de presión en el espacio anular, pudiendo alcanzar valores elevados que causen el colapso de la tubería.

3.2.4 DEPRESIONAMIENTOS INADECUADOS.

Este fenómeno se presenta en las inducciones de pozo, cuando el espacio anular se encuentra con fluido empacante y por el interior de la tubería se maneja un gas a presión. El fenómeno se vuelve crítico especialmente cuando no se manifiestan los hidrocarburos o agua salada, quedando la tubería completamente vacía y sometida a una máxima carga por el exterior (efecto succión). Esto se conjuga con los depresionamientos inadecuados, que generan los denominados “golpes de ariete”, incrementando la fuerza exterior y por ende, el colapso.

Un ejemplo fue en el pozo Gabanudo 1 que durante el manejo de presiones en superficie, el espacio anular fue abierto inadecuadamente, causando un golpe de ariete, el cual fue transmitido hasta el empacador y al último tramo de tubería de producción, sobrepasando la resistencia nominal de 12,080 (psi), provocando así su colapso.

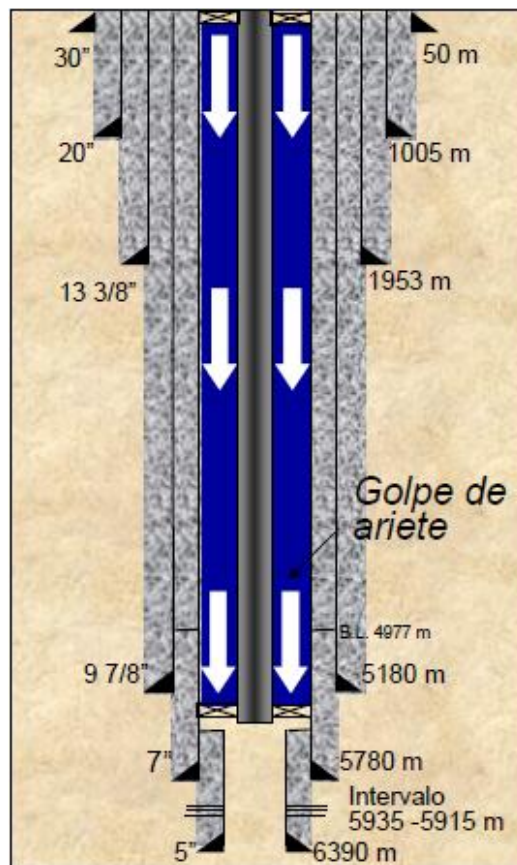


Figura 3.4 – Golpe de ariete pozo Gabanudo 1.

Un golpe de ariete se genera cuando se abre y se cierra el estrangulador sin tener un control. Se debe de considerar un tiempo de 3 segundos por cada 1000 (m) de profundidad para esperar la reacción de la presión en el manómetro.

3.2.5 CARGAS GEOSTÁTICAS POR FORMACIONES PLÁSTICAS Y ACTIVIDAD TECTÓNICA.

Durante la perforación se atraviesan formaciones tales como lutitas, domos arcillosos y salinos, etc., cuyos comportamientos químico-mecánicos son francamente plásticos (donde el material se extruye y fluye hacia el pozo), y ocasionan que la carga geostática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual puede propiciar el colapso de la tubería de revestimiento, como ejemplo en un pozo "X", Al estar perforando la última etapa de perforación con barrena de 5 7/8" y fluido de perforación de 1.75 (gr/cm³), se presentó la influencia de una carga geostática de sal en el intervalo de 5,301-5,419 (m). Este intervalo había sido cubierto anteriormente con una tubería de revestimiento de 7".

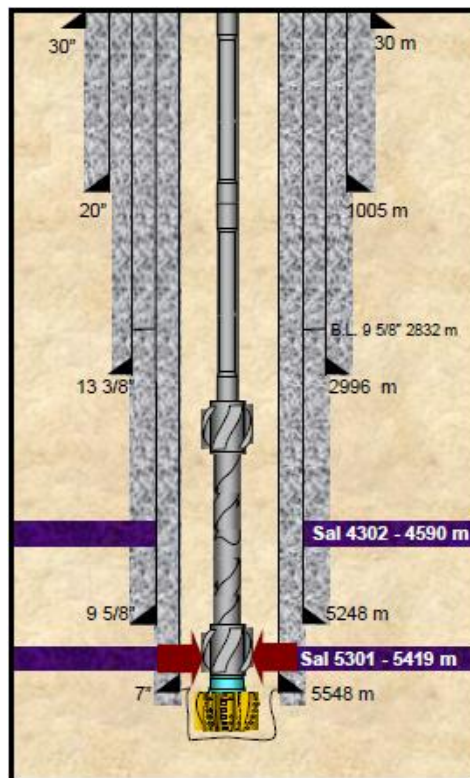


Figura 3.5 – Ejemplo de carga geostática.

Sin embargo, la sal generaba una deformación sobre la tubería, tratando de colapsarla, el efecto fue cuantificado en cerca de 30,000 (psi) al colapso. Para evitar esta deformación fue necesario incrementar la densidad del fluido hasta 2.03 (gr/cm³) e introducir una tubería de revestimiento de contingencia de 5". La zona de influencia de la sal ahora quedó cubierta por dos tuberías de revestimiento una de 7" y de 5", terminando finalmente el pozo con agujero reducido de 4 1/8".

CAPÍTULO 3

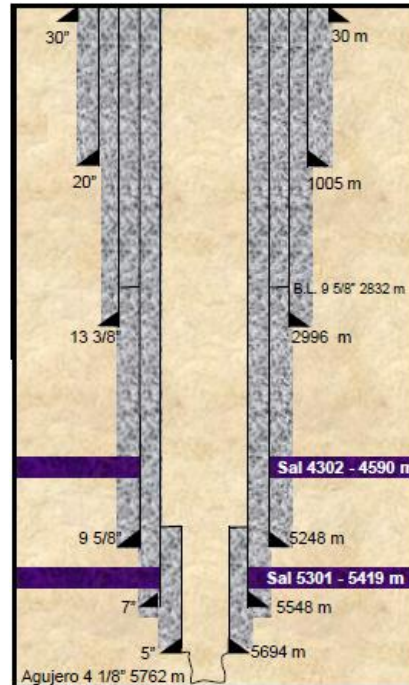


Figura 3.6 – Agujero reducido.

3.3 CASOS DE ESFUERZOS PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

El diseño anticipado de tipos de carga, deberá ser calculado en el orden en el que ocurran. Esto ayuda a identificar todas las cargas a las cuales la sarta de la tubería de revestimiento podría estar expuesta.

Nótese que no todos estos casos de carga serán aplicables a cada sarta de tubería de revestimiento. Por ejemplo las cargas durante la producción no necesitan ser consideradas para una sarta de tubería intermedia de revestimiento, en un pozo exploratorio.

a) CARGAS DURANTE LA INSTALACIÓN.

Las cargas típicas durante la instalación, incluyen:

- Corrida de la tubería de revestimiento.
- Cementación.
- Cementación convencional, centrado, etc.
- Golpe de tapón.

b) CARGAS DURANTE LA PERFORACIÓN.

Las cargas típicas durante la perforación, incluyen:

- Prueba de presión.
- Peso máximo del lodo.
- Control de pozos.
- Pérdida de circulación.

c) CARGAS DURANTE LA PRODUCCIÓN.

Las cargas típicas durante la producción, incluyen:

- Prueba de presión con terminación.
- Funcionamiento de herramientas.
- Fuga de tubería cerca de la superficie
- Colapso debido a perforaciones taponadas
- Operaciones especiales de producción (estimulación, levantamiento de gas, inyección).

3.4 EFECTOS TERMALES APLICADOS SOBRE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

La cedencia de los materiales se ve sensiblemente afectada por la temperatura a la que estén expuestos dichos materiales. Las pruebas de tensión que se realizan para medir la cedencia de un material, se efectúan a temperatura ambiental. Sin embargo, se ha observado que a temperaturas elevadas mayores a 150 °C la resistencia de cedencia de un acero empieza a verse disminuida. La siguiente figura muestra el comportamiento a la cedencia contra temperatura para algunos aceros. A ese tipo de observaciones se les conoce como pruebas de tensión en caliente, mediante lo cual se puede establecer el grado de afectación por temperatura en los diferentes aceros para tuberías.

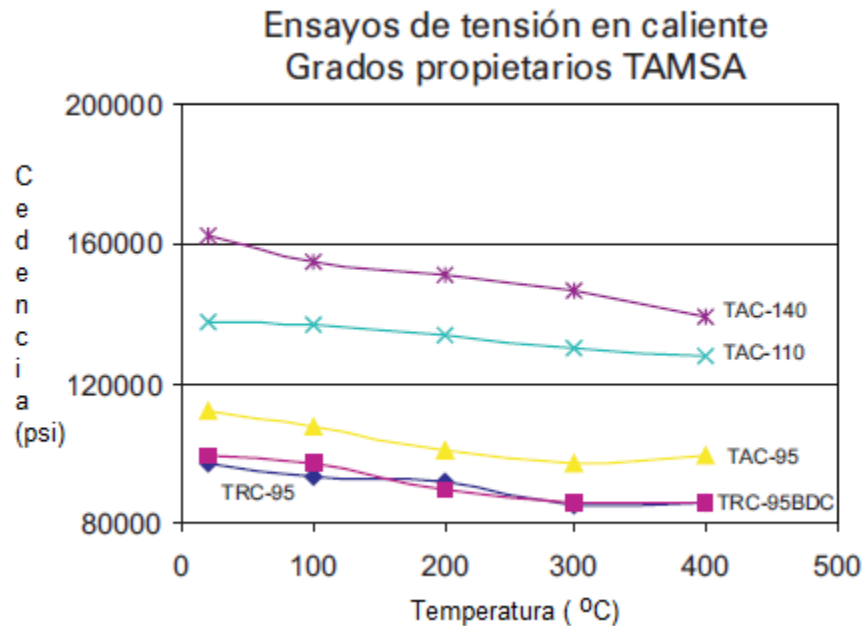


Figura 3.7 - Comportamiento térmico de la cedencia.

Los cambios de temperatura encontrados durante la vida del pozo, por lo general son pequeños y pueden ser despreciables. Sin embargo, cuando las variaciones de temperatura no son pequeñas, el esfuerzo axial resultante por cambios grandes de temperatura debe considerarse en el diseño de tuberías. Mencionando ejemplos de los pozos en los cuales se encuentran grandes variaciones de temperatura incluyen:

- ✓ Pozos de inyección de vapor y recuperación térmica.
- ✓ Pozos geotérmicos.
- ✓ Pozos árticos terminados en el permafrost.
- ✓ Pozos profundos de gas.
- ✓ Pozos costa afuera con profundidades considerables.
- ✓ Pozos terminados en áreas de temperatura anormalmente alta.

En las regiones árticas, el volumen de permafrost derretido alrededor del pozo aumenta con el tiempo, causado por el flujo radial de calor del aceite caliente que se produce. Como resultado ocurren, la compactación de las formaciones superficiales y hundimientos. Ambos afectando a los esfuerzos de tensión y compresión de la tubería de revestimiento.

La tensión axial por los cambios de temperatura, se determina por el coeficiente de expansión térmica α , con:

$$\epsilon_z = \alpha_T \Delta T$$

En el caso de que la TR no se ha asentado con la tensión suficiente para evitar el pandeo, entonces la ecuación antes mencionada se utiliza además de la ley de Hook para estimar la eficacia del esfuerzo axial.

3.5 CORROSIÓN.

En la perforación, terminación y durante la vida productiva del pozo, el flujo de los hidrocarburos en la mayoría de los casos vienen acompañados de ácido sulfhídrico y/o bióxido de carbono, los cuales pueden estar presentes en pequeñas o altas concentraciones.

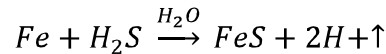
De tal manera que la Ingeniería del pozo respecto al diseño de las tuberías de revestimiento, producción y conducción deben de ser capaces de resistir estas condiciones severas de operación.

Existen diferentes tipos de corrosión. Sin embargo, en este trabajo nos enfocaremos principalmente a las comúnmente observadas en tuberías usadas en las operaciones de perforación y terminación de pozos; así como en las tuberías de conducción (línea), las cuales son:

- Corrosión por ácido sulfhídrico (corrosión amarga).
- Corrosión por bióxido de carbono (corrosión dulce).

3.5.1 CORROSIÓN POR ÁCIDO SULFÚDRICO.

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



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

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

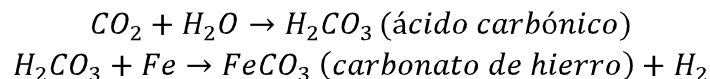
La acumulación de este hidrógeno molecular va aumentando la presión en los espacios intergranulares del acero, generando pequeñas fisuras también intergranulares.

Las fisuras intergranulares se empiezan a propagar uniéndose con otras también generadas, originando fisuras escalonadas, y finalmente la separación del acero por planos.

3.5.2 CORROSIÓN POR BIÓXIDO DE CARBONO.

El ataque a la tubería por la presencia del bióxido de carbono es conocido como corrosión dulce. Esta corrosión se presenta tanto en pozos de aceite, gas, y gas y condensado.

El bióxido de carbono está en una solubilidad equilibrada con el agua y los hidrocarburos. La concentración del CO_2 en el agua está determinada por la presión parcial del gas en contacto con el agua de formación. La reacción química por presencia del CO_2 es:



La corrosión por efecto del bióxido de carbono ocurre cuando se presenta el mojamiento del acero con el agua de formación. Si el porcentaje de agua se incrementa, la posibilidad de corrosión se incrementara, por lo que la composición química del agua representa un papel importante en este efecto corrosivo.

Cuando en el flujo de hidrocarburos del pozo se presenta la combinación de los compuestos del H_2S y CO_2 , hacen que el efecto sea más corrosivo sobre el acero.

3.5.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN.

- Esfuerzo de cedencia o dureza de la tubería.
- Limpieza del acero (inclusiones y segregación central).
- Intensidad de esfuerzos aplicados (Tensión).
- Concentración del ácido sulfhídrico y del bióxido de carbono.
- pH de la solución. (fluidos utilizados ó agua de la formación).
- Temperatura.
- Presiones parciales del H₂S y CO₂.

Investigaciones han demostrado que aceros con esfuerzo a la cedencia de mínimos de 90,000 psi, son inmunes a los ambientes corrosivos.

3.5.4 PH DEL AGUA DE FORMACIÓN Ó FLUIDOS.

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

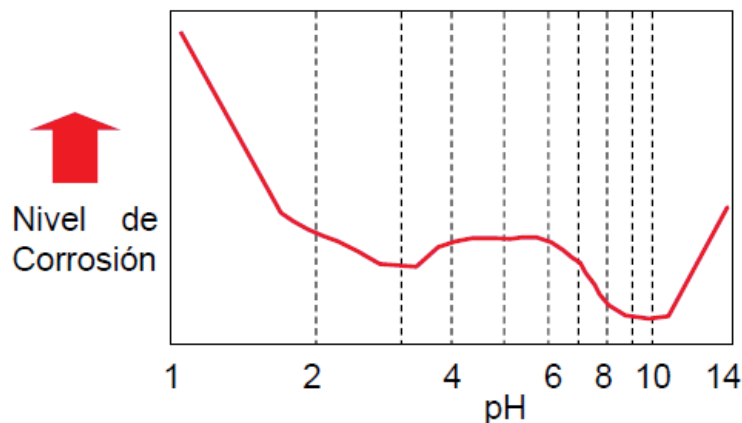


Figura 3.7 - Gráfica de nivel de corrosión.

En las terminaciones ó intervenciones en los pozos se utilizan fluidos ácidos, tales como el HCl con un pH=1, para la limpieza de los intervalos, principalmente para las formaciones carbonatadas.

Cuando se manejen este tipo de productos, deberá ponerse atención a las operaciones, porque algunas secciones de tuberías de revestimiento, producción, líneas de descarga y de conducción pueden quedar contaminadas con estos productos, causando un daño severo a las tuberías.

3.5.5 TEMPERATURA.

Con base en estudios de laboratorio la norma NACE TM0177 comenta que la corrosión por presencia del H₂S se inicia a temperaturas cercanas a los 79 a 65 °C. Cuando la temperatura se incrementa, el fenómeno corrosivo reduce su intensidad debido a que se disminuye la solubilidad del H₂S en el agua de formación, así como la velocidad de reacción provocada por el ingreso del hidrógeno a la red metálica.

Autores reconocidos internacionalmente, como Neal Adams, recomiendan que para evitar problemas de corrosión por efecto del H₂S, deben de considerarse los diseños de tuberías, hasta un rango máximo de temperatura de 93 °C.

Como experiencia observada en México, se han registrado casos de corrosión por efecto del H₂S donde su influencia ha alcanzado temperatura a los 100 °C.

El máximo ritmo de corrosión por efecto del CO₂ se presenta en un rango de temperaturas de 70 a 80 °C. Para temperaturas menores, la solubilidad del FeCO₃ con el agua de formación decrece, haciéndose cristalina y tiende a proteger a la tubería.

3.5.6 PRESIONES PARCIALES.

Pueden obtenerse valores elevados de presiones parciales y por lo tanto, esperarse altos niveles de corrosión. Sin embargo, la producción de agua de formación puede ser baja con un pH neutro, entonces la corrosión será baja o nula; ó bien viceversa.

Por lo que una recomendación, antes de seleccionar el material, es conveniente conocer el porcentaje, pH y Cl del agua de formación, así como la temperatura del pozo durante diferentes eventos.

$$PP_{H_2S} = (\text{Presión en el pozo}) * (\% \text{ mol de } H_2S)$$

$$PP_{CO_2} = (\text{Presión en el pozo}) * (\% \text{ mol de } CO_2)$$

	PRESIONES PARCIALES	CORROSIÓN ESPERADA
CO ₂	Mayores o iguales a 30 psi	Alta
	Entre 3 a 30 psi	Media
	Menores a 3 psi	No se presenta
H ₂ S	Mayores a 1.5 psi	Alta
	Entre 0.05 a 1.5 psi	Media
	Menores a 0.05 psi	No se presenta

3.6 SELECCIÓN DE ROSCA.

Hoy en día existen múltiples tipos de conexiones disponibles en el Mercado. La selección de una conexión adecuada debe ser basada en la intención de aplicación, el desempeño requerido y el costo, existen dos clasificaciones de rocas que son:

API.

De acuerdo con las especificaciones API de elementos tuberías, existen únicamente cuatro tipos de roscas:

- Tubería de Línea.
- Redondas.
- Butress.
- Extreme line.

PREMIUM O PROPIETARIAS.

Son juntas mejoradas a las API y maquinadas por fabricantes que patentan el diseño en cuanto a cambios en la rosca y/o a la integración de elementos adicionales como sellos y hombros que le proporcionan a la junta características y dimensiones especiales para cubrir requerimientos específicos para la actividad petrolera.

La diferencia más significativa entre las roscas API y las roscas Premium es el tipo de sello:

En las roscas API el sello puede ser:

- Sello resilente: Mediante un anillo u O Ring de teflón o materiales similares (utilizado para presiones excesivamente bajas), a veces sólo funcionan como barreras contra la corrosión.
- Sello interferencial: Es el sello entre roscas originado por la interferencia entre los hilos de la rosca al momento de conectarse mediante la conicidad del cuerpo de la junta y la aplicación de torsión: El sellado propiamente dicho es causado por la grasa aplicada, la cual rellena los microhuecos entre los hilos de la rosca.

En las roscas Premium el sello es:

- Metal-Metal: Se origina por la presión de contacto entre planos deslizantes adyacentes. Es decir, existe un contacto metal-metal entre el piñón y la caja de la junta.

3.6.1 RESISTENCIA EN LAS JUNTAS.










La amplia gama de conexiones roscadas que existen actualmente para la industria petrolera indica que no hay una junta perfecta. Esto se debe a que cada una tiene su propia resistencia y debilidad. Son aplicables para ciertas condiciones de servicio. Una resistencia en un caso, puede ser una debilidad en otras situaciones. Esto es una razón del porque se requiere de un modelo validado para predecir el desempeño mecánico de las juntas. La industria ha realizado esto y ha fundado proyectos de investigación a través del API y de la DEA (Drilling Engineering Association) para formular y validar modelos analíticos aproximados para las conexiones API. En el caso de las conexiones premium (o propietarias), los fabricantes necesitan proporcionar estas capacidades a la industria, de sus propias conexiones, a fin de que los usuarios las seleccionen apropiadamente para fines de diseño en un pozo.

Las siguientes tablas muestran el funcionamiento general de algunas conexiones que se encuentran en el mercado en condiciones recomendadas de servicio para conexiones premium.

FACTORES A SER CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

CAPÍTULO 3







RECOMENDACIONES GENERALES PARA CONEXIONES ACOPLADAS

Nombre	Características	Aplicaciones	Figura
Blue	Diseñada para alto rendimiento y versatilidad. Evita la contaminación y mejorar la productividad. Mayor protección del medio ambiente a través de las operaciones de descarga cero. Disponible 2 3/8" a 13 5/8"	Tubería intermedia, corta y de producción. Perforación con TR. Pozos horizontales y de alcance extendido. Pozos HPHT y profundos.	
Blue Thermal Liner	Diseño especial para tubos ranurados. Disponible 2 3/8" a 3/4"	Perforación con TR. Liners. Pozos horizontales y de alcance extendido y pozos geotérmicos	
Wedge 563	100% resistente a la tensión, compresión y colapso. Disponible 5" a 16"	Tubería superficial, intermedia, liner y producción. Perforación con TR. Pozos horizontales, de alcance extendido, geotérmicos, HPHT y profundos.	
Wedge 561	Resistente a la torsión. 100% resistente a la tensión, compresión y colapso. Disponible 2 3/8" a 4 1/2"	Tubería de producción. Pozos horizontales y de alcance extendido y perforación con TR.	
3SB	Probada en campo. Disponible 2 3/8" a 13 5/8"	Tubería intermedia y producción.	
MS	Apropiada para el manejo de gas y altas propiedades mecánicas. Disponible 2 3/8" a 14"	Tubería intermedia y producción.	
MS XT / XC	Resistencia superior al torque y compresión, con altas propiedades mecánicas. Disponible 3 1/2" a 14"	Tubería intermedia y producción. Perforación con TR.	
HW	Especialmente diseñado para tubos de pared gruesa y mediana. Adecuado para trabajos en domo de sal. Disponible 5" a 10 3/4" and 14"	Tubería intermedia y alta presión.	
Atlas Bradford TCII	Excelente para gas. 100% resistente a la tensión y compresión. Disponible 2 3/8" a 13 5/8"	Tubería intermedia y de producción.	





FACTORES A SER CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

CAPÍTULO 3






RECOMENDACIONES GENERALES PARA CONEXIONES LISAS

Nombre	Características	Aplicaciones	Figura
Blue Near Flush	Diseñada para alto rendimiento. Evita la contaminación y mejorar la productividad. Mayor protección del medio ambiente a través de las operaciones de descarga cero. Disponible 5" a 13 5/8"	Tubería intermedia, producción y liner. Pozos HPHT y profundos.	
Wedge 523	100% resistente al colapso. Alta compresión y tensión. Disponible 7" a 16"	Tubería superficial, intermedia, producción y liner. Pozos HPHT, de alcance extendido y profundo.	
Wedge 521	100% resistente a la presión interna y colapso. Alto rendimiento en tensión y compresión. Disponible 4" a 18 5/8"	Tubería superficial, intermedia, producción y liner. Pozos HPHT, de alcance extendido, térmico y profundo.	
SLX	Rendimiento triaxial. Protector de sello patentado protege el sello del PIN de la manipulación daños y actúa como un refuerzo para mejorar el funcionamiento sello de metal. Disponible 4 1/2" a 13 5/8"	Tubería intermedia y producción. Pozos HPHT y profundos	
MACII	Alto rendimiento triaxial. Disponible 5 1/2" a 16"	Tubería intermedia, producción y liner. Pozos HPHT y profundos.	
Atlas Bradford Advanced NJO	Diseño Slim-line integral para reducir distancias. Sello al gas, tanto para la presión interna y externa. Disponible 4 1/2" a 13 5/8"	Tubería intermedia y producción. Pozos HPHT y profundos	

RECOMENDACIONES GENERALES PARA CONEXIONES FORMADAS

NOMBRE	CARACTERÍSTICAS	APLICACIONES	FIGURA
Wedge 513	Alta compresión y resistencia a la compresión superior a la fuerza de tensión. Disponible 4 1/2" a 16"	Tubería superficial producción y liner. Perforación con TR. Pozos horizontales, de alcance extendido, HPHT y profundos.	
Wedge 511	Alta compresión y resistencia a la compresión superior a la fuerza de tensión. 100% resistente al colapso. Disponible 2 1/16" a 18 5/8"	Tubería superficial producción y liner. Perforación con TR. Pozos horizontales, de alcance extendido, HPHT y profundos.	
Atlas Bradford HDL	Sello al gas. Disponible 2 3/8" a 20"	Tubería intermedia, producción y liner. Pozo HPHT y profundos.	
Atlas Bradford STL	Sello al gas. Disponible 2 3/8" a 13 5/8"	Tubería intermedia, producción y liner. Pozo HPHT y profundos.	

RECOMENDACIONES GENERALES PARA CONEXIONES RECALCADAS

NOMBRE	CARACTERÍSTICAS	APLICACIONES	FIGURA
Wedge 533	100% resistente al colapso, presión interna, tensión, compresión y flexión. Disponible 2 3/8" a 7 5/8"	Tubería de producción y perforación con tubería.	
Wedge 503	100% resistente al colapso, presión interna, tensión, compresión y flexión. Disponible 2 3/8" a 4 1/2"	Tubería de producción y pozos térmicos.	
Wedge 553	100% resistente al colapso, presión interna, tensión, compresión y flexión. Disponible 2 3/8" a 7 5/8"	Tubería de producción y perforación con tubería.	
Wedge 531	Fuerza excepcional de torsión y 100% resistente al colapso, presión interna, tensión, compresión y flexión. Disponible 2 3/8" a 4 1/2"	Tubería de producción. Pozos de alcance extendido y perforación con TR.	
PDJ	100% resistente al colapso, presión interna, tensión, compresión y flexión. Disponible 2 3/8" a 5"	Tubería de producción y perforación con TR.	

3.6.2 EFICIENCIA DE JUNTAS.

Una forma directa de dimensionar la capacidad de eficiencia de una junta se ha establecido mediante el concepto de diferencia de junta. Se define como un número expresado en porcentaje de resistencia, generalmente a la tensión, respecto a la resistencia a la tensión del cuerpo del tubo. Esto quiere decir que una junta con 100% de eficiencia tiene una resistencia similar o mayor a la tubería. De otra forma:

- Eficiencia a la tensión:

$$E_t = (A_{scc}/A_{sct}) * 100$$

Donde:

E_t = Eficiencia de la conexión a la tensión con respecto al cuerpo del tubo (porcentaje).

A_{scc} = Área de la sección crítica de la conexión (pg^2).

A_{sct} = Área de la sección crítica del cuerpo del tubo (pg^2).

- Eficiencia a la compresión:

$$E_c = 50E_t$$

Donde:

E_c = Eficiencia de la conexión a la tensión con respecto al cuerpo del tubo (porcentaje).

E_t = Eficiencia de la conexión a la tensión (fracción).

- Eficiencia a la Flexión:

$$\theta_{conexión} = E_c \theta_{tubo}$$

Donde:

$\theta_{conexión}$ = Flexión de la conexión (grados/30 m).

E_c = Eficiencia de la conexión a la compresión (fracción).

θ_{tubo} = Flexión de la tubería (grados/30 m).

CAPÍTULO 4

DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA POZOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA.

4.1 INTRODUCCIÓN.

La actividad petrolera incluye cada vez más operaciones en condiciones de alta presión y alta temperatura (HPHT por sus siglas en inglés) en el fondo del pozo. Este ambiente acarrea problemas técnicos difíciles de resolver a lo largo de toda la vida productiva de un pozo. Los científicos e ingenieros están desarrollando herramientas, materiales y productos químicos de avanzada para enfrentar estos desafíos.

El descubrimiento y explotación de nuevas reservas de hidrocarburos puede constituir una propuesta difícil, que a menudo requiere que los productores de petróleo y gas se enfrenten con condiciones de fondo de pozo hostiles. Si bien los pozos de alta presión y alta temperatura (HPHT) en esencia son construidos, estimulados, producidos y monitoreados en forma similar a los pozos con condiciones menos exigentes, el ambiente HPHT limita el rango de materiales y tecnologías disponibles para explotar estos yacimientos. La industria del petróleo y el gas ha luchado con temperaturas y presiones elevadas durante muchos años; sin embargo, no existen normas aplicables a toda la industria que definan las condiciones HPHT y la interrelación asociada entre la temperatura y la presión. En un esfuerzo para esclarecer esas definiciones, Schlumberger utiliza directrices que organizan los pozos HPHT, tanto en pozos convencionales, como en pozos de HPHT en tres categorías, seleccionadas de acuerdo con los umbrales tecnológicos encontrados comúnmente.

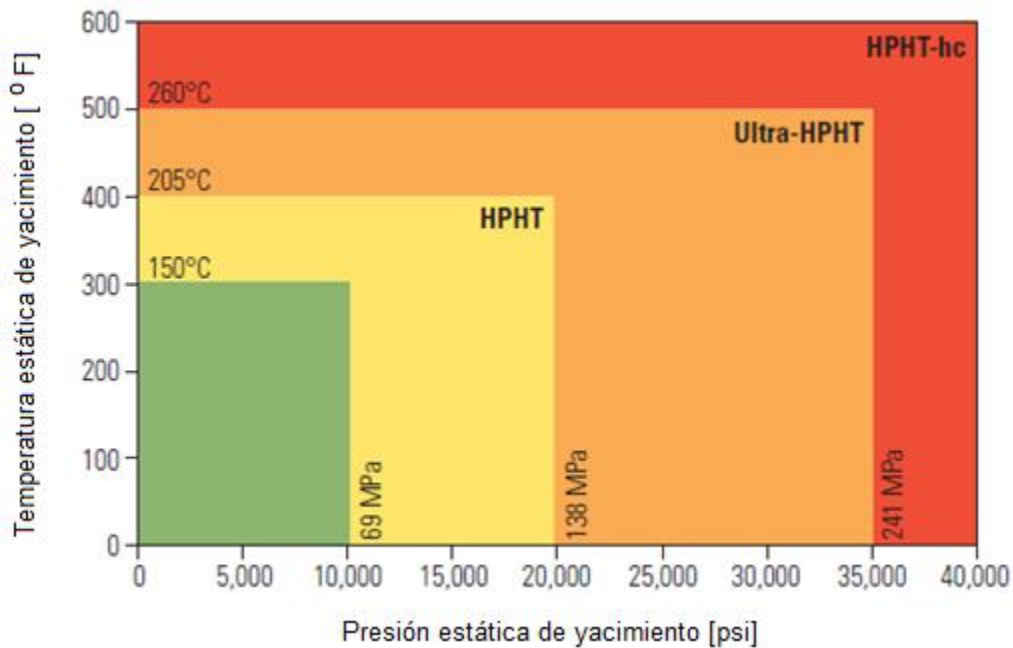


Figura 4.1- Sistema de clasificación HPHT (Schlumberger).

4.2 CLASIFICACIÓN DE POZOS.

➤ Pozo HPHT.

En este sistema, se llaman pozos HPHT a aquellos cuya temperatura de fondo (BHT) alcanza 150°C [300°F] o su presión de fondo (BHP) asciende a 10,000 [psi]. El fundamento de estos valores umbrales tiene que ver con el comportamiento de los sellos elastoméricos estándar.

➤ Pozos Ultra-HPHT.

Los pozos Ultra-HPHT exceden los límites operativos prácticos de la tecnología de componentes electrónicos existente; más de 205°C o 20,000 [psi]. En la actualidad, la operación de los componentes electrónicos a temperaturas superiores requiere la instalación de disipadores de calor internos o la instalación de los dispositivos dentro de un recipiente de vacío para proteger los componentes electrónicos de las temperaturas severas.

➤ Pozos HPHT-hc.

La clasificación HPHT-hc define los ambientes más extremos; pozos con temperaturas y presiones superiores a 260°C o 35,000 [psi], respectivamente. Es poco probable que tales condiciones de presión existan en el futuro previsible. No obstante, las temperaturas de fondo en los pozos geotérmicos y de recuperación térmica ya exceden los 260°C.

Es importante destacar que el esquema de clasificación HPHT de Schlumberger no se limita a pozos que satisfacen simultáneamente los criterios de temperatura y presión. Si cualquiera de los parámetros cae dentro de una de las tres regiones HPHT, el pozo se clasifica según sea la región en la que se encuentre. Por consiguiente, un proyecto de inyección de vapor, somero y de baja presión, para extraer petróleo pesado, corresponde a la región HPHT-hc debido a la temperatura elevada del vapor. Por el contrario, los yacimientos asociados con las zonas salinas de baja temperatura y alta presión del Golfo de México se ajustan a una clasificación HPHT debido a la alta presión.

Un parámetro vital de los pozos HPHT es el tiempo durante el cual las herramientas, materiales y productos químicos deben tolerar el ambiente hostil. Por ejemplo, las herramientas de obtención de registros y pruebas, los lodos de perforación y los fluidos de estimulación están expuestos a ambientes HPHT un tiempo limitado; sin embargo, los empacadores, filtros (cedazos) de arena, equipos de monitoreo de yacimientos y sistemas de cementación deben sobrevivir muchos años; incluso más allá de la vida productiva del pozo. Por ende, este factor de tiempo posee un impacto considerable sobre la forma en que los científicos e ingenieros abordan el desarrollo de productos.

4.3 DISEÑO DE POZOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA.

El descubrimiento de la alta presión y de alta temperatura (HPHT) en lugares alrededor del mundo durante las últimas dos décadas ha dado lugar a una nueva clase de pozos. Estos pozos se encuentran en presiones y temperaturas extremas y siempre a grandes profundidades. Esto da lugar a condiciones de carga nuevas e inusuales, tales como acumulación anormal de presión. Estos pozos plantean importantes desafíos en el diseño. Los pozos HPHT se caracterizan a menudo por las presiones y temperaturas extremas (por lo general a gran profundidad), junto con pequeños márgenes de gradiente de presión de poro y de fractura, El diseño de TR demanda gran eficiencia.

Añadido al problema de la presión y temperatura en el fondo, los diseños avanzados envuelven evaluaciones cuantitativas de riesgo y son necesarios para diseños de tubería de revestimiento más complejos. Este enfoque combina la incertidumbre, el riesgo y la economía. En el diseño tubería clásico, la reducción del riesgo resulta en un aumento de los costos iniciales (pared más gruesa, material de grado superior), y la reducción en consecuencia (fallas en TR, o un incidente catastrófico). El diseño óptimo, sin embargo, es el que minimiza el costo total Este enfoque es necesario para los pozos HPHT.

4.4 IMPORTANCIA DE LA TEMPERATURA.

El diseño de tuberías de revestimiento y producción ha evolucionado en los últimos 50 años de manera muy importante, respondiendo a los retos de alcanzar mayores profundidades, lo que representa mayores presiones y temperaturas.

Se han diseñado nuevos aceros y los métodos de diseño avanzaron desde el de ensaye y error, carga máxima y la incorporación de los esfuerzos biaxiales y posteriormente los esfuerzos triaxiales.

Cuando se diseñan las tuberías de revestimiento y de producción, uno de los parámetros más tomados en cuenta es el esfuerzo a la cedencia del acero, ya que es una de las variables directas en las ecuaciones de resistencia de los materiales en fenómenos como tensión, compresión, presión interna, y colapso.

El esfuerzo a la cedencia es usado en los diseños de tuberías de revestimiento y de producción como un valor nominal dado por la norma API 5CT / ISO 11960, según las características de cada grado de acero o por norma propietaria del fabricante. Este valor puede ser conocido físicamente mediante pruebas de laboratorio, las cuales suelen realizarse en condiciones ambientales. Sin embargo, es obvio que el ambiente donde trabajan estos aceros en la industria petrolera y geotérmica son muy diferentes.

Se han registrado temperaturas superiores a los 200° C, en pozos petroleros y de 350° C, en pozos geotérmicos; donde hay una buena oportunidad para estudiar el comportamiento de

los aceros en el esfuerzo a la cedencia, incluyendo como una de las variables la temperatura, dado que ésta influye directamente en la reducción de sus propiedades mecánicas.

El diseño de tuberías de revestimiento y de producción para pozos petroleros y geotérmicos se basa, generalmente, en el cálculo de fuerzas mecánicas, tales como: colapso, presión interna, tensión y compresión.

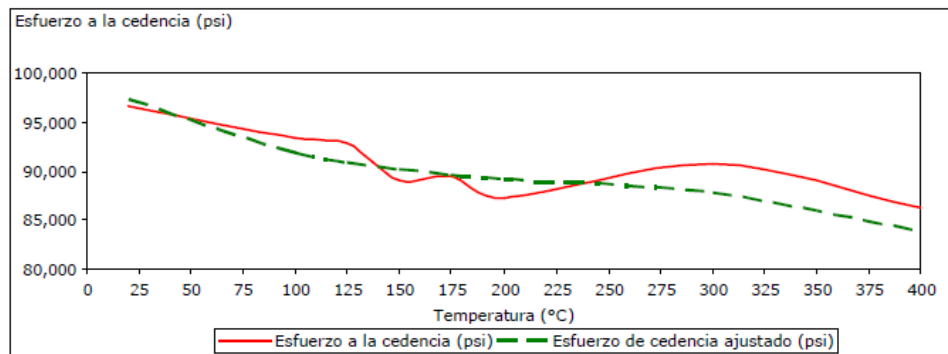
En la mayoría de los casos, el efecto temperatura no es tomado en cuenta, ya que su variación no suele ser significativa en intervalos menores a los 150°C. Sin embargo, se sabe que muchos pozos pueden presentar temperaturas superiores a los 200°C, a partir de las cuales el esfuerzo a la cedencia se ve afectado.

4.5 MODELO EXPERIMENTAL.

Se llevó a cabo un modelo experimental (TENARIS TAMSA) donde se observó el comportamiento de diferentes grados de acero en función de la temperatura, desde la ambiental hasta los 400°C; posteriormente, se realizó un ajuste polinomial para cada curva correspondiente al grado de acero, y finalmente se manipularon las ecuaciones del API, a partir de las cuales se obtuvieron las nuevas ecuaciones ajustadas para la tensión, la presión interna y el colapso en función de la temperatura.

Con base en las observaciones del comportamiento de la temperatura descrita anteriormente, se diseñó un modelo experimental con el cual se simuló la temperatura de los yacimientos petroleros y geotérmicos.

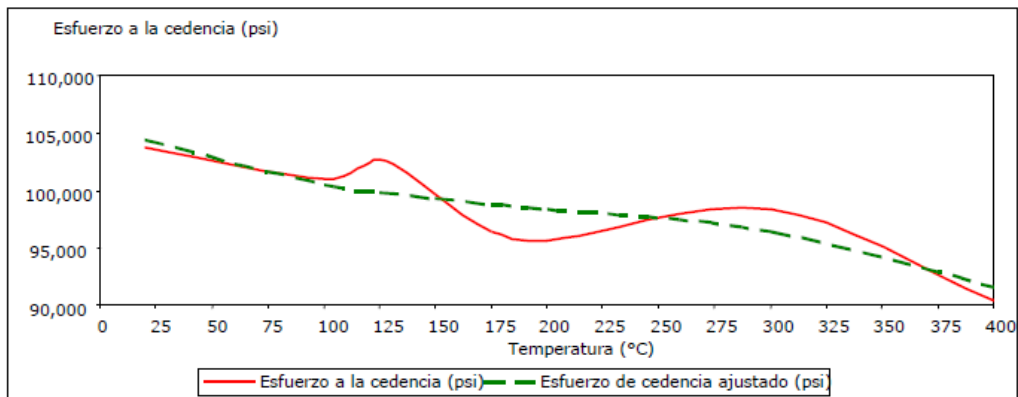
Las pruebas se realizaron a los grados de acero N-80, TRC-95, P-110, TAC-110 y TAC-140; las cuales se efectuaron a las temperaturas de 20, 50, 75, 100, 150, 200, 300 y 400 °C y posteriormente, mediante un método de ajuste, se determinó una ecuación polinomial para cada grado de acero mostrado en las siguientes graficas.



$$\text{grado N 80} = - 0.0006 T^3 + 0.4214 T^2 - 111.16 T + 99423$$

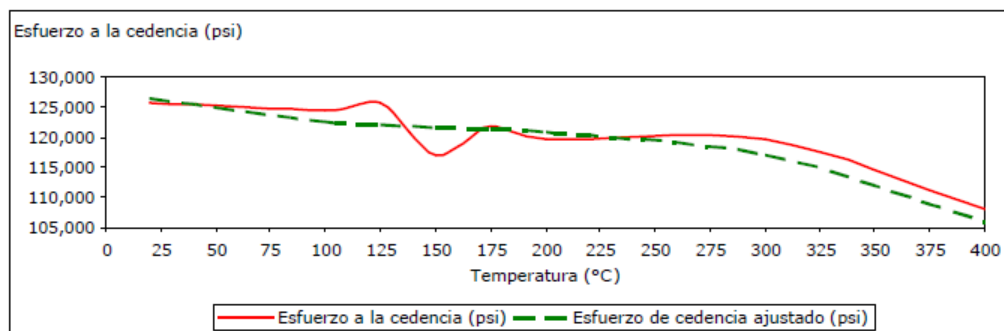
Figura 4.2- Polinomio de ajuste para el grado N-80.

CAPÍTULO 4



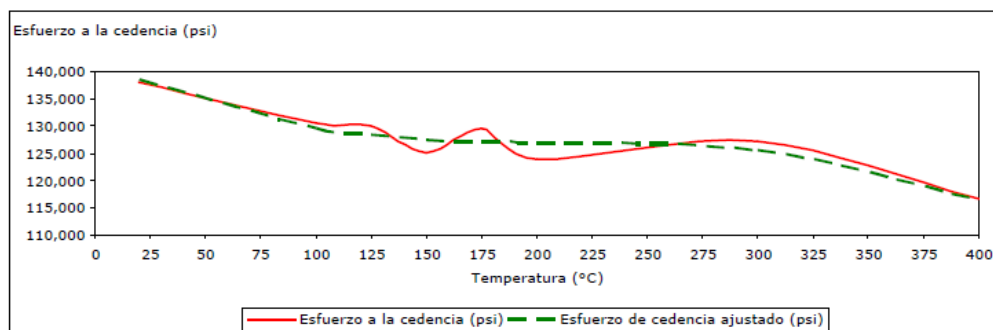
$$\text{grado TRC 95} = -0.0005 T^3 + 0.3082 T^2 - 78.707 T + 105781$$

Figura 4.3- Polinomio de ajuste para el grado TRC-95.



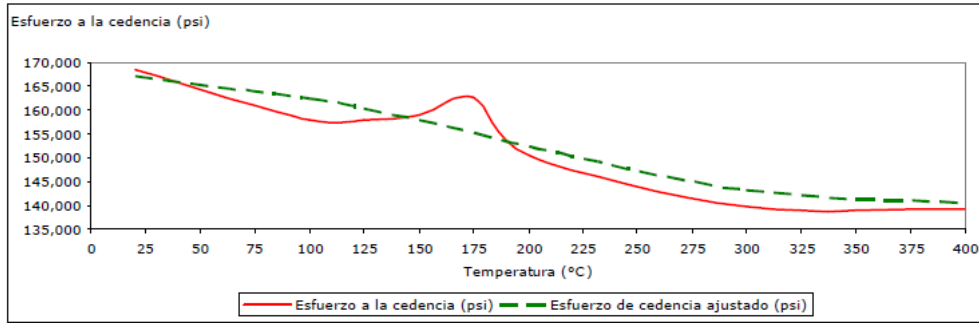
$$\text{grado P 110} = -0.0009 T^3 + 0.444 T^2 - 88.925 T + 128016$$

Figura 4.4-Polinomio de ajuste para el grado P-110.



$$\text{grado TAC 110} = -0.0015 T^3 + 0.9605 T^2 - 209.58 T + 142469$$

Figura 4.5-Polinomio de ajuste para el grado TAC-110.



$$\text{grado TAC 140} = 0.001 T^3 - 0.5656 T^2 - 0.7283 T + 167228$$

Figura 4.6- Polinomio de ajuste para el grado TAC-140.

De las graficas anteriores y sus polinomios se derivan las ecuaciones ajustadas a la tensión en función de la Temperatura donde FT es la fuerza de tensión [psi], T es la temperatura [°C] y As es el área transversal de la tubería [pg] para cada grado.

4.5.1 ECUACIÓN AJUSTADA A LA TENSIÓN.

$$N - 80 \quad FT = (-0.0006T^3 + 0.4214T^2 - 111.16T + 99423)As$$

$$TRC - 95 \quad FT = (-0.0005T^3 + 0.3082T^2 - 78.707T + 105781)As$$

$$P - 110 \quad FT = (-0.0009T^3 + 0.444T^2 - 88.925T + 128016)As$$

$$TAC - 110 \quad FT = (-0.0015T^3 + 0.9605T^2 - 209.58T + 142469)As$$

$$TAC - 140 \quad FT = (-0.001T^3 + 0.5656T^2 - 0.7283T + 167228)As$$

FT = fuerza de tensión (psi).

T = temperatura (°C).

De igual manera se realizaron cálculos similares para cada efecto en la tubería y para los mismos grados de acero, posteriormente se ajustaron los polinomios y se generaron las siguientes ecuaciones ajustadas.

4.5.2 ECUACIÓN AJUSTADA A LA PRESIÓN INTERNA.

$$N - 80 \quad P_i = 0.875 \left(\frac{2(-0.0006T^3 + 0.4214T^2 - 111.16T + 99423)t}{D} \right)$$

$$TRC - 95 \quad P_i = 0.875 \left(\frac{2(-0.0005T^3 + 0.3082T^2 - 78.707T + 105781)t}{D} \right)$$

$$P - 110 \quad P_i = 0.875 \left(\frac{2(-0.0009T^3 + 0.444T^2 - 88.925T + 128016)t}{D} \right)$$

$$TAC - 110 \quad P_i = 0.875 \left(\frac{2(-0.0015T^3 + 0.9605T^2 - 209.58T + 142469)t}{D} \right)$$

$$TAC - 140 \quad P_i = 0.875 \left(\frac{2(-0.001T^3 + 0.5656T^2 - 0.7283T + 167228)t}{D} \right)$$

$P_i =$ Presión interna (psi).

$T =$ temperatura ($^{\circ}C$).

$D =$ diámetro externo de tubería (pg).

$t =$ Espesor nominal (pg) = $(D - d)/2$

4.5.3 ECUACIÓN AJUSTADA AL COLAPSO (CEDENCIA).

$$N - 80 \quad P_c = 2(-0.0006T^3 + 0.4214T^2 - 111.16T + 99423) \left(\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right)$$

$$TRC - 95 \quad P_c = 2(-0.0005T^3 + 0.3082T^2 - 78.707T + 105781) \left(\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right)$$

$$P - 110 \quad P_c = 2(-0.0009T^3 + 0.444T^2 - 88.925T + 128016) \left(\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right)$$

$$TAC - 110 \quad P_c = 2(-0.0015T^3 + 0.9605T^2 - 209.58T + 142469) \left(\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right)$$

$$TAC - 140 \quad P_c = 2(-0.001T^3 + 0.5656T^2 - 0.7283T + 167228) \left(\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right)$$

$P_c =$ Presión colapso (cedencia) (psi).

$T =$ temperatura ($^{\circ}C$).

$D =$ diámetro externo de tubería (psi).

$t =$ Espesor nominal (pg) = $(D - d)/2$

4.5.4 ECUACIÓN AJUSTADA AL COLAPSO (PLÁSTICO).

$$N - 80 \quad P_c = (-0.0006T^3 + 0.4214T^2 - 111.16T + 99423) \left[\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - c$$

$$TRC - 95 \quad P_c = (-0.0005T^3 + 0.3082T^2 - 78.707T + 105781) \left[\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - c$$

$$P - 110 \quad P_c = (-0.0009T^3 + 0.444T^2 - 88.925T + 128016) \left[\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - c$$

$$TAC - 110 \quad P_c = (-0.0015T^3 + 0.9605T^2 - 209.58T + 142469) \left[\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - c$$

$$TAC - 140 \quad P_c = (-0.001T^3 + 0.5656T^2 - 0.7283T + 167228) \left[\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - c$$

$P_c =$ Presión colapso (plástico)(psi).

$T =$ temperatura ($^{\circ}C$).

$D =$ diámetro externo de tubería (pg).

$t =$ Espesor nominal (pg) = $(D - d)/2$

$$A = 2.8762 + 0.10679X10^{-5}\sigma_y + 0.21301X10^{-10}\sigma_y^2 - 0.53132X10^{-16}\sigma_y^3$$

$$B = 0.026233 + 0.50609X10^{-6}\sigma_y$$

$$C = -465.93 + 0.0308\sigma_y - 0.10483X10^{-7}\sigma_y^2 + 0.36989X10^{-13}\sigma_y^3$$

$\sigma_y =$ Esfuerzo de cedencia del material (psi).

4.5.5 ECUACIÓN AJUSTADA AL COLAPSO (TRANSICIÓN).

$$N - 80 \quad P_c = (-0.0006T^3 + 0.4214T^2 - 111.16T + 99423) \left[\frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right]$$

$$TRC - 95 \quad P_c = (-0.0005T^3 + 0.3082T^2 - 78.707T + 105781) \left[\frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right]$$

$$P - 110 \quad P_c = (-0.0009T^3 + 0.444T^2 - 88.925T + 128016) \left[\frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right]$$

$$TAC - 110 \quad P_c = (-0.0015T^3 + 0.9605T^2 - 209.58T + 142469) \left[\frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right]$$

$$TAC - 140 \quad P_c = (-0.001T^3 + 0.5656T^2 - 0.7283T + 167228) \left[\frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right]$$

$P_c =$ Presión colapso (transición)(psi).

$T =$ temperatura (°C).

$D =$ diámetro externo de tubería (psi).

$t =$ Espesor nominal (pg) = $(D - d)/2$

$$A = 2.8762 + 0.10679X10^{-5}\sigma_y + 0.21301X10^{-10}\sigma_y^2 - 0.53132X10^{-16}\sigma_y^3$$

$$B = 0.026233 + 0.50609X10^{-6}\sigma_y$$

$$C = -465.93 + 0.0308\sigma_y - 0.10483X10^{-7}\sigma_y^2 + 0.36989X10^{-13}\sigma_y^3$$

$$F = \frac{\left\{ 46.96 \times 10^6 \left[\frac{3 \left(\frac{B}{A} \right)}{2 + \left(\frac{B}{A} \right)} \right]^3 \right\}}{\sigma_y \left[\frac{3 \left(\frac{B}{A} \right)}{2 + \left(\frac{B}{A} \right)} \right] \left[1 - \frac{3 \left(\frac{B}{A} \right)}{2 + \left(\frac{B}{A} \right)} \right]^2} \quad G = \frac{FB}{A}$$

$\sigma_y =$ Esfuerzo de cedencia del material (psi).

4.6 FACTOR DE DISEÑO.

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. 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, en la siguiente tabla se muestran los factores de diseño con respecto a la temperatura.

Tabla 4.1- Factores de diseño.

Tipo/Formación	Temperatura	N-80	TRC-95	P-110	TAC-110	TAC-140
Terciario	20 °C	1	1	1	1	1
	100 °C	1.06	1.04	1.03	1.07	1.03
	125 °C	1.07	1.05	1.04	1.08	1.04
	150 °C	1.08	1.05	1.04	1.09	1.06
Cretácico	175 °C	1.09	1.06	1.04	1.09	1.08
Jurásico y HPHT	200 °C	1.09	1.06	1.05	1.09	1.1
Geotérmicos	300 °C	1.11	1.08	1.08	1.1	1.17
Geotérmicos	400 °C	1.16	1.14	1.19	1.19	1.19

4.7 EJEMPLO: DISEÑO DE TR PARA POZO HPHT.

Ejemplo de diseño de tubería de revestimiento para pozo de alta presión y alta temperatura con las siguientes condiciones (ejemplo resuelto con la teoría y conceptos del capítulo 2).

DATOS PARA LA PRIMERA ETAPA, TUBERÍA SUPERFICIAL 20 (PG).

$h_{TR} = 580$ (m).

$h_{sig. etapa} = 1000$ (m).

$h_{total} = 5300$ (m).

$h_{disparos} = 2250$ (m).

$\rho_{lodo} = 1.12$ (g/cm³).

$\rho_{lodo sig etapa} = 1.3$ (g/cm³).

$\rho_{fract zapata} = 1.39$ (g/cm³).

$\rho_{gas metano} = 0.27$ (g/cm³).

$\rho_{agua form} = 1.07$ (g/cm³).

Gradiente del lodo = 0.112 (Kg/cm²/m).

$T_{superficie} = 25$ (°C).

$T_{fondo} = 189$ (°C).

PRESIÓN INTERNA.

1) Presión de inyección debajo de la zapata.

$$P_{inyección} = \frac{(1.39 + 0.12)(580)(14.22)}{10} = 1245 \text{ (psi)}$$

2) Presión superficial esperada en la cabeza del pozo.

$$P_{gas} = \frac{(0.27)(580)(14.22)}{10} = 222 \text{ (psi)}$$

$$P_{bop's} = 1245 - 222 = 1022 \text{ (psi)}$$

3) Presión de respaldo.

$$P_{respaldo} = \frac{(1.07)(580)(14.22)}{10} = 882 \text{ (psi)}$$

4) Presión resultante.

$$P_{resultante} = 1245 - 882 = 362 \text{ (psi)}$$

5) Multiplicar por factores de seguridad (Diseño).

$$P_{resultante} = (362 \text{ (psi)})(1.1) = 398 \text{ (psi)}$$

$$P_{bop's} = (1022 \text{ (psi)})(1.1) = 1124 \text{ (psi)}$$

6) Graficar.

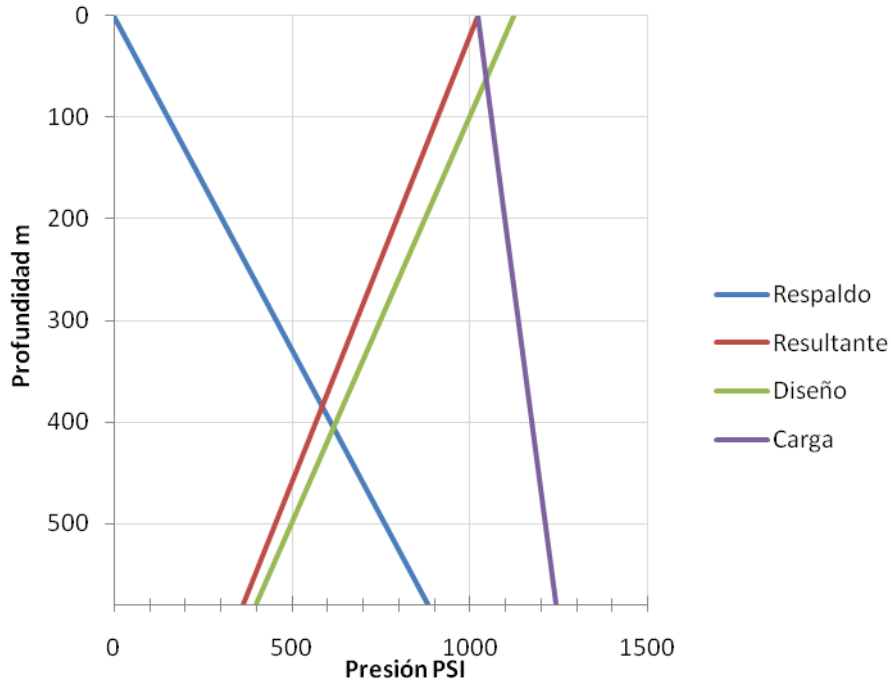


Figura 4.7- Gráfica de diseño de presión interna para TR superficial.

COLAPSO.

1) Presión hidrostática del fluido de perforación de la siguiente etapa hasta la profundidad próxima.

$$P_{lodo \text{ próxima etapa}} = \frac{(1.3)(1000)(14.22)}{10} = 1848 \text{ (psi)}$$

2) Presión hidrostática del fluido de formación normal.

$$P_{formacion \ normal} = \frac{(1.07)(580)(14.22)}{10} = 882 \text{ (psi)}$$

3) Diferencial de presión.

$$DP = 1848 - 882 = 966 \text{ (psi)}$$

4) Nivel del fluido.

$$N_{fluido} = \frac{10(966)}{(14.22)(1.3)} = 522 \text{ (m)}$$

5) Presión de colapso, con densidad del fluido de la etapa anterior.

$$P_{colapso} = \frac{(1.12)(522)(14.22)}{10} = 832 \text{ (psi)}$$

6) Presión de respaldo, es el fluido de la siguiente etapa dentro de la tubería.

$$P_{respaldo} = \frac{(1.3)[580 - 522](14.22)}{10} = 106 \text{ (psi)}$$

7) Presión Hidrostática simulando una columna de agua congénita (Carga).

$$P_{agua\ congénita} = \frac{(1.07)(580)(14.22)}{10} = 882 \text{ (psi)}$$

8) Resultante, es diferencial de presión al nivel de fluido.

$$P_{resultante} = 882 - 106 = 776 \text{ (psi)}$$

9) Multiplicar por factor de seguridad.

$$P_{colapso} = (832 \text{ (psi)})(1.125) = 934 \text{ (psi)}$$

$$P_{resultante} = (776 \text{ (psi)})(1.125) = 873 \text{ (psi)}$$

10) Graficar.

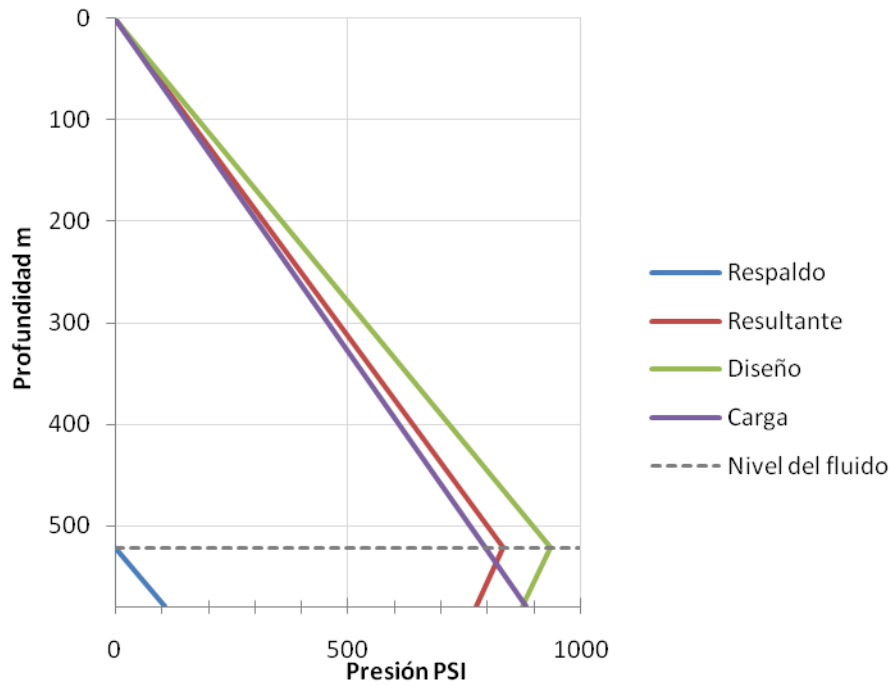


Figura 4.8- Gráfica de diseño de colapso para TR superficial.

Se recomiendan las siguientes tuberías y profundidades.

Profundidad [m]	Peso [lb/pie]	Tipo	De [pg]
0 - 200	94.00	H - 40	20
200 - 580	133.00	J - 55	20

TENSIÓN.

1) Fuerza de flotación.

$$T_f = 6.45(580)(0.112)(38.632) = 16186.5 \text{ (Kg)}$$

2) Peso de la sección 1.

$$W_{s1} = 1.4913(380)(133.00) = 75370.3 \text{ (Kg)}$$

3) Tensión 1.

$$T_1 = -16186.5 + 75370.3 = 59183.8 \text{ (Kg)}$$

$$T'_1 = 59183.8 + 6.45(580 - 380)(0.12) |38.632 - 26.918| = 60997.12 \text{ (Kg)}$$

4) Peso de la sección 2.

$$W_{s2} = 1.4913(200)(106.5) = 31764.69 \text{ (Kg)}$$

3) Tensión 2.

$$T_2 = -21827.19 + 31764.69 = 9937.5 \text{ (Kg)}$$

Tensión mínima requerida.

Tubería	Peso [lb/pie]	Tensión [Kg]	Tensión [lb/1000]
H - 40	94.00	9937.5	21.902
J - 55	133.00	59183.8	130.441

DATOS PARA LA SEGUNDA ETAPA, TUBERÍA SUPERFICIAL 16 (PG).

h TR= 1000 (m).

h sig etapa= 3100(m).

ρ lodo= 1.3 (g/cm³).

ρ lodo sig etapa=1.7 (g/cm³).

ρ fract zapata=1.83 (g/cm³).

ρ gas metano= 0.27 (g/cm³).

ρ agua form= 1.07 (g/cm³).

Gradiente del lodo=0.13 (Kg/cm²/m).

PRESIÓN INTERNA.

1) Presión de inyección debajo de la zapata.

$$P_{inyección} = \frac{(1.83 + 0.12)(1000)(14.22)}{10} = 2772 \text{ (psi)}$$

2) Presión superficial esperada en la cabeza del pozo.

$$P_{gas} = \frac{(0.27)(1000)(14.22)}{10} = 383 \text{ (psi)}$$

$$P_{bop's} = 2772 - 383 = 2389 \text{ (psi)}$$

3) Presión de respaldo.

$$P_{\text{respaldo}} = \frac{(1.07)(1000)(14.22)}{10} = 1521 \text{ (psi)}$$

4) Presión resultante.

$$P_{\text{resultante}} = 2772 - 1521 = 1251 \text{ (psi)}$$

5) Multiplicar por factores de seguridad (Diseño).

$$P_{\text{resultante}} = (1251 \text{ (psi)})(1.1) = 1376 \text{ (psi)}$$

$$P_{\text{bop's}} = (2389 \text{ (psi)})(1.1) = 2627 \text{ (psi)}$$

6) Graficar.

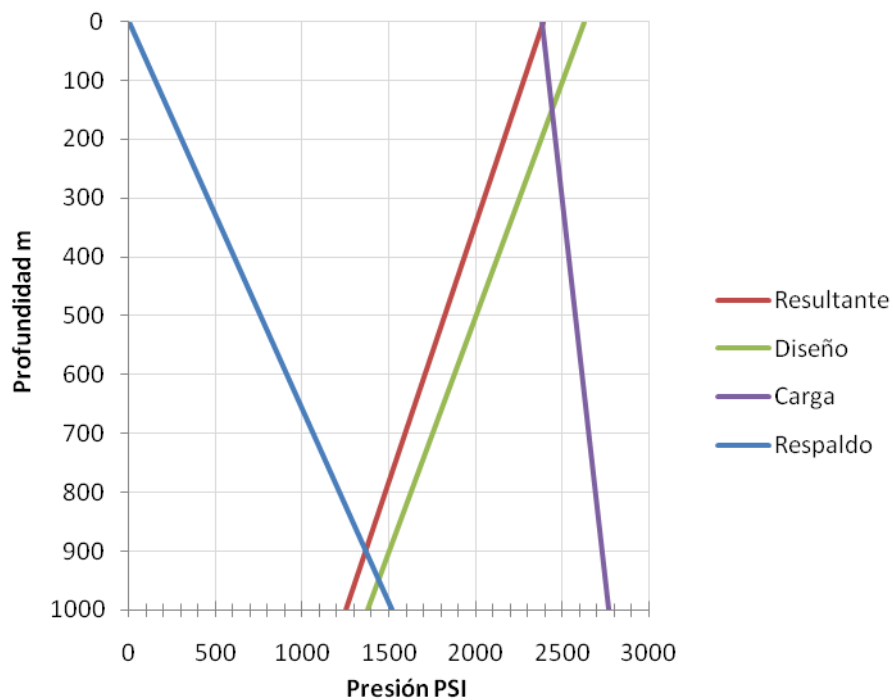


Figura 4.9- Gráfica de diseño de presión interna para TR superficial.

COLAPSO.

1) Presión hidrostática del fluido de perforación de la siguiente etapa hasta la profundidad próxima.

$$P_{\text{lodo próxima etapa}} = \frac{(1.7)(3100)(14.22)}{10} = 7493.94 \text{ (psi)}$$

2) Presión hidrostática del fluido de formación normal.

$$P_{\text{formacion normal}} = \frac{(1.07)(1000)(14.22)}{10} = 1521.54 \text{ (psi)}$$

3) Diferencial de presión.

$$DP = 7493.94 - 1521.54 = 5972.4 \text{ (psi)}$$

4) Nivel del fluido.

$$N_{\text{fluido}} = \frac{10(5972.4)}{(14.22)(1.7)} = 2470.58 \text{ (m)}$$

La tubería se encuentra vacía y por lo cual no hay respaldo y se toma la profundidad de la tubería (1000 m).

5) Presión de colapso, con densidad del fluido de la etapa anterior.

$$P_{\text{colapso}} = \frac{(1.3)(1000)(14.22)}{10} = 1848.6 \text{ (psi)}$$

6) Multiplicar por factor de seguridad.

$$P_{\text{colapso}} = (1848.6 \text{ (psi)})(1.125) = 2079.6 \text{ (psi)}$$

7) Graficar.

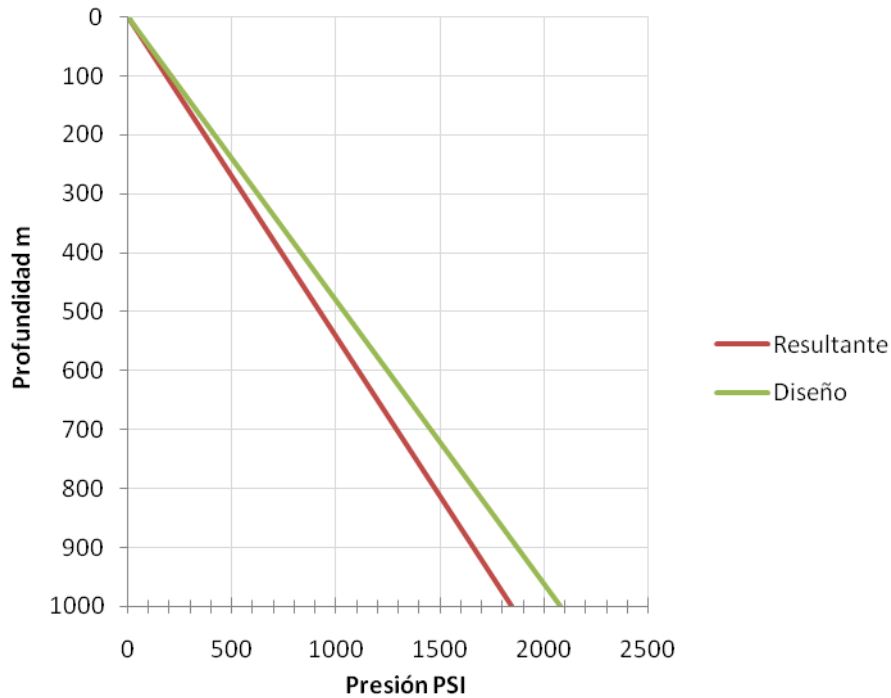


Figura 4.10- Gráfica de diseño de colapso para TR superficial.

Se recomiendan las siguientes tuberías y profundidades.

Profundidad [m]	Peso [lb/pie]	Tipo	De [pg]
0 - 500	95.00	J - 55	16
500 - 1000	109.00	J - 55	16

TENSIÓN.

1) Fuerza de flotación.

$$T_f = 6.45(1000)(0.13)(31.622) = 26515 \text{ (Kg)}$$

2) Peso de la sección 1.

$$W_{s1} = 1.4913(500)(109.00) = 81275.85 \text{ (Kg)}$$

3) Tensión 1.

$$T_1 = -26515 + 81275.85 = 78624.35 \text{ (Kg)}$$

$$T'_1 = 78624.35 + 6.45(1000 - 500)(0.13) |31.622 - 27.444| = 8037.97 \text{ (Kg)}$$

4) Peso de la sección 2.

$$W_{s2} = 1.4913(500)(95.00) = 70836.75 \text{ (Kg)}$$

3) Tensión 2.

$$T_2 = -80375.97 + 70836.75 = 151212.72 \text{ (Kg)}$$

Tensión mínima requerida.

Tubería	Peso [lb/pie]	Tensión [Kg]	Tensión [lb/1000]
J - 55	95.00	151212.72	333.27
J - 55	109.00	78624.4	173.28

DATOS PARA LA TERCER ETAPA, TUBERÍA INTERMEDIA 11 7/8 (PG).

h TR= 3100 (m).

h sig etapa= 4700 (m).

ρ lodo= 1.7 (g/cm³).

ρ lodo sig etapa=1.8 (g/cm³).

ρ fract zapata=1.9 (g/cm³).

ρ gas metano= 0.27 (g/cm³).

ρ agua form= 1.07 (g/cm³).

Gradiente del lodo=0.17 (Kg/cm²/m).

PRESIÓN INTERNA.

1) Presión de inyección en la zapata.

$$P_{inyección} = \frac{(1.9 + 0.12)(3100)(14.22)}{10} = 8904.56 \text{ (psi)}$$

2) Presión superficial esperada en la cabeza del pozo.

$$P_{gas} = \frac{(0.27)(3100)(14.22)}{10} = 1190 \text{ (psi)}$$

$$P_{bop's} = 8904.56 - 1190 = 7714.5 \text{ (psi)}$$

3) Ecuaciones para determinar interface gas-lodo.

$$P_{inyección} = 7714.5 + \frac{(h_{lodo})(1.8)(14.22)}{10} + \frac{(h_{gas})(0.27)(14.22)}{10} = 8904.56 \dots \dots (1)$$

$$3100 = h_{lodo} + h_{gas} \dots \dots (2)$$

Resolviendo sistema de ecuaciones.

$$1190 = 2.55 h_{lodo} + 0.38 h_{gas} \dots \dots (3)$$

$$3100 = h_{lodo} + h_{gas} \dots \dots (4)$$

Despejando h_{gas} de (4) y sustituyendo en (3).

$$h_{gas} = 3100 - h_{lodo}$$

$$1190 = 2.55 h_{lodo} + 0.38 (3100 - h_{lodo})$$

$$1190 = 2.55 h_{lodo} + 1178 - 0.38 h_{lodo}$$

$$12 = 2.17 h_{lodo}$$

$$h_{lodo} = \frac{12}{2.17} = 5.52 \text{ m}$$

Sustituyendo h_{lodo} en (4).

$$h_{gas} = 3100 - 5.52 = 3094.4 \text{ (m)}$$

Por lo cual se considera la tubería llena de gas metano.

4) Cálculo de la presión en la interface gas-lodo.

$$P_{gas} = \frac{(0.27)(3094)(14.22)}{10} = 1188 \text{ (psi)}$$

$$P_{interface} = 8904.56 - 1188 = 7717 \text{ (psi)}$$

4) Presión de respaldo al nivel de la interface y al fondo.

$$P_{respaldo} = \frac{(1.07)(3100)(14.22)}{10} = 4717 \text{ (psi)}$$

5) Presión resultante.

$$P_{resultante} = 8904.56 - 4717 = 4188 \text{ (psi)}$$

5) Multiplicar por factores de seguridad (Diseño).

$$P_{resultante} = (4188 \text{ (psi)})(1.1) = 4606.8 \text{ (psi)}$$

$$P_{bop's} = (7714.5 \text{ (psi)})(1.1) = 8485.95 \text{ (psi)}$$

6) Graficar.

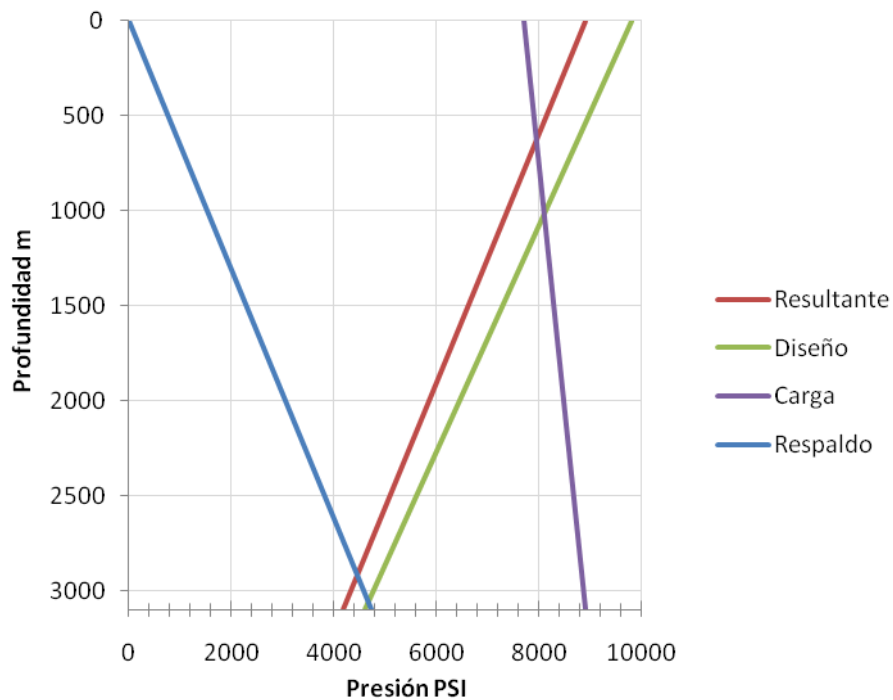


Figura 4.11- Gráfica de diseño de presión interna para TR intermedia.

COLAPSO.

1) Presión hidrostática del fluido de perforación de la siguiente etapa hasta la profundidad próxima.

$$P_{lodo\ próxima\ etapa} = \frac{(1.8)(4700)(14.22)}{10} = 12030\ (psi)$$

2) Presión hidrostática del fluido de formación normal.

$$P_{formacion\ normal} = \frac{(1.07)(3100)(14.22)}{10} = 4717\ (psi)$$

3) Diferencial de presión y Nivel del fluido.

$$DP = 12030 - 4717 = 7313\ (psi)$$

$$N_{fluido} = \frac{10(7313)}{14.22(1.8)} = 2857\ (m)$$

4) Presión de colapso (carga) en el fondo de la TR.

$$P_{colapso} = \frac{(1.7)(3100)(14.22)}{10} = 7494\ (psi)$$

$$P_{colapso\ nivel\ fluido} = \frac{(1.7)(2857)(14.22)}{10} = 6906\ (psi)$$

5) Presión de respaldo.

$$P_{respaldo} = \frac{(1.8)(3100 - 2857)(14.22)}{10} = 622\ (psi)$$

6) Resultante.

$$P_{resultante} = 7494 - 622 = 6872\ (psi)$$

7) Multiplicar por factor de seguridad.

$$P_{colapso\ nivel\ fluido} = (6906\ PSI)(1.125) = 7769.25\ (psi)$$

$$P_{resultante} = (6872\ (psi))(1.125) = 7731\ (psi)$$

8) Graficar.

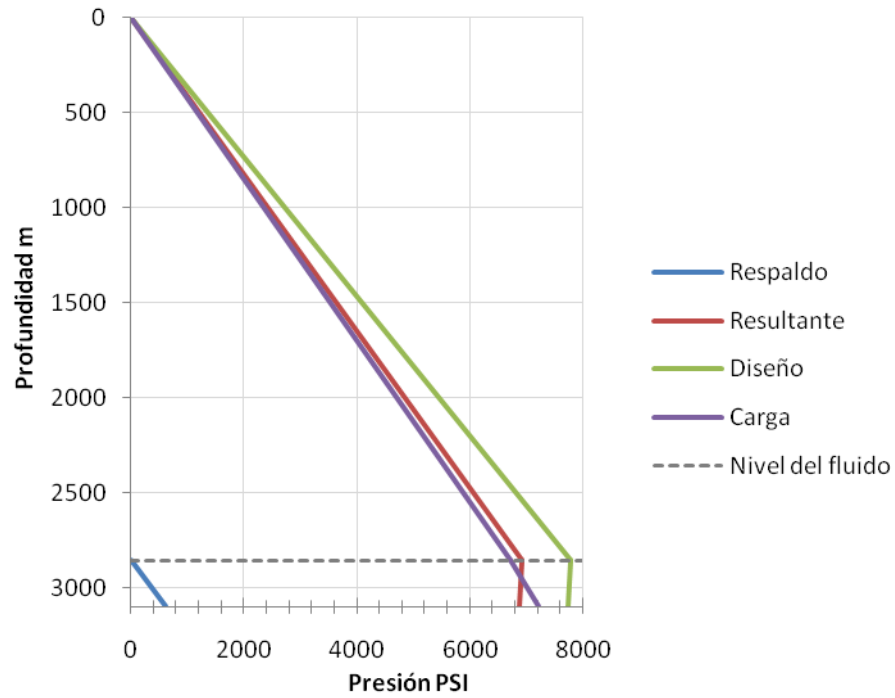


Figura 4.12- Gráfica de diseño de colapso para TR intermedia.

Se recomienda la siguiente tubería.

Profundidad [m]	Peso [lb/pie]	Tipo	De [pg]
0 - 3100	71.80	TAC - 140	11 7/8

TENSIÓN.

1) Fuerza de flotación.

$$T_f = 6.45(4700)(0.17)(20.648) = 106410 \text{ (Kg)}$$

2) Peso de la sección 1.

$$W_{s1} = 1.4913(3100)(71.80) = 331933.55 \text{ (Kg)}$$

3) Tensión 1.

$$T_1 = -106410 + 331933.55 = 225523.55 \text{ (Kg)}$$

Tensión mínima requerida.

Tubería	Peso [lb/pie]	Tensión [Kg]	Tensión [lb/1000]
TAC - 140	71.80	225523.55	497.05

DATOS PARA LA CUARTA ETAPA, TUBERÍA INTERMEDIA 9 5/8 (PG).

h TR= 4700 (m).

h sig etapa= 5300 (m).

ρ lodo= 1.8 (g/cm³).

ρ lodo sig etapa=1.9 (g/cm³).

ρ fract zapata=2.01 (g/cm³).

ρ gas metano= 0.27 (g/cm³).

ρ agua form= 1.07 (g/cm³).

Gradiente del lodo=0.18 (Kg/cm²/m).

PRESIÓN INTERNA.

1) Presión de inyección en la zapata.

$$P_{inyección} = \frac{(2.01 + 0.12)(4700)(14.22)}{10} = 14235 \text{ (psi)}$$

2) Presión superficial esperada en la cabeza del pozo.

$$P_{gas} = \frac{(0.27)(4700)(14.22)}{10} = 1804 \text{ (psi)}$$

$$P_{bop's} = 14235 - 1804 = 12431 \text{ (psi)}$$

3) Ecuaciones para determinar interface gas-lodo.

$$P_{inyección} = 12431 + \frac{(h_{lodo})(1.9)(14.22)}{10} + \frac{(h_{gas})(0.27)(14.22)}{10} = 14235 \dots \dots \dots (1)$$

$$4700 = h_{lodo} + h_{gas} \dots \dots \dots (2)$$

CAPÍTULO 4

Resolviendo sistema de ecuaciones.

$$1804 = 2.7 h_{lodo} + 0.38 h_{gas} \dots \dots \dots (3)$$

$$4700 = h_{lodo} + h_{gas} \dots \dots \dots (4)$$

Despejando h_{gas} de (4) y sustituyendo en (3).

$$h_{gas} = 4700 - h_{lodo}$$

$$1804 = 2.7 h_{lodo} + 0.38 (4700 - h_{lodo})$$

$$1804 = 2.7 h_{lodo} + 1786 - 0.38 h_{lodo}$$

$$18 = 2.32 h_{lodo}$$

$$h_{lodo} = \frac{18}{2.32} = 7.75 \text{ m}$$

Sustituyendo h_{lodo} en (4).

$$h_{gas} = 4700 - 7.75 = 4692 \text{ (m)}$$

Por lo cual se considera la tubería llena de gas metano.

4) Cálculo de la presión en la interface gas-lodo.

$$P_{gas} = \frac{(0.27)(4692)(14.22)}{10} = 1801 \text{ (psi)}$$

$$P_{interface} = 14235 - 1801 = 12434 \text{ (psi)}$$

4) Presión de respaldo al nivel de la interface y al fondo.

$$P_{respaldo} = \frac{(1.07)(4700)(14.22)}{10} = 7151 \text{ (psi)}$$

5) Presión resultante.

$$P_{resultante} = 14235 - 7151 = 7084 \text{ (psi)}$$

5) Multiplicar por factores de seguridad (Diseño).

$$P_{resultante} = (7084 \text{ (psi)})(1.1) = 7792.4 \text{ (psi)}$$

$$P_{bop's} = (12431 \text{ (psi)})(1.1) = 13574.1 \text{ (psi)}$$

6) Graficar.

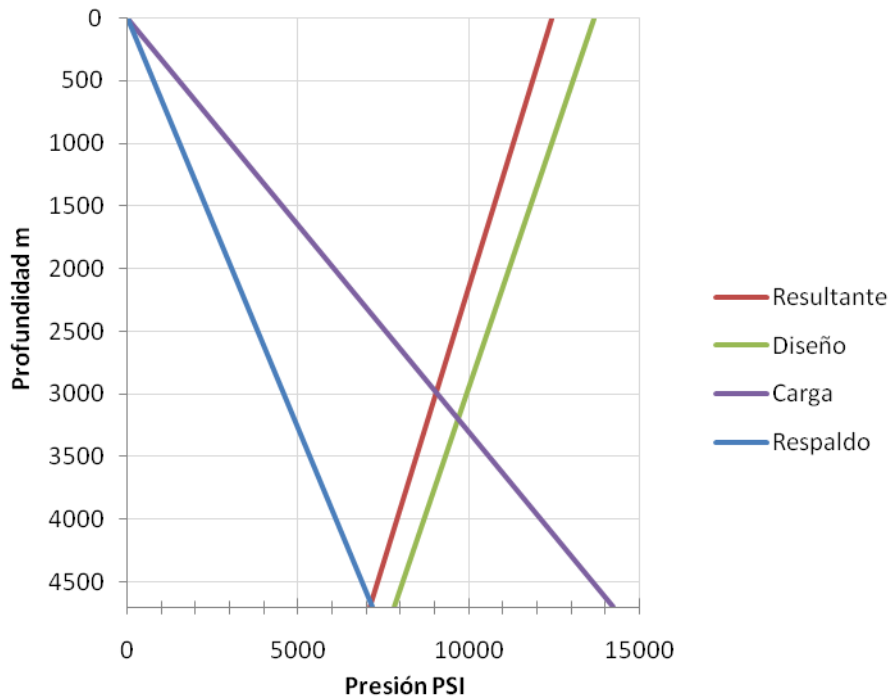


Figura 4.13- Gráfica de diseño de presión interna para TR intermedia.

COLAPSO.

1) Presión hidrostática del fluido de perforación de la siguiente etapa hasta la profundidad próxima.

$$P_{lodo\ próxima\ etapa} = \frac{(1.9)(5300)(14.22)}{10} = 14319\ (psi)$$

2) Presión hidrostática del fluido de formación normal.

$$P_{formacion\ normal} = \frac{(1.07)(4700)(14.22)}{10} = 7151\ (psi)$$

3) Diferencial de presión y Nivel del fluido.

$$DP = 14319 - 7151 = 7168\ (psi)$$

$$N_{fluido} = \frac{10(7168)}{14.22(1.9)} = 2650\ (m)$$

4) Presión de colapso (carga) en el fondo de la TR.

$$P_{colapso} = \frac{(1.8)(4700)(14.22)}{10} = 12030 \text{ (psi)}$$

$$P_{colapso \text{ nivel fluido}} = \frac{(1.8)(2653)(14.22)}{10} = 6790 \text{ (psi)}$$

5) Presión de respaldo.

$$P_{respaldo} = \frac{(1.9)(4700 - 2653)(14.22)}{10} = 5530 \text{ (psi)}$$

6) Resultante.

$$P_{resultante} = 12030 - 5530 = 6500 \text{ (psi)}$$

7) Multiplicar por factor de seguridad.

$$P_{colapso \text{ nivel fluido}} = (6790 \text{ PSI})(1.125) = 7638.75 \text{ (psi)}$$

$$P_{resultante} = (6500 \text{ (psi)})(1.125) = 7312.5 \text{ (psi)}$$

8) Graficar.

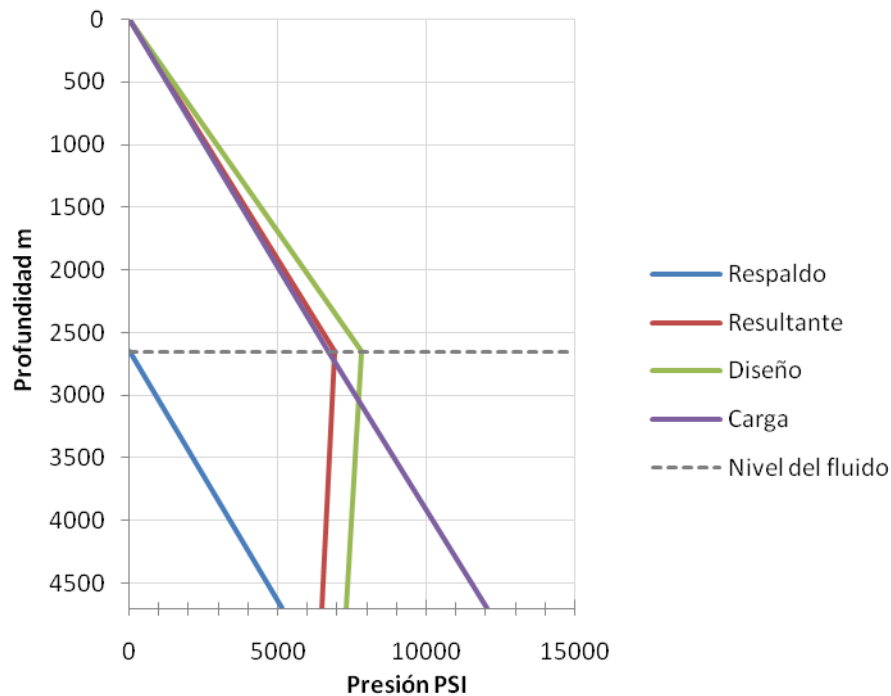


Figura 4.14- Gráfica de diseño de colapso para TR intermedia.

Se recomiendan las siguientes tuberías y profundidades.

Profundidad [m]	Peso [lb/pie]	Tipo	De [pg]
0 -2500	64.90	TAC - 140	9 5/8
2500 - 4700	62.80	TAC - 140	9 7/8

TENSIÓN.

1) Fuerza de flotación.

$$T_f = 6.45(4700)(0.18)(18.162) = 99104.5 \text{ (Kg)}$$

2) Peso de la sección 1.

$$W_{s1} = 1.4913(4700 - 2500)(62.80) = 206038 \text{ (Kg)}$$

3) Tensión 1.

$$T_1 = -99104.5 + 206038 = 106933.5 \text{ (Kg)}$$

$$T'_1 = 106933.5 + 6.45(4700 - 2200)(0.18) |18.162 - 18.901| = 104788.5 \text{ (Kg)}$$

4) Peso de la sección 2.

$$W_{s2} = 1.4913(2500)(64.90) = 241963.4 \text{ (Kg)}$$

3) Tensión 2.

$$T_2 = -104788.5 + 241963.4 = 137175.4 \text{ (Kg)}$$

Tensión mínima requerida.

Tubería	Peso [lb/pie]	Tensión [Kg]	Tensión [lb/1000]
TAC - 140	64.90	137175.4	302.33
TAC - 110	62.80	106933	235.68

DATOS PARA LA QUINTA ETAPA, TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN 7 (PG).

$h_{TR} = 5300$ (m).

$\rho_{\text{lodo}} = 1.9$ (g/cm³).

$\rho_{\text{fract zapata}} = 2.11$ (g/cm³).

$\rho_{\text{gas metano}} = 0.27$ (g/cm³).

$\rho_{\text{agua form}} = 1.07$ (g/cm³).

Gradiente del lodo = 0.19 (Kg/cm²/m).

PRESIÓN INTERNA.

1) Presión interna en la zona de los disparos.

Si se conoce el valor de la presión de fondo fluyendo, este será el valor a ser considerado, si no se conoce se tomara la densidad del lodo para el cálculo de presión.

$$P_{\text{interna en el fondo}} = \frac{(2.11)(5250)(14.22)}{10} = 15752.2 \text{ (psi)}$$

2) Graficar.

Nota: Observe las conexiones superficiales de control ya que por lo que en términos generales la resistencia que deberá de tener la tubería de revestimiento a la presión interna es la de las conexiones superficiales.

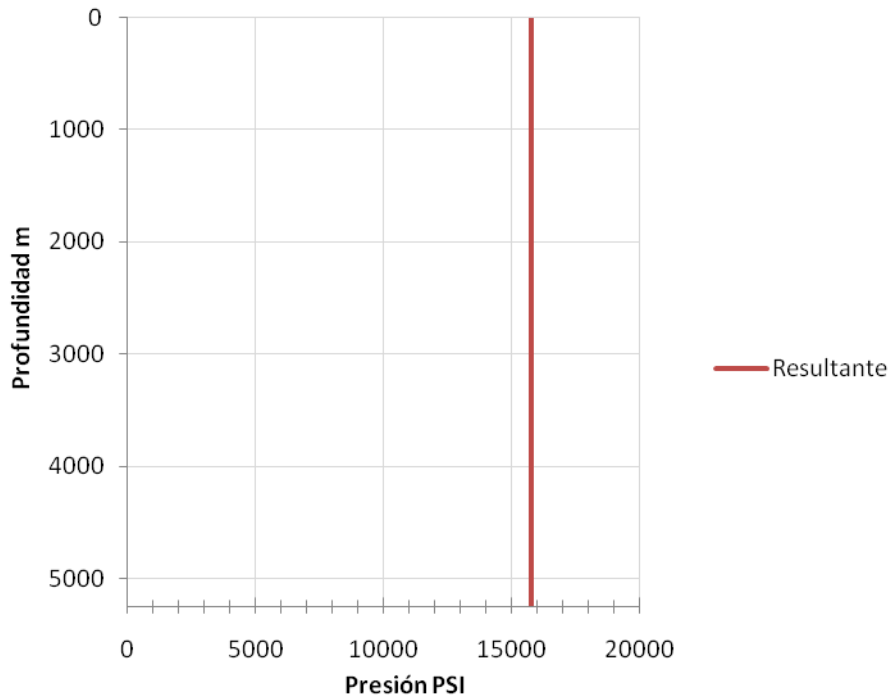


Figura 4.15 - Gráfica de diseño de presión interna para TR de explotación.

COLAPSO.

1) Presión para el colapso en el fondo del pozo.

$$P_{colapso} = \frac{(2.11)(5300)(14.22)}{10} = 15902.22 \text{ (psi)}$$

2) Graficar.

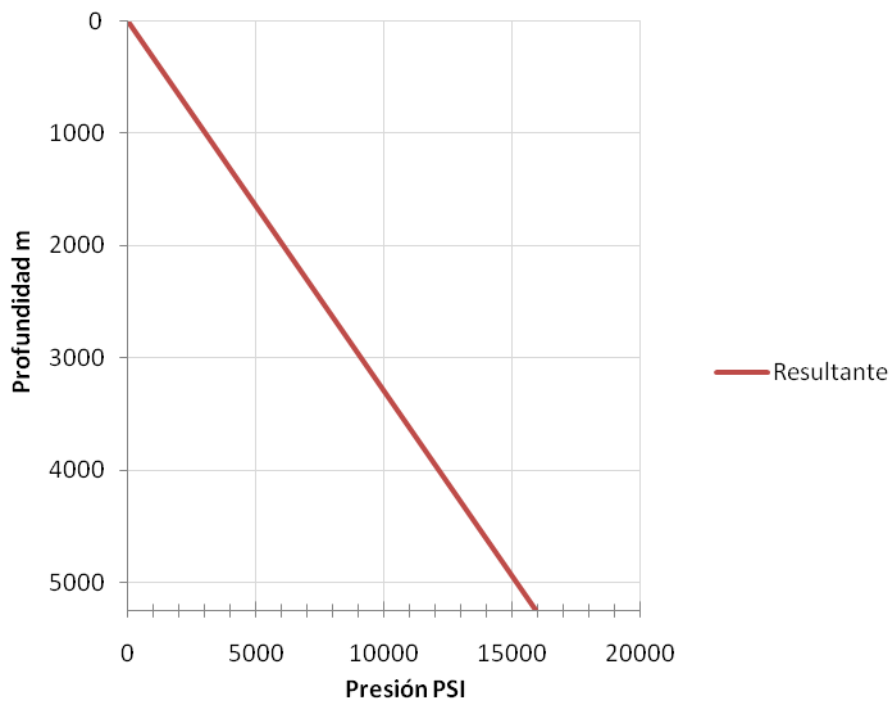


Figura 4.16- Gráfica de diseño de colapso para TR de explotación.

Se recomienda la siguiente tubería.

Profundidad [m]	Peso [lb/pie]	Tipo	De [pg]	Pi [psi]	Pc [psi]
0 - 5300	38.00	Q - 125	7	16,880	16,740

CORRECCIÓN HPHT.

Presión interna mínima requerida = 15,752 (psi).

Resistencia al colapso mínimo requerido = 15,902 (psi).

Pero se tiene que corregir por alta temperatura a partir de 4100 (m) ya que hay una temperatura de 150 °C y en el fondo (5300 m) 189 °C (véase tabla 4.1). Por lo tanto se tiene que cambiar el grado de tubería.

Se recomiendan las siguientes tuberías.

Profundidad [m]	Peso [lb/pie]	Tipo	De [pg]
0 - 4100	38.00	Q - 125	7
4100 - 5300	38.00	TAC - 140	7

$$P_{interna\ TAC-140} = \frac{18900}{1.09} = 17339.5\ (psi)$$

$$P_{colapso\ TAC-140} = \frac{19640}{1.09} = 18018.3\ (psi)$$

Presión interna mínima requerida = (15752)(1.09)=17169.7 (psi).

Resistencia al colapso mínimo requerido = (15902)(1.09)=17333.2 (psi).

Por lo tanto la tubería resiste a la temperatura alta presión (HPHT).

TENSIÓN.

1) Fuerza de flotación.

$$T_f = 6.45(5300)(0.211)(10.959) = 79047.6\ (Kg)$$

2) Peso de la sección 1.

$$W_{s1} = 1.4913(5300)(38.00) = 300347.8\ (Kg)$$

3) Tensión 1.

$$T_1 = -79047.6 + 300347.8 = 221300.2\ (Kg)$$

Tensión mínima requerida.

Tubería	Peso [lb/pie]	Tensión [Kg]	Tensión [lb/1000]
Q - 125	38.00	221300.2	487.74

RESUMEN DE TUBERÍA.

Tabla 4.2- Resumen de diseño de tubería.

DE [pg]	Profundidad [m]	Peso [lb/pie]	Tipo	T _{fondo} TR [°C]
20	0 - 400	106.5	J - 55	39
20	400 - 580	133	J - 55	44
16	0 - 500	95	J - 55	42
16	500 - 1000	109	J - 55	58
11 7/8	0 - 3100	71.8	TAC - 140	114
9 5/8	0 - 2500	64.9	TAC - 140	103
9 7/8	2500 - 4700	18.162	TAC - 110	160
7	0 - 4100	38	Q - 125	142
7	4100 - 5300	38	TAC - 140	189

4.8 INTRODUCCIÓN DEL PROGRAMA DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

A través de los años hemos presenciado los adelantos tecnológicos que hacen que nuestra sociedad tenga más herramientas de trabajo, hablando específicamente de los adelantos científicos en las computadoras, sin embargo esto nos hace ser cada vez mas adaptables a los medios electrónicos en los que nuestra vida acontecen.

Por lo anterior en la presentación de este proyecto de tesis se desarrollo un programa basado en la hoja de cálculo de Microsoft Excel 2007 con el fin de mostrar los conocimientos fundados en esta tesis en un programa computacional, funcional en la industria petrolera, mostrando así una aplicación que se suma a los tantas técnicas que existen hoy en día.

En la industria petrolera existen diferentes programas computacionales con muchísimas variables, con el fin de incrementar producción y disminuir costos, es por ello que diferentes empresas invierten grandes sumas de dinero con el fin de dar una herramienta eficiente y precisa de los problemas que se presentan hoy en día en las diferentes áreas de la industria. Una de las herramientas de las que se comentan son las de Halliburton y Schlumberger, dos grandes compañías instaladas en México, y que proporcionan gran parte de este software. Análisis de tubos de Landmark y la suite de software de diseño proporciona y precisa soluciones integradas para la determinación precisa de configuración de profundidad viable y sistemas de pozo. Las herramientas de análisis de apoyo sistemático y precisa el diseño y permite diseños más seguros, los diseños de mejor calidad para HPHT y perforación de aguas profundas y los entornos de producción.

- CasingSeat™ Casing Design Software.

Software de diseño de gráficos para determinar la configuración de profundidad entubada.

- StressCheck™ Casing Design Software.

Genera automáticamente el menor costo de la caja, sobre la base de carga definidos por el usuario.

- WELLCAT™ Casing Design Software.

Software para HPHT, diseño para la perforación de aguas profundas HPHT y entornos de producción

4.8.1 MANUAL DE PROGRAMA DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

Este manual está basado en los conceptos del capítulo 2 de esta tesis, el ejemplo demostrado esta simulado del ejemplo de este mismo capítulo con el fin de demostrar su funcionalidad, cabe mencionar que el usuario de este programa debe de tener conocimiento del diseño de tubería de revestimiento para poder aplicar su criterio.

- Al abrir el archivo de programa es necesario introducir los datos necesarios para poder obtener los resultados requeridos, como ya se menciona se usaran los datos del ejemplo anterior, y con ello ver los resultados para un pozo convencional como de un pozo HPHT.

PRIMERAMENTE SE DARÁN LOS RESULTADOS PARA UN POZO HPHT.

- El programa consta de 3 hojas de cálculo en donde la hoja “CÁLCULO” es donde el usuario introducirá los datos, en las unidades dimensionales que el mismo programa pide, así como también establecer si el diseño de tubería es para un pozo convencional o para un pozo HPHT, en este caso utilizaremos la opción para un pozo HPHT.

DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO

POZO DE HPHT


TUBERÍA SUPERFICIAL			TUBERÍA INTERMEDIA			TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN		
Diámetro Externo	20	20 [m]	Diámetro Externo	9 7/8	9 7/8 [m]	Diámetro Externo	7	7 [m]
Presión Interna	1226	[psi]	Presión Interna	14905	[psi]	Presión Interna	17170	[psi]
colapso	1021	[psi]	colapso	13113	[psi]	colapso	17333	[psi]
DATOS DE ENTRADA			DATOS DE ENTRADA			DATOS DE ENTRADA		
Prof ini tr	0	[m]	Prof ini tr	0	[m]	Prof de disparo	5250	[m]
Prof asentamiento TR	580	[m]	Prof asentamiento TR	4700	[m]	Prof ini tr	0	[m]
Prof de la sig etapa	1000	[m]	Prof de la sig etapa	5300	[m]	Prof asentamiento TR	5300	[m]
Den de 1era etapa	1.120	[gr/cm3]	Den de 1era etapa	1.800	[gr/cm3]	Den frac zapata	2.110	[gr/cm3]
Den de la sig etapa	1.300	[gr/cm3]	Den de la sig etapa	1.900	[gr/cm3]	Den gas	0.270	[gr/cm3]
Den frac zapata	1.390	[gr/cm3]	Den frac zapata	2.010	[gr/cm3]	Den agua form	1.070	[gr/cm3]
Densidad del gas	0.270	[gr/cm3]	Densidad del gas	0.270	[gr/cm3]			
Den agua form	1.070	[gr/cm3]	Den agua form	1.070	[gr/cm3]			

CAPÍTULO 4

- Posteriormente en la hoja "IMPRESIÓN" se podrán ver los resultados del diseño de tubería de revestimiento con las características que contiene el prontuario de "TENARTIS TAMSA", cabe mencionar que este diseño es tomado bajo las consideraciones del usuario.
- Finalmente si el usuario necesita corroborar las respuestas dadas por este programa de diseño, existe una hoja llamada "TABLA TAMSA" en donde podrá encontrar el prontuario de "TENARIS TAMSA".


TABLA DE RESULTADOS DE UN POZO HPHT.

PROGRAMA DE DISEÑO DE TR.xlsm - Microsoft Excel



DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO



TUBERÍA SUPERFICIAL			TUBERÍA INTERMEDIA			TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN		
Diámetro Externo	20	[pg]	Diámetro Externo	9 7/8	[pg]	Diámetro Externo	7	[pg]
Presión Interna	1226	[psi]	Presión Interna	14905	[psi]	Presión Interna	17170	[psi]
Colapso	1021	[psi]	Colapso	13113	[psi]	Colapso	17333	[psi]
Prof ini tr	0	[m]	Prof ini tr	0	[m]	Prof de disparo	5250	[m]
Prof asentamiento TR	580	[m]	Prof asentamiento TR	4700	[m]	Prof ini tr	0	[m]
Prof de la sig etapa	1000	[m]	Prof de la sig etapa	5300	[m]	Prof asentamiento TR	5300	[m]
Den de 1era etapa	1.12	[gr/cm3]	Den de 1era etapa	1.80	[gr/cm3]	Den frac zapata	2.11	[gr/cm3]
Den de la sig etapa	1.30	[gr/cm3]	Den de la sig etapa	1.90	[gr/cm3]	Densidad del gas	0.27	[gr/cm3]
Den frac zapata	1.39	[gr/cm3]	Den frac zapata	2.01	[gr/cm3]	Den agua form	1.07	[gr/cm3]
Densidad del gas	0.27	[gr/cm3]	Densidad del gas	0.27	[gr/cm3]			
Den agua form	1.07	[gr/cm3]	Den agua form	1.07	[gr/cm3]			

DISEÑO DE TUBERÍA SUPERFICIAL

DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso psi	Tensión lbx1000	P. lateraa psi	P. Pueba psi	
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²					
20	94.00	0.438	19.124	18.937	0.00	26.918	520	1077	1530	1100	H40

DISEÑO POR PRESIÓN DE COLAPSO

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso psi	Tensión lbx1000	P. lateraa psi	P. Pueba psi	
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²					
20	133.00	0.635	18.730	18.543	0.00	38.632	1500	2125	3060	2100	J55:K55

DISEÑO DE TUBERÍA INTERMEDIA

DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso psi	Tensión lbx1000	P. lateraa psi	P. Pueba psi	
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²					
9 7/8	62.80	0.625	8.625	8.469	8.50	18.162	14390	2543	15510	10000	TAC140

DISEÑO POR PRESIÓN DE COLAPSO

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso psi	Tensión lbx1000	P. lateraa psi	P. Pueba psi	
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²					
9 7/8	62.80	0.625	8.625	8.469	8.50	18.162	14390	2543	15510	10000	TAC140

DISEÑO DE TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN

DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso psi	Tensión lbx1000	P. lateraa psi	P. Pueba psi	
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²					
7	35.00	0.498	6.004	5.879	0.00	10.172	17380	1424	17430	10000	TAC140

DISEÑO POR PRESIÓN DE COLAPSO

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso psi	Tensión lbx1000	P. lateraa psi	P. Pueba psi	
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²					
7	35.00	0.498	6.004	5.879	0.00	10.172	17380	1424	17430	10000	TAC140

CÁLCULO / TABLA TAMSA / IMPRESIÓN

Recuento: 8 80%

RESULTADOS DEL PROGRAMA DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA UN POZO CONVENCIONAL.

- Para poder obtener el diseño de tubería de revestimiento de un pozo convencional con los datos del ejercicio anterior, basta con cambiar la opción de pozo de HPHT en “NO”, con el fin de obtener el objetivo de este diseño.

DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO

POZO DE HPHT

TUBERÍA SUPERFICIAL

Diámetro Externo	20	20
Presión Interna	1125	[psi]
colapso	936	[psi]
DATOS DE ENTRADA		
Prof ini tr	0	[m]
Prof asentamiento TR	580	[m]
Prof de la sig etapa	1000	[m]
Den de 1era etapa	1.120	[gr/cm3]
Den de la sig etapa	1.300	[gr/cm3]
Den frac zapata	1.390	[gr/cm3]
Densidad del gas	0.270	[gr/cm3]
Den agua form	1.070	[gr/cm3]

TUBERÍA INTERMEDIA

Diámetro Externo	9 7/8	9 7/8
Presión Interna	13674	[psi]
colapso	12030	[psi]
DATOS DE ENTRADA		
Prof ini tr	0	[m]
Prof asentamiento TR	4700	[m]
Prof de la sig etapa	5300	[m]
Den de 1era etapa	1.800	[gr/cm3]
Den de la sig etapa	1.900	[gr/cm3]
Den frac zapata	2.010	[gr/cm3]
Densidad del gas	0.270	[gr/cm3]
Den agua form	1.070	[gr/cm3]

TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN

Diámetro Externo	7	7
Presión Interna	15752	[psi]
colapso	15902	[psi]
DATOS DE ENTRADA		
Prof de disparo	5250	[m]
Prof ini tr	0	[m]
Prof asentamiento TR	5300	[m]
Den frac zapata	2.110	[gr/cm3]
Den gas	0.270	[gr/cm3]
Den agua form	1.070	[gr/cm3]


CÁLCULO TABLA TAMSA IMPRESIÓN

- Con este paso, podemos ir a la hoja “IMPRESIÓN” y podremos ver los resultados que para los mismos datos del ejercicio del pozo HPHT, corresponden a un pozo convencional.

TABLA DE RESULTADOS DE UN POZO CONVENCIONAL.


PROGRAMA DE DISEÑO DE TR.xlsm - Microsoft Excel

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista ASAP Utilities Acrobat



DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO



TUBERÍA SUPERFICIAL		
Diámetro Externo	20	[pg]
Presión Interna	1125	[psi]
Colapso	936	[psi]
Prof ini tr	0	[m]
Prof asentamiento TR	580	[m]
Prof de la 1ra etapa	1000	[m]
Den de la 1ra etapa	1.12	[gr/cm3]
Den de la 2da etapa	1.30	[gr/cm3]
Den frac zapata	1.39	[gr/cm3]
Densidad del gas	0.27	[gr/cm3]
Den agua form	1.07	[gr/cm3]

TUBERÍA INTERMEDIA		
Diámetro Externo	9 7/8	[pg]
Presión Interna	13674	[psi]
Colapso	12030	[psi]
Prof ini tr	0	[m]
Prof asentamiento TR	4700	[m]
Prof de la 1ra etapa	5300	[m]
Den de la 1ra etapa	1.80	[gr/cm3]
Den de la 2da etapa	1.90	[gr/cm3]
Den frac zapata	2.01	[gr/cm3]
Densidad del gas	0.27	[gr/cm3]
Den agua form	1.07	[gr/cm3]

TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN		
Diámetro Externo	7	[pg]
Presión Interna	15752	[psi]
Colapso	15902	[psi]
Prof de disparo	5250	[m]
Prof ini tr	0	[m]
Prof asentamiento TR	5300	[m]
Den frac zapata	2.11	[gr/cm3]
Densidad del gas	0.27	[gr/cm3]
Den agua form	1.07	[gr/cm3]

DISEÑO DE TUBERÍA SUPERFICIAL

DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA	
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso	Tensión	Ibx1000	P. lateraa		P. Preeba
pulg	lb/ft	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	psi	psi	psi	psi	psi	
20	94.00	0.438	19.124	18.937	0.00	26.918	520	1077	1530	1100		H40

DISEÑO POR PRESIÓN DE COLAPSO

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA	
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso	Tensión	Ibx1000	P. lateraa		P. Preeba
pulg	lb/ft	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	psi	psi	psi	psi	psi	
20	133.00	0.635	18.730	18.543	0.00	38.632	1500	2125	3060	2100		ISS:K55

DISEÑO DE TUBERÍA INTERMEDIA

DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA	
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso	Tensión	Ibx1000	P. lateraa		P. Preeba
pulg	lb/ft	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	psi	psi	psi	psi	psi	
9 7/8	62.80	0.625	8.625	8.469	8.50	18.162	11140	2270	13840	10000		Q125

DISEÑO POR PRESIÓN DE COLAPSO

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA	
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso	Tensión	Ibx1000	P. lateraa		P. Preeba
pulg	lb/ft	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	psi	psi	psi	psi	psi	
9 7/8	62.80	0.625	8.625	8.469	8.50	18.162	14390	2543	15510	10000		TAC140

DISEÑO DE TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN

DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA	
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso	Tensión	Ibx1000	P. lateraa		P. Preeba
pulg	lb/ft	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	psi	psi	psi	psi	psi	
7	32.00	0.453	6.094	5.969	6.00	9.317	14930	1304	15860	10000		TAC140

DISEÑO POR PRESIÓN DE COLAPSO

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECÁNICAS				TIPO DE TUBERÍA	
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	ÁREA	Colapso	Tensión	Ibx1000	P. lateraa		P. Preeba
pulg	lb/ft	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	psi	psi	psi	psi	psi	
7	38.00	0.540	5.920	5.795	0.00	10.959	16740	1370	16880	10000		Q125

Recuento: 8 80%

CONCLUSIONES.

- 1) Cada tubería tiene su propio objetivo dependiendo de la profundidad a la que se encuentren en el pozo, pero el objetivo principal 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 de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.
- 2) El correcto manejo y almacenamiento de la tubería de revestimiento y las conexiones que se debe considerar en campo debe ser llevado a cabo con las medidas que se establecen en este trabajo, esto con el fin de evitar riesgos y aumentar la seguridad para el personal, así como mantener las condiciones óptimas para evitar problemas futuros en los pozos.
- 3) El diseño de las tuberías de revestimiento debe hacerse por separado, esto dependiendo del tipo de tubería a diseñar, ya que en cada una de estas, dependiendo de la profundidad se consideran condiciones de falla críticas diferentes, esto para tener el criterio de selección de la tubería apropiada a dichas condiciones.
- 4) En el diseño de tuberías de revestimiento se debe tomar en cuenta el diámetro interno de cada tubería ya que de esto depende el paso sin problemas de los accesorios y herramientas que se usaran en el futuro.
- 5) La temperatura es un factor muy importante para tomar en cuenta en la resistencia de las tuberías ya que con temperaturas elevadas la resistencia del material se ve afectada, por lo cual se recomiendan diferentes factores de seguridad dependiendo de la temperatura y profundidad.
- 6) La corrosión es uno de los factores que contribuyen a deterioro de la tubería de revestimiento y depende de la temperatura, cantidad de agua presente y a las presiones parciales de los componentes, entre otras.
- 7) En la actualidad la industria petrolera se enfrenta a nuevos retos, ya que las condiciones a las que se encuentran los hidrocarburos son cada vez más severas, esto genera que los materiales que se utilizan para la explotación de estos hidrocarburos sean más resistentes, en el caso de las tuberías de revestimiento se han creado tuberías resistentes al alto colapso y a la corrosión, con esto el diseño se ha vuelto más minucioso, generando factores de seguridad más específicos, acercándose a sí a las condiciones críticas a las que se presentan las tuberías de revestimiento dentro de los pozos.



ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS.	CONCEPTO.
API	American Petroleum Institute.
BHP	Bottom Hole pressure.
BOP's	Preventores.
Box	Caja (cople).
CRA	Corrosion Resistant Alloy.
DEA	Drilling Engineering Association.
EA	Espacio anular.
HPHT	High Pressure High Temperature.
TR	Tubería de revestimiento.
Pin	Piñon (cople).
pH	Potencial de hidrogeno.
Rpm	Revoluciones por minuto.
A	Área.
As	Área de la sección transversal de tubería (pg ²).
D	Diámetro externo (pg).
d	Diámetro interno (pg).
E	Eficiencia (%).
f	Factor de fricción.
FT	Fuerza de tensión [psi].
G _l	Gradiente del fluido empleado (kg/cm ² /m).
G _{fr}	Gradiente de fractura (gr/cm ³).
h	Profundidad (m).
L	Profundidad de asentamiento de la TR (m).
N _{fluido}	Nivel del fluido (m).
r	Radio (pg).
T	Temperatura °C.
T	Tensión (Kg).

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

t	Espesor nominal (pg).
T_f	Fuerza de flotación (Kg).
P_i	Presión interna mínima de cedencia (psi).
Δp	Diferencial de presión.
γ_p	Densidad de fluido de control (gr/cm^3).
W_s	Peso (Kg).
α	Tensión axial.
ϵ_z	Coefficiente de expansión térmica.
θ	Flexión (grados/30m).
ρ	Mínimo esfuerzo de cedencia (psi).
σ	Esfuerzo (psi).
σ_y	Cedencia (psi).
U	Velocidad (ft/seg).

BIBLIOGRAFÍA.

Libros:

- 1) Burgoine Adam. Applied Drilling Engineering. Editorial SPE 1986.
- 2) Bernt S. Aadnoy. Modern Well Desing. Editorial: Balkema 1996.
- 3) S.S Rihman – G.V. Chilingarian Casing Design Theory and Practice. Editorial: Elsevier 1995.

Manuales:

- 1) BG. Group. Casing Design Manual. 2001.
- 2) Schlumberger. Casing Design Manual.
- 3) ENI. Completion Design Manual

Guías:

- 1) Seminario “Diseño de Tuberías de Revestimiento” presentaciones de TENARIS TAMSA 2009. Instructor: David Hernández Morales.
- 2) Gerencia de Ingeniería PEMEX. Guía de Diseño para el Asentamiento y Diseño de Tubería de revestimiento.
- 3) Schlumbreguer. Guía Tecnología de perforación.
- 4) Lone Star Steel Company. Guide Casing String Design.
- 5) Un siglo de la Perforación en México. Capítulo; Tuberías.

Páginas web:

- 1) <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/01/tuberias-de-revestimiento.html>
- 2) http://www.tenaris.com/en/ProductsServices/Oilfield/pro_ser_connections.asp
- 3) <http://www.tenaris.com/TenarisHydril/en/products/threaded.aspx?by=type>
- 4) <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/CB285.pdf>
- 5) <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/CB362.pdf>
- 6) http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish08/win08/tecnologias_para_alta_presion.pdf
- 7) http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish00/sum00/p2_19.pdf