

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE REVESTIDORES EN EL
CAMPO KAKI/BUCARAL, ESTADO ANZOATEGUÍ.**

Trabajo Especial de Grado
presentado ante la ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al el título
de Ingeniero de Petróleo por:

Br. Hernández Rivero, Humberto José

Caracas, Julio 2007

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE REVESTIDORES EN EL
CAMPO KAKI/BUCARAL, ESTADO ANZOATEGUÍ**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Martorano

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Luís Hernández

Trabajo Especial de Grado
presentado ante la ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al el título
de Ingeniero de Petróleo por :

Br.Hernández Rivero, Humberto José

Caracas, Julio 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Humberto Hernández Rivero, titulado:

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE REVESTIDORES EN EL CAMPO
KAKI/BUCARAL, ESTADO ANZOATEGUÍ.**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

Prof. Gustavo Moya
Jurado

Prof. Violeta Wills
Jurado

Prof. Pedro Martorano
Tutor Académico

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo especial de grado a mi mamá Lourdes, a mi papá Humberto; por todo su apoyo incondicional, dedicación, PACIENCIA, tiempo, consejos y educación que me dieron y me seguirán dando durante toda la vida.

AGRADECIMIENTOS

El logro de este gran sueño, se debe en gran parte a todas las personas que me han rodeado durante la realización de mi carrera.

A la UCV, la casa que vence las sombras, por haberme dado la oportunidad de poder hacer mis estudios y ser un profesional.

A mi familia; Valentina, Keyla, Mamá Lourdes, Papá Humberto por darme apoyo y ayuda en todo momento que lo necesité.

A Maria Beatriz, por ser una persona tan especial, por estar siempre junto a mí en los momentos de tristeza y felicidad, por compartir todos esos momentos mágicos a tu lado, por dejarme entrar en tu vida y ser parte de ella. A Jansita Van den Berg por tratarme de lo mejor y brindarme su apoyo en todo momento.

Al Ingeniero Luís Hernández por haberme asesorado y guiado en este trabajo, al Dr. Richard Corrie por su ayuda y sabios consejos, A los Ingenieros Mauricio Viera, Todor Marta, Emiro Oberto, Yasmir Castro, Ronald Torres y demás personal laboral de Petrolera Kaki S.A. en Anaco que prestaron su ayuda y colaboración para ser posible la realización de este trabajo.

A Petrolera Kaki S.A por darme la oportunidad de realizar este Trabajo Especial de Grado.

A mis Amigos en Anaco Hildefonso Martínez y Diego Rodríguez, por ayudarme todo el tiempo que estuve en Anaco y por los Jueves Sociales.

A los Grandes Compañeros de estudio en Caracas, Lenin Izkaray, Julio Guardia gracias por todo ese apoyo y amistad incondicional.

A la Vieja Escuela por ese compañerismo y camaradería.

A todos los que por alguna u otra razón están presentes en mi vida, puedo asegurar que todos han sido parte de este gran sueño.

Hernández R., Humberto J.

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE REVESTIDORES EN EL CAMPO
KAKI/BUCARAL, ESTADO ANZOATEGUÍ.**

Tutores académicos: Prof. Pedro Martorano. Tutor industrial: Ing. Luís Hernández. Trabajo Especial de Grado, Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo, 2007. 208 páginas.

Palabras Claves: Diseño, Revestimientos, Optimización, Pozos, Campo Kaki/Bucaral, Estado Anzoátegui.

La economía es un aspecto muy importante en el negocio petrolero, y abarca varias y diversas actividades que se tienen que ejecutar para que el plan de desarrollo de un campo se cumpla a cabalidad. Unas de las tareas más importantes a ejecutar son la perforación y explotación de un pozo, para lo cual se hacen importantes inversiones en personal y equipos para lograr conseguir el objetivo. En este trabajo se plantea realizar un estudio de diseño óptimo de tuberías de revestimiento para los pozos a perforar en el campo Kaki/Bucaral en el Estado Anzoátegui, por la empresa Mixta Petrolera Kaki S.A. con el objetivo de actualizar los esquemas de diseño con nuevas tecnologías de materiales y configuración de tubulares. Se realiza el estudio de las condiciones del campo y se propone un nuevo diseño del pozo realizando cambios que abarca diámetro de hoyo y de tuberías revestidoras, profundidades de asentamiento de tubería, tipo de completación entre otros aspectos con el fin de buscar mejores opciones de terminación de pozos y poder llegar a obtener una mayor tasa de producción de crudo, así como el ahorro de recursos económicos en la compra de tubulares, para de esta manera obtener una mayor rentabilidad económica de los proyectos para la empresa y la nación.

ÍNDICE

Índice de Contenido	vi
Índice de Figuras	ix
Índice de Tablas	xiii

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: Planteamiento del Problema	5
Objetivos.....	6
Justificación.....	8
Alcance.....	10
CAPÍTULO II: Marco Teórico	11
2.1.-Conceptos Básicos.....	12
2.2.-Aspectos de Materiales.....	16
2.3.-Métodos de Diseño Convencional y para Vida de Servicio.....	25
2.4.-Factores de Diseño vs. Factores de Seguridad.....	29
2.5.-Definiciones Geomecánicas a Considerar.....	30
2.6.-Diseño de la Profundidad de Asentamiento de la Tubería de Revestimiento.....	32
2.7.- Predicción de la Presión de Poros y Gradiente de Fractura.....	35
2.8.-Las Conexiones de los Tubulares.....	40
2.9.-Cementación de sartas.....	48
2.10.- Parámetros de Diseño.....	50
2.11.- Recomendaciones sobre el Caso Base y los Casos de Carga.....	54
2.12.-Consideraciones de Diseño.....	70
2.13.-Consideraciones de diseño contra presión interna.....	78
2.14.-Consideraciones de Diseño para la Tensión y Compresión.....	83
2.15.-Análisis de esfuerzos Triaxiales.....	94
2.16.-Consideraciones de Diseño de Pandeo.....	99
2.17.-Consideraciones de Temperatura.....	104
2.18.-Consideraciones Especiales de Diseño.....	105

2.19.-Desgaste del Revestidor.....	106
2.20.- Terminación de Pozos.....	111
CAPÍTULO III: Descripción Del Área de Estudio.....	114
3.1.-Descripción General Área Mayor de Oficina.....	115
3.2.- Estratigrafía.....	116
3.3.- Principales Formaciones Productoras del Área Mayor de Oficina en el Campo Kaki/Bucaral.....	118
3.4.- Área Kaki/Bucaral.....	120
CAPÍTULO IV: Marco Metodológico.....	123
4.1.- Revisión Bibliográfica.....	124
4.2.- Interpretación y Desarrollo de la Información.....	125
4.3.- Inicio de diseño de Tubulares de Revestimiento.....	125
4.4.- Selección del Número de Revestidores y de las Profundidades de Asentamiento.....	126
4.5.- Métodos de diseño para Tuberías de Revestimiento.....	129
4.6.- Simulación del Comportamiento de la Producción.....	138
4.7.- Análisis económico del diseño.....	139
4.8.- Conclusiones.....	139
CAPÍTULO V: Análisis y Discusión de Resultados.....	140
5.1.- Datos del Campo Kaki/Bucaral.....	141
5.2.- Prueba de Atascamiento por Presión Diferencial.....	142
5.3.- Selección de diámetro de Revestidor.....	144
5.4.- Análisis de una tubería de revestimiento de acuerdo al "Método Convencional API".....	150
5.5.- Análisis de una Tubería de Revestimiento de acuerdo al "Método de Vida de Servicios".....	155
5.6.- Estudio del Comportamiento de la Producción estimada para el nuevo diseño.....	186
5.7.- Análisis de Costos.....	190
CONCLUSIONES.....	199
RECOMENDACIONES.....	202

ANEXOS	204
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	221
BIBLIOGRAFÍA	223

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.- Representación Esquemática de una Sarta de Revestimiento	15
Figura 2.2.- Representación de los efectos de la presión en los Revestidores.....	25
Figura 2.3.- Representación de la presión interna y externa en el diseño convencional a estallido	27
Figura 2.4.- Representación de la presión interna y externa en el diseño convencional a colapso.....	28
Figura 2.5- Diagramas Esquemáticos de Presión vs. Profundidad y Gradiente de presión vs. Profundidad.....	34
Figura 2.6- Relación entre la profundidad de asentamiento del revestidor, poros de la formación, gradiente de presión y gradiente de fractura.....	34
Figura 2.7.-Tendencia del Parámetro dependiente de la porosidad como una función de la profundidad.....	37
Figura 2.8- Perfiles de rosca API.....	41
Figura 2.9- Conexiones API.....	44
Figura 2.10- Clasificación de Conexiones Patentadas.....	45
Figura 2.11- Secuencias usuales de diámetros de los revestidores, mechas y hoyos	53
Figura 2.12- Esquema de caso de carga “prueba de presión” que se aplica al conductor.....	59
Figura 2.13- Esquema del caso de carga “1/3 vacío” para el conductor y los revestidores intermedios.....	60
Figura 2.14-Esquema del caso de carga de la arremetida de gas aplicado a revestidores intermedios.....	62
Figura 2.15-Perfil de presión interna para una arremetida.....	64
Figura 2.16- Perfil de presión interna para una arremetida cuando la formación cede a la presión.....	65
Figura 2.17- Perfil de Temperaturas para una arremetida de gas.....	65
Figura 2.18- Esquema caso de carga de vacío total.....	67
Figura 2.19- Esquema caso de fuga en la tubería de producción.....	68

Figura 2.20- Representación esquemática de medio tubo sometido a presión interna	79
Figura 2.21- Localización de los puntos de cálculo de los esfuerzos VME cuando existe pandeo.....	99
Figura 2.22- Representación de tubería pandeada.....	102
Figura 2.23- Representación esquemática de una sarta en la que se produce un efecto de transferencia de cargas.....	106
Figura 2.24- Representación gráfica de la Curva de Predicción de Desgaste.....	110
Figura 2.25- Diagrama del proceso de producción.....	133
Figura 2.26- Diagrama de Completación a Hoyo Desnudo.....	134
Figura 2.27- Diagrama de Completación Convencional.....	135
Figura 3.1- Localización del Área Mayor de Oficina.....	115
Figura 3.2- Límites del Área Mayor de Oficina.....	116
Figura 3.3- Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina.....	118
Figura 3.4- Ubicación Geográfica del campo Kaki/Bucaral.....	121
Figura 3.5- Ubicación Geográfica detallada de las áreas Kaki y Maulpa.....	122
Figura 4.1- Esquema Metodológico para el Diseño de Revestidores.....	124
Figura 4.2- Ejemplo de gráfica de gradiente de presión de poros y gradiente de fractura.....	127
Figura 4.3- Secuencias usuales para diámetros de los revestidores, mechas y hoyos.....	129
Figura 4.4- Procedimiento para el cálculo de un modelo de Vida de Servicio...	133
Figura 4.5- Determinación del Factor de Diseño por Colapso.....	135
Figura 5.1- Gráfica de Profundidad vs. Densidad Equivalente del lodo en el campo Kaki/Bucaral.....	140
Figura 5.2- Gráfica de Profundidad vs. Presión de Formación.....	141
Figura 5.3- Registros Eléctricos de diferentes pozos del campo Kaki/Bucaral...	142
Figura 5.4- Selección del diámetro de hoyo y revestidores.....	145

Figura 5.5- Esquema Actual de diseño de Tuberías de Revestimiento en el campo Kaki/Bucaral.....	146
Figura 5.6- Esquema propuesto de diseño de Tuberías de Revestimiento para el campo Kaki/Bucaral.....	146
Figura 5.7- Representación de la Carga que genera la máxima posibilidad de falla por colapso y por estallido.....	148
Figura 5.8- Diagrama de Cuerpo Libre para el cálculo de fuerzas axiales.....	149
Figura 5.9- Consideraciones de diseño para fuerzas de tensión/compresión.....	150
Figura 5.10- Elipse de plasticidad para efectos biaxiales.....	151
Figura 5.11-Resultados por efectos biaxiales y efectos de la carga de tensión sobre el estallido.....	152
Figura 5.12-Resultados por efectos biaxiales y efectos de carga de tensión sobre el colapso.....	152
Figura 5.13- Diagrama de cuerpo libre del revestidor de producción Caso Base.....	156
Figura 5.14- Diagramas de Cuerpo Libre Caso Base.....	157
Figura 5.15- Curva de Predicción de Desgaste para el diseño propuesto.....	181
Figura 5.16- Comportamiento de afluencia con sensibilidades de daño a la formación para pozo con hoyo desnudo (Barriles de Petróleo).....	184
Figura 5.17- Comportamiento de afluencia con sensibilidades de daño a la formación para pozo con hoyo desnudo (Barriles de Líquido).....	184
Figura 5.18- Comportamiento de afluencia con sensibilidades de daño a la formación para pozo con hoyo desnudo (Pies Cúbicos de gas).....	185
Figura 5.19- Gráfica comparativa de costos de revestidores y tubulares.....	190
Figura 5.20- Gráfica comparativa de costos por cementación.....	191
Figura 5.21- Gráfica comparativa de costos por Lodo requerido.....	192
Figura 5.22-Gráfica comparativa de costos de Costos por disposición de Ripios.....	193

Figura 5.23- Gráfica comparativa de costos por disposición final de lodos de perforación.....	194
Figura 5.24- Gráfica comparativa de costos totales por diseño de pozos.....	196
Figura 5.25- Gráfica comparativa de costos estimados por tiempo limpio de alquiler de taladro.....	198
Figura D.1.- Gráfica de Esfuerzos geoestáticos en un suelo de superficie horizontal.....	207
Figura D.2.-Diagrama simplificado de la historia de presión en una prueba microfrac hecha a un pozo a hoyo desnudo.....	209

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.-Valores Mínimos de los Factores de Diseño según PDVSA para Revestidores y Tubería de Producción.....	30
Tabla 2.2.-Tabla de métodos para la predicción de presiones en el yacimiento....	38
Tabla 2.3.-Tabla para calcular el perfil de temperatura de circulación.....	66
Tabla 2.4.- Tabla para calcular el perfil de temperatura de flujo caliente.....	68
Tabla 2.5.- Valores de I y T para roscas trapecoidales (Buttress).....	81
Tabla 2.6.- Valores de deformaciones a las que se mide la resistencia a la fluencia de un material según en método API.....	87
Tabla 2.7.- Valores de Parámetro w como función del diámetro externo de la tubería.....	87
Tabla 4.1.- Efectos de las cargas de Tensión/Compresión.....	130
Tabla 5.1.- Gradiente de Presión de Poros y Gradiente de Fractura encontrados en el Campo Kaki/Bucaral.....	142
Tabla 5.2.- Presiones de Diseño.....	153
Tabla 5.3.- Factores finales de Diseño por Método API.....	153
Tabla 5.4.- Temperaturas del pozo Calculadas.....	154
Tabla 5.5.- Datos Generales del pozo en campo Kaki/Bucaral.....	154
Tabla 5.6.- Datos Caso Base.....	154
Tabla 5.7.- Datos caso de Carga I.....	155
Tabla 5.8.- Datos de Caso de Carga II.....	155
Tabla 5.9.- Valores de Fuerza Axial a Distintas Profundidades (Caso Base)....	157
Tabla 5.10.- Tabla de resultados Tensión/Compresión(Caso Base).....	159
Tabla 5.11.- Tabla de Resultados colapso (Caso Base).....	161
Tabla 5.12.- Tabla de Resultados para esfuerzos traxiales	163
Tabla 5.13.- Tabla de Resultados Tensión/Compresión (Caso Carga I).....	165
Tabla 5.14.- Tabla de Resultados colapso (Caso Carga I).....	168
Tabla 5.15.- Tabla de Resultados para esfuerzos triaxiales (Caso Carga I).....	169
Tabla 5.16.- Tabla de Resultados Tensión/Compresión (Caso de Carga II).....	172
Tabla 5.17.- Tabla de Resultados para esfuerzos triaxiales (Caso de Carga II)..	174

Tabla 5.18- Tabla de Resultados para el cálculo de pandeo de tubería.....	179
Tabla 5.19- Tabla resumen Factores de Diseño (Caso Base).....	180
Tabla 5.20- Tabla resumen Factor de Diseño (Caso de Carga I).....	180
Tabla 5.21- Tabla resumen Factor de Diseño (Caso de Carga II).....	180
Tabla 5.22- Tabla con Parámetros característicos del Yacimiento KG-01, arena S2, Campo Kaki/Bucaral.....	183
Tabla 5.21- Esquema de Perforación Actual.....	187
Tabla 5.22- Esquema Propuesto de Perforación	187
Tabla 5.23- Esquema de costos por cementación para el diseño actual	189
Tabla 5.24- Esquema de costos por cementación para el nuevo diseño Propuesto	189
Tabla 5.25- Esquema de costos por requerimiento de lodo diseño actual 2007.....	190
Tabla 5.26- Esquema de costos por requerimiento de lodos para el nuevo diseño	190
Tabla 5.27- Esquema de costos por disposición final de ripios de perforación diseño actual 2007.....	191
Tabla 5.28- Esquema de costos por disposición final de ripios de perforación nuevo diseño 2008.....	191
Tabla 5.29- Esquema de costos por disposición final de Lodos de perforación diseño actual 2007.....	192
Tabla 5.30- Esquema de costos por disposición final de Lodos de perforación nuevo diseño 2008.....	193
Tabla 5.31- Esquema de costos finales estimados para pozos en campo Kaki.....	191
Tabla 5.32- Costos estimados por tiempo de taladro.....	191
Tabla A-1- Tubería de Revestimiento normalizada PDVSA.....	202
Tabla B-1.- Proceso de fabricación y tratamiento térmico.....	203
Tabla B-2.- Requerimientos Químicos para Tuberías.....	204
Tabla B-3.- Requerimientos de Tensión y Dureza.....	204
Tabla B.4.- Forma de roscas y progresión a conexiones API normalizadas.....	205
Tabla C-1.- Diámetros de Portamechas y Tuberías de perforación.....	206

Tabla C.2.- Diámetros externos usuales de las tuberías de perforación.....	206
Tabla E-1.- Propiedades Térmicas de algunos elementos de las tuberías.....	215
Tabla F.1.- Valores comunes de coeficientes de compresibilidad y expansión térmica.....	217

Introducción

INTRODUCCIÓN

La Industria Petrolera Venezolana representa para la economía del país una fuente importante y confiable de generación de recursos, requeridos para el desarrollo Nacional. PDVSA, la empresa matriz, ha incorporado en su estrategia de negocio la participación de empresas transnacionales y venezolanas para la exploración y explotación de hidrocarburos, todo con el fin de adquirir tecnología de punta y compartir los riesgos inherentes al proceso de Producción. La empresa operadora nacional INEMAKA S.A. actualmente responsable por las actividades de explotación de los campos ubicados en los bloques de los Convenios Operacionales de Kaki y Bucaral, contemplaba la perforación de siete (7) pozos cinco (5) de desarrollo y dos (2) inyectores, así como la reparación de catorce (14) pozos durante el periodo 2002 – 2007 en el yacimiento KG-01 de los campos Kaki – Bucaral, el cual involucra el mayor volumen de producción y reserva remanente de los bloques bajo responsabilidad operacional de INEMAKA.

El campo Kaki-Bucaral se encuentra en uno de los yacimientos más importantes explotados por la empresa INEMAKA S.A., Se encuentra ubicado a 32 Km. al Sur-Oeste de Anaco, la arena S2 del yacimiento KG-01 pertenece a la formación Oficina, su estructura está conformada por un flanco monoclinal que buza muy suavemente hacia el Nor-Este, con un ángulo que oscila entre 2 y 4 grados. El campo Kaki-Bucaral tiene como métodos de producción el Levantamiento Artificial por Gas y por Flujo Natural.

El yacimiento KG-01 fue descubierto en 1958, fue operado por la compañía transnacional Mobil Oil Company desde el año 1960 hasta la nacionalización del petróleo en 1977 cuando pasa a manos de la empresa estatal PDVSA.

Tiene un espesor promedio de 15 pies y una presión original e igual a la de saturación de 4150 lpc, porosidad de 16%, una permeabilidad de 178 milidarcys y un área de 9378 acres. El crudo tiene una gravedad °API promedio de 40,8

La arena S2 se encuentra dividida en cuatro lentes: A, B, C y D, siendo los lentes D y C los que presentan mejores propiedades petrofísicas.

El campo Kaki-Bucaral cuenta actualmente con 20 pozos activos, 10 pozos cerrados y 21 pozos inactivos. De los 20 pozos, 10 se encuentran produciendo por LAG; los pozos restantes producen por flujo natural.

Este campo forma parte del Distrito Gas Anaco el cual es una zona suplidora de gas que alimenta los complejos de procesamiento, diferentes sistemas industriales y sule a la red de gas domestico del país, por sus altos volúmenes de hidrocarburos gaseosos, ha sido decretado el eje principal de la política de expansión de producción y comercialización del gas, comprometiéndose a generar entre 60% y 70% de la producción necesaria para alimentar el parque industrial del país. Esta área posee yacimientos petrolíferos de hidrocarburos liviano/mediano y condensados; así como grandes cantidades de gas natural que representan el 40 % de las reservas probadas en el país.

El Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) en fecha 12/04/05 giró instrucciones a PDVSA para adaptar todos los Convenios Operativos a lo indicado en la nueva Ley de Hidrocarburos mediante la migración de estos a Empresas Mixtas. Actualmente Inemaka S.A. empresa operadora de los campos Kaki y Maulpa aceptó los términos, se realizaron los trámites correspondientes y migró junto a PDVSA a ser la empresa mixta Petrolera Kaki S.A.

Para el Trabajo Especial de Grado, se plantea realizar un estudio de diseño óptimo de tuberías de revestimiento para los pozos a perforar en el campo Kaki/Bucaral por la empresa Mixta Petrolera Kaki S.A. con el objetivo de actualizar los esquemas de diseño con nuevas tecnologías de materiales y configuración de tubulares para buscar mejores opciones de terminación de pozos y poder llegar a obtener una mayor tasa de producción de crudo, así como el ahorro de recursos económicos en la compra de tubulares, con el fin de obtener una mayor rentabilidad económica de los proyectos para la empresa y la nación.

En el Capítulo I se establecen los aspectos generales del Trabajo Especial de Grado describiendo, objetivos generales, objetivos específicos, justificación y alcance. En el Capítulo II se desarrolla el marco teórico, basado en suministrar los conocimientos tales como: conceptos de tuberías de revestimiento, camisas, esfuerzos, presión de poros y fractura, colapso, estallido, tensión, para el entendimiento del contenido de este Trabajo Especial de Grado. En el Capítulo III se hace breve descripción del área de estudio en la cual se desarrollará este trabajo. El Capítulo IV se refiere al marco metodológico, donde se describen las secuencias utilizadas para el diseño y la evaluación de pozos y tuberías de revestimiento. En el Capítulo V se validan los resultados de las secuencias expuestas en el marco metodológico así como un análisis de costos comparando el nuevo diseño propuesto y el diseño actual.

Capítulo I

Planteamiento del Problema

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1- Objetivo General

Elaborar y proponer nuevos diseños en la configuración de revestimiento para los pozos en el Campo Kaki/Bucará, al Sur-Oeste de Anaco, Estado Anzoátegui, Venezuela.

1.2- Objetivos Específicos

1. Buscar, recolectar y validar información de la geología y geomecánica del campo Kaki/Bucará a partir de la información de pozos ya perforados en el campo.
2. Buscar, recolectar y validar información acerca de la configuración de pozos existentes en la zona y del diseño de lodos usados para la perforación en dicho campo, así como información de la cementación utilizada para cada caso.
3. Recabar información acerca de Legislación, Normativas y entes reguladores tanto a nivel nacional como internacional que fiscalicen o dicten pautas sobre el diseño y uso de tubulares en pozos petroleros.
4. Llevar a cabo la búsqueda, identificación y descripción de las nuevas tecnologías de tubulares existentes en el mercado, que se puedan aplicar para los nuevos diseños de la configuración de tuberías de revestimiento en los pozos.
5. Identificar y analizar los parámetros y variables que influyen en el diseño de Tuberías de Revestimiento.
6. Establecer claramente los escenarios para los cuales se va a diseñar los Revestimientos con el objetivo de garantizar el cálculo de un factor de diseño que permita minimizar el riesgo de fallas.

- 7.** Realizar el estudio y cálculos de cargas a la que se encontrará sometido el revestimiento así como los requerimientos que deberá cumplir durante su vida útil de servicio en el pozo.

- 8.** Proponer el mejor diseño técnico-económico acorde con las regulaciones y normativas legales a desarrollar, para la optimización de materiales en la perforación y para el manejo de la producción de crudo.

- 9.** Realizar un evaluación de costos de los nuevos diseños de revestimientos propuestos.

1.3- Justificación

La economía es un aspecto muy importante en el negocio petrolero, y abarca varias y diversas actividades que se tienen que ejecutar para que el plan de desarrollo de un campo se cumpla a cabalidad. Unas de las tareas más importantes a ejecutar es la perforación y explotación de un pozo, para lo cual se hacen importantes inversiones en personal y equipos para lograr conseguir el objetivo. Todas estas operaciones tienen que ser diseñadas y planificadas con mucho cuidado ya que cualquier error significaría una pérdida millonaria para la empresa responsable del proyecto.

El ingeniero de perforación es responsable de crear y diseñar el modelo de pozo que mejor se adapte a los requerimientos y condiciones que se encuentran en el campo; también es responsable de la selección de equipos que conducirá primero a una configuración segura y estructuralmente correcta. El paso siguiente consistirá en seleccionar el equipo que permita reducir los costos al mínimo. Las consideraciones estructurales por sí solas permitirán reducir el tonelaje en el diseño, pero otras consideraciones tales como el inventario en existencia y las condiciones locales pueden influir también en la selección del equipo.

La optimización del costo global es también responsabilidad del ingeniero de perforación y es allí donde con este trabajo se puede hacer la diferencia. La inversión en tuberías necesarias en el pozo es millonaria, de aproximadamente el 20% del presupuesto total del pozo, por eso es importante optimizar el uso de estas, esencialmente las tuberías de revestimiento, las cuales cumplen un papel muy importante en el diseño y la vida útil de un pozo. Esto da pie al estudio de todos los factores que interactúan con estas tuberías en el pozo en determinado campo, para luego crear el diseño más conveniente, teniendo en consideración el uso de nuevas tecnología que permitan reducir costos y mantener el nivel de calidad para la realización de trabajos propios de la actividad petrolera.

La tecnología de perforación y completación es dinámica. Ningún tratado sobre el tema puede abarcar de manera realista todo lo que existe hoy en día a disposición

en esta materia, como sin duda tampoco lo que el diseñador de pozos tendrá a su alcance en el futuro. Es por ello que este trabajo cobra mucha importancia ya que se tomará en cuenta todos los aspectos tecnológicos conocidos hasta hoy día y su aplicación a un campo maduro, desde el punto de vista productivo, con bastante información geológica y de producción disponible, para un mejor aprovechamiento de los recursos, materiales y finalmente para que continúe la vida útil de producción de dicho campo.

Petrolera Kaki S.A. por medio del departamento de Perforación y Explotación de Pozos, es una empresa preocupada por su competitividad en el mercado, por lo que tiene entre sus principales objetivos el estar a la vanguardia en la tecnología de perforación y así ser competitivos en los mercados nacionales e internacionales, en el entendimiento de que toda incorporación de tecnología deberá de ser encaminada, a la seguridad de la estructura del pozo, a una reducción en los costos en la compra y utilización de materiales del mismo, y a desarrollos futuros de trabajos en el pozo.

El cambio básico sería revisar y proponer nuevos diseños en la configuración de tuberías de revestimiento adecuados a los pozos a perforar de los campos Kaki/Bucaral para optimizar los recursos materiales utilizados en estos y cumplir con los requerimientos de seguridad exigidos por la industria. De acuerdo a la perspectiva de la empresa, se podrá lograr un ahorro en el costo hasta de un 10% o 15% de los recursos materiales utilizados en la perforación de pozos. Además de tratar de mejorar la producción de crudo mediante la reducción del daño ocasionado por las actividades de perforación.

1.4- Alcance

El estudio a realizar tiene como alcance diseñar una nueva configuración de pozo para el campo Kaki/Bucaral confiable y ajustada a la realidad de los trabajos de perforación, terminación y producción que se llevan a cabo en dicho campo; para así analizar y evaluar la factibilidad del cambio de diseño para los nuevos pozos programados a perforar, resultados que servirán para la toma de decisiones por parte de la empresa Petrolera KAKI S.A. y que buscarán un ahorro en la compra de materiales, un mejoramiento de la producción de crudo en el campo, para así poder contar con un mayor beneficio económico.

CAPÍTULO II

Marco Teórico

MARCO TEÓRICO

2.1.- Conceptos Básicos ^[1]:

2.1.1.- Tubería de Revestimiento

En general, se puede definir como tubería de revestimiento a la que se utiliza para recubrir las paredes del pozo, con el propósito principal de proteger las paredes del mismo. Usualmente está constituida por secciones de diferentes diámetros, espesores y materiales, dependiendo de las condiciones de profundidad, presión, temperatura, etc. reinantes en cada zona.

Por otra parte, la tubería de producción será aquella por donde circulará el fluido a producir en su camino a la superficie.

Hay tres señalamientos generales que se pueden aplica a cualquier elemento de la sarta, dependiendo de ciertas características. El primero es el calificativo de “producción”. Un elemento es llamado “de producción” (revestimiento intermedio vs. revestimiento de producción) cuando existe la posibilidad de contacto con el fluido de producción. El segundo es “camisa”, se denomina así a un revestidor que no llega a la superficie, sino que es colgado del revestidor anterior. El tercero calificativo es el denominado “*tieback*”, el cual designa un revestidor que empalma en uno inferior y sube a la superficie (lo contrario de la camisa).

En un diseño de pozo cada sarta de tubería cumple una función vital en las fases de perforación y producción del pozo. Al considerar el diseño y la selección de la sarta de revestimiento, los factores técnicos se centran sobre el diámetro, el peso (libras por pie), su longitud y la naturaleza de las formaciones.

Por razones de economía, las sartas deben diseñarse de tubos del menor peso aceptable. Sin embargo, todos los elementos y efectos determinantes de riesgo deben ser considerados a la luz de sus recíprocas relaciones: resistencia de la sarta contrapuesta a las presiones y otros factores subterráneos.

En un diseño de pozo cada sarta de tubería cumple una función vital en las fases de perforación y producción del pozo. A continuación se presenta una breve descripción del papel de cada sarta de la tubería de revestimiento y las cargas que deben resistir.

2.1.2.- Revestimiento Conductor

- Reduce al mínimo la pérdida de circulación a poca profundidad.
- Conducto por donde el lodo regresa a la superficie al comienzo de la perforación.
- Minimiza la erosión de sedimentos superficiales debajo del taladro.
- Protege de la erosión las tuberías de revestimiento subsiguientes.
- Sirve de soporte para el sistema desviador en caso de afluencia inesperada a poca profundidad.

2.1.3.- Revestimiento o Tubería de superficie

- Soporta y protege de la corrosión cualquier tramo de tubería de revestimiento subsiguiente.
- Previene los derrumbes de los sedimentos no consolidados, más debilitados, que se hallan próximos a la superficie.
- Protege de la contaminación las arenas someras que contienen agua dulce.
- Proporciona resistencia a las arremetidas para poder perforar a mayor profundidad.
- Sirve de apoyo primario para los impiderreventones.

2.1.4.- Revestimiento o Tubería intermedia, camisas de perforación y tiebacks de perforación

- Permite cargar grandes pesos de lodo sin amenazar las formaciones someras.
- Controla las zonas de sal, y las lutitas desmoronables de fácil desprendimiento.

2.1.5.- Revestimiento de producción, camisa de producción y tieback de producción

- Protege el ambiente en caso de una falla de tubería.
- Permite cambiar o reparar la tubería de producción.
- Aísla la zona productora de las demás formaciones.
- Crea un conducto de paso de dimensiones conocidas.

2.1.6.- Tubería de producción

- Constituye el conducto por donde fluye el fluido en la fase de producción.
- Sirve para controlar la presión del yacimiento.
- Permite estimular el yacimiento.

2.1.7.- Camisa o Liner

La camisa o Liner es una sarta que se suspende debajo de un revestidor previo. Por medio de un mecanismo de activación que puede ser mecánico o hidráulico llamado colgador. Este tiene que ser transportado a la profundidad de asentamiento mediante una herramienta de corrida conectada a la sarta de perforación.

Ventajas que ofrecen las Camisas o Liners:

Economía

- Reducción de tiempo de viaje.
- Reducción de costo de revestidor.

Aislamiento de zonas

- Aislamiento de zonas de alta presión.
- Prevención de migración de gas.
- Prevención de producción de agua.
- Reparación de revestidores (scab liner).
- Producción selectiva de intervalos.

Aplicaciones de liners

- Liner o Camisa de Producción:
Posicionado a lo largo del intervalo de producción.
- Liner o Camisa de Perforación
Usado para solventar problemas de perforación.
- Liner o camisa TieBack
Reparación de revestidores.
- Scab Liner
Reparar revestidores o aislar (casing patch).
- Liner o Camisa Ranurado
Control de formaciones no consolidadas.

En la Figura 2.1 se presentan esquemáticamente los diferentes tipos de tuberías de Revestimiento así como las de producción.

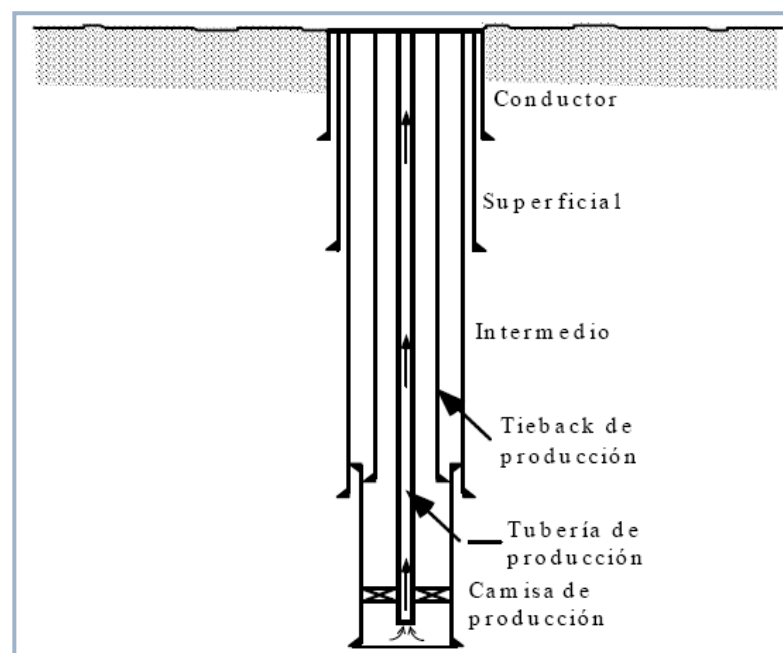


Figura 2.1- Representación esquemática de una sarta de revestimiento donde se muestran algunos de sus componentes ^[1]

2.2.-Aspectos de Materiales^[1]

Para efectos de diseño y en cierta medida para clasificar las tuberías, los tubulares que se utilizan como revestidor y tubería de producción, se identifican según cuatro (4) parámetros:

- Diámetro
- Peso
- Grado
- Acabado Final (Tipo de Rosca)

Ej. 9-5/8" x 47 # x P-110 x BTC

Los diferentes diámetros, peso, grados y tipo de rosca, normalizados por el Instituto Americano del Petróleo (API), para revestidores y tubería de producción, se encuentran en el anexo A (Tablas A.1 - A.3) de la especificación API 5CT. El usuario debería utilizar en lo posible, una tubería estándar, puesto que una no normalizada puede implicar mayores costos y/o retrasos en la fabricación, ya que para poderlas fabricar probablemente se requieran, equipos de laminación más sofisticados.

Estos cuatro (4) parámetros son importantes para conocer las propiedades del tubular (comportamiento) y para establecer el diseño.

Para diseñar inteligentemente sartas de tubería, resulta esencial tener conocimientos básicos de mecánica de tuberías, conocer las propiedades y/o comportamiento de los tubulares, y las condiciones de servicio a las que estará expuesta la tubería.

2.2.1.-Designación de Tubería

Partiendo de la designación de diámetro y peso, se derivan las propiedades geométricas y de masa, así como las variaciones permitidas (tolerancias).

a. Diámetro externo (D) en pulgadas (pulg.) o milímetros (mm).

Tolerancia: -0.5% , +1.0% para diámetros $\geq 4 \frac{1}{2}$ pulgadas

± 0.031 pulg. (± 0.79 mm) para diámetros ≤ 4 pulgadas

b. Para un diámetro en particular, la designación de peso determina el espesor de la pared del cuerpo de la tubería (t) en pulg o mm.

Tolerancia : -12.5% + 0

c. La relación diámetro/peso determina el diámetro de paso (mandril) del cuerpo de la tubería y de las conexiones roscadas y acopladas (T&C), en pulg. (o mm).

Tolerancia: El mandril tiene una porción cilíndrica de diámetro y longitud mínima especificada en pulg. (o mm).

d. La designación diámetro/peso define el diámetro interno del cuerpo de la tubería (d), pulg. (o mm).

Tolerancia: No hay tolerancias para el diámetro interno del cuerpo de la tubería (d); viene regido por las tolerancias de diámetro externo (D) y el peso (lbs/pie, kg/m).

e. La designación diámetro/peso determina la masa, ej. El peso unitario de la tubería con extremo plano (w_{pe}) en lb/pie o kg/m. El peso calculado de una junta de revestidor o tubería de producción (WL) se determina a partir de la densidad lineal del extremo plano (w_{pe}) el aumento o pérdida de peso debido al acabado final (e_w) y la longitud de tubería (L) incluyendo acabado final, se puede estimar de la siguiente manera:

$$WL = (w_{pe} \times L) + e_w \quad (2.0)$$

Donde:

WL: peso calculado de la junta de revestidor o tubería de producción (lb).

w_{pe}: densidad lineal del extremo plano (lb/pie).

L: longitud de la tubería (pies).

e_w: aumento o pérdida de peso debido al acabado final (lb).

El peso unitario del producto completo, tal como se colocaría en un pozo,

es:

$$W = \frac{(w_{pe} \times L) + e_w}{L} \quad (2.1)$$

Tolerancia: Longitudes únicas - +6.5%, -3.5%; y lotes de carga (40,000 lbs, 18,144 kg mínimo), -1.75%, ninguna + tolerancia.

La designación de peso es una aproximación de la masa de la tubería en lb/pie (x1.4895 para kg/m) para diseños normales de tubería con cargas normales, y factores de diseño normales.

Los pesos calculados se basan en la densidad característica de los aceros al carbono (CS-Carbon Steel) y aceros al carbono de baja aleación (LACS- Low Alloy Carbon Steel). Para aleaciones resistentes a la corrosión (CRA-Corrosion Resistant Alloys) deben utilizarse factores de corrección de peso. Puede usarse un factor de corrección de 0.989 para los aceros cromados martensíticos L80 Tipo 9Cr y L80 Tipo 13Cr.

2.2.2.-Grado:

El grado del acero establece las propiedades mecánicas y la resistencia a la corrosión del producto. Existen grados que presentan ciertas restricciones en el proceso de fabricación y tratamiento térmico. Ver la Tabla de la especificación API 5CT Anexo Tabla (A-1) y (B-1) Y muestra los diferentes grupos de tubería, grados, tipo de material, proceso de fabricación, y tratamiento térmico requerido.

2.2.3.-Dureza Máxima: En aceros al carbono, aceros de baja aleación y aceros inoxidables martensíticos, existe una correlación directa entre la dureza y la resistencia al agrietamiento por sulfuro (SSC). En la Especificación API 5CT (ver Anexo B, Tabla B.3), sólo los Grados L-80, C-90 y T-95 tienen un requerimiento máximo de dureza.

No obstante, las especificaciones corporativas PDVSA (PDVSA-EM-1800/01; EM-1800/05; EM-1800/07), establecen los siguientes requerimientos máximos (promedio) de dureza:

L-80= 22 HRC

C-90=90SS= 24 HRC

T-95= 25 HRC

C-100SS= 26 HRC

C-110SS=28 HRC

En dichas especificaciones también se exige cierta variación máxima de dureza, dependiendo del grado y espesor de pared de la tubería. Una variación significativa de dureza, puede afectar seriamente las propiedades mecánicas del tubular. Por ejemplo, una variación en la dureza a través del espesor de pared de 4 HRC, puede producir una variación en la resistencia a la tracción de 12.000 lpc y probablemente también en la resistencia a la fluencia del material. Como consecuencia de lo anterior, la variación de las propiedades mecánicas (Resistencia a la Fluencia), reducen la resistencia al colapso de la tubería (cuerpo y conexión). De manera similar, una variación de 4 HRC, puede constituir la diferencia entre una adecuada o pobre resistencia al SSC, en servicio agrío.

2.2.4.-Tuberías y Acoples:

- Grado H-40: Ningún tipo de requerimiento, se sugiere utilizar acoples de grado J-55 en tubería H-40.
- Grado J-55 y K-55
Longitudinal - mínimo 20 pies-lb (27 J)
Transversal - mínimo 15 pies-lb (20 J)
- Grado N-80, L-80, C-90, C-95, T-95, P-110 y Q-125
Longitudinal :
N-80= 55 J
P-100= 80 J
L-80= C-90= 90SS= C-95=T-95= 160 J
C-100SS= 150 J
C-110SS= 130 J
Q-125=80 J
Transversal :
N-80= 40 J
P-100= 60 J
L-80= C-90= 90SS= C-95=T-95= 120 J
C-100SS= 115 J
C-110SS= 100 J
Q-125=60 J

Para mayor información, se sugiere consultar las siguientes especificaciones técnicas corporativas: PDVSA-EM-1800/01; EM-1800/05; EM-1800/07.

Adicionalmente, las especificaciones PDVSA a fin de garantizar una microestructura uniforme y propiedades mecánicas homogéneas en el tubular, exigen ciertos requerimientos de templabilidad (mayor del 90%) y tamaño de grano austenítico (ASTM 7 o más fino).

Resulta imperativo que los diseñadores de revestidores y tubería de producción se aseguren de que los materiales de servicio crítico proporcionen al menos la misma fracción de margen de seguridad que los pozos convencionales. Es decir, para ciertas aplicaciones se necesitan especificaciones API mejoradas y/o requerimientos complementarios. Es responsabilidad de los diseñadores de tuberías determinar cuando se requieren dichas mejoras.

$$FMS = SFx - DFx \quad (2.2)$$

Donde:

FMS: Fracción de Margen de Seguridad (adimensional).

SFx: Factor de Seguridad (adimensional).

DFx: Factor de Diseño (adimensional).

Toda tubería fabricada mediante soldadura eléctrica (conocida por sus siglas en inglés como EW) debe cumplir con los requerimientos establecidos en la especificación API 5L y PDVSA EM-18-00/10. No es conveniente fabricar acoples, a partir de tuberías EW. La prueba de aplastamiento API no es lo suficientemente discriminatoria para evaluar si una tubería EW es apropiada o no. La tubería EW requiere procesos específicos, un alto grado de control de proceso y un preciso examen no destructivo.

Resistencia al Agrietamiento por Sulfuro (SSC) - La resistencia al SSC del material será afectada por los siguientes parámetros:

- Composición química, resistencia, tratamiento térmico y microestructura del material.

- Concentración de iones Hidrógeno (pH) del medio.
- Concentración de sulfuro de hidrogeno y presión total
- Esfuerzo aplicado
- Temperatura
- Tiempo

La resistencia al SSC del material de la tubería se puede cuantificar a través de cuatro (4) métodos de prueba normalizados por la NACE (National Association of Corrosion Engineers) NACE Métodos A, B, C y D

Los métodos de prueba A, C, y D pueden suministrar valores numéricos que pueden utilizarse directamente en los cálculos para el diseño de la sarta.

La Especificación API 5CT no requiere prueba de SSC para los grados de baja resistencia, normalmente considerados apropiados para servicio agrio, ej. H-40, J-55, K-55, y L-80. Para los grados de servicio agrio C-90 y T-95, el fabricante debe demostrar un esfuerzo umbral NACE mínimo absoluto de 90% de la resistencia a la fluencia mínima especificada. Es responsabilidad del usuario determinar el nivel de resistencia al SSC que requiere la aplicación. Si el lector desea profundizar un poco más sobre los requerimientos mínimos de resistencia al H₂S, se sugiere consultar la especificación: PDVSA-EM-1800/01.

2.2.4.-Longitudes:

La longitud individual de las tuberías no afecta directamente las propiedades, pero el acabado final, puede afectar el peso total de la sarta y, por ende, el factor de diseño de tensión, DFt. La longitud de las tuberías debe especificarse en la orden de compra, como designación de Rango. A continuación se presenta la longitud y tolerancias de Rango para tuberías que aparecen en la Tabla 26 de Especificación API 5CT (1995).

- Rango 1 (R1) básicamente 20 pies (6,10 m) de longitud.
- Rango 2 (R2) básicamente 30 pies (9,14 m) de longitud.
- Rango 3 (R3) básicamente 40 pies (12,19 m)de longitud.

El Rango de tolerancia en longitud de API, es muy amplia; por ejemplo, el revestidor R3 puede variar 14 pies (4,27 m) de una longitud mínima de 34 pies (10,36 m) a una longitud máxima de 48 pies (14,63 m). De igual modo, debido a los diversos procesos de fabricación, las longitudes de las tuberías pueden variar considerablemente de una fábrica a otra, para el mismo producto.

En la fábrica y en el patio de tuberías, las longitudes de tubería se miden desde el extremo del acople (caja-hembra de la conexión), hasta el extremo del pin.

Es responsabilidad del diseñador de sarta determinar si se requieren o no consideraciones de longitud especiales para una aplicación en particular. Igualmente, el diseñador de sarta debe comunicar al personal de campo, los procedimientos adecuados para la evaluación -inspección de las conexiones; de manera similar, cuando los fabricantes envían por separado los acople, el diseñador debe girar instrucciones de como inspeccionar los acoples y como efectuar los aprietes.

2.2.5- Características físicas de la tubería de revestimiento

La fabricación de la tubería para sartas revestidoras y de producción, como también para la tubería de perforación, se ciñe a las especificaciones fijadas por el *American Petroleum Institute* (API, Normas RP7G y 5A, 5AC, 5B, 5C1, 5C2, 5C3). Todas estas tuberías son del tipo sin costura, traslapada por fusión en horno y soldada eléctricamente, utilizando aceros que deben ajustarse a exigentes especificaciones físicas y químicas.

La calidad de la tubería que se desea obtener se designa con una letra, seguida por un número que representa el mínimo punto cedente en tensión, en millares de libras por pulgada cuadrada: H-40, K-55, C-75, C-95, L-80, N-80, P-110 (40.000 x 0,0703 = 2.812 kg/cm², y así sucesivamente).

Las regulaciones y recomendaciones aplicables a la fabricación de tubos para las operaciones petroleras, especifican, dentro de razonables márgenes, la calidad, el

tipo, los diámetros externos e interno, el espesor por unidad de longitud, la escala de longitud del tubo, el tipo de roscas, el tipo de conexión, la resistencia a la elongación, al aplastamiento y al estallido. Tales normas y recomendaciones se formulan a base de estudio teórico y de experiencia práctica, y con el fin de lograr mayor exactitud en el diseño y fabricación de tubos para sartas de revestimiento que respondan satisfactoriamente a las exigencias técnicas y económicas que es preciso considerar para proteger debidamente el hoyo durante la perforación y posteriormente el pozo durante su vida productiva.

2.2.6.-Elongación

El primer tubo revestidor, o sea el del extremo superior de la sarta, soporta el peso total de la misma, puesto que va sujeto al colgador de la tubería revestidora. Cuando se introduce la tubería en el hoyo lleno de fluido de perforación, éste ejerce un cierto efecto de flotación pero esa fuerza no se toma precisamente en cuenta, excepto en casos de un fluido de extrema densidad. Ya que la sarta está sostenida por un extremo, del que cuelga el resto de la misma, algo de elongación habrá de ocurrir, como resultado de la tensión. Como las conexiones que unen a los tubos son las partes más débiles, debe considerarse entonces el peso de la sarta y la resistencia a la tensión.

2.2.7-Colapso o Aplastamiento

Otro importante factor que debe considerarse es la presión aplastante que la tubería debe resistir. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación en el espacio anular, creado por la tubería y el hoyo, y la presión de las formaciones perforadas, tienen que ser contrapesadas por la columna del fluido que está dentro de la tubería y por la resistencia de los tubos mismos al aplastamiento.

Una vez concluida la perforación y la terminación del pozo, parte de las mencionadas fuerzas contrarrestantes dejan de actuar y la sarta queda en el hoyo sujeta a las presiones externas.

El cemento que circunda los tubos contribuirá en cierto grado a contrarrestar tales presiones, pero ese refuerzo dado por el cemento no puede considerarse como muy efectivo, por ser tan difícil la evaluación de la eficiencia y uniformidad del trabajo de cementación. Por tanto, se suele descartar la resistencia adicional debida al cemento.

Cuando hay que instalar largas sarta para la terminación de pozos profundos, se recurre a la elección de la sarta combinada, esto es, compuesta de tubos pesados, que van en el fondo, y tubos de uno o dos pesos menores, en el medio y en la parte alta del pozo.

Se acostumbra formar sarta de no más de tres o cuatro pesos distintos, ya que la sencillez es lo que se trata de lograr en el diseño de una sarta de tubería de revestimiento y de producción para pozos profundos.

2.2.8-Estallido

Terminado un pozo, su tubería de revestimiento invariablemente se somete a presiones de pruebas de fuga, o más a las motivadas por la maniobra de introducción forzada de cemento en las formaciones debido a una variedad de razones formuladas en el programa de terminación original o de reacondicionamiento posterior del pozo. Por tanto, la resistencia de la sarta a presiones de este género es cualidad importante, puesto que evita que los tubos estallen durante alguno de los varios trabajos de cementación forzada que el pozo pueda requerir.

En la práctica, a los valores reales de tensión, aplastamiento y estallido se les aplica un factor de seguridad operacional para cubrir eventualidades que puedan presentarse y asegurarse que la tubería, en el peor de los casos, se mantendrá íntegra. Generalmente, en la práctica, como procedimiento básico, se emplean los siguientes factores de seguridad: aplastamiento 1,125; tensión 2, punto cedente 1,25 y estallido 1. Sin embargo, los factores de seguridad deben ser ajustados a las condiciones de profundidad del hoyo, al tipo de cada sarta: tubos todos de iguales

especificaciones o combinaciones de tramos de tubos de diferentes características: peso, resistencia, roscas. Para más detalles y diseñar una sarta segura y económica en costo lo mejor es valerse de las tablas que ofrecen los fabricantes y de los artículos técnicos publicados en las revistas especializadas.

En la figura 2.2 se representa los efectos que causa las presiones sobre las tuberías de revestimiento.

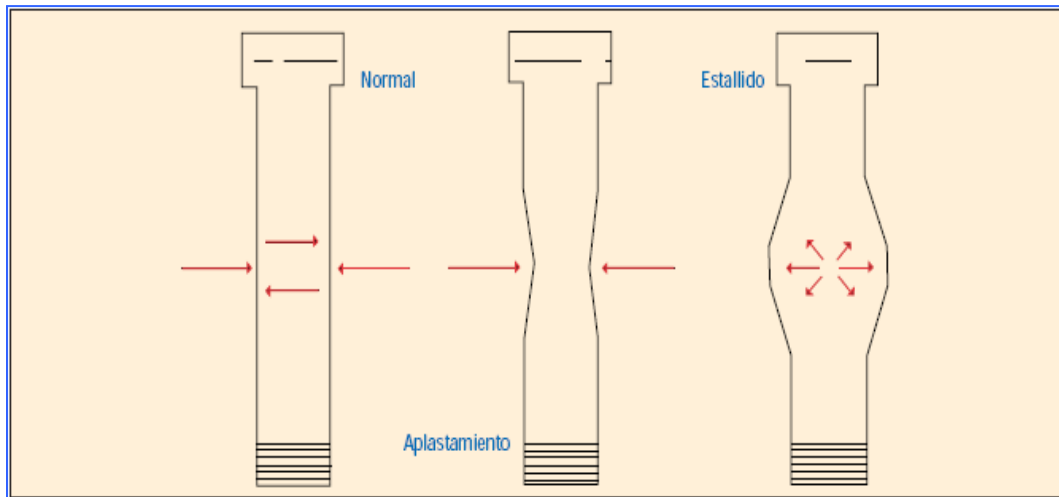


Figura 2.2.- Representación de efectos de la presión en los revestidores.^[2]

2.3.-Metodos de Diseño Convencionales y para Vida de Servicio^[1]

A continuación se presenta las diferencias entre el método de diseño convencional y el denominado de “vida de servicio”.

Cuando se diseña una sarta de tubería de producción o de tubería de revestimiento, ambos métodos tienen como propósito lograr factores de diseño adecuados para las cargas de estallido, colapso y tensión. Estas cargas se generan a partir del peso suspendido de la sarta, las presiones superficiales internas y externas y las densidades de los fluidos. Ahora bien, en el método convencional estas cargas se consideran por separado.

Por lo general, no se toman en cuenta la cementación, el pandeo, los cambios de temperatura, los esfuerzos de flexión, ni las variaciones en el área transversal. Este método convencional a menudo se traduce en un diseño demasiado conservador

de sartas someras y, lo que reviste aún mayor importancia, en un diseño inadecuado para sartas profundas.

El método de la vida de servicio considera que el estado base de esfuerzo es aquel donde el revestidor se encuentra cementado. Una vez que el cemento ha fraguado, todo cambio posterior que registren las condiciones del pozo generará fuerzas y esfuerzos adicionales en la tubería de revestimiento. Estas fuerzas se suman a las condiciones base para constituir la carga de servicio. Es posible aplicar múltiples cargas de servicio para describir la vida de servicio de una sarta de revestimiento.

Las técnicas convencionales de diseño son sencillas por naturaleza y pueden resolverse fácilmente mediante cálculos a mano. Por el contrario, los cálculos relativos al método de vida de servicio son bastante complicados, por lo que requieren el uso de una computadora en aras de la eficiencia.

A continuación se detallará el método de cálculo convencional, mientras se discute superficialmente el método de la vida de servicio.

2.3.1.-Estallido

El valor nominal de resistencia a la presión interna, a menudo denominado, “valor nominal de estallido”, caracteriza las limitaciones de una tubería en condiciones de carga de presión interna. El factor fundamental que afecta la capacidad de resistencia a la presión interna del tubular es la resistencia a la fluencia del cuerpo de la tubería. La presión de cedencia interna se calcula a partir de la ecuación 3.1.1 de API 5C3 para cuerpos de tuberías y la ecuación 3.1.2 para acoplamientos API. El valor inferior se transformará en la presión de cedencia interna de la sarta.

La Figura 2.3 muestra las cargas consideradas en el estallido que son utilizadas en las prácticas de diseño convencionales. Las densidades de los fluidos y las presiones superficiales se combinan para determinar la mayor presión diferencial para estallido, que suele monitorearse solamente en el tope o en el fondo de la sarta. Luego, la presión interna mínima de cedencia del cuerpo de la tubería o de

la conexión se divide entre la presión de estallido mayor para determinar el factor de diseño mínimo.

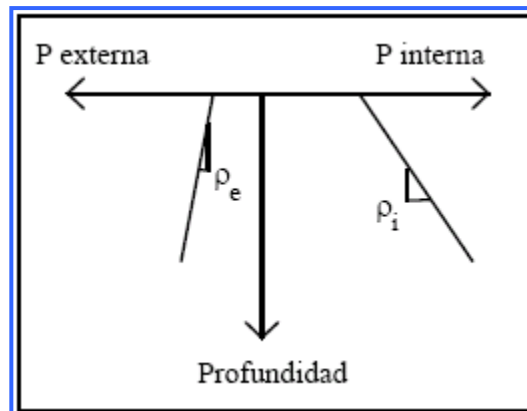


Figura 2.3. Consideraciones de presión interna y externa en el diseño convencional a estallido^[1]

El modelo para vida de servicio, sin embargo, incluye el efecto de la carga axial en la resistencia del revestidor a la presión interna. Esto puede ser sumamente importante, aunque los diseños convencionales suelen ignorarlo. La tensión axial incrementa la capacidad de estallido del tubular. No obstante, la compresión axial deteriora severamente la capacidad de estallido de la tubería. Este deterioro puede producirse cuando se asienta una sarta larga en lodo liviano y posteriormente se hace pasar por ella un fluido de alta densidad. De esta forma, podría generarse un factor de diseño de estallido deficiente si no se toman en consideración los efectos de la compresión.

2.3.2.-Colapso

El diseño convencional de colapso considera una evacuación de fluido (vacío) hasta una profundidad específica en el interior de la sarta. La presión externa está determinada por el peso del lodo donde se corre la sarta. La Figura 2.4 muestra este tipo de carga.

Generalmente, se toma en consideración el efecto de la tensión en la reducción de la resistencia al colapso del revestidor. Las ecuaciones API para colapso se encuentran en la Sección 1 del Boletín 5C3 y se describen en la sección 2.12 Consideraciones de Diseño del presente trabajo.

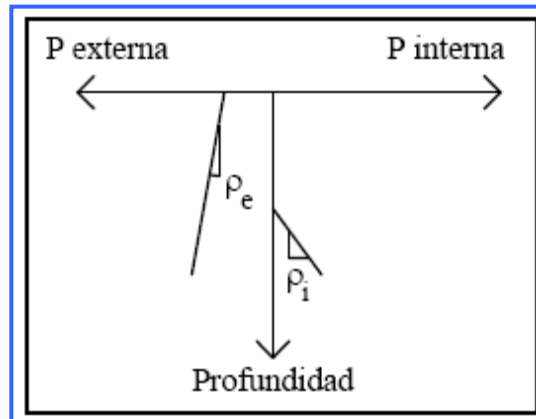


Figura 2.4.- Consideraciones de presión interna y externa en el diseño convencional a colapso^[1]

El modelo para vida de servicio también toma en cuenta la relación existente entre tensión y colapso. Como las cargas de servicio incluyen las variaciones de temperatura respecto del caso base, la tensión producida por la expansión térmica de los tubulares estará incluida obviamente en la determinación de los factores de diseño mínimos de colapso. El diseño convencional normalmente no considera este efecto de la temperatura.

2.3.3.-Tensión

Cuando se diseña una sarta para que opere en condiciones de tensión, los métodos convencionales parten de una premisa en virtud de la cual la tubería está suspendida en un fluido uniforme. Por consiguiente, los únicos factores que determinan la carga de tensión en el revestidor son el peso suspendido y la fuerza de flotabilidad aplicada al fondo de la sarta.

El modelo para vida de servicio considera otros factores que inciden en la cantidad de tensión existente en la sarta, a saber:

- variaciones de temperatura
- efecto de Poisson
- flotabilidad

El caso base se define como el estado en el que se encuentra la sarta cuando el cemento fragua. Toda variación de temperatura que se produzca a partir del estado cementado dará lugar a una variación de la longitud ocasionada por la expansión térmica del material. Dado que la tubería está fija en su parte superior e inferior, la expansión térmica producirá una fuerza adicional que se aplicará al tubular. La

fuerza será de compresión (negativa) si la temperatura aumenta y de tensión (positiva) si la temperatura disminuye.

2.4.-Factores de Diseño Vs. Factores de Seguridad

Todos los modos de carga básicos pueden reducirse a parámetros mediante los cuales puede evaluarse la aptitud de un diseño de sarta. Estos parámetros pueden expresarse mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{Factor de Diseño} = \frac{\text{Resistencia teórica del Material}}{\text{Carga aplicada}} \quad (2.3)$$

Los cinco factores de diseño según los cuales se evalúa una sarta son:

$$DF_{\text{estallido}} = \frac{\text{Presión interna de fluencia}}{\text{Diferencial de presión interna}} \quad (2.4)$$

$$DF_{\text{colapso}} = \frac{\text{Resistencia al colapso de la tubería}}{\text{Presión de colapso equivalente}} \quad (2.5)$$

$$DF_{\text{tensión}} = \frac{\text{Resistencia a tensión de la junta}}{\text{Carga Máxima a Tensión}} \quad (2.6)$$

$$DF_{\text{compresión}} = \frac{\text{Resistencia a Compresión de la junta}^{(1)}}{\text{Carga Máxima a Compresión}} \quad (2.7)$$

(1) O la resistencia a la fluencia del cuerpo de la tubería, el que sea menor.

$$DF_{\text{VME}} = \frac{\text{Resistencia a Fluencia API}^{(2)}}{\text{Esfuerzo Equivalente VME}} \quad (2.8)$$

(2) O el esfuerzo umbral Nace, para servicio agrío.

Los valores de Factor de diseño aceptados por PDVSA como mínimos para el diseño de revestidores y tubería de producción se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1.- Valores mínimos de los Factores de Diseño, según PDVSA, para revestidores y tubería de producción. ^[1]

	Colapso	Cedencia Interna	Tensión	Compresión	VME
Conductor	1,0	--	--	--	--
Superficie	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Protección	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25
Tubería de Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25

Los factores de seguridad se emplean para expresar cuán próxima a producir una falla se encuentra la carga aplicada. Dichos factores no puede determinarse con precisión sino hasta que se produce una falla. En realidad, el factor de seguridad puede expresarse como:

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{\text{Resistencia real del Material}}{\text{Carga real aplicada}} \quad (2.9)$$

2.5.- Definiciones Geomecánicas a Considerar ^[3]

2.5.1.-Definición de esfuerzo

Se puede definir esfuerzo como la capacidad de un cuerpo de resistir carga por unidad de área.

2.5.2.-Esfuerzos geoestáticos^[3]

Los esfuerzos en el interior de un suelo son producidos por las cargas exteriores aplicadas al mismo y por el peso del propio suelo. El sistema de esfuerzos debido a las cargas aplicadas y el correspondiente al peso propio del suelo puede ser bastante complicado. Sin embargo, existe un caso habitual en el cual el peso del suelo da lugar a un sistema de esfuerzos muy sencillo: cuando la superficie del terreno es horizontal y cuando la naturaleza del suelo varía muy poco en la

dirección horizontal. Este caso se presenta con mucha frecuencia, en especial en suelos sedimentarios. En tal caso, los esfuerzos se denominan geostáticos.

2.5.3.-Magnitud de presiones de poros

La presión de poros constituye uno de los factores más importantes en la geomecánica ya que, como se explicó anteriormente, es necesario para la determinación de los esfuerzos efectivos por medio de la relación:

$$\bar{\sigma} = \sigma - \alpha u \quad (2.10)$$

Donde:

σ : es el esfuerzo total

u : es la presión de poros y

α : es una constante conocida como Coeficiente de Biot, que mide la cantidad de esfuerzo que toma el fluido.

El esfuerzo intergranular es conocido como el esfuerzo efectivo y es el esfuerzo que controla el comportamiento mecánico de los materiales geológicos.

Todos los efectos medibles de un cambio de esfuerzo (compresión, distorsión, resistencia) son debidos solamente a esfuerzos efectivos.

También se debe recordar que el esfuerzo efectivo es fundamental para entender el comportamiento esfuerzo deformación de un material geológico. En particular el esfuerzo efectivo controla la resistencia al corte de las rocas tal como lo presenta el criterio de falla Mohr-Coulomb:

$$\tau = c + \bar{\sigma} \tan \phi \quad (2.11)$$

Donde:

c : es la cohesión que representa la resistencia intrínseca de la roca y

Φ : es el ángulo de fricción interno.

Esta resistencia al corte es necesaria para saber si las condiciones de esfuerzo al corte son lo suficientemente altas para fallar el material.

Una predicción exacta de presión de poro es una de los factores más importante que afectan las operaciones de perforación. Las consecuencias de una mala evaluación de presiones de poros inadecuada en la perforación incluye:

- Pérdida de Circulación.
- Tubería atascada.
- Reventones.
- Inestabilidad del hoyo.
- Altos costos operacionales.

2.5.4.- Aplicaciones a la perforación de pozos

Un estudio geomecánico puede ser utilizado para varias aplicaciones de la perforación de pozos como lo son la determinación de asentamientos de tuberías de revestimiento, determinar pesos de lodos para evitar colapso en pozos desviados y horizontales, determinar pesos de lodos para evitar fracturamiento en pozos desviados y horizontales, corregir perdidas de circulación, selección de fluidos de perforación para minimizar problemas de degradación de resistencia mecánica, selección de cementos compatible con las propiedades mecánicas de la formación y la selección de barrenas.

2.6.-Diseño de la Profundidad de Asentamiento de la Tubería de Revestimiento^[1]

2.6.1.- Determinación de la Profundidad de Asentamiento

Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y la función que debe cumplir el revestidor. En los pozos profundos, generalmente la consideración primordial es controlar la acumulación de presiones anormales en la formación y evitar que alcancen y afecten zonas someras más débiles. De modo que la planificación de la colocación correcta del revestidor comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura.

En el caso de perforación en zonas ya explotadas, cuyas tendencias geológicas se conocen, inclusive la presión intersticial y los gradientes de fractura, resulta muy sencillo seleccionar la profundidad óptima a la cual se habrá de asentar el revestidor. La estrategia utilizada más eficazmente para determinar el lugar de asentamiento del revestidor consiste en seleccionar la sarta más profunda primero, para luego ir pasando sucesivamente de la tubería de fondo a la de superficie.

El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de presión intersticial o presión de poro y del gradiente de fractura. El primero se refiere a la presión que ejercen los fluidos de la formación (la presión que se mediría si se colocara un manómetro a esa profundidad), mientras que el gradiente de fractura se refiere a la presión que es capaz de romper la formación.

Ahora bien, como es de todos conocido, la presión absoluta aumenta con la profundidad, tal como se muestra en la Figura 2.5(a), este aumento de presión puede caracterizarse a través de la pendiente o gradiente, de forma tal que el gradiente de presión se define como:

$$\text{Gradiente de presión} = \frac{\text{Aumento de presión}}{\text{Aumento de profundidad}} = \frac{\Delta p}{\Delta \text{prof}} \quad (2.12)$$

Al representar el gradiente de presión como función de la profundidad de un hoyo lleno con un fluido, se obtiene una línea recta vertical, tal como se muestra en la Figura 2.5(a). Sin embargo si las presiones no aumentan en forma lineal, sino que hay cambios debido a la presencia de condiciones geológicas extraordinarias, entonces los diagramas de presión vs. profundidad y gradiente de presión vs. profundidad se transforman en lo que se muestra en la Figura 2.5(b).

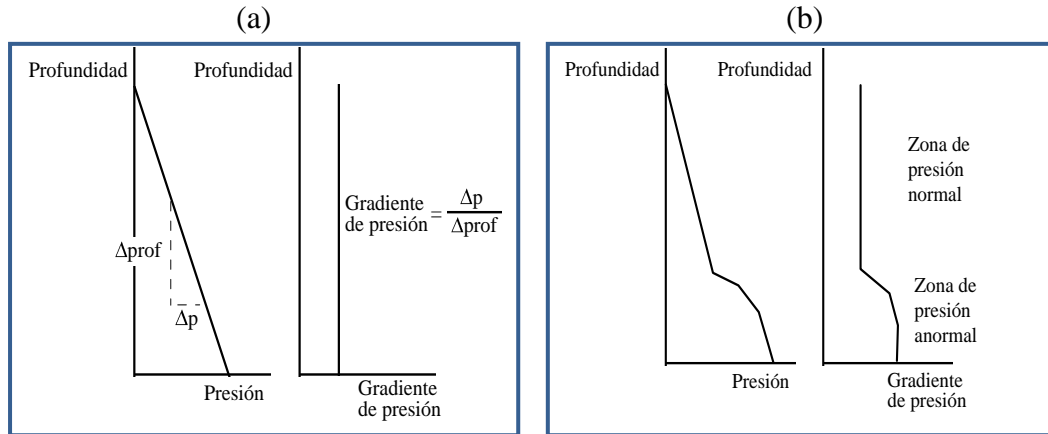


Figura 2.5: (a) Diagrama esquemático de presión vs. profundidad y “gradiente de presión” vs. profundidad.^[1]
 (b) Diagrama esquemático de presión anormal vs. profundidad y “gradiente de presión anormal” vs. profundidad.^[1]

Entonces, para la selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento se utiliza un gráfico donde se muestren: el gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura, tal como el que se muestra en el ejemplo simplificado que se ilustra en la Figura 2.6. Evidentemente el gradiente de fractura es superior al de presión de poro.

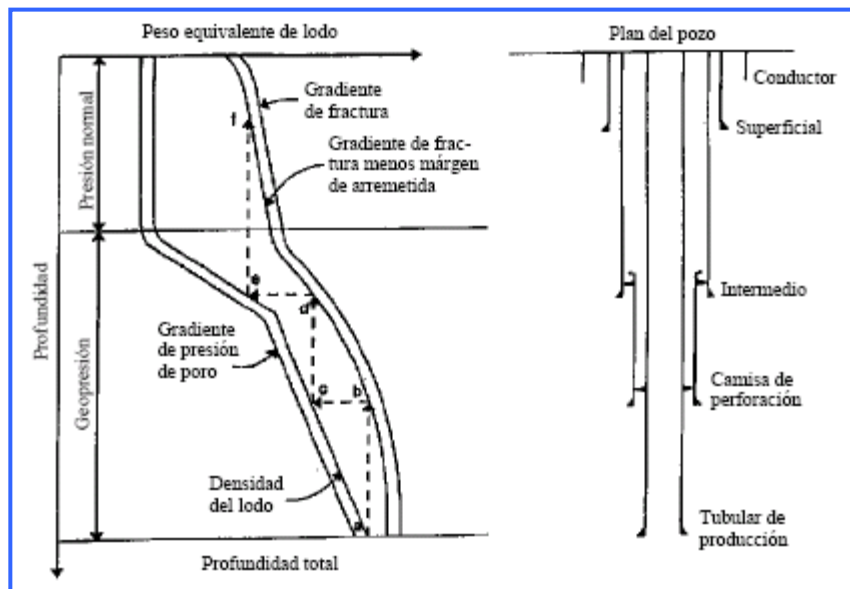


Figura 2.6.- Relación entre la profundidad de asentamiento del revestidor, poros de la formación, gradiente de presión y gradiente de fractura^[1]

La operación normal de perforación se desarrollará en el espacio entre ambos gradientes. Es decir, se utilizará un fluido de perforación que genere más presión que la presión de poro para “controlar” el pozo y sin embargo, ese fluido no deberá generar una presión tan grande que fracture la formación y se fugue hacia ésta. Por razones de seguridad, se trabaja entonces con una presión ligeramente superior o sobrebalance a la presión de poro, generalmente entre 0,5 y 1,0 lb/gal. Igual se hace con la presión de fractura a la que se le sustrae un valor similar (margen de arremetida) por seguridad.

Así finalmente, el proceso de selección de la profundidades de asentamiento se inicia en el fondo, proyectando la densidad del lodo a la profundidad total (presión intersticial más sobrebalance) hasta el punto en que intercepta el gradiente de fractura menos un margen de arremetida (segmento a-b). Se “asienta” el revestidor en ese punto y da inicio al proceso otra vez (segmento c-d).

Siempre que los esfuerzos subterráneos sigan el patrón normal según el cual el esfuerzo y la resistencia a la fractura aumentan a medida que aumenta la profundidad, será muy fácil determinar los puntos de asentamiento del revestidor siempre y cuando se cuente con buena información geológica.

Cuando se encuentre una presión anormal en la formación, será preciso aumentar la densidad del fluido de perforación para evitar la entrada de fluidos desde alguna formación permeable. Como es necesario mantener la presión del pozo por debajo de la presión que fracturaría la formación más débil y menos consolidada que se encuentra justo por debajo de la zapata precedente, existe una profundidad máxima hasta la cual se puede perforar el pozo sin tener que colocar ni cementar tubería de revestimiento.

2.7.- Predicción de la Presión de Poro y Gradiente de Fractura^[1]

2.7.1.- Métodos para estimar la presión de poros

Para que los datos de presiones de poro tengan la utilidad requerida en cualquiera que sea el proceso que dependa de ellos, su confiabilidad debe ser alta y su disponibilidad inmediata. Sin embargo, la medición directa de la presión de

formación la cual es la fuente más confiable para la obtención de este dato, es muy costosa y posiblemente se realiza solo después de haberse perforado el pozo en la zona productora. Por otro lado, aun cuando se hayan perforado gran cantidad de pozos en el área, usualmente unos pocos poseen datos de este tipo de prueba. Por lo cual, el ingeniero de perforación se ve en la obligación de depender de estimaciones indirectas de la presión de poros para planificar y ejecutar la perforación de un pozo.

La mayoría de los métodos indirectos de predicción de presiones de poro se basan en el análisis de las tendencias mostradas por los parámetros dependientes de la porosidad como una función de la profundidad, que en el caso de formaciones con presión normal muestran una clara tendencia al decrecimiento de la porosidad al incrementarse la compactación (Parte a, Figura 2.7). Cualquier desviación de esta tendencia da una señal de la presencia de presiones anormales (Parte b, Figura 2.7).

La estimación numérica de la presión de poro se basa en dos hipótesis fundamentales:

1. La primera se basa en la suposición de que formaciones similares con el mismo valor de porosidad se encuentran sometidas al mismo valor de esfuerzo matricial efectivo " σ_z ". Por consiguiente, el estado de esfuerzo matricial " σ_z ", de una formación anormalmente presurizada a una profundidad " D ", es el mismo que el estado de esfuerzo matricial, " σ_{zn} ", de una formación normalmente presurizada a una profundidad menor " D_n ", la cual da el mismo valor del parámetro dependiente de la porosidad, (Figura 2.7,b).

$$\sigma_z = \sigma_{zn} = \sigma_{ob} - P_o \quad (2.13)$$

donde " σ_{ob} " se evalúa a la profundidad " D_n " de porosidad equivalente.

La presión de poro " P_o " a la profundidad " D ", se obtiene mediante la ecuación:

$$P_o = \sigma_{ob} - \sigma_z \quad (2.14)$$

2. La segunda suposición para calcular la presión de formación empleando el gráfico del parámetro dependiente de la porosidad en función de la profundidad involucra el uso de correlaciones empíricas. Usualmente, esta hipótesis tiene mejor aproximación que la presunción del esfuerzo matricial. Sin embargo, para obtener una adecuada correlación deberán obtenerse suficientes datos en el área de interés. Generalmente, estas correlaciones empíricas consideran la variación del parámetro dependiente de la porosidad en relación con la línea base de tendencia normal expresada como una diferencia ($X-X_n$) o bien como una relación (X/X_n), (Parte b, Figura 2.7).

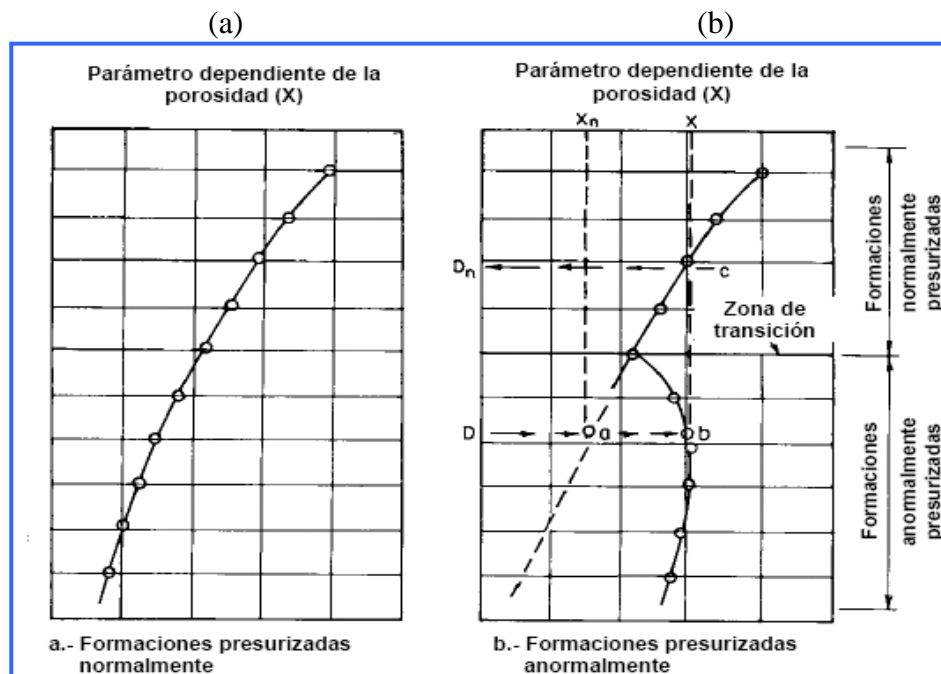


Figura 2.7- Tendencia del parámetro dependiente de la porosidad como una función de la profundidad

De acuerdo a la naturaleza de los datos, los métodos para estimar la presión de poros se clasifican en: (a) antes de perforar, (b) mientras se perfora, y (c) después de perforar. Para este estudio específico utilizaremos el método de Eaton para el cálculo de las presiones de poros con la utilización de registros eléctricos, que según estas especificaciones es un método después de perforar. En la Tabla 2.2 se presenta un resumen de los métodos disponible para la predicción de presiones de poro y gradientes de fractura.

Tabla 2.2- Listas de métodos para predicción de presiones en yacimientos ^[6].

Métodos predictivos Geología regional. Métodos geofísicos (Sísmica 2D, Sísmica 3D, etc.).	Antes de perforar.
Parámetros mientras se perfora Tasa de penetración. Exponente d. Sismalog. Tasa de penetración normalizada. M.W.D. (measurements while drilling) Torque Arrastre	Mientras se perfora (tiempo real)
Parámetros del lodo de perforación Nivel en los tanques. Tasa de flujo. Presión de bombeo.	Mientras se perfora (tiempo real)
Corte de gas en el lodo. Densidad del lodo. Temperatura del lodo.	Mientras se perfora (tiempo no real)
Análisis de ripios Litología. Densidad de las lutitas. Factor de lutita. Forma, tamaño y cantidad de ripios. Gas en los ripios.	Mientras se perfora (tiempo no real)
Registros Resistividad. Sónico. Densidad/Neutrón. Gamma Ray	Después/mientras se perfora
Evaluación directa de presión (Pruebas de formación) Drill stem tests (DST) Pruebas de formación mediante registros de guaya fina.	Después de perforar
Verificación sísmica del pozo. Checkshot VSP	Después de perforar

2.7.2.- Gradiente de fractura

Para prevenir arremetidas durante la perforación de un pozo es necesario mantener una densidad de lodo de forma tal que las presiones generadas por la hidrostática de dicho lodo dentro del hoyo sean ligeramente superiores a la presión nativa de los fluidos de formación a lo largo del proceso de perforación. Cuando se perforan formaciones con presiones anormales es necesario el incremento en densidad del lodo utilizado para mantener el equilibrio con la nueva formación a ser perforada. Sin embargo este cambio tiene otras consecuencias asociadas que se deben tener en consideración, una de las cuales es el incremento de la presión a lo largo de

todo el hoyo abierto, incluyendo las formaciones más débiles previamente perforadas y no revestidas debido a que:

- Son porosas o ya están fracturadas y tienen una presión de poro muy baja en comparación con la presión requerida a mayor profundidad. En estas circunstancias puede haber filtración o pérdida de circulación.
- La presión del lodo excede los esfuerzos in situ y la resistencia geomecánica de la formación, creando de esta forma fracturas. El resultado es el mismo: filtración y pérdidas de circulación.

Esto último es lo que generalmente se trata de evitar con la utilización de una densidad de lodo cuya presión equivalente esté por debajo de la presión de fractura a una profundidad dada. Como se puede deducir, este último es llamado el gradiente de fractura.

La información del gradiente de fractura es necesaria para:

- Establecer el programa de perforación y las profundidades de asentamiento de revestidores. Las densidades de lodo planificadas para cada etapa de perforación no deben exceder el respectivo gradiente de fractura esperado en el hoyo abierto.
- Determinar la máxima presión anular tolerada durante el proceso de control de pozo, para evitar reventones sub-superficiales.
- Estimar las presiones requeridas para posibles trabajos de estimulación por medio del fracturamiento hidráulico.

2.7.3.- Métodos de Evaluación del Gradiente de Fractura

Existen varios métodos para la estimación del gradiente de fractura los cuales fueron generados para propósitos específicos y la mayoría desarrollados por compañías de registros o empresas de servicio. Entre estos métodos, los más conocidos son:

1. *Hubbert & Willis (1957).*
2. *Matthews & Kelly (1967).*
3. *Eaton (1969).*
4. *Anderson (1973).*

5. Zamora (1989).

En el presente estudio se utiliza el método de Eaton, el cual por su facilidad en la ubicación de información mayormente dependiente de los registros eléctricos en zonas con muy poca caracterización geomecánica, hace de este método una excelente herramienta en la determinación de este parámetro.

2.7.4.- Calibración de las Profundidades de Asentamiento

Una vez determinadas las curvas de presiones de poros y gradientes de fractura, y seleccionados los puntos de asentamiento según el procedimiento explicado en el aparte 2.6, se procede a verificar que estas profundidades seleccionadas sean lo suficientemente seguras al momento de bajar el o los revestidores intermedios para evitar la ocurrencia de una atascamiento por el diferencial de presión presente, y ante la posible ocurrencia de una arremetida durante la perforación del hoyo intermedio que pueda ser soportada por la formación inmediatamente debajo de la zapata del revestidor superficial.

2.8.- Conexiones de los Tubulares

La conexión o junta es el dispositivo mecánico que se utiliza para unir tramos de tubería, equipos de fondo y/o accesorios para formar una sarta de tubería de características geométricas y funcionales específicas. Ahora bien, ¿por qué reviste tanta importancia este tema?, las principales razones son:

- Más del 90% de las fallas que sufren las sarts de tubería se originan en las conexiones.
- Las conexiones representan entre 10% y el 50% de costo total del tubular (la cifra era muy superior en el pasado).

En general, las conexiones son clasificadas en dos grandes grupos en función de la geometría:

- *Conexiones API* : Son las juntas que se rigen por especificaciones del dominio público STD 5B^[7] y SPEC 5CT^[8] de API. Las especificaciones STD 5B de API sólo cubren las roscas, es decir, los filos que se observan en los extremos de la

tubería. Sin embargo, una conexión también comprende el material que la constituye y factores geométricos que no se relacionan con las roscas. Por ejemplo, el diámetro externo del acoplamiento y la longitud del acoplamiento, no se especifican en STD 5B, sino en la SPEC 5CT de API.

- *Conexiones Patentadas* : Son juntas para productos tubulares sobre las cuales existen derechos de propiedad y que poseen especificaciones confidenciales, generalmente asociadas a patentes y/o secretos industriales, es decir, información confidencial.

2.8.1.- Conexiones API

Las roscas y conexiones API para revestidores y tuberías de producción pueden clasificarse de acuerdo a la forma de la rosca, con variaciones que obedecen al diámetro de la tubería, el espesor de las paredes, el grado y la longitud básica de la rosca.

Las conexiones API presentan tres tipos de principales de roscas que se muestran a continuación en la Figura 2.8:

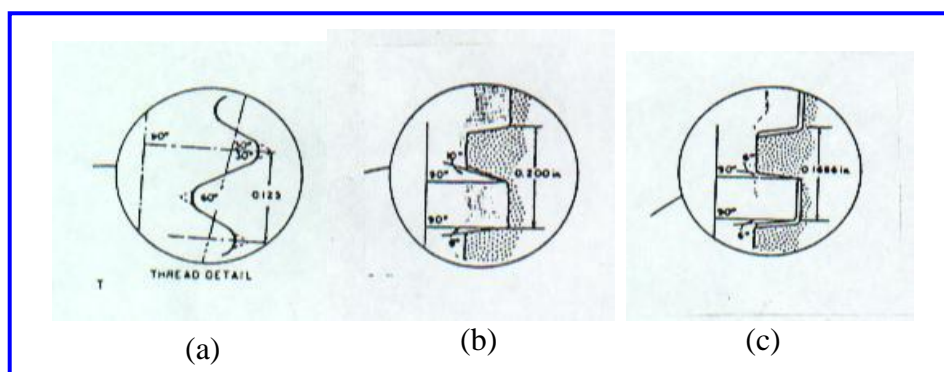


Figura 2.8.- Perfiles de rosca API: (a) Rosca Redonda, (b) Buttress , (c) Rosca Extreme-Line.^[1]

2.8.1.1- Rosca Redonda:

Son roscas cortadas con un ángulo de inclinación de 60° con crestas y raíces redondeadas, presentan un ahusamiento de $\frac{3}{4}$ pulg. por pie, sobre el diámetro para todos los tamaños. Debido a que las roscas son construidas en una forma ahusada, el esfuerzo aumenta rápidamente a medida que se va enroscando la conexión.

Las roscas pueden ser espaciadas para dar ocho roscas por pulgada (8R) o diez roscas por pulgada (10R). Cuando se realiza la conexión, quedan pequeños

espacios entre las raíces y las crestas de cada rosca. Se debe utilizar una grasa especial que contiene metales en forma de polvo, para reducir las fuerzas de fricción y para proporcionar material que ayude a taponar cualquier espacio vacío y obtener un sello. Esta conexión no está diseñada para efectuar un sello de alta presión confiable y seguro cuando se manejan gases, o líquidos libres de sólidos y de baja viscosidad.

Este tipo de rosca se presenta en las conexiones API que se enumeran a continuación:

- IJ. (Integral Joint): conexión de junta integral de rosca redonda para tuberías de producción, en la cual el diámetro interno y externo de la tubería varían un poco, para realizar el maquinado de la rosca.
- NUE (Non-Upset Tubing Thread): conexión acoplada sin upset (recalque o ensanchamiento) exterior para tuberías de producción, en ella el diámetro exterior y el diámetro interior del tubo permanecen constantes.
- EUE (External-Upset Tubing Thread): conexión acoplada con upset exterior para tuberías de producción, en ella el diámetro exterior de la tubería aumenta y el diámetro interior del tubo permanece constante.
- STC (Short Thread Connector): Conexión acoplada para revestidores con acople corto.
- LTC (LONG THREAD CONNECTOR): Conexión acoplada para revestidores con acople largo. Las conexiones STC y LTC, tienen el mismo diseño básico de junta y rosca. La única diferencia es que la longitud de la rosca y el acople son mas largos en la LTC, por lo cual proporciona una mayor resistencia.

2.8.1.2- **Rosca Trapezoidal o Buttress:**

Son roscas cuadradas que presentan un mecanismo de sello y un diseño similar a la rosca API redonda, presentan un ahusamiento de $\frac{3}{4}$ pulg. por pie sobre el diámetro para revestidores de $4\frac{1}{2}$ a $13\frac{3}{8}$ pulg. de diámetro y un ahusamiento de 1 pulg. por pie sobre el diámetro para revestidores de 16 a 20 pulg. de diámetro.

Este tipo de rosca se utiliza en las conexiones denominadas BTC (Buttress Thread Connector). La BTC es una conexión acoplada para revestidores. El acople tiene mayor longitud que las conexiones de rosca redonda API, y su forma cuadrada contribuye a disminuir el deslizamiento de las roscas y proporciona una alta resistencia a esfuerzos de tensión. Esta conexión es 100% eficiente en la mayoría de los casos.

C.- **Extreme - Line :**

Son roscas cuadradas, que presentan un ahusamiento de $1\frac{1}{2}$ pulg. por pie sobre el diámetro para revestidos de 5 a $7\frac{5}{8}$ pulg. de diámetro y un ahusamiento de $1\frac{1}{4}$ pulg. por pie sobre el diámetro para revestidos de $8\frac{5}{8}$ a $10\frac{3}{4}$ pulg. de diámetro.

Este tipo de rosca es utilizada en las conexiones XL. Está instalada sobre la junta de revestimiento de forma integral; pueden soportar cualquier requerimiento de tensión que soporte la tubería. Difiere de las otras conexiones API para revestidores en que es integral, por lo cual la pared de la tubería debe ser gruesa cerca de los extremos del revestidor, para proporcionar el metal necesario para maquinar una conexión más fuerte.

El mecanismo de sellado de este tipo de conexión es un sello metal-metal entre el pin y la caja. Este conector no depende de la grasa para realizar su sello, aunque la grasa simple se usa para lubricación.

La Figura 2.9 muestra las conexiones API descritas anteriormente y en los anexos la Tabla B.4 se presenta una clasificación de las formas de roscas y la progresión a conexiones API normalizadas.

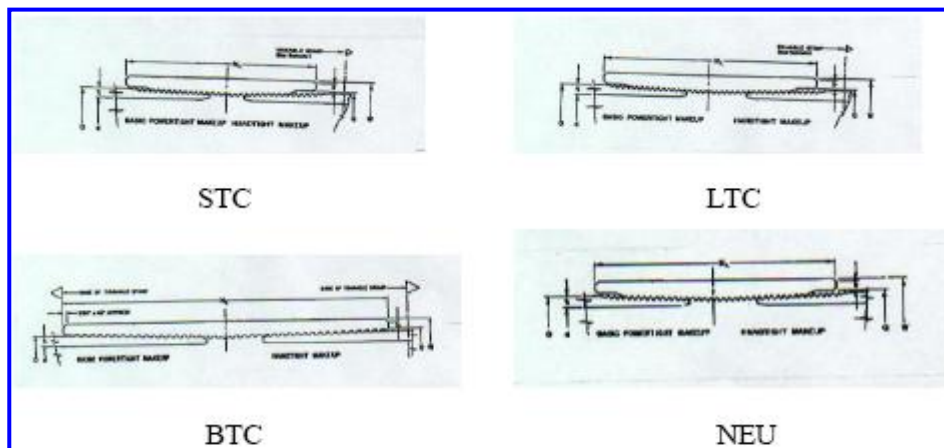


Figura 2.9.- Conexiones API. ^[1]

2.8.2.- Conexiones Patentadas

Generalmente, un diseñador de sartas selecciona una conexión premium, cuando prevé las existencias en el pozo a perforar de algunos problemas:

- Altas temperaturas y altas presiones en las profundidades del pozo.
- Longitud y peso de una sarta considerable.
- Tolerancias pequeñas y el flujo debe ser maximizado.
- Presencia de fluidos que amenacen la estabilidad de la sarta.

Las conexiones premium son diseñadas de acuerdo a cada aplicación en especial.

Si se compara geoméricamente las conexiones unas con otras se nota que algunas son similares y otras son notablemente diferentes, aún cuando hayan sido desarrolladas para un mismo fin, ya que cada fabricante concibe su propio diseño.

Las conexiones patentadas pueden clasificarse en seis (6) clases genéricas y pueden observarse en la Figura 2.10:

- *MTC* : Conexiones estándar con sello metal-metal, roscadas y acopladas, tales como VAM, NK-3SB, TC-II.
- *MIJ* : Conexiones estándares de sello metal-metal y junta integral, tales como PH-6, CS, ST-P, ST-C.

- *HW* : Conexiones especiales para tuberías de paredes gruesas, generalmente roscadas y acopladas, tales como VAM HW, NK-HW. Es generalmente 100% eficiente bajo carga de presión interna, no así, bajo cargas de presión externa ya que no existe un sello externo metal-metal y la resistencia al colapso es mayor que la presión interna de fluencia mínima, situación que puede ocurrir en tuberías de pared gruesa.
- *LD* : Conexiones especiales para tuberías de gran diámetro. Estas conexiones pueden ser roscadas y acopladas, tales como la Big Omega o ATS, de tipo soldada con roscas de paso grueso, tales como RL-47, Quick-Thread o Ten Com, etc.
- *SLH* : Conexiones especiales de alto rendimiento con línea reducida (Slim Line), diseñadas para lograr un máximo rendimiento en aplicaciones de hoyos de poca tolerancia, es decir, cuando hay muy poco espacio entre la tubería y el siguiente revestidor. Generalmente son de tipo junta integral, tales como NJO, SuPreme LX, etc.
- *IFJ* : Juntas Especiales Lisas Integrales, generalmente provistas de cajas lisas y pines ligeramente formados, tales como STL, FL-4S, etc.

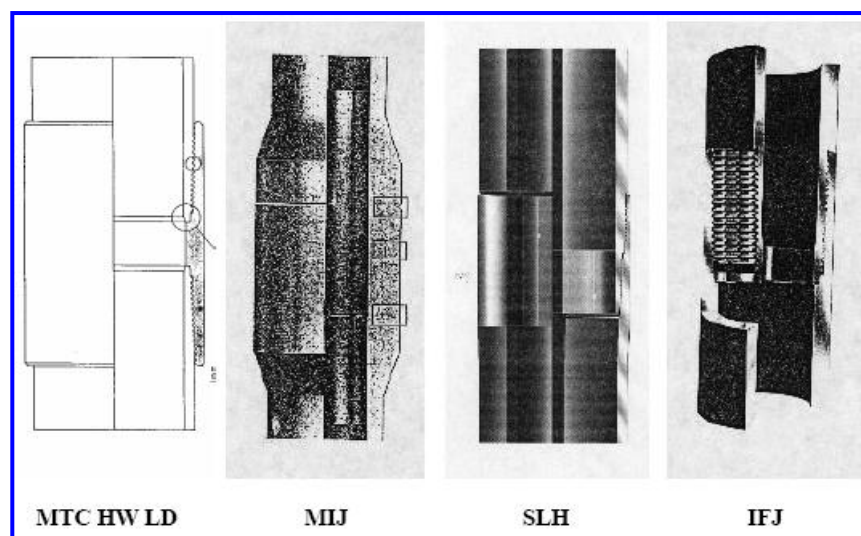


Figura 2.10- Clasificación de Conexiones Patentadas.^[1]

2.8.3.-Elementos Estructurales de la Conexión. ^[1]

Para lograr las características deseadas de geometría y desempeño, el diseñador de la conexión selecciona varias opciones para los tres (3) elementos estructurales principales que conforman una conexión, a saber:

- Sello(s).
- Reborde(s).
- Rosca(s).

Si bien los sellos, rebordes y roscas cumplen funciones diferentes, no son completamente independientes. De hecho, mientras mayor es la transparencia geométrica de la conexión, mayor es la interrelación entre estos tres (3) elementos.

• **Los Sellos:** son la parte encargada de mantener la estanqueidad de la junta. Especialmente los de metal-metal, son energizados por la fuerza normal que empuja a los sellos entre sí. El área de sello, el acabado de la superficie y el posicionamiento relativo son los factores determinantes en el trabajo efectivo del sello.

• **El Reborde:** es la parte de la junta que limita el movimiento de enrosque.

Constituye un tope positivo para el movimiento relativo de las partes de la conexión. El apriete se hace de manera mucho más consistente con un reborde de torque. El reborde suele proporcionar gran parte de la resistencia a la compresión de la conexión.

• **Las Roscas:** es la estructura de agarre de una parte a la otra de la junta. Pueden ofrecer, adicionalmente un mecanismo de sellado y resistencia a la tensión y compresión. Mantienen a los miembros de la conexión en su posición relativa adecuada para que los sellos puedan cumplir su función correctamente.

Además de las características deseadas de desempeño y geometría, el diseñador y el usuario de la conexión deberán tener presente también otros aspectos fundamentales:

- Fabricación: preparación final, fresado, calibración, preparación de la superficie.

- Sensibilidad a los problemas de manipulación y transporte: vida de almacenamiento, posibilidad de inspección, posibilidad de prestar servicio y reparar en el campo.
- Características del montaje en el campo: enroscado, desalineación, ensamblaje/desconexión repetidos .

Contrariamente a la propaganda efectuada por algunos fabricantes de roscas patentadas, ninguno de sus elementos estructurales específicos, a saber, sello, reborde o rosca, utilizados actualmente en diseños patentados, son intrínsecamente superiores o inferiores. Con frecuencia, se escogen elementos estructurales específicos de conexión para un diseño patentado con el propósito de:

- (a) Obviar o evitar los derechos de patente.
- (b) Lograr una diferenciación de mercadeo/productos.
- (c) Unificar una familia de diseño.
- (d) Ajustarse a la filosofía de diseño de una compañía.
- (e) Facilitar la jerigonza o galimatías técnicas.
- (f) Reducir costos.

Si estos son los factores que determinan una conexión patentada, entonces el desempeño del diseño podría resultar afectado.

Como se dijo anteriormente, la calidad (aptitud para un propósito previsto) de cualquier conexión está determinada en gran parte por el grado de éxito que alcance el diseñador al tratar de lograr las características mecánicas ideales de una conexión de desempeño transparente:

- Que no haya un movimiento relativo adverso entre los sellos de presión del pin y la caja bajo ninguna combinación de cargas o ciclos de carga.
- Que no haya un efecto adverso en la conexión ni en el cuerpo de la tubería en la transferencia de carga axial desde el pin hasta la caja (o viceversa).

- Que no haya un efecto adverso producido por el compuesto o lubricante de rosca/sello.

Estas características de diseño son fáciles de lograr en una conexión si no se le impone ninguna restricción geométrica. No obstante, mientras mayor sea la transparencia geométrica requerida, más difícil será lograr los atributos mecánicos ideales de una conexión. En el caso de estas conexiones de alto grado de transparencia geométrica, el diseñador deberá prestar especial atención al esfuerzo absoluto al que estará sometido el miembro y a los movimientos relativos (o deformaciones) que se produzcan entre los pines y cajas por acción de la carga y del efecto de Poisson en todas las direcciones y ciclos de carga previstos.

2.9.- Cementación de Sartas y otras Aplicaciones de la Cementación ^[2]

La cementación de pozos se define como un procedimiento combinado de mezcla de cemento y agua, y la inyección de ésta a través de la tubería de revestimiento o la de producción en zonas críticas, esto es, alrededor del fondo de la zapata de la tubería revestidora, en el espacio anular, en el hoyo no revestido (desnudo) y más abajo de la zapata, o bien en una formación permeable.

2.9.1.-Funciones de la Cementación Primaria

La cementación primaria se realiza a presiones suficientes, para que la mezcla de cemento bombeada por el interior de la sarta revestidora sea desplazada a través de la zapata que lleva el extremo inferior de la sarta. La zapata siempre se deja a cierta distancia del fondo del hoyo. La mezcla que se desplaza por la zapata asciende por el espacio anular hasta cubrir la distancia calculada que debe quedar rellena de cemento.

En el caso de la sarta primaria, el relleno se hace hasta la superficie. Si por circunstancias, como sería el caso de que formaciones tomasen cemento, la mezcla no llegase a la superficie, entonces el relleno del espacio anular se completa bombeando cemento desde arriba.

Las funciones de la cementación son las siguientes:

- Sirve para afianzar la sarta y para protegerla contra el deterioro durante subsiguientes trabajos de reacondicionamiento que se hagan en el pozo.
- Protege la sarta y las formaciones cubiertas: gasíferas, petroleras y/o acuíferas.
- Efectúa el aislamiento de las formaciones productivas y el confinamiento de estratos acuíferos. Evita la migración de fluidos entre las formaciones. También protege las formaciones contra derrumbes.
- Refuerza la sarta revestidora contra el aplastamiento que pueden imponerle presiones externas.
- Refuerza la resistencia de la sarta a presiones de estallido.
- Protege la sarta contra la corrosión.
- Protege la sarta durante los trabajos de cañoneo.

Cuando se trata de sartas muy largas, como pudiesen ser los casos de sartas intermedias o de la final, la cementación primaria puede hacerse por etapas. Este método permite cubrir el tramo deseado y evitar inconvenientes debido a que mientras más tiempo se esté bombeando cemento la mezcla se torna más consistente y difícil de mover.

El cemento y el agua empiezan a reaccionar en el mismo momento en que se mezclan y las características físicas y químicas que adquiere la mezcla están en función del tiempo, por lo que la cementación debe hacerse dentro de ciertos límites de tiempo, antes de que el fraguado inicial empiece a manifestarse. Además, debe tenerse en cuenta la relación profundidad-temperatura, ya que la temperatura del hoyo influye sobre el tiempo de fraguado de la mezcla.

La fluidez, el peso y el fraguado inicial y final de la mezcla dependen de la relación cemento-agua. La relación por peso puede ser de 40 hasta 70 %. En la práctica, la experiencia en cada campo petrolero es guía para seleccionar la relación adecuada. Es muy importante que el peso de la mezcla más la presión de bombeo de la mezcla no causen pérdida de cemento hacia las formaciones.

Los tipos de cementos utilizados en la perforación y reacondicionamientos de pozos son fabricados para responder a la variedad de condiciones impuestas por las operaciones. Algunos cementos tienen que ser de fraguado lento o rápido; de desarrollo rápido o lento de su resistencia inicial; resistente a la contaminación y reacciones químicas que puedan impartirles las aguas de las formaciones. En muchos casos, para proteger las formaciones productivas contra la filtración de agua de la mezcla, se exige que la filtración sea mínima. Cuando se teme que pueda haber pérdida de circulación se le añade a la mezcla un cierto aditivo que pueda contrarrestar tal inconveniencia.

En el caso de cementaciones especiales se le puede añadir a la mezcla elementos radiactivos para seguir su rastro. Para terminaciones de pozos sujetos a inyección de vapor se seleccionan cementos resistentes a muy altas temperaturas. En áreas donde la corrosión de tuberías es problema muy serio se le añade a la mezcla elementos anticorrosivos especiales. Además de su uso en la cementación de sartas y de la cementación forzada, el cemento se emplea en una variedad de casos durante la perforación, la terminación de pozos, reacondicionamiento y abandono de pozos.

2.10.- Parámetros de Diseño ^[1]

En todo diseño de pozo se requerirá partir de un número limitado de premisas y conocer ciertas cosas acerca del pozo antes de proceder formalmente con los pasos de diseño. La manera en que se establezcan estas premisas reflejará la filosofía de diseño de los diseñadores. Los aspectos que se consideren determinarán el resultado del diseño y en última instancia el equipo que finalmente se instalará en el pozo.

A continuación se presenta una breve descripción de estas premisas y consideraciones:

- Seguridad: es siempre la preocupación principal, por lo cual el diseño debe contemplar las consecuencias de cualquier falla que pueda ocurrir. La evaluación del riesgo que puedan correr la población, el ambiente y la

propiedad debe ser parte de todo diseño, debiéndose considerar también las diversas fuentes de riesgo, que incluyen equipo y operaciones.

- **Equipo:** Los materiales que se utilizan para construir pozos de petróleo y gas pueden clasificarse en una gran variedad de tipos, algunos de menor riesgo que otros para la población, el ambiente y la propiedad. Los accidentes repentinos o “catastróficos” son a menudo los peores. Estas incluyen los problemas ocasionados debido a la fractura bajo esfuerzo por la presencia de sulfuro (Sulfide Stress Cracking, SSC), fractura por corrosión bajo esfuerzo (Stress Corrosion Cracking), fractura por fragilidad (falta de tenacidad) y falla dúctil por sobrecarga. Las fallas degenerativas o que dependen del tiempo potencialmente se pueden detectar a tiempo para evitar problemas costosos. Entre estas fallas se encuentran aquellas relativas al desgaste, corrosión e incrustaciones. Algunos de los defectos o daños que llegan al pozo con los materiales son también las imperfecciones de fabricación, el deterioro sufrido durante el transporte y los daños por manipulación en el sitio de trabajo.
- **Operaciones :** Todas las futuras operaciones del pozo, desde la instalación inicial, la operación cotidiana, la adquisición de datos como por ejemplo, el perfilaje con guaya, los trabajos de rehabilitación y hasta el abandono, deberán considerarse durante la fase de diseño.

También es preciso tomar en cuenta cuáles serán los requerimientos de datos de exploración, desarrollo del campo y de todo lo que sea necesario para poner a producir el pozo. También debe estar presente la economía del pozo que se está diseñando. El propósito al perforar éste, no solo es llegar al yacimiento objetivo; como tampoco es producir la mayor cantidad posible de petróleo o gas a la tasa más acelerada. La razón por la que se perfora un pozo es ganar dinero. Por ello ya en la fase de diseño, debe considerarse el capital y los costos de operación, así como la vida esperada del pozo y las tasas de producción económica mínimas.

- Diseño integrado de pozos : Para que el diseño sea óptimo, se deben considerar todas las partes y fases del pozo. Sin embargo, es fácil obviar los factores más relevantes. A continuación ofrecemos una lista de algunos de los factores que pueden afectar un diseño:
 1. Factores previos: disposiciones o políticas que estén en vigencia, inclusive aspectos de exploración y perforación, que pudieren influir en los diseños subsiguientes.
 2. Factores temporales: la filosofía corporativa, perspectivas de evaluación, disponibilidad de materiales, producción y procesos.
 3. Factores subsiguientes: la vida del pozo, la planificación de los trabajos de rehabilitación y el abandono final del pozo, todos figuran en el diseño inicial del pozo.

- Areas del conocimiento requeridas: el diseño de pozos es una ciencia multidisciplinaria que requiere un conocimiento práctico de las diversas áreas de la ingeniería, como por ejemplo:
 1. Ambiental: Geografía, geología y geofísica.
 2. Ingeniería del petróleo: Petrofísica y yacimientos.
 3. Ingeniería mecánica: Análisis estructural, hidráulica, termodinámica, procesos químicos y tecnología manufacturera.
 4. Ingeniería de materiales: Metalurgia y corrosión.

- Selección del diámetro: Según el diámetro del hoyo y la holgura entre el hoyo y el tubular. La Figura 2.11 ilustra un nomograma para la Selección del Diámetro del Revestidor, en el cual la línea continua representa la solución más viable. Así, se selecciona primero el diámetro del revestidor de producción (que a su vez depende de la tubería de producción) y siguiendo paso a paso hacia abajo, se van seleccionando los diámetros del hoyo y del siguiente revestidor hasta llegar a la superficie.

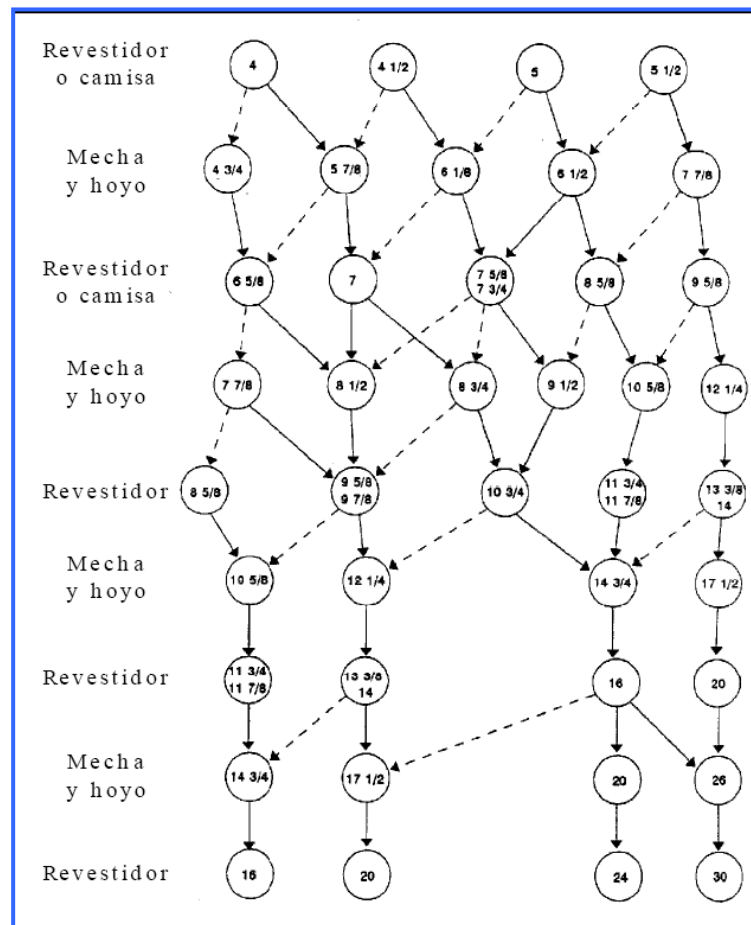


Figura 2.11- Secuencias usuales de diámetros de los revestidores, mechas y hoyos. ^[1]

- Diseño para vida de servicio: Los cálculos de este trabajo también toman en cuenta el procedimiento de Carga de Diseño para la Vida de Servicio. Este procedimiento consiste en considerar cada elemento se encuentra bajo un sistema inicial de cargas, llamado caso base. Sobre este sistema inicial se sobreponen las cargas de servicio es decir las cargas normales que le impondrá posteriormente la operación. Una sarta se considera que está bien diseñada si para cualquier combinación de cargas base y de servicio mantiene los márgenes de seguridad mínimos necesarios.

Generalmente, para el revestidor el caso base es cuando está cementado y para la tubería de producción cuando está tendida o instalada. Las cargas de servicio pueden ser muchas, como por ejemplo, una prueba de presión,

una arremetida, etc. Más adelante en se presentarán las cargas de servicio que deben ser verificadas y que fueron aprobadas por PDVSA.

2.11.- Recomendaciones sobre el Caso Base y los Casos de Carga^[1]

Como se señaló anteriormente, un modelo para vida de servicio requiere que cada revestidor o sarta de tubería de producción posea un solo caso base o condición inicial.

Generalmente, para el revestidor el caso base es cuando está cementado y para la tubería de producción cuando está tendida o instalada.

El caso de carga o condición de servicio queda definido por los perfiles de presión interna, presión externa y temperatura.

El caso base requiere también perfiles de presión interna, externa y temperatura, pues es un caso de carga. Adicionalmente, se pueden especificar los siguientes parámetros para así definir completamente el caso base:

- Cualquier punto de empotramiento axiales como por ejemplo, el tope del cemento.
- Un punto de empotramiento es la profundidad a la cual la tubería no se puede mover.
- La empacadura, o diámetro interno del receptáculo del tieback, de ser pertinente.

Cualquier ajuste axial o acción de bajar o sacar la tubería. La acción de bajar la tubería es negativa; sacarla es positivo. Generalmente no se debería aplicar ningún ajuste axial a las sarts de tubería de revestimiento completas ni a las camisas. Sí conviene sacar un poco y aflojar algo la tensión en los tiebacks de la sección inferior de la sarta para energizar el sello del receptáculo y en las sarts de tubería que han sido tendidas en una empacadura que permite el movimiento de la tubería sólo hacia arriba. En algunos casos quizá sea necesario alzar un poco la sarta de la tubería de revestimiento después de que haya fraguado el cemento para limitar o eliminar así el pando, si no se logra obtener la altura de cemento adecuada. En general, para controlar el pando es preferible usar más cemento que alzar o sacar la tubería, de ser posible.

Se debe especificar cómo quedará el extremo de la sarta; es decir, si las zapatas de flotación estarán abiertas o cerradas. Normalmente las zapatas de flotación van cerradas en las sartas de tubería de revestimiento completas y en las camisas. En cambio, se especifican abiertas en los tiebacks y en la tubería de producción. En el caso base se puede modelar un tapón en la empacadura de la tubería de producción especificando las zapatas de flotación cerradas. Y si las zapatas de flotación no logran asentarse en la sarta de la tubería de revestimiento, ello se puede modelar especificando las zapatas de flotación abiertas. Nótese que si las zapatas de flotación no se asientan estando especificadas como abiertas, las presiones internas en la sección inferior de la sarta deben ser iguales.

Normalmente esto significa que se aplica una presión superficial interna por arriba al cemento que se encuentra dentro del revestidor.

2.11.1.- *Condición Inicial o Caso Base*

A continuación se describen el Caso Base y los Casos de Carga de las diversas sartas conjuntamente con los métodos que sirven para generar estas condiciones.

2.11.1.1.- **Revestidor cementado**

El caso base más común para la tubería de revestimiento es ésta colocada en sitio y cementada. La cantidad de cemento que se coloca en los revestidores depende de su función.

El conductor, el revestimiento de superficie y todas las camisas deberían cementarse completamente. El resto de las sartas se cementan, como mínimo, el 50% de la longitud o 1.000 pies, lo que dé el valor de tope de cemento más alto. El conductor que es hincado en sitio se considerará como si fuese totalmente cementado, es decir, no habrá movimiento axial posible a lo largo de la sarta.

Para el caso base de todos los tiebacks hay que especificar un receptáculo o diámetro interno de empacadura, así como lo que hay que bajar la sección inferior del tieback, para aflojar la tensión.

El perfil de presión interna de todas las sartas de la tubería de revestimiento es normalmente el peso del lodo al cual se corrió la sarta sin presión superficial.

El perfil de presión externa está dado por el lodo en el tope del cemento o sólo el cemento, según sea lo más apropiado. Si existe un programa de cementación para la sarta, deberá usarse para construir el perfil de presión externo. Si no existe uno, el manual de diseño de tuberías de revestimiento de PDVSA-INTEVEP recomienda utilizar los siguientes lineamientos:

El peso de la lechada de llenado es 12,5 lpg o el lodo en circulación + 0,5 lpg, lo que fuere mayor. El peso de la lechada de cola es 16,2 lpg o el peso del lodo + 0,5 lpg, lo que fuere mayor; en el fondo se requieren 500 pies de cemento (lechada de cola) de muy buena calidad.

El conductor introducido en áreas de roca blanda encuentra el perfil externo de “presión de poro natural” en el caso base.

El perfil de temperatura para el caso base se determina a partir del perfil de la temperatura estática o de una correlación especial. Es importante acotar que para el conductor y las sargas de la tubería de revestimiento, cuando la temperatura estática en la sección inferior de la sarga es menor a 166°F, se puede usar el perfil de la temperatura estática para el caso base.

El perfil de temperatura de todas las demás sargas de la tubería de revestimiento en su condición de cementadas se puede estimar utilizando una ecuación del trabajo titulado “Better Deep-hole BHCT Estimations Possible” de S.M Kutasov y A. K. Taughi. El perfil de temperatura del caso base se puede calcular de la manera siguiente (válido para 166°F ≤ BHST ≤ 414 °F):

$$BHCT = (1,342 - 0,2228 g) BHST + 33,54 g - 102,1 \quad (2.15)$$

Donde:

BHCT : temperatura de circulación en el fondo del hoyo. (°F)

g : gradiente de temperatura estática. (°F/100 pie)

BHST : temperatura estática en el fondo del hoyo. (°F)

$$BHCMT = BHCT + (BHST - BHCT)/4 \quad (2.16)$$

Donde:

BHCMT = temperatura de la sarga cementada en el fondo del hoyo. (°F)

$$SCMT = ST + 0,3 (BHCMT - ST) \quad (2.17)$$

Donde:

SCMT = temperatura de la sarta cementada en la superficie. (°F)

ST = temperatura estática de superficie. (°F)

Como se señaló anteriormente, las zapatas de flotación van cerradas en todas las sargas de la tubería de revestimiento excepto los tiebacks. En los tiebacks van abiertas.

2.11.2.- Condiciones de Servicio o Casos de Carga

A continuación se presentan los diversos casos de cargas de servicio que se pueden superponer al caso base para verificar la integridad de la sarta. Estos casos dependen del tipo de tubería a diseñar, así se tiene:

Conductor:

- Prueba de presión.
- De vacío.

Revestidor de superficie, revestidores, camisas y tiebacks intermedios de vacío

- Prueba de presión.
- Arremetida de gas.
- Perforación.

Revestidores, camisas y tiebacks de producción

- Vacío total.
- Fuga de la tubería de producción cerca de la superficie – Temperatura estática.
- Fuga de la tubería de producción cerca de la superficie - En caliente.
- Contrapresión estimulación a través de la tubería de producción.
- Estimulación a través del revestidor.

Tubería de producción

- Cierre del pozo totalmente lleno de gas - Temperatura estática.
- Cierre del pozo totalmente lleno de gas - En caliente.
- Vacío completo - Temperatura estática.
- Vacío completo - En caliente.
- Después del cañoneo.
- Estimulación a través de la tubería de producción.

2.11.2.1.- Casos de carga del conductor

En la mayoría de los pozos se requieren sólo dos casos de carga para el conductor: (1) prueba de presión de la sarta de tubería de revestimiento cementada y (2) $\frac{1}{3}$ de vacío desde la profundidad a la cual se encuentra la sarta de revestimiento siguiente.

- *Prueba de Presión*

Para el caso de la prueba de presión, se supone que el revestidor está lleno del lodo con el cual se corrió la sarta a una presión interna superficial suficiente para producir una presión en la zapata del conductor que sea igual a la presión del gradiente de fractura de seguridad, tal como se muestra en la Figura 2.12. El gradiente de fractura de seguridad es igual al gradiente de fractura más 0,2 lpg, para los pozos en desarrollo, o más 0,5 lpg para los pozos exploratorios.

El perfil de presión de poro natural se emplea para la presión externa en el caso de la prueba de presión. Se debe generar un perfil de presión de poro natural para el pozo, que se pueda usar como perfil de presión externa o de respaldo para todas las cargas por presión de estallido diferencial para cada sarta de tubería del plan del pozo. Se debe tener en cuenta que las presiones de respaldo para los tiebacks o las cargas por presión de estallido pueden ser diferentes a la presión de poro natural.

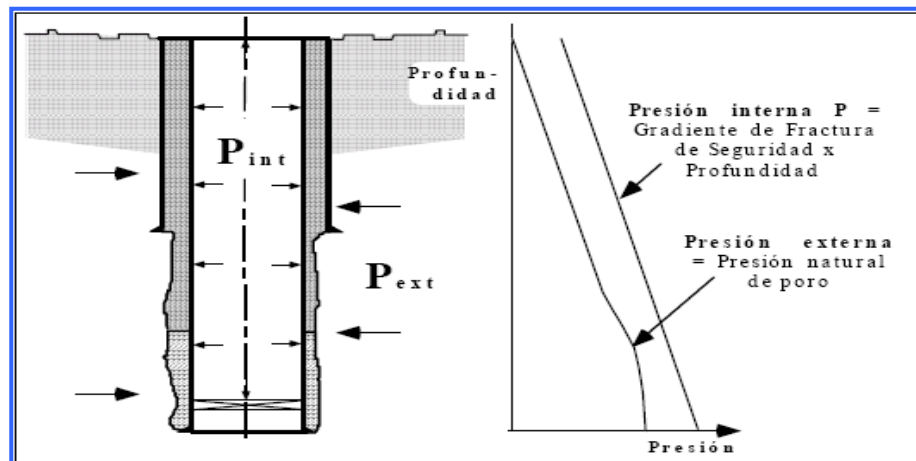


Figura 2.12.- Esquema del Caso de Carga “Prueba de Presión”, que se aplica al conductor.^[1]

Este perfil comienza en la superficie (0 pies) e incluye las profundidades correspondientes a cada zapata del revestidor. Si ninguna sarta de la tubería de revestimiento está a una profundidad menor o igual a 3000 pies, se introduce esta profundidad en el perfil. En este caso, se supone que el pozo está a una presión normal; es decir, 8,5 lpg equivalentes a 3.000 pies. Para los pozos costa afuera se incluye la distancia desde la superficie del agua hasta la base del pozo (air gap, 0 lpc) y un gradiente de agua marina de 8,5 lpg.

Se asume que la presión de poro equivalente a todas las demás profundidades es 0,5 lpg menos que el peso del lodo en el cual se corrió la sarta. Nótese que si el pozo incluye regresiones de presión entre el revestidor, se deben introducir profundidades adicionales para considerar dicha(s) regresión de presión.

El perfil de temperatura estática se usa para todos los casos de prueba de presión. Hay que construir un perfil de temperatura que se pueda utilizar para todas las sarts del pozo. Dicho perfil comienza también en la superficie, a 0 pies, e incluye las profundidades correspondientes a cualquier cambio de gradiente de temperatura estática. Para los pozos costa afuera se puede incluir también la parte aérea (constante 65°F) y la profundidad del agua (-1,0°F/100 pies).

- **1/3 de Vacío**

Se considera vacío el interior del revestidor desde la superficie hasta 1/3 de la profundidad del hoyo abierto (la profundidad de la siguiente sarta o tubería de superficie) tal como se observa en la Figura 2.13. Por debajo de 1/3 de la profundidad del hoyo abierto está el peso del lodo de la sarta siguiente.

La presión externa está dada por el peso del lodo donde se corrió el conductor.

Para este caso de carga se utiliza la temperatura estática.

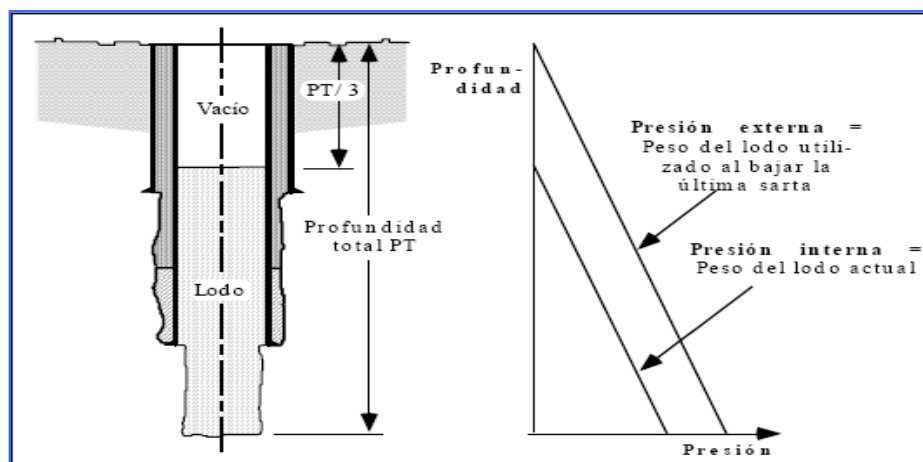


Figura 2.13.- Esquema del caso de carga “1/3 vacío”, que se aplica al conductor y a los revestidores intermedios. A la derecha se muestran los perfiles de presión externa e interna. ^[1]

2.11.2.2.- Casos de Carga para Tubería de Superficie, Revestidores, Camisas y Tiebacks Intermedios

Los casos de carga de la tubería de intermedia o de perforación son: 1/3 de vacío, 50 ó 100 barriles de arremetida de gas y la prueba de presión. Adicionalmente, en aquellas sargas que no están totalmente cementadas hay que aplicar un caso más de carga, llamado de perforación, para verificar el posible pandeo de la misma. Se debe tomar en cuenta que en la mayoría de los casos la(s) carga(s) de la prueba de presión son más severa(s) que la(s) carga(s) de la arremetida de gas. Como las cargas de la arremetida de gas son más difíciles de generar, se pueden omitir en la mayoría de los pozos. En los pozos críticos, sin embargo, sí se deberían considerar las cargas de las arremetidas de gas.

- ***1/3 de vacío***

Los casos de 1/3 de vacío para el revestidor de intermedio son los mismos que los del conductor, salvo que se generan múltiples casos de 1/3 de vacío cuando la(s) sarta(s) siguiente(s) son camisas de perforación. Por ejemplo, si el plan del pozo establece una sarta de tubería intermedia de 9^{5/8} pulgadas a 10.000 pies, una camisa de perforación de 7^{5/8} pulgadas a 12.500 pies y una profundidad total de 15.000 pies; se considerarán tres casos de carga de vacío para dicha tubería de protección de 9^{5/8} pulgadas: 1/3 de vacío desde los 10.000 pies, 1/3 de vacío desde los 12.500 pies y 1/3 de vacío desde los 15.000 pies. Por debajo de 1/3 de la profundidad del hoyo abierto, la densidad del fluido de perforación interno será la densidad del fluido de perforación correspondientes a la profundidad del hoyo abierto.

El perfil de presión externa es el mismo para cada caso y es la densidad del fluido de perforación en el cual se corrió la sarta. Se debe utilizar el perfil de temperatura estático.

- ***Prueba de presión***

Las cargas para la prueba de presión del revestidor de perforación se determinan de la misma manera que las del conductor. Si una sarta tiene una o más camisas colgando de ella, se generan múltiples casos de prueba de presión, uno para la profundidad de la zapata de la sarta de tubería de revestimiento y los demás para las profundidades de las zapatas de cada camisa (la prueba de presión se hace con la que dicta el gradiente de fractura multiplicado por la profundidad, tal como se muestra en la Figura 2.14(b)).

La “presión de poro natural” genera el perfil de presión externa y se usa la temperatura estática para el perfil de temperaturas.

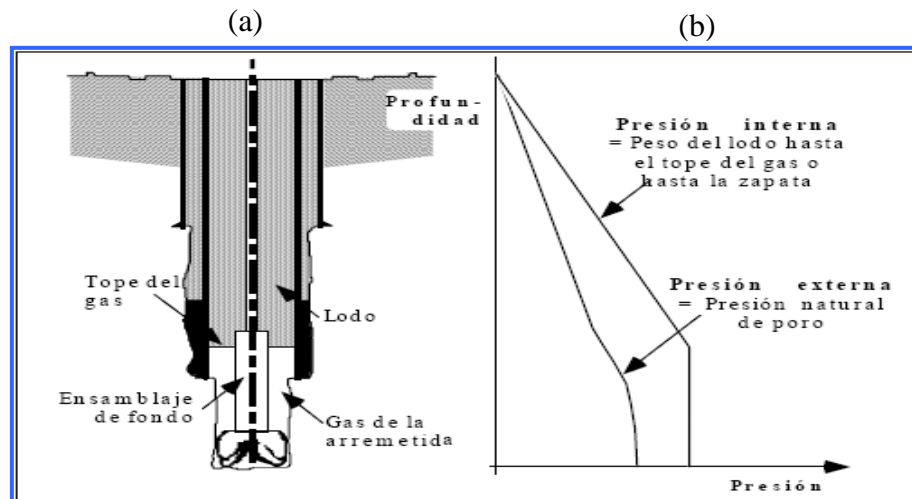


Figura 2.14.- (a) Esquema del caso de carga de la arremetida de gas que se aplica a los revestidores intermedios.^[1]
(b) Perfiles de presión externa e interna.^[1]

- **Arremetida de gas**

Para los pozos en desarrollo se considera una arremetida de gas de 50 barriles a 0,5 lpg y para los pozos exploratorios de 100 barriles a 1 lpg. Esta arremetida, junto con el lodo de perforación genera el perfil de presión interna; el perfil de presión externa está dado por la presión natural de poro. El perfil de temperatura se calcula en base a la temperatura de circulación. Al igual que en el caso de 1/3 vacío, se pueden generar múltiples casos de arremetida de gas dependiendo de la profundidad del hoyo.

Para generar el perfil de presión interna de esta caso de carga hay que verificar dos puntos críticos, la posibilidad de que haya fractura de la formación en la zapata y la altura del tope de gas, a continuación se explica cómo se calculan estos valores.

La altura de la arremetida de gas depende del programa del revestidor, del tamaño del hoyo, del ensamblaje de fondo y la sarta de perforación, que a su vez, dependen del programa del revestidor.

Para determinar el perfil de presión interna de las arremetidas de gas se deben efectuar los siguientes pasos:

1) Determinar el volumen de gas en pies cúbicos

Volumen de gas:

$$\begin{aligned} &= 561,46 \text{ pie}^3 - 100 \text{ barriles (pozo exploratorio) } \quad \text{(2.18)} \\ &= 280,73 \text{ pie}^3 - 50 \text{ barriles (pozo de desarrollo)} \end{aligned}$$

2) Calcular el volumen anular alrededor de los portamechas:

$$Vol_{anular} = \frac{0.7854 * (Diametro del Hoyo^2 - D_{ext, pm}^2) * Long_{pm}}{144} \quad (2.19)$$

Donde:

Vol_{anular} : volumen anular alrededor de la portamecha

$D_{ext, pm}$: diámetro externo de los portamechas

$Long_{pm}$: longitud de portamechas/ensamblaje de fondo

En las tablas del Anexo C-1 se muestran los diámetros y longitudes usuales de ensamblajes de fondo, como función del tamaño del hoyo.

3) Calcular la altura de la arremetida de gas.

a) Si el volumen de gas \leq volumen alrededor de los portamechas (Vol_{anular}):

$$Altura = \frac{Volumen de gas * 144}{0,7854 * (Diámetro del hoyo^2 - D_{ext, pm}^2)} \quad (2.20)$$

Donde:

$Altura$: altura de la arremetida de gas.

$D_{ext, tp}$: diámetro externo de la tubería de perforación

b) Si el volumen de gas $>$ volumen alrededor de los collares de perforación:

$$Altura = Long_{pm} + \frac{(Vol_{gas} - Vol_{pm}) * 144}{0,7854 * (Tamaño del hoyo^2 - D_{ext, tp}^2)} \quad (2.21)$$

Donde:

$D_{ext, tp}$: diámetro externo de la tubería de perforación.

Vol_{pm} : volumen de los portamechas.

$Long_{pm}$: Longitud de los portamechas.

4) Calcular la presión del gas, asumir 0 lpg de gas. En consecuencia, las presiones en el tope del gas y en el fondo del hoyo o por donde entra el gas, son iguales .

$$\text{Presión del gas} = 0,05195 * (\text{DSOH}) * (\text{densidad del lodo} + x) \quad (2.22)$$

Donde:

$\text{DSOH} = \text{profundidad del hoyo (hoyo abierto)}$

$x = 0,5 \text{ lpg para pozos en desarrollo y } 1,0 \text{ lpg para pozos exploratorios}$

5) Calcular la presión existente en la zapata, PKZ, para la tubería de revestimiento correspondiente.

$$\text{PKZ} = \text{Presión}_{\text{gas}} - 0,05195 x (\text{DSOH} - \text{Altura}_{\text{gas}} - \text{Prof.}_{\text{zap}}) x \text{ densidad fluido}_{\text{perf}} \quad (2.23)$$

Donde:

PKZ : presión a la profundidad de la zapata.

$\text{Presión}_{\text{gas}}$: presión ejercida por la arremetida de gas.

DSOH : profundidad del hoyo (hoyo abierto)

$\text{Prof.}_{\text{zap}}$: profundidad de la zapata.

6) Calcular la presión de fractura de seguridad en la zapata, (PFZ). Para efectos del cálculo el gradiente de fractura de seguridad es igual al gradiente de fractura más 0,2 lpg para los pozos en desarrollo o más 0,5 lpg para los pozos exploratorios.

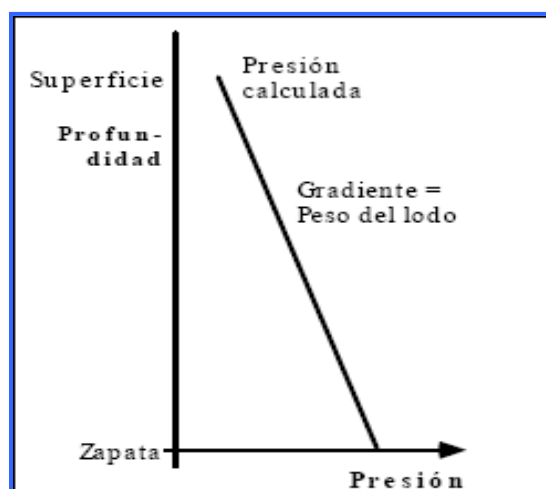


Figura 2.15.- Perfil de presión interna para una arremetida

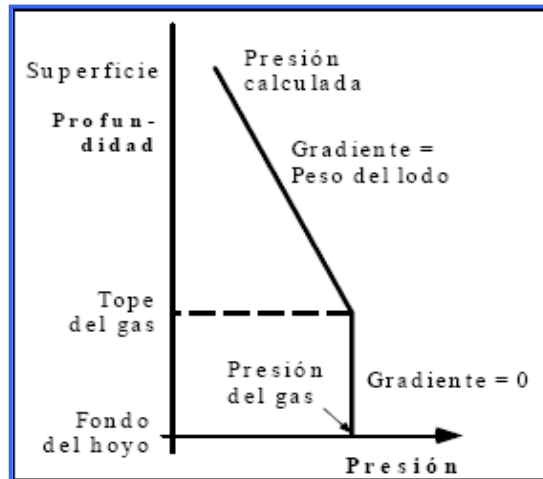


Figura 2.16.- Perfil de presión interna para una arremetida, pero para el caso de que la formación cede a la presión.

7) Si la presión actuante en la zapata (PKZ) es menor que la de fractura de seguridad de la zapata (PFZ), el perfil de presión interna por arremetida de gas es el que se muestra en la Figura 2.15. Si por el contrario, la presión actuante (PKZ) supera la resistencia a fractura de la formación (PFZ), la máxima presión será ésta y el perfil de presión interna será como se muestra en la Figura 2.16.

El perfil de temperatura de la arremetida de gas está basado en el perfil de la temperatura de circulación y la temperatura estática a la cual se origina la arremetida. La temperatura de la arremetida de gas se modela como si el gas a temperatura estática levantara el perfil de temperatura de circulación en la zona de la arremetida, tal como puede verse en la Figura 2.17.

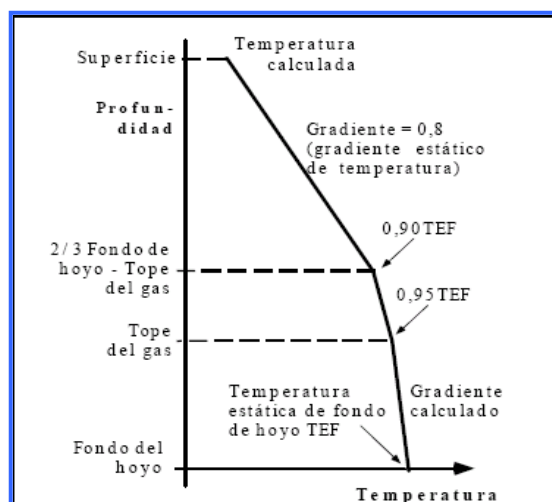


Figura 2.17.- Perfil de temperaturas para el caso de arremetida de gas.^[1]

2.11.3.- Perforación ^[1]

Para las tuberías de revestimiento que no están totalmente cementadas hay que generar un caso de carga de perforación, con el fin de verificar si existe algún pandeo que pueda acelerar el desgaste de la sarta. El perfil de presión interna es el peso de lodo más pesado que se usará para perforar mientras esté dentro de la tubería de revestimiento más 0,3 lpg de densidad de circulación equivalente (DCE).

La presión de poro natural es el perfil de presión externa y el perfil de temperatura será el de circulación (Tabla 2.3).

Tabla 2.3.- Tabla para calcular el perfil de temperatura de circulación. ^[1]

Profundidad (pies)	Temperatura (°F)	Gradiente (°F/100 pies)
0	$T1 = T2 - (2/3 \times TVD \times 0,8 \text{ gte})$	
		0,8 gte
2/3 TVD	$T2 = 0,9 \times BHT$	
		Calculado
TVD	$0,95 \times BHT$	

Donde: *TVD = Profundidad vertical verdadera (pies)*

BHT = Temperatura de fondo de hoyo (°F)

gte = gradiente estático de temperatura (°F/pies)

2.11.4.- Revestidor, Camisas y Tiebacks de Producción

Para los revestidores, camisas y tiebacks de producción se consideran siempre tres casos de carga: vacío total; fuga de la tubería de producción cerca de la superficie, con las temperaturas estáticas y fuga de la tubería de producción cerca de la superficie, con las temperaturas de flujo. Además, cualquier fractura o tratamiento de estimulación con ácido que se planea efectuar, bien sea tubería abajo o revestidor abajo, debería considerarse como un caso de carga separado. También se puede considerar un procedimiento Bullhead de control del pozo revestidor abajo. Las cargas del revestidor de producción se deben considerar también para el revestidor intermedio que se use además como revestidor de producción. Como las cargas de producción son generalmente más severas que las cargas de perforación, en la mayoría de los casos se tienen que considerar solamente las

cargas de producción. Por supuesto, si el revestidor intermedio no está totalmente cementado se debería analizar la carga perforación con lodo más la densidad equivalente de circulación, en búsqueda de señales de pandeo. Además, en los pozos donde hay regresión de presión de poro, se deberían considerar las cargas de los revestidores intermedios, si éstas son más severas que las cargas de producción.

- **Vacío total**

Se vacía completamente todo el interior de la tubería de producción. La presión externa está dada por el peso del lodo donde se corrió la sarta, tal como se observa en la Figura 2.18. Se utiliza el perfil de la temperatura estática.

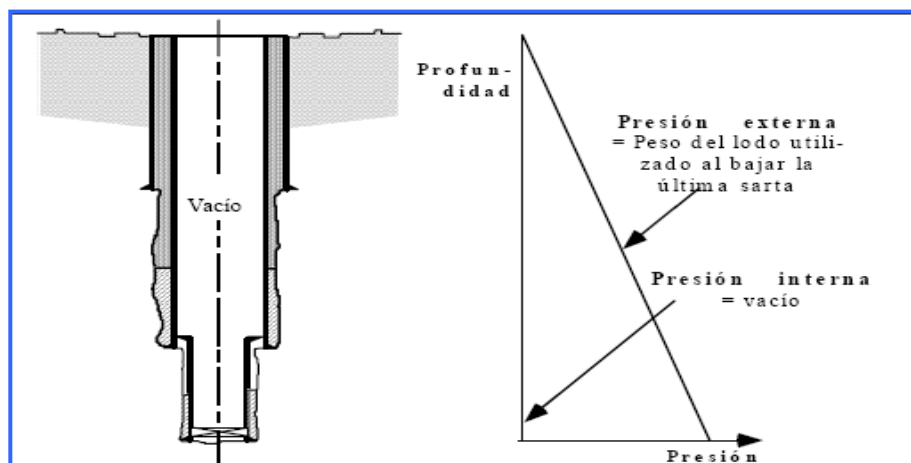


Figura 2.18.- Caso de carga de vacío total^[1]

- **Fuga de la tubería de producción cerca de la superficie - Temperatura estática**

Internamente, el revestidor soporta la presión de cierre del cabezal del pozo encima del fluido de completación. Como perfil de presión externa se usa la presión de poro natural como se muestra en la Figura 2.19.

Para cada camisa de producción y/o sarta de tiebacks del pozo se utiliza el mismo caso de carga por fuga de la tubería de producción en la superficie con la temperatura estática.

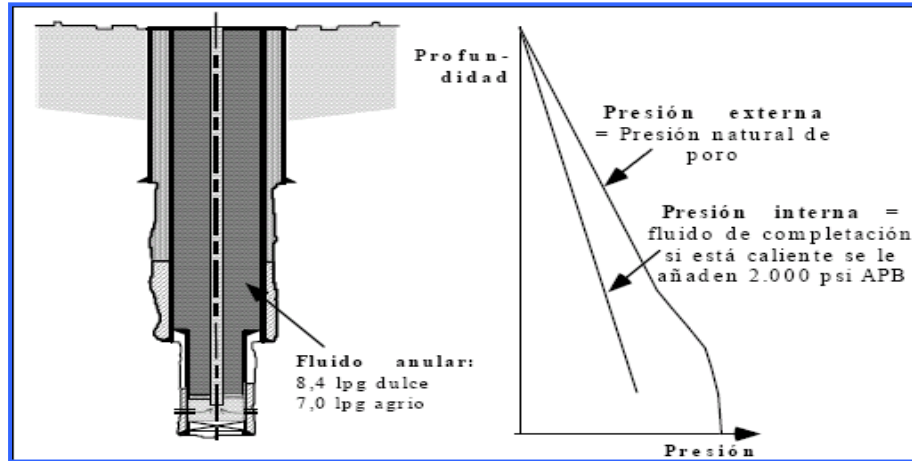


Figura 2.19.- Caso de fuga en la tubería de producción, cerca de la superficie ^[1]

• Fuga de la tubería de producción cerca de la superficie - En caliente

El caso de carga es idéntico al caso de fuga de la tubería de producción cerca de la superficie con las temperaturas estáticas a excepción de que se emplea un perfil de temperatura de flujo caliente para calcular la presión de cierre y definir la carga .

El perfil de temperatura de flujo se calcula de la manera que se muestra en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4.- Tabla para calcular el perfil de temperatura de flujo caliente . ^[1]

Profundidad (pies)	Temperatura (°F)	Gradiente (°F/100 pies)
0	Calculada	
		0,8 gte
2/3 TVD	0,95 x BHT estática	
		Calculado
TVD	BHT estática	

Donde :

TVD :Profundidad vertical verdadera. (pies)

BHT = temperatura de fondo de hoyo.(°F)

gte =gradiente estático de temperatura.(°F/pies)

• Contrapresión estimulación a través de la tubería de producción.

La presión de respaldo que ejerce la tubería de producción encima del fluido de completación es el perfil de presión interna del revestidor. Por regla general, la presión de respaldo puede ser de hasta la mitad de la presión de la prueba hidrostática del revestidor de producción. Por supuesto, que cuando se está

diseñando, no se sabe todavía cuál va a ser la presión de la prueba hidrostática. En este caso, se puede estimar la presión de soporte máxima como del 50 al 60% de la presión de cierre del pozo. La presión de poro natural es el perfil de presión externa al revestidor de producción.

Para el caso de estimulación se emplea un perfil de temperatura fría. Este perfil de temperatura fría es difícil de estimar pues depende de la temperatura del fluido de estimulación, la duración del trabajo, las tasas de bombeo, etc. Se debe usar la temperatura de fondo del pozo más baja que se produzca durante el tratamiento.

Si se calcula el perfil de temperatura fría, se debe ser moderado. Como estimado, se utiliza una temperatura de superficie de 60°F (emplear una temperatura menor si el pozo se encuentra ubicado en una región fría y no se calienta el fluido del tratamiento) y una temperatura del fondo del pozo igual a aproximadamente el 40% de la temperatura estática en el fondo del pozo. Una alta tasa de tratamiento puede enfriar el revestidor hasta llevarlo a una temperatura 40% por debajo de la temperatura estática en el fondo del hoyo.

- **Estimulación a través del revestidor**

El arenamiento representa el peor escenario que se puede originar durante un tratamiento de fracturación revestidor abajo. El perfil de presión interna de la condición de arenamiento es la presión máxima de bombeo ejercida encima del peso del fluido de tratamiento, en lpg. La presión de poro natural es el perfil de presión externa. Se debe utilizar un perfil de temperatura fría tal como se discutió en la sección anterior sobre el caso de carga de estimulación hacia abajo de la tubería de producción.

2.12.- CONSIDERACIONES DE DISEÑO^[1]

En esta parte del trabajo se presentan todos los fundamentos de diseño necesarios para hacer los cálculos de los esfuerzos a que estarán sometidos los revestidores y tuberías de perforación. Se presentan las principales cargas, presión externa, presión interna, tensión y compresión, las ecuaciones que permiten calcular los esfuerzos consecuencia de esas cargas y la forma de combinar esos esfuerzos para compararlos con la resistencia a la fluencia del material. Luego se discute el análisis de pandeo de la sarta, así como el efecto de la temperatura en dicho análisis. Finalmente hay una discusión para casos especiales, así como sobre el efecto del desgaste en el revestidor.

2.12.1.- Consideraciones de Diseño para Colapso

Se denomina colapso a la posibilidad de que la tubería falle debido a una presión externa excesiva. La determinación de valores nominales de resistencia al colapso es un tema todavía más polémico que el de la resistencia a las fugas de las conexiones API. Ha trascendido los principios correctos de la ingeniería y se ha convertido en el objeto de promesas de mercadeo típicas de cuentos de hadas. El tema del colapso ha sido examinado extensa y exhaustivamente por los expertos de los comités técnicos de la API. Se han practicado y analizado muchas pruebas de colapso. Y al final, quedaron iguales las viejas ecuaciones de API para el colapso porque las nuevas ecuaciones y clasificaciones propuestas no eran lo suficientemente diferentes como para justificar el cambio.

2.12.1.1 Factor de diseño para colapso

El factor de diseño representa la relación entre la resistencia nominal de una pieza a una carga determinada y dicha carga (ver ecuación 2.25), y debe ser mayor que uno.

$$DF = \frac{\text{Resistencia Nominal}}{\text{Esfuerzo Aplicado}} \quad (2.25)$$

El cálculo del factor de diseño para colapso requiere determinar la resistencia al colapso de la tubería y la presión de colapso equivalente. Generalmente la

capacidad de carga nominal para el colapso y la tensión axial se pueden determinar usando las tablas de la normativa API Bulletin 5C2^[9], pero sólo para cargas de colapso específicas. Estas cargas específicas incluyen presión externa (no presión interna) y tensión simple. Las tablas de consulta también existen en la normativa API Bulletin 5C3^[10]. El factor de colapso de diseño se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$DF_c = \frac{\text{Resistencia al colapso de la tubería}}{\text{Presión de colapso equivalente}} \quad (2.26)$$

2.12.1.2.- Valores Nominales de Colapso

Las ecuaciones que se usan para calcular los valores nominales de colapso de los productos API aparecen en la normativa API Bulletin 5C3^[X5]. Para el cálculo de los valores nominales de los tubulares se emplean cuatro (4) ecuaciones:

- Por fluencia
- Colapso plástico
- De transición
- Colapso elástico

La selección de la ecuación adecuada depende del coeficiente entre diámetro externo y el espesor de la pared (D/t), así como de la resistencia a la fluencia específica de material. La normativa API Bulletin 5C3^[X5] contiene tablas donde se suministra el rango D/t aplicable a los distintos grados de tubular que existen. Por otra parte, API Bulletin 5C3^[X5] contiene también ecuaciones que relacionan la resistencia a la fluencia del material con el rango D/t correspondiente.

2.12.1.3 Ajuste del Valor de Colapso para la Tensión

La tensión axial disminuye la resistencia al colapso de la tubería. API adoptó un método para determinar la resistencia al colapso de tubulares cargados con tensión axial. El enfoque que se emplea consiste en modificar la resistencia a la fluencia del tubular y llevarlo a un grado equivalente de esfuerzo axial con la siguiente ecuación:

$$R_{pa} = \left\{ \left[1 - 0,75 \cdot (\sigma_a / R_p)^2 \right]^{1/2} - 0,5 \cdot (\sigma_a / R_p) \right\} \cdot R_p \quad (2.27)$$

Donde:

R_{pa} : resistencia a la fluencia ajustada. (lpc)

σ_a : esfuerzo de tracción aplicado (si es de compresión se considera cero).(lpc)

R_p : resistencia a la fluencia normal.(lpc)

La resistencia al colapso se calcula usando la resistencia a la fluencia ajustada (R_{pa}). Se puede notar que si el esfuerzo axial es cero, la resistencia a la fluencia ajustada es igual a la resistencia a la fluencia. El esfuerzo de compresión axial incrementa la resistencia al colapso de la tubería. No obstante, el método API no toma en consideración dicho incremento de la resistencia al colapso bajo carga por compresión axial.

2.12.1.4.- Colapso por Fluencia

La ecuación de la presión de colapso por fluencia fue derivada sobre una base teórica. Se trata fundamentalmente de la ecuación del esfuerzo tangencial de Lamé para un cilindro de paredes gruesas, cuya carga está dada sólo por la presión externa. La ecuación determina la presión externa que genera un esfuerzo tangencial en la superficie interna del tubo igual a la resistencia de fluencia del material. Como tal, la ecuación no predice la presión de colapso que ocasionará una verdadera falla, sino simplemente la presión a la cual comenzará a ceder la pared interna de un tubo cilíndrico. Por esta razón, la presión de colapso que se calcula es sólo un valor moderado de lo que sería un verdadero colapso físico. La ecuación es:

$$P_{c,Rp} = 2 \cdot R_p \cdot \left[\frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2} \right] \quad (2.28)$$

Donde:

$P_{c,Rp}$: presión de colapso por fluencia.(lpc)

R_p : resistencia a la fluencia normal.(lpc)

D/t : coeficiente entre diámetro externo de la tubería y el espesor de pared

La ecuación de la presión de colapso por fluencia sirve para los coeficientes D/t siguientes:

$$(D/t)_{Rp} \leq \frac{[(A-2)^2 + 8 \cdot (B + C/Rp)]^{1/2} + (A-2)}{2 \cdot (B + C/Rp)} \quad (2.29)$$

Los factores A, B, y C se pueden calcular con las siguientes ecuaciones:

$$A = 2,8762 + 0,10679 * 10^{-5} * Rp + 0,21301 * 10^{-10} * Rp^2 - 0,53132 * 10^{-16} * Rp^3 \quad (2.30)$$

$$B = 0,026233 + 0,50609 * 10^{-6} * Rp \quad (2.31)$$

$$C = -465,93 + 0,030867 * Rp - 0,10483 * 10^{-7} * Rp^2 + 0,36989 * 10^{-13} * Rp^3 \quad (2.32)$$

2.12.1.5 Colapso Plástico

La ecuación de la presión de colapso plástico se derivó a partir del análisis de regresión estadística de ensayos de colapso efectuadas en los siguientes revestidores sin costura: K-55: 402 ensayos; N-80: 1440 ensayos, y P-100: 646 ensayos. El colapso plástico es un fenómeno de inestabilidad y dado que los factores de la ecuación fueron derivados mediante análisis de regresión de datos de ensayos reales, el valor de colapso plástico tiene que estar, en parte, en función del modo en que fue hecha la tubería. La tubería elaborada con los métodos de fabricación moderna, como por ejemplo: templado y revenido y la tubería laminada con o sin costura deberían presentar un valor de colapso mayor que la tubería fabricada con otros métodos; por ejemplo: tubería sin costura, extruida. La revisión detallada que efectuó el comité técnico de API indicó que efectivamente la tubería fabricada con los métodos modernos sí tiene una resistencia al colapso plástico ligeramente mayor; sin embargo, la diferencia no era suficiente para justificar la modificación de los valores nominales.

Se realizaron una serie de pruebas controladas de colapso, usando tubería templada y revenida, estirada con rotación en caliente, en las cuales se retiró el espécimen de prueba de la línea manufacturera antes de su acabado final, demostrando que más del 96% de la resistencia al colapso estaba dada por la

resistencia a la fluencia y el coeficiente D/t . Además, en promedio, la tubería presentó muy poca ovalización, excentricidad o esfuerzos residuales.

La presión de colapso mínima, definida como menos de 5 fallas por cada 1000 tubos o el nivel de rendimiento garantizado (Assured Performance Level- APL) del 0,5%, se calcula de la manera siguiente:

$$P_{C,P} = R_{p_a} \cdot \left[\frac{A}{(D/t)} - B \right] - C \quad (2.33)$$

Donde:

$P_{C,P}$: presión de colapso mínima. (lpc)

R_{p_a} : resistencia a la fluencia ajustada. (lpc)

A, B, C : coeficientes calculados. ver ecuaciones (2.30), (2.31), (2.32).

Esta ecuación se puede aplicar a los coeficientes D/t cuyos valores oscilan entre el valor de D/t calculado con la ecuación (2.29) y el calculado con la (2.34):

$$(D/t)_{PT} = \frac{R_{p_a} \cdot (A - F)}{C + R_{p_a} \cdot (B - G)} \quad (2.34)$$

Los factores F y G se calculan así:

$$F = \frac{46,95 \cdot 10^6 \cdot \left[\frac{3B/A}{2 + (B/A)} \right]^3}{Y_{pa} \cdot \left[\frac{3B/A}{2 + (B/A)} - (B/A) \right] \cdot \left[1 - \frac{3B/A}{2 + (B/A)} \right]^2} \quad (2.35)$$

$$G = F \cdot B/A \quad (2.36)$$

2.12.1.6 Colapso de Transición

Cuando los valores nominales de presión mínima de colapso calculados con la ecuación para colapso plástico se grafican versus el valor de D/t , la curva no intercepta la curva de presión mínima de colapso elástico. Para resolver esta anomalía, se desarrolló la ecuación de presión de colapso de transición. La

ecuación de la presión de colapso mínima en la zona de transición de colapso plástico a colapso elástico es la siguiente:

$$P_{C,T} = R_{pa} \cdot \left[\frac{F}{(D/t)} - G \right] \quad (2.37)$$

Donde:

$P_{C,T}$: Presión de colapso mínima zona transición colapso plástico a elástico. (lpc)

R_{pa} : resistencia a la fluencia ajustada. (lpc)

F,G: coeficientes calculados. Ver ecuaciones (2.35) y (2.36).

Esta ecuación se puede aplicar a los coeficientes D/t cuyos valores oscilan entre el D/t calculado con la ecuación (2.34) y el D/t calculado con la ecuación (2.38):

$$(D/t)_{TE} = \frac{2 + (B/A)}{3 B/A} \quad (2.38)$$

Donde:

$(D/t)_{TE}$: coeficiente entre el diámetro de la tubería y el espesor de la pared. (Transición)

2.12.1.7 Colapso elástico

La fórmula de la presión de colapso elástico fue derivada sobre una base teórica. Con pruebas de colapso se verificó que la presión de colapso elástico representaba el límite superior de las presiones de colapso. El valor mínimo adoptado fue el 71,25 por ciento de los valores teóricos, obteniéndose la siguiente ecuación:

$$P_{C,E} = \frac{46,95 \cdot 10^4}{(D/t) \cdot [(D/t) - 1]^2} \quad (2.39)$$

Donde:

$P_{C,E}$: presión de colapso elástico. (lpc)

(D/t) : coeficiente entre el diámetro de la tubería y el espesor de la pared.

El método API para el cálculo de la resistencia al colapso es independiente del tipo de conexión de la tubería, lo cual lo hace conveniente para las conexiones API y las conexiones genéricas, con la probable excepción de la de tipo junta lisa (IFJ). Es probable que bajo una carga por presión de colapso diferencial, la conexión de junta lisa (IFJ) resulte débil en el pin. Por lo tanto, para las conexiones de este tipo se debe reducir en un 10% la resistencia al colapso

calculada con las ecuaciones API; en otras palabras, las conexiones de junta lisa tienen una eficiencia del 90% cuando la carga es por presión de colapso diferencial.

2.12.1.8.- Carga de Colapso

Supóngase que se tienen dos tubulares idénticos. La tubería A recibe una carga de 11.000 lpc de presión externa y 1000 lpc de presión interna. La tubería B recibe una carga de 10.000 lpc de presión externa y 0 lpc de presión interna. ¿Es igual el efecto de estas cargas de presión? Si no lo es, ¿Cuál es la carga más severa y por qué? , Como se habrá dado cuenta, las condiciones de carga no son idénticas y deben ser tratadas independientemente. Para determinar cuál es la carga más severa, considere las áreas laterales sobre las cuales se aplican las cargas de presión. En el caso de la Tubería A, la presión interna de 1.000 lpc no tiene internamente la misma área que las 11.000 lpc tienen externamente, por lo que la presión de colapso equivalente de la Tubería A es más de 10.000 lpc. Como la presión de colapso equivalente para la Tubería B sí es de 10.000 lpc, la tubería A recibe una carga más severa que la Tubería B.

El método API incluye el efecto que tiene la presión interna sobre la carga por colapso. Hace tiempo, API basaba la carga por colapso simplemente en la presión diferencial ($P_o - P_i$) aplicada al tubular. Mucho ingenieros aplican todavía esa presión diferencial para determinar la carga por colapso. Esto puede traer serias consecuencias a la hora de diseñar sartas profundas para pozos de elevadas presiones y temperaturas. El método actual de la API requiere calcular una presión de colapso equivalente (P_e) usando la siguiente expresión:

$$P_e = P_o - (1 - 2/(D/t)) P_i \quad (2.40)$$

Donde:

P_e : presión equivalente. (lpc)

P_o : presión externa de la tubería. (lpc)

P_i : presión interna de la tubería. (lpc)

Nótese el efecto que surte un tubular de pared delgada en la presión de colapso equivalente. El D/t del tubular de pared delgada será elevado. En la Ecuación (2.41), a medida que D/t se aproxima al infinito, la presión de colapso equivalente se aproxima al diferencial de presión existente en el tubular.

2.12.1.9.- Tubería Alto Valor de Resistencia al Colapso

El tema alto valor de resistencia al colapso es polémico. Los estudios de la API y otros realizados por la industria han demostrado que la resistencia al colapso del revestidor está en función de los siguientes aspectos, generalmente orden de importancia decreciente.

- Coeficiente D/t promedio en la sección transversal.
- Resistencia de fluencia API del material.
- Forma de la curva esfuerzo/deformación (0,02% del esfuerzo de prueba).
- Ovalidad de la tubería.
- Esfuerzos residuales del material.
- Excentricidad de la pared de la tubería.

Para los revestidores de acero de baja aleación, estirados por rotación en caliente (o con alivio de esfuerzos), el 96% de la resistencia al colapso está dado por el D/t promedio en el plano transversal y por la resistencia a la fluencia API.

En las pruebas de colapso intervienen dos (2) factores significativos:

- La relación longitud-diámetro (L/D) de los especímenes de prueba.
- Las restricciones presentes en los extremos.

La normativa API Bulletin 5C3 permite efectuar pruebas de colapso a coeficientes D/t de 2.0. Desafortunadamente, los especímenes cortos ($L/D \approx 2$) pueden ocultar la resistencia al colapso mínima verdadera y hacerla parecer mucho mayor que la que se predice con la fórmula API para ajuste del L/D .

En todo diseño de sarta se debería utilizar solamente la resistencia al colapso API, independientemente del alto valor de resistencia colapso que alegue ofrecer el

fabricante. Sólo debe exceptuarse esta regla cuando el fabricante ofrezca propiedades mecánicas y atributos dimensionales verificables.

2.13.- *Consideraciones de Diseño contra Presión Interna* ^[1]

A la presión de interna de fluencia se le llama a menudo, incorrectamente, presión de estallido. Se denomina presión interna de fluencia, a la presión que causaría que el esfuerzo tangencial máximo, a través de la pared del tubular, sea igual a la resistencia a fluencia del material. Por otra parte, la presión de estallido se alcanza cuando el tubular falla catastróficamente y deja de servir de barrera física para contener la presión. Característicamente, las presiones de ruptura son 1,3 a 1,45 veces mayores que la presión interna de fluencia.

2.13.1 Factor de Diseño para Fluencia Interna

$$DF_b = \frac{\text{Presión interna de fluencia}}{\text{Diferencial de presión interna}} \quad (2.41)$$

2.13.2 Valor Nominal de Presión Interna de Fluencia

Para determinar el valor nominal de la presión interna de fluencia, se deben considerar tanto la tubería como el acoplamiento. El valor nominal será el más débil de los dos. Las ecuaciones para la determinación del valor nominal para el cuerpo de la tubería y el acoplamiento están basadas en la ecuación de Barlow para cilindros de pared delgada. La prueba requiere realizar un simple balance de fuerzas como el que se ilustra a continuación.

En la Figura 2.20. se presenta en forma esquemática la mitad de una tubería en la que se muestra, la presión del fluido actuando en una dirección y los esfuerzos en las paredes impidiendo que el tubo se abra, haciendo un balance de fuerzas:

$$P_i(d)(L) = \sigma_h(2)(t)(L) \quad (2.42)$$

Donde:

P_i : presión interna. (lpc)

d : diámetro interno de la tubería. (pulgadas)

σ_h : esfuerzo de compresión de las paredes.

t : espesor de las paredes de la tubería. (pulgadas)

Para obtener la presión interna:

$$P_i = \frac{2\sigma_h t}{d} \tag{2.43}$$

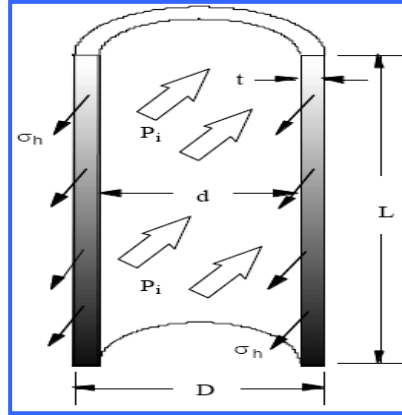


Figura 2.20.- Representación esquemática de medio tubo, sometido a presión interna ^[1]

La presión que provoca la fluencia es:

$$P_f = \frac{2 \cdot R_p \cdot t}{d} \tag{2.44}$$

Donde:

- P_f*: presión de fluencia.(lpc)
- R_p*: resistencia a la fluencia normal. (lpc)
- t*: espesor de pared de la tubería.(pulgadas)
- d*: diámetro interno.(pulgadas)

2.13.2.1 Valor nominal de presión interna de fluencia para tubería

La ecuación que se emplea para calcular el valor nominal de la presión interna de fluencia para el cuerpo de la tubería es la siguiente:

$$P = 0,875 \cdot \left[\frac{2 \cdot R_p \cdot t}{D} \right] \tag{2.45}$$

donde:

- P* = presión interna de fluencia del cuerpo de tubería. (redondear a los 10 lpc más próximos)
- R_p* = resistencia de fluencia mínima del cuerpo de tubería. (lpc)
- t* = espesor de la pared del cuerpo de la tubería. (pulg.)
- D* = diámetro externo del cuerpo de la tubería. (pulg.)

La ecuación (2.45) se usa exclusivamente para las conexiones API reforzadas (Extreme Line), roscadas y acopladas con sello metal con metal (Metal-to-metal seal Threaded and Coupled - MTC), de junta entera con sello metal con metal (Metal-to-metal seal Integral Joint - MIJ) y de alto rendimiento para diámetros reducidos (Slim Hole - SLH). No hace falta verificar el acoplamiento usando la ecuación (2.46). La razón de ello es que el acoplamiento está diseñado de modo que sea equivalente o más fuerte que el cuerpo de la tubería en condiciones de carga por presión diferencial interna. Por otra parte, para una conexión de junta entera lisa, debería usarse una eficiencia a la presión interna del 90% en relación con el cuerpo de la tubería.

2.13.2.2 Valor Nominal de Presión Interna de Fluencia para Acoplamientos de Rosca Corta, Larga y Trapezoidal

$$P = R_{P_c} \left[\frac{W - d_1}{W} \right] \quad (2.46)$$

Donde:

R_{P_c} = resistencia a la fluencia del acoplamiento. (lpc)

W = diámetro externo del acoplamiento. (redondear a la 0,001 pulgada más próxima)

d_1 = diámetro en la raíz de la rosca del acoplamiento en el extremo de la tubería en posición de apriete. (redondear a la 0,001 pulgada más próxima)

Para tubería de producción y revestidor con acoplamientos de rosca larga y corta:

$$d_1 = E_1 - (L_1 + A)T + H - 2S_m \quad (2.47)$$

Donde:

E_1 = diámetro del paso en el plano de apriete a mano (pulg)

L_1 = longitud, desde un extremo de la tubería hasta el plano de apriete a mano (pulg)

A = holgura del apriete a mano (pulg)

T = ahusamiento (0,0625 pulg/pulg para acoplamientos con rosca corta y larga)

H = 0,08660 pulgada para 10 HPP ó 0,10825 pulgada para 8 HPP

S_m = 0,014 pulgada para 10 HPP ó 0,017 pulgada para 8 HPP

Para revestidor con acoplamiento de rosca trapezoidal (BTC) :

$$d_1 = E_7 - (L_7 + I) \cdot T + 0,062 \quad (2.48)$$

Donde:

E_7 = diámetro del paso. (pulg)

L_7 = longitud de las roscas perfectas. (pulg)

I : holgura de apriete a mano.(pulg.). Ver tabla 2.5.

T : ahusamiento. (pulg.). Ver Tabla 2.5.

Tabla 2.5.- Valores de I y T para roscas trapezoidales (Buttress) ⁽¹⁾

	Tamaño (pulg.)		
	4 1/2	5 a 13 3/8	Más de 13 3/8
I	0,400	0,500	0,375
T	0,0625	0,0625	0,0833

Vale destacar que la resistencia a la fuga por presión interna para revestidores con rosca trapezoidal y redondeada no se toma en consideración en la determinación del límite de operación por presión interna. Existe muchísima controversia en el seno de API y en la industria petrolera, acerca de la exactitud de las ecuaciones API para el cálculo de la resistencia a la fuga en los ajustes por contracción, que todavía forman parte de las ecuaciones de la presión de prueba hidrostática de API. La API ya empezó a trabajar en la creación de un nuevo método que permita calcular la resistencia a la fuga en los revestidores con 8 hilos por pulgada, pero la culminación de este trabajo requerirá todavía un par de años más.

2.13.3 Carga para Fluencia Interna Mínima

A diferencia del colapso, la carga o presión para que ocurra fluencia interna, se determina simplemente como la presión diferencial que existe en el revestidor o en la tubería de producción. Se permite hacer esto, pues usar la presión diferencial dará siempre una carga más moderada que si se calcula un carga por presión interna equivalente. Además, el riesgo es mucho menor; presurizar el revestidor o la tubería de producción con una presión interna igual a la presión interna de

fluencia no hará fallar la sarta, solamente hará que se deformen ligeramente los tubos. Por el contrario, cargar el revestidor o la tubería de producción con la presión nominal de colapso hará que fallen 5 de cada 1000 sargas, si se está en la región de colapso plástico.

2.13.4.- Tolerancia a la Fluencia Interna Mínima Mejorada

Algunos grados especiales de material pueden garantizar en las paredes una tolerancia mayor al 87,5% que ofrecen los grados API. Para aprovechar esta ventaja, no obstante, es preciso modificar la ecuación (2.46).

$$P = \omega \cdot \left[\frac{2 \cdot R_p \cdot t}{D} \right] \quad (2.49)$$

Donde:

P : presión interna de fluencia. (lpc)

ω = es la tolerancia de la pared de la tubería (como decimal)

R_p = resistencia a la fluencia normal. (lpc)

t : espesor de pared de tubería. (pulg.)

D : diámetro externo de la tubería. (pulg.)

2.13.5.- Presión de ruptura

El valor nominal de la presión interna de fluencia no es un “valor nominal de estallido”. La verdadera presión de ruptura o estallido de la tubería es un 130% a un 145% más alta que la presión interna de fluencia API. La presión de ruptura se puede calcular, dentro de aproximadamente un 5% de exactitud, usando la ecuación:

$$P_r = R_m \cdot \ln \left(\frac{D}{d} \right) \quad (2.50)$$

Donde:

P_r = presión de ruptura del cuerpo de la tubería. (lpc)

R_m = resistencia a la tracción del material del cuerpo de la tubería. (lpc)

D = diámetro externo. (pulg.)

d = diámetro interno. (pulg.)

NOTA: No se usa la presión de ruptura para el diseño de tuberías revestidoras ni tuberías de producción. Se utiliza el valor nominal de estallido.

2.14.- *Criterios de Diseño para Tensión y Compresión* ^[1]

En términos prácticos, el Factor de Diseño (DF) describe el “colchón” o margen que cabe entre la capacidad teórica de portar carga de una pieza y la carga de diseño (o carga aplicada). El Factor de Seguridad (SF), por el contrario corresponde a la relación entre capacidad real de portar carga y la misma carga de diseño. Ahora bien, la capacidad de carga real no se puede determinar sino cuando la pieza se rompe, por lo que el Factor de Seguridad no se pueden establecer verdaderamente hasta que no ocurra una falla.

$$DF_t = \frac{\text{Resistencia teorica de la junta}}{\text{Carga de tension estatica maxima}} \quad (2.51)$$

$$SF_t = \frac{\text{Resistencia real de la junta}}{\text{Carga de tension estatica maxima}} \quad (2.52)$$

Una de las diferencias que distinguen al diseño de los revestidores del de la tubería de producción es la manera en que se generan los valores nominales de tensión. En general, la capacidad teórica de portar carga del revestidor se basa en la resistencia máxima del material. Por otra parte, la capacidad teórica de portar carga de la tubería de producción se basa en la resistencia de fluencia del material.

La resistencia a la compresión, aunque no es un valor de definido por API, es un parámetro de diseño sumamente importante. Esto es particularmente cierto a la hora de diseñar camisas profundas. En general, el valor nominal de compresión para revestidores y tuberías de producción se basa en la resistencia a fluencia a tracción del material.

Las ecuaciones derivadas para las conexiones roscadas y acopladas con sello de metal con metal, genéricas o patentadas, quizá no den resultados que concuerden del todo con los valores nominales de un fabricante de una conexión en particular. En consecuencia, antes de dar por terminado un diseño de sarta que incluya una conexión patentada específica, se deberá revisar el manual del fabricante y utilizar sus valores nominales en el diseño final. Para muchas conexiones patentadas no se

han publicado valores nominales de rendimiento en compresión. En ausencia de datos, se deberá contactar al fabricante y utilizar el valor nominal correspondiente.

2.14.1.- Factores de Diseño para Tensión y Compresión

De acuerdo con la definición de los factores de diseño señalada anteriormente, se definen los factores de diseño a tracción y compresión como sigue:

$$DF_t = \frac{\text{Resistencia teorica de la junta}}{\text{Carga de tension estatica maxima}} \quad (2.53)$$

$$DF_{\text{comp}} = \frac{\text{Resistencia teorica de la junta}}{\text{Carga de compresion estatica maxima}} \quad (2.54)$$

2.14.2.- Valores Nominales de Tensión para el Revestidor

2.14.2.1 Resistencia de la Junta en Revestidor con Rosca Redonda

La capacidad de resistencia a la tensión de revestidores con juntas API 8R, STC y LTC es muy sensible a las presiones interna y externa, así como por el gran efecto que en ellos produce la flexión, especialmente cuando los diámetros son grandes. Se han documentado fallas prematuras, algunas veces combinadas con desgaste interno, ocasionadas por el salto del pin, a causa de la presión externa; así, por ejemplo, el caso de una sarta larga de un revestidor de producción C-95, 47 lbs/pie, de 9-5/8" con rosca LTC, que se enfrió por inyección en el espacio anular del foso de reserva. También, que se han saltado 16 juntas STC en sartas cortas de revestidor superficial, al cargarse excéntricamente por el efecto de un bloque viajero oscilante que empleaba elevadores de tubería de resalto.

En la normativa API Bulletin 5C3, parágrafo 4.5 y tabuladas en la API Bulletin 5C4, se proporcionan las ecuaciones para calcular la resistencia de la junta en revestidores con rosca redonda. Desafortunadamente, las dos ecuaciones para la resistencia a la falla por flexión son de dudoso acierto para los tamaños de 7" o más. Por lo demás, los resultados experimentales obtenidos en 26 pruebas realizadas en K-55 de 17 lb/pie y 5-1/2" con STC no concuerdan bien con los

resultados predichos a partir de las ecuaciones, debido al efecto de la presión interna.

La resistencia del acoplamiento no es crítico para las dimensiones de los acoplamientos estándares y los pesos de tubería normales, pero si se utiliza tubería de paredes gruesas y/o acoplamientos con juegos especiales, se deberá evaluar también la resistencia del acoplamiento a la fractura. La resistencia de la junta en revestidores con acoplamientos STC y LTC, en ausencia de flexión, se calcula utilizando las siguientes ecuaciones. Regirá el menor de los valores calculados con las ecuaciones (2.55), (2.56) y (2.57).

$$P_{pin} = 0,95 \cdot A_{jp} \cdot R_m \quad (2.55)$$

Donde:

P_{pin} = resistencia a la fractura del macho o pin (lbf)

A_{jp} = área transversal de la pared de la tubería bajo la última rosca perfecta (pulg²)

$$= 0,7854 ((D - 0,1452)^2 - d^2)$$

D = diámetro externo del cuerpo de la tubería. (pulg)

d = diámetro interno del cuerpo de la tubería. (pulg)

R_m = resistencia máxima del cuerpo de la tubería. (lpc)

$$P_j = 0,95 \cdot A_{jp} L \left[\frac{0,75D^{-0,59} R_m}{0,5L + 0,14D} + \frac{R_p}{L + 0,14D} \right] \quad (2.56)$$

Donde:

P_j = resistencia al salto del pin. (lbf)

L = longitud de rosca enroscada. (pulg.) = $L_4 - M$ para conexión nominal, Std 5B

R_p = resistencia a fluencia mínima del cuerpo de la tubería. (lpc)

$$P_c = 0,95 \cdot A_c R_{m_c} \quad (2.57)$$

donde:

P_c = resistencia a la fractura del acoplamiento. (lbf)

A_c = área transversal del acoplamiento. (pulg²) = 0,7854 ($W^2 - d_1^2$)

W = diámetro externo del acoplamiento. (pulg)

d_1 = diámetro en la última raíz de la rosca del acoplamiento del extremo de la tubería en la posición de apriete. (redondeado hasta la 0,001 pulg. más próxima)

Rm_c = resistencia máxima del material del acoplamiento. (lpc)

2.14.2.2 Resistencia de la Junta en Revestidor con Rosca Trapezoidal

La resistencia de la junta en tensión para un revestidor con rosca trapezoidal API se define en la normativa API Bulletin 5C3, Sección 4.2. Para las roscas trapezoidales, existen dos modos de falla crítica: Falla de las roscas del macho (pin) y falla del acoplamiento.

$$P_{\text{pin}} = 0,95 \cdot A_p \cdot Rm \cdot \left[1,008 - 0,0396 \cdot \left(1,083 - \frac{Rp}{Rm} \right) \cdot D \right] \quad (2.58)$$

donde:

P_{pin} = resistencia a la fractura del pin. (lbf)

A_p = área transversal del extremo liso de la tubería. (pulg²) = 0,7854 ($D^2 - d^2$)

$$P_c = 0,95 \cdot A_c Rm_c \quad \text{Igual a la (2.57)}$$

2.14.2.3 Resistencia de la junta en revestidor con MTC

Se considera que todos los acoplamientos MTC de revestidor son más fuertes que el pin. Para las conexiones MTC de revestidor, la resistencia de la junta a la tensión está dada por el mínimo de las ecuaciones siguientes:

$$P_{\text{pin}} = A_p \cdot Rm \cdot \left[1,008 - 0,0396 \cdot \left(1,083 - \frac{Rp}{Rm} \right) \cdot D \right] \quad (2.59)$$

$$P_{\text{cuerpo}} = A_p \cdot \left[Rp + \left(\frac{Rm - Rp}{e - \text{desv}} \right) \cdot (0,025 - \text{desv}) \right] \quad (2.60)$$

$$e = 6250 \left(\frac{A^{0,2}}{R_m^{0,9}} \right) \quad (2.61)$$

Donde:

P_{cuerpo} = resistencia del cuerpo de la tubería limitada a un 2,5% de deformación. (lbf)

t = espesor de la pared. (pulg)

$A = (t)(w)$. (pulg²); véase la Tabla 2.7 para determinar w

$desv$ = deformación a la que se mide la resistencia de fluencia (Tabla 2.6.)

R_m = resistencia máxima del material del cuerpo de la tubería. (lpc)

R_p = resistencia a la fluencia mínima del cuerpo de la tubería. (lpc)

Tabla 2.6.- Deformaciones a las que se mide la resistencia a la fluencia de un material según el método API. ^[1]

Carga de fluencia del cuerpo de la tubería	Desviación
$R_p \leq 95.000$	0,005
$95.000 < R_p \leq 125.000$	0,006
$110.000 < R_p \leq 125.000$	0,0065
$125.000 < R_p \leq 150.000$	0,007

Tabla 2.7. Valores del parámetro w , como función del diámetro externo de la tubería. ^[1]

Diámetro externo de la tubería	Parámetro w
$D \leq 3,6$	0,75
$3,6 < D \leq 7,8$	1,00
$7,8 \leq D$	1,50

2.14.2.4 Resistencia de la Junta en Revestidor con Conexión SLH

La resistencia a la tensión de la conexión de revestidor para diámetros reducidos (SLH) está dada por la siguiente ecuación:

$$P_j = 0,769 \cdot A_p \cdot R_m \quad (2.62)$$

Donde:

P_j = resistencia de la junta (lbf)

A_p = área transversal del extremo liso de la tubería. (pulg²)

R_m = resistencia máxima del material del cuerpo de la tubería. (lpc)

2.14.2.5 Resistencia de la Junta en Revestidor con IFJ

La resistencia a la tensión de la conexión de junta entera lisa (Integral Flush Joint -IFJ) para revestidor está dada por la siguiente ecuación.

$$P_j = 0,5 \cdot A_p \cdot R_m \quad (2.63)$$

2.14.2.6 Resistencia de la Junta en Revestidor con MIJ

La resistencia a la tensión de la conexión de junta entera con sello de metal con metal (MIJ) está dada por la siguiente ecuación:

$$P_j = A_p \cdot R_p \quad (2.64)$$

2.14.3 Valores Nominales de Compresión para el Revestidor

2.14.3.1 Resistencia a la Compresión en Revestidor con Rosca Redonda

La resistencia de la junta a la compresión en un revestidor con rosca redonda API es el valor mínimo que se obtenga de las tres ecuaciones siguientes:

$$P_c = 0,7854 \cdot (W^2 - d_1^2) \cdot R_{pc} \quad (2.65)$$

Donde:

P_c = resistencia a la compresión del acoplamiento. (lbf)

W = diámetro externo del acoplamiento. (pulg)

$d_1 = E_1 - (L_1 + A)T + H - 2S_1$ (ver ecuación 2.47).

R_{pc} = resistencia a la fluencia mínima del acoplamiento. (lpc)

$$P_{body} = 0,7854 \cdot (D^2 - d^2) \cdot R_p \quad (2.66)$$

donde:

P_{body} = resistencia a la compresión del cuerpo de la tubería. (lbf)

D = diámetro externo de la tubería. (pulg)

d = diámetro interno de la tubería. (pulg)

R_p = resistencia a la fluencia mínima del cuerpo de la tubería. (lpc)

$$P_{pin} = 0,7854 \cdot [(D - 2h_s)^2 - d^2] \cdot R_p \quad (2.67)$$

Donde:

P_{pin} = resistencia a la compresión del cuerpo del pin (lbf)

h_s = altura de la rosca = 0,05560 pulg para 10 TPI = 0,07125 pulg para 8 TPI

2.14.3.2 Resistencia a la Compresión en Revestidor con Rosca Trapezoidal

La resistencia de la junta a la compresión en un revestidor con rosca trapezoidal API es el valor mínimo que se obtenga de las tres ecuaciones siguientes:

$$P_{pin} = 0,95 \cdot A_p \cdot R_m \cdot \left[1,008 - 0,0396 \cdot \left(1,083 - \frac{R_p}{R_m} \right) \cdot D \right] \quad (2.68)$$

$$P_c = 0,95 \cdot A_c \cdot R_p \quad (2.69)$$

Donde:

P_c = resistencia a la compresión del acoplamiento. (lbf)

A_c = área transversal del acoplamiento. (lbf)

R_p = resistencia a la fluencia mínima del cuerpo de la tubería. (lpc)

$$P_{body} = A_p \cdot R_p \quad (2.70)$$

Donde:

P_{body} = resistencia a la compresión del cuerpo (lbf)

A_p = área transversal de la tubería (pulg²)

2.14.3.3 Resistencia a la Compresión en Revestidor con MTC

La resistencia de la junta a la compresión en un revestidor con conexión MTC es el valor mínimo que se obtenga de las dos ecuaciones siguientes:

$$P_{pin} = A_p \cdot R_p \cdot \left[1,008 - 0,0396 \cdot \left(1,083 - \frac{R_p}{R_m} \right) \cdot D \right] \quad (2.71)$$

Donde:

P_{pin} = resistencia a la compresión del acoplamiento (lbf)

$$P_{body} = A_p \cdot R_p \quad (2.72)$$

Donde:

P_{body} = resistencia a la compresión del cuerpo (lbf)

A_p = área transversal de la tubería (pulg²)

2.14.3.4- Resistencia a la Compresión en Revestidor con SLH

La resistencia de la junta a la compresión en un revestidor con conexión SLH está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{\text{junta}} = 0,555 \cdot A_p \cdot R_p \quad (2.73)$$

Donde:

P_{junta} = resistencia a la compresión de la junta (lbf)

2.14.3.5- Resistencia a la Compresión en Revestidor con IFJ

La resistencia de la junta a la compresión en un revestidor con conexión IFJ está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{\text{junta}} = 0,5 \cdot A_p \cdot R_p \quad (2.74)$$

Donde:

P_{junta} = resistencia a la compresión de la junta (lbf)

2.14.3.6 Resistencia a la compresión en revestidor con MIJ

La resistencia de la junta a la compresión en un revestidor con conexión IFJ está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{\text{junta}} = A_p \cdot R_p \quad (2.75)$$

Donde:

P_{junta} = resistencia a la compresión de la junta (lbf)

2.14.6 Cargas de tensión y de compresión

2.14.6.1 Factores de flotabilidad

El principio de Arquímedes establece que todos los cuerpos inmersos poseen una fuerza de flotación que es igual al peso del fluido desplazado por el cuerpo inmerso. Suponiendo que se tiene un pozo vertical (sin desviación), sin cambios en los diámetros interno y externo y que el peso del lodo dentro y fuera de la sarta es el mismo, se puede calcular un factor de flotabilidad (Buoyancy Factor - BF) que permita determinar el peso sumergido de la tubería. El factor de flotabilidad

siempre es menor a 1,0 y al multiplicarlo por el peso del aire de la sarta, dará el peso de la sarta en flotación.

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_l}{\rho_a}\right) = \left(1 - \frac{\rho_l}{65,2}\right) \quad (2.76)$$

Donde:

BF = factor de flotación (*Bouyancy Factor*). (Adimensional)

ρ_l = densidad del lodo. (lpg)

ρ_a = densidad del acero. (65,2 lpg = 488 lb/pe³)

Hay que destacar con suficiente énfasis que para obtener la ecuación del factor de flotabilidad se parte de muchas suposiciones. Y lo cierto es que dichas suposiciones son tan restrictivas que no se recomienda usar la ecuación del factor de flotabilidad. Para determinar la tensión axial o la carga por compresión que exista en cualquier punto determinado de la sarta se recomienda emplear los diagramas de cuerpo libre.

2.14.6.2 Efectos Térmicos

El modelo para vida de servicio considera otros factores que afectan la cantidad de tensión de la sarta, entre los que se cuentan los cambios de temperatura. El caso base está definido como el estado en que el revestidor o la tubería de producción se encuentran instalados. Cualquier cambio de temperatura con respecto al estado de instalación (revestidor cementado; tubería de producción tendida) provocaría un cambio de longitud debido a la expansión térmica del material. Como la tubería está fija en sus partes superior e inferior, la expansión térmica se ve impedida y aparece una fuerza sobre el tubular. La fuerza será de compresión (negativa) cuando aumente la temperatura y de tensión (positiva) cuando disminuya la temperatura. La ecuación para calcular la fuerza asociada a éstos cambios de temperatura se deduce al compensar la posible deformación térmica con una deformación elástica de la misma magnitud y sentido contrario, con lo que queda:

$$F_{temp} = -\alpha EA_p \Delta T \quad (2.77)$$

Donde:

F_{temp} = fuerza aplicada por cambio de temperatura. (lbf)

α = coeficiente de expansión térmica. (F^{-1})

E = módulo de elasticidad. (lpc)

A_p = área transversal del cuerpo de la tubería. ($pulg^2$) = $0,7854(D^2 - d^2)$

D = diámetro externo del cuerpo de la tubería. (pulg)

d = diámetro interno del cuerpo de la tubería. (pulg)

ΔT = cambio de temperatura en relación con el estado de instalación. (F)

2.14.6.3 Abombamiento

El módulo de Poisson es simplemente la relación que existe entre la expansión o contracción lateral de un tubular debido a un cambio de longitud y viceversa. Cuando se presuriza un revestidor por dentro, su diámetro se expande o “abomba” ligeramente. Esto hace que se acorte su longitud. Sin embargo, como la tubería sigue fija por su parte superior e inferior, aparece una fuerza de tracción adicional.

$$F_{bal} = 2\nu(A_i\Delta P_i - A_o\Delta P_o) \quad (2.78)$$

Donde:

F_{bal} = fuerza de tracción (o compresión) adicional debido al cambio de presión. (lbf)

ν = coeficiente de Poisson. (adimensional)

A_i = área interna del cuerpo de la tubería ($pulg^2$) = $0,7854 d^2$

d = diámetro interno del cuerpo de la tubería. (pulg)

A_o = área externa del cuerpo de la tubería ($pulg^2$) = $0,7854 D^2$

D = diámetro externo del cuerpo de la tubería. (pulg)

ΔP_i = cambio de presión interna con respecto a la instalación. (lpc)

ΔP_e = cambio de presión externa. (lpc)

El método convencional de diseño contempla parcialmente la flotabilidad. Sin embargo, no toma en consideración la flotabilidad en las sartas ahusadas o las diferentes capas de fluido. El modelo de vida de servicio incluye una fuerza de flotabilidad para cada cambio de área transversal. La fuerza es igual a la presión hidrostática en ese punto multiplicada por el área horizontal expuesta por la intersección. La presión hidrostática está en función del fluido (o múltiples capas de fluido), la presión superficial y la profundidad de interés.

2.14.6.4 Flexión

2.14.6.4.1 Flexión del Cuerpo de la Tubería

Los momentos de flexión debido a pandeo o curvatura del hoyo (patas de perro) generan esfuerzos axiales no axisimétricos en la tubería. La flexión induce esfuerzos de compresión axial en el lado interno de la curvatura y esfuerzos de tensión axial en lado externo. La curvatura de un pozo direccional se expresa generalmente en términos de cambio de ángulo del hoyo por unidad de longitud. Las unidades comunes para el ángulo de severidad de la pata de perro son el cambio de ángulo por 100 pies de longitud de hoyo (grados por 100 pies).

La ecuación del esfuerzo axial por flexión es la siguiente:

$$\sigma_{\text{bend}} = \pm \frac{Er\alpha}{(5730)(12)} = \pm 218\alpha D \quad (2.79)$$

Donde:

σ_{bend} = esfuerzo axial debido a flexión. (lpc)

E = módulo de elasticidad. (lpc)

r = en el plano de flexión, distancia desde el centro de la tubería al radio donde se calcula el esfuerzo de flexión. (pulg)

α = severidad de pata de perro en grados/100 pies.

D = diámetro externo del cuerpo de la tubería. (pulg²)

Si la flexión se debe a pandeo, se calcula primero la inclinación y severidad de la pata de perro y luego se determina el esfuerzo de flexión debido a pandeo (Véase la Sección 2.16).

2.14.6.4.2.- Conexiones en Flexión

En realidad se deberían practicar ensayos de verificación para comprobar la resistencia a las fugas que ofrecen los fabricantes de conexiones. Una flexión de más de 10 grados por 100 pies debería ser señal de advertencia para no usar conexiones API de rosca corta (STC) o larga (LTC). Aunque las conexiones de rosca trapezoidal pueden sobrevivir estructuralmente cargas de flexión mayores, se deberán tomar precauciones en los casos de flexión de más de 10 grados por 100 pies, pues podría haber fugas por las juntas, lo cual podría convertirse en un

problema. Se deberá considerar el uso de conexiones patentadas de sello metal a metal en aquellos casos donde la flexión sea más severa.

Como el diámetro de los acoplamientos es más grande que el de los tubos, éstos impiden que la curva de flexión se produzca suavemente. Por ello quizá se justifique tratar más rigurosamente los casos de flexión en pozos sumamente desviados que estén sometidos a altos niveles de tensión.

2.15.- *Análisis de Esfuerzos Triaxiales (VME)*^[1]

Un criterio exacto y ampliamente aceptado para predecir el inicio de la cedencia de materiales isotrópicos dúctiles es la teoría de la energía de distorsión, conocida también como teoría de la energía de cizallamiento o teoría de Hencky-von Mises. La teoría de Hencky-von Mises se basa en conceptos de energía. La energía elástica total se divide en dos partes: la que se asocia a los cambios volumétricos que experimenta el material y la que ocasiona las distorsiones por cizallamiento. Se establece el criterio de cedencia para esfuerzo combinado igualando la energía de distorsión por cizallamiento en el punto de cedencia por tensión pura, a la energía de distorsión por cizallamiento en condiciones de esfuerzo combinado. Se ha demostrado mediante experimentos que la teoría de Hencky von Mises predice la cedencia de materiales isotrópicos dúctiles con un grado elevado de precisión.

2.15.1.- *Factor de Diseño para la Intensidad de Esfuerzo Equivalente Triaxial.*

El factor de diseño correspondiente a VME (*VME Design Factor - DFVME*) en servicio dulce se obtiene mediante la ecuación (2.80):

$$DF_{VME} = \frac{\text{Resistencia de fluencia mínima API}}{\text{Esfuerzo combinado VME}} \quad (2.80)$$

Por su parte, el factor de diseño correspondiente a VME en servicio agrío se deduce a partir de la ecuación (2.81):

$$DF_{VME} = \frac{\text{Esfuerzo umbral NACE}}{\text{Esfuerzo combinado VME}} \quad (2.81)$$

El Esfuerzo Umbral NACE puede definirse como el nivel de esfuerzo en el que se inicia el agrietamiento en una solución NACE.

2.15.2.- Esfuerzo Principal

En las tuberías, las cargas de fuerza axial y presión generan esfuerzos triaxiales y no biaxiales o monoaxiales, según se podría deducir de las ecuaciones API de capacidad de carga. Los tres esfuerzos principales que experimenta un tubo que se encuentra sometido a cargas de presión y fuerza axial son: axiales, radiales y tangenciales. Además, cuando es sometido a torque, también se agrega el esfuerzo de corte o cizallamiento.

2.15.2.1.- Esfuerzo Axial

El esfuerzo axial en un tubo es equivalente a la fuerza axial que actúa sobre la pieza dividida entre el área transversal del tubo. Dicha relación se muestra en la siguiente ecuación.

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_p} \quad (2.82)$$

Donde:

σ_a = esfuerzo axial del cuerpo de la tubería. (lpc)

F_a = carga axial del cuerpo de la tubería (+ tensión; - compresión). (lbf)

A_p = área transversal del cuerpo de la tubería (pulg²) = 0,7854($D^2 - d^2$)

D = diámetro externo del cuerpo de la tubería. (pulg)

d = diámetro interno del cuerpo de la tubería. (pulg)

2.15.2.2.- Esfuerzo Radial

Evidentemente, los esfuerzos radiales que se producen en las superficies interna y externa del cilindro son de magnitud equivalente a la presión y las cargas de compresión.

Para el Diámetro Externo de la Tubería

$$\sigma_{r,o} = -P_o \quad (2.83)$$

Donde:

$\sigma_{r,o}$ = esfuerzo radial del cuerpo de la tubería en la pared externa. (lpc)

P_o = presión externa. (lpc)

Para el Diámetro Interno de la Tubería

$$\sigma_{r,i} = -P_i \quad (2.84)$$

Donde:

$\sigma_{r,i}$ = esfuerzo radial del cuerpo de la tubería en la pared interna. (lpc)

P_i = presión interna. (lpc)

2.15.2.3 Esfuerzo Tangencial

Los esfuerzos tangenciales se calculan a partir de la ecuación de Lamé para cilindros de paredes gruesas de la siguiente manera:

En el caso del Diámetro Externo de la Tubería:

$$\sigma_{t,o} = \frac{2P_i A_i - P_o (A_o + A_i)}{A_o - A_i} \quad (2.85)$$

Donde:

$\sigma_{t,o}$ = esfuerzo tangencial del cuerpo de la tubería en la pared externa. (lpc)

P_i = presión interna. (lpc)

P_o = presión externa. (lpc)

A_o = área externa del cuerpo de la tubería (pulg²) = 0,7854(D²)

D = diámetro externo del cuerpo de la tubería. (pulg)

A_i = área interna del cuerpo de la tubería (pulg²) = 0,7854(d²)

d = diámetro interno del cuerpo de la tubería. (pulg)

En el caso del Diámetro Interno de la Tubería:

$$\sigma_{t,i} = \frac{P_i (A_o + A_i) - 2P_o A_o}{A_o - A_i} \quad (2.86)$$

Donde:

$\sigma_{t,i}$ = esfuerzo tangencial del cuerpo de la tubería en la pared interna. (lpc)

P_i = presión interna. (lpc)

P_o = presión externa. (lpc)

A_o = área externa del cuerpo de la tubería. (pulg²) = 0,7854(D²)

D = diámetro externo del cuerpo de la tubería. (pulg)

A_i = área interna del cuerpo de la tubería. (pulg²) = 0,7854(d²)

d = diámetro interno del cuerpo de la tubería. (pulg)

2.15.2.4 Esfuerzo de Cizallamiento

El esfuerzo de cizallamiento puede determinarse utilizando la siguiente fórmula:

$$\tau = \frac{Tr}{J} \quad (2.87)$$

Donde:

τ = esfuerzo de cizallamiento en el radio r . (lpc)

T = torsión aplicada. (pulg-lbf)

r = radio del tubo donde se debe determinar el esfuerzo de cizallamiento. (pulg)

J = momento polar de inercia. (pulg⁴) = $\frac{\pi}{32} \cdot (D^4 - d^4)$ (Tubo Hueco)

Si bien no se trata de un esfuerzo principal, el desplazamiento angular puede calcularse a partir de la siguiente fórmula:

$$\Theta = \frac{TL}{GJ} \quad (2.88)$$

Donde:

Θ = desplazamiento angular (radianes) = 2π radianes por revolución

T = torsión aplicada (pulg-lbf)

L = longitud del tubo (pulg)

G = módulo de cizallamiento (lpc) = $\frac{E}{2 \cdot (1-\nu)}$ $\approx 11.5 \times 10^6$ lpc (acero)

J = momento polar de inercia (pulg⁴) = $\frac{\pi}{32} \cdot (D^4 - d^4)$ (Tubo Hueco)

2.15.3 Esfuerzo Equivalente Von Mises (VME)

El enunciado matemático para el cálculo del esfuerzo equivalente, según la teoría Hencky-von Mises para un cilindro, se expresa de la siguiente manera:

$$\sigma_{VME} = \{0.5 \cdot [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6(\tau_t^2 + \tau_r^2 + \tau_a^2)]\}^{1/2} \quad (2.89)$$

Nota: Es de vital importancia conservar el signo adecuado cuando se utilice la Ecuación (2.89). El esfuerzo de tensión es positivo, el esfuerzo de compresión es negativo.

Donde:

σ_{VME} = *esfuerzo triaxial (VME). (lpc)*

σ_a = *esfuerzo axial. (lpc)*

σ_t = *esfuerzo tangencial. (lpc)*

σ_r = *esfuerzo radial. (lpc)*

σ_a = *esfuerzo de cizallamiento axial paralelo al eje radial. (lpc)*

τ_t = *esfuerzo de cizallamiento tangencial perpendicular al eje longitudinal. (lpc)*

τ_r = *esfuerzo de cizallamiento radial perpendicular al eje longitudinal. (lpc)*

2.15.4 Esfuerzo triaxial y flexión

En ausencia de flexión, el máximo esfuerzo VME siempre ocurre en la superficie interna de la tubería. De producirse la flexión, el máximo esfuerzo VME puede ocurrir en la superficie interna o externa de la tubería, dependiendo de la magnitud de ésta. El procedimiento utilizado para calcular el esfuerzo VME pico en revestidores o tuberías de producción sujetos a momentos flectores es el siguiente:

1. Calcular los esfuerzos radiales y tangenciales que se producen en los diámetros interno y externo del cuerpo de la tubería utilizando las ecuaciones de Lamè.
2. Calcular el esfuerzo axial producto de la fuerza axial que actúa sobre la tubería.
3. Calcular los esfuerzos de flexión en los diámetros interno y externo del cuerpo de la tubería.
4. Calcular el esfuerzo VME en las superficies interna y externa en la parte interna y externa del acodamiento, cuatro (4) lugares, superponiendo el esfuerzo axial ocasionado por la flexión y el producido por la fuerza axial que actúa sobre la tubería. Recuérdese que de un lado de la tubería, el esfuerzo de flexión es positivo o de tensión, mientras que, en el otro lado, dicho esfuerzo es negativo o de compresión tal como se muestra en la Figura 2.21.

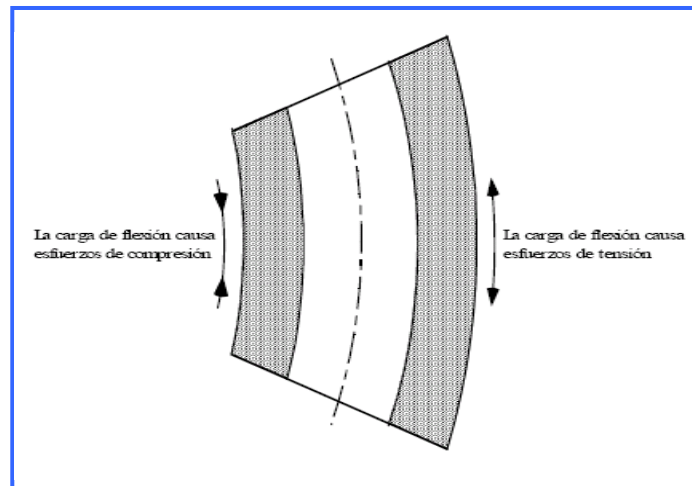


Figura 2.21.- Localización de los puntos de cálculo de los Esfuerzos VME cuando existe pandeo

2.15.5 Efecto de las Tolerancias Dimensionales en el Esfuerzo VME

Dado que los revestidores y las tuberías de producción se fabrican con tolerancias dimensionales en el diámetro externo y espesor de pared de la tubería, resulta prudente en aplicaciones críticas tomar en cuenta dichas tolerancias al calcular el esfuerzo VME. Por consiguiente, al determinar el máximo esfuerzo VME permisible, deberá utilizarse el diámetro externo máximo y el grosor de pared mínimo, así como los correspondientes radios, para calcular los esfuerzos axiales, de flexión y tangenciales.

Cuando se compara directamente el máximo esfuerzo equivalente de von Mises con la resistencia de fluencia del material o con el esfuerzo umbral, en el caso de servicio agrio, se obtiene un factor de diseño equivalente único para todas las cargas simultáneas que se imponen a la sarta.

2.16.- Consideraciones de Diseño de Pandeo ^[1]

2.16.1.- Consideraciones Generales

El pandeo no es un modo de falla, a menos que produzca una deformación que supere el límite elástico. Ahora bien, mientras la sarta esté pandeada, deberán tomarse en consideración los posibles problemas para el paso de herramientas y mechas, así como el desgaste asociado. El desgaste normal, producto de la

perforación, se exagera cuando los revestidores de perforación están pandeados helicoidalmente. Por otra parte, los esfuerzos de flexión inducidos por pandeo son parte importante del estado general de esfuerzo triaxial del revestidor o tubería de producción, lo que eventualmente puede ocasionar la deformación permanente de la tubería en forma de espiral. Las tuberías pandeadas podrían impedir que bajen por ellas herramientas de reacondicionamiento o perfilaje; por consiguiente, deberá calcularse en estos casos la presencia y grado de pandeo.

La determinación de la presencia de pandeo constituye un proceso relativamente sencillo, que puede efectuarse a mano cuando se conocen las fuerzas axiales. Ahora bien, calcular con exactitud la cantidad de pandeo, es decir, el paso de la hélice, la severidad de pata de perro y el punto neutro, resulta mucho más complicado. La relación fuerza-cambio longitud no es lineal. La cantidad de pandeo depende de la fuerza axial, que a su vez se encuentra determinada por la cantidad de pandeo. Así pues, se requerirá una solución iterativa, la cual podría lograrse de mejor manera con una computadora. En el presente capítulo, se explicarán métodos que permiten estimar la cantidad de pandeo que tienen las sartas de tubería de revestimiento y producción.

2.16.2 Predicción del Pandeo: la Fuerza Efectiva

Los dos factores que promueven el pandeo en tubulares son la fuerza axial y la presión. En su análisis acerca del pandeo, Lubinski^[11] describe una fuerza ficticia, F_{fict} , que asocia la presión al pandeo.

$$F_{fict} = A_o P_o - A_i P_i \quad (2.90)$$

La fuerza ficticia se combina con la fuerza axial para formar una fuerza efectiva.

$$F_{eff} = F_a + A_o P_o - A_i P_i \quad (2.91)$$

Donde:

F_a : fuerza resultante.(lbf)

A_o : área transversal externa de la tubería.(pulg²)

A_i : área transversal interna de la tubería. (pulg^2)

P_o : presión externa. (lpc)

P_i : presión interna.(lpc)

Si utilizamos la convención usual de signos para la fuerza axial (+ tracción, - compresión), si la F_{eff} es positiva no habrá pandeo. De igual modo, si F_{eff} es negativa, esto indicaría que se producirá pandeo (despreciándose la fuerza crítica requerida para que el pandeo se inicie).

El punto neutro se define como la profundidad a la cual la fuerza efectiva es igual a cero. Este no suele ser el mismo punto de fuerza axial cero. Por encima de este punto neutro, el revestidor no está pandeado. Por debajo del mismo, sí lo está. Por ende, la determinación del punto neutro es un cálculo importante.

La ecuación (2.91) muestra cuáles son las condiciones que favorecen el pandeo. Una fuerza axial negativa (compresión) reducirá la fuerza efectiva (es decir, el pandeo se ocurre más fácilmente). Esto se produce cuando la tubería está fija en ambos extremos y se calienta o cuando presiones elevadas actúan en el fondo de la sarta. Asimismo, una presión interna alta reducirá la fuerza efectiva. Esto ocurre, por ejemplo, cuando existe gas a alta presión en el interior de la tubería o cuando se emplea lodo pesado para perforar hasta la siguiente profundidad. Los casos de carga en los que el pandeo puede llegar a ser grave son:

- *Perforando con lodo caliente y pesado*: el desgaste por perforación es más probable en revestidores pandeados
- *Cierre estático de la tubería de producción* : el gas a alta presión puede pandear una sarta de tubería de producción flotante e impedir el paso libre de herramientas.

El pandeo puede mitigarse aplicando una tracción adicional al revestidor antes de que las cuñas se asienten o elevando el tope de cemento hasta llevarla por encima del punto neutro. Es posible proporcionar apoyo radial al revestidor y mantenerlo derecho con un buen trabajo de cementación, incluso en aquellos casos donde la fuerza efectiva es negativa.

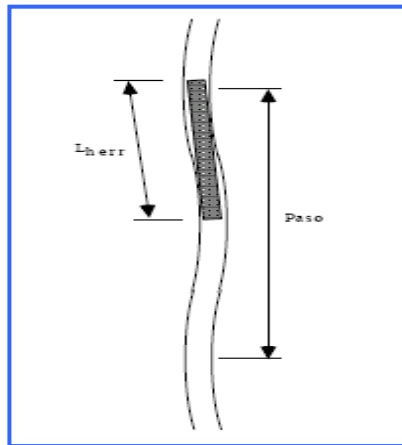


Figura 2.22.- En esta se muestra una tubería pandeada donde se representa el paso (distancia entre crestas), así como la longitud máxima de herramienta que puede pasar por la tubería.

2.16.3 Severidad del Pandeo: Paso, Pata de Perro y Paso de Herramientas.

La cantidad de pandeo que registra una sarta puede caracterizarse por medio de varios parámetros. El paso es la distancia vertical necesaria para formar una hélice de 360°, tal como se muestra en la Figura 2.22. Por su parte, la severidad de la pata de perro (DLS) es una medida de la variación de ángulo dividida entre la longitud del revestidor, lo cual indica cuán agudo es la curvatura de la sarta pandeada. Finalmente, la longitud de paso libre de herramienta (L_{tool}) representa la longitud máxima que una herramienta rígida puede tener para bajar por la tubería pandeada. Una herramienta cuya longitud sea superior a L_{tool} se atascará dentro de la hélice y no avanzará. Naturalmente, L_{tool} varía en función del diámetro de la herramienta.

El paso (P) medido en pies puede determinarse a partir de la fuerza efectiva y de la geometría de la tubería.

$$P = \frac{\pi \sqrt{-8EI / F_{eff}}}{12} \quad (2.92)$$

Donde:

P = Paso. (pie)

E = Módulo de elasticidad del material.(lpc)

I = Momento de inercia de la tubería.(pulg²)

F_{eff} = Fuerza efectiva = $F_a + A_o P_o - A_i P_i$

La ecuación (2.92) no es válida para fuerzas efectivas positivas, es decir, tuberías no pandeadas. Además, el paso tiende a infinito a medida que la fuerza efectiva se aproxima a cero.

La severidad de la pata de perro DLS, se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$DLS = \frac{275,000\pi^2 r_c}{144P^2 + 4\pi^2 r_c^2} \quad (2.93)$$

Donde:

DLS: severidad de pata de perro. (%/100pies)

P: Paso. (pie)

r_c: holgura radial entre la tubería y el hoyo abierto.(pulg)

Nota: Si la tubería pandeada se encuentra dentro del revestidor, entonces *r_c* será la holgura radial entre la tubería y el diámetro interno de la sarta.

La DLS se utiliza a menudo para determinar si una sarta está demasiado pandeada para perforar a través de ella sin ocasionar un desgaste excesivo del revestidor. En el capítulo sobre desgaste se verá cómo se puede determinar el límite superior de DLS para cargas de perforación. Además, es posible calcular los esfuerzos de flexión ocasionados por el pandeo utilizando la DLS e incorporarlos al análisis de esfuerzos triaxiales de una sarta.

La longitud máxima de herramienta que puede pasar por la tubería pandeada L_{tool} , se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$L_{tool} = \frac{P}{\pi} \cos^{-1} \left[1 - \frac{(d - D_{tool})}{r_c + \frac{d}{2}} \right] \quad (2.94)$$

Donde:

L_{tool} : longitud máxima de la herramienta para pasar por tubería pandeada. (pies)

D_{tool} : diámetro de la herramienta. (pulg.)

d: diámetro interno tubería. (pulg.)

P: paso. (pies)

La longitud de paso libre de herramienta se torna fundamental si, por ejemplo, la herramienta de rehabilitación que se desea que pase por el tubo es más larga que L_{tool} mientras el pozo está cerrado. Casos como éste requerirían que se adoptaran medidas eficaces para contrarrestar el pandeo de la tubería de producción, tales como enganchar la tubería a la empacadura o mantener presión anular durante los trabajos de rehabilitación.

2.17.- Consideraciones de Temperatura ^[1]

La temperatura desempeña un papel fundamental en casi la totalidad de los aspectos relacionados con el diseño de revestidores y tuberías de producción.

Entre ellos se encuentran:

- Diseño y optimización de revestidores.
- Cargas sobre los revestidores.
- Diseño de lechadas de cementación.
- Diseño y optimización de tuberías de producción.
- Movimiento de tuberías de producción.
- Condiciones de anclaje.
- Límites de los equipos.
- Acumulación de presión anular (*annular pressure build-up - apb*).
- Corrosión.

El perfil de temperatura, conjuntamente con los perfiles de presión interna y externa conforman el corazón del modelo para vida de servicio de las sargas de tubería de revestimiento y tubería de producción. En una gran mayoría de casos, se conocen las presiones internas y externas, mas no así la temperatura.

2.18.- Consideraciones Especiales de Diseño⁽¹⁾

2.18.1 Cargas Combinadas

Las ecuaciones 5C3 de API resultan insuficientes para diseñar revestidores, pues son uniaxiales, con excepción del efecto biaxial en virtud del cual se reduce la resistencia al colapso en condiciones de tensión axial. Sería necesario efectuar un análisis triaxial completo de esfuerzos en tubulares, a fin de tomar en consideración casos de cargas combinadas tales como estallido y compresión simultáneos. Dicho análisis debe cubrir tanto el cuerpo de la tubería como la conexión, pues es posible que la conexión no sea tan resistente como el cuerpo de la tubería en condiciones de cargas combinadas. Por lo tanto, una sarta que posea factores de diseño API adecuados para el cuerpo de la tubería, podría estar sin embargo mal diseñada si la conexión no pudiera manejar los esfuerzos triaxiales a los que se encuentra sometida la sarta.

2.18.2 Transferencia de Cargas

Las sartas de tubería de revestimiento se diseñan individualmente, pero pueden interactuar en el pozo. En condiciones operativas inusuales, es necesario evaluar dicha interacción. Una manera en que las sartas pueden interactuar es a través de la adhesión del cemento que se encuentra entre un revestidor y otro. Una regla básica consiste en diseñar el tope de cemento de las sartas internas de manera tal que esté a mayor profundidad que el tope de cemento de las sartas externas. La Figura 2.23 describe un escenario donde la tubería de protección no está cementada a la tubería de superficie y el tope de cemento del tieback de producción está mucho más arriba que el tope de cemento de la tubería de revestimiento. Si la sarta de tubería de revestimiento se desviara o saliera de las cuñas, entonces se agregaría el peso de esta sarta y el cemento a las cargas axiales a las que está sometido el tieback. Las cargas adicionales podrían hacer que el tieback presentara fugas o incluso se partiera, lo que haría que el pozo perdiera integridad de presión de su sarta de producción. El caso inverso, es decir, cuando el tope de cemento del tieback está a mayor profundidad que el tope de cemento de la tubería de protección, arroja un diseño mucho más seguro. Si la tubería de

protección se desprendiera de las cuñas, entonces su peso se transferiría al cemento y a la formación y no a la sarta interna.

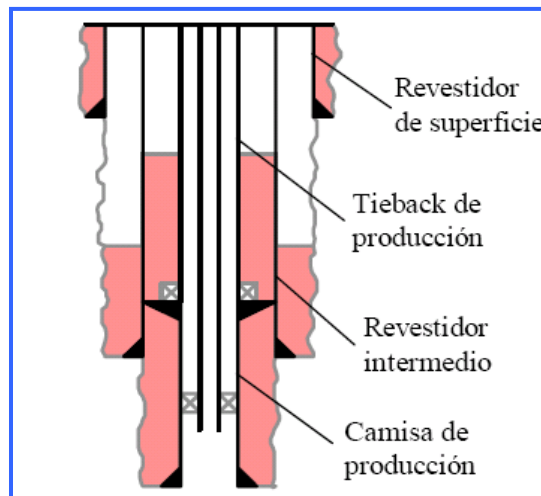


Figura 2.23.- Representación esquemática de una sarta en la que el tope del cemento de una sarta interna (tieback de producción) está por encima de una sarta externa (revestidor intermedio) y se produce un efecto de transferencia de cargas.^[1]

2.19.- *Desgaste del Revestidor*^[1]

La disminución de espesor del revestidor, independientemente de que sea producto de la corrosión o de la abrasión por uso de herramientas en el fondo del pozo, repercute en el diseño de la misma manera que la utilización de tubulares de paredes más delgadas. Si se detecta el uso de revestidores desgastados o el empleo de revestidores que se desgastarán antes de la completación del pozo, esta información deberá incorporarse efectivamente al proceso de diseño.

2.19.1.- *Reducción Uniforme de las Paredes*

Cuando se detecta o prevé antes de diseñar y bajar por el hoyo el revestidor, la tubería de revestimiento desgastada puede ser tratada simplemente como una tubería más liviana. En tanto la corrosión no haya reducido excesivamente el diámetro externo, las medidas mínimas de las paredes pueden proporcionar un valor conservador para fines de diseño. La rapidez con la que se produce el desgaste, especialmente el caso de revestidores que se desgastan de manera uniforme debido a la rotación de la tubería de perforación, puede expresarse en términos de eficiencia de desgaste. La fórmula que se presenta a continuación se

emplea para ilustrar cuáles son los términos que determinan la eficiencia de desgaste:

$$K = \frac{VH}{\mu LD} \quad (2.95)$$

Donde:

K = eficiencia de desgaste. (adimensional)

V = Volumen de metal removido por el desgaste. (pulg^3)

H = Dureza de Brinell. (lpc)

D = Circunferencia de la junta multiplicada por el número de revoluciones. (pulg)

L = Fuerza lateral. (lbf)

μ = Coeficiente de fricción de deslizamiento. (adimensional) (0,25)

La expresión $\mu L D$ representa la fuerza de fricción multiplicada por la distancia que se ha deslizado la superficie giratoria de la junta de la herramienta. Algunas de las generalizaciones importantes que se derivan de los trabajos efectuados en laboratorio en materia de eficiencia de desgaste son:

- En condiciones similares, un revestidor grado P-110 se desgasta más rápidamente que uno N-80. Un revestidor grado N-80 se desgasta más rápidamente que uno K-55.
- El revestidor puede desgastarse más rápidamente en un lodo a base de aceite que en un lodo a base de agua.
- El contenido de arena no incide en el grado de desgaste del revestidor.
- El uso del modelo de eficiencia de desgaste hace que el desgaste sea una función lineal de la fuerza lateral.

Las pruebas realizadas en laboratorio confirman que el efecto del desgaste en el caso de desgaste preferencial no es el mismo que en el caso de desgaste uniforme. Los tres tipos de carga que deben considerarse cuando se evalúa el efecto neto del desgaste no uniforme son la presión interna, la tensión y la presión externa.

- En el caso de presión interna, la falla puede producirse como resultado de imperfecciones o desgaste locales. El impacto del área adelgazada puede mitigarse con la ayuda de una cantidad limitada de material circundante más

resistente. Según sean el tamaño y la severidad del área dañada, el valor nominal de resistencia al estallido de la tubería dañada puede ser prácticamente el mismo que en el caso de una tubería nueva. Esto no significa que podamos permitirnos el lujo de no tomar en cuenta el desgaste y el daño del revestidor. De hecho, el simple daño producido por las llaves de apriete ha llegado a reducir en más de un 70% la resistencia al estallido.

- La tensión utiliza la sección transversal promedio para sustentar una carga. La reducción de la pared como resultado del desgaste uniforme equivale prácticamente al uso de un tramo más liviano de revestidor. El espesor de pared promedio que realmente queda constituye el parámetro clave para determinar el valor nominal de resistencia a la tensión, pero los cortes severos, las marcas de llaves y las marcas de cuñas no pueden ignorarse, puesto que podrían generar roturas y demás problemas locales de sobrecarga.
- Las fallas por colapso son consecuencia directa de una falta de uniformidad geométrica. Zonas aplanadas, tubos mal configurados, desigualdad de resistencia alrededor de la circunferencia del tubo o del acodamiento, así como tensión excesiva contribuyen por igual al colapso. Asimismo, los pozos desviados, con tráfico excesivo de herramientas por las juntas, podrían desarrollar una ranura en la parte inferior del hoyo a medida que se hace descender la tubería. Este tipo de desgaste debilita el revestidor por un solo lado y contribuye al colapso.

2.19.2.- *Resultados de las Pruebas de Laboratorio y Campo*

El desgaste del revestidor suele ser resultado de la perforación misma. La pérdida de pared es progresiva y predecible. Existen algunos métodos computarizados que permiten cuantificar el desgaste. En esta sección del documento, se analizarán solo los aspectos cualitativos del desgaste del revestidor. Particularmente en el caso del revestidor de producción, uno de los factores fundamentales de diseño es su resistencia al estallido.

Los calibradores permiten medir los diámetros promedios y calcular la pérdida de pared. Es fundamental tener valores de base, es decir, medidas efectuadas inmediatamente después de la instalación del revestidor, para verificar luego las pérdidas de espesor con medidas realizadas posteriormente.

A continuación, se resumen los resultados de pruebas efectuadas en varios estudios.

2.19.2.1 *Desgaste del Revestidor Inducido por el Cable*

El desgaste del revestidor puede obedecer al roce con distintas fuentes, fundamentalmente las conexiones de la tubería de perforación. Se han efectuado pruebas empíricas para estudiar el desgaste inducido por cable. Dichas pruebas arrojaron los siguientes resultados:

- La presencia de arena o baritina aumenta la tasa de desgaste.
- La tasa de desgaste no depende del grado del revestidor.
- En agua y lodos no densificados que contienen arena, el aumento de la carga ocasiona un incremento de la tasa de desgaste.

2.19.2.2 *Desgaste por uso de la Tubería de Perforación*

- La rotación de la tubería de perforación suele ser la causa principal de desgaste del revestidor.
- Las gomas de la tubería de perforación pueden ser una ayuda para reducir el desgaste en aquellos puntos donde las cargas de contacto son elevadas.
- Nunca debe hacerse rotar las juntas revestidas de metal duro (hard banding) dentro del revestidor.
- El desgaste del revestidor inducido por cable no suele tener mayor importancia.
- Añadir geles y baritina o ripios no abrasivos tenderá a reducir el desgaste ocasionado por la sarta de perforación, aunque incrementará el producido por el cable.

2.19.2.3 Severidad de la Pata de Perro

Son numerosos los factores que producen fuerzas de contacto y, por ende, desgaste. Uno de ellos es la severidad de la pata de perro. La Figura 2.24 muestra la tasa teórica de desgaste basada en la severidad de la pata de perro (línea recta). Las observaciones efectuadas en el campo, sin embargo, señalan que la correlación correcta podría aproximarse más a la línea punteada/curva.

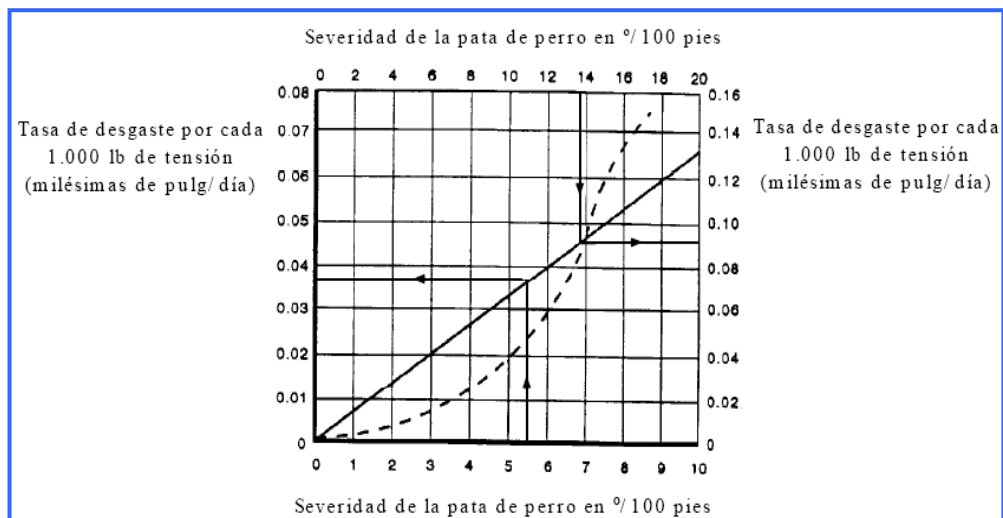


Figura 2.24.- Curva de predicción de desgaste.

Por ejemplo, la línea recta que aparece en la Figura 2.24. predice que una pata de perro de 10° grados por 100 pies producirá un desgaste de aproximadamente 0,065 milésimas de pulgada/día por cada 1.000 libras de tensión. Con una tensión de 200.000 libras, el desgaste alcanzaría $0,065 * 200 = 13$ milésimas de pulgada por día, es decir, 0,013 pulg/día. Con esta combinación de circunstancias, un revestidor de 26 lb/pie de 7 pulgadas quedaría completamente desgastado en 28 días.

2.19.2.4 Prácticas de Campo Recomendadas

El desgaste del revestidor puede reducirse al mínimo si se aplican una serie de procedimientos sencillos:

- Mantener al mínimo las patas de perro.
- Instalar gomas en las juntas en aquellos lugares donde las fuerzas de contacto rebasen las 1500 libras.

- Mantener tan bajo como sea posible el contenido de arena en el lodo.
- Correr juntas de herramientas de superficie metálica dura solamente en hoyos abiertos.

2.20.- Terminación de Pozos ^[4]

2.20.1.- El Sistema de producción y sus componentes

El sistema de producción está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las facilidades de superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones ó cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

2.20.2.- Proceso de producción

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo, y Línea de Flujo Superficial. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} .

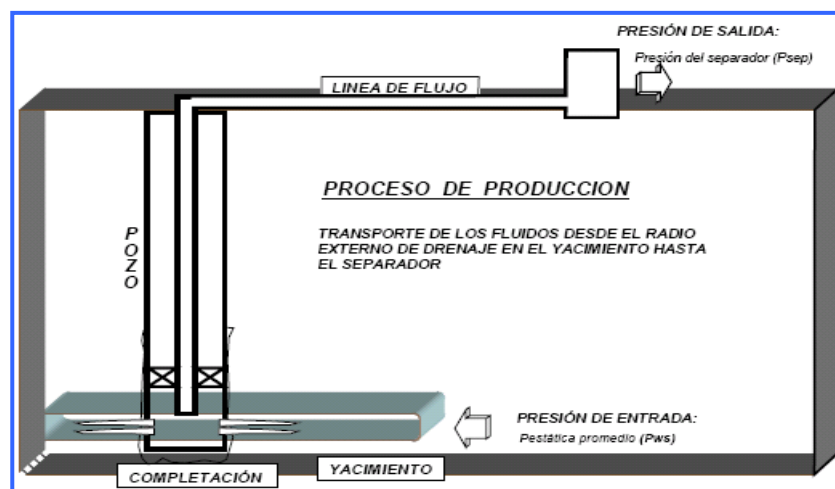


Figura 2.25.-Diagrama de proceso de producción

2.20.3.- Flujo de fluidos en la completación

La completación representa la interfase entre el yacimiento y el pozo, y a través de ella el fluido sufre una pérdida de presión la cual dependerá del tipo de completación existente.

Tipo de completación:

1. Hoyo desnudo: son completaciones donde existe una comunicación directa entre el pozo y el yacimiento, normalmente se utilizan en formaciones altamente consolidadas y naturalmente fracturadas. En la Figura 2.26 se presenta el esquema de completación a hoyo desnudo.

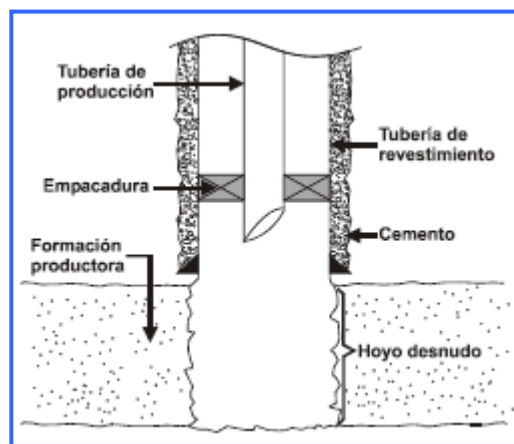


Figura 2.26.- Completación hoyo desnudo

2. Cañoneo convencional:

Son completaciones donde se perfora ó cañonea la tubería de revestimiento, el cemento y la formación productora para crear túneles que comuniquen el pozo con el yacimiento, normalmente se utilizan en formaciones consolidadas. Seguidamente en la Figura 2.27 se presenta el esquema de completación convencional de un pozo.

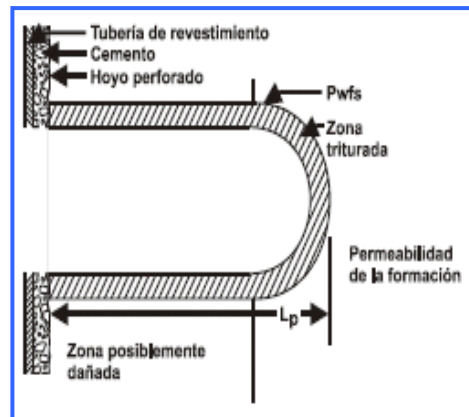


Figura 2.27.-Completación convencional

4.5.2.4 Caída de presión en la completación

A continuación se presenta la manera de calcular la pérdida de presión en cada tipo de completación:

1) Caída de presión en completaciones a hoyo desnudo

En este tipo de completaciones la caída de presión es cero ya que la comunicación entre el yacimiento y el pozo es directa, luego:

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = 0 \rightarrow P_{wf} = P_{wfs} \quad (2.96)$$

2) Caída de presión en completaciones con cañoneo convencional

La ecuación presentada por Jones, Blount y Glaze puede ser utilizada para evaluar la pérdida de presión a través de la completación con cañoneo convencional.

$$bq + qa = P_{wf} - P_{wfs} \quad (2.97)$$

La completación se dice, con base a la experiencia, que no es restrictiva cuando la caída de presión a través del cañoneo está entre 200 a 300 lpc. Antes de definir los coeficientes “a” y “b” se deben describir algunas premisas establecidas por los autores antes mencionados.

Capítulo III

Descripción del Área de Estudio

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1.-Descripción General Área Mayor de Oficina

El Área Mayor de Oficina está ubicada en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela en la región central de los estados Anzoátegui y Monagas. Llega en el Norte hasta las áreas de Anaco y Jusepín, al Sur en las áreas de Ayacucho y Junín de la Faja del Orinoco, al Este los Campos de Temblador y al Oeste los del Guárico. Tiene aproximadamente 120 kilómetros de largo y 60 kilómetros de ancho (Figura 3.1).

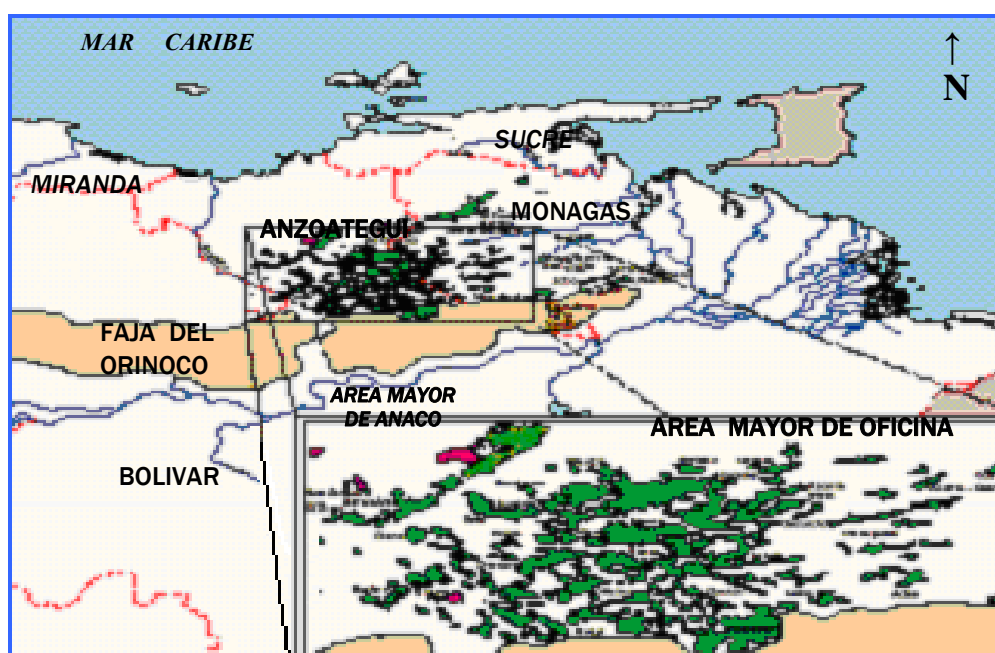


Figura 3.1. Localización del Área Mayor de Oficina.^[5]

Los límites arbitrarios de esa región, mostrados en detalle en la Figura 3.2, han sido establecidos al Este por una línea de rumbo Noroeste, entre el extremo oriental del campo Oritupano al Sur y el campo Onado al Norte; al Sur por una línea Este-Oeste; Nor-Este situada al Sur de los campos de Yopales Sur, Miga y Melones, que marca el límite convencional entre los crudos pesados al Sur del área de Oficina y los crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco; al Noroeste por el límite del campo Budare y el corrimiento de Anaco entre los campos El Toco y Santa Rosa; y al Norte, por una línea Este-Oeste al Sur del Campo Santa Rosa y al Norte del campo Onado.^[5]

sedimentario diferente, de ambiente deltáico muy alto, que indicaría el avance del delta hacia el Este. Consiste principalmente en sedimentos finos mal consolidados, que incluyen areniscas y limolitas más o menos carbonosas, lutitas arcillosas, arcilitas y lignitos. Hacia el Norte constituye una zona basal conglomerática.

- **Formación Freites (Mioceno Medio a Superior):** Descansa concordante y transicionalmente sobre la Formación Oficina y se compone esencialmente de lutitas. Pueden distinguirse tres intervalos, según la presencia de areniscas cerca del tope y la base de la formación, en contraste con la parte media.
- **Formación Oficina (Mioceno Inferior a Medio):** Concordante sobre Merecure, se compone de lutitas interestratificadas con limolitas, areniscas mal cementadas de grano fino a grueso, lignitos y capas menores de caliza. El ambiente sedimentario es un extenso complejo deltaico que se extendió considerablemente hacia el Sur y Sureste hasta la línea cercana al curso actual del río Orinoco.
- **Formación Merecure (Oligoceno):** Se presenta en Anzoátegui y Monagas en las áreas de Anaco, Oficina y Temblador, se caracteriza por una secuencia de areniscas macizas a mal estratificadas, con intercalaciones delgadas de lutitas carbonáceas, arcillitas y limonitas. Las areniscas forman el 50 % de la litología presente. Su contacto inferior es discordante con el Grupo Temblador o con el Grupo Santa Anita, o directamente con el basamento hacia la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Se va desarrollando un ambiente sedimentario del tipo deltáico, dentro del cual el contacto superior es concordante con la Formación Oficina. El ambiente sedimentario es de aguas dulces a salobres.

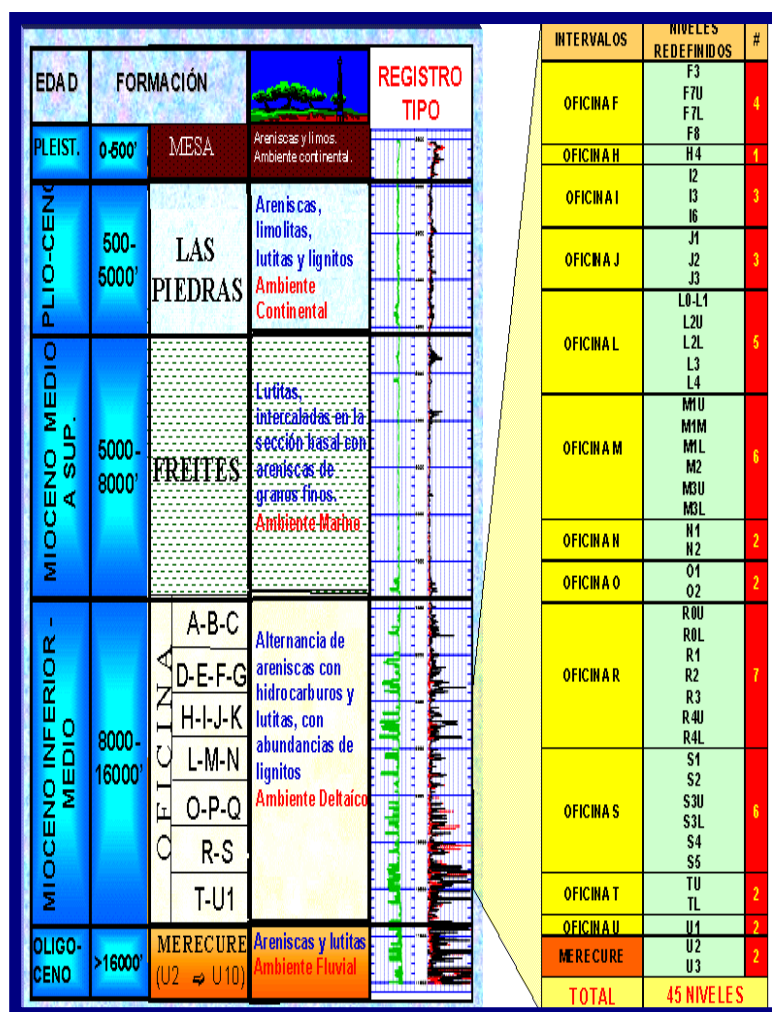


Figura 3.3. Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina.^[5]

3.3.- Principales Formaciones Productoras del Área Mayor de Oficina en el Campo Kaki-Bucara^[5]

Son Mereure de edad Oligoceno Tardío a Mioceno Temprano y Oficina de edad Mioceno Temprano a Medio. Ambas fueron sedimentadas en ambientes progresivamente transgresivos sobre el flanco sur de la cuenca, el cual consistía en una plataforma apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana, con características de muy bajo relieve, lentamente subsidente, de forma que las aguas llanas se extendían considerablemente de norte a sur, con suaves oscilaciones que favorecieron el avance y el retroceso del mar, originando transgresiones y regresiones alternantes. La sedimentación en la parte meridional del área, tanto

para Merecure como para Oficina, sugiere ambientes de llanura deltaica con extensas zonas pantanosas de baja energía y abundante vegetación, intercalaciones de sedimentos de aguas salobres, sistemas de canales distributarios, abanicos de rotura y canales estuarinos de dirección generalizada hacia el norte, así como sedimentación de arenas marino somero tales como barras de desembocadura, barras litorales y depósitos de playa.

Dentro de este cuadro general, la Formación Merecure refleja ambientes de sedimentación típicos de llanura deltaica alta a valle aluvial, caracterizada por arenas masivas y de mayores espesores, asociadas a depositación en ambientes de aguas salobres a dulces, mientras que las rocas de la Formación Oficina se asocian mas a la llanura deltaica baja y marino somero; es por esto, que en la parte norte del Área Mayor de Oficina la Formación Merecure conserva características sedimentarlas prácticamente similares a los del sector sur, mientras que en la Formación Oficina se aprecia en sentido general, una disminución en la frecuencia y espesor de los intervalos arenosos hacia el norte, es decir en dirección al eje de la cuenca del Mioceno Temprano a Medio.

La Formación Merecure se caracteriza principalmente por la abundancia de areniscas de grano fino a grueso y espesores en capas masivas mal estratificadas; la continuidad de las capas de areniscas esta interrumpida por láminas y capas delgadas de lutitas negras, carbonosas y por intervalos de arcillitas y limolitas grises; frecuentemente se observan altas resistividades no siempre relacionadas al contenido de hidrocarburos, sino a la presencia de areniscas cementadas y muy duras. La Formación Oficina consiste predominantemente de alternancias de lutitas de colores gris claro, oscuro y marrón, ínterlaminadas e ínterestratificadas con areniscas de grano fino a grueso y limolitas de colores claros; componentes menores, pero importantes de la unidad son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, las cuales son fácilmente reconocibles en los registros eléctricos y de considerable valor en las correlaciones pozo a pozo, dada su apreciable continuidad y extensión lateral.

En cuanto a las características estructurales regionales, el Área Mayor de Oficina se extiende por alrededor de 150 kilómetros de largo por 90 kilómetros de ancho y se ubica en la subcuenca de Maturín, cuyo eje tiene un rumbo ENE y un declive suave en la misma dirección, con buzamiento de la sección sedimentaria de 2 a 4 grados hacia el NNE, el cual aumenta de manera gradual hacia el eje de la cuenca. La característica estructural predominante de la región es la presencia de tres sistemas complejos de fallas normales que afectan la sección productora de Oficina - Merecure, donde ellos de mayor desplazamiento con rumbo este-oeste y noreste-suroeste, respectivamente, con buzamientos de alrededor de 30' - 45', algunos hacia el norte pero preferencialmente con buzamiento hacia el sur, presentándose las acumulaciones de hidrocarburos en el lado norte de dichas estructuras, independientemente de sí las mismas buzan al norte o al sur; existe también un sistema de fallas complementarias de menor desplazamiento, con rumbos noroeste-sureste, particularmente desarrolladas hacia el área de los campos Yopales -Budare - Caracoles, que también juegan un rol importante en el mecanismo de entrapamiento de los campos del Área Mayor de Oficina.

El componente estructural de las grandes acumulaciones de hidrocarburos de la región, se complementa con factores estratigráficos, caracterizados por la desaparición lateral de las arenas por cambios de facies, acorde con el ambiente fluvio-deltáico a marino somero de las formaciones Oficina y Merecure. Por último, es también importante destacar la tendencia a engrosamiento y consecuente aumento de la profundidad de la sección Oficina – Merecure en dirección norte-noreste, hacia el eje de la cuenca, así como también la tendencia general de aumento de la gravedad API y la relación gas/petróleo de los crudos en dirección noroeste, desde los crudos pesados de los campos Melones - Miga - Yopales Sur hasta los crudos livianos de Mapiri - Zapatos.

3.4.- Área Kaki – Bucaral^[5]

Los campos Kaki-Bucaral, que comprenden los yacimientos existentes en el intervalo S2 de La Formación Oficina, se ubican en la porción periférica, en sentido noroeste, de la región de La Cuenca Oriental de Venezuela, conocida

como el área Mayor de Oficina la cual está ubicada en la parte central del estado Anzoátegui a unos 32 Km. al Suroeste de la ciudad de Anaco (Figura 3.4) y la (Figura 3.5) muestra la ubicación relativa de los campos Kaki y Maulpa. Los límites arbitrarios de esa región han sido establecidos al este por una línea de rumbo NO, entre el extremo oriental del campo Oritupano al sur y el campo Onado al norte; al sur por una línea EO-NE situada al sur de los campos de Yopales Sur, Miga y Melones, que marca el límite convencional entre los crudos pesados del sur del área de Oficina y los crudos pesados y extra pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco; al NO por el límite del campo Budare y el Corrimiento de Anaco entre los campos El Toco y Santa Rosa; y al norte, por una línea EO al sur del campo Santa Rosa y al norte del campo Onado.

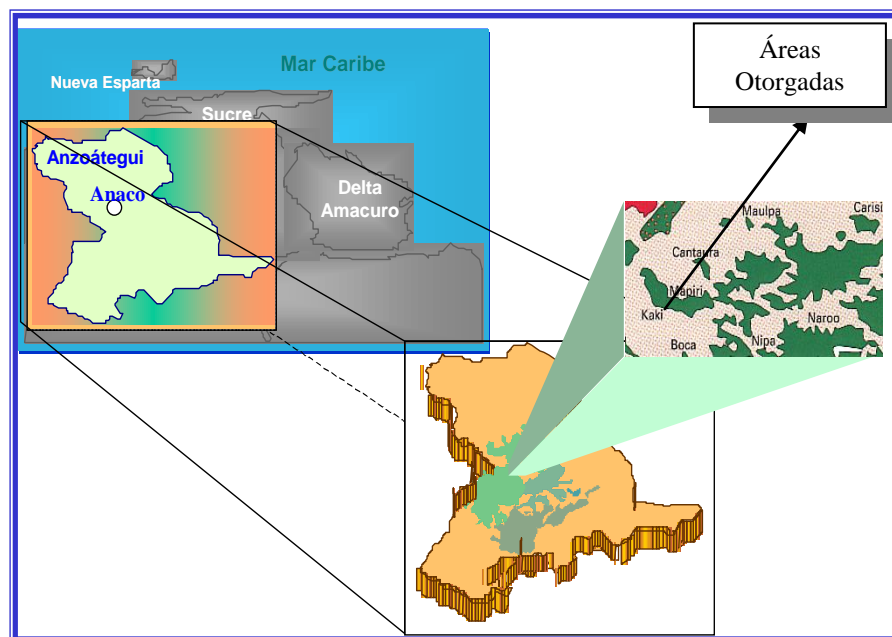


Figura 3.4.- Ubicación geográfica del campo KAKI.^[5]

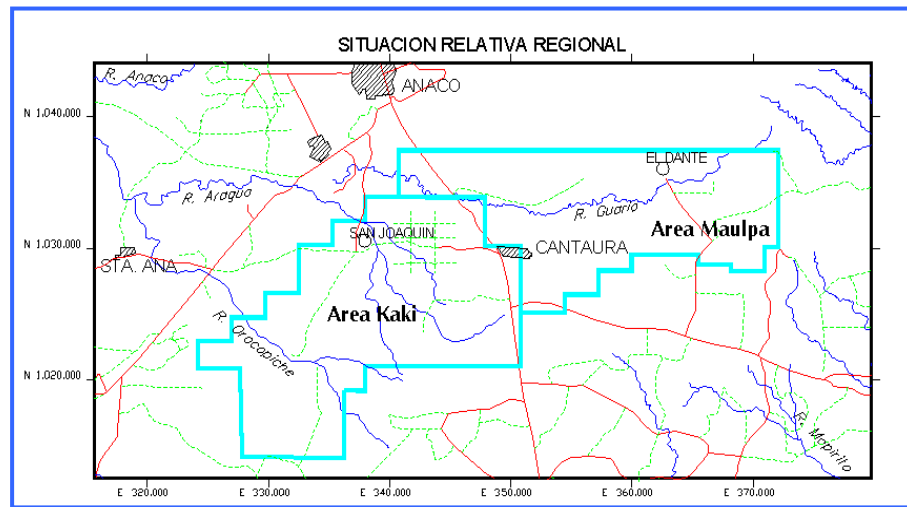


Figura 3.5.- Ubicación Regional de las Áreas Kaki.^[5]

Esta área posee yacimientos petrolíferos de hidrocarburos liviano/mediano y condensados; así como grandes cantidades de gas natural que representan el 40 % de las reservas probadas en el país.

Capítulo IV

Marco Metodológico

Marco Metodológico

En este capítulo se presenta la metodología seguida para cumplir con los objetivos propuestos. La Figura 4.1 presenta el esquema empleado para la realización del estudio.

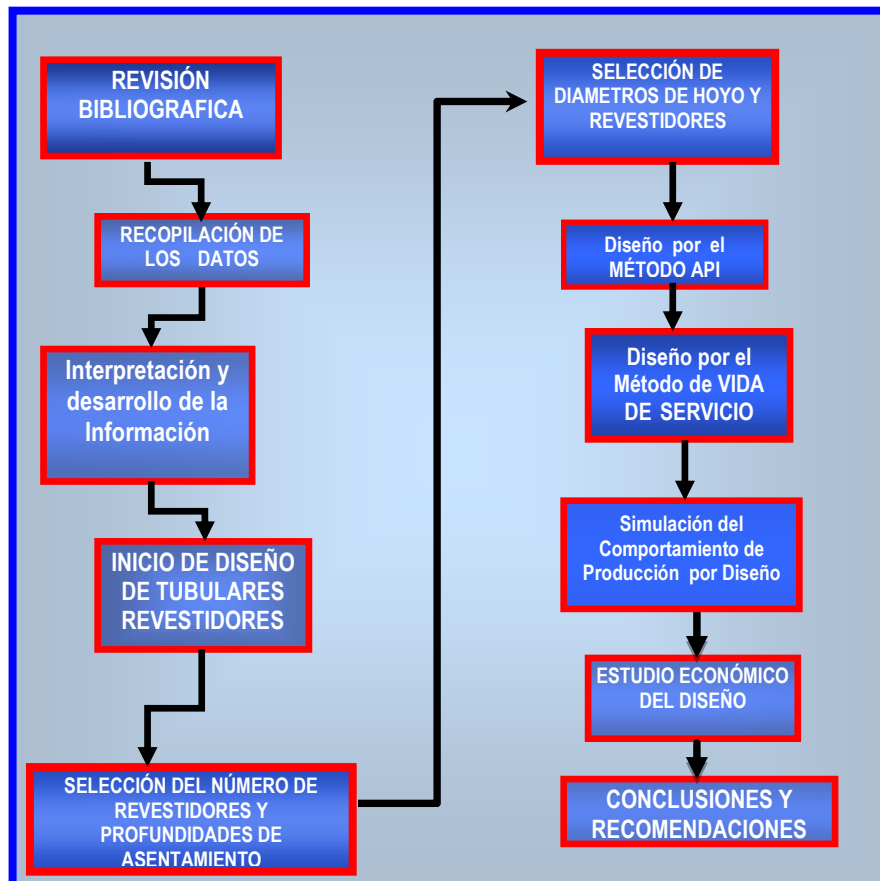


Figura 4.1.-Esquema metodológico para el Diseño de Revestidores

4.1.-Revisión Bibliográfica

La primera fase de este proyecto consistió en la recopilación de información bibliográfica relacionada con el diseño de tubulares para pozos petroleros. Se realizó una búsqueda de información relacionada con las propiedades de los materiales de Tuberías y juntas, así como sus respectivas dimensiones, estableciendo así los factores y consideraciones para la clasificación y el diseño de los mismos.

Para ello se realizó la investigación en cada una de las áreas mencionadas anteriormente consultando: libros de texto, trabajos de grado, publicaciones de la SPE, publicaciones y cursos y manuales de PDVSA, material suministrado por profesores, informes técnicos, además de la consulta en Internet de algunas páginas Web relacionadas con las áreas especificadas en este trabajo.

4.2.- Interpretación y Desarrollo de la Información

Se realizó una clasificación de la información del campo disponible en la empresa y se seleccionó varios registros de pozos recientemente perforados en el campo, pruebas de fracturamiento hidráulico y de integridad de presión, registros de estabilidad de hoyo, mapas de patrones de fallas y orientación de secciones sísmicas que fueran representativos del campo Kaki/Bucaral, así como información del departamento de geología acerca de la columna estratigráfica del área. Con esta información del campo y con el material bibliográfico encontrado acerca del diseño de Tuberías Revestidoras y sus respectivas regulaciones en la industria se procede a iniciar el nuevo diseño pozos para este campo.

4.3.-Inicio de Diseño de Tubulares Revestidores

Secuencia para el diseño:

- Selección del número de revestidores y de la profundidad de asentamiento de cada uno, tomando en cuenta problemas de pega diferencial y arremetidas al perforar secciones más profundas.
- Selección de los diámetros de revestidores a utilizar.
- Análisis de una tubería de revestimiento de acuerdo al método de diseño de vida de servicio.
- Análisis de una tubería de revestimiento de acuerdo al método de diseño convencional API.

4.4.-Selección del número de Revestidores y de las Profundidades de Asentamiento

Utilizando los datos de la Tabla 5.1 mostrada en el capítulos de resultados, se determina el número de tuberías de revestimiento que deben correrse dentro del pozo a diseñar, para alcanzar una profundidad objetivo de 9.400 pies de manera segura; y de esta manera seleccionar la profundidad de asentamiento de cada tubería. Utilizando márgenes de sobrebalance y arremetida de 0,5 lpg al hacer la selección de las profundidades de asentamiento y un límite de presión diferencial máximo de 3.000 lpc en zonas con presiones normales. La longitud mínima del revestidor de superficie requerido para proteger los acuíferos de agua fresca es de 3000 pies. Además se requieren aproximadamente 40 pies de conductor para prevenir que ocurra lavado en su exterior.

La estrategia más utilizada para determinar el lugar de asentamiento del revestidor consiste en seleccionar la tubería más profunda primero, para luego ir pasando sucesivamente de ésta a la de superficie. Primero se grafica el programa de densidades de lodo para mantener un margen de sobrebalance de 0,5 lpg en cada profundidad, y luego se grafica el gradiente de fractura de la formación manteniendo un margen de arremetida de 0,5 lpg. Estas variables corresponden a las líneas punteadas de la Figura 4.2. Es evidente que el gradiente de fractura es mayor que el gradiente de presión de poro.

De esta manera, deberá utilizarse un fluido de perforación que cumpla con las siguientes condiciones:

- Debe generar una presión hidrostática mayor que la presión de poro para poder controlar al pozo.
- Al mismo tiempo debe generar una presión menor que la de fractura, para que no comience a invadir la formación.

Entonces, tal como se muestra a continuación en el ejemplo de la Figura 4.2, el proceso se inicia en el fondo, proyectando la densidad del lodo a la profundidad

total (presión de poro más sobrebalance) hasta el punto donde se intersecta el gradiente de fractura menos el margen de arremetida (segmento a-b). Se asienta el revestidor correspondiente en ese punto y se inicia nuevamente el proceso (segmento c-d) y así sucesivamente hasta llegar a la superficie.

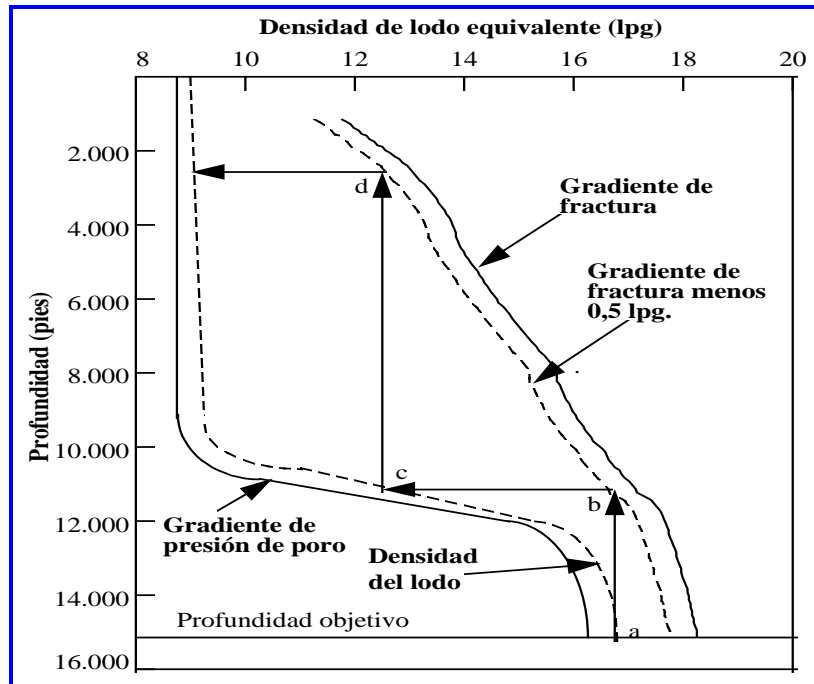


Figura 4.2 Ejemplo de gráfica de Gradiente de presión de poro y gradiente de fractura.^[1]

Luego se procede a verificar la posibilidad de que ocurra atascamiento diferencial durante la corrida de los revestidores dentro del hoyo. Este fenómeno puede presentarse si existe una gran diferencia de presión entre el sistema de fluido de perforación y la formación, ya que la tubería tiende a atascarse donde se encuentran las presiones diferenciales máximas. Los estudios de campo han demostrado que puede tolerarse un diferencial de presión de hasta 3000 lpc, sin que ocurra atascamiento, dependiendo esto del espesor de arena.

Entonces se determina el máximo diferencial de presión al cual estará expuesto cada revestidor, usando la siguiente ecuación:

$$\Delta P = 0.052 \cdot (MW - PP) \cdot Prof \tag{4.1}$$

Donde:

ΔP = diferencial de presión (lpc).

MW = peso del lodo (lpg).

PP = presión de poro (lpg).

$Prof$ = profundidad (pies).

Adicionalmente hay que tomar en cuenta que la profundidad de asentamiento del revestidor superficial debe seleccionarse considerando la posibilidad de una arremetida que pueda ocurrir al perforar secciones más profundas. Para determinar la presión que ejercería una arremetida a la profundidad seleccionada se utilizará la siguiente ecuación:

$$EMW_{Arremetida} = \left(\frac{Prof.Total}{Prof.deinterés} \right) \cdot \Delta M + OMW \quad (4.2)$$

Donde:

$EMW_{arremetida}$ = peso de lodo equivalente a la profundidad de interés (lpg).

$Prof. Total$ = intervalo más profundo (pies).

ΔM = aumento incremental del peso del lodo en la arremetida (lpg).

OMW = peso del lodo original (lpg).

El valor obtenido con esta ecuación debe ser menor que la resistencia a la fractura de la formación. La forma de calcular la profundidad de asentamiento apropiada es mediante la aplicación reiterada de la ecuación anterior para cada profundidad y ver donde intersecta a la línea de gradiente de fractura.

4.4.2 Selección de Diámetro de Revestidor

La selección del diámetro se realiza según el diámetro del hoyo y la holgura entre el hoyo y el tubular. La Figura 4.3 muestra un diagrama para la Selección del Diámetro del Revestidor, en el cual la línea continua representa la opción más viable. Así, se selecciona primero el diámetro del revestidor de producción y siguiendo paso a paso hacia abajo, se van seleccionando los diámetros del hoyo y del siguiente revestidor hasta llegar a la superficie.

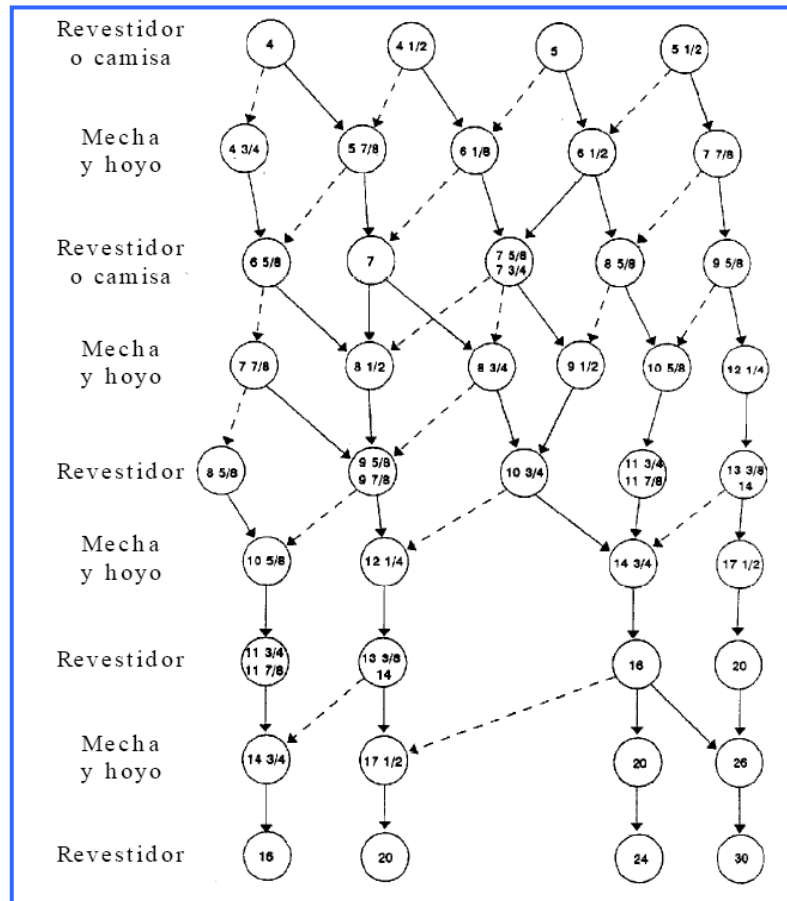


Figura 4.3.- Secuencias usuales de diámetros de los revestidores, mechas y hoyos.^[1]

4.5.-Métodos de Diseño para Tuberías de Revestimiento ^[1]

4.5.1 Análisis de una Tubería de Revestimiento de acuerdo al "Método Convensional API"

4.5.1.1 Consideraciones Generales

El diseño de revestidores según el método API utiliza el concepto de carga máxima, que es un procedimiento que analiza todas las posibles cargas que puedan generarse en el revestidor, durante la perforación o durante la vida útil del pozo. Antes de diseñar un revestidor, es necesario realizar un análisis de estas posibles condiciones de operación, entre las cuales se encuentran:

- Arremetidas.
- Pérdidas de circulación.
- Atascamiento de la tubería.
- Desgaste.

Luego, los revestidores se diseñan para las siguientes condiciones:

- Estallido.
- Colapso.
- Tensión.
- Efectos biaxiales.

Primero se establecen las cargas que generen la máxima presión de estallido y se selecciona, tentativamente, el revestidor más económico que pueda satisfacer esta carga.

Posteriormente se definen las cargas máximas de colapso y se evalúa la resistencia al colapso del revestidor seleccionado. Si alguna sección de este revestidor no soporta las cargas definidas, se utiliza otro con mayor resistencia.

A continuación, se definen las cargas por tensión y se evalúa la resistencia del cuerpo del revestidor seleccionado previamente. En caso de que una sección de este revestidor esté subdiseñada, se usa otra sección con acero de mayor grado o con mayor peso.

Las cargas de tensión/compresión pueden modificar los valores de resistencia al estallido y al colapso. Estos efectos, llamados biaxiales, deben ser analizados para asegurar que no reducen la resistencia al estallido y al colapso por debajo de los requerimientos mínimos establecidos. Los efectos específicos de las cargas de tensión se muestran en la Tabla 4.1 mostrada a continuación:

Tabla 4.1 Efectos de las cargas de Tensión/Compresión^[1]

Tipo de carga	Efecto
Tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de resistencia al estallido. • Disminución de resistencia al colapso.
Compresión	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución de resistencia al estallido. • Aumento de resistencia al colapso.

4.5.1.2 Técnicas Gráficas

La selección gráfica es uno de los métodos más utilizados para escoger los pesos, grados y longitudes de las diferentes secciones que componen un revestidor, debido a su sencillez. Se recomienda también el uso de catálogos que muestren las distintas propiedades de los revestidores, para así seleccionar aquellos que cumplan con los requerimientos mínimos definidos.

4.5.1.3 Consideraciones para Estallido

El valor nominal de resistencia a la presión interna, a menudo denominado "valor nominal de estallido", caracteriza las limitaciones de un revestidor en condiciones de carga de presión interna. El factor fundamental que afecta la capacidad de resistencia a la presión interna es la resistencia a la fluencia del cuerpo del revestidor.

Las cargas consideradas en el estallido, según el método de diseño convencional, son generadas por las densidades de los fluidos y las presiones superficiales; las cuales se combinan para determinar la mayor presión diferencial, que suele evaluarse en el tope o en el fondo del revestidor. Los fluidos que están fuera del revestidor, llamados fluidos de respaldo (backup), generan una presión hidrostática que ayuda a resistir el estallido.

4.5.1.4 Consideraciones para Colapso

En forma similar al caso anterior, el valor nominal de resistencia a la presión externa, a menudo denominado "valor nominal de colapso", caracteriza las limitaciones de un revestidor en condiciones de carga de presión externa. Son numerosos los factores que afectan esta resistencia, entre los que se puede contar la geometría (diámetro/espesor) y la resistencia a fluencia.

Entre los casos de carga que generan un posible colapso de la tubería, el diseño convencional considera una evacuación de fluido (vacío) hasta una cierta profundidad en el interior del revestidor. La presión externa, que genera la carga de colapso, está determinada por el peso del lodo donde se corrió el revestidor.

4.5.1.5 Consideraciones para Tensión

Cuando se diseña un revestidor para que opere en condiciones de tensión, los métodos convencionales parten de una premisa en virtud de la cual, el revestidor está suspendido en un fluido uniforme. Por lo tanto, los únicos factores que determinan la carga de tensión en el revestidor son: el peso suspendido y la fuerza de flotabilidad aplicada al fondo del revestidor.

4.5.2 Análisis de una Tubería de Revestimiento de acuerdo al “Modelo de Vida de Servicio”

4.5.2.1 Consideraciones y Datos Generales:

Este procedimiento, consiste en considerar que cada elemento se encuentra bajo un sistema inicial de cargas llamado Caso Base. Sobre este sistema inicial se sobreponen las Cargas de Servicio, es decir, las cargas normales que probablemente le impondrá la operación.

Una sarta se considera que está bien diseñada si para cualquier combinación de cargas base y de servicio, mantiene los márgenes de seguridad mínimos necesarios. Para un revestidor el Caso Base es cuando está cementado y para una tubería de producción cuando está instalada. Un Caso de Carga o Condición de Servicio está definido por:

- Un perfil de presión interna y un perfil de presión externa.
- Un perfil de temperatura.

Los casos de carga más importantes aplicados a un revestidor de producción son:

1. Vacío total.
2. Fuga en la tubería de producción en superficie - temp. estática y en caliente.

A Continuación en la Figura 4.4 se presenta el esquema del procedimiento para el cálculo del diseño de tuberías Revestidoras por el Método de Vida de Servicio sugerido por el Manual de Diseño de Revestidores de PDVSA-INTEVEP.

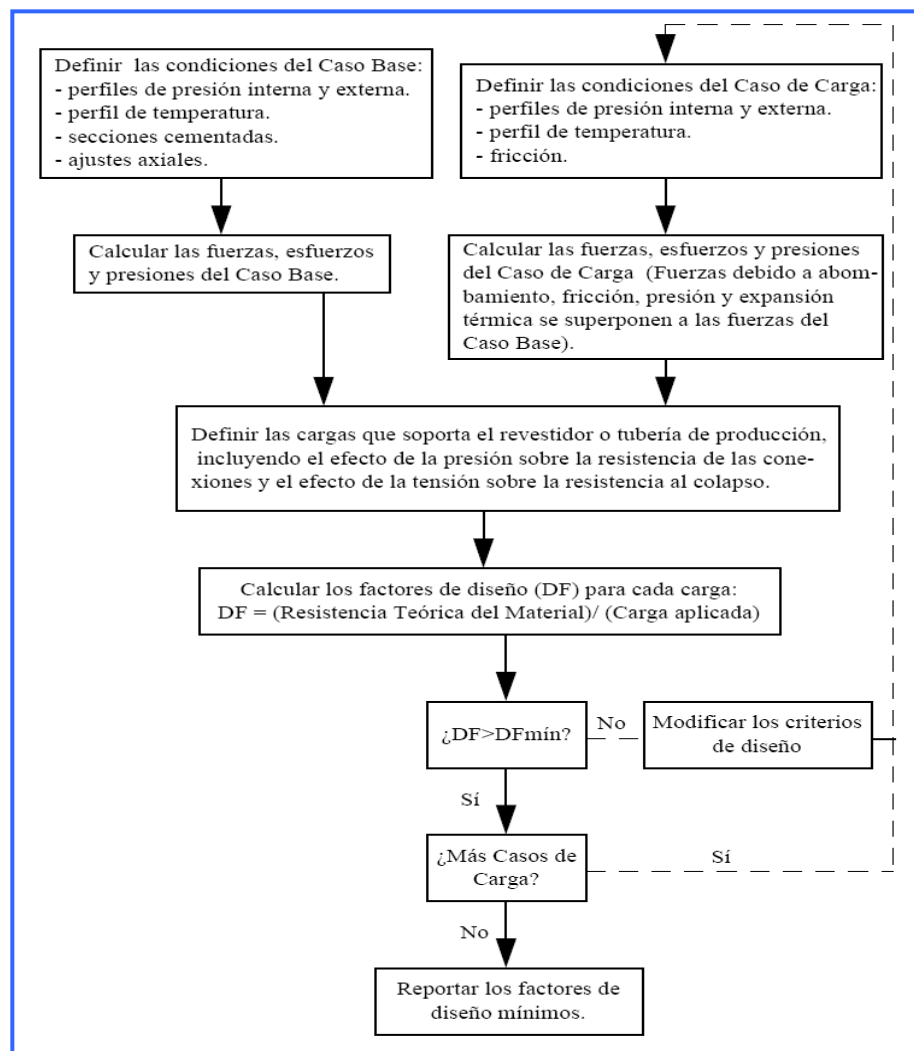


Figura 4.4.- Procedimiento para el Cálculo de un Modelo de Vida de Servicio ^[1]

4.5.2.2. Caso Base: Condición Cementada.

4.5.2.2.1 Consideraciones Generales

- El perfil de presión interna está dado por el peso del lodo al cual se corrió la sarta sin presión superficial.
- El perfil de presión externa está dado por el lodo en el tope del cemento o sólo el cemento, lo que sea más apropiado.
- El perfil de temperatura se determina a partir del perfil de temperatura estática o de una correlación especial.

4.5.2.2.2 *Análisis del Caso Base*

- *Consideraciones de tensión y/o compresión.*

La primera carga de interés es la fuerza de tensión en el revestidor, la cual está determinada por el peso suspendido y la fuerza de flotabilidad al fondo de la sarta. Para determinar la carga axial real (tensión o compresión) que existe en el revestidor cuando está cementado se utiliza un Diagrama de Cuerpo Libre (D.C.L), el cual se construye dibujando un croquis del sistema físico e identificando todas las cargas que recibe el tubular. Como el sistema debe ser estático, la suma de todas esas cargas debe ser cero y de esa forma se puede calcular el valor en cualquier punto.

4.5.2.3 *Caso de Carga I: Vacío Total*

4.4.2.3.1 Consideraciones Generales

- Se vacía completamente todo el interior del revestidor de producción.
- El perfil de presión interna es, por lo tanto, cero (0 lpc) en todo el revestidor.
- El perfil de presión externa está dado por el peso del lodo donde se corrió la sarta.
- El perfil de temperatura es el de temperatura estática.

4.5.2.3.2. *Análisis del Caso de Carga I*

- Consideraciones de diseño para tensión y/o compresión

El modelo para vida de servicio considera otros factores que inciden en la cantidad de tensión existente en la sarta, a saber:

- Efectos Térmicos (variaciones de temperatura).
- Efecto de Abombamiento (efecto de Poisson).
- Flotabilidad (ya fue considerado en el caso base).

- Cálculo del Factor de Diseño

El factor de diseño a compresión ($DF_{\text{COMPRESIÓN}}$) se define como:

$$DF_{\text{COMPRESION}} = \frac{\text{Resistencia teorica de la junta}}{\text{Carga de compresion estatica maxima}}$$

- Consideraciones de diseño para colapso

El factor de diseño por colapso se calcula usando la siguiente expresión:

$$DF_C = \frac{\text{Resistencia al colapso de la tubería}}{\text{Presión de colapso equivalente}}$$

Para calcular los valores nominales de resistencia al colapso se pueden usar cuatro ecuaciones:

- 1.- *Colapso por fluencia.*
- 2.- *Colapso plástico.*
- 3.- *Colapso de transición.*
- 4.- *Colapso elástico.*

La selección adecuada depende del coeficiente entre el diámetro externo y el espesor de la pared del tubular (D/t), así como de la resistencia a la fluencia específica del material.

Para calcular el factor de diseño por colapso se usa el procedimiento descrito en la Figura 4.5 sugerido por el Manual de Diseño de revestidores PDVSA-INTEVEP:

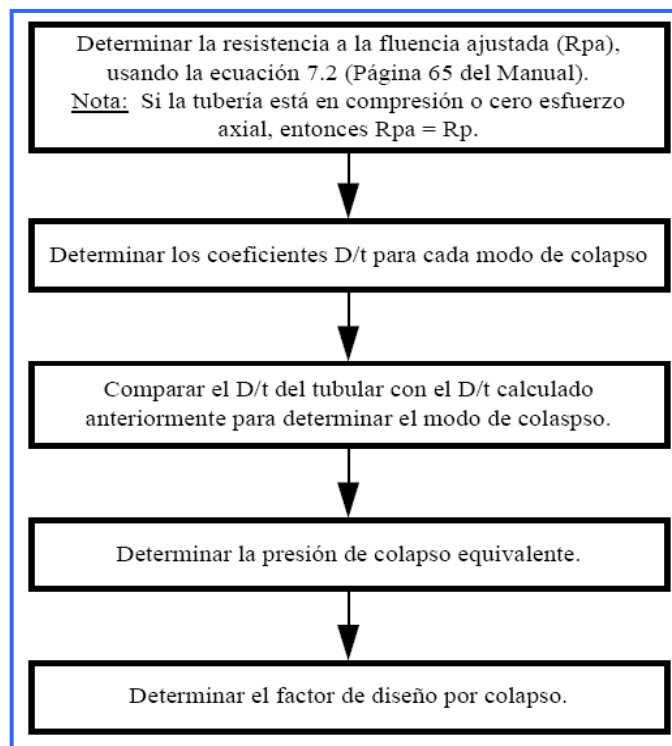


Figura 4.5 Determinación del factor de diseño por colapso^[1]

4.5.2.3.2.4 Consideraciones de Diseño para Esfuerzos Triaxiales (VME)

El factor de diseño correspondiente al esfuerzo triaxial equivalente (DF_{VME}), en servicio dulce, se obtiene mediante la siguiente expresión Ecuación (2.80):

$$DF_{VME} = \frac{\text{Resistencia a la fluencia minima API}}{\text{Esfuerzo combinado VME}}$$

El efecto combinado de los esfuerzos principales (axial, radial y tangencial) se expresa a través del esfuerzo triaxial equivalente de Von Mises (σ_{VME}), cuyo expresión matemática Ecuación (2.81), para un cilindro, según la teoría de Henry Von Mises es la siguiente:

$$\sigma_{VME} = \{0.5 \cdot [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6(\tau_t^2 + \tau_r^2 + \tau_a^2)]\}^{1/2}$$

4.5.2.4 **Caso de Carga II:** Fuga en la tubería de producción cerca de la superficie con temperatura estática.

4.5.2.4.1 Consideraciones Generales

- Internamente, el revestidor soporta la presión de cierre del cabezal del pozo por encima del fluido de completación.
- El perfil de presión externa está dado por la presión natural de poro.
- El perfil de temperatura es el de temperatura estática.

4.5.2.4.2 Cálculo del Factor de Diseño

El factor de diseño a tensión ($DF_{TENSION}$) se define como:

$$DF_{TENSION} = \frac{\text{Resistencia teorica de la junta}}{\text{Carga de tension estatica maxima}}$$

4.5.2.4.3 Consideraciones de Diseño para Estallido.

El factor de diseño para fluencia interna (DF_b) se define como:

$$DF_b = \frac{\text{Presion interna de fluencia}}{\text{Diferencial de presion interna}}$$

4.5.2.4.4 Consideraciones de Pandeo

Los dos factores que promueven el pandeo en tuberías son: la fuerza axial y la presión.

En su análisis acerca del pandeo, Lubinski describe una fuerza ficticia (Ffict) que asocia la presión al pandeo.

$$F_{fict} = A_o P_o - A_i P_i$$

Esta fuerza ficticia se combina con la fuerza axial para formar una fuerza efectiva:

$$F_{eff} = F_a + F_{fict} = F_a + A_o P_o - A_i P_i$$

Si $F_{eff} < 0$ hay pandeo.

Si $F_{eff} > 0$ NO hay pandeo.

El punto neutro (PN) se define como la profundidad a la cual la fuerza efectiva es cero (Este punto no suele ser el mismo de fuerza axial cero). Por encima de este punto neutro el revestidor está sometido a una fuerza efectiva positiva y por lo tanto no estará pandeado; por debajo del mismo, sí lo estará.

Nota: En realidad se necesita una fuerza efectiva crítica menor que cero (una fuerza de compresión mayor que cero) para causar verdaderamente el pandeo, sin embargo por motivos de sencillez de cálculo y seguridad, se considera que esa fuerza crítica es cero.

Los casos de carga en los que el pandeo puede llegar a ser grave son los siguientes:

1. Perforando con lodo caliente y pesado.
2. Cierre estático de la tubería de producción (tal como ocurre cuando hay una fuga en la tubería de producción cerca de la superficie).

La cantidad de pandeo que registra una sarta puede medirse por medio de varios parámetros, a saber: el paso (P), la severidad de la pata de perro (DLS) y la longitud de paso libre de herramienta (Lherramienta).

El problema se resume a responder las siguientes preguntas:

- ¿Se pandeará el revestidor?
- Si se pandea, ¿dónde se encuentra el punto neutro?
- ¿Cuál es la severidad del pandeo?

Localización del punto neutro (PN)

El punto neutro es la profundidad a la cual la fuerza efectiva (F_{eff}) es igual a cero. Para hallarlo se expresa la ecuación para la fuerza efectiva en función de la profundidad, luego se iguala a cero y se despeja:

$$F_{eff} = F_a + F_{fict} = F_a + A_o P_o - A_i P_i$$

Donde:

$$F_a = F_a @ 0 \text{ pies} - (\text{Peso Nominal}) \times (\text{Profundidad})$$

$$P_o = P_o @ 0 \text{ pies} + P_{hidrostática}$$

$$P_i = P_i @ 0 \text{ pies} + P_{hidrostática}$$

$$A_o = \text{pulg}^2$$

$$A_i = \text{pulg}^2$$

¿Cuál es la severidad del pandeo?

Deben calcularse los siguientes parámetros: paso (P), severidad de la pata de perro (DLS) y longitud de paso libre de herramienta (L_{herram}).

4.6 Simulación del Comportamiento de Producción ^[4]

4.6.1 Consideraciones Generales:

Con el objetivo de estimar de alguna manera el posible comportamiento de producción para el nuevo diseño de pozo se utilizará un software de análisis del sistema de producción PIPESIM[®], este software proporciona la simulación del comportamiento de crudo como un flujo polifásico en estado estacionario, y sistemas de producción del gas en medio poroso y tubería. Los módulos individuales de PIPESIM[®] se utilizan para una amplia gama de análisis incluyendo: la modelación del pozo, análisis nodal, optimización del levantamiento artificial de crudos, facilidades y tuberías de superficie, procesos de modelaje y planeamiento del campo, entre otros. Una característica importante

de PIPESIM[®] es la apertura e integración del sistema que permite el desarrollo “de un modelo de sistema total de producción” desde el yacimiento hasta las instalaciones para procesos.

4.6.2. Datos de entrada del yacimiento y pozo

Como cualquier programa de simulación numérica, este funciona con ecuaciones que a su vez se basan en suposiciones del comportamiento del flujo, la data que le suministremos al programa es muy importante a la hora de ponderar los resultados obtenidos de la simulación. La confiabilidad y precisión de estos dependerán básicamente de la calidad de datos suministrados por el usuario.

Para efectos de este trabajo, se trabajará con datos representativos del campo extraídos de pruebas a pozos y de la data histórica del campo. Todo esto se debe tomar en cuenta a la hora de la toma de decisiones ya que las condiciones no son siempre las mismas a lo largo y ancho del campo en cuestión.

4.7.- Análisis Costos del Diseño

Luego de obtener resultados positivos en cuanto al diseño, se realizará un análisis económico de costos comparando el nuevo diseño propuesto con el diseño actual de pozos. Este estudio permitirá conocer si es el cambio de diseño es factible económicamente y competitivo con respecto al diseño hasta ahora usado.

4.8.- Conclusiones y Recomendaciones

Realizar las conclusiones que se puedan discernir del estudio antes realizado y hacer las recomendaciones respectivas.

Capítulo V

Análisis y Discusión de Resultados

Análisis y Discusión de Resultados

5.1. Datos del Campo Kaki/Bucaral

Utilizando la información geológica del campo Kaki/Bucaral suministrada por diversas pruebas realizadas a distintos pozos perforados en el área se obtienen los datos de *Presión de Poros* y *Presión de Fractura* que se presentan en la Tabla 5.1, de estos datos se determinó los diferentes gradientes de poros y fracturas al igual que su peso equivalente de lodo. A partir de estos datos se determinará el número de tuberías de revestimiento que deben correrse dentro del pozo, para alcanzar una profundidad objetivo aproximada de 9600 pies de manera segura; y seleccionar la profundidad de asentamiento de cada tubería.

Se utilizarán márgenes de sobrebalance y arremetida de 0,5 lpg al hacer la selección de las profundidades de asentamiento y un límite de presión diferencial máximo de 3000 lpc en zonas con presiones normales. La longitud mínima del revestidor de superficie requerido para proteger los acuíferos de agua fresca es de 3000 pies. Además se requieren aproximadamente 40 pies de conductor para prevenir que ocurra lavado en su exterior.

Tabla 5.1. Gradiente de presión de poro y gradiente de fractura para el campo Kaki/BucaraI.

Para el Campo Kaki/BucaraI						
Prof [pies]	Presión Poros [lpc]	Presión de Fractura [lpc]	Gradiente de Presión de Poros (lpc/ft)	Gradiente de Fractura (lpc/ft)	Peso eq. de Lodo (Presión Poros) [lpg]	Peso eq. de Lodo (Presión Fractura) [lpg]
0	0	0	-	-	-	-
500	234	312	0,468	0,624	9	12
1000	468	624	0,468	0,624	9	12
1500	702	936	0,468	0,624	9	12
2000	936	1248	0,468	0,624	9	12
2500	1170	1560	0,468	0,624	9	12
3000	1404	1872	0,468	0,624	9	12
3500	1638	2184	0,468	0,624	9	12
4000	1872	2496	0,468	0,624	9	12
4500	2106	2808	0,468	0,624	9	12
5000	2340	3120	0,468	0,624	9	12
5500	2574	3432	0,468	0,624	9	12
6000	2808	3744	0,468	0,624	9	12
6500	3047	4056	0,469	0,624	9	12
7000	3281	4368	0,469	0,624	9	12
7500	3516	4680	0,469	0,624	9	12
8000	3750	4992	0,469	0,624	9	12
8500	3984	5304	0,469	0,624	9	12
9000	4219	5616	0,469	0,624	9	12
9400	1500	3854	0,160	0,410	3,1	7,9
9500	1500	3895	0,158	0,410	3,0	7,9
9600	1500	3936	0,156	0,410	3,0	7,9
9700	1500	3977	0,155	0,410	3,0	7,9
9800	1500	4018	0,153	0,410	2,9	7,9

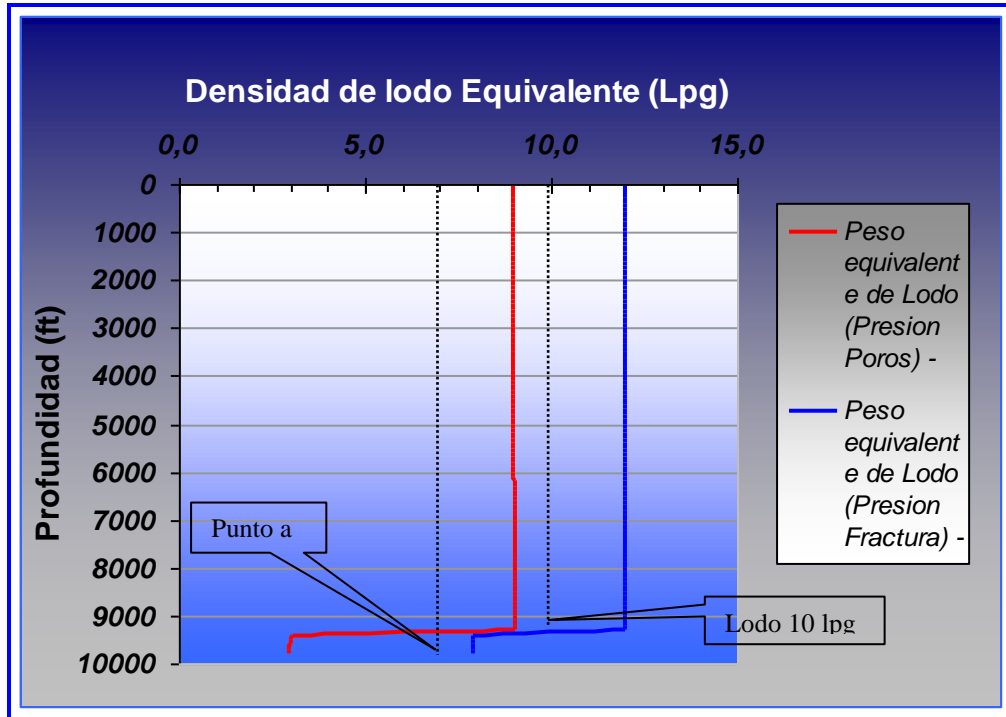


Figura 5.1.- Profundidades vs. Densidad equivalente del Lodo

Como puede verse en la Figura 5.1, para perforar hasta una profundidad de 9.400 pies, se puede perforar con un lodo de 10 lpg aproximadamente sin ningún tipo de problemas, actualmente en la práctica se ha venido usando un lodo de 9.7 lpg. Luego para perforar hasta una profundidad aproximada de 9600 pies se requiere un lodo de densidad 7,1 lpg (*punto a*) aproximadamente. Esta condición se debe a que en el intervalo (9.600' a 9400') se encuentra la arena productora mas prospectiva del Campo Kaki/Bucaral, la "S2" perteneciente a la formación Oficina; esta arena productora se encuentra en un estado agotado de presiones, debido a la cantidad de años que ha sido drenada para la producción de crudo, por lo que su presión se ha visto disminuida significativamente. Este intervalo es el más delicado ya que por su condición de presión, existe una elevada invasión del lodo de perforación y como consecuencia un daño importante al yacimiento. Mas adelante en la Figura 5.2 se puede apreciar claramente el comportamiento de presiones que se encuentra en el campo Kaki/Bucaral y el cambio que sufre la curva al llegar a la arena productora "S2" antes mencionada.

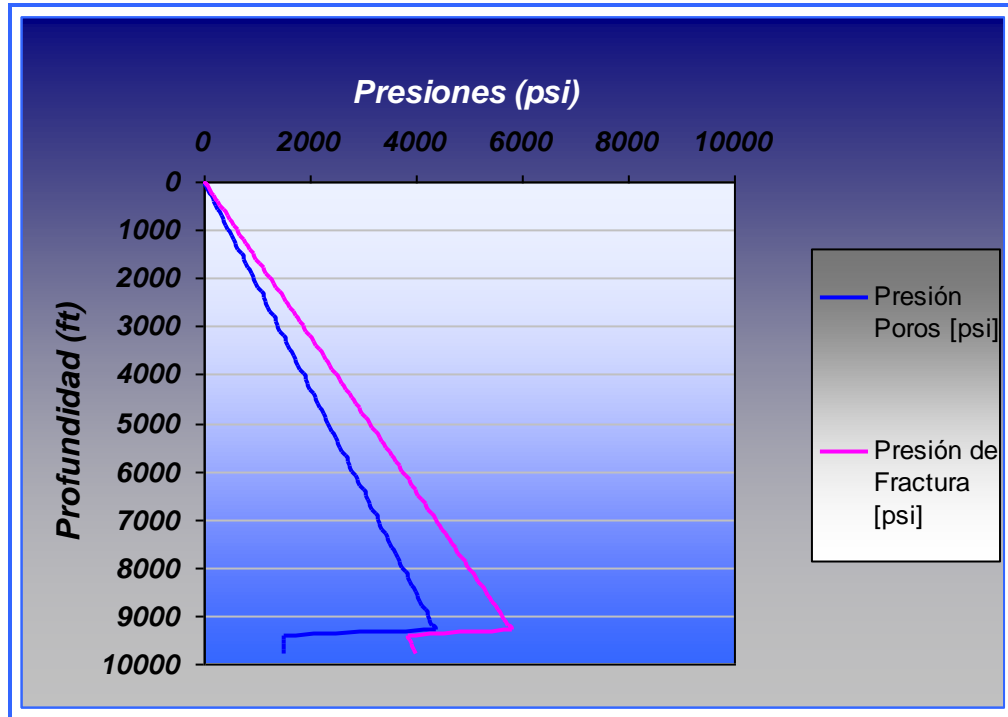


Figura 5.2.- Profundidad vs. Presión de Formación

De acuerdo con las condiciones del campo, para perforar la zona más crítica en cuanto a presiones de formación, se requiere un fluido de perforación mucho más liviano y limpio para tratar de disminuir el daño a la formación correspondiente a la arena “S2”. Tomando en cuenta las características del campo específicamente en cuanto a las bajas presiones encontradas en la arena productora se hace prioritario escoger la técnica de terminación de pozos que minimicen el daño a la formación. Se realizó una investigación la cual demostró que la técnica más conveniente en este caso es la de completar el pozo a hoyo desnudo, la cual consiste en asentar el revestidor de producción por encima de la zona productora para luego perforar la zona con un fluido menos pesado y más limpio, que disminuya el daño causado por la invasión del fluido de perforación hacia la formación productora. Sin embargo, esta técnica requiere de la disponibilidad de información geológica representativa del campo para estimar muy bien la profundidad de asentamiento y de la compactación y estabilidad de las formaciones que se dejarán a hoyo desnudo.

En la Figura 5.3, se muestran algunos registros eléctricos (Gamma Ray-Resistividad) de diferentes pozos del campo y su respectiva correlación de la arena “S2”; nótese en la figura que el tope de esta arena permanece sin variaciones significativas en los diferentes pozos.

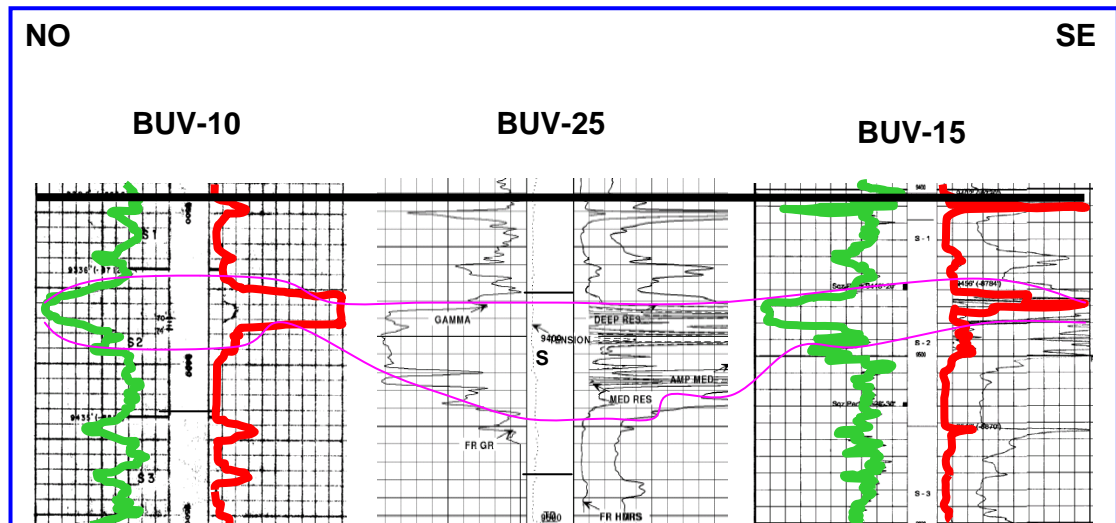


Figura 5.3.- Registros eléctricos de diferentes pozos del campo Kaki/Bucaral

Por su parte, para perforar de manera segura hasta una profundidad de 9350 pies y asentar un revestidor intermedio, se requiere un fluido de perforación de densidad 9,6 lpg; por características propias de la zona el fluido que mejor se ajusta a los parámetros de perforación es un lodo 100% aceite y es el más comúnmente usado en la operaciones. Por motivos de regulaciones en la industria, la primera fase de la perforación se debe realizar con un fluido de perforación base agua, para entonces asentar el revestidor superficial el cual debe alcanzar una profundidad de 3100 pies aproximadamente para evitar problemas con las formaciones someras poco consolidadas y productoras de agua. La profundidad de asentamiento de 20 pies para un conductor es apropiada.

5.2.- Prueba de Atascamiento por Presión Diferencial

Ahora se comprueba que no exista riesgo de atascamiento por presión diferencial a las profundidades de asentamiento propuestas anteriormente. Los estudios de

campo han demostrado que puede tolerarse un diferencial de presión de hasta 2.500 ó 3.000 lpc, sin que ocurra atascamiento.

$$\Delta P = 0.052 \cdot (9.7 - 9.0) \cdot 3100 = 112.84 \text{ LPC}$$

$$\Delta P = 0.052 \cdot (9.7 - 9.0) \cdot 9400 = 342.16 \text{ LPC}$$

$$\Delta P = 0.052 \cdot (9.1 - 3.1) \cdot 9600 = 3000 \text{ LPC} \longrightarrow \text{Riesgo de Pega}$$

Vale destacar que a pesar de encontrarse una zona con muy baja presión que genera un diferencial de presión considerable con respecto a la presión ejercida por la columna de fluido de perforación, en la práctica no ha sucedido atascamiento de la tubería y esto debido a que el espesor de arena máximo que se encontró en el campo nunca sobrepasó los 40 pies, lo que no genera fuerza significativa que genere riesgo de atascamiento de tubería.

Adicionalmente hay que tomar en cuenta que la profundidad de asentamiento del revestidor superficial debe seleccionarse considerando la posibilidad de una arremetida que pueda ocurrir al perforar secciones más profundas. Para determinar la presión que ejercería una arremetida a la profundidad seleccionada se utiliza la ecuación 4.2 mostrada en el capítulo de metodología y que es utilizada a continuación de la siguiente manera:

$$EMW_{Arremetida} = \left(\frac{9400}{3100} \right) \cdot 0.5 + 9.7 = 11.21 \text{ lpg}$$

$$EMW_{Arremetida} = \left(\frac{9600}{9400} \right) \cdot 0.5 + 9.1 = 9.61 \text{ lpg}$$

$$EMW_{Arremetida} = \left(\frac{9600}{3100} \right) \cdot 0.5 + 9.1 = 10.64 \text{ lpg}$$

5.3.- Selección de Diámetro de Revestidor:

La manera de escoger el diámetro de los revestidores no depende de alguna ecuación ni depende de datos geológicos y geomecánicos del campo; esta se realiza desde el fondo hasta superficie. Esto es una vez escogidas las profundidades de asentamiento de tuberías revestidoras se inicia la escogencia de diámetro tanto de hoyo como de tuberías, que sean mas convenientes para cada caso. Para este diseño se sabe que se desea llegar a la arena objetivo con un diámetro de hoyo de $4^{3/4}$ de pulgada, entonces el revestidor de producción debe permitir el paso de un ensamblaje de fondo para una mecha de ese diámetro, además de eso se debe conocer previo estudio de comportamiento de la producción del pozo cual es el diámetro de tubería de producción con el que se desea producir el fluido hidrocarburo. Para la empresa Petrolera Kaki S.A la tubería de producción idónea es de diámetro $2^{7/8}$ de pulgadas; además de todo esto también se debe tomar en cuenta trabajos futuros de rehabilitación de pozos, de cañoneo y producción de otras arenas y de abandono del pozo, es por ello que se toma la decisión de dejar el diámetro del revestidor de producción de $5^{1/2}$ pulgadas igual al diseño anterior. Se realiza cambios diámetro de hoyo con respecto al diseño anterior de $8^{3/8}$ a $6^{3/4}$ de pulgada correspondiente a la segunda fase de perforación con el objetivo de reducir la volumetría del hoyo perforado y por ende reducir volumen de fluidos de perforación, cementación, manejo de ripios entre otros aspectos y así reducir costos. De igual manera se realiza el estudio para el revestidor de superficie cambiando de diámetro de tubería de $9^{5/8}$ a $7^{5/8}$ de pulgada y el cambio de diámetro de hoyo correspondiente de $12^{1/4}$ a $9^{1/2}$ pulgadas correspondiente a la primera fase de perforación del pozo.

En la Figura 5.4 se muestra gráficamente la selección de diámetros de hoyos y de revestidores escogidos para el nuevo diseño de pozos

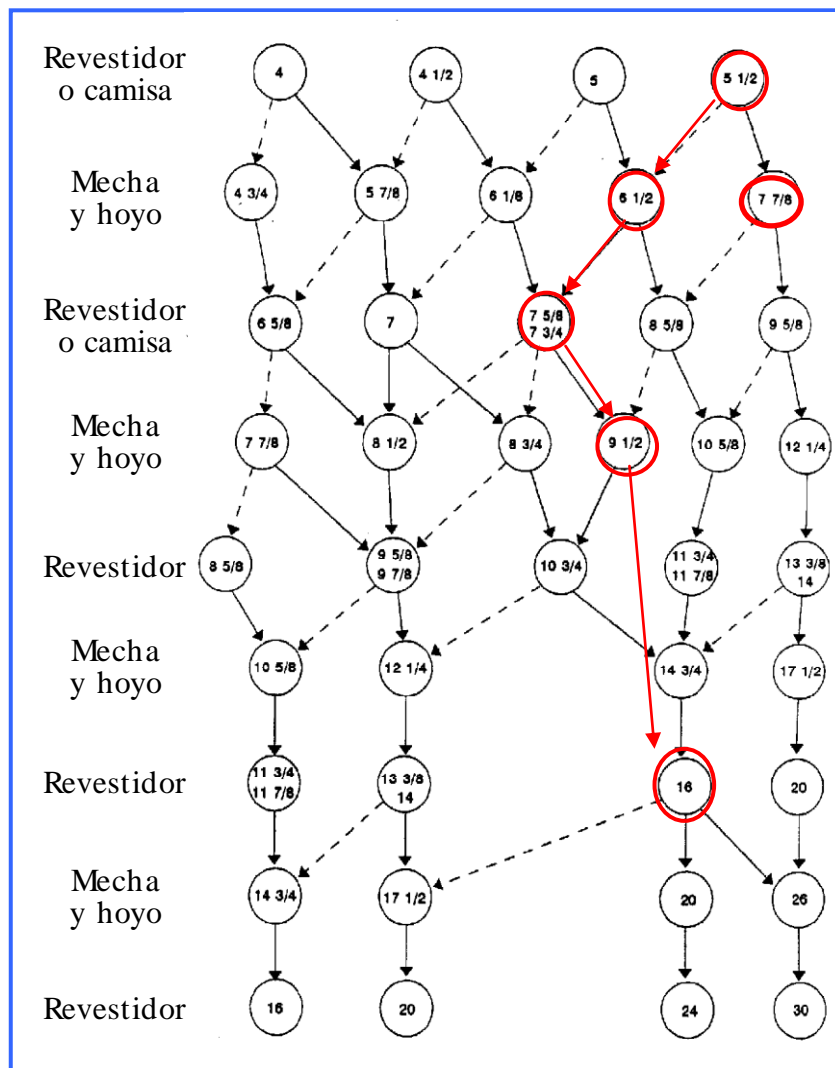


Figura 5.4.- Selección del diámetro de hoyo y revestidores

De acuerdo a la *Figura 5.4*, para el problema planteado se tienen los siguientes resultados:

	<u>O.D.(pulg.)</u>	
<i>Revestidor:</i>	5 1/2"	Producción.
<i>Mecha y hoyo</i>	$6 \frac{3}{4}$ "	
<i>Revestidor:</i>	7 5/8"	Intermedio.
<i>Mecha y hoyo:</i>	$9 \frac{1}{2}$ "	
<i>Revestidor:</i>	16"	Conductor.

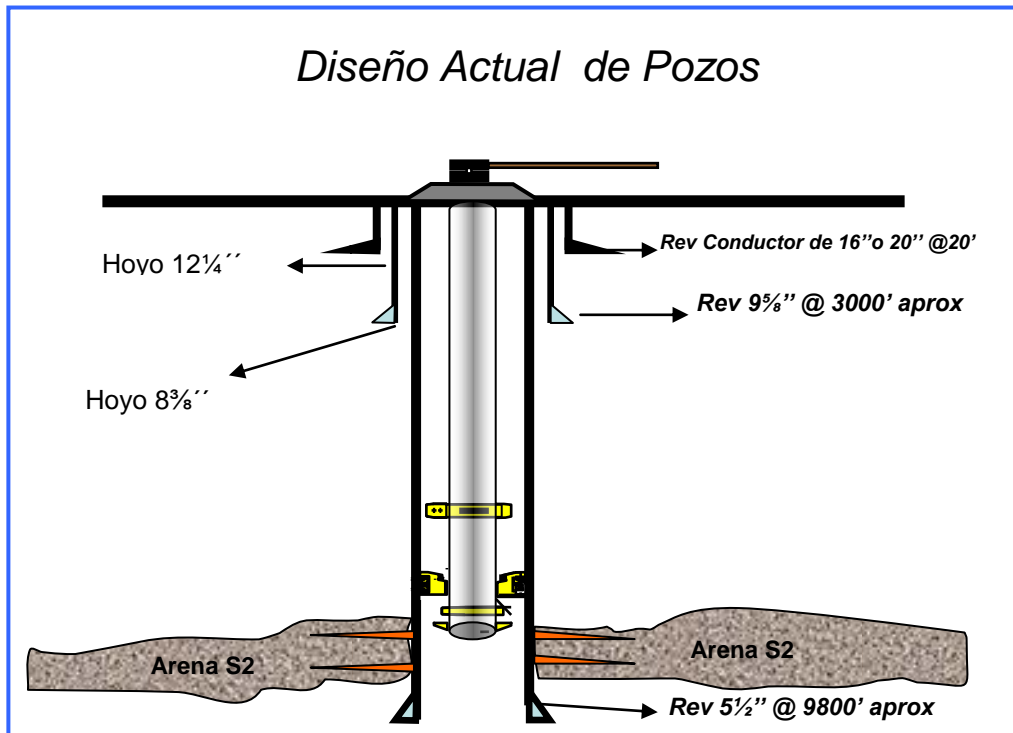


Figura 5.5.- Esquema Actual de diseño de Tuberías Revestidoras campo Kaki/Bucaral

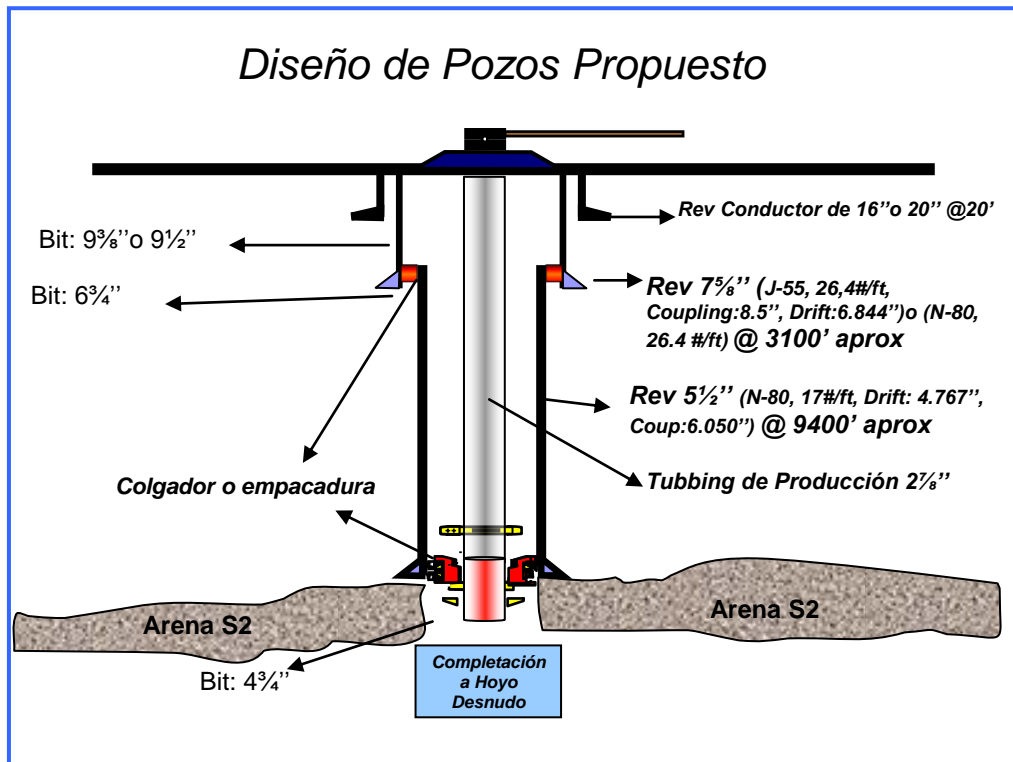


Figura 5.6.- Esquema propuesto de diseño de Tuberías Revestidoras campo Kaki/Bucaral

5.4.-Análisis de una tubería de revestimiento de acuerdo al "Metodo Convencional API"

Tabla de Datos:

<u>Datos de diseño de revestidor</u>		
<i>OD</i>	5½	Pulg.
<i>Prof. total</i>	9400	Pies
<i>Prof tope cemento</i>	8400	Pies
<i>Densidad del Lodo</i>	9,7	Lpg
<i>Densidad del Cemento</i>	13,5	Lpg
<i>Densidad fluido de empaque</i>	8	Lpg
<i>Gradt. Formación</i>	0,5	lpc/pies
<i>Fs colapso</i>	1,125	
<i>Fs conexión</i>	2	
<i>Fs estallido</i>	1,1	
<i>Fs Tensión</i>	1,25	

Solución:

5.4.1.-Efectos de estallido

1.-En primer lugar, se considera que el revestidor de producción podría estar expuesto a las presiones de fondo (BHP) si ocurre una fuga en la tubería de producción. El peor caso se presenta cuando hay una pequeña fuga en el fondo de la tubería de producción, permitiendo que entre gas al espacio anular donde se encuentra el fluido de empaque y su posterior migración hasta superficie. En nuestro caso se tomará en cuenta como máxima presión de superficie la máxima presión que pueden manejar los cabezales utilizados por la empresa. Contrarrestando parte de estos efectos, está la presión que generan los fluidos de respaldo, que en este caso corresponde a la presión natural de poro.

1. Se construye la línea de presión interna, usando la densidad del fluido de empaque de 8,0 lpg.

$$\text{Superficie} = 3000 \text{ lpc}$$

$$\text{Fondo} = 3000 + 0,05195 \times 8,0 \times 9400 = 6910,4 \text{ lpc}$$

2. Se construye la línea de presión externa, usando un gradiente de presión de poro de 9,0 lpg.

$$\begin{aligned} \text{Superficie} &= 0 \text{ lpc.} \\ \text{Fondo} &= 0,05195 \times 0 \times 9400 = 0 \text{ lpc} \end{aligned}$$

3. La línea resultante es:

$$\begin{aligned} \text{Resultante} &= \text{Presión Interna} - \text{Presión Externa} \\ \text{Superficie} &= 3000 \text{ lpc} - 0 = 3000 \text{ lpc} \\ \text{Fondo} &= 6910,4 - 0 = 6910,4 \text{ lpc} \end{aligned}$$

4. Utilizando un factor de seguridad de 1,1 se construye la línea de diseño:

$$\begin{aligned} \text{Superficie} &= 3000 \text{ lpc} \times 1,1 = 3300 \text{ lpc} \\ \text{Fondo} &= 6910,4 \text{ lpc} \times 1,1 = 7601,4 \text{ lpc} \end{aligned}$$

5. En la Figura 5.7. se representan las presiones externa, interna, resultante y de diseño, como función de la profundidad. Como puede verse, la carga máxima para estallido ocurre en el fondo y es de 7601,4 lpc. Al comparar esta carga con la resistencia del revestidor seleccionado (N-80 17,0 lb/pie), que es de **7740 lpc** (línea punteada), se concluye que éste revestidor es óptimo para el uso en este campo.

5.4.2.-Efectos de colapso

1. La línea de carga por colapso se construye con un perfil de presión externa usando la densidad del lodo (9,7 lpg) con el cual se corrió el revestidor dentro del hoyo y la densidad del cemento (13,5 lpg). Esta carga está representada, como función de la profundidad, en la Figura 5.7.

$$\begin{aligned} \text{Superficie} &= 0 \text{ lpc} \\ \text{Tope de cemento} &= 0,05195 \times 9,7 \times 8400 = 4237 \text{ lpc} \\ \text{Fondo del hoyo} &= 4237 + 0,05195 \times 13,5 \times 1000 = 4939 \text{ lpc} \end{aligned}$$

2. El caso de carga que genera mayor posibilidad de colapso para un revestidor de producción es el de vacío interno (no hay fluidos de respaldo), por lo que la

línea de carga también es la resultante. Para hallar la línea de diseño se usa un factor de seguridad de 1,1.

3. Con el factor de seguridad de 1,1 se construye la línea de diseño:

$$\begin{aligned}
 \text{Superficie} &= 0 \times 1,1 = 0 \text{ lpc} \\
 \text{Tope de cemento} &= 4237 \times 1,125 = 4766,5 \text{ lpc} \\
 \text{Fondo de hoyo} &= 4939 \times 1,125 = 5556,3 \text{ lpc}
 \end{aligned}$$

Ahora en la Figura 5.7. se representa la resistencia del revestidor de grado N-80 y 17,0 lb/pie. Como puede verse, su resistencia al colapso de 6.290 lpc, lo cual es suficiente para soportar la carga prevista.

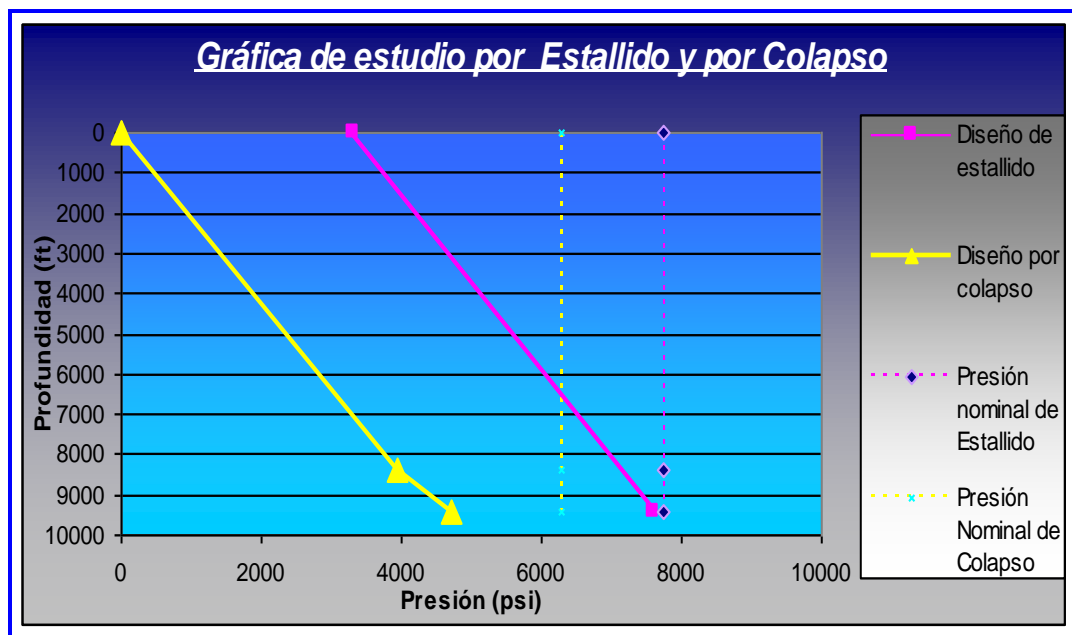


Figura 5.7.- Representación de la carga que genera la máxima posibilidad de falla por colapso y por estallido.

5.4.3.-Efectos de tensión

1. Utilizando un Diagrama de Cuerpo Libre, como el de la Figura 5.8, se calculan las carga de tensión/compresión a las que está sometido el revestidor.

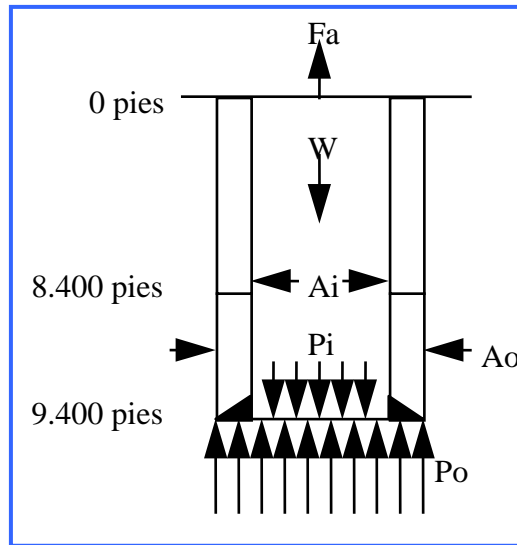


Figura 5.8. Diagrama de Cuerpo Libre para cálculo de fuerzas axiales.

$$A_o = 23,76 \text{ pulg}^2$$

$$A_i = 17,13 \text{ pulg}^2$$

$$P_o = P_i = P_{@9.400} = 0,052 \times 9,7 \times 9400 = 4741,36 \text{ lpc}$$

$$W = 17,0 \times 9400 = 159.800 \text{ lbf}$$

$$\sum F_y = 0 \Rightarrow F_a - W + P_o A_o - P_i A_i = 0 \Rightarrow F_a @ 0 \text{ pies} = W + P \cdot (A_i - A_o) = 136.271,4 \text{ lbf}$$

De manera similar:

$$F_a @ 8.400 \text{ pies} = 29.672 \text{ lbf}$$

$$F_a @ 9.400 \text{ pies} = -85.329 \text{ lbf}$$

2. Se elabora un gráfico con las cargas de tensión como se muestra en la Figura 5.8.
3. La línea de diseño se construye a partir de la línea de carga por tensión. El diseño por tensión utiliza dos consideraciones, tomando el mayor de los dos valores como variable de control. Por una parte está un factor de overpull de 50.000 lbf que se agrega a la línea de carga por tensión para tomar en cuenta los efectos de pega diferencial. Por otra parte se utiliza también un factor de diseño de 1,6 sobre la carga original. Uno de estas dos consideraciones resultará en la máxima carga de tensión que será utilizada para diseñar.
4. Como puede verse en la Figura 5.9, en la zona profunda controla el diseño la carga de sobretracción, mientras que en la parte llana, domina la otra.

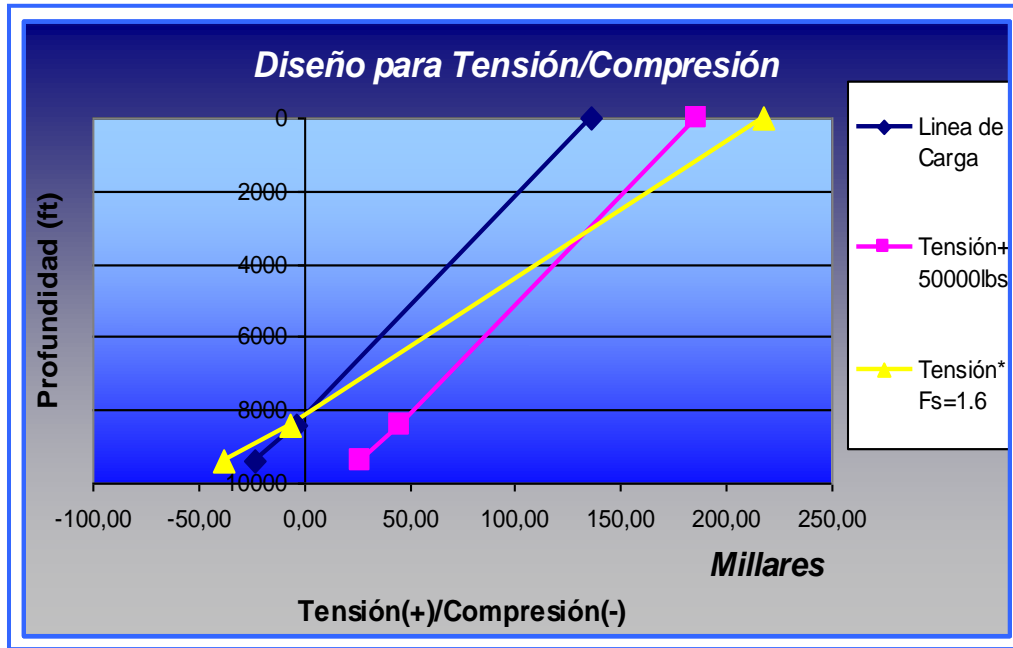


Figura 5.9.- Consideraciones de diseño para tensión/compresión

- La resistencia a la fluencia del cuerpo de la tubería N-80 de 17,0 lb/pie sugerida originalmente, que es el producto de su resistencia a la fluencia mínima por su área transversal, es de:

$$Res_{CUERPO} = 80.000 \text{ lpc} \times (A_o - A_i) = 80.000 \text{ lpc} \times (23,76 - 18,79) \text{ pulg}^2 = 397.600 \text{ lbf}$$

Por otra parte, las tablas de propiedades mecánicas de los revestidores muestran que las conexiones Butress para tuberías N-80; 17,0 lb/pie tienen una resistencia de 446.000 lbf. Entonces se escoge el valor mínimo entre ellos que en este caso sería la resistencia del cuerpo de la tubería con el fin de usarlo para calcular el factor de diseño a tensión para distintas profundidades.

5.4.4.- Correcciones Biaxiales

- Usando el gráfico de tensión de la Figura 5.9, se determinan los esfuerzos de tensión (o compresión) a que está sometido el revestidor en superficie y en el fondo.

$$\text{Superficie: } \frac{136.271,38 \text{ lbf}}{4,97 \text{ pulg}^2} = +27.418,788 \text{ lpc}$$

$$\text{Fondo: } \frac{-23.528,625 \text{ lbf}}{4,97 \text{ pulg}^2} = -4.734,13 \text{ lpc}$$

2. Los efectos biaxiales dependen de la relación entre el esfuerzo de tensión y la resistencia a la fluencia promedio de la tubería; es decir:

$$\text{Superficie: } \frac{27.418,788}{80.000} = 34.27\%$$

$$\text{Fondo: } \frac{4.734,13}{80.000} = 5.917\%$$

3. Los resultados del punto 2 se usan con la elipse de plasticidad de la *Figura 5.10*, para determinar los efectos de la tensión/compresión en la tubería seleccionada.

Superficie: Una relación de 34,6% corresponde a un incremento del 13% en la resistencia al estallido y una reducción del 22% en la resistencia al colapso.

Fondo: Una relación del 5,92% corresponde a un incremento del 3% en la resistencia al colapso y una reducción del 3% en la resistencia al estallido.

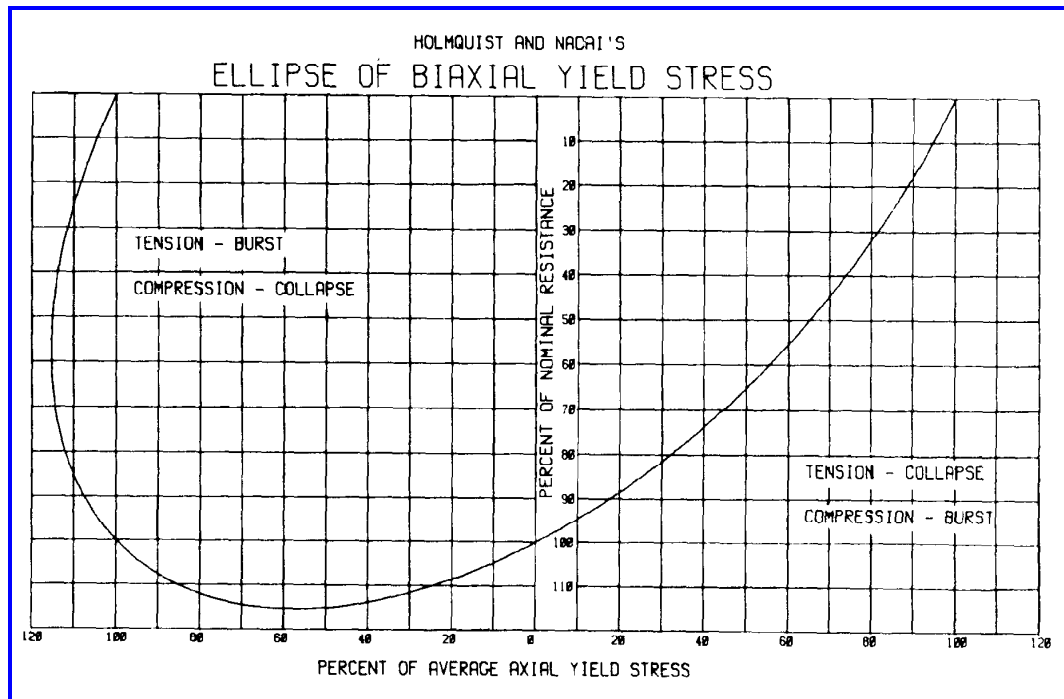


Figura 5.10.- Elipse de plasticidad para efectos biaxiales.

4. En las Figuras 5.11 y 5.12 se han representado como función de la profundidad las líneas de diseño de carga por estallido y por colapso y las resistencias nominales al colapso y al estallido del revestidor (N-80) seleccionado (líneas verticales) y las resistencias corregidas debido al efecto biaxial (líneas punteadas) discutidas en el punto anterior.

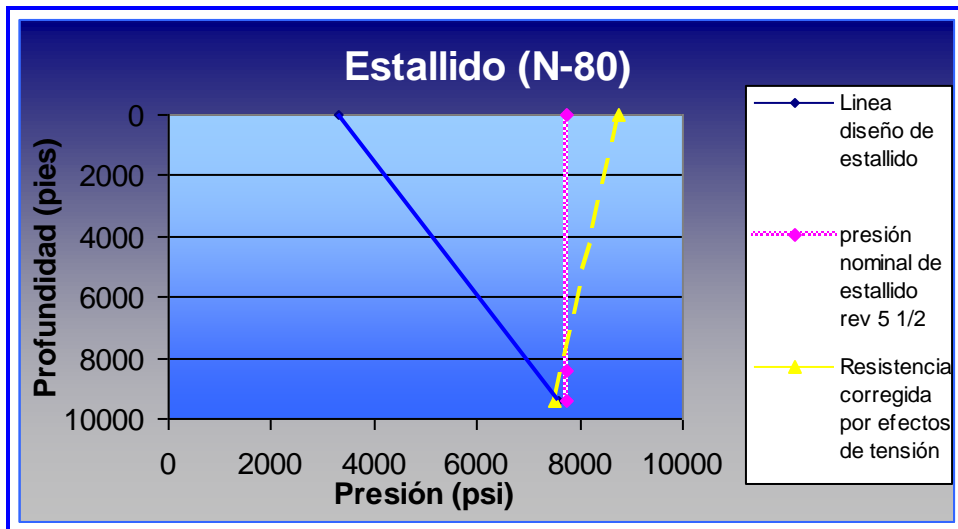


Figura 5.11.- Resultados por efectos biaxiales y efectos de la carga de tensión sobre el estallido.

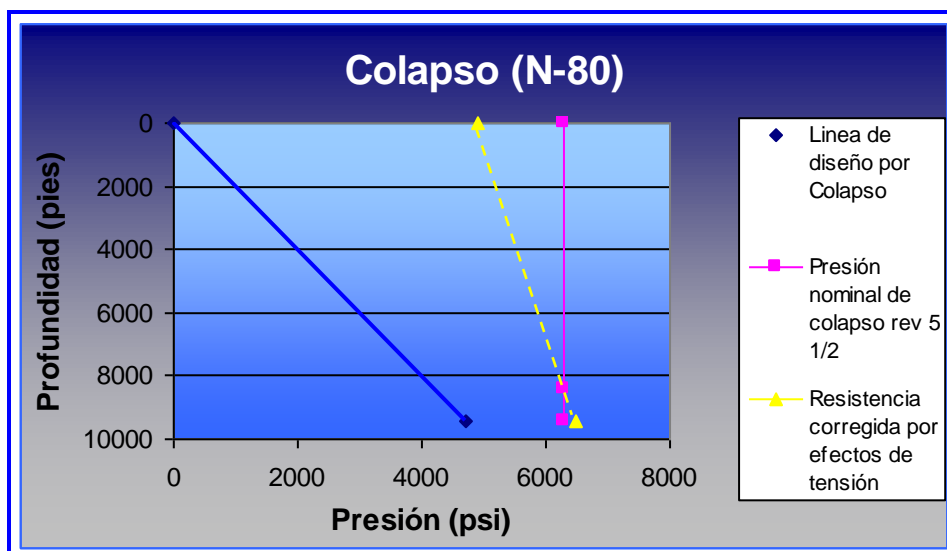


Figura 5.12.- Resultados por efectos biaxiales y efectos de la carga de tensión sobre el colapso.

5.4.5.- Resultados:

Tabla 5.2 Resultados de Presiones de Diseño por el Método API

Prof. (pies)	P estallido (lpc)	P colapso (lpc)	P.estallido nominal (N-80) (lpc)	P.colapso nominal (N-80) (lpc)	P*est corr (lpc)	P*colap corr (lpc)
0	3300	0	7740	6280	8746,2	4898,4
8400			7740	6280		
9400	7601,44	4720,95	7740	6280	7607,8	6468,4

5.4.6.- Los factores de diseño:

Tabla 5.3 Factores finales de diseño Método API

Profundidad (pies)	Estallido	Colapso	Tensión
0	2,65	----	1,82
9.400	1	1,37	10,55

5.4.7.- Análisis de los Resultados:

Con el método de diseño convencional se calculan las presiones de colapso y estallido a la que se encuentra sometido el revestidor bajo las condiciones más críticas, ya que no se toma en cuenta las condiciones de cementación, el pandeo, los cambios de temperatura, los esfuerzos de flexión ni el desgaste. Pero es claramente donde se hace la escogencia del tipo de revestidor a utilizar y se verifica si este es el apropiado para resistir las condiciones de diseño antes mencionadas. En la Tabla 5.2 podemos ver las presiones de colapso y estallido con la que se va a diseñar el revestimiento y también vemos las presiones nominales de colapso y estallido que el fabricante de tuberías garantiza que resiste determinado modelo. Además se hace las correcciones de los valores nominales de presiones por efectos biaxiales de la tensión/compresión. Luego se calculan los factores de diseño que se muestran en la Tabla.5.3, los cuales cuantifican de alguna manera, el desempeño de la tubería escogida en el diseño, para de esta forma garantizar el adecuado diseño de las tuberías de revestimiento del pozo.

5.5.-Análisis de una tubería de revestimiento de acuerdo al Método de Diseño de Vida de Servicio.

Datos de Temperatura:

Tabla. 5.4.- Temperaturas del pozo calculadas

Prof (ft)	Temp Estática (°F)	Temp. Circulación (°F)	Temp circ. Sarta Cementada (°F)
0	90	-	129,2
1000	108,6	-	138,9
2000	127,2	-	148,7
3000	145,9	-	158,4
4000	164,5	-	168,2
5000	183,1	-	177,9
6000	201,7	-	187,7
7000	220,3	-	197,4
8000	238,9	-	207,1
9000	257,6	-	216,9
9400	265	206,1	220,8

Datos de Presión:

Tabla.5.5.- Datos Generales del Pozo

Prof:	9400	pies
Densidad lodo:	9,7	lpg
Densidad Cemento:	13,5	lpg

Tabla.5.6.- Datos Caso Base

Condición Cementada

Profundidad (pies)	Pi (lpc)	Gradiente (lpc/pies)	Po (lpc)	Gradiente (lpc/pies)
0	-	0,504	-	0,504
2000	1009	0,504	1009	0,504
4000	2018	0,504	2018	0,504
6000	3026	0,504	3026	0,504
8000	4035	0,504	4035	0,504
9000	4539	0,504	5242	0,702
9900	4741	0,504	5724	0,702

Tabla.5.7.- Datos Caso de Carga I

Vacío Total

Profundidad (pies)	Pi (lpc)	Gradiente (lpg)	Po (lpc)	Gradiente (lpg)
0	-	0	-	0,504
2000	0	0	1009	0,504
4000	0	0	2018	0,504
6000	0	0	3026	0,504
8000	0	0	4035	0,504
9000	0	0	4539	0,504
9400	0	0	4741	0,504

Tabla 5.8.- Datos Caso de Carga II

Fuga en la Tubería de producción cerca de la superficie- Temp estática

Profundidad (pies)	Pi (lpc)	Gradiente (lpg)	Po (lpc)	Gradiente (lpg)
0	4000	0,520	-	0,468
2000	5040	0,520	936	0,468
4000	6080	0,520	1872	0,468
6000	7120	0,520	2808	0,468
8000	8160	0,520	3744	0,468
9000	8680	0,520	4212	0,468
9400	8888	0,520	4399	0,468

Casos de Cargas:

1. Vacío total:

Int: 0 lpc

Ext: 9.7lpg hasta 8400 pies

13.5lpg hasta 9400 pies

Temp: estática

Hallar DF tensión o compresión, DF colapso, DFvme

2. Fuga en la tubería de producción cerca de la superficie:

Int: 4000lpc

Ext: 9.0 lpg hasta 9400 pies

Temp: estática

Hallar DF tensión o compresión, DF colapso, DFvme

5.5.1.- Análisis del caso Base:

Diagrama de Cuerpo Libre:

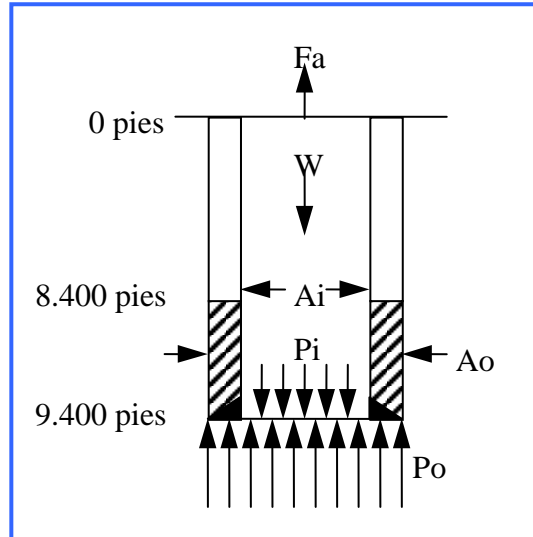


Figura 5.13. Diagrama de Cuerpo Libre del Revestidor de Producción en el Caso Base

Calculos @ 0 pies (en superficie)

$$\sum F_y = 0 \Rightarrow Fa - W + PoAo - PiAi = 0 \Rightarrow Fa = W + (PiAi - PoAo) @ 0 \text{ pies}$$

Areas: $A = \frac{\pi}{4} D^2$

$$Ao = \frac{\pi}{4} (5,5)^2 = 23,758 \text{ pulg}^2$$

$$Ai = \frac{\pi}{4} (4,892)^2 = 18,795 \text{ pulg}^2$$

- Peso Total del Revestidor Suspendido

$$W = (\text{Profundidad}) \times (\text{Peso Nominal})$$

$$W = (9400) \times (17) = \mathbf{159.800 \text{ lbf}}$$

- Fuerza de Flotabilidad (presión del fluido)

$$F_{PR} = PiAi - PoAo$$

$$F_{PR} = (4741,36)(18,795) - (5724,16)(23,758) = \mathbf{-46.880,73 \text{ lbf}}$$

Por lo tanto, la fuerza axial a la que está sometido el revestidor en superficie es:
 $F_a @ 0 \text{ pies} = 159.800 - 46.880,73 = \mathbf{112.919,3 \text{ lbf.}}$ (Tensión)

Cálculos @ 9.400 pies

Para calcular la fuerza axial a 8400 y 9400 pies, se realizan diagramas de cuerpo libre similares al de la Figura 5.14-a, tal como se muestra más adelante. Como puede observarse en la Figura 5.14-b, para determinar la carga axial a 9400 pies (extremos inferior de la tubería) se supone que se tiene un corto tramo de tubería de peso despreciable, resultando que la fuerza axial es igual a la fuerza de flotabilidad ejercida por las presiones interna y externa.

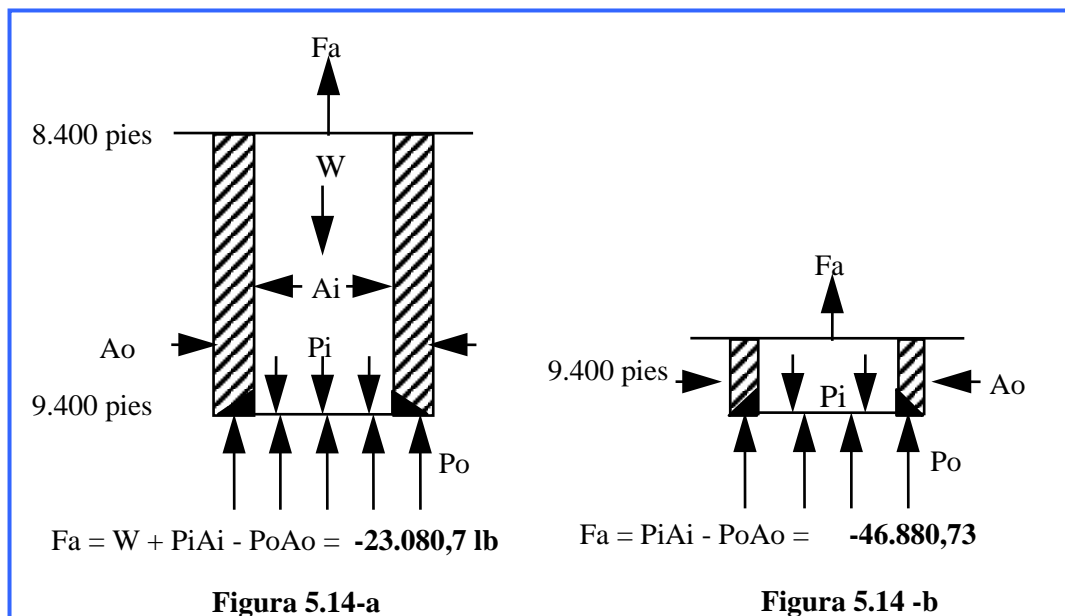


Figura 5.14.- Diagramas de Cuerpo Libre del revestidor de producción en el Caso Base.

Así se tiene que la fuerza axial a la que está sometido el revestidor a las profundidades mencionadas es:

Tabla 5.9.- Valores de fuerza axial a distintas profundidades

Profundidad (pies)	Fuerza axial (lbf)
0	112.919,3 (tensión)
8.400	-23.080,7 (compresión)
9.400	-46.880,7 (compresión)

Para los cálculos posteriores en los casos de carga I y II, hay que considerar estos valores de carga axial.

5.5.2.-Caso Base: Tubería Cementada

5.5.2.1.- Cálculo del Factor de Diseño

El factor de diseño a compresión ($DF_{\text{COMPRESIÓN}}$) se define como:

$$DF_{\text{COMPRESION}} = \frac{\text{Resistencia teorica de la junta}}{\text{Carga de compresion estatica maxima}}$$

De acuerdo con los resultados anteriores, la carga de compresión estática máxima es de **-46.880,7 lbf**.

Se debe calcular, entonces, la resistencia teórica de la junta o conexión, que en este caso es una conexión MTC, usando la siguiente ecuación:

$$P_{pin} = A_p \cdot R_p \cdot \left[1,008 - 0,0396 \cdot \left(1,083 - \frac{R_p}{R_m} \right) \cdot D \right]$$

Donde:

P_{pin} = Resistencia a la compresión de la junta (lbf)

$A_p = 23,76-18,79 = 4,97 \text{ pulg}^2 = (\text{Area transversal de la tubería})$

$R_p = 80.000 \text{ lpc} = (\text{Resistencia a la fluencia mínima del cuerpo de la tubería})$

$R_m = 100.000 \text{ lpc} = (\text{Resistencia máxima a la tensión del cuerpo de la tubería})$

$D = 5,5 \text{ pulg} = (\text{Diámetro externo del cuerpo de la tubería})$

R_p y R_m se obtiene de las tablas API sobre las distintas propiedades de los grados de acero para tubulares.

Así se tiene que:

$$P_{pin} = (4,97) \cdot (80.000) \cdot \left[1,008 - 0,0396 \left(1,083 - \frac{80.000}{100.000} \right) \cdot (5,5) \right] = 376.273,77 \text{ lbf}$$

$\Rightarrow P_{pin} \approx 376.300 \text{ lbf}$

Como comparación la resistencia de la tubería es: $(4,97) \cdot (80.000) = 397.600$ lbf, por lo que para este caso la resistencia de la junta es 5,4% menor que la de la tubería.

Por lo tanto el factor de diseño a compresión será:

$$Df_{\text{compresión}} = \frac{376.273,77}{46.880,7} = 7,962$$

Resultados:

Tabla 5.10.- Tabla de Resultados Tensión/Compresión Caso Base

Profundidad (pies)	Fuerza axial, Fa (lbf)	Factor de diseño
0	112.919,3 (tensión)	DF _{TENSIÓN} = 3,30
8400	-23.080,7(compresión)	
9.400	-46.880,7(compresión)	DF _{COMPRESIÓN} = 7,962

5.5.2.2.-Consideraciones de diseño para colapso

El factor de diseño por colapso se calcula usando la siguiente expresión:

$$DF_C = \frac{\text{Resistencia al colapso de la tubería}}{\text{Presión de colapso equivalente}}$$

Cálculos @ 9.400 pies

Como el revestidor está sometido a compresión, no se calcula una resistencia a la fluencia ajustada.

1.- Relación D/t:

$$\frac{D}{t} = \frac{5,5}{0,304} = 18,09$$

2.- Cálculo de las constantes A, B, C, F y G:

$$A = 2,8762 + 0,10679 \cdot 10^{-5} \cdot R_p + 0,21301 \cdot 10^{-10} \cdot R_p^2 - 0,53132 \cdot 10^{-16} \cdot R_p^3$$

$$B = 0,026233 + 0,50609 \cdot 10^{-6} \cdot R_p$$

$$C = -465,93 + 0,030867 \cdot R_p - 0,10483 \cdot 10^{-7} \cdot R_p^2 + 0,36989 \cdot 10^{-13} \cdot R_p^3$$

$$F = \frac{46,95 \cdot 10^6 \cdot \left[\frac{3B/A}{2 + (B/A)} \right]^3}{R_p \cdot \left[\frac{3B/A}{2 + (B/A)} - (B/A) \right] \cdot \left[1 - \frac{3B/A}{2 + (B/A)} \right]^2} \quad \text{y} \quad G = F \cdot \frac{B}{A}$$

Tomando $R_p = 80.000$ lpc, se tiene que:

$$A = 3,0707 \quad B = 0,0667 \quad C = 1,955,27 \quad F = 1,9961 \quad G = 0,04335$$

3.- Relaciones D/t límites para cada tipo de falla:

Falla por colapso fluyente $D/t \leq (D/t)_{Rp}$

$$\left(\frac{D}{t} \right)_{Rp} = \frac{A - 2 + 8 \cdot \left(\frac{B + C/R_p}{2 + (B/A)} \right)^{1/2} + (A - 2)}{2 \cdot \left(\frac{B + C/R_p}{2 + (B/A)} \right)}$$

$\left(\frac{D}{t} \right)_{Rp} = 13,39 < 18,09 \Rightarrow$ No se cumple la relación para colapso fluyente,

entonces se hace el cálculo para colapso plástico.

Falla por colapso plástico $(D/t)_{Rp} \leq D/t \leq (D/t)_{PT}$

$$\left(\frac{D}{t} \right)_{PT} = \frac{R_p \cdot (A - F)}{C + R_p \cdot (B - G)}$$

$$\left(\frac{D}{t} \right)_{PT} = 22,485$$

Como $13,39 < 18,09 < 22,485$ se utiliza la ecuación para colapso plástico.

La resistencia al colapso plástico está dada por:

$$P_{C,P} = R_p \cdot \left[\frac{A}{D/t} - B \right] - C \quad (\text{Ec. (2-28) del Marco Teórico}).$$

$$P_{C,P} = (80.000) \cdot \left[\frac{3,0707}{18,09} - 0,0667 \right] - 1.955,27 = 6288,387 \text{ lpc.}$$

La presión de colapso equivalente (Pe) está dada por:

$$Pe = Po - \left(1 - \frac{2}{D/t} \right) \cdot Pi = 1.507 \text{ lpc.}$$

4.- Cálculo del Factor de Diseño

$$DF_C = \frac{6.288,387}{1.507} = \mathbf{4,173}$$

Resultados:

Tabla 5.11.- Tabla de Resultados para Factor de diseño por Colapso en Caso Base

Profundidad (pies)	Factor de diseño
0	No aplica porque la presión equivalente (Pe) es cero.
9.400	DF _C = 4,173

5.5.2.3.-Consideraciones de diseño para esfuerzos triaxiales (VME)

El factor de diseño correspondiente al esfuerzo triaxial equivalente (DF_{VME}), en servicio dulce, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$DF_{VME} = \frac{\text{Resistencia a la fluencia mínima API}}{\text{Esfuerzo combinado VME}}$$

El efecto combinado de los esfuerzos principales (axial, radial y tangencial) se expresa a través del esfuerzo triaxial equivalente de Von Mises (σ_{VME}), cuyo expresión matemática, para un cilindro, según la teoría de Henry Von Mises es la siguiente:

$$\sigma_{VME} = \{ 0.5 \cdot [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6 (\tau_t^2 + \tau_r^2 + \tau_a^2)] \}^{1/2}$$

Cálculos @ 9.400 pies

1.- Cálculo de los esfuerzos principales en la parte interna de la tubería:

Esfuerzo axial:

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_p}$$

$$\sigma_a = \frac{-46.880,7}{4,965} = -9.442,24 \text{ psi.}$$

Esfuerzo radial

$$\sigma_{r,i} = -P_i$$

$$\sigma_{r,i} = -4741,36$$

Esfuerzo tangencial

$$\sigma_{t,i} = \frac{P_i \cdot (A_o + A_i) - 2P_o A_o}{A_o - A_i}$$

$$\sigma_{t,i} = \frac{(4741,36)(23,758+18,79) - 2(5724,16)(23,758)}{23,758-18,79} = -14.141,26 \text{ psi.}$$

2.- Cálculo del esfuerzo triaxial equivalente

$$\sigma_{VME} = \{0.5 \cdot [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6(\tau_t^2 + \tau_r^2 + \tau_a^2)]\}^{1/2}$$

(Los esfuerzos de cizallamiento son cero, ya que el revestidor no está sometido a torsión).

$$\sigma_{VME} = 0.5 \cdot \left[(-9.442,24 - (-14.141,26))^2 + (-14.141,26 - (-4741,36))^2 + ((-4741,36) - (-9.442,24))^2 \right]^{1/2}$$

$$\sigma_{VME} = 8.140,56 \text{ psi.}$$

3.- Cálculo del Factor de Diseño (DF_{VME}):

$$DF_{VME} = \frac{80.000}{8.140,56} = 9,827$$

Resultados :

Tabla 5.12.- Resultados para estudio de Esfuerzos Triaxiales Caso Base

Profundidad (pies)	σ_a (lbf)	$\sigma_{r,i}$ (lbf)	$\sigma_{t,i}$ (lbf)	σ_{VME} (lbf)	DF _{VME}
0	22.743,1	0	0	22.743,1	3,517
9.400	-9.442,24	4741,36	-14.141,3	8.140,56	9,827

5.5.3.-CASO DE CARGA I: Vacío Total

5.5.3.1.- Cálculos a 9.400 pies de profundidad

Fuerza axial: $F_a = F_{a @ 9.400'} \text{ CASO BASE} + F_{TEMP} + F_{ABOMBAMIENTO}$

1.- Efectos térmicos

$$F_{TEMP} = -\alpha EA_p \Delta T$$

Donde:

$\alpha = 6,9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}$ (Coeficiente de expansión térmica)

$E = 30 \times 10^6 \text{ lpc}$ (Módulo de Young)

$A_p = A_o - A_i = 23,76 - 18,795 = 4,965 \text{ pulg}^2$ (Área transversal de la tubería)

$\Delta T = 265 \text{ } ^\circ\text{F} - 220,8 \text{ } ^\circ\text{F} = 44,2 \text{ } ^\circ\text{F}$ (Cambio de temp. con respecto al caso base)

Es importante destacar que en intervalos no cementados se utiliza el diferencial de temperatura (ΔT) de todo el intervalo; mientras que en los intervalos cementados se usa un ΔT puntual, ya que la dilatación ocurre en diferenciales de longitud, y ésta no se ve afectada por la dilatación de otras partes del revestidor.

Como a 9.400 pies se está en una zona cementada, la fuerza aplicada por cambio de temperatura es:

$$F_{TEMP} = -(6,9 \times 10^{-6})(30 \times 10^6)(4,965)(44,2) = \mathbf{-45.456,77 \text{ lbf.}}$$

Esta es una fuerza de compresión que aparece debido al aumento de temperatura a 9400 pies, entre el caso base y el caso de carga en cuestión.

2.- Efectos de abombamiento

$$F_{\text{ABOMBAMIENTO}} = 2\nu(A_i\Delta P_i - A_o\Delta P_o)$$

Donde:

$$\nu = 0,3 \quad (\text{Módulo de Poisson del acero})$$

$$A_i = 18,79 \text{ pulg}^2 \quad (\text{Area interna del cuerpo de la tubería})$$

$$A_o = 23,76 \text{ pulg}^2 \quad (\text{Area externa del cuerpo de la tubería})$$

$$\Delta P_i = P_{i\text{VACÍO TOTAL}} - P_{i\text{CASO BASE}} = 0 - 4.741,36 = -4.741,36 \text{ lpc}$$

$$\Delta P_o = P_{o\text{VACÍO TOTAL}} - P_{o\text{CASO BASE}} = 4.741,36 - 5.724,16 = -982,8 \text{ lpc}$$

Se usa un ΔP puntual por la misma razón explicada para el caso de la temperatura.

La fuerza axial debido al cambio de presión es:

$$F_{\text{ABOMBAMIENTO}} = 2(0,3)[(18,795)(-4.741,36) - (23,76)(-982,8)] = -39.443,3 \text{ lbf}$$

Así la fuerza axial total 9400 pies de profundidad es:

$$F_a = -46.880,7 - 45.456,77 - 39.443,3 = -131.780,8 \text{ lbf.}$$

Como $F_a < 0$, entonces el revestidor está sometido a compresión.

3.- Cálculo del Factor de Diseño

El factor de diseño a compresión ($DF_{\text{COMPRESIÓN}}$) se define como:

$$DF_{\text{COMPRESION}} = \frac{\text{Resistencia teorica de la junta}}{\text{Carga de compresion estatica maxima}}$$

De acuerdo con los resultados anteriores, la carga de compresión estática máxima es de **-131.780,8 lbf.**

Se debe calcular, entonces, la resistencia teórica de la junta o conexión, que en este caso es una conexión MTC, usando la siguiente ecuación:

$$P_{pin} = A_p \cdot R_p \cdot \left[1,008 - 0,0396 \cdot \left(1,083 - \frac{R_p}{R_m} \right) \cdot D \right]$$

Donde:

P_{pin} = Resistencia a la compresión de la junta (lbf)

$A_p = 23,76 - 18,79 = 4,97 \text{ pulg}^2$ = (Área transversal de la tubería)

$R_p = 80.000 \text{ lpc}$ = (Resistencia a la fluencia mínima del cuerpo de la tubería)

$R_m = 100.000 \text{ lpc}$ = (Resistencia máxima a la tensión del cuerpo de la tubería)

$D = 5,5 \text{ pulg}$ = (Diámetro externo del cuerpo de la tubería)

R_p y R_m se obtiene de las tablas API sobre las distintas propiedades de los grados de acero para tubulares.

Así se tiene que:

$$P_{pin} = (4,97) \cdot (80.000) \cdot \left[1,008 - 0,0396 \left(1,083 - \frac{80.000}{100.000} \right) \cdot (5,5) \right] = 376.273,77 \text{ lbf}$$

$$\Rightarrow P_{pin} \approx 376.300 \text{ lbf}$$

Como comparación la resistencia de la tubería es: $(4,97) \cdot (80.000) = 397.600 \text{ lbf}$, por lo que para este caso la resistencia de la junta es 5,4% menor que la de la tubería.

Por lo tanto el factor de diseño a compresión será:

$$Df_{\text{compresión}} = \frac{376.273,77}{131.780,8} = 2,855$$

Resultados:

Tabla.5.13.- Tabla de Resultados para Tensión/Compresión para Caso Carga I

Profundidad (pies)	Fuerza axial, F_a (lbf)	Factor de diseño
0	153.207,3 (tensión)	$DF_{\text{TENSIÓN}} = 2,45$
8400	-105.969,1 (comp)	$DF_{\text{COMPRESIÓN}} = 3,55$
9.400	-131.780,8 (comp)	$DF_{\text{COMPRESIÓN}} = 2,85$

5.5.3.2.-Consideraciones de diseño para colapso

El factor de diseño por colapso se calcula usando la siguiente expresión:

$$DF_C = \frac{\text{Resistencia al colapso de la tubería}}{\text{Presión de colapso equivalente}}$$

Cálculos @ 9.400 pies

Como el revestidor está sometido a compresión, no se calcula una resistencia a la fluencia ajustada.

1.- Relación D/t:

$$\frac{D}{t} = \frac{5,5}{0,304} = 18,09$$

2.- Cálculo de las constantes A, B, C, F y G:

$$A = 2,8762 + 0,10679 \cdot 10^{-5} \cdot R_p + 0,21301 \cdot 10^{-10} \cdot R_p^2 - 0,53132 \cdot 10^{-16} \cdot R_p^3$$

$$B = 0,026233 + 0,50609 \cdot 10^{-6} \cdot R_p$$

$$C = -465,93 + 0,030867 \cdot R_p - 0,10483 \cdot 10^{-7} \cdot R_p^2 + 0,36989 \cdot 10^{-13} \cdot R_p^3$$

$$F = \frac{46,95 \cdot 10^6 \cdot \left[\frac{3B/A}{2 + (B/A)} \right]^3}{R_p \cdot \left[\frac{3B/A}{2 + (B/A)} - (B/A) \right] \cdot \left[1 - \frac{3B/A}{2 + (B/A)} \right]^2} \quad \text{y} \quad G = F \cdot \frac{B}{A}$$

Tomando $R_p = 80.000$ lpc, se tiene que:

$$A = 3,0707 \quad B = 0,0667 \quad C = 1.955,27 \quad F = 1,9961 \quad G = 0,04335$$

3.- Relaciones D/t límites para cada tipo de falla:

Falla por colapso fluyente $D/t \leq (D/t)_{Rp}$

$$(D/t)_{Rp} = \frac{\sqrt{A - 2B^2} + 8 \cdot \sqrt{B + C/Rp} + \sqrt{A - 2B^2}}{2 \cdot \sqrt{B + C/Rp}}$$

$(D/t)_{Rp} = 13,39 < 18,09 \Rightarrow$ No se cumple la relación para colapso fluyente, entonces se hace el cálculo para colapso plástico.

Falla por colapso plástico $(D/t)_{Rp} \leq D/t \leq (D/t)_{PT}$

$$(D/t)_{PT} = \frac{Rp \cdot (A - F)}{C + Rp \cdot (B - G)}$$

$$(D/t)_{PT} = 22,485$$

Como $13,39 < 18,09 < 22,485$ se utiliza la ecuación para colapso plástico.

La resistencia al colapso plástico está dada por:

$$P_{C,P} = Rp \cdot \left[\frac{A}{D/t} - B \right] - C \text{ (Ecuación. 2.36 del Marco Teórico).}$$

$$P_{C,P} = (80.000) \cdot \left[\frac{3,0707}{18,09} - 0,0667 \right] - 1.955,27 = 6288,387 \text{ lpc.}$$

La presión de colapso equivalente (Pe) está dada por:

$$Pe = Po - \left(1 - \frac{2}{D/t} \right) Pi = 4.741,36 \text{ lpc.}$$

4.- Cálculo del Factor de Diseño

$$DF_C = \frac{6.288,387}{4.741,36} = \mathbf{1,326}$$

Resultados:

Tabla.5.14.- Tabla de Resultados para estudio por Compresión

Profundidad (pies)	Factor de diseño
0	No aplica porque la presión equivalente (Pe) es cero.
9.400	DF _C = 1,326

5.5.3.3.-Consideraciones de diseño para esfuerzos triaxiales (VME)

El factor de diseño correspondiente al esfuerzo triaxial equivalente (DF_{VME}), en servicio dulce, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$DF_{VME} = \frac{\text{Resistencia a la fluencia mínima API}}{\text{Esfuerzo combinado VME}}$$

El efecto combinado de los esfuerzos principales (axial, radial y tangencial) se expresa a través del esfuerzo triaxial equivalente de Von Mises (σ_{VME}), cuyo expresión matemática, para un cilindro, según la teoría de Henry Von Mises es la siguiente:

$$\sigma_{VME} = \{0.5 \cdot [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6(\tau_t^2 + \tau_r^2 + \tau_a^2)]\}^{1/2}$$

Cálculos @ 9.400 pies

1.- Cálculo de los esfuerzos principales en la parte interna de la tubería:

Esfuerzo axial

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_p}$$

$$\sigma_a = \frac{-131.780,8}{4,965} = -26.541,95 \text{ psi.}$$

Esfuerzo radial

$$\sigma_{r,i} = -P_i$$

$$\sigma_{r,i} = 0 \text{ psi.}$$

Esfuerzo tangencial

$$\sigma_{t,i} = \frac{P_i \cdot (A_o + A_i) - 2P_o A_o}{A_o - A_i}$$

$$\sigma_{t,i} = \frac{(0)(23,758 + 18,79) - 2(4.741,36)(23,758)}{23,758 - 18,79} = -45.379,5 \text{ psi.}$$

2.- Cálculo del esfuerzo triaxial equivalente

$$\sigma_{VME} = \{0.5 \cdot [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6(\tau_t^2 + \tau_r^2 + \tau_a^2)]\}^{1/2}$$

(Los esfuerzos de cizallamiento son cero, ya que el revestidor no está sometido a torsión).

$$\sigma_{VME} = 0.5 \cdot \left[(-26.541,95 - (-45.379,5))^2 + (-45.379,5 - 0)^2 + (0 - (-26.541,95))^2 \right]^{1/2}$$

$$\sigma_{VME} = 39.488,15 \text{ psi.}$$

3.- Cálculo del Factor de Diseño (DF_{VME}):

$$DF_{VME} = \frac{80.000}{39.488,15} = 2,026$$

Resultados :

Tabla 5.15.-Resultados para estudio de Esfuerzos Triaxiales Caso de Carga I

Profundidad (pies)	σ_a (lbf)	$\sigma_{r,i}$ (lbf)	$\sigma_{t,i}$ (lbf)	σ_{VME} (lbf)	DF_{VME}
0	22.743	0	0	22.773	3,52
9.400	-26.542	0	-45.380	39.488	2,03

5.5.4.-Caso de Carga II: Fuga en la tubería de producción cerca de la superficie con temperatura estática.

5.5.4.1.-Consideraciones de diseño para tensión y/o compresión

Cálculos @ 0 pies (en superficie)

1.- Efectos térmicos

$$F_{TEMP} = -\alpha E A_p \Delta T$$

Donde:

$$\alpha = 6,9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}$$

$$E = 30 \times 10^6 \text{ lpc}$$

$$A_p = A_o - A_i = 23,76 - 18,79 = 4,965 \text{ pulg}^2$$

$$\Delta T = T_{\text{PROMEDIO CASO DE CARGA II}} - T_{\text{PROMEDIO CASO BASE}}$$

$$T_{\text{PROMEDIO CASO DE CARGA II}} = \frac{90 + 265}{2} = 177,5 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$T_{\text{PROMEDIO CASO BASE}} = \frac{129,24 + 220,8}{2} = 175 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$\Delta T = 177,5 \text{ } ^\circ\text{F} - 175 \text{ } ^\circ\text{F} = \mathbf{2,5 \text{ } ^\circ\text{F}}$$

Nótese que cuando la tubería está sin cementar debe tomarse un ΔT promedio y no puntual, para destacar que la dilatación ocurre a lo largo de toda la tubería.

$$F_{TEMP} = -(6,9 \times 10^{-6})(30 \times 10^6)(4,965)(2,5) = \mathbf{-2.569,4 \text{ lbf.}}$$

2.- Efectos de abombamiento

$$F_{\text{ABOMBAMIENTO}} = \frac{2v(A_i \Delta P_i - A_o \Delta P_o)}{}$$

$$v = 0,3$$

$$A_i = 18,79 \text{ pulg}^2$$

$$A_o = 23,76 \text{ pulg}^2$$

$$\Delta P_i = P_{i\text{PROMEDIO CASO DE CARGA II}} - P_{i\text{PROMEDIO CASO BASE}}$$

$$P_{i\text{PROMEDIO CASO DE CARGA II}} = \frac{4.000 + 8.888}{2} = 6.444 \text{ psi}$$

$$P_{i\text{PROMEDIO CASO BASE}} = \frac{0 + 4.741}{2} = 2.370,5 \text{ psi}$$

$$\Delta P_i = 6.444 - 2.370,5 = 4.073,5 \text{ lpc}$$

$$\Delta P_o = P_{\text{PROMEDIO CASO DE CARGA II}} - P_{\text{CASO BASE}}$$

$$P_{\text{PROMEDIO CASO DE CARGA II}} = \frac{0 + 4.399}{2} = 2.199,5 \text{ psi}$$

$$P_{\text{CASO BASE}} = \frac{0 + 5.724,16}{2} = 2.862,1 \text{ psi}$$

$$\Delta P_o = 2.199,5 - 2.862,1 = -662,88 \text{ lpc}$$

Se calcula un ΔP promedio, por la misma razón explicada para el caso de los efectos de temperatura.

$$F_{\text{ABOMBAMIENTO}} = 2(0,3)[(18,79)(4.073,5) - (23,758)(-662,88)] = \mathbf{55.373,86 \text{ lbf.}}$$

Así la fuerza axial total a 0 pies, o sea, en superficie, es:

$$F_a = 112.919,3 - 2.569,4 + 55.373,86 = \mathbf{165.723,76 \text{ lbf.}}$$

Como $F_a > 0$, entonces el revestidor está sometido a tensión

3.- Cálculo del Factor de Diseño

El factor de diseño a tensión (DF_{TENSION}) se define como:

$$DF_{\text{TENSION}} = \frac{\text{Resistencia teorica de la junta}}{\text{Carga de tension estatica maxima}}$$

Se debe calcular, entonces, la resistencia teórica de la junta o conexión, que en este caso es una conexión MTC, la cual está dada por el mínimo de las siguientes ecuaciones, las cuales determinan las resistencias a la tensión de la junta y la del cuerpo respectivamente.

$$P_{pin} = A_p \cdot R_m \cdot \left[1,008 - 0,0396 \cdot \left(1,083 - \frac{R_p}{R_m} \right) \cdot D \right]$$

$$P_{cuerpo} = A_p \cdot \left[R_p + \frac{R_m - R_p}{e - desv} \cdot \left(0,025 - desv \right) \right]$$

Donde:

$$e = 6.250 \cdot \left(\frac{A^{0,2}}{Rm^{0,9}} \right)$$

$$A = t \cdot w = (0,304)(1,0) = 0,304 \text{ pulg}^2 \quad (\text{Véase la tabla 2.8 Marco Teórico}).$$

$$A_p = 4,965 \text{ pulg}^2$$

$$t = 0,304 \text{ pulg}$$

$$\text{desv} = 0,006 \quad (\text{deformación a la que se mide la resistencia a la fluencia})$$

$$R_p = 80.000 \text{ lpc}$$

$$R_m = 100.000 \text{ lpc}$$

$$D = 5,5 \text{ pulg}$$

Por lo tanto:

$$P_{pin} = (4.965)(100.000) \cdot \left[1,008 - 0,0396 \cdot \left(1,083 - \frac{80.000}{100.000} \right) \cdot 5,5 \right] = 469.869 \text{ lbf.}$$

$$\approx 470.000 \text{ lbf.}$$

$$e = 6.250 \cdot \left(\frac{0,304^{0,2}}{100.000^{0,9}} \right) = 0,15576$$

$$P_{cuerpo} = (4,965) \left[80.000 + \left(\frac{100.000 - 80.000}{0,15576 - 0,006} \right) (0,025 - 0,006) \right] = 409.798 \text{ lbf.}$$

$$\approx 410.000 \text{ lbf.}$$

Así, la resistencia a la tensión de la conexión es 410.000 lbf (el menor valor).

Finalmente, el factor de diseño será:

$$DF_{TENSION} = \frac{410.000}{165.723,76} = \mathbf{2,474}$$

Resultados:

Tabla 5.16.- Tabla de Resultados para Diseño Tensión/Compresión para Caso Carga II

Profundidad (pies)	Fuerza axial, Fa (lbf)	Factor de diseño
0	165.723,76 (tensión)	DF _{TENSIÓN} = 2,474
8400	29.723,76 (tensión)	DF _{TENSIÓN} = 13,79
9.400	5.923,76 (tensión)	DF _{TENSIÓN} = 69,21

5.5.4.2.-Consideraciones de diseño para estallido.

El factor de diseño para fluencia interna (DF_b) se define como:

$$DF_b = \frac{\text{Presion interna de fluencia}}{\text{Diferencial de presion interna}}$$

1.- Cálculo de la presión interna de fluencia

$$P = 0,875 \cdot \frac{2Rp \cdot t}{D}$$

P = Presión interna de fluencia del cuerpo de la tubería

Rp = 110.000 lpc

t = 0,304 pulg

D = 5,5 pulg

$$P = 0,875 \cdot \frac{2(80.000)(0,304)}{5,5} = 7.738,18 \text{ psi.} \Rightarrow 7.740 \text{ psi.}$$

2.- Cálculo del Factor de Diseño

Es posible calcular fácilmente el factor de diseño a distintas profundidades, ya que disponemos de los diferenciales de presión:

$$\text{@ 0 pies} \quad DF_b = \frac{7.740}{4.000 - 0} = \mathbf{1,935}$$

$$\text{@ 9400 pies} \quad DF_b = \frac{7.740}{8.888 - 4.400} = \mathbf{1,72}$$

5.3.4.3.-Consideraciones de diseño para esfuerzos triaxiales (VME)

Cálculos @ 0 pies

1.- Cálculo de los esfuerzos principales en la parte interna de la tubería

Esfuerzo axial

$$\sigma_a = \frac{Fa}{Ap} = \frac{165.723,76}{4,965} = 33.378,4 \text{ psi}$$

Esfuerzo radial

$$\sigma_{r,i} = -Pi = -4.000 \text{ psi}$$

Esfuerzo tangencial

$$\sigma_{t,i} = \frac{Pi \cdot (Ao + Ai) - 2PoAo}{Ao - Ai} = \frac{(4.000)(23,758 + 18,79) - 2(0)(23,758)}{23,758 - 18,79} = 34.257,6 \text{ psi}$$

2.- Cálculo del esfuerzo triaxial equivalente

$$\sigma_{VME} = \{0.5 \cdot [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6(\tau_t^2 + \tau_r^2 + \tau_a^2)]\}^{1/2}$$

$$\sigma_{VME} = 0.5 \cdot \left[(33.378,4 - 34.257,6)^2 + (34.257,6 - (-4.000))^2 + (-4.000 - 33.378,4)^2 \right]^{1/2}$$

$$\sigma_{VME} = 37.825,66 \text{ psi}$$

3.- Cálculo del Factor de Diseño (DF_{VME}):

$$DF_{VME} = \frac{80.000}{37.825,66} = 2,115$$

Resultados :

Tabla.5.17.- Resultados para estudio de Esfuerzos Triaxiales Caso Carga II

Profundidad (pies)	σ _a (lbf)	σ _{r,i} (lbf)	σ _{t,i} (lbf)	σ _{VME} (lbf)	DF _{VME}
0	33.378,4	-4.000	34.257,6	37.825,7	2,115
9400	1.193,1	-8.888	34.044,7	38.884,9	2,052

5.5.5.-Cálculos de Pandeo de Tubería:

5.5.5.1.-¿Se pandeará el revestidor? (Caso de Carga I)

Hay que encontrar el valor de la fuerza efectiva (Feff) en el tope del cemento (TOC), el cual se localiza a una profundidad de 8.400 pies.

$$F_{eff} = F_a @ 8.400 \text{ pies} + P_o A_o - P_i A_i$$

Primero se calcula la fuerza axial (Fa) a 8.400 pies de la siguiente manera:

$$F_a @ 8.400 \text{ pies} = F_a \text{ caso base @ 8.400 pies} + F_{TEMP} + F_{ABOMBAMIENTO}$$

$$F_a @ 8.400 \text{ pies} = -105.969,1 \text{ lbf}$$

Así la fuerza efectiva es:

$$F_{eff} = -105.969,1 + (4.233,6)(23,758) - (0)(18,79) = \mathbf{-5.387,7 \text{ lbf.}}$$

Como $F_{eff} < 0$, entonces el revestidor PANDEA.

5.5.5.2.- Localización del punto neutro (PN)

El punto neutro es la profundidad a la cual la fuerza efectiva (Feff) es igual a cero. Para hallarlo se expresa la ecuación para la fuerza efectiva en función de la profundidad, luego se iguala a cero y se despeja:

$$F_{eff} = F_a + F_{fict} = F_a + A_o P_o - A_i P_i$$

Donde:

$$\begin{aligned} F_a &= F_a @ 0 \text{ pies} - (\text{Peso Nominal}) \times (\text{Profundidad}) = \\ &= 153.207,3 - (17) \cdot (\text{Profundidad}) \end{aligned}$$

$$P_o = P_o @ 0 \text{ pies} + P_{hidrostática} =$$

Para la columna de fluido externa, como existen 2 fluidos con diferentes pesos y distintas alturas de columnas, se toma un valor representativo como el promedio ponderado entre los dos y se realiza los cálculos con este valor.

$$\text{Esto es: } \rho_{fluido} = (9,7 \cdot (0,89) + 13,5 \cdot (0,10)) = 10,10 \text{ lpg}$$

$$P_o = 0 \text{ lpc.} + (0,05195 \cdot (10,10) \cdot (z))$$

$$P_o = 0,5247 \cdot (z)$$

$$P_i = P_i @ 0 \text{ pies} + P_{\text{hidrostática}} = 0 \text{ lpc.} + (0,05195)(0)(\text{Profundidad}) \\ = 0 + 0,052.(0).(Profundidad) = 0$$

$$A_o = 23,76 \text{ pulg}^2 \quad A_i = 18,79 \text{ pulg}^2$$

Llamando $z =$ profundidad y sustituyendo en la ecuación de Feff, se obtiene que:

$$[153.207,3 - 17z] + (0,5247)(z)(23,758) = 0$$

y de aquí: =

$$z = \text{Profundidad PN} = \mathbf{33.815,6 \text{ pies}}$$

5.5.5.3.- ¿Cuál es la severidad del pandeo?

Deben calcularse los siguientes parámetros: paso (P), severidad de la pata de perro (DLS) y longitud de paso libre de herramienta (L_{herram}).

$$a.- P = \frac{\pi}{12} \sqrt{-\frac{8EI}{F_{\text{eff}}}}$$

$$E = 30 \times 10^6 \text{ lpc}$$

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) = \frac{\pi}{64} (5,5^4 - 4,892^4) = 16,80 \text{ pulg}^4.$$

$$F_{\text{eff}} = -5.387,7 \text{ lbf}$$

$$P = \frac{\pi}{12} \sqrt{-\frac{8(30 \cdot 10^6)(16,80)}{-5.387,7}} = \mathbf{226,47 \text{ pies.}}$$

$$b.- DLS = \frac{275.000\pi^2 r_c}{144P^2 + 4\pi^2 r_c}$$

$r_c =$ tolerancia radial entre el revestidor y el hoyo abierto (pulg.)

$$r_c = \frac{ID \text{ hoyo} - OD \text{ tubería}}{2} = \frac{6,75 - 5,5}{2} = 0,625 \text{ pulg.}$$

$$DLS = \frac{275.000\pi^2 (0,625)}{144(226,47)^2 + 4\pi^2 (0,625)} = \mathbf{0,229^\circ / 100 \text{ pies}}$$

$$c.- \quad L_{herram} = \frac{P}{\pi} \cos^{-1} \left[1 - \frac{(d - Dherram)}{r_c + \frac{d}{2}} \right]$$

$P = 226,47$ pies (Paso).

$d = 4,892$ pulg (Diámetro interno de la tubería).

$Dherram = 3$ pulg (Diámetro de la herramienta).

$r_c = 0,625$ pulg (Tolerancia radial).

$$L_{tool} = \frac{226,47}{\pi} \cos^{-1} \left[1 - \frac{(4,892 - 3)}{0,625 + \frac{4,892}{2}} \right] = \mathbf{72,1 \text{ pies.}}$$

(No se puede pasar una herramienta de 3 pulg. de diámetro y con una longitud mayor a 72,1 pies).

5.5.5.4.- ¿Se pandeará el revestidor? (Caso de Carga II)

Hay que encontrar el valor de la fuerza efectiva (Feff) en el tope del cemento (TOC), el cual se localiza a una profundidad de 8.400 pies.

$$Feff = Fa @ 8.400 \text{ pies} + PoAo - PiAi$$

Primero se calcula la fuerza axial (Fa) a 8.400 pies de la siguiente manera:

$$Fa @ 8.400 \text{ pies} = Fa \text{ caso base @ 8.400 pies} + F_{TEMP} + F_{ABOMBAMIENTO}$$

$$Fa \text{ caso base @ 8.400 pies} = -23.080,7 \text{ lbf}$$

$$Fa @ 8.400 \text{ pies} = -23.080,7 - 2.569,4 + 55.373,86 = 29.723,76 \text{ lbf}$$

Así la fuerza efectiva es:

$$Feff = 29.723,76 + (4.237)(23,758) - (8.368)(18,79) = \mathbf{-26.848,31 \text{ lbf.}}$$

Como $Feff < 0$, entonces el revestidor PANDEA.

5.5.5.5.- Localización del punto neutro (PN).

El punto neutro es la profundidad a la cual la fuerza efectiva (F_{eff}) es igual a cero. Para hallarlo se expresa la ecuación para la fuerza efectiva en función de la profundidad, luego se iguala a cero y se despeja:

$$F_{eff} = F_a + F_{fict} = F_a + A_o P_o - A_i P_i$$

Donde:

$$F_a = F_a @ 0 \text{ pies} - (\text{Peso Nominal}) \times (\text{Profundidad}) = \\ = 165.723,76 - (17) \cdot (\text{Profundidad})$$

$$P_o = P_o @ 0 \text{ pies} + P_{hidrostática} = 0 \text{ lpc.} + (0,05195)(9,0)(\text{Profundidad}) \\ = 0,468 \cdot (\text{Profundidad})$$

$$P_i = P_i @ 0 \text{ pies} + P_{hidrostática} = 4.000 \text{ lpc.} + (0,05195)(8)(\text{Profundidad}) \\ = 4.000 + 0,4156 \cdot (\text{Profundidad})$$

$$A_o = 23,76 \text{ pulg}^2 \qquad A_i = 18,79 \text{ pulg}^2$$

Llamando z = profundidad y sustituyendo en la ecuación de F_{eff}, se obtiene que:

$$[165.723,76 - 17z] + (0,468)(z)(23,758) - [4.000 + 0,4156 \cdot z](18,79) = 0$$

y de aquí:

$$z = \text{Profundidad PN} = \mathbf{6.615,14 \text{ pies}}$$

5.5.5.6.- Severidad del Pandeo

Deben calcularse los siguientes parámetros: paso (P), severidad de la pata de perro (DLS) y longitud de paso libre de herramienta (L_{herram}).

$$a.- P = \frac{\pi}{12} \sqrt{-\frac{8EI}{F_{eff}}}$$

$$E = 30 \times 10^6 \text{ lpc}$$

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) = \frac{\pi}{64} (5,5^4 - 4,892^4) = 16,80 \text{ pulg}^4.$$

$$F_{eff} = -26.848,3 \text{ lbf}$$

$$P = \frac{\pi}{12} \sqrt{-\frac{8(30 \cdot 10^6)(16,80)}{-26.848,3}} = \mathbf{101,45 \text{ pies.}}$$

$$b.- DLS = \frac{275.000\pi^2 r_c^2}{144P^2 + 4\pi^2 r_c^2}$$

r_c = tolerancia radial entre el revestidor y el hoyo abierto (pulg.)

$$r_c = \frac{ID \text{ hoyo} - OD \text{ tubería}}{2} = \frac{6,75 - 5,5}{2} = 0,625 \text{ pulg.}$$

$$DLS = \frac{275.000\pi^2(0,625)^2}{144(101,45)^2 + 4\pi^2(0,625)^2} = \mathbf{1,14^\circ / 100 \text{ pies}}$$

$$c.- L_{herram} = \frac{P}{\pi} \cos^{-1} \left[1 - \frac{(d - Dherram)}{r_c + \frac{d}{2}} \right]$$

$P = 101,45$ pies (Paso).

$d = 4,892$ pulg (Diámetro interno de la tubería).

$D_{tool} = 3$ pulg (Diámetro de la herramienta).

$r_c = 0,625$ pulg (Tolerancia radial).

$$L_{tool} = \frac{101,45}{\pi} \cos^{-1} \left[1 - \frac{(4,892 - 3)}{0,625 + \frac{4,892}{2}} \right] = \mathbf{32,29 \text{ pies.}}$$

(No se puede pasar una herramienta de 3 pulg. de diámetro y con una longitud mayor a 32,29 pies).

Tabla 5.18.- Resultados para el estudio de Pandeo de Tubería de Revestimiento

Caso de Carga	F_a [lbm]	F_{eff} [lbm]	Pandeo	Prof P.Neutro [pies]	Paso [pies]	DLS	L_{tool} [pies]
Caso Carga I (Vacio int.)	153.207,3	-5.387,7	Si	33.815,6	226,5	0,229°/100ft	72,1
Caso Carga II (Fuga tub)	165.723,7	-26.848,3	Si	6.615,1	101,4	1,14°/100ft	32,3

5.5.6.-Resumen de Factores de Diseño para cada Caso de Carga

Tabla.5.19.-Factores de diseño Caso Base

<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Tensión</i>	<i>Compresión</i>	<i>Colapso</i>	<i>VME</i>
0	3,30	---	No aplica	3,517
3100	---	---	---	----
9400	---	7,962	4,173	9,827

Tabla.5.20.-Factores de diseño Caso Carga I

<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Tensión</i>	<i>Compresión</i>	<i>Colapso</i>	<i>VME</i>
0	3,33	---	No aplica	3,52
3100	---	---	----	---
9400	---	2,855	1,326	2,03

Tabla.5.21.-Factores de diseño Caso De Carga II

<i>Profundidad (pies)</i>	<i>Tensión</i>	<i>Compresión</i>	<i>Estallido</i>	<i>VME</i>
0	2,474	---	1,935	2,115
3100	---	---	---	---
9400	69,21	---	1,725	2,052

5.5.7.-Desgaste del Revestidor:

Son numerosos los factores que producen fuerzas de contacto y, por ende, desgaste, uno de ellos es la severidad de la pata de perro. A continuación se realizará los cálculos correspondientes a la predicción del desgaste que sufre el revestidor para los casos de carga calculados con anterioridad. Se usará la curva de predicción de desgaste mostrada en la Figura 5.22 donde se muestra la tasa teórica de desgaste basada en la severidad de la pata de perro (línea recta). Las observaciones efectuadas en el campo, sin embargo, señalan que la correlación correcta podría aproximarse más a la línea punteada/curva.

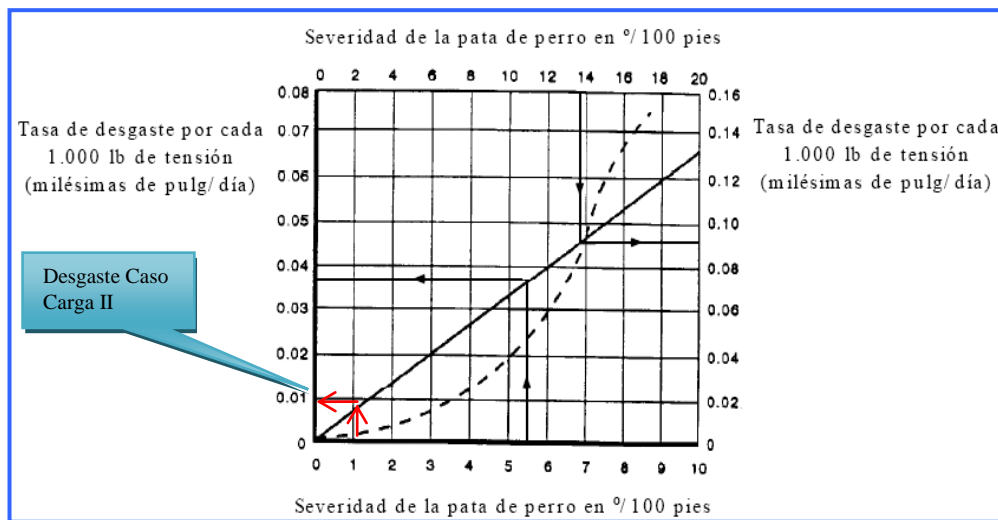


Figura 5.22.- Curva de predicción de desgaste.

Para el Caso de Carga II, la línea recta que aparece en la Figura 5.22 predice que una pata de perro de 1,14° grados por 100 pies producirá un desgaste de aproximadamente 0,01 milésimas de pulgada/día por cada 1.000 libras de tensión. Con una tensión de 200.000 libras, el desgaste alcanzaría $0,01 * 200 = 2$ milésimas de pulgada por día, es decir, 0,002 pulg/día. Con esta combinación de circunstancias, un revestidor 17 lbs/pies de diámetro externo de 5½ pulgadas con un espesor de pared de 0,304 pulgadas, quedaría completamente desgastado en 152 días.

Por otra parte, para el Caso de Carga I con una severidad de pata de perro de 0,229° grados por 100 pies el desgaste es mínimo.

5.5.8.-Análisis de los Resultados:

El método de vida de servicio considera un estado base de esfuerzos en donde el revestidor se encuentra cementado. Una vez que el cemento ha fraguado, todo cambio posterior que registre las condiciones del pozo generará fuerzas y esfuerzos adicionales en la tubería de revestimiento; en el diseño estas fuerzas se suman a las condiciones base para constituir la Carga de Servicio. En este método las cargas de servicio incluyen las variaciones de temperatura respecto al caso base, la tensión producida por la expansión térmica de los tubulares estará incluida obviamente en los factores de diseños calculados para cada caso. También se consideran otros factores que inciden en la tensión existente en la sarta como efecto de poison o abombamiento y la flotabilidad de la sarta. En la sección 5.4.6 se presenta un resumen de los diferentes factores de diseños calculados para cada caso de carga, Tabla 5.19 para el Caso Base, Tabla 5.20 para el Caso de Carga I y Tabla 5.21 para el Caso de Carga II. Podemos notar que los factores de diseño calculados con este método son adecuados para garantizar que el diseño de tubería de revestimiento resista las condiciones de carga impuestas y además nos proporciona información acerca de la optimización del tipo de tubería. Esto es si los valores de diseño calculados se aproximan a los valores mínimos de diseño aceptados por la industria entonces estos son los valores óptimos, valores bajos o muy por encima de estos sería un diseño inadecuado o sobrediseñado.

5.6.-Estudio del Comportamiento de la Producción estimado para el nuevo diseño

A continuación en la Tabla 5.22 se da a conocer algunos parámetros promedios característicos del yacimiento KG-01, arena “S2” del campo Kaki/Bucaral, los cuales hay que tener en cuenta en el nuevo diseño y en el posterior análisis de producción. Estos serán los datos de entrada del yacimiento proporcionados al simulador numérico de producción y se consideran representativos de todo el campo.

Tabla 5.22 Parámetros Característicos del Yacimiento KG-01 arena “S2”

Arena	S2	
Presión Estática	1.400	lpc
Porosidad	20	%
Permeabilidad Vertical	17	Md
Permeabilidad Horizontal	169	Md
Espesor	15	Pies
Sw %	20	
Temperatura	248	°F
Gravedad °API	40,8	
RGP@CN	2.250	pcn/bn
Bo	1,2	BY/BN
P inicial	4.100	Lpc
POES	84.776	MBN
Fr	30,6	%

Luego de insertados estos datos en el programa, se le proporciona los datos del tipo de completación del pozo, que en nuestro caso es de Hoyo Desnudo, además de otros parámetros como diámetro de hoyo, diámetro de la tubería de producción, diámetro de revestidor, presión de cabezal, etc.

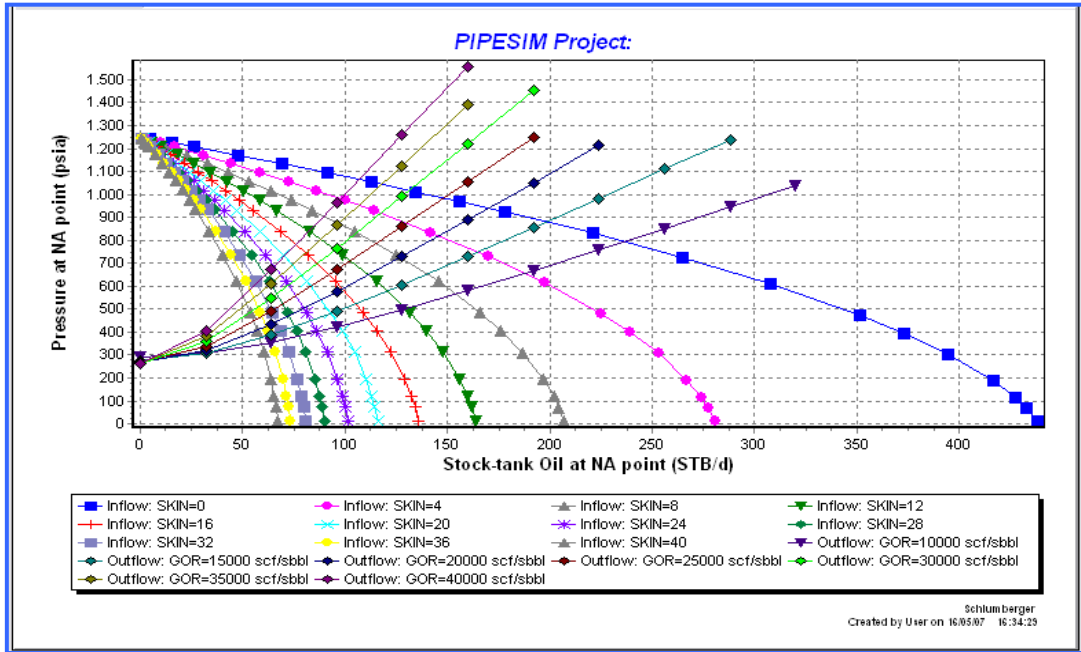


Figura 5.23.- Comportamiento de afluencia con sensibilidades de daño a la formación para pozo con hoyo abierto (Barriles de Petróleo).

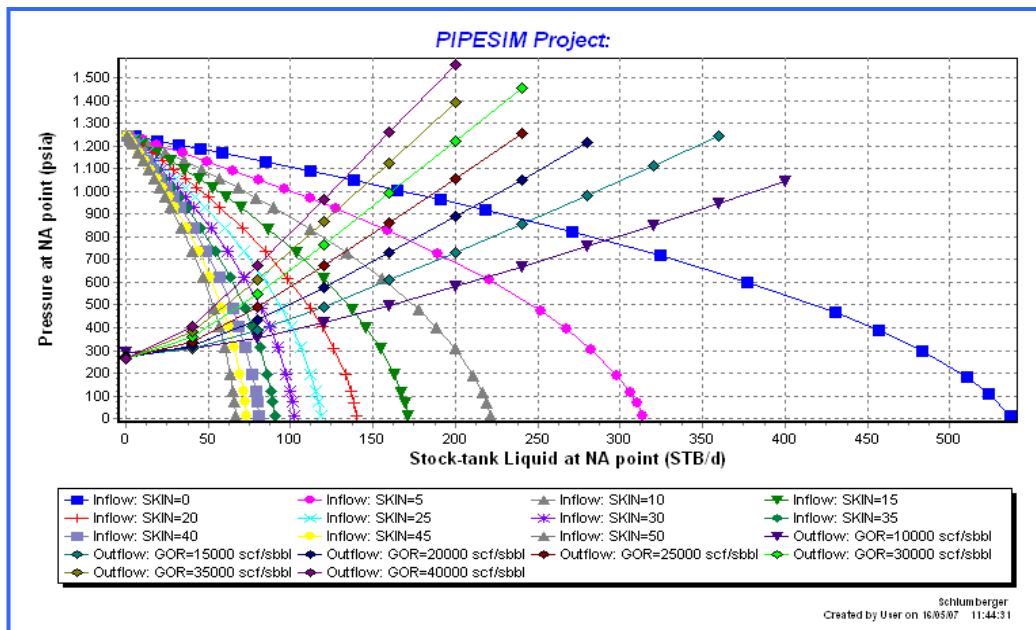


Figura 5.24.- Comportamiento de afluencia con sensibilidades de daño a la formación para pozo con hoyo abierto (Barriles de Líquido).

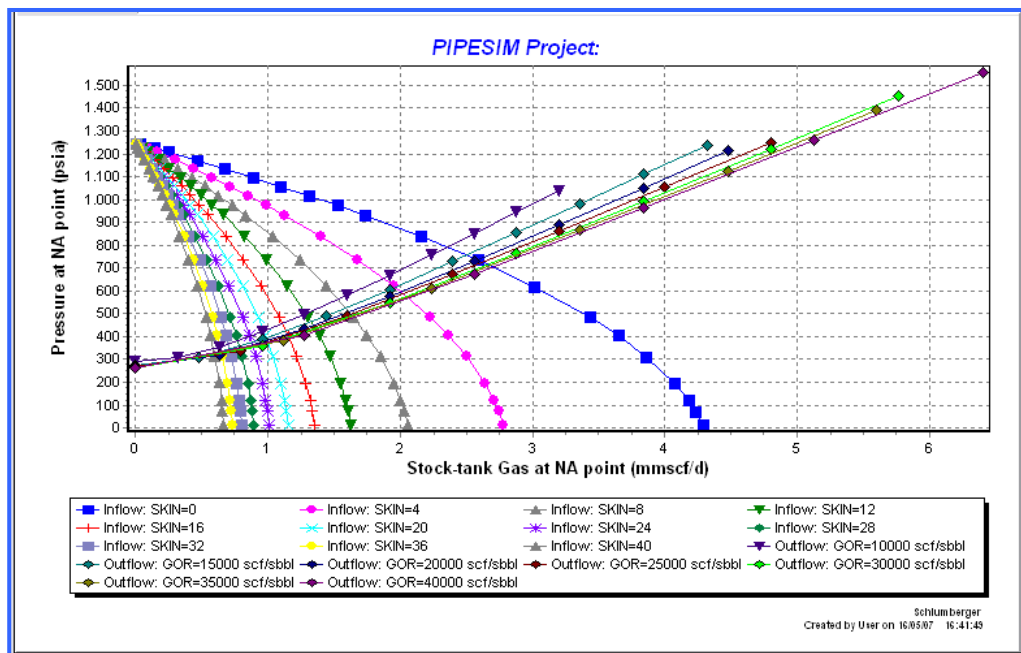


Figura 5.25.- Comportamiento de afluencia con sensibilidades de daño a la formación para pozo con hoyo abierto (Millones de pies cúbicos de gas).

Como podemos apreciar en las Figuras 5.23 y 5.24 mostradas con anterioridad, las cuales muestran los resultados de la simulación del comportamiento de producción del pozo con completación tipo hoyo desnudo, en donde se puede destacar el rango de producción del pozo para diferentes valores de daño a la formación. El objetivo principal que se busca con la realización de este nuevo diseño es reducir los valores de daño inducidos a la formación por las prácticas en las operaciones de perforación, y con ello un aumento en la tasa de producción de fluido. Teniendo en cuenta que la tasa de producción estimada promedio para los últimos pozos perforados en el campo es de aproximadamente 60 barriles de líquido por día, con un daño skin estimado en aproximadamente 30%; con el nuevo diseño propuesto y la reducción del daño a la formación se espera producir según el modelo del simulador más de 100 barriles de líquido por día, incrementando la producción en casi un 100%. Además se muestra la tasa de producción de gas que se espera producir con el nuevo diseño que no presenta mayores cambios con respecto a la producción actual promedio

5.7.- Análisis de Costos

Para realizar el análisis de costos del proyecto de optimización de revestidores para nuevos pozos a perforar en el campo Kaki/Bucaral se tomará en cuenta los nuevos requerimientos de materiales a utilizar y se comparará con los requerimientos utilizados por el esquema de pozos usados hasta la fecha Febrero del 2007. Los costos unitarios de los materiales se obtuvieron de los esquemas de costos de los pozos recientemente perforados en el campo.

En las Tablas 5.23 y 5.24 se presentan tablas de costos de los tubulares utilizados para el esquema actual y los costos estimados para el diseño propuesto correspondientemente.

Tabla 5.23- Esquema de Perforación Actual (2006)

<i>Revestidores y Tubulares</i>	<i>Costo Unitario (US\$)</i>	<i>Prof. (Pies)</i>	<i>Long. (pies)</i>	<i>Cant.(Jts)</i>	<i>Costo (US\$)</i>
Rev. 16"	6.944,2	70	70	2	13.888,38
Rev.9 5/8"	1.414,4	3100	3100	85	120.221,79
Rev. 5 1/2"	992,5	9507	9507	238	235.907
Tubería 2 7/8"	306,5	9600	9600	300	91.950
					0
Sub-Total					461.966,87

Tabla 5.24- Esquema Propuesto de Perforación (2008)

<i>Revestidores y Tubulares</i>	<i>Costo Unitario (US\$)</i>	<i>Prof. (Pies)</i>	<i>Long. (pies)</i>	<i>Cant.(Jts)</i>	<i>Costo (US\$)</i>
Rev. 16"	6.944,2	70	70	2	13.888,38
Rev. 7 5/8"	1286,80,4	3100	3100	85	109.378,00
Rev. 5 1/2"	992,5	9375	6275	157	155.707,85
Tubería 2 7/8"	306,5	9600	9600	300	91.950
Colg 7-5/8" x 5-1/2"					30.000
Sub-Total					400.924,23

En la Figura 5.26 se presenta una gráfica comparativa de los costos de revestidores tubulares para el esquema de diseño actual y el nuevo diseño propuesto. Se logra apreciar en la gráfica las diferencias de costos por cada etapa del pozo y el ahorro total de aproximadamente 61.000 US\$ por concepto de compra de materiales que implica el cambio al nuevo diseño.

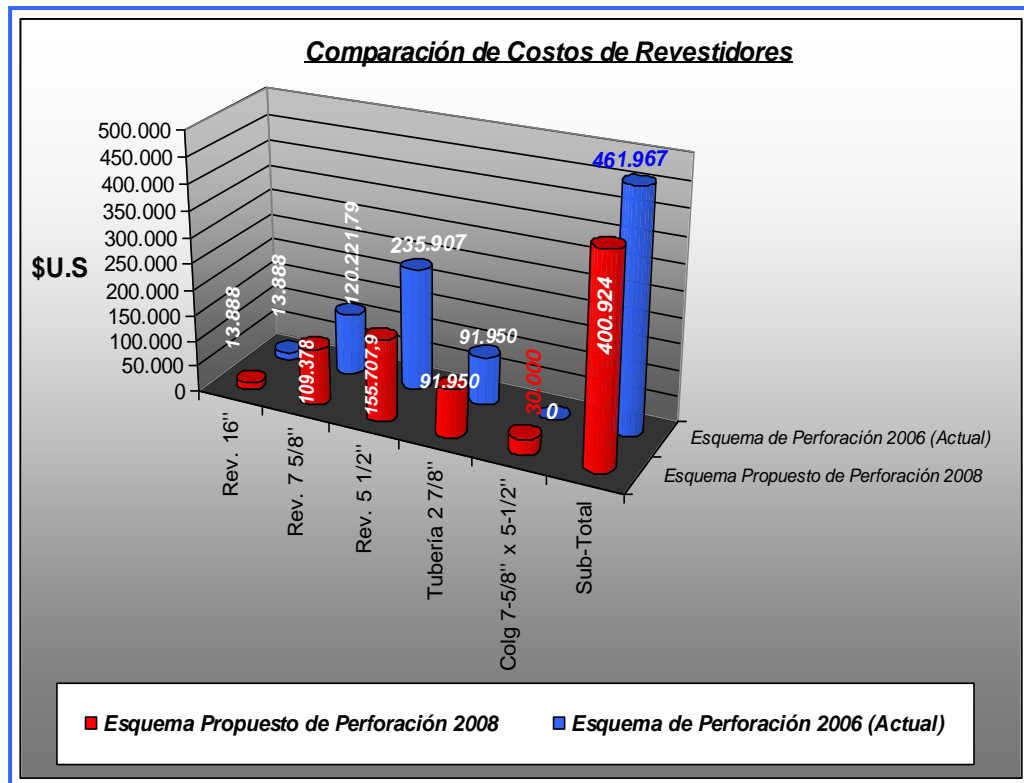


Figura 5.26- Gráfica Comparativa de Costos de Revestidores y Tubulares

Además del costo de los revestidores como tal, el cambio de diseño implica muchos otros cambios que hay que tener en cuenta a la hora de realizar el esquema de costos total en la perforación de un pozo.

En las Tablas 5.25 y 5.24 se presentan los costos estimados para la operación de cementación de revestidores para los dos casos. Estos no incluyen los costos por servicios, solo el costo del volumen de cemento por pozo.

Tabla 5.25- Costos por Cementación para el Diseño Actual 2007

Revestidores	Costo Unitario (US\$/barriles)	Volumen Requerido (barriles)	Costo por Servicio (US\$)	Sub-Total (US \$)
Rev. 16"	-	-	-	-
Rev.9 5/8"	115,50	202,23	18.639	23.357,6
Rev. 5 1/2"	208	43,65	18.639	9.079,1

Tabla 5.26- Costos por Cementación para el Nuevo Diseño Propuesto 2008

Revestidores	Costo Unitario (US\$/barriles)	Volumen Requerido (barriles)	Costo por Servicio (US\$)	Sub-Total (US\$)
Rev. 16"	-	-	-	-
Rev.7 5/8"	115,50	138,5	18.639	16000,6
Rev. 5 1/2"	208	14,1	18.639	2935,5
hoyo 4¾"	-	-	-	-

A continuación en la Figura 5.27 se presenta una gráfica comparativa de costos por volumen de cementación podemos notar que para el nuevo diseño los costos se reducen en comparación al diseño actual esto debido básicamente a la reducción de la volumetría de hoyo.

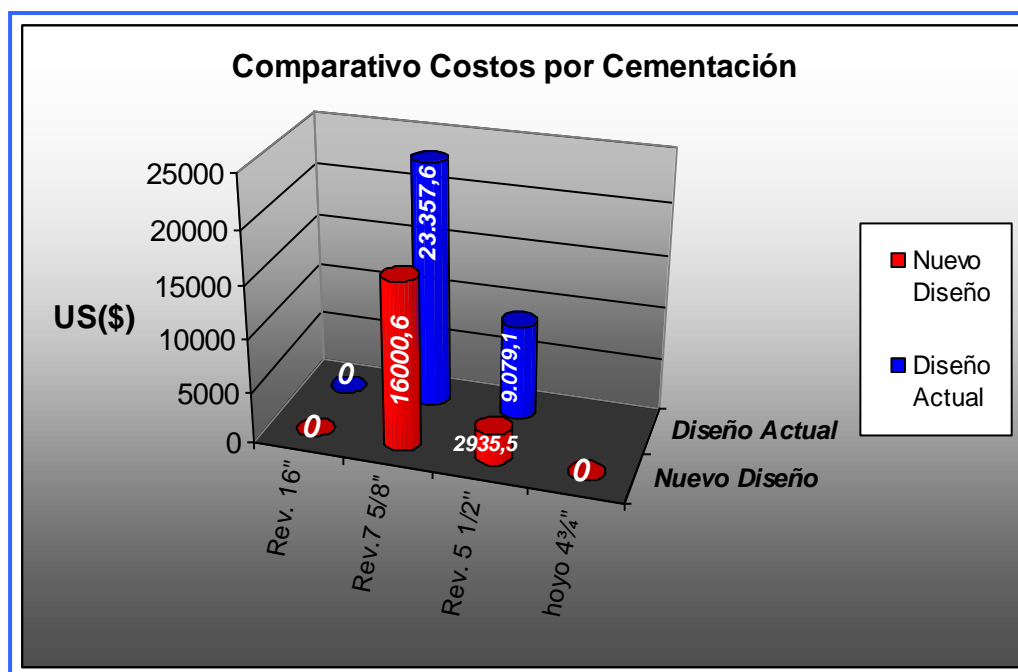


Figura 5.27.- Gráfica comparativa de Costos por Cementación

Ahora se presentan en las Tablas 5.27 y 5.28 la estructura de costos estimados para los requerimientos de fluido de perforación por fase para cada diseño.

Tabla 5.27- Costos por Requerimientos de Fluido de Perforación Diseño Actual 2007

Revestidores	Costo Unitario (US\$/barriles)	Volumen Requerido (barriles)	Costo por Servicio (US\$)	Sub-Total (US\$)
Rev. 16"	-	-	-	-
Rev.9 5/8"	10,45	1577,46	0	16484,4
Rev. 5 1/2"	48,47	1795,38	0	87022,2

Tabla 5.28- Costos por Requerimientos de Fluido de Perforación Nuevo Diseño 2008

Revestidores	Costo Unitario (US\$/barriles)	Volumen Requerido (barriles)	Costo por Servicio (US\$)	Sub-Total (US\$)
Rev. 16"	-	-	-	-
Rev.7 5/8"	10,45	1376,35	0	14382,8
Rev. 5 1/2"	48,47	1420,48	0	68850,9
hoyo 4¾"	48,47	855,55	0	41468,3

En la Figura 5.28 se presenta la gráfica comparativa de costos estimados por concepto de requerimiento de lodos, de la cual podemos resaltar el aumento en lodo requerido en el nuevo diseño con respecto al actual debido a la planificación de la perforación de una tercera fase con un lodo completamente limpio.

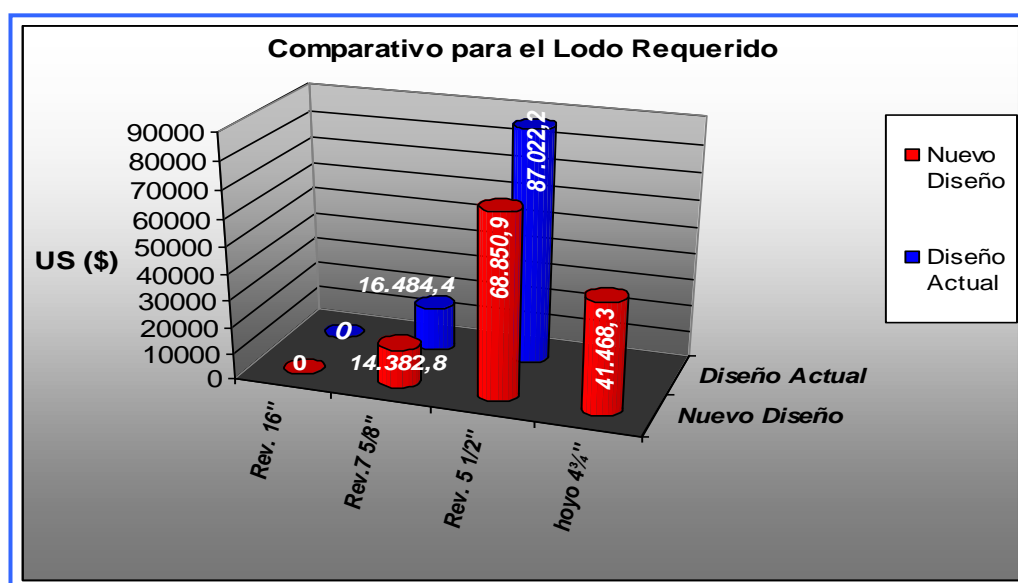


Figura 5.28- Gráfica Comparativa de Costos por Lodo Requerido

Seguidamente en las Tablas 5.29 y 5.30 se presentan los diagramas de costos estimados para la disposición final de los rипios de perforación producidos por el diseño actual de pozo y el estimado para el nuevo diseño.

Tabla 5.29.- Costos por Disposición Final de Ripios de Perforación Diseño Actual 2007

Revestidores	Costo Unitario (US\$/barriles)	Volumen Requerido (barriles)	Costo por Servicio (US\$)	Sub-Total (US\$)
Rev. 16"	-	-	-	-
Rev.9 5/8"	65,35	625,6	0	40881,5
Rev. 5 1/2"	65,35	685,3	0	44787,6

Tabla 5.30.- Costos por Disposición Final de Ripios de Perforación Nuevo Diseño 2008

Revestidores	Costo Unitario (US\$/barriles)	Volumen Requerido (barriles)	Costo por Servicio (US\$)	Sub-Total (US\$)
Rev. 16"	-	-	-	-
Rev.7 5/8"	65,35	407,7	0	26643,7
Rev. 5 1/2"	65,35	383,9	0	25089,9
hoyo 4¾"	65,35	5,7	0	372,4

En la Figura 6.4 se presenta la gráfica comparativa de costos por disposición de rипios de perforación, de la cual se puede destacar que el menor volumen de rипios a manejar en el nuevo diseño significa una disminución de costos por este concepto.

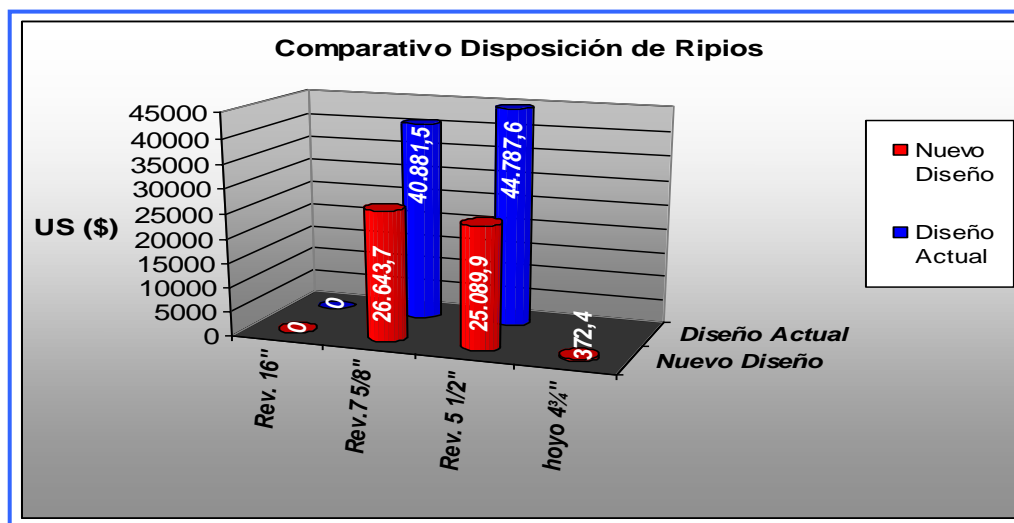


Figura 5.29.- Gráfica Comparativa de Costos por Disposición de Ripios

También se presentan las Tablas 5.31 y 5.32 en las cuales se muestra la estructura de costo estimada por concepto de disposición de lodos de perforación para ambos diseños.

Tabla 5.31- Costos por Disposición Final Lodos de Perforación Diseño Actual 2007

Revestidores	Volumen Total Requerido (bbls)	Costo Unitario (US\$/bbls)	Costo por Servicio (US\$)	Volumen para desecho (bbls)	Volumen para mantenimiento (bbls)	Sub-Total (US\$)
Rev. 16"	-	-	-	-	-	-
Rev.9 5/8"	1577,46	30	0	1577,46	0	47323,7
Rev. 5 1/2"	1452,7	44,3	15	200	1252,7	0

Tabla 5.32.- Costos por Disposición Final Lodos de Perforación Nuevo Diseño 2008

Revestidores	Volumen Requerido (bbls)	Costo Unitario (US\$/bbls)	Costo por Servicio (US\$)	Volumen para desecho (bbls)	Volumen para mantenimiento (bbls)	Sub-Total (US\$)
Rev. 16"	-	-	-	-	-	-
Rev.7 5/8"	1376,3	30	0	1376,3	0	41290,4
Rev. 5 1/2"	1406,8	44,3	15	200	1206,8	0
hoyo 4¾"	855,5	44,3	15	50	805,5	0

En la Figura 5.30 se presenta una gráfica comparativa de costos por disposición final de lodos y líquidos, y también se destaca una reducción en los costos finales para la disposición de lodos correspondiente a la primera fase de perforación del pozo. La segunda y tercera fase no se toma en cuenta en esta comparación porque en el diseño actual este lodo era completamente recuperado y procesado por las empresas de servicios, por lo que basándonos en ese esquema la empresa operadora no dispone del lodo en estas fases.

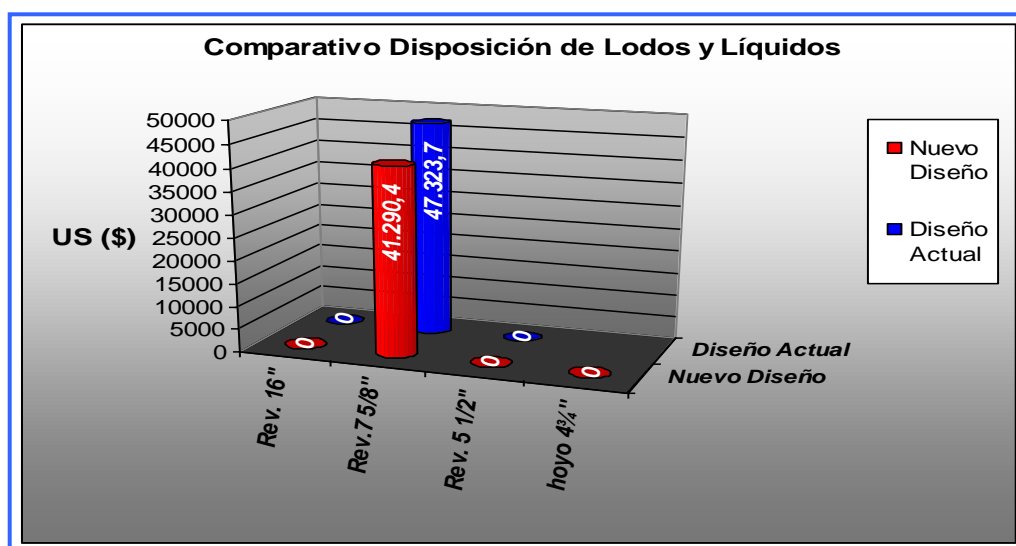


Figura 5.30.- Grafica Comparativa de Costos por Disposición Final de Lodos de Perforación

Finalmente en la Tabla 5.33 se presenta los costos finales estimados para las operaciones en los pozos del campo Kaki/Bucaral.

Tabla 5.33.- Costos Finales Estimados para Pozos en Campo Kaki

	Revestidores (US\$)	Cementación (US\$)	Lodo Requerido (US\$)	Disposición de Ripios (US\$)	Disposición de lodos y líquidos (US\$)	TOTAL (US\$)	Ahorro (%)	Diff (US\$)
Diseño Actual	461.967	32.436,6	103.507	85.669	47.324	730.903	-	-
Nuevo Diseño	400.924	18.936	124.702	52.106	41.290	637.959	12,7	92.944

Seguidamente en la Figura 5.31 se presenta una gráfica comparativa de costos finales estimados de operaciones de pozos para cada diseño y el costo total estimado para cada uno. Es importante resaltar que el ahorro total que se estima para el nuevo diseño es de casi 93.000 US\$ lo que representa una disminución del costo total por concepto de compra de tuberías revestidoras, volumen de cementación, disposición de ripios, disposición de fluidos de perforación del 12,7%.

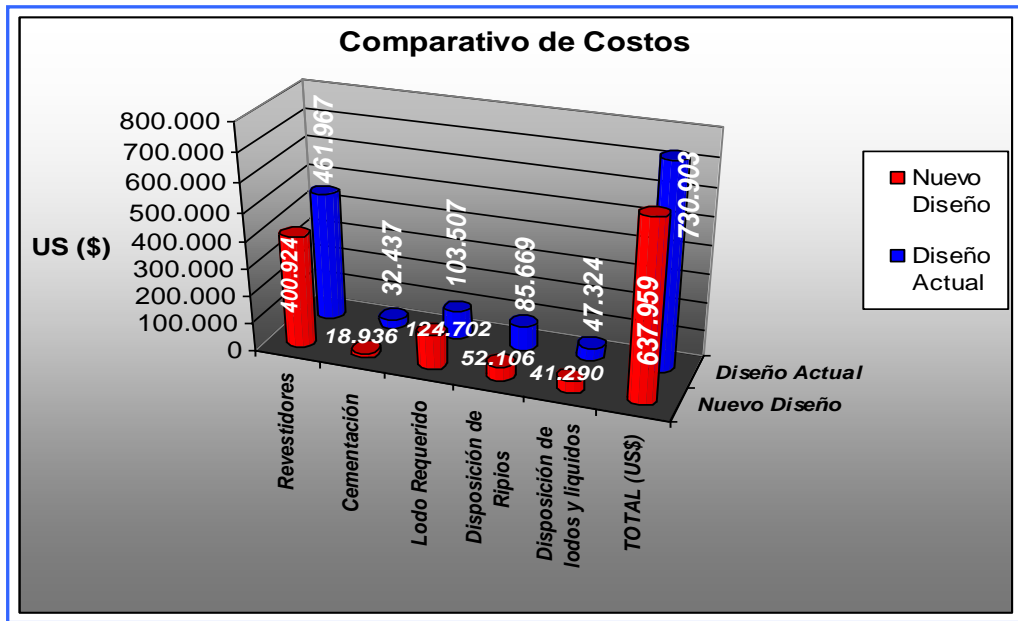


Figura 5.31- Gráfica Comparativa de Costos Totales por diseño de pozos

Además de esto también hay que tomar en cuenta el tiempo que se estima van a durar las operaciones de perforación y terminación del pozo. Esto va influir en gran medida en el costo final del pozo ya que el tiempo de operación del taladro es uno de los más importantes en el costo total de perforación del pozo. En la Tabla 5.34 se presenta los tiempos estimados para la perforación y terminación para el diseño actual de pozos y el diseño propuesto.

Tabla 5.34.- Costo Estimado por Tiempo de Taladro

	Costo (\$/d)	Tiempo Perf/Term (d)	Costo Total estimado (\$)
Actual	25000	20	500.000
Nuevo	25000	17	425.000

En la figura 5.32 se puede ver claramente que una reducción en el tiempo de perforación y terminación del pozo tiene gran influencia en los costos finales por alquiler de taladro.



Figura 5.32. – Gráfica comparativa para costos estimados por tiempo limpio de alquiler de taladro

Conclusiones

Conclusiones

1. Se elaboró un nuevo diseño en la configuración de tuberías de revestimiento adaptado a las condiciones del campo maduro Kaki/Bucaral en el Estado Anzoátegui.
2. Se encontró y validó información geológica y geomecánica del campo Kaki/Bucaral a partir de información de registros eléctricos corridos en pozos recientemente perforados.
3. Se encontró información acerca de la configuración en los pozos existentes en el campo, del diseño de fluidos de perforación usados en las perforaciones y de la cementación utilizada en ellos, encontrando que el diseño no se adapta a las condiciones actuales del yacimiento.
4. Se realizó una búsqueda de información acerca de la legislación, normativas y entes reguladores a nivel nacional e internacional encontrando que la empresa estatal PDVSA posee un manual de diseño de tubulares realizado y desarrollado por PDVSA-INTEVEP en el cual se desarrolla y explica la metodología y prácticas recomendadas por la industria para esta actividad, y que a su vez se basa en normativas internacionales de la API; razón por la cual este trabajo se basa en los procedimientos contenidos en dicho manual.
5. Se realizó un nuevo diseño estructural de pozo adaptado a las condiciones actuales del campo, cambiando diámetros de Hoyo y de Revestidores obteniendo una menor volumetría de hoyo abierto con respecto al diseño actual y por consiguiente un menor costo.
6. Realizando el diseño de Cargas se pudo determinar con certeza que el revestidor de producción óptimo para el campo Kaki/Bucaral es de 5½”, N-

- 80, 17 lbs/ft, ya que soporta todas las exigencias de cargas impuestas en el diseño.
7. Los cálculos de los factores de diseño realizados por diferentes métodos al revestidor escogido permite conocer y garantizar que el diseño cumple con las normas exigidas por la industria y minimizan el riesgo de fallas.
 8. Para el nuevo diseño de tubulares se tomó en cuenta las condiciones actuales de presión del yacimiento objetivo, por lo cual se hace el cambio más significativo en el diseño y se propone asentar el revestidor de producción escogido justo por encima de la arena objetivo, para luego profundizar aproximadamente 200 pies con un lodo limpio y reformulado para disminuir el daño causado a la formación y posteriormente completar a hoyo desnudo para una mejor comunicación entre el pozo y el yacimiento ya que las condiciones de este así lo permite.
 9. El nuevo diseño busca la disminución del daño a la formación y con esto el incremento en la tasa de producción del pozo. En la simulación del comportamiento de la producción que se realizó para el diseño propuesto la disminución del factor daño de $S=30$ a $S=20$, significó un incremento en la producción de aproximadamente del 100%.
 10. Se realizó el estudio económico del diseño propuesto encontrando que se calcula un ahorro de aproximadamente 93.000 US\$ del costo total del pozo con respecto a los costos del diseño actualmente usado lo que representa una reducción del costo del 12.7%.

Recomendaciones

Recomendaciones

- ✓ Se recomienda a la empresa emplear este nuevo diseño de tubulares para los pozos a perforar en el campo Kaki/Bucaral.

- ✓ Realizar estudios más extensos y detallados sobre la geología y geomecánica del campo para contar con datos mucho más representativos acerca de las presiones de poro y de fractura de la zona.

- ✓ Incorporar un colgador hidráulico para la tubería de producción la cual se colgará de la tubería de revestimiento de superficie y permitirá el ahorro de 3100 pies de tubería y un ahorro económico en la compra de estos de aproximadamente 60.000 US\$.

Anexos

ANEXOS

Anexo A. Tabla de Tubulares Normalizados por PDVSA

TABLA A-1. Tubería de Revestimiento Normalizada PDVSA

Diámetro Externo (pulg.)	Peso Nominal (lb/pie)	Grado	Espesor de pared (pulg.)	Diámetro Interno (pulg.)	Conexión	Diámetro del mandril (pulg.)	Resistencia a la fluencia (1,000 lbf)	Resistencia al colapso (psi)	Resistencia al estallido (psi)	Resistencia de la conexión (1,000 lbf)
20	94	K-55	0,438	19,124	Big Omega	18,936	1.480	520	2.110	
13 3/8	72	N-80	0,514	12,347	BTC	12,290	1.661	2.670	5.832	1.693
	72	P-110	0,514	12,347	BTC	12,29	2.284	2.890	7.400	2.221
	68	J-55	0,480	12,415	BTC	12,29	1.069	1.950	3.450	1.140
11 3/4	71,6	P-110			STL					
	71,6	P-110			SLX					
10 3/4	40,5	J-55	0,350	10,050	BTC	9,894	629	1.580	3.130	700
9 5/8	36	J-55	0,352	8,921	BTC	8,765	564	2.020	3.520	639
	43,5	N-80	0,435	8,755	BTC	8,599	1.005	3.810	6.328	1.074
	47	P-110	0,472	8,681	BTC	8,556	1.493	5.300	9.441	1.500
	53,5	T-95	0,545	8,535	NK3SB	SD 8.5	1.710	7.950	9.160	1.535
	53,5	T-95	0,545	8,535	TC-II	SD 8.5	1.710	7.950	9.160	1.477
	53,5	P-110	0,545	8,535	BTC	SD 8.5	1.710	7.950	10.898	1.718
	53,5	P-110	0,545	8,535	NK3SB	SD 8.5	1.710	7.950	10.898	1.809
	53,5	P-110	0,545	8,535	TC-II	SD 8.5	1.710	7.950	10.898	1.857
	58,4	HC-110	0,595	8,435	BTC	SD 8.375				
	58,4	P-110	0,595	8,435	BTC	SD 8.375	1.856	9.763	11.898	1.865
7 5/8	39	P-110	0,500	6,625	SLX	6,5	1.231	11.080	12.620	1.108
	39	P-110	0,500	6,625	NJO	6,5	1.231	11.080	12.620	979
	39	Q-125	0,500	6,625	SLX	6,5	1.399	12.059	14.344	1.196
	39	Q-125	0,500	6,625	NJO	6,5	1.399	12.059	14.344	1.058
7	23	J-55	0,317	6,366	BTC	6,241	366	3.270	4.360	432
	23	N-80	0,317	6,366	BTC	6,241	532	3.830	6.340	588
	26	N-80	0,362	6,276	BTC	6,151	604	5.410	7.240	667
	29	N-80	0,408	6,184	BTC	6,059	676	7.020	8.160	746
	29	N-80	0,408	6,184	STL	6,059	676	7.020	8.160	432
	29	N-80	0,408	6,184	SLX	6,059	676	7.020	8.160	646
	32	P-110	0,453	6,094	NK3SB	5,969	1.025	10.780	12.462	1.108
	32	P-110	0,453	6,094	TC-II	5,969	1.025	10.780	12.462	1.025
	35	P-110	0,498	6,004	SLX	5,879	1.119	13.020	13.696	1.026
	35	P-110	0,498	6,004	NJO	5,879	1.119	13.020	13.696	951
	5 1/2	17	N-80	0,304	4,892	BTC	4,767	397	6.280	7.740
17		P-110	0,304	4,892	BTC	4,767	546	7.480	10.640	568
17		P-110	0,304	4,892	STL	4,767	546	7.480	10.640	289
23		P-110	0,415	4,670	SLX	4,545	729	14.540	14.524	644
23		P-110	0,415	4,670	NJO	4,545	729	14.540	14.524	608
5	18	P-110	0,362	4,276	STL	4,151	580	13.470	13.930	338
4 1/2	11,6	N-80	0,250	4,000	STL	3,875	267	6.350	7.778	141
	13,5	N-80	0,290	3,920	SLX	3,795	307	8.540	9.020	283
	13,5	N-80	0,290	3,920	NJO	3,795	307	8.540	9.020	
	15,1	P-110	0,337	3,826	SLX	3,701	485	14.350	14.416	401
	15,1	P-110	0,337	3,826	NJO	3,701	485	14.350	14.416	
	15,1	P-110	0,337	3,826	BTC	3,701	485	14.350	14.416	509

Anexo B. Tabla de Proceso de Fabricación y tratamiento Térmico de tubulares

TABLA B-1. Proceso de Fabricación y Tratamiento Térmico^[1].

					Revenido
					Temp., Mín.
			Proceso de	Tratamiento	
	Grado	Tipo	Fabricación	Térmico	°F
Grupo 1	H40	-----	Sin o Con Costura	Ninguno	-----
	J55	-----	Sin o Con Costura	Ninguno	-----
				Nota 1	
	K55	-----	Sin o Con Costura	Ninguno	-----
				Nota 1	
	N80		Sin o Con Costura	Nota 1	-----
Grupo 2	L80	1	Sin o Con Costura	Templado y Revenido	1050
	L80	9 Cr	Sin Costura	Templado y Revenido*	1100
	L80	13 Cr	Sin Costura	Templado y Revenido*	1100
	C90	1	Sin Costura	Templado y Revenido	1150
	C90	2	Sin Costura	Templado y Revenido	1150
	C95	-----	Sin o Con Costura	Templado y Revenido	1000
	T95	1	Sin Costura	Templado y Revenido	1200
	T95	2	Sin Costura	Templado y Revenido	1200
Grupo 3	P110	-----	Sin o Con Costura ^o	Templado y Revenido	-----
Grupo 4	Q125	1	Sin o Con Costura ^o	Templado y Revenido	-----
	Q125	2	Sin o Con Costura ^o	Templado y Revenido	-----
	Q125	3	Sin o Con Costura ^o	Templado y Revenido	-----
	Q125	4	Sin o Con Costura ^o	Templado y Revenido	-----
Nota 1: Normalizado en su longitud completa, Normalizado y Revenido, o Templado y Revenido, según que sea una disposición del fabricante o si se especifica en la orden de compra.					
* Tipos 9 Cr. Y 13 Cr. pueden ser Templados con aire.					
^o Los requerimientos especiales para los revestidores con costura P110 y Q125 están especificados en la Norma SR11.					

Los requerimientos químicos y mecánicos exigidos a los tubulares normalizados por la API, se muestran en la Tabla.B.2 y en la Tabla.B.3, respectivamente.

Tabla B.2- Requerimientos Químicos^[1]

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
Grupo	Grado	Tipo	Carbón		Manganeso		Molibdeno		Cromo		Níquel	Cobre	Fósforo	Azufre	Silicio
			min.	máx.	min.	máx.	min.	máx.	min.	máx.	máx.	máx.	máx.	máx.	máx.
1	H40	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	0,03	0,03	----
	J55	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	0,03	0,03	----
	K55	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	0,03	0,03	----
	N80	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	0,03	0,03	----
2	L80	1	----	0,43 ¹	----	1,90	----	----	----	----	0,25	0,35	0,03	0,03	0,45
	L80	9Cr	----	0,15	0,30	0,60	0,90	1,10	8,00	10,00	0,50	0,25	0,02	0,01	1,00
	L80	13Cr	0,15	0,22	0,25	1,00	----	----	12,00	14,00	0,50	0,25	0,02	0,01	1,00
	C90	1	----	0,35	----	1,00	0,25 ²	0,75	----	1,20	0,99	----	0,02	0,01	----
	C90	2	----	0,50	----	1,90	----	N.L.	----	N.L.	0,99	----	0,03	0,01	----
	C95	----	----	0,45 ³	----	1,90	----	----	----	----	----	----	0,03	0,03	0,45
	T95	1	----	0,35	----	1,20	0,25 ⁴	0,85	0,40	1,50	0,99	----	0,02	0,01	----
	T95	2	----	0,50	----	1,90	----	----	----	0,99	----	----	0,03	0,01	----
3	P110	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	0,03 ³	0,03 ³	----	
4	Q125	1	----	0,35	----	1,00	----	0,75	----	1,20	0,99	----	0,02	0,01	----
	Q125	2	----	0,35	----	1,00	----	N.L.	----	N.L.	0,99	----	0,02	0,02	----
	Q125	3	----	0,50	----	1,90	----	N.L.	----	N.L.	0,99	----	0,03	0,01	----
	Q125	4	----	0,50	----	1,90	----	N.L.	----	N.L.	0,99	----	0,03	0,02	----

1. El contenido de Carbón para L80 se puede incrementar hasta 0,50% máx. si el producto es templado en aceite.
2. El contenido de Molibdeno para C90, Tipo 1 no tiene tolerancia mínima si el espesor de pared es menor que 0,700 pulg.
3. El contenido de Carbón para C95 se puede incrementar hasta 0,55% máx. si el producto es templado en aceite.
4. El contenido de Molibdeno para T95, Tipo 1 se puede disminuir hasta 0,15% mínimo si el espesor de pared es menor que 0,700 pulg.
5. El contenido de Fósforo es 0,020% máx. y el contenido de Azufre es 0,010 % para revestidores P110 con costura.
N.L.= No hay límite. Los elementos mostrados deben estar reportados en el análisis del producto.

Tabla B.3- Requerimientos de Tensión y Dureza^[1]

Grupo	Grado	Tipo	Resistencia a la Cedencia		Resistencia Tensil Mín. (PSI)	Dureza Máxima*		Espesor de Pared (Pulg.)	Variación de Dureza Permissible (HRC)
			Mín. (PSI)	Máx. (PSI)		(HRC)	(BHN)		
1	H40		40.000	80.000	60.000				
	J55		55.000	80.000	75.000				
	K55		55.000	80.000	95.000				
	N80		80.000	110.000	100.000				
2	L80	1	80.000	95.000	95.000	23	241		
	L80	9 Cr	80.000	95.000	95.000	23	241		
	L80	13 Cr	80.000	95.000	95.000	23	241		
	C90	1,2	90.000	105.000	100.000	25,4	255	0,500 o menos	3,0
	C90	1,2	90.000	105.000	100.000	25,4	255	0,501 a 0,749	4,0
	C90	1,2	90.000	105.000	100.000	25,4	255	0,750 a 0,999	5,0
	C90	1,2	90.000	105.000	100.000	25,4	255	1,000 o más	6,0
	C95		95.000	110.000	105.000				
	T95	1,2	95.000	110.000	105.000	25,4	255	0,500 o menos	3,0
	T95	1,2	95.000	110.000	105.000	25,4	255	0,501 a 0,749	4,0
	T95	1,2	95.000	110.000	105.000	25,4	255	0,750 a 0,999	5,0
3	P110		110.000	140.000	125.000				
4	Q125	1-4	125.000	150.000	135.000			0,500 o menos	3,0
	Q125	1-4	125.000	150.000	135.000			0,501 a 0,749	4,0
	Q125	1-4	125.000	150.000	135.000			0,750 o más	5,0

* En caso de discordancias, el método de Ensayo de Dureza Rockwell se debe utilizar como referencia.

Tabla B.4- Formas de roscas y progresión a conexiones API normalizadas

ROSCA	CONEXIÓN	RASGOS DISTINTIVOS
10R	IJ	Tubería de Producción de 1,315" a 2,063" D _e . Longitudes de rosca en función del diámetro.
	NUE	Tubería de Producción de 1,050" a 3-1/2" D _e . Longitudes de rosca en función del diámetro.
	EUE	Tubería de Producción de 1,050" a 1,900" D _e . Longitudes de rosca en función del diámetro.
8R	NUE	Tubería de Producción de 4" y 4-1/2" D _e . Longitudes de rosca en función del diámetro.
	EUE	Tubería de Producción de 2-3/8" a 4-1/2" D _e . Longitudes de rosca en función del diámetro
	STC	Revestidor de 4-1/2" a 20" D _e . Longitudes de rosca en función del diámetro y del espesor de las paredes. Apriete en función del grado.
	LTC	Revestidor de 4-1/2" a 20" D _e . Longitud de rosca en función del diámetro. Apriete en función del grado
Trapezoidal	BTC	Revestidor de 4-1/2" D _e . Apriete, longitud de rosca.
	BTC	Revestidor de 5" a 7-5/8" D _e . Longitud de rosca en función del diámetro.
	BTC	Revestidor de 8-5/8" a 13-3/8" D _e .
	BTC	Revestidor de 16" a 20" D _e . Forma de rosca, diámetro principal, ahusamiento.
Extreme-Line	XL	Revestidor de 5" a 7-5/8" D _e . Paso restrictivo en paredes livianas, 6 HPP, 1-1/2" TPF, configuración de sello metal-metal.
	XL	Revestidor de 8-5/8" a 10-3/4" D _e . Paso restrictivo en paredes livianas, 5 HPP, 1-1/4" TPF, configuración de sello metal a metal

Anexo C-1. Diámetros de Portamechas y Tuberías de Perforación y Longitudes usuales de los Ensamblajes de Fondo

Tabla C.1.- Diámetros externos de los portamechas y longitud del ensamble de fondo usual como función del tamaño del hoyo H.

Tamaño del hoyo (pulg)	Diámetro externo de los portamechas (pulg)	Longitud del ensamble de fondo (pies)	
		En tierra	Costa afuera
$H < 3,750$	No se usa	-	-
$3,750 \leq H \leq 4,750$	3,5	800	400
$4,750 < H \leq 5,875$	4,125	800	400
$5,875 < H \leq 7,000$	4,75	800	400
$7,000 < H \leq 8,750$	6,75	600	300
$8,750 < H \leq 10,625$	8	600	300
$10,625 < H \leq 12,250$	9	500	300
$12,250 < H \leq 17,500$	9,5	500	300
$17,500 < H$	10	300	100

Tabla C.2.- Diámetros externos usuales de las tuberías de perforación.

Tamaño hoyo (H) (pulg)	Diámetro externo de tubería perforación. (pulg)
$H \leq 2,875$	2,375
$2,875 < H \leq 4,750$	2,875
$4,750 < H \leq 7,625$	3,5
$7,625 < H \leq 12,250$	4,5
$12,250 < H$	5

Anexo D. Algunos conceptos geomecánicos

d.1.-Esfuerzos geostáticos verticales.^[3]

En el caso anterior no existen esfuerzos tangenciales sobre planos verticales y horizontales trazados a través del suelo. De aquí que el esfuerzo vertical geostático a cualquier profundidad puede calcularse simplemente considerando el peso del suelo por encima de dicha profundidad. Así pues, si el peso específico del suelo es constante con la profundidad, entonces:

$$\sigma_v = z\gamma \quad (D.1)$$

donde z es la profundidad y γ es el peso específico total del suelo. En este caso, el esfuerzo vertical variará linealmente con la profundidad, como se indica en la Figura D.1.

Por supuesto el peso específico no es constante con la profundidad. Generalmente un suelo resultará cada vez más compacto al aumentar la profundidad debido a la compresión originada por los esfuerzos geostáticos. Si el peso específico del suelo varía de forma continua con la profundidad, los esfuerzos verticales pueden calcularse por medio de la integral:

$$\sigma_v = \int \rho_b(z) dz \quad (D.2)$$

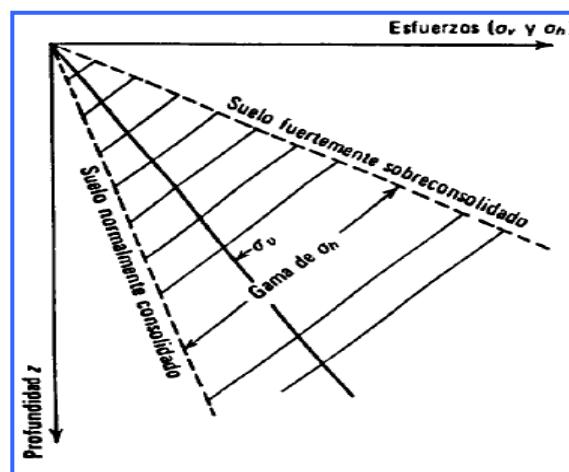


Figura D.1.- Esfuerzos geostáticos en un suelo con superficie horizontal.^[3]

Si el suelo está estratificado y el peso específico de cada extracto es diferente, los esfuerzos verticales pueden calcularse adecuadamente por medio de la sumatoria:

$$\sigma_v = \sum \gamma \Delta z \quad (D.3)$$

d.2.-Esfuerzos geostáticos horizontales^[3].

La relación entre los esfuerzos horizontal y vertical se expresa por un coeficiente denominado coeficiente de esfuerzo lateral o de presión lateral y se designa por el símbolo **K**:

$$\mathbf{K} = \frac{\sigma_h}{\sigma_v} \quad (D.4)$$

Esta definición de **K** se emplea indistintamente de que los esfuerzos sean geostáticos o no.

Incluso en el caso en que los esfuerzos sean geostáticos, el valor de **K** puede variar entre amplios límites, según que el suelo resulte comprimido o expandido en dirección horizontal, bien por las fuerzas de la naturaleza o por los trabajos del hombre.

Frecuentemente tiene interés la magnitud del esfuerzo geostático horizontal en el caso especial en el que no se haya producido deformación lateral en el terreno. En este caso se habla del coeficiente de presión lateral en reposo y se designa por el símbolo **K₀**.

Un suelo sedimentario está formado por una acumulación de sedimentos de abajo hacia arriba. Al continuar aumentando el espesor de sedimentos, se produce una compresión vertical del suelo a todos los niveles, debido al aumento del esfuerzo vertical. Al producirse la sedimentación, generalmente en una zona bastante extensa, no existe razón por la cual deba tener lugar una compresión horizontal apreciable. Por esta razón, se llega lógicamente a la conclusión de que en un suelo sedimentario el esfuerzo total horizontal debe ser menor que el esfuerzo vertical.

Para un depósito de arena formado de esta manera, **K₀** suele tener un valor comprendido entre 0.4 y 0.5.

Por otro lado, existe evidencia de que el esfuerzo horizontal puede ser superior al vertical si un depósito sedimentario ha tenido una carga importante en el pasado.

En efecto, los esfuerzos horizontales quedaron “congelados” cuando el suelo estuvo cargado con un espesor mayor de tierras que el actual y no se disiparon al suprimirse esta carga. En este caso, K_0 puede alcanzar valores de hasta 3. En rocas este efecto es muy común.

d.3.- Magnitud de esfuerzos verticales^[3]

La determinación del esfuerzo vertical es de fundamental importancia para cualquier estudio geomecánico. La mejor manera de estimar la magnitud del esfuerzo vertical en sitio consiste en determinar el peso de la columna de sedimentos que se encuentra por encima del punto en cuestión. De acuerdo a esto, los esfuerzos verticales en una formación tectónicamente normal pueden determinarse a partir del registro de densidad, integrando de la siguiente manera:

$$\sigma_v = \int \rho_b(z) dz \quad (D.5)$$

Esta ecuación refleja la necesidad de adquirir buenas medidas del registro de densidad desde la superficie del pozo, lo que permitiría obtener una mejor estimación del esfuerzo vertical. Si no existen registros de densidad en toda la columna geológica se debe utilizar correlaciones existentes tal como aquellas de la Figura D.2.

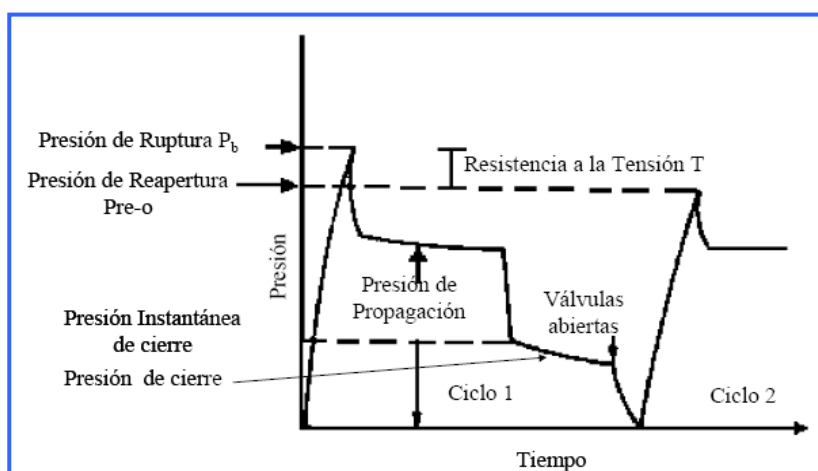


Figura D.2.- Diagrama simplificado de la historia de presión en una prueba microfrac hecha en un pozo con agujero descubierto y con dos ciclos de inyectividad mostrando la presión de rompimiento, presión de propagación de fractura, presión instantánea de cierre y presión de cierre.^[3]

D.4.-Magnitud de esfuerzos horizontales ^[3]

Resulta de suma importancia definir las magnitudes de esfuerzos horizontales totales compuestos por el esfuerzo horizontal mayor y el esfuerzo horizontal menor. El esfuerzo horizontal menor puede ser medido con bastante confiabilidad mediante pruebas de inyectividad tipo microfrac, minifrac y goteo extendido. El esfuerzo horizontal mayor solo puede ser inferido con ecuaciones y ensayos microfrac al agujero descubierto. Tal como se indica en la Figura D.2, durante las pruebas de inyectividad se realizan varios ciclos de inyección y caída de presión hasta obtener valores de presión de rompimiento, presión de propagación de fractura, presión instantánea de cierre de fractura y presión de cierre de fractura. La presión de cierre de fractura constituye la mejor medida del esfuerzo horizontal menor.

Con estos valores es posible determinar el estado de esfuerzo utilizando unas ecuaciones que se basan en suposiciones que restringen su uso bajo condiciones de operación específicas. Otros parámetros geomecánicos necesarios para el análisis como el coeficiente poroelástico de Biot y la relación de Poisson deben ser obtenidos a partir de ensayos geomecánicos especiales de laboratorio. Si no se tiene un agujero descubierto se puede determinar nada más el esfuerzo horizontal menor y el esfuerzo horizontal mayor puede ser inferido solamente mediante la calibración de modelos con incidentes de inestabilidad del agujero.

D.5.-Direcciones de esfuerzos horizontales ^[3]

El conocimiento del estado de esfuerzos es uno de los aspectos críticos dentro de la disciplina de la geomecánica. El estado de esfuerzo es expresado mediante la magnitud y dirección de los esfuerzos en sus direcciones principales. Para estimar el estado de esfuerzo en sitio de una formación geológica se mide en primer lugar la magnitud de los esfuerzos principales y luego su dirección. Estos componentes son combinados para construir el tensor de esfuerzos. La orientación del esfuerzo principal en sitio es parte de la información que se puede obtener a partir registros, análisis de núcleos e inferencias geológicas. La determinación de direcciones principales serán muy útiles para la selección de profundidad y dirección preferenciales de un pozo horizontal, la resolución de problemas de

perforación y cementación y la calibración del perfil de las propiedades mecánicas de las rocas. Cuando no existe información de direcciones de esfuerzos se puede tratar de utilizar datos regionales. La información de direcciones de esfuerzos puede provenir de varias fuentes. Existen ensayos de laboratorio sobre direcciones de esfuerzos tales como el DSA, ASR, y anisotropías acústicas. También se puede obtener información de fracturas naturales e inducidas obtenidas directamente del núcleo, así como también la orientación de fracturas inducidas y breakouts determinados a partir de registros de imágenes y calibres en pozos del campo.

E.1.- Predicción de temperatura en condiciones de cementación

La temperatura es el factor de control que afecta el desempeño de las lechadas de cemento. Los Anexos de la Especificación 10 de API representan el método más comúnmente utilizado para obtener temperaturas circulantes en el fondo del pozo, para diseñar y probar lechadas de cemento. Estas tablas fueron diseñadas a partir de datos recolectados de un grupo selecto de pozos. Todas las mediciones se efectuaron en el interior de una tubería de perforación de 5 y 5-1/2 pulgadas. Se realizó una correlación matemática utilizando dichos datos y se elaboraron tablas con los datos de temperatura que caían fuera de los parámetros de prueba.

Se ha demostrado en estudios realizados, sin embargo, que las temperaturas circulantes en el fondo del pozo obtenidas de las tablas API no son exactas para aplicaciones de cementación que están fuera de los parámetros de los anexos de API. El uso de datos incorrectos sobre temperaturas circulantes en el fondo del pozo, al diseñar trabajos de cementación, podría ocasionar una diversidad de problemas costosos, tales como retardo excesivo de la lechada de cemento, espera excesiva en el tiempo de cementación y desarrollo de una baja resistencia a la compresión.

Son numerosas las variables que inciden en la temperatura circulante en el fondo del pozo y en las temperaturas de colocación de lechada de cemento. Entre ellas se encuentran:

- Temperatura estática en el fondo del pozo
- Tamaño del revestidor, camisas y tubería de perforación

- Tiempo de acondicionamiento del hoyo
- Tasa de bombeo del lodo y cemento
- Tipo de lodo de perforación y propiedades reológicas
- Temperaturas de entrada del lodo y cemento

Se recomienda aplicar las siguientes reglas para determinar el perfil de temperatura en condiciones de cementación de los diseños de revestidores y tuberías de producción cementados:

- En el caso de los conductores y sargas de tubería de revestimiento donde el perfil de temperatura estática en el fondo de la sarga es inferior a los 166 °F, deberá utilizarse el perfil de temperatura estática.
- En el caso de las condiciones restantes, puede calcularse la temperatura de la sarga de tubería de revestimiento cementada a partir de las siguientes ecuaciones:

$$CT_{BH} = (1.342 - 0.2228G)T_{BH} + 33.54G - 102.1 \quad (E.1)$$

$$CMT_{BH} = CT_{BH} + (T_{BH} - CT_{BH}) / 4 \quad (E.2)$$

$$CMT_S = T_S + 0.3(CMT_{BH} - T_S) \quad (E.3)$$

Donde:

T_S = temperatura estática en la superficie (°F)

T_{BH} = temperatura estática en el fondo del pozo (°F)

G = gradiente de temperatura estática (°F/100 ft)

CMT_S = temperatura superficial de la sarga cementada (°F)

CMT_{BH} = temperatura de fondo de la sarga cementada (°F)

CT_{BH} = temperatura de fondo circulante de la sarga (°F)

La ecuación (E-1) fue diseñada por *I.M. Kutason* y *A.K. Taighiy* ^[12] se basa en mediciones de campo efectuadas en 79 pozos profundos. Tras comparar con los resultados obtenidos a partir de los modelos de diferencia finita, se demostró que las ecuaciones (E.1), (E.2) y (E.3) proporcionan perfiles de temperatura cuyo margen de error es de ±10 °F. Esto es más que suficiente para el diseño de revestidores y tuberías de producción. Cuando se diseñen pozos profundos costa

afuera (profundidad del agua > 1500 pies), deberá considerarse la posibilidad de recurrir a la simulación térmica.

E.2.- Predicción de la temperatura circulante

E.2.1.- Predicción empírica de la temperatura circulante

El perfil de la temperatura circulante depende en alto grado de la velocidad de circulación, el fluido circulante y la cantidad de tiempo durante el cual circula dicho fluido.

Las ecuaciones (E.4), (E.5) y (E.6) proporcionan una aproximación razonable a los perfiles de temperatura de circulación/perforación a los fines del diseño de revestidores. Cuando se requieran perfiles de circulación en estado estable, deberán utilizarse otro tipo de ecuaciones

$$\text{CIRCT}_S = 0.9T_{\text{BH}} - 0.533(G)z_D \quad (\text{E.4})$$

$$\text{CIRCT}_{2/3} = 0.9T_{\text{BH}} \quad (\text{E.5})$$

$$\text{CIRCT}_{\text{BH}} = 0.95T_{\text{BH}} \quad (\text{E.6})$$

Donde:

T_{BH} = temperatura estática en el fondo del pozo ($^{\circ}\text{F}$)

G = gradiente de temperatura estática ($^{\circ}\text{F}/100$ pies)

z_D = profundidad vertical del pozo ($^{\circ}\text{F}$)

CIRCT_S = temperatura de superficie circulante de la sarta ($^{\circ}\text{F}$)

$\text{CIRCT}_{2/3}$ = temperatura circulante de la sarta ($^{\circ}\text{F}$) a 2/3 de la profundidad vertical del pozo

CIRCT_{BH} = temperatura de fondo circulante de la sarta ($^{\circ}\text{F}$)

E.2.2.- Predicción analítica de la temperatura circulante

Las siguientes correlaciones de temperatura fueron desarrolladas por Holmes y Swift para circulación de lodo en estado estable.

$$T_p = K_1 e^{C_1 z} + K_2 e^{C_2 z} + T_s + Gz - GA \quad (\text{E.7})$$

$$T_a = K_1 C_3 e^{C_1 z} + K_2 C_4 e^{C_2 z} + T_s + Gz \quad (\text{E.8})$$

$$K_1 = T_i - K_2 - T_s + GA \quad (\text{E.9})$$

$$K_2 = \frac{GA - (T_i - T_s - GA)e^{C_1 z_D} (1 - C_3)}{e^{C_2 z_D} (1 - C_4) - e^{C_1 z_D} (1 - C_3)} \quad (\text{E.10})$$

$$A = \frac{mC_p}{2\pi r_p h_p} \quad (\text{E.11})$$

$$B = \frac{rU}{r_p h_p} \quad (\text{E.12})$$

$$C_1 = \left(\frac{B}{2A}\right) \left(1 + \sqrt{1 + \frac{4}{B}}\right) \quad (\text{E.13})$$

$$C_2 = \left(\frac{B}{2A}\right) \left(1 - \sqrt{1 + \frac{4}{B}}\right) \quad (\text{E.14})$$

$$C_3 = 1 + \left(\frac{B}{2}\right) \left(1 + \sqrt{1 + \frac{4}{B}}\right) \quad (\text{E.15})$$

$$C_4 = 1 + \left(\frac{B}{2}\right) \left(1 - \sqrt{1 + \frac{4}{B}}\right) \quad (\text{E.16})$$

E.2.3.- *Predicción empírica de la temperatura circulante de arremetida de gas (caso de carga)*

La temperatura de la arremetida de gas se modela como si el gas a temperatura estática “elevara” el perfil de temperatura circulante una altura equivalente a la altura de la arremetida.

$$GKT_s = 0,9 T_{BH} - 0,8(G)(0,67 Z_{DSOH} - L_{GK}) \quad (\text{E.17})$$

$$GKT_{2/3} = 0,9 T_{BH} \quad (\text{E.18})$$

$$GKT_{GK} = 0,95 T_{BH} \quad (\text{E.19})$$

$$GKT_{BH} = T_{BH} \quad (E.20)$$

Donde:

T_{BH} = temperatura estática en el fondo del pozo ($^{\circ}F$)

G = gradiente de temperatura estática ($^{\circ}F/100$ pies)

Z_{DSOH} = profundidad del siguiente hoyo abierto más profundo (pies)

L_{GK} = altura de la arremetida de gas (pies)

GKT_S = temperatura de superficie circulante de la sarta ($^{\circ}F$)

$GKT_{2/3}$ = temperatura circulante de la sarta ($^{\circ}F$) a 2/3 de la profundidad vertical del pozo

GKT_{GK} = temperatura circulante de la sarta ($^{\circ}F$) a una profundidad de $Z_{dsOH} - L_{GK}$

GKT_{BH} = temperatura de la sarta en el fondo ($^{\circ}F$)

E.2.4.- Propiedades térmicas

Tabla E.1.- Propiedades Térmicas de algunos elementos de las Tuberías^[1]

Material	Densidad (lbm/pie ³)	Calor Específico (Btu/lbm-F)	Conductividad (Btu/hr-ft-F)
Acero LAS	490	0,110	26,0
13 Cromo	484	0,110	14,4
Dúplex	487	0,115	9,8
Austenístico 1	496	0,110	6,7
Austenístico 2	501	0,120	7,5
Ni-3Mo	508	0,105	6,4
Ni-6Mo	508	0,108	5,8
C276	555	0,102	5,7
Titanio	276	0,145	4,3
Aluminio	173	0,209	102,3
Suelo	140	0,3	1,0
Cemento (Húmedo)	104	0,2	0,55
Cemento (Seco)	104	0,2	0,3
Agua	62,2	1,0	0,39
Diesel	53,8	0,50	0,081
Bentonita	165	0,23	0,87
Baritina	264	0,11	1,44

F.1.-Consideraciones Especiales de Diseño

F.1.2.- Acumulación de presión anular y cemento

El tope de cemento incide significativamente en la acumulación de presión. Si se cementa nuevamente la sarta en la zapata anterior, entonces el espacio anular estará sellado realmente. Es concebible que la presión pueda aumentar en esta geometría hasta que se produzca una falla, puesto que no existe ningún mecanismo que limite la presión a medida que se caliente el pozo. El segundo caso corresponde a una escasez de cemento, que se muestra en la parte derecha del pozo. Aquí, la presión existente en el espacio anular está limitada por la presión de fractura en la zapata anterior. Todo aumento adicional de presión se escapará hacia la formación.

También es importante la hipótesis de la rigidez del cemento. El cemento podría estar completamente rígido, impidiendo así que el revestidor se deforme de alguna manera. Por otra parte, podría utilizarse un perfil de presión como respaldo del cemento, lo que probablemente reflejaría la resistencia a la compresión del cemento.

F.1.3.- Valores característicos de los coeficientes de compresibilidad y expansión térmica

Los coeficientes de expansión térmica y compresibilidad dependen de la temperatura y la presión. Esto puede dar lugar a una técnica de solución iterativa en virtud de la cual se determinan las presiones, se actualizan los valores de compresibilidad y se calculan nuevas presiones. No obstante, las compresibilidades de los líquidos no varían considerablemente con la presión, por lo que el problema se mitigaría si los valores iniciales fuesen adecuados. La tabla que se muestra a continuación presenta los valores comunes correspondientes a estos coeficientes, donde T y P representan la temperatura (R) y la presión (lpc) del gas.

Tabla F.1.- Valores Comunes de Coeficientes de Compresibilidad y Expansión Térmica^[1]

	α (R)	B_N (pulg ² /lb)
a base de agua	$2,5 \times 10^{-4}$	$2,8 \times 10^{-6}$
a base de aceite	$3,9 \times 10^{-4}$	$5,0 \times 10^{-6}$
gas ideal	$1 / T_{\text{abs}}$	$1 / P$

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Rodríguez, Walter; Castaño, Alexander.: *Manual para el Diseño de Revestidores y Tubería de Producción de PDVSA*, Comunidad de Conocimiento de Diseño de Pozos, Grupo de Racionalización de Revestidores, PDVSA-INTEVEP. Sede Central, Sector El Tambor, Los Teques, Edo. Miranda, Apdo. 76343 Caracas, 1070^a, Venezuela.
- [2] BARBERII, Efraín E.: *El Pozo Ilustrado*, publicación editada por el Departamento de Relaciones Públicas, PDVSA S.A., cuarta edición, Caracas, diciembre 1998.
- [3] VAZQUEZ H., Andrés R.: *Introducción a la Geomecánica Petrolera*, V.V.A. Consultores, C.A., quinta edición Mayo 2001.
- [4] MsC. MAGGIOLO, Ricardo.: *Análisis Nodal y Flujo Multifásico en Tuberías* , ESP oil international training group, programa de adiestramiento 2004.
- [5] INEMAKA, “**Estudios Geológico y de Yacimiento**”, Junio 2003.
- [6] J.P. Mouchet y A. Mitchell; “Abnormal pressures while drilling”, Elf Aquitaine, 1989.
- [7] Especificación API STD 5B. “Specification for Threading, Gaging, and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads” . Thirteenth Edition, mayo 31, 1988.
- [8] Especificación API 5CT. “Specification for Casing and Tubing (U.S. Customary Units)” . Fifth Edition, abril 1, 1995.
- [9] API Bulletin 5C2. “Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe”. Vigésima Edición, 31 de mayo de 1987.

- [10] API Bulletin 5C3. “Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties”. Sexta Edición, 1° de octubre de 1994.
- [11] Lubinski, Arthur, W.S. Althouse, y J.L. Logan, “Helical Buckling of Tubing Sealed in Packers”, J. Pet. Tech. (Junio 1962) 665-70, Trans., AIME 225.
- [12] Kutason, I.M. y Taighi, A.K., “Better Deep Hole BHCT Estimation Possible”, Oil and Gas Journal, mayo 25, 1987.

BIBLIOGRAFÍA

1. CRAFT, B.C, HOLDER W.R.: *Well Design*, Louisiana State University, Petroleum Engineering Department, Editorial Prentice Hall, Englewood Cliff, New Jersey, 1962.
2. **Delgado, I.** “Oportunidades de incremento de producción en la arena S2, Area Kaki, Campo Kaki-Bucaral” **Julio (2000).**
3. INEMAKA, “**Estudios Geológico y de Yacimiento**”, Junio 2003.
4. LAPREA, M. “**Programa de Actualización en Ingeniería de Yacimientos**”, Módulo IV, CEPET. Anaco, 1992.
5. Latil, M. “**Enhanced Oil Recovery**”, Gulf Publishing Company Book Division, P.O., Houston, Texas, año 1980.
6. Marfissi, S. "**Evaluación del comportamiento de producción de los campos Kaki y Bucaral, mediante un análisis general del yacimiento, métodos de producción y facilidades de superficie**" Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz. Marzo (2003).
7. Pastrernack, E. “**Evaluación petrofísica de los Campos Kaki, Bucaral y Maulpa**” Noviembre 1999.
8. Rojas, G. y LAMPREA, M. “**Actualización en ingeniería de Yacimientos**”, CEPET.
9. SCHLUMBERGER. “**Interpretación de Perfiles – Cartas**” Vol. 1, 1970.