

CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO Y LA SELECCIÓN DE LA  
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DEL POZO ESTRATIGRÁFICO PROFUNDO  
ANH-BVTURA-1-ST-P



JAVIER ANDRÉS MARTÍNEZ MEJIA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2011

CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO Y LA SELECCIÓN DE LA  
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DEL POZO ESTRATIGRÁFICO PROFUNDO  
ANH-BVTURA-1-ST-P

JAVIER ANDRÉS MARTÍNEZ MEJIA

Trabajo de grado para optar al título de:  
Ingeniero de Petróleos

Director:

JULIO CESAR PEREZ ANGULO  
Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2011

## DEDICATORIA

*Sentir la satisfacción del deber cumplido y culminar una etapa más en la vida, me llenan de alegría y confianza para seguir luchando por mis sueños y convencerme que todo en la vida con dedicación y esfuerzo es posible.*

*Por eso este logro va dedicado primero que todo a Dios todo poderoso quien fue mi sustento y mi compañía en todos estos años de vida académica y a la Virgencita de la Lajas a cuya intersección siempre acudí en cada uno de los momentos vividos.*

*A mis padres Javier Martínez y Esperanza Mejía quienes son mi razón de vivir y quienes con su amor, cariño, paciencia, ejemplo y dedicación alegran cada uno de mis días y han sido un apoyo incondicional para cumplir con esta meta.*

*A todos mis familiares, mi abuela Blanca y mi abuelo Samuel que desde el cielo siempre me acompañaron en este largo camino, mi abuela Mercedes, mis tíos y primos que siempre han sido mis amigos incondicionales y vivieron conmigo toda esta etapa mi vida y con los cuales tengo la certeza de poder contar cuando los necesite.*

*A mis amigos, Zulmita que fue un gran apoyo para la culminación de este proyecto, compañeros de estudio, compañeros de trabajo, grupo de pozos profundos, profesores y cada una de las personas que de una u otra forma contribuyeron en mi formación profesional y aportaron un granito de arena para cumplir con este objetivo.*

**Javier Andrés Martínez Mejía**

## **AGRADECIMIENTOS**

Gracias a la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por abrirme las puertas y brindarme todas las posibilidades para formarme como un profesional integro.

Gracias al Ingeniero Julio César Pérez, el cual me permitió trabajar en el proyecto de pozos profundos, confió en mí para el desarrollo de este trabajo de grado y me colaboro con su conocimiento.

Gracias a mis compañeros y amigos del grupo de pozos profundos Zulma, Caro, Diana, Joaquín, Luz Helena, Ing. Jorge Calvete, los cuales me colaboraron y me brindaron su apoyo y conocimiento durante el desarrollo de este proyecto.

Gracias a los calificadores Ingenieros Nicolas Santos y Emiliano Ariza, por sus valiosos aportes para cumplir con todos los objetivos y llevar a feliz término este trabajo.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	20
1.TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.....	22
1.1 GENERALIDADES .....	22
1.2 DEFINICIÓN.....	23
1.3 PROCESO DE FABRICACIÓN.....	24
1.3.1 Acero .....	24
1.3.1.1Propiedades del acero .....	25
1.3.1.2Clasificación de los aceros.....	30
1.3.2 Proceso de manufactura.....	31
1.3.2.1 Proceso de fabricación sin costura .....	32
1.4 TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	38
1.5FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .....	43
1.6 ESPECIFICACIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .....	43
1.7PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	58
1.7.1Tensión.....	58
1.7.2Resistencia al colapso .....	59
1.7.2Resistencia al estallido .....	62
2.CONSIDERACIONES DE DISEÑO .....	63

2.1 DISEÑO PRELIMINAR .....	63
2.1.1 Presión hidrostática.....	63
2.1.2 Presión de sobrecarga .....	64
2.1.2.1 Determinación del gradiente de sobrecarga.....	65
2.1.2.2 Determinación de la densidad total (bulk density).....	65
2.1.3 Presión de formación.....	66
2.1.4 Presión de fractura.....	67
2.1.4.1 Evaluación del gradiente de fractura .....	69
2.1.5 Presiones Anormales de Pozo.....	71
2.1.5.1 Formaciones subnormales .....	71
2.1.5.2 Formaciones anormales o sobrepresionadas .....	72
2.1.6 Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.....	84
2.2 DISEÑO DETALLADO .....	87
2.2.1 Diseñar los tipos de cargas .....	87
2.2.2 Factores de diseño o de seguridad.....	88
2.2.3 Diseño para colapso .....	88
2.2.4 Diseño para estallido .....	90
2.2.5 Diseño por tensión .....	91
2.2.6 Diseño por Cargas Biaxiales .....	94
2.2.6 Diseño triaxial.....	96
2.3 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO Y SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	98
3. GENERALIDADES POZO ANH-BVTURA-1-ST-P.....	101
3.1 OBJETIVO DEL POZO .....	101
3.2 LOCALIZACIÓN DEL POZO .....	101

3.3 INFORMACION GEOLOGICA .....	103
3.3.1 Generalidades Cuenca Tumaco .....	103
3.3.2 Prognosis Geológica .....	105
4. DISEÑO DETALLADO POZO ANH-BVTURA-1-ST-P .....	108
4.1 CÁLCULO PRESIÓN DE FORMACIÓN .....	108
4.2 SELECCIÓN PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO .....	121
4.3 GEOMETRÍA DEL POZO .....	124
4.4 DISEÑO Y SELECCIÓN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO .....	128
4.4.1 Información general .....	129
4.4.2 Diseño tubería de superficie (20 ") .....	130
4.4.3 Diseño tubería intermedia No. 1 (13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " ) .....	137
4.4.4 Diseño tubería de revestimiento intermedia No. 2 (9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " ) .....	144
4.4.5 Estado mecánico final pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	154
5. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DISEÑO MECÁNICO .....	157
5.1 EVALUACIÓN TÉCNICA .....	157
5.1.1 Geometría pozo .....	157
5.1.2 Tubería de revestimiento .....	161
5.1.3 Cementación .....	162
5.1.4 Cabezal de pozo .....	163
5.1.5 Tiempos operacionales .....	164
5.1.5.1 Corrida de revestimiento – cementación .....	164
5.1.5.2 Perforación .....	166
5.1.6 Fluido de perforación .....	168

5.1.7 Registros de pozo .....	168
5.1.8 Equipo de perforación.....	169
5.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	169
6. PRÁCTICAS OPERACIONALES.....	177
6.1 ALMACENAMIENTO Y MANIPULACIÓN .....	177
7. HERRAMIENTA DE CÁLCULO CASIGN DESIGNER.....	188
7.1 CARACTERÍSTICAS.....	188
7.2.1 Módulo 1: Información General.....	189
7.2.2 Módulo 2: Propiedades del terreno .....	189
7.2.3 Módulo 3: Selección estado mecánico del pozo .....	189
7.2.4 Módulo 4: Diseño final .....	189
7.3 MANUAL DE USUARIO .....	189
7.3.1 Requerimientos del sistema .....	190
7.3.2 Generalidades.....	190
7.3.3 Modo de uso.....	191
CONCLUSIONES .....	199
RECOMENDACIONES .....	201
BIBLIOGRAFIA.....	202

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Tubería de revestimiento (casing) .....	23
Figura 2. Diagrama de equilibrio Fe-C.....	26
Figura 3. Máquina de colada continua de barras redondas .....	33
Figura 4. Laminado continuo a mandril retenido.....	34
Figura 5. Tratamiento térmico de temple.....	35
Figura 6. Horno de revenido.....	35
Figura 7. Flujo de proceso de acabado del tubo.....	37
Figura 8. Tipos de tuberías de revestimiento .....	42
Figura 9. Diámetro externo tubería de revestimiento .....	44
Figura 10. Marcaje de la tubería.....	49
Figura 11. Código de colores para grados de acero (API 5CT) .....	50
Figura 12. Conexiones lisas .....	52
Figura 13. Conexiones formadas.....	53
Figura 14. Conexiones recalcadas .....	53
Figura 15. Tipos de conexiones.....	54
Figura 16. Cargas por tensión.....	59
Figura 17. Efectos del colpaso en las tuberías de revestimiento .....	60
Figura 18. Comportamiento normal exponente de perforación "dc" .....	79
Figura 19. Resistividades normales de diferentes rocas y minerales.....	84
Figura 20. Gráfica modelo, selección profundidades de asentamiento.....	85

Figura 21. Modos de falla para colapso.....	96
Figura 22. Representación gráfica del cuerpo del tubo .....	97
Figura 23. Representación gráfica del cuerpo del tubo con factores de seguridad	98
Figura 24. Diagrama de flujo, metodología para el diseño y selección de tuberías de revestimiento .....	100
Figura 25. Localización del pozo Estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P .....	102
Figura 26. Columna estratigráfica y espesores aproximados esperados en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	104
Figura 27. Representación gráfica exponente dc .....	115
Figura 28. Curvas de presión pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	120
Figura 29. Ventana de lodo pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	123
Figura 30. Carta selección tubería de revestimiento .....	126
Figura 31. Esquema Sección I .....	131
Figura 32. Gráfica selección tubería de revestimiento 20" .....	134
Figura 33. Esquema Sección 2 .....	138
Figura 34. Gráfica selección tubería de revestimiento 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " .....	141
Figura 35. Esquema Sección 3 .....	145
Figura 36. Gráfica selección tubería de revestimiento 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " .....	148
Figura 37. Estado mecánico pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	156
Figura 38. Estado mecánico opción 2 .....	159
Figura 39. Estado mecánico opción 3 .....	160
Figura 40. Comparativo costos escenario 1 .....	175
Figura 41. Comparativo costos escenario 2 .....	176

Figura 42. Almacenamiento correcto tubería de revestimiento .....	178
Figura 43. Ubicación tubería de revestimiento .....	178
Figura 44. Manipulación tubería camión-bancal. ....	180
Figura 45. Revisión previa al descargue de la tubería .....	181
Figura 46. Manipulación tubería desde el bancal hasta la plataforma de perforación .....	183
Figura 47. Izaje de la tubería.....	184
Figura 48. Forma visible de la rosca después de la aplicación de a la grasa .....	187
Figura 49. Aplicación de la grasa .....	187
Figura 50. Interfaz inicial herramienta de cálculo Casign Designer.....	188
Figura 51. Opciones de sistema .....	191
Figura 52. Inicio del programa.....	191
Figura 53. Módulo 1: Información General.....	193
Figura 54. Módulo 2. Propiedades del terreno .....	194
Figura 55. Módulo 3. Selección estado mecánico .....	195
Figura 56. Selección estado mecánico.....	196
Figura 57. Definir OD, profundidades de asentamiento de las tuberías y ángulo de desviación.....	196
Figura 58. Definir factores de seguridad .....	197
Figura 59. Módulo 4. Diseño Final.....	198
Figura 60. Selección final.....	198

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Proceso de manufactura y tratamiento térmico .....	32
Tabla 2. Tolerancias tuberías de revestimiento no-upset.....	44
Tabla 3. Tolerancias tuberías de revestimiento no-upset.....	45
Tabla 4. Tamaño mandriles de prueba.....	46
Tabla 5. Grados API para tubería de revestimiento .....	48
Tabla 6. Eficiencia de las conexiones.....	54
Tabla 7. Rangos de longitud de tubería.....	58
Tabla 8. Desgaste tubería de revestimiento .....	91
Tabla 9. Ecuaciones para cálculos de acuerdo al modo de falla por colapso .....	95
Tabla 10. Prognosis geológica pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	105
Tabla 11. Valores densidad de la roca, pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	110
Tabla 12. Valores presión de sobrecarga pozo ANH-BVTURA-1-ST-P.....	111
Tabla 13. Parámetros de perforación, pozo Majagua-1.....	112
Tabla 14. Cálculos exponente de perforación corregido "dc" .....	113
Tabla 15. Cálculo exponente de perforación "dc <sub>normal</sub> ".....	116
Tabla 16. Valores de presión de formación estimados pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	117
Tabla 17. Valores de gradiente de fractura estimados pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	118
Tabla 18. Densidades equivalentes de lodo pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	121
Tabla 19. Diseño mecánico propuesto pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	127

Tabla 20. Propiedades tubería de revestimiento 20" .....	133
Tabla 21. Resumen selección tubería de revestimiento sección I .....	137
Tabla 22. Propiedades tubería de revestimiento 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " .....	141
Tabla 23. Resumen selección tubería de revestimiento sección 2 .....	144
Tabla 24. Propiedades tubería de revestimiento 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " .....	148
Tabla 25. Cálculo cargas totales por tensión, tubería 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " .....	150
Tabla 26. Resumen selección tubería de revestimiento sección 3 .....	153
Tabla 27. Cargas compresivas tubería 20" .....	154
Tabla 28. Tubería de revestimiento pozo ANH-BVTURA-1-ST-P .....	155
Tabla 29. Estados mecánicos propuestos .....	158
Tabla 30. Tubería de revestimiento estado mecánico propuesto .....	161
Tabla 31. Tubería de revestimiento estado mecánico opción 2 .....	161
Tabla 32. Tubería de revestimiento estado mecánico opción 3 .....	161
Tabla 33. Volúmenes de cemento estado mecánico propuesto.....	162
Tabla 34. Volúmenes de cemento estado mecánico opción 2 .....	162
Tabla 35. Volúmenes de cemento estado mecánico opción 3 .....	162
Tabla 36. Resumen cabezal de pozo requerido.....	163
Tabla 37. Tiempos corrida de revestimiento, cementación estado mecánico propuesto.....	164
Tabla 38. Tiempos corrida de revestimiento, cementación estado mecánico opción 2 .....	165
Tabla 39. Tiempos corrida de revestimiento, cementación estado mecánico opción 3 .....	165
Tabla 40. Tiempos perforación estado mecánico propuesto .....	166

Tabla 41. Tiempos perforación estado mecánico opción 2.....	166
Tabla 42. Tiempos perforación estado mecánico opción 3.....	167
Tabla 43. Costos lodos.....	168
Tabla 44. Costos registros eléctricos.....	169
Tabla 45. Requerimientos equipo de perforación.....	169
Tabla 46. Costos aproximados estado mecánico propuesto.....	170
Tabla 47. Costos opción 2.....	171
Tabla 48. Costos opción 3.....	173
Tabla 49. Consolidado costos.....	174

## RESUMEN

**TÍTULO:** CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO Y LA SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DEL POZO ESTRATIGRÁFICO PROFUNDO ANH-BVTURA-1-ST-P.

**AUTOR:** Javier Andrés Martínez Mejía.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Tubería de revestimiento, presión de formación, presión de fractura, ventana de lodo, estado mecánico, colapso, estallido, tensión.

El diseño y selección de la tubería de revestimiento es un proceso sistemático y ordenado, el cual requiere la aplicación y conocimiento de una diversidad de técnicas y procedimientos, los cuales bien aplicados y orientados con la premisa de minimizar costos, conducen a definir las especificaciones de los materiales y parámetros de operación óptimos.

En el presente proyecto se presenta el diseño y selección de la tubería de revestimiento para el pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P, a partir del desarrollo de una metodología que permita cumplir con la totalidad de los requerimientos técnicos y operacionales, garantizando la integridad del pozo y la seguridad en la operación, dentro de un escenario económico favorable. Por ello, se inicia con el análisis de las consideraciones de diseño de tuberías de revestimiento de pozos, con el objetivo de afianzar la base conceptual. A continuación se estructura la metodología de diseño considerando cuatro aspectos fundamentales: tipo de pozo, trayectoria, diseño preliminar y diseño detallado. Posteriormente se desarrolla el diseño preliminar donde se definen las profundidades de asentamiento de la tubería y el estado mecánico del pozo, a partir del cálculo de las presiones de formación y fractura, generando la ventana de lodo para el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P. Se continúa con el diseño preliminar, en el cual se determinan las cargas (colapso, estallido, tensión, etc) a las que estará expuesta la tubería durante las actividades de perforación y se efectúa la selección final.

Por último se evalúa la posibilidad de optimizar el diseño inicial, presentando dos escenarios de diseño opcionales, considerando la incertidumbre manejada por la escasa información geológica existente en la zona de estudio, y se presenta la herramienta computacional desarrollada para la selección de tuberías de revestimiento que optimiza el tiempo de cálculo y puede ser útil para proyectos posteriores.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO

## ABSTRAC

**TITLE: TECHNICAL CONSIDERATIONS FOR CASING DESIGN AND SELECTION OF DEEP STRATIGRAPHIC WELL ANH-BVTURA-1-ST-P.\***

**AUTOR:** Javier Andrés Martínez Mejía.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** casing, formation pressure, fracture pressure, mud weight window, mechanical state, collapse, burst, tension.

Casing design and selection is a systematic and orderly process, which requires the application and knowledge of a variety techniques and procedures, which are properly applied and oriented with the premise of minimizing costs, leading to define specifications materials and optimal operating parameters.

This project presents the casing design and selection for deep stratigraphic well ANH-BVTURA-1-ST-P, from the development of a methodology to meet all the technical and operational requirements, ensuring well integrity and safety in the operation, within a favorable economic. Therefore, begin with the analysis of casing design considerations, in order to strengthen the conceptual basis. Then structures the methodology of design considering four aspects: type of well, trajectory, preliminary design and detailed design. Subsequently, the preliminary design is developed which define of casing seat selection and mechanical state of the well, from knowledge of formation pressures and fracture gradient, causing the mud weight window for well ANH-BVTURA-1-ST-P. It continues with the preliminary design, in which loads are determined (collapse, burst, tension, etc.) that will be exposed the casing during drilling and the final selection is made.

Finally, we evaluated the possibility to optimize the initial design, featuring two optional design scenarios, considering the uncertainty by the absence geological information data were limited in the study area, and presents the computational tool developed for the selection of casing optimizes the computation time and may be useful for subsequent projects.

---

\* Work Degree

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Directress: Eng. JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO

## INTRODUCCIÓN

La falta de hallazgos significativos de nuevos prospectos que permitan mantener la autosuficiencia nacional e incrementar las reservas de hidrocarburos para el país, exige aumentar el margen de exploración sobre las diferentes cuencas sedimentarias colombianas de tal manera que permita promover su posible explotación.

A partir de una acertada promoción y un pronto aprovechamiento geológico de nuestras cuencas petrolíferas, la ANH pretende adicionar las reservas necesarias para el cumplimiento de los objetivos macroeconómicos contemplados dentro del plan 2020. Es así, como la adquisición de nueva información geológica se convierte en una prioridad estratégica para la ANH, pues contribuye al cumplimiento de las políticas de estado recientemente establecidas.

En concordancia con lo expuesto, se celebró el Convenio Marco de Cooperación No. 06 del 25 de Marzo de 2009, entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Universidad Industrial de Santander (UIS), dentro del cual se suscribió el Contrato Interadministrativo Específico No. 07 de 2010, para la obtención de muestras del subsuelo, mediante la perforación del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P.

Como parte de los insumos necesarios para la perforación del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, se encuentra la tubería de revestimiento, la cual representa un costo considerable en el presupuesto total del proyecto, alrededor del 15 al 30%, por lo cual su diseño merece especial atención.

La selección adecuada de la tubería de revestimiento es un aspecto fundamental para asegurar el éxito en los proyectos de perforación. La presencia de zonas problemáticas a lo largo de la trayectoria del pozo tales como formaciones sobre-presionadas, débiles e inconsolidadas, exige la instalación de tuberías que aislen dichas zonas y eviten inconvenientes operacionales que no permitan alcanzar la profundidad total proyectada. Lograr la elección correcta de grados y pesos de la tubería es una labor de ingeniería amplia que involucra la evaluación de aspectos

técnicos, operacionales y económicos, con el objetivo de alcanzar un diseño exitoso ofreciendo resistencia mecánica y funcionalidad durante las operaciones de perforación y a lo largo de la vida del pozo.

En este trabajo se presentan los elementos conceptuales concernientes a las tuberías de revestimiento, y el procedimiento técnico desarrollado para el diseño y la selección de la tubería a instalar en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, con base en una metodología de diseño estructurada con el objetivo de contemplar de manera ordenada todos los aspectos importantes a tener en cuenta.

Finalmente se presenta una herramienta de cálculo para el diseño y selección de tubería de revestimiento de pozos estratigráficos, que permita reducir los tiempos de cálculo y sea una soporte para posteriores proyectos.

# 1. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

En este capítulo se describen los elementos conceptuales relacionados con las tuberías de revestimiento utilizadas en los pozos petroleros, a fin de propiciar el mejor aprovechamiento sobre las mismas y lograr un diseño óptimo.

## 1.1 GENERALIDADES <sup>1</sup>

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil, que cumpla con características específicas en su diseño con el fin de garantizar seguridad en la operación y permita alcanzar el objetivo o “target” planeado.

El diseño de la perforación de un pozo es un proceso sistemático y ordenado, orientados a definir las especificaciones de los materiales y parámetros de operación óptimos. El diseño consta de una serie de etapas, las cuales se indican a continuación:

- Recopilación de la información disponible.
- Predicción de la presión de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación.
- Programa de brocas.
- Diseño de tuberías de revestimiento y programa de cementación.
- Diseño de la sartas de perforación.
- Diseño hidráulico.
- Selección del equipo de perforación.
- Tiempos estimados de perforación.
- Costos de la perforación.

Considerando que este proceso es general, puede aplicarse para el diseño de cualquier tipo de pozo y cuyo único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa. La planeación de la perforación de un pozo requiere de la integración de ingeniería, seguridad, medio ambiente, costo mínimo y utilidad.

---

<sup>1</sup> Diseño de la perforación de pozos. Pemex. p. 7 - 30

Una de las etapas que cobra mayor importancia en la planeación de un pozo, es el diseño de las tuberías de revestimiento, las cuales, como parte de los insumos que demanda un pozo representan un alto porcentaje en el mismo.

La base de todo proceso de ingeniería recae en los fundamentos técnicos. Sin embargo, se requiere observar sistemáticamente la disminución de los costos asociados en cada proceso, por lo que en la práctica de la ingeniería de perforación, se deben definir y optimizar los materiales tubulares que deben utilizarse en el pozo.

## 1.2 DEFINICIÓN<sup>2</sup>

Se define como tubería de revestimiento o “casing” por su nombre en inglés, a la tubería de acero de pared delgada, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que la conforma, generalmente sin costuras, con longitudes que oscilan entre los 16 a 40 pies, empleada para revestir los pozos de extracción de hidrocarburos o de conocimiento geológico, con el fin de garantizar seguridad y estabilidad al hueco realizado (ver **Figura 1**). Para fines prácticos, se define mediante una geometría homogénea e idealizada. Es decir, un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud, aunque la realidad muestra que no existe una tubería perfecta geoméricamente. Adolecen de ciertas imperfecciones como la ovalidad y la excentricidad.

**Figura 1.** Tubería de revestimiento (casing)



**Fuente.** [www.made-in-dongying.com](http://www.made-in-dongying.com)

---

<sup>2</sup> PEMEX. Enciclopedia del petróleo. Tuberías. Tomo 5. p. 7

### 1.3 PROCESO DE FABRICACIÓN<sup>3</sup>

Las tuberías utilizadas para revestir pozos petroleros, cumplen con un proceso de fabricación especial, con los más altos estándares de diseño, que permitan cumplir con los requerimientos técnicos y operacionales que exigen los diferentes escenarios a los que estará expuesta durante las operaciones de perforación y los ambientes de producción. A continuación se describe los diferentes aspectos importantes a considerar durante el proceso de fabricación de las tuberías de revestimiento.

#### 1.3.1 Acero

El acero es un metal refinado, el cual se obtiene a partir de la fundición de hierro con una cantidad de carbono variable entre el 0,1 y el 2,1% en peso de su composición, aunque normalmente estos valores se encuentran entre el 0,2% y el 0,3%. Si la aleación posee una concentración de carbono mayor a 2,0%, se producen fundiciones que en oposición al acero, son quebradizas y no es posible forjarlas sino que deben ser moldeadas.

Una aleación es la unión o fusión de dos o más elementos metálicos sin que haya reacción química, pudiendo como en el caso del acero combinar metales con elementos no metálicos como el carbono. El acero conserva las características metálicas del hierro en estado puro, pero la adición de otros elementos tanto metálicos como no metálicos mejora sus propiedades fisicoquímicas.

Los aceros se dividen en ordinarios y especiales. Los aceros ordinarios contienen tres materiales principales: hierro, carbono y manganeso. El carbono y el manganeso reunidos no presentan más del 1,5 % del metal. Los aceros ordinarios con el 0,1 a 1,5 % de carbono se clasifican como aceros de bajo contenido de carbono. Los aceros especiales se hacen como los ordinarios, pero se les agregan otros elementos tales como: níquel, cromo, molibdeno, cobre, vanadio y tungsteno.

Tanto los aceros al carbono como los especiales (aceros inoxidable, aceros resistentes a la corrosión y a las altas temperaturas), se producen en hornos eléctricos.

---

<sup>3</sup> PEMEX. Enciclopedia del petróleo. Tuberías. Tomo 5. p. 4-30

### 1.3.1.1 Propiedades del acero

**1. Metalurgia:** El acero puede tratarse térmicamente para producir una gran variedad de microestructuras y propiedades. Existen dos diagramas de equilibrio que le dan forma y naturaleza al acero. Las aleaciones hierro-carbono, que contienen carbono libre (grafito) correspondiente a un estado estable y la aleación que contiene el carbono bajo una combinación de  $\text{Fe}_3\text{C}$  o cementita y que corresponde a un estado metaestable.

- ✓ Diagrama Fe- $\text{Fe}_3\text{C}$
- ✓ Diagrama Fe-C

En el diagrama de equilibrio se definen las regiones de composición-temperatura, donde las distintas fases de acero son estables, así como los límites de equilibrio en las regiones de las fases. Para las aleaciones formadas exclusivamente de Fe-C, el diagrama de equilibrio debe considerarse como una guía, cualquier proporción de algún otro elemento en el acero, modifica los límites de las fases.

Para que el diagrama de equilibrio sea válido, las aleaciones deben estar en estado de equilibrio. Es decir, la velocidad de calentamiento y de enfriamiento debe ser lo suficientemente lenta para permitir que el fenómeno de difusión (carbono) se efectúe.

La **Figura 2**, muestra el diagrama de equilibrio Fe-C (para aleaciones con un contenido de carbono de hasta 7%) y el diagrama de equilibrio  $\text{Fe}_3\text{C}$ . Los aceros son aleaciones de hierro, carbono y otros elementos. El acero en un porcentaje menor al 2% es de interés primario para el análisis de tratamientos térmicos y las aleaciones con más del 2% de carbono se clasifican como fundiciones. Las líneas continuas muestran el equilibrio entre  $\text{Fe}_3\text{C}$  y varias fases del hierro, mientras las líneas discontinuas muestran el equilibrio entre el grafito y otras fases. El diagrama se emplea solo a presiones de una atmósfera.



rango de su formación en el acero. La austenita es muy dúctil (dureza 250-300 HB).

- ✓ **Ferrita:** Es una solución sólida de carbono en el hierro. Tiene una capacidad muy baja para disolver carbono. La solubilidad disminuye continuamente desde un máximo de solo 0,02% a una temperatura de 727°C. La solubilidad a temperatura ambiente es despreciable (0,005%). La ferrita es un constituyente dúctil y maleable (dureza 80-100 HB).
- ✓ **Cementita o carbono de hierro:** Está compuesta de hierro y carbono  $\text{Fe}_3\text{C}$ . Es un constituyente muy duro y frágil. La cementita contiene 6,67% de carbono y es magnética hasta 210°C en promedio (dureza 700 HB).
- ✓ **Perlita:** Es un constituyente que se origina de la austenita y del rearrreglo y redistribución del carbono en la cementita en hojuelas de ferrita. Se da en un proceso de difusión debido a la actividad térmica. Contiene 0,85% de carbono y no disuelve el carbono. Es magnética y dúctil (dureza 200 – 250 HB).
- ✓ **Bainita:** Es un constituyente de temple intermedio entre la trosita y martensita. El ritmo de difusión es muy lento para permitir el movimiento del carbono en distancias largas. La bainita tiene diferentes formas microestructurales que dependen de la temperatura de formación. La bainita inferior tiene forma lenticular y está compuesta de ferrita y cementita. La bainita superior está compuesta de gruesas láminas de ferrita y una fina capa de cementita (dureza 350-450 HB).
- ✓ **Martensita:** La martensita es una ferrita sobresaturada en carbono. Son placas en formas de lentes, originada por un cambio brusco en la masa sin posibilidad de desarrollarse interiormente. La transformación martensítica se caracteriza por que la relación es no isotérmica, desplazante, sin difusión, exhibe histéresis y es autocatalítica. La martensita es un constituyente muy duro y frágil (dureza 450-650 HB).
- ✓ **Sorbita:** Es un constituyente extremadamente fino se forma después de recalentar una estructura templada martensítica. Está constituida de  $\text{Fe}_3\text{C}$  en una matriz ferrítica. La martensita revenida, presenta una buena resistencia (dureza 250-400 HB).

**3. Componentes del acero:** Los aceros contienen elementos aleantes e impurezas que deberán ser incorporadas a las estructuras austenítica, ferrita y cementita. Algunos elementos actúan como estabilizadores (manganeso, níquel, silicio, cromo y niobio) y algunos son fuertes formadores de carburo (titanio, niobio, molibdeno y cromo si se encuentra en grandes cantidades).

Factores que rigen las características mecánicas del acero:

- ✓ *Composición química elemental:* Es el resultado del análisis químico. La composición química condiciona la constitución físico-química y propiedades de los mismos constituyentes. No es modificable por tratamientos mecánicos y térmicos.
- ✓ *Constitución físico-química:* Caracteriza la naturaleza y la proporción de diversas fases, donde la aleación fue formada. Es modificable por tratamientos térmicos reversibles en condiciones del diagrama de equilibrio Fe-C, pero no es modificable por tratamientos térmicos.
- ✓ *Estructura metalográfica:* Se refiere a la morfología y la repartición de constituyentes de aleaciones. Es modificable por tratamientos mecánicos irreversibles y modificables por tratamientos de modo reversible e irreversible.

**4. Propiedades mecánicas del acero:** Las propiedades mecánicas dependen de la composición química, tamaño de grano (estructura de sus cristales), tratamiento térmico y describen el comportamiento del material cuando se somete a cargas. Estas propiedades afectan las características de funcionamiento de los miembros de los sistemas estructurales. A continuación se mencionan algunas de las propiedades mecánicas más importantes:

- ✓ **Resistencia a la tracción (Ultimate or Tensile strength):** Se determina mediante ensayos de tracción (estirado), e indica la carga que puede soportar un material, sin romperse. Se mide mediante una gráfica de esfuerzo Vs deformación. El esfuerzo es la carga dividida por el área de exposición.
- ✓ **Resistencia a la fluencia (Yield Strength):** Es el punto donde se presenta un considerable alargamiento (deformación), sin que haya un aumento importante en la carga. Este punto se denomina "Yield point" y la carga en este punto dividida por el área seccional es el "Yield strength". Este punto marca el final de la zona de deformación elástica, y se pasa a la zona de deformación plástica.
- ✓ **Ductilidad:** Es la capacidad que tiene el material de deformarse antes de fracturarse, y el opuesto es la fragilidad. Esto se mide mediante el porcentaje de elongación, y el porcentaje de reducción de área.

$$\% \text{ Elongación} = \left[ \frac{(L_f - L_o)}{L_o} \right] * 100 \dots\dots\dots \text{Ecuación 1}$$

$$\% \text{ Reducción A} = \left[ \frac{(A_o - A_f)}{A_o} \right] * 100 \dots\dots\dots \text{Ecuación 2}$$

- ✓ **Maleabilidad:** Es la capacidad de soportar grandes deformaciones inelásticas (plásticas) antes de la fractura. Se asocia con los esfuerzos de compresión.
- ✓ **Fragilidad:** Es la propiedad opuesta a la ductilidad. Un material frágil se fracturará a deformaciones unitarias relativamente bajas (5%).
- ✓ **Resiliencia:** Es la capacidad de absorber energía en el intervalo elástico de esfuerzos.
- ✓ **Tenacidad:** Es la capacidad de absorber energía en el intervalo inelástico de esfuerzos.
- ✓ **Maquinabilidad:** Es la facilidad con la que un material puede maquinarse mediante operaciones tales como el barrenado, fresado, roscado, etc. Puede modificarse con las aleaciones del material con otros elementos, tratamientos térmicos y el estirado en frío.
- ✓ **Dureza:** La dureza de un material (acero) es la resistencia a la penetración y se expresa en unidades según la escala ROCKWELL, VRINELL, VICKERS, etc.

$$\text{Resistencia a la tracción brinell [psi]} = 500 * \text{Dureza} \dots\dots\dots \text{Ecuación 3}$$

- ✓ **Fatiga:** Se presenta cuando un material (acero) falla por estar sometido a esfuerzos y cargas cíclicas o fatigas de tipo térmico como el caso del "Heat Checking", donde se expone al material a cambios de temperatura generados por fricción al rotar los elementos de la sarta.

**5. Tratamientos térmicos:** Los aceros pueden ser sometidos a tratamientos térmicos tales como: temple, revenido, recocido y normalizado, para modificar las propiedades mecánicas por un cambio adecuado de la estructura metalúrgica.

- ✓ **Temple:** Este tratamiento consiste en el enfriamiento rápido del acero desde una temperatura elevada (temperatura de austenización), esto se logra sumergiendo la pieza en agua, aceite, salmuera, o aire comprimido.
- ✓ **Revenido:** Consiste en aplicar al acero templado un ciclo térmico por debajo de la temperatura a la cual se temple y se deja enfriar controladamente para obtener propiedades óptimas para mecanizados (acero bonificado).
- ✓ **Recocido:** Este tratamiento acondiciona el acero para su fabricación, significa ablandar por el fuego y se logra calentando el acero a la temperatura de austenización, luego se deja enfriar en el horno, (pudiendo hacerse en arena o en sal), este tratamiento es especialmente recomendado para aliviar tensiones después de haber realizado procesos de soldadura o calentamiento de piezas.
- ✓ **Normalizado:** Es un tratamiento que normalmente se confunde con el recocido, pero consiste en calentar la aleación a una temperatura de austenización y luego enfriar en aire tranquilo o ligeramente agitado para obtener mejores características de maquinabilidad, refinamiento del grano y liberación de tensiones superficiales.

### 1.3.1.2 Clasificación de los aceros

#### 1. Por su contenido de Carbono

- ✓ Aceros de Bajo carbono, con menos del 0,25% de C.
- ✓ Aceros de Medio carbono, conteniendo entre 0,25 % y 0,55% C.
- ✓ Aceros de Alto carbono, conteniendo más del 0,55% de C.

#### 2. Por su composición química: Se tienen designaciones con base en normas establecidas, entre las más importantes se encuentran:

- a. AISI – SAE, (Instituto Americano del hierro y el acero / Sociedad de Ingenieros automotrices), en la que se usa un sistema de cuatro dígitos, correspondiendo los dos últimos dígitos al porcentaje (%) de Carbono, dividido por 100; el primer dígito representa el elemento más importante por su porcentaje (%) en peso, y el segundo dígito el elemento o mezcla de elementos adicionales, según el siguiente listado:

- ✓ Carbono
- ✓ Níquel
- ✓ Níquel-Cromo
- ✓ Molibdeno
- ✓ Cromo
- ✓ Vanadio
- ✓ Cromo – tungsteno
- ✓ Níquel – Cromo – Molibdeno
- ✓ Silicio – Manganeso

Ejemplo:

SAE 4140, es acero al Molibdeno - Cromo con 0,4% de C.

SAE 4340, es acero al Cromo - Níquel - Molibdeno con 0,4% de C.

- b. Aceros según el API (Instituto Americano del Petróleo): En este sistema la letra hace referencia a la composición química especificada para cada grado y el número indica la resistencia a la fluencia en tracción, expresada en miles de libras por pulgada cuadrada (Kpsi).

Ejemplo:

N-80: La “N” indica las características relacionadas con la composición química y el 80 indica que este acero tiene una resistencia a la fluencia de 80.000 psi.

### 1.3.2 Proceso de manufactura

Considerando la importancia de las tuberías de acero en la perforación de pozos, su fabricación debe contar con características de alta calidad, acordes a los riesgos y necesidades manejados.

Existen tres procesos de fabricación de tuberías:

- ✓ Proceso sin costura (seamless).
- ✓ Proceso con soldadura eléctrica-resistencia (electric welded).
- ✓ Proceso de soldadura eléctrica instantánea (flash)

El proceso más utilizado para suministrar la demanda de tuberías dentro del ámbito de perforación (diámetros desde 20” o menores) es la fabricación de tubería sin costura. En la **Tabla 1**, se presenta las diferentes tuberías de revestimiento API con los procesos de manufactura y su tratamiento térmico.

**Tabla 1.** Proceso de manufactura y tratamiento térmico

Grupo	Grado	Tipo	Tipo de manufactura	Temperatura mínima	
				Tratamiento térmico	°C
1	H40	—	S o EW	Ninguno	—
1	J55	—	S o EW	Ninguno	—
1	K55	—	S o EW	Ninguno	—
1	N80	—	S o EW	Ninguno	—
2	L80	1	S o EW	Q&T	566
2	L80	9Cr	S	Q&T <sup>a</sup>	593
2	L80	13Cr	S	Q&T <sup>a</sup>	593
2	C90	1	S	Q&T	621
2	C90	2	S	Q&T	621
2	C95	—	S o EW	Q&T	538
2	T95	1	S	Q&T	649
2	T95	2	S	Q&T	649
3	P110	—	S o EW <sup>b</sup>	Q&T	—
4	Q125	1	S o EW <sup>b</sup>	Q&T	—
4	Q125	2	S o EW <sup>b</sup>	Q&T	—
4	Q125	3	S o EW <sup>b</sup>	Q&T	—
4	Q125	4	S o EW <sup>b</sup>	Q&T	—

**Fuente:** API SPEC 5CT, 1995.

Nota: Normalizado y revenido (N&T normalized and tempered) o templado y revenido (Q&T quenched and tempered), es una opción del fabricante o especificado en la orden de compra.

<sup>a</sup>Tipo 9Cr y 13Cr pueden ser templados con aire.

<sup>b</sup> Únicos requerimientos especiales para soldadura eléctrica (EW) para tuberías de revestimiento P110 y Q125, especificado en SR11.

### 1.3.2.1 Proceso de fabricación sin costura

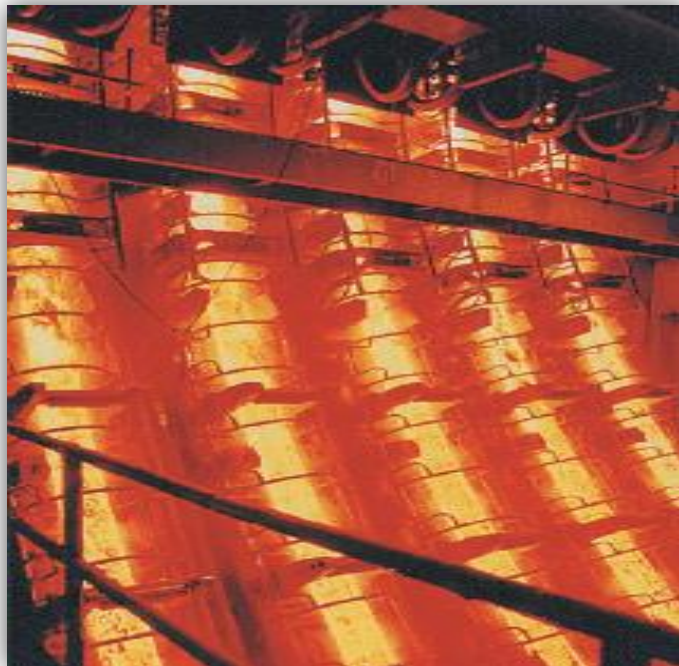
Es un proceso que consta de tres (3) etapas: fusión, afinación y vaciado. La materia prima usada en la fabricación de tubería es básicamente, un 30% de hierro esponja (hierro natural) y un 70% chatarra.

La materia y ferroaleaciones se calientan hasta alcanzar una temperatura cercana a los 1.620°C. En este punto, el acero se encuentra en estado líquido, la inyección de argón se realiza por la parte inferior de la olla de fusión, con la finalidad de homogeneizar la composición química del acero.

Después de realizar el vaciado de la olla de fusión a la olla de afinación, con precisión, se realiza la afinación del acero mediante la adición de aleaciones, así se obtiene el grado de acero requerido.

Posteriormente, el acero de la olla de afinación es llevado y vaciado al distribuidor para obtener la colada continua. El distribuidor de la colada continua debe ser diseñado con deflectores especiales que evitan la turbulencia, con el propósito de obtener barras de sección redonda, que finalmente son cortadas en secciones de longitud conocida, dependiendo del diámetro de la tubería que se fabricará. Esta sección de acero es comúnmente denominada "tocho". En la **Figura 3**, se muestran las barras redondas.

**Figura 3.** Máquina de colada continua de barras redondas



**Fuente.** TAMSA, Enciclopedia del petróleo. Tomo 5. Tuberías

El tocho entra al horno giratorio, que contiene nueve zonas de calentamiento, donde se alcanzan temperaturas de 1.200°C en forma gradual. Al salir del horno, se envía al descamador para eliminar la oxidación que sufre al contacto con la atmósfera y se procede al perforado. Se obtiene un esbozo cilíndrico.

Este proceso es fundamental en la fabricación de tuberías sin costura y es llamado proceso "manessman". Este esbozo se envía al mandril que contiene lubricante (bórax), el cual es introducido al laminador continuo, que pasa a través de siete jaulas y calibradores; ahí es donde se hace el tubo. Se obtienen longitudes de hasta 30 metros, con diámetro interior y exterior precisos, cumpliendo con las tolerancias permitidas por el API. A la salida del calibrador, el diámetro y la ovalidad son verificados por medio de rayo láser y posteriormente el tubo es enviado a las cortadoras para dar el rango solicitado. Por último, se envía al piso de enfriamiento. En la **Figura 4**, se muestra el proceso de laminado continuo a mandril retenido.

**Figura 4.** Laminado continuo a mandril retenido



**Fuente.** TAMSA, Enciclopedia del petróleo. Tomo 5. Tuberías

- **Tratamiento térmico:** Existen tres tipos de tratamientos térmicos: temple, revenido y normalizado. El tratamiento térmico de temple y revenido es utilizado para tuberías de acero C75, L80, N80, TRC95, P110, TAC110, Q125 y TAC140.

- ✓ **Temple:** El tubo es llevado a un horno, en este se incrementa gradualmente la temperatura hasta 860°C, lo cual modifica la estructura molecular del acero a una austenita. Posteriormente, el tubo se sumerge súbitamente en agua a temperatura de 40°C, alterando la estructura molecular a una martensita, la cual es dura y poco dúctil. En la **Figura 5**, se muestra el tratamiento térmico de temple.

**Figura 5.** Tratamiento térmico de temple



**Fuente.** TAMSA, Enciclopedia del petróleo. Tomo 5. Tuberías

- ✓ **Revenido:** El tubo es llevado a un horno que aumenta gradualmente su temperatura hasta 550°C. El calor convierte la estructura molecular en una martensita revenida, que es dura y dúctil. Posteriormente es recalibrado y enderezado en caliente. Se obtiene un producto con bajos esfuerzos residuales. En la **Figura 6**, se muestra el horno de revenido.

**Figura 6.** Horno de revenido



**Fuente.** TAMSA, Enciclopedia del petróleo. Tomo 5. Tuberías

- ✓ **Normalizado:** Es usado para los otros grados de tubería como: H40, J55, K55, etc. En este tratamiento el tubo es calentado sin llegar a la austenización de la estructura molecular del acero.
- **Acabado del tubo:** Se realiza siguiendo el proceso que se describe a continuación:
  - ✓ **Prueba de inspección electromagnética:** Se detectan defectos longitudinales y transversales, internos y externos. Asimismo, se mide el espesor de la pared del cuerpo del tubo y se compara el grado de acero. Posteriormente se cortan los extremos del tubo y se les maquinan los biseles. Para eliminar la rebaba se sopletea el interior del tubo y se introduce el calibrador (mandril o drift) a todo lo largo del tubo.
  - ✓ **Inspección electromagnética método de vía húmeda:** Debido a que en los extremos, la tubería llevará la mayor carga, ambos extremos del tubo son inspeccionados por el método de partículas magnéticas para determinar posibles defectos longitudinales y transversales.
  - ✓ **Roscado:** Se realiza de acuerdo a las normas API, las cuales son verificadas con calibres estrictos.
  - ✓ **Prueba hidrostática:** El tubo se sumerge en un recipiente que contiene fluido y se colocan elastómeros en ambos extremos del tubo, donde se aplica una presión interna del 80% de su capacidad durante cinco segundos, de acuerdo con la norma del API 5CT.
  - ✓ **Control final y embarque:** Finalmente, el tubo se pesa y se mide, con lo cual se obtiene toda la información completa de rastreabilidad del tubo, para ser estarcido, estampado, barnizado y embarcado. Durante el proceso de estarcido, se indican los datos del tubo tales como: el diámetro exterior, peso unitario, mandril, longitud, pruebas de inspección, manufacturado, número de colada, orden de producción y número de tubo. En la **Figura 7**, se muestra el flujo de proceso de acabado del tubo (proceso de pesado, medición, estarcido y estampado).

**Figura 7.** Flujo de proceso de acabado del tubo

a) Prueba de inspección



b) Corte de extremos y biselado



c) Prueba hidrostática



d) Inspección por partículas magnéticas vía húmeda



e) Pesado, medición estarcido y estampado



Fuente. TAMSA, Enciclopedia del petróleo. Tomo 5. Tuberías

El control fina, es la inspección detallada del tubo. Dicho control puede ser:

- ✓ **Inspección electromagnética (EMI):** consiste en medición longitudinal, rayos gama, inspección transversal y comparador de grado de acero.
- ✓ **Prueba ultrasónica (UT):** consiste en espesor de pared y detección de posibles defectos longitudinales, transversales y oblicuos.

#### 1.4 TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO<sup>4</sup>

En teoría, ofrecería un escenario económicamente más favorable perforar un hueco hasta la profundidad total planeada, con el diámetro de broca de menor tamaño posible y luego revestir el hueco desde superficie hasta profundidad total. Sin embargo, la presencia de zonas de alta presión, formaciones débiles e inconsolidadas a diferentes profundidades, a lo largo de la trayectoria del pozo, precisan instalar tuberías de revestimiento para sellar dichas zonas problemáticas. Por tal razón diferentes tamaños de tubería de revestimiento son instaladas dando como resultado final la forma cónica del pozo.

---

<sup>4</sup> RABIA, Hussain. Fundamentals of casing design. Volumen 1. Oxford, Great Britain. 1987.  
SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7

Con base en lo anteriormente descrito, se han definido los siguientes tipos de tubería de revestimiento:

- 1. Tubería superficial o “stove pipe”:** Llamado también conductor marino, se utiliza principalmente en operaciones costa afuera (offshore). Es introducida ya sea a percusión por una herramienta hidráulica/mecánica o instalada y cementada en un hueco previamente perforado. La tubería protege el suelo ubicado inmediatamente debajo de la base del equipo de perforación de la erosión causada por el fluido de perforación y asegura la estabilidad de la superficie en que este se encuentra ubicado. Es instalada para prevenir washouts en las formaciones inconsolidadas presentes en superficie y proveer un sistema de circulación para el fluido de perforación. Esta tubería generalmente no soporta cargas y en muy pocas ocasiones se utiliza para la instalación de equipos de cabeza de pozo o control de presión. El diámetro externo de la tubería superficial oscila entre las 26 a 42 pulgadas. Este tipo de tubería se utiliza con extremos lisos para soldarse o con conexiones rápidas.
- 2. Tubería conductora:** Es instalada desde superficie hasta profundidades someras. Se utiliza para dar soporte a formaciones no consolidadas, prevenir derrumbes y pérdidas de circulación en formaciones porosas de baja profundidad, proteger acuíferos superficiales de la contaminación con los fluidos de perforación, revestir cualquier depósito poco profundo de gas y proveer un sistema de circulación para el fluido de perforación. La tubería conductora no puede ser cerrada en eventos de influjos de gas o fluidos dentro del pozo, considerando que las profundidades en las cuales es sentado no tienen el suficiente grado de consolidación. La tubería conductora es generalmente cementada desde la profundidad de asentamiento hasta la superficie. En esta tubería se instala el conjunto de preventoras de reventón (BOP's) o el sistema de desviación de flujo (diverter). Es usada para soportar las posteriores sartas de tubería de revestimiento y el cabezal de pozo. La longitud de la tubería conductora puede variar entre los 40 a 500 pies en operaciones onshore y hasta los 1.000 pies en operaciones offshore (costa afuera). Las dimensiones comúnmente usadas para este tipo de tuberías oscilan entre las 16 a 20 pulgadas de diámetro.
- 3. Tubería de superficie:** Es instalada para prevenir el colapso de las paredes del pozo por la presencia de formaciones débiles poco profundas.

La tubería de superficie debe ser sentada en roca competente para asegurar que las formaciones ubicadas en el zapato de la tubería no se fracturarán con las altas presiones hidrostáticas manejadas posteriormente. Provee protección contra arremetidas para la perforación más profunda, soporte estructural para el cabezal de pozo y sartas de revestimiento subsecuentes. La profundidad de asentamiento de esta tubería está definida por los problemas operacionales presentados tales como: zonas con posibilidades de pérdidas de circulación, zonas con presencia de hidrocarburos y zonas de inicio de construcción de ángulo en pozos desviados. La sarta se encuentra, ya sea cementada hasta superficie o a profundidades donde esté garantizada la integridad del pozo. Un tamaño típico para este tipo de tubería es 13  $\frac{3}{8}$ ".

4. **Tubería intermedia:** Este tipo de tubería generalmente es sentada en zonas de transición a formaciones con presiones anormalmente altas. Provee seguridad contra arremetidas para la perforación más profunda y aísla formaciones problemáticas que podrían poner en peligro la seguridad del pozo y/o impedir operaciones de perforación. Es ubicada con el fin de sellar zonas con posibilidades de pérdidas de circulación severas, aislar domos salinos, anhídrita o problemas de tectónica de placas. Es primordial garantizar un buen trabajo de cementación con el fin de sellar cualquier zona de hidrocarburo y evitar la comunicación dentro de la sarta de tubería con zonas de aguas superiores. En muchos casos para la cementación de esta sarta de tubería se utiliza el proceso de cementación multi-etapa con el fin de prevenir que formaciones débiles soporten presiones altas por acción de las columnas hidrostáticas del cemento. El tope del cemento no necesita estar dentro de la sarta superficial de revestimiento. El tamaño más común para este tipo de tubería es de 9  $\frac{5}{8}$ ".
5. **Tubería de producción:** Es la última sarta de tubería de revestimiento instalada y es aquella que podría estar potencialmente expuesta a fluidos del yacimiento. El propósito de la tubería de producción es la de aislar las zonas productoras, permitir el control del yacimiento, actuar como un conducto seguro de transmisión de fluidos a la superficie y prevenir influjos de fluidos no deseados. El tamaño más común utilizado para este tipo de tubería es de 7".
6. **"Liner" o tubería corta:** Este tipo de tubería de revestimiento es aquella que no alcanza la superficie. El "liner" es suspendido de la tubería

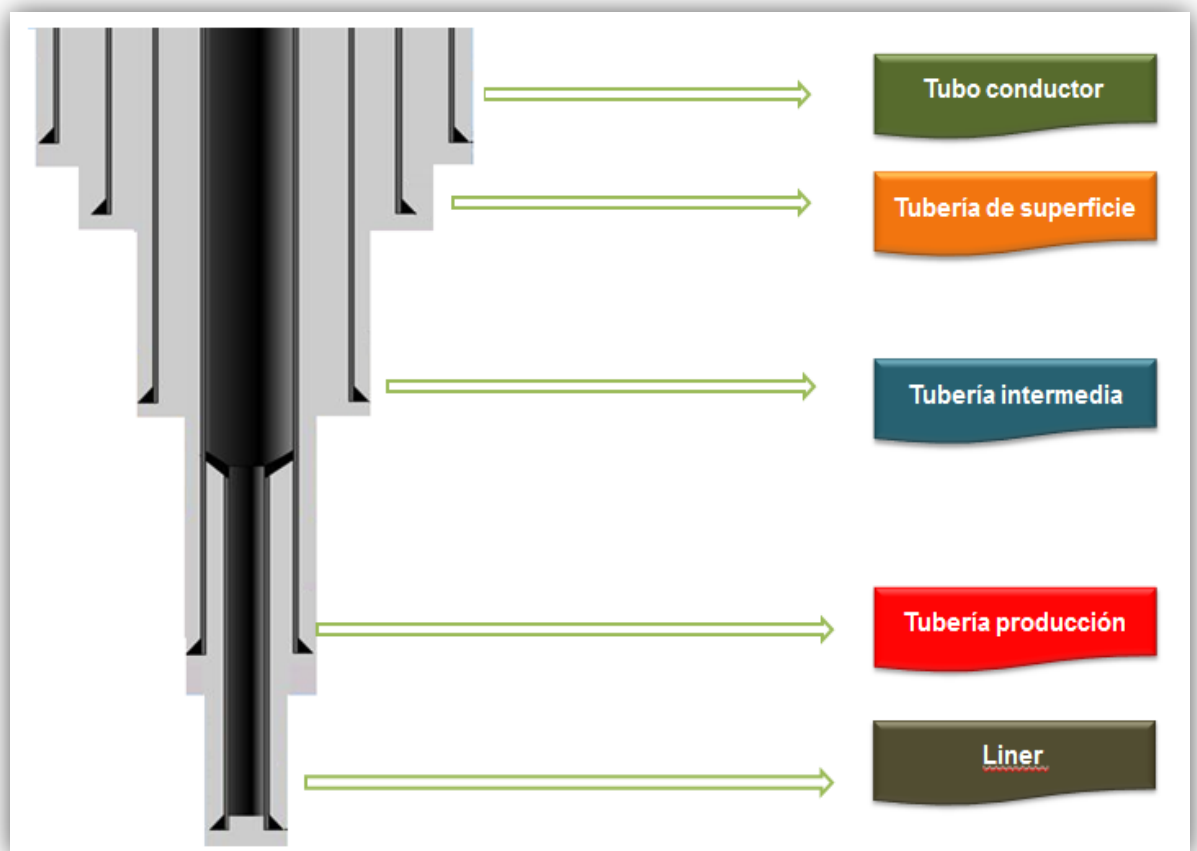
intermedia por medio de un arreglo de un empaque y cuñas denominado 'liner hanger'. Este tipo de tubería es cementada de acuerdo a los requerimientos de diseño ya sea en la totalidad de su longitud o a lo largo de un intervalo específico con lo cual se garantiza la integridad del pozo. La principal ventaja de los liners es la reducción en longitud y diámetro de las tuberías a emplear, lo cual trae como resultado un escenario de diseño más favorable en el aspecto económico y reduce los requerimientos en capacidad de carga del equipo de perforación. Sin embargo, la posibilidad de fugas a través del liner-hanger y la dificultad para obtener una correcta cementación primaria debido a la disminución del espacio anular, deben ser consideradas para la selección de una sarta con tubería intermedia y liner. Existen cinco tipos de "liners" los cuales son:

- a. *Liner de perforación*: utilizado para aislar zonas donde se presenten pérdidas de circulación o presiones anormales y permitir la perforación de zonas más profundas. También es utilizado para lograr reducción en los costos de la tubería de revestimiento o en caso de presentarse limitaciones en la capacidad de carga del equipo.
- b. *Liner de producción*: es corrido en reemplazo de una sarta de tubería de producción convencional, con el fin de aislar zonas de producción o inyección, disminuyendo costos operacionales o evitando problemas en el equipo de perforación. Algunos cumplen objetivos especiales como los ranurados y empacados con grava, instalados en el pozo para evitar problemas de producción de arena.
- c. *Tie back liner*: es una sección de tubería de revestimiento que se extiende hasta superficie desde el tope del liner instalado en el pozo. La tubería se conecta al tope del liner con un diseño de conexión especial. Los liner de producción con un ensamblaje de tie back liner presentan desventajas en el caso de planear posteriores intervalos a perforar en profundidades mayores.
- d. *Scab liner*: es una sección de tubería de revestimiento usada para reparar tubería existente dañada. Esta tubería puede ser cementada o sellada con empaques en tope y el fondo.
- e. *Scab tie-back liner*: es una sección de tubería de revestimiento que se extiende en la parte superior del liner existente pero normalmente no

alcanza la superficie y es generalmente cementado. Scab tie-back liners son generalmente utilizados para aislar secciones salinas en intervalos de gran profundidad del pozo, por lo cual el espesor de la pared de las tuberías empleadas es de gran grosor.

En la **Figura 8**, se presenta un esquema de los diferentes tipos de tuberías de revestimiento.

**Figura 8.** Tipos de tuberías de revestimiento



## 1.5 FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO<sup>5</sup>

La tubería de revestimiento cumple las siguientes funciones durante el proceso de perforación y la vida activa del pozo:

- Mantener el hueco abierto y proveer soporte a formaciones débiles, vulnerables o fracturadas. En el último caso, si el hueco es dejado sin revestir, la formación puede ocasionar obstrucciones y significar operaciones de reperfusión incrementando costos y tiempos operacionales.
- Aislar formaciones porosas con diferentes regímenes de flujo y presiones, y así evitar la contaminación de zonas de interés. Esto es básicamente alcanzado con la acción conjunta de la tubería de revestimiento y el cemento.
- Prevenir la contaminación de zonas de acuíferos superficiales.
- Proporcionar una conexión adecuada con el equipo de cabeza de pozo o con los equipos de control de pozo (BOP's), empleados durante el proceso de perforación y permitir un sistema de confiable de control de presión.
- Definir en el hueco dimensiones conocidas (profundidades, diámetros) con el fin de brindar seguridad para las operaciones con herramientas de subsuelo.

## 1.6 ESPECIFICACIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO<sup>6</sup>

La tubería de revestimiento debe cumplir con características específicas que permitan suplir cada uno de los requerimientos técnicos y operacionales para ser instalada en el pozo. El Instituto Americano del Petróleo (API) en su norma API Spec 5A, ha establecido parámetros que permitan tener unos estándares para la identificación y clasificación de las diferentes tuberías, los cuales se indican a continuación:

- ✓ Diámetro externo
- ✓ Diámetro interno
- ✓ Espesor de pared
- ✓ Peso

---

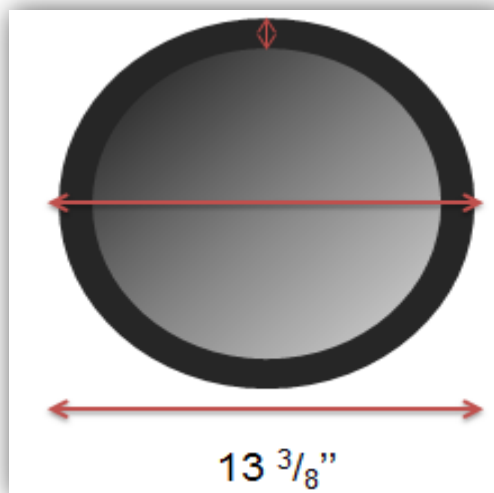
<sup>5</sup> RABIA, Hussain. Fundamentals of casing design. Volumen 1. Oxford, Great Britain. 1987

<sup>6</sup> SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7

- ✓ Grado del acero
- ✓ Tipo de conexión
- ✓ Longitud de la junta

**1. Diámetro externo:** Las sartas de tubería de revestimiento se especifican comercialmente por el diámetro nominal del cilindro, el cual corresponde al diámetro externo (OD) del cuerpo del tubo (ver **Figura 9**). El diámetro externo no hace referencia a los coples (roscas) cuya medida es importante, ya que determina el tamaño mínimo del hueco en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento. La medida del diámetro externo debe estar dentro de las tolerancias establecidas en la norma API SPEC 5A, como se muestra en la **Tabla 2**.

**Figura 9.** Diámetro externo tubería de revestimiento



**Tabla 2.** Tolerancias tuberías de revestimiento no-upset

Diámetro externo	Tolerancia (pulg)
≥ 4 pulgadas	± 0,031
≤ 4 ½ pulgadas	± 1,00 %

**Fuente.** Norma API Spec 5A.

Para tubería de revestimiento con upset, las tolerancias aplican para el diámetro externo del cuerpo del tubo, inmediatamente detrás del upset, como se describe en la **Tabla 3**.

**Tabla 3.** Tolerancias tuberías de revestimiento no-upset.

Díámetro externo (pulg)	Tolerancia (pulg)	
4,00 – 5,00	+ $\frac{1}{34}$	- $\frac{1}{32}$
5,50 – 8,625	+ $\frac{1}{8}$	- 0,75% D
≤ 9,625	+ $\frac{5}{32}$	- 0,75% D

**Fuente.** Norma API Spec 5A.

2. **Espesor de pared:** El espesor de la pared influye directamente en las propiedades de la tubería. Durante las operaciones de perforación, reparaciones y vida productiva del pozo, se puede presentar desgaste mecánico en las paredes de la tubería o desgaste químico por corrosión, por lo cual la capacidad de la tubería se verá reducida. Adicionalmente determina el diámetro interno de la tubería de revestimiento. La tolerancia especificada en la norma API 5A para el espesor de pared es -12,5%.
  
3. **Diámetro interno:** La Norma API SPEC 5A, describe dos valores de diámetro interno. El primero valor es igual al diámetro externo (OD) menos dos veces el valor nominal del espesor de pared. El segundo valor es definido como el diámetro *drift*, el cual refiere a la dimensión de un mandril cilíndrico que puede pasar libremente a través de la tubería de revestimiento, con una fuerza ejercida razonable, equivalente al peso del mandril usado para la prueba. El *drift* señala el tamaño máximo que pueda tener una herramienta para ser bajada al pozo y pasar libremente por la tubería de revestimiento. El API recomienda las dimensiones para los mandriles de prueba como se indica en la **Tabla 4**.

**Tabla 4.** Tamaño mandriles de prueba

Tamaño de tuberías y liner (pulg)	Tamaño del mandril			
	Longitud		Diámetro mínimo	
	(pulg)	(mm)	(pulg)	(mm)
$\geq 8 \frac{5}{8}$	6	152	ID - $\frac{1}{8}$	ID - 3,18
$9 \frac{5}{8} - 13 \frac{3}{8}$	12	305	ID - $\frac{5}{32}$	ID - 3,97
$\leq 16$	12	305	ID - $\frac{3}{16}$	ID - 4,76

Fuente. Norma API Spec 5A

A continuación se muestra un ejemplo para el cálculo de las dimensiones de diámetro interno y drift:

Tubería de revestimiento 7", peso 23 lb/pie, espesor de pared (t) 0,317".

$$ID_{tub.revest.} = OD - (2xt)$$

$$ID_{tub.revest.} = 7 - (2 \times 0,317) = 6,366 [pulg]$$

$$Drift_{tub.revest.} = ID - \frac{1}{8}$$

$$Drift_{tub.revest.} = 6,366 - 0,125 = 6,241 [pulg]$$

**4. Peso:** El API define tres tipos de peso para las tuberías de revestimiento:

- ✓ Peso nominal
- ✓ Peso del cuerpo (plain and weight)
- ✓ Peso coples y roscas (threaded and coupled weight)

**a. Peso nominal:** El peso nominal de la tubería de revestimiento es utilizado principalmente para identificar la tubería durante el proceso de ordenado. Está expresado en lb/pie o Kg/m. Los pesos nominales no son exactos y están basados en el peso teórico calculado de una tubería con roscas y coples de 20 pies de longitud. El peso nominal,  $W_n$ , es calculado mediante la siguiente fórmula:

$$W_n = 10,68 (D - t)t + 0,0722 D^2 \dots\dots\dots \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

D = diámetro externo [pulg]

t = espesor de pared [pulg]

Para propósitos de diseño de la tubería de revestimiento el peso es reportado como peso nominal.

**b. Peso del cuerpo (plain end weight);** El peso del cuerpo hace referencia, al peso de la junta de tubería de revestimiento sin la inclusión de roscas y coples. El peso del cuerpo se calcula de acuerdo con el boletín API 5C3 como se indica a continuación:

$$W_{pe} = 10,68 (D - t)t \text{ [lb/pie]} \text{ o } W_{pe} = 0,02466 (D - t)t \text{ [Kg/m]} \dots\dots \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

$W_{pe}$  = peso del cuerpo

D = diámetro externo [pulg]

t = espesor de pared [pulg]

**c. Peso coples y roscas (threaded and coupled weight):** El peso de coples y roscas, es el peso promedio de una junta incluyendo las roscas o un cople en el caso de tuberías acopladas. Este peso es calculado como se indica a continuación:

$$W = \frac{1}{20} \left\{ W_{pe} \left[ 20 - \frac{(N_l + 2J)}{24} \right] + \text{peso cople} - \text{peso eliminado en las roscas} \right\} \dots\dots \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

W = peso coples y roscas [lb/pie].

$N_l$  = longitud del cople [pulg].

J = distancia de los extremos de la tubería al centro del cople en la posición de apriete.

$W_{pe}$  = peso del cuerpo.

**5. Grado del Acero:** El acero en su estado natural usado para llevar a cabo la manufactura de la tubería de revestimiento no tiene una microestructura definida. Las propiedades mecánicas y físicas del acero pueden ser modificadas considerablemente con la adición de aleaciones y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación, razón por la cual, diferentes grados de tubería de revestimiento pueden ser fabricados con el fin de adaptarse a los diversos escenarios presentados durante la perforación.

El grado del acero de la tubería de revestimiento está relacionado con el esfuerzo a la tensión del acero del cual está hecho.

El grado del acero se designa de acuerdo al API, utilizando letras arbitrariamente que hacen referencia a la composición química, garantizando una única designación para cada grado de tubería y números que hacen referencia a la mínima resistencia a la cedencia del acero (minimal yield strenght) en miles de libras por pulgada cuadrada (psi). En la **Tabla 5**, se indican los diferentes grados de acero.

Adicionalmente muchos grados de acero no API se encuentran disponibles comercialmente y son ampliamente usados en la industria de perforación. Estos grados de acero son empleados para aplicaciones especiales que requieren alta resistencia a la tensión, resistencia especial al colapso u otras propiedades que pueden hacer el acero más resistente en ambientes con presencia de H<sub>2</sub>S. En la **Tabla 6**, se presentan algunos de los grados no API más comunes.

**Tabla 5.** Grados API para tubería de revestimiento

Grado	Mínimo esfuerzo a la cedencia [psi]		Última resistencia a la tensión[psi]	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
H40	40.000	80.000	60.000	29,5
J55	55.000	80.000	75.000	24,0
K55	55.000	80.000	95.000	19,5
L80	80.000	95.000	95.000	19,5
N80	80.000	110.000	100.000	18,5
C90	90.000	105.000	100.000	18,5
C95	95.000	110.000	105.000	18,0
T95	95.000	110.000	105.000	18,0
P110	110.000	140.000	125.000	15,0
Q125	125.000	150.000	135.00	14,0

**Fuente.** CHILINGARIAN, G.V., RAHMAN, S.S. Casing design theory and practice

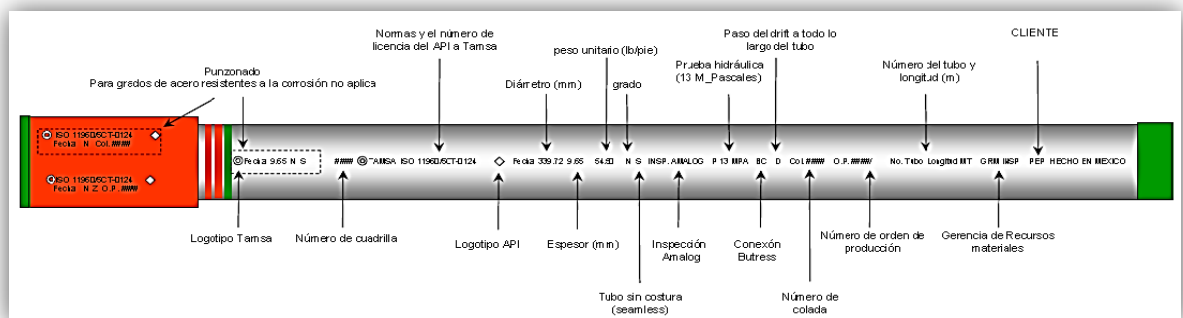
**Tabla 6.** Grados no API para tubería de revestimiento

Grado	Mínimo esfuerzo a la cedencia [psi]		Última resistencia a la tensión[psi]	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
S80	55.000-75.000	-	75.000	20,0
Mod. N80	80.000	95.000	100.000	24,0
C90	90.000	105.000	120.000	26,0
SS95	75.000-95.000	-	95.000	18,0
SOO95	95.000	110.000	110.000	20,0
S95	92.000-95.000	-	110.000	16,0
SOO125	125.000	150.000	135.000	18,0
SOO140	140.000	165.000	150.000	17,0
V150	150.000	180.000	160.000	14,0
SOO155	155.000	180.000	165.000	20,0

**Fuente.** CHILINGARIAN, G.V., RAHMAN, S.S. Casing design theory and practice


- ✓ **Marcaje:** Los productos fabricados con base en estándares internacionales, deben ser marcados por el fabricante de acuerdo a lo especificado en la norma API SPEC 5CT. Esta norma establece un código de colores para cada uno de los grados de acero existente, que ayudan a la identificación de las tuberías. En la **Figura 10**, se muestra un ejemplo del marcaje de la tubería de revestimiento y en la **Figura 11**, se presentan los colores establecidos para el marcaje de cada uno de los grados de acero API, y.

**Figura 10.** Marcaje de la tubería



**Fuente.** Conceptos sobre las propiedades de las tuberías y normas del API que debe considerar el usuario para su diseño. Tenaris Tamsa.

**Figura 11.** Código de colores para grados de acero (API 5CT)

Grado	Tipo	Ejemplo
H40		
J55 tubing		
J55 casing		
K55		
M65		
N80	1	
	Q	
L80	1	
	9Cr	
	13Cr	

Grado	Tipo	Ejemplo
C90	1	
	2	
T95	1	
	2	
C95		
P110		
Q125	1	
	2	
	3	
	4	

**Fuente.** Manual de uso de casing y tubing TENARIS.

- 6. Conexiones:** Teniendo en cuenta que las tuberías que se utilizan en los pozos tienen límite en longitud, es necesario que estas tuberías queden unidas al introducirse al pozo, con la premisa que la unión entre ellas sea hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo. A dicha unión se le llama conexión o rosca.

La rosca es usada para mantener unidas mecánicamente dos piezas de tubería y deberá mantenerse como un solo elemento. Actualmente, en la industria petrolera, y en especial en el ámbito de la perforación, se utilizan diferentes tipos de conexiones, por lo que es importante comprender los conceptos básicos sobre dispositivos mecánicos, y seleccionar de acuerdo a su uso, la conexión más apropiada. La conexión ideal es aquella que es idéntica al cuerpo del tubo, es decir, geométricamente y en términos de su desempeño mecánico igual. Básicamente una conexión está constituida por dos elementos principales:

- ✓ Piñón (pin)
- ✓ Caja (box)

El miembro roscado externamente es llamado el pin de tubería o piñón, mientras que el miembro roscado internamente es llamado caja (en algunos casos cople).

Adicionalmente se dice que una junta también cuenta con un elemento de sello y un elemento de hombro de paro, elementos que representan o simbolizan parte de los esfuerzos realizados para alcanzar lo ideal en una conexión.

El piñón o pin de la tubería puede tener dos tipos de maquinados:

- ✓ Non-upset: diámetro externo de la conexión igual al del cuerpo del tubo.
- ✓ Upset: el diámetro externo en la conexión es ligeramente mayor al del cuerpo del tubo.

Todas las conexiones API roscadas y acopladas (T&C) para tubería de revestimiento son *non-upset*.

- ✓ **Tipos de conexiones**<sup>7</sup>: Se pueden definir dos tipos de conexiones principales (ver **Figura 15**):
- **Conexión acoplada**: De acuerdo con el API, en la tubería se rosca piñones en cada uno de los extremos. Se integra un tercer elemento llamado cople, el cual es un pequeño tramo de tubería de diámetro ligeramente mayor que el de la tubería, en el que se roscan internamente (dos cajas) y posteriormente se aprieta en uno de los extremos del tubo. Las conexiones API acopladas contemplan el diseño de coples “special clearance” para casos en que se requiera mayor espacio anular, o pasar por espacios restringidos, manteniendo la misma capacidad tensional, con una ligera disminución en el “internal Yield pressure”.
  - **Conexión integral**: Son conexiones fabricadas en el mismo cuerpo del tubo. De acuerdo con el API, unen un extremo de la tubería roscado exteriormente como piñón, conectándolo con un extremo roscado internamente denominado caja. Las conexiones integrales se pueden dividir a su vez en:
    - ❖ **Conexión lisa**: Se maquinan las roscas sobre los extremos del tubo sin aumentar el diámetro exterior del mismo (ver **Figura 12**).

**Figura 12.** Conexiones lisas



**Fuente.** Conceptos generales de conexiones. Tenaris, Tamsa

<sup>7</sup> HERNÁNDEZ MORALES, David. Conceptos generales de conexiones. Tenaris Tamsa [presentación].Junio, 2010

- ❖ **Conexión formada:** El extremo piñón es suajado (cerrado) y el extremo caja es expandido en frío sin rebasar el 5% en diámetro y el 2% en espesor; posteriormente se realiza un relevado de esfuerzos (ver **Figura 13**).

**Figura 13.** Conexiones formadas



**Fuente.** Conceptos generales de conexiones. Tenaris, Tamsa

- ❖ **Conexión recalcada:** Se incrementa el espesor en el cuerpo del tubo a través de un proceso de recalado en caliente. Posteriormente se rosca en un extremo el piñón y en el otro la caja (ver **Figura 14**).

**Figura 14.** Conexiones recalcadas



**Fuente.** Conceptos generales de conexiones. Tenaris, Tamsa

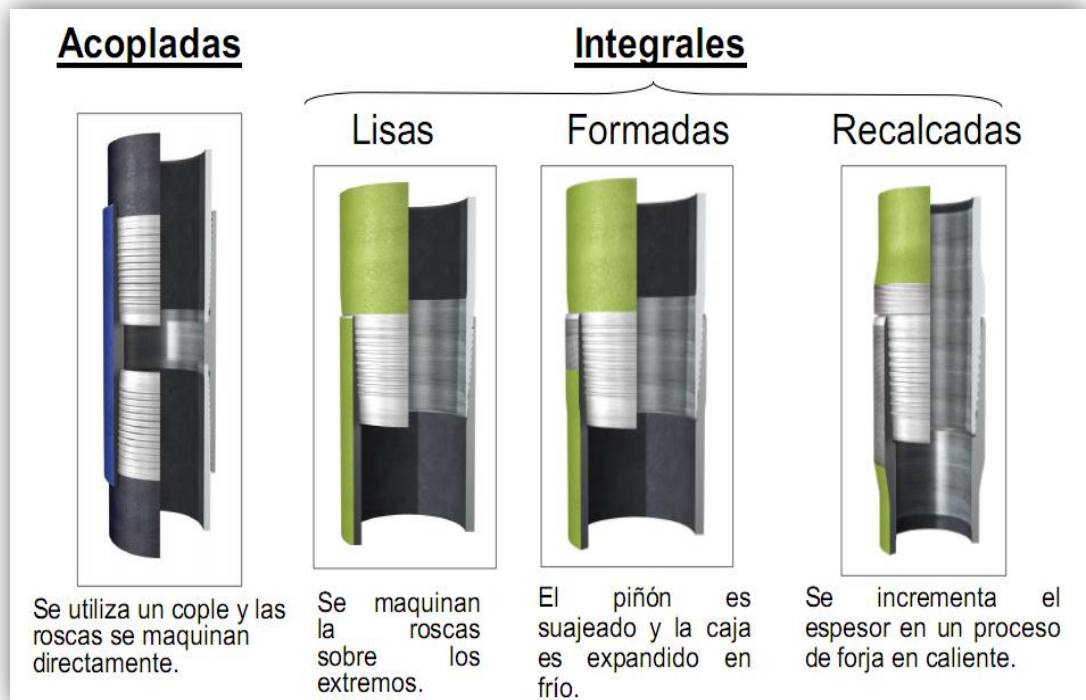
En la **Tabla 6**, se presentan las eficiencias para cada tipo de conexión.

**Tabla 6.** Eficiencia de las conexiones.

Propiedades	Tipo de conexión			
	Acoplada	Integrales		
		Lisas	Formadas	Recalcadas
Tensión	100 %	60 %	70 %	100 %
Compresión	100 %	60 %	70 %	100 %
Estallido	100 %	100 %	100 %	100 %
Colapso	100 %	100 %	100 %	100 %

**Fuente.** Conceptos generales de conexiones. Tenaris, Tamsa

**Figura 15.** Tipos de conexiones



**Fuente.** Conceptos generales de conexiones TENARIS-TAMSA

- ✓ **Clasificación de las conexiones:** Las conexiones pueden clasificarse de acuerdo con el tipo de rosca:
  - API
  - Premium

## Roscas API<sup>8</sup>

De acuerdo con la norma API 5B1, existen tres tipos de roscas para tubería de revestimiento, las cuales son:

- ✓ Roscas redondas (Round threads)
- ✓ Roscas buttress (Buttress threads)
- ✓ Roscas extreme line (Extreme line threads)

❖ **Roscas redondas:** Las primeras roscas que se utilizaron para conectar tramos de tubos, en los inicios de la perforación de pozos petroleros, se fabricaban con hilos en forma de “V” de 60°, con poca o nula conicidad y de crestas afiladas. En 1939, el comité de Estandarización del API, uniformó las características de la rosca redonda a ocho (8) hilos por pulgada y conicidad de  $\frac{3}{4}$ ” por pie. Este tipo de rosca para casing y tubing ha sido la más popular en toda la historia de la perforación de pozos petroleros. En la actualidad se sigue utilizando en gran escala por las empresas petroleras más importantes, en pozos de diversa complejidad, así como para producir todo tipo de fluidos incluyendo gas. Se conoce como 8HRR (ocho hilos rosca redonda) debido a que, en los diámetros más usuales, se fabrica con 8 hilos por pulgada y sus crestas y valles están redondeados.

En tubería de revestimiento de 4 ½ ” a 20”, solo se fabrican en tubo liso. Únicamente en 8HPP, se conocen como LTC (Long Thread Coupled) o roscas redondas de cople largo, y para tubos con pared delgada, como STC (Short Thread Coupled) o roscas redondas de cople corto. En la conexión larga LTC, el avance de la rosca se ha aumentado de 8 a 10 hilos por pulgada para dar mayor resistencia de adherencia. En estos últimos casos, ambas roscas se pueden conectar y se deben acoplar teniendo en cuenta las recomendaciones de posición y torque para la de menor resistencia.

*Fallas:* La rosca puede explotar, colapsar o fallar en tensión/compresión. Las resistencias al estallido, colapso y fugas están cubiertas en la norma API 5C3.

Bajo tensión, la rosca redonda falla porque la tubería se parte, el cuerpo de la rosca falla, la rosca se desconecta o el cople falla. Se deben realizar los cálculos correspondientes para encontrar el caso límite.

---

<sup>8</sup> RABIA, Hussain. Fundamentals of casing design. Volumen 1. Oxford, Great Britain. 1987

- ❖ **Roscas buttress:** Las rosca buttress o BTC, es una de las primeras conexiones acopladas que apareció en el mercado petrolero mundial durante los años treinta. Muchas de las conexiones premium actuales con o sin sello metal-metal, basan su diseño en los principios de la BTC, por lo que se considera la madre de las conexiones acopladas.

El perfil de la rosca tiene crestas planas y raices paralelas al cono ahusado con ángulos de 3° y 10° con la vertical al eje de la tubería. Tiene un ahusamiento de 0,75" por pie en los tamaños  $\leq 13 \frac{3}{8}$ " y un ahusamiento de 0,9996" por pie en los tamaños  $\geq 16$ ".

La rosca buttres tiene forma cuadrada con 5 hilos por pulgada y es capaz de transmitir mayor carga axial que la rosca API redonda. Este tipo de rosca se utiliza en tubería de revestimiento cuyo rango varía desde 4 ½" hasta 20" de diámetro. Su fabricación está sujeta a las normas de especificación API 5B.

- ❖ **Roscas extreme line:** La rosca API extreme line es roscada interna y externamente, con upset externo e interno en los extremos. Los upset son especialmente maquinados para incrementar el espesor de pared a fin de compensar la pérdida de metal debido al roscado. El perfil de la rosca es trapezoidal, proporcionando sello metal-metal en el pin del tubo y el hombro externo. Estas características hacen que la rosca extreme line sea adecuada para el uso en elevadas presiones y temperaturas. Otras características de la rosca extreme line incluyen:  
6 hilos por pulgada para tamaños de tubería entre 5 a 7 5/8".  
5 hilos por pulgada para tamaños de tubería entre 8 5/8 a 10 3/4".

En las roscas API el sello puede ser :

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

**Roscas Premium:** Son conexiones mejoradas a las API y maquinadas por fabricantes que patentan el diseño en cuanto a cambios en la rosca y/o a la integración de elementos adicionales como sellos y hombros que le proporcionan a la conexión características y dimensiones especiales para cubrir requerimientos específicos, tales como:

- ✓ Evitar el “brinco de roscas ” (jump out) en pozos con alto ángulo de desviación.
- ✓ Mejorar la resistencia a la presión interna y externa (colapso y estallido).
- ✓ Disminuir esfuerzos tangenciales en coples.
- ✓ Facilitar la introducción en huecos reducidos.
- ✓ Evitar la turbulencia de flujo por cambio de diámetro interior.
- ✓ Múltiples conexiones y desconexiones en pozos de prueba.
- ✓ Sellos mejorados.
- ✓ Resistencia a la flexión en aplicaciones en pozos direccionales, dirigidos y horizontales.
- ✓ Aprietes rápidos.
- ✓ De fácil alineación y enchufe rápido.

En las roscas premium el sello es metal-metal, el cual se origina por la presión de contacto entre planos deslizantes adyacentes que se energizan al acoplar con torque, es decir, existe un contacto metal-metal entre el piñón y la caja de la junta.

**7. Longitud de la junta:** Los tramos o juntas de tubería de revestimiento no son fabricados en longitudes exactas. El API en su norma 5CT, especifica tres rangos entre los cuales debe encontrarse la longitud de las tuberías (ver **Tabla 7**).

**Tabla 7.** Rangos de longitud de tubería

	Rango	Longitud [pies]		Longitud promedio [pies]		Variación máxima permitida	
		metros	pies	metros	pies	metros	Pies
Tubería de revestimiento y liners	1	4,88 - 7,62	16 - 25	6,25	21	1,83	6
	2	7,62- 10,36	25 - 34	9,01	30	1,52	5
	3	10,36- 14,63	34 - 48	12,55	41	1,83	6
Pup joints	Longitudes: 0,61, 0,91, 1,22, 1,83, 2,44, 3,05 y 3,66 (metros) 2, 3, 4, 6, 8, 10 y 12 (pies) Tolerancia: $\pm 0,076$ (m) $\pm 3$ (pulg)						

**Fuente:** Norma API SPEC 5CT.

## 1.7 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento está sujeta a diferentes cargas durante las operaciones de corrida, cementación, perforación y producción. Dichas cargas exigen que la tubería de revestimiento cuente con propiedades específicas que permitan conservar sus características principales y cumpla con los requerimientos de diseño. Las cargas más importantes que actúan en las tuberías de revestimiento son:

- ✓ Tensión
- ✓ Colapso
- ✓ Estallido (presión interna)

El API ha definido los valores promedios de las propiedades de resistencia a la tensión, colapso y estallido para cada uno de los grados de tubería de revestimiento, en sus boletines 5C2 y 5C3, a las que denomina "minimal performance properties".

### 1.7.1 Tensión

Las cargas axiales por tensión son producidas por fuerzas que actúan a lo largo del eje longitudinal de la tubería de revestimiento, principalmente generadas por su propio peso (ver **Figura 16**). Bajo la acción de cargas por tensión el cuerpo de la tubería puede sufrir tres tipos de deformación: elástico, elástico-plástico y plástico. Dentro del rango de deformación elástica, las propiedades metalúrgicas del acero en el cuerpo del tubo, no sufren un daño permanente y regresan a sus

condiciones iniciales, una vez las cargas dejen de actuar. Más allá del límite elástico, el cuerpo del tubo sufre una deformación permanente el cual se ve reflejado en pérdida de resistencia.

La resistencia de la tubería de revestimiento a las fallas por tensión, está expresada en términos de resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo (pipe body yield strength) y resistencia de la junta (joint strength). La resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo, es la mínima fuerza requerida para causar una deformación permanente del tubo.

**Figura 16.** Cargas por tensión



**Fuente.** Conceptos generales de conexiones TENARIS-TAMSA. Modificado por autor.

### 1.7.2 Resistencia al colapso

El colapso puede definirse como la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas (ver **Figura 17**). Las cargas de colapso se producen por la presión hidrostática generada a partir de la columna de fluido existente fuera de la sarta de tubería de revestimiento. Dichos fluidos son generalmente fluidos de perforación y en algunos casos la lechada de cemento.

**Figura 17.** Efectos del colapso en las tuberías de revestimiento



**Fuente.** Investigación del fenómeno de colapso en tuberías de revestimiento y producción. TENARIS-TAMSA

La resistencia de la tubería de revestimiento bajo la acción de presiones externas, depende en general de una serie de factores. Los factores considerados de mayor importancia al determinar la resistencia crítica al colapso son: longitud, diámetro, espesor de pared y propiedades físicas del material (yield point, límite elástico, relación de Poisson, etc).

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

- ✓ Desgaste de la tubería de revestimiento.
- ✓ Desgaste por pandeo helicoidal.
- ✓ Incremento de presión exterior por temperatura.
- ✓ Cargas geo-estáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.

a. **Desgaste de la tubería de revestimiento:** Este factor está asociado a la rotación de las juntas de la sarta de perforación y a los viajes que se efectúen. La magnitud del desgaste de la tubería de revestimiento está relacionada con:

- ✓ Mucho tiempo para perforar.
- ✓ Altas severidades de la pata de perro.
- ✓ Problemas de pega.

La reducción de la pared de la tubería resulta en una reducción de las propiedades mecánicas del tubo.

b. **Desgaste por pandeo helicoidal:** Cuando la tubería de revestimiento no es cementada hasta superficie, debe considerarse la tensión requerida para asentarla adecuadamente en las cuñas del cabezal. El valor de esta tensión está relacionado con las propiedades mecánicas de la tubería, de los cambios en la densidad y temperatura de la siguiente etapa de perforación. En la operación de anclaje de la tubería, debe conocerse el valor del tope de cemento, determinar la tensión adicional y elongación en función de los factores que provocan el pandeo helicoidal, los cuales son:

- ✓ Cambio de densidad en el fluido interno-externo.
- ✓ Cambio de presiones en la tubería de revestimiento interno-externo.
- ✓ Cambio de temperatura.

c. **Incremento de presión externa por temperatura:** Cuando la cementación de la tubería de revestimiento no alcanza la superficie, el fluido de perforación que permanece en la parte exterior, por el paso del tiempo sufre una degradación física de sus fases separando sólidos de líquidos. El agua puede ser sometida a una temperatura que pueda alcanzar valores por arriba de su punto de ebullición, de tal manera que inicia a evaporarse, lo que puede ocasionar un incremento en la presión por el espacio anular, si esta no es desfogada.

d. **Cargas geo estáticas por flujo de formaciones plásticas y actividad tectónica:** Durante la perforación se atraviesan formaciones tales como lutitas, domos arcillosos y salinos, entre otras, cuyos comportamientos químico-mecánicos, se puede considerar plástico (donde el material se extruye y fluye hacia el pozo), ocasionando que la carga geo-estática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual puede propiciar el colapso de la tubería de revestimiento.

### **1.7.2 Resistencia al estallido**

La resistencia al estallido de la tubería de revestimiento es expresada en términos de la mínima presión interna que debe ser aplicada para iniciar una deformación permanente o causar la cedencia del acero.

## 2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Un diseño de tubería de revestimiento es exitoso, cuando ofrece resistencia mecánica y funcionalidad suficiente para realizar maniobras de completamiento, profundizaciones y workover durante la vida útil del pozo a un costo optimizado.

El diseño<sup>9</sup> de tuberías de revestimiento para pozos, consta de dos etapas principales:

1. La primera etapa se lleva a cabo durante el diseño preliminar del pozo e involucra la selección del diseño mecánico del pozo y la determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.
2. La segunda etapa se lleva a cabo durante el diseño detallado del pozo e incluye la determinación de las cargas a las cuales estará expuesta la tubería de revestimiento durante la vida del pozo y la selección de tuberías, con propiedades físicas y mecánicas apropiadas para soportar las cargas predichas.

En el presente capítulo se presenta la información conceptual necesaria, para el desarrollo de cada una de las etapas de diseño.

### 2.1 DISEÑO PRELIMINAR

La selección inicial de profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento está basada en el cálculo de los valores de los gradientes de presión de formación o poro y los gradientes de fractura. Por tal razón, el diseñador debe asegurar, que toda la información existente sea considerada y evaluada durante la estimación de dichos valores.

#### 2.1.1 Presión hidrostática<sup>10</sup>

La presión hidrostática, a cualquier profundidad vertical dada, se define como la presión ejercida, por el peso de una columna estática de fluido. Por lo tanto, es la presión que se origina de una combinación entre la densidad del fluido y la altura vertical de dicho fluido.

---

<sup>9</sup> SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7

<sup>10</sup> DATALOG. Manual de manejo de presiones anormales

Matemáticamente la presión hidrostática está dada:

$$P_h = \rho * g * h$$

Dónde:

$P_h$  = presión hidrostática

$\rho$  = densidad del fluido

$g$  = factor de conversión

$h$  = profundidad vertical

Es decir:

$$P_h [psi] = \rho [lpg] * 0,052 * TVD [pies] \dots\dots\dots Ecuación 7$$

La presión hidrostática es afectada por:

- ✓ Contenido de sólidos.
- ✓ Gases disueltos.
- ✓ La diferencia de gradientes de temperatura del fluido.

### 2.1.2 Presión de sobrecarga<sup>11</sup>

La presión de sobrecarga, es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones suprayacentes. Se expresa:

$$S = \text{peso matriz rocosa} + \text{peso fluido intersticial} \dots\dots\dots Ecuación 8$$

La sobrecarga aumenta con la profundidad, a medida que incrementa la densidad de la roca y disminuye la porosidad, debido a que al aumentar el peso acumulado y la compactación, los fluidos son empujados fuera de los espacios porosos, de manera tal que la matriz incrementa con relación a los fluidos de poro.

---

<sup>11</sup> DATALOG. Manual de manejo de presiones anormales

### 2.1.2.1 Determinación del gradiente de sobrecarga

Conocer el gradiente de sobrecarga es esencial para lograr cálculos precisos, de los gradientes de presión de formación y fractura.

Como se indicó anteriormente, el esfuerzo de sobrecarga ejercido a cualquier profundidad es una función de la densidad total de los sedimentos suprayacentes. Por lo tanto, cualquiera que sea la fuente de los datos de densidad de la roca. Los cálculos del gradiente de sobrecarga se basan en el valor promedio de densidad de la roca (bulk density) para un intervalo dado de profundidades:

Matemáticamente, la presión de sobrecarga es calculada:

$$S [Kpa] = \rho_b * TVD [m] * 9,81 \dots \dots \dots \text{Ecuación 9}$$

$$S [psi] = \rho_b \left[ \frac{g}{cm^3} \right] * TVD [pies] * 0,433 \dots \dots \dots \text{Ecuación 10}$$

Dónde:

S = presión de sobrecarga [psi]

$\rho_b$  = densidad de la roca (bulk density) [g/cm<sup>3</sup>]

TVD = profundidad [pies]

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro, por lo que debe calcularse para cada zona en especial.

### 2.1.2.2 Determinación de la densidad total (bulk density)

Existen diferentes métodos para el cálculo de la densidad total de la roca (bulk density), los principales son:

1. El bulk density es función de la matriz, la porosidad y la densidad del fluido de poro, por lo cual es posible calcularlo a partir:

$$\rho_b = \theta * \rho_f + (1 - \theta) * \rho_m \dots \dots \dots \text{Ecuación 11}$$

Dónde:

$\theta$  = porosidad [%]

$\rho_f$  = densidad del fluido de poro

$\rho_m$  = densidad de la matriz

2. Medición a partir de rípios de perforación.
3. Medición a partir de los registros sónicos, debido a que estos son registros de porosidad que reflejan la proporción de la matriz con relación al fluido, se pueden utilizar para derivar la densidad total mediante las siguientes ecuaciones:

- ✓ Rocas consolidadas:

$$\rho_b = 3,28 - \Delta T \dots\dots\dots \text{Ecuación12}$$

- ✓ Rocas poco consolidadas:

$$\rho_b = 2,75 - 2,11 \frac{(\Delta T - 47)}{(\Delta T + 200)} \dots\dots\dots \text{Ecuación13}$$

Dónde:

$\rho_b$ = densidad de la roca [gr/cc]

$\Delta T$ = tiempo de tránsito en la formación (sónico  $\mu$ seg/pie)

### 2.1.3 Presión de formación

La presión de formación se define como la presión ejercida por el fluido contenido dentro de los espacios de poro de una roca o sedimento. Con frecuencia se denomina también "presión de poro". La presión de formación se refiere a la presión hidrostática ejercida por el fluido de poro y depende de la profundidad vertical y la densidad del fluido de formación. Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su fase de planeación. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir tuberías de revestimiento adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen puede ser: factores geológicos, tectónicos o yacimientos de presionados por su explotación, mientras que los pozos con presencia de presiones anormales requieren de una evaluación detallada que permita minimizar el riesgo y garantizar la seguridad en la operación. La presión de formación normal, es igual a la presión hidrostática normal de la región y varía dependiendo del tipo de fluido de formación.

Por ejemplo, el gradiente normal de formación para la región del Mar del Norte es aproximadamente 0,450 psi/pie a diferencia del gradiente normal para la región del Golfo de México el cual es aproximadamente 0,465 psi/pie.

En conclusión, para una región dada:

- ✓ Si la presión de formación es igual a la presión hidrostática, la presión de formación es normal.
- ✓ Si la presión de formación es menor que la presión hidrostática, la formación se encuentra subpresurizada.
- ✓ Si la presión de formación es mayor que la presión hidrostática, la formación se encuentra sobrepresurizada.

El análisis de las presiones para una región, requiere por lo tanto de conocimientos sobre la densidad normal de los fluidos y la presión del fluido resultante. Esto se puede determinar mediante análisis de laboratorio de las muestras de fluidos o por medición directa de la presión.

La medición directa de la presión de formación solamente se puede realizar cuando dicha formación ha tenido suficiente permeabilidad como para que el fluido de formación alcance el equilibrio con un manómetro dentro de un periodo breve de tiempo. Entre los métodos directos de medición se pueden mencionar: Repeat Formation Tester y Drill Stem Test (Prueba de producción con tubería de perforación). Adicionalmente se pueden utilizar métodos indirectos de medición como son: presiones de cierre por arremetidas y presencia de gases de conexión.

#### **2.1.4 Presión de fractura**

Todos los materiales, incluyendo las rocas tienen una resistencia finita. La presión de fractura se puede definir, como la presión máxima que puede soportar una formación antes de que exceda su resistencia a la tensión y se fracture.

Los factores que afectan la presión de fractura incluyen:

- ✓ Tipo de roca
- ✓ Esfuerzo "in situ"
- ✓ Zonas débiles tales como fracturas
- ✓ Condición del hueco
- ✓ Relación entre la geometría del pozo y la orientación de la formación
- ✓ Características de lodo

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. A medida que aumenta la profundidad, se añaden esfuerzos de compresión a raíz

de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

Si se fractura una roca, esto presenta una situación parcialmente peligrosa en el pozo. En primer lugar, en la zona fracturada se producirán pérdidas de lodo; dependiendo del tipo de lodo y volumen perdido, esta situación puede representar incrementos en los costos. La pérdida de lodo se puede reducir o evitar reduciendo la presión anular a través de tasas de bombeo menores, o es posible que se requiera una acción correctiva más costosa, en la que se requieran utilizar diferentes materiales para tratar de “taponar” la zona fracturada y evitar pérdidas posteriores. Por otra parte, si la pérdida de lodo es muy grave, entonces el nivel de lodo en el pozo puede caer y así reducirse la presión hidrostática ejercida en el hueco lo cual puede conducir a una situación de bajo balance en alguna zona del pozo. Esta zona podría iniciar a fluir y presentarse un reventón subterráneo.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, es de suma importancia estimar el gradiente de fractura cuando se planea la perforación de un pozo. Existen dos formas directas de estimar la presión de fractura.

1. La primera es un método poco recomendado. Si ocurren pérdidas de lodo hacia la formación durante la perforación, pueden ocurrir dos escenarios posibles:
  - ✓ Se perforó una formación altamente cavernosa.
  - ✓ Se fracturó la formación.

Conociendo la profundidad de la zona fracturada y la presión de circulación que crea equilibrio en el pozo en el momento de la fractura, es posible calcular la presión de fractura.

2. Pruebas de fuga: Son pruebas realizadas al inicio de cada sección de hueco con la finalidad de determinar la presión de fractura en ese punto.

Al final de una sección de hueco, se corre la tubería de revestimiento y se cementa en su lugar para aislar todas las formaciones perforadas. Antes de continuar perforando la siguiente sección de hueco, es fundamental probar si la adherencia del cemento es lo suficientemente fuerte como para evitar que los fluidos de alta presión, que se puedan encontrar en la siguiente sección de hueco, fluyan hacia las formaciones más someras o hasta

superficie. Si el cemento soporta la presión ejercida durante la prueba, entonces se producirá la fractura de la formación, bajo condiciones controladas. La formación a esta profundidad, debido a que es el punto más somero, generalmente será la formación más débil encontrada en la siguiente sección de hueco, de manera tal que la presión de fractura determinada a partir de la prueba será la presión máxima que se puede ejercer en el pozo sin causar fracturas.

Es posible realizar dos tipos de pruebas:

- ✓ Prueba de integridad de la formación (FIT ó PIT, por sus sigla en inglés: Formation Integrity Test) realizada generalmente cuando se tiene un buen conocimiento de las presiones de formación y fractura en cierta región. Con esta prueba, en lugar de inducir la fractura, se llega hasta una presión máxima pre-determinada, que se considere lo suficientemente alta como para perforar la siguiente sección de hueco de manera segura.
- ✓ Prueba de fuga (LOT, por sus siglas en inglés: Leak Off Test) la cual implica el fracturamiento real de la formación. Una vez que se perfora la zapata y el cemento, una sección pequeña (generalmente 10 pies) de hueco nuevo se perforará por debajo del cemento. El pozo se cierra y se bombea lodo a tasa constante, para aumentar la presión en el anular. La presión debe aumentar de manera lineal y se realiza un seguimiento muy de cerca para detectar los indicios de fuga cuando cae la presión. Durante la prueba de fuga, la fractura es inducida por el efecto combinado de dos presiones:
  - La presión hidrostática del lodo.
  - La presión de cierre aplicada al bombear lodo en el pozo cerrado.

#### **2.1.4.1 Evaluación del gradiente de fractura**

Cuando se planea la perforación de pozos donde la información existente de pozos vecinos es muy limitada o no existe, el gradiente de fractura puede ser estimado usando varias técnicas de predicción. A continuación se presentan algunos de los métodos existentes para la estimación del gradiente de fractura:

- ✓ **Método de Hubert & Willis:**<sup>12</sup> El método de Hubert & Willis, se basa en la premisa que la fractura ocurre cuando la presión aplicada por el fluido de perforación, excede el mínimo esfuerzo efectivo y la presión de formación. El plano de fractura es asumido siempre perpendicular al mínimo esfuerzo principal. El gradiente de fractura puede ser calculado, en términos de gradiente de sobrecarga, relación de Poisson y presión de formación, como se indica a continuación:

$$GF = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \left(\frac{(\sigma_v - P_f)}{D}\right) + \frac{P_f}{D} \dots\dots\dots \text{Ecuación14}$$

Dónde:  
 GF = gradiente de fractura [psi/pie]  
 ν = relación de Poisson  
 σ<sub>v</sub> = sobrecarga [psi]  
 P<sub>f</sub> = presión de formación [psi]  
 D = profundidad [pies]

- ✓ **Método de Matthews & Kelly:**<sup>13</sup> El método de Matthews & Kelly, introduce una variable para el coeficiente del esfuerzo efectivo dentro de la siguiente fórmula:

$$GF = K_i \sigma_v + P_f \dots\dots\dots \text{Ecuación15}$$

Dónde:  
 K<sub>i</sub> = σ<sub>h</sub>/σ<sub>v</sub> coeficiente del esfuerzo efectivo

El cálculo del gradiente de fractura en este método se basa en la generación de las curvas empíricas de K<sub>i</sub> para cada región.

- ✓ **Método de Eaton:** considerando que la deformación de la roca es elástica, reemplazó el valor de K<sub>i</sub> en la ecuación 16, por un valor calculado a partir de la relación de Poisson:

$$GF = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_v + P_f \dots\dots\dots \text{Ecuación16}$$

Dónde:

---

<sup>12</sup> RABIA, Hussain. Fundamentals of casing design. Volumen 1. Oxford, Great Britain. 1987

<sup>13</sup> MOUCHET, Jean Paul y MITCHELL, Alan. Abnormal pressures while drilling. Boussens. Elf Aquitaine. 1989. 63p.

GF = gradiente de fractura [psi/pie]

$\nu$  = relación de Poisson

$\sigma_v$  = sobrecarga [psi]

$P_f$  = presión de formación [psi]

El uso de este método requiere curvas regionales de la relación de Poisson establecida, por lo cual es sujeto a las mismas restricciones del método de Matthews & Kelly.

#### **Otros métodos:**

- ✓ Eaton
- ✓ Anderson et al.
- ✓ Pilkington
- ✓ Cesaroni et al.
- ✓ Breckles & Van Eekelen
- ✓ Daines
- ✓ Bryant

#### **2.1.5 Presiones Anormales de Pozo<sup>14</sup>**

Como se mencionó anteriormente, durante la perforación de un pozo, al atravesar diferentes formaciones, se pueden presentar zonas en las cuales sus características no se ajusten a la tendencia de presión normal estimada. En algunos casos la presión de formación es mayor, presentándose presiones anormales o sobrepresionadas o en otros casos la presión de formación es menor presentándose presiones anormalmente bajas o subnormales.

##### **2.1.5.1 Formaciones subnormales**

La subpresión con poca frecuencia recibe la misma atención que la sobrepresión, pero encontrar zonas con estas características puede causar problemas y la posible pérdida del control hidrostático con consecuencias desfavorables, entre las que se pueden mencionar:

- ✓ Invasión de lodo
- ✓ Daño de formación
- ✓ Pega diferencial

---

<sup>14</sup> DATALOG. Manual de presiones anormales

- ✓ Pérdida de circulación
- ✓ Fracturamiento de la formación
- ✓ Pérdida de la presión hidrostática
- ✓ Reventón subterráneo

La causa de la presencia de zonas con presiones subnormales está principalmente relacionada con reducción de la presión de confinamiento o volumen de fluido. Los casos más comunes son:

- ✓ Agotamiento de los acuíferos de agua o yacimientos de hidrocarburos a medida que se ha producido.
- ✓ La eliminación de la presión de sobrecarga, a través de la erosión, puede conducir a una expansión del espacio de poro en las arcillas más elásticas. Si existe comunicación con arenas interestratificadas o lenticulares, por ejemplo, los fluidos serán alejados de las arenas, lo cual conducirá a un agotamiento de la presión.

#### **2.1.5.2 Formaciones anormales o sobrepresionadas**

Como se indicó anteriormente, la sobrepresión es cualquier presión de formación que supera la presión hidrostática ejercida por el agua de formación que usualmente se encuentra en la región.

La mayoría de mecanismos de sobrepresión tienen en común, que la zona contiene o ha conservado un volumen anormal de agua de formación, lo cual causa desequilibrio. Esto sugiere, que cualquiera sea el mecanismo que conduce a un volumen de fluido de poro excesivo, la sobrepresión se origina cuando los fluidos retenidos no pueden escapar a una tasa a la cual se mantendrá el equilibrio de presión con una columna de agua que se extiende hasta la superficie. En la generación de sistemas sobrepresionados, existen tres aspectos importantes a considerar:

- ✓ Permeabilidad
- ✓ Tiempo
- ✓ Tipo de fluido

1. **Permeabilidad:** Si existe comunicación, los fluidos siempre fluirán desde una zona de mayor presión a otra de menor presión. La permeabilidad relaciona la tasa a la cual fluye un cierto fluido por unidad de tiempo, a lo

largo de la línea de caída de presión. El grado de permeabilidad es un factor determinante en la facilidad con la cual los fluidos de poro iniciales pueden escapar durante la historia de una roca. La sobrepresión resultante por la retención de fluidos es más común en las litologías de baja permeabilidad, de tipo no productivo, como la arcilla. La sobrepresión resultante por la retención de fluidos en las rocas permeables del tipo productivo o reservorio está determinado por la ausencia de permeabilidad (es decir, la calidad de sello) en las rocas suprayacentes y circundantes.

2. **Tiempo:** La sobrepresión, por definición, es una zona que se encuentra en estado de desequilibrio. Todas las condiciones de desequilibrio con el transcurso del tiempo se estabilizan en una condición de equilibrio. El tiempo geológico es suficiente para tales cambios de equilibrio y, dado incluso, el grado más pequeño de permeabilidad, los fluidos se redistribuirán si existe un gradiente de presión. Por lo tanto el grado de sobrepresión disminuirá a medida que los fluidos y la presión se redistribuyen hacia las zonas circundantes.
  3. **Tipo de fluido:** La densidad de las aguas de formación, o en otras palabras, la cantidad de sales disueltas, determina el gradiente de presión en cualquier región. Aunque zonas individuales puedan tener diferentes grados de salinidad en su agua de formación y así también diferentes gradientes de presión, está aún será considerada como normal. Sin embargo, cuando los procesos químicos (ósmosis) conducen a un intercambio de sales disueltas entre fluidos, el cambio resultante en la densidad y la presión se considerará una desviación del gradiente de presión normal de la formación.
- **Causas de la sobrepresión:** Los mecanismos específicos que pueden conducir a una situación de sobrepresión se pueden dividir en cinco (5) categorías:
    - ✓ Efectos de la sobrecarga
    - ✓ Esfuerzos tectónicos
    - ✓ Aumentos del volumen del fluido
    - ✓ Ósmosis
    - ✓ Causas hidrostáticas

1. **Efecto de la sobrecarga:** A medida que el espesor vertical de los sedimentos suprayacentes aumenta por la sedimentación y el enterramiento, se va generando mayor sobrecarga o carga vertical. La carga vertical durante el enterramiento de los sedimentos conduce a la compactación normal de los mismos y necesariamente requiere la expulsión de los fluidos de poro a medida que se reduce el volumen.

Generalmente, una tasa de enterramiento lenta conducirá a tasas de compactación normal. Los fluidos son expulsados mientras que el volumen de poro disminuye a medida que aumenta la sobrecarga. Una tasa de compactación normal, conduce a un gradiente de presión de fluido también normal. Sin embargo, si no se produce la compactación y deshidratación normales, entonces se puede generar sobrepresión como resultado de la retención de fluidos en los sedimentos. Las arcillas tienen mayor tendencia a la sobrepresión causada por este mecanismo.

2. **Esfuerzos tectónicos:** Los esfuerzos tectónicos pueden conducir a la compresión horizontal y la reducción asociada del volumen de poro. Por otra parte, las fallas de plegamiento de las rocas, debido a la fuerza de levantamiento, pueden conducir a sobrepresión, a causa de la actividad hidrodinámica y la modificación y redistribución de los fluidos y las presiones.
3. **Aumento del volumen de fluido:** Dentro de una unidad confinada de roca, con un cierto volumen de poro, cualquier aumento en el volumen de fluido dentro de ese espacio confinado producirá un incremento en la presión.
4. **Ósmosis:** La ósmosis se produce cuando existe una diferencia en las presiones parciales a través de una membrana semipermeable. En cuanto al posible desarrollo de sobrepresión, ósmosis se refiere al movimiento del agua a través un estrato semipermeable (arcilla o lutita) que separa dos formaciones (tipo reservorio) las cuales poseen aguas de formación con una diferencia en la concentración salina. El agua se moverá desde una zona de más baja concentración a otra de mayor concentración, es decir, desde una formación que contiene agua dulce o baja salinidad a otra de elevada salinidad. Esta transferencia continuará hasta que las salinidades en las dos formaciones se igualen o la presión evite todo movimiento ulterior. A medida que se produce el proceso de ósmosis, la presión caerá

en la formación de baja salinidad, pero aumentará en la formación más salina a medida que el agua fluye hacia ella.

**5. Causas hidrostáticas:** Se pueden presentar por dos casos:

- ✓ *Altura hidráulica:* Cuando una formación tipo reservorio tiene una elevada captación de agua, por comparación con la elevación topográfica donde se penetra la formación, y sobre ella se encuentra un sello, entonces la formación estará sobrepesada como resultado de la columna de fluido extendida.
- ✓ *Yacimientos de hidrocarburos:* El gas y el crudo son de menor densidad que las aguas de formación, y por lo tanto, una columna de hidrocarburos genera un gradiente de presión menor que el gradiente normal de presión de agua de formación. Debido a que la presión anormal se define como cualquier presión que se desvíe de un gradiente de presión normal de formación, existirá una condición de sobrepresión en cualquier hidrocarburo como resultado de la separación por flotación y gradientes de presión menores.

• **Métodos para la detección de sobrepresiones**

1. **Antes de la perforación:** Antes de perforar cierta región, la evaluación de los datos sísmicos puede permitir la identificación, o la predicción, de posibles zonas de sobrepresión. Los reflectores sísmicos y el modelaje posterior se utilizan para identificar las estructuras geológicas, litología, estratigrafía y cambios de facies, en busca de posibles trampas de hidrocarburos. De la misma manera, se pueden identificar las estructuras que podrían generar o estar asociadas con zonas de sobrepresión.
- ✓ Es posible identificar áreas de levantamiento, fallas de crecimiento y masas de lutitas asociadas. Los diapiros de sal se pueden también identificar sin problemas.
  - ✓ La ausencia o baja frecuencia de reflexiones puede indicar subcompactación en secuencias gruesas de lutitas.
  - ✓ La presencia de hidrocarburos, incluyendo bolsas superficiales se pueden determinar por la existencia de anomalías en las amplitudes de reflexión. Esta aplicación se basa en el hecho de que la resistencia de una reflexión se ve acertada por los contrastes de densidad.

Adicionalmente, las velocidades sísmicas de intervalo se pueden graficar para facilitar la predicción de las zonas sobrepresionadas. La velocidad en el intervalo de lutita está directamente relacionada con el grado de compactación y porosidad: Cuanto menor es la porosidad, mayor es la velocidad en el intervalo.

## 2. Indicadores en tiempo real

- ✓ **Tasa de penetración (ROP):** La tasa de penetración (ROP por sus siglas en inglés: rate of penetration) es generalmente el “punto de partida” para la predicción de la sobrepresión, considerando que es un parámetro que se está controlando constantemente.

A una mayor profundidad, la sobrecarga creciente conduce a una mayor compactación y menor porosidad. Por lo tanto, es normal esperar que la ROP disminuya gradualmente con la profundidad a medida la porosidad disminuye y la roca se hace cada vez más dura frente a la perforación. Sin embargo, la ROP no puede considerarse, como un indicador completamente confiable, pues puede estar afectado por muchos parámetros. El más obvio es la propia litología.

La ROP es la herramienta principal para identificar los cambios de litología y porosidad. Por lo tanto, un cambio en la ROP no necesariamente significa un cambio de presión. Considerando la anterior afirmación se puede esperar un aumento en la ROP en una zona sobrepresionada si los demás factores permanecen constantes. A continuación se indican los diferentes parámetros que pueden afectar la tasa de penetración:

- Litología: Influencia fundamental sobre ROP con variable tales como mineralogía, porosidad, dureza, abrasividad, tamaño de grano, cementación, cristalización, plasticidad, etc.
- Peso sobre la broca (WOB): Influencia directa; un aumento en WOB produce un aumento en ROP.
- Velocidad de rotación: Un aumento en la velocidad de rotación (RPM), produce un aumento de ROP, aunque la relación exacta depende de la litología. Las litologías más blandas usualmente presentan un cambio mayor de ROP para un cierto cambio de RPM.
- Torque: el torque tiene una influencia indirecta en ROP, a través de su efecto sobre la roca y la sarta de perforación. La vibración por

torsión, donde el torque aumenta hacia arriba de la sarta de perforación, oponiéndose a la rotación y reduciendo el peso sobre la broca para luego liberarse con el fin de acelerar la rotación, afecta la ROP a través de la influencia sobre RPM y WOB. Este tipo de comportamiento de slip-stick (Fear & Abassian, 1994) es usual en áreas de perforación duras y es una causa común de fallas en la sarta de perforación.

- Tipo de broca: es una influencia clara pues diferentes tipos de brocas, dientes, insertos, brocas de PDC, etc., con sus diferentes acciones de corte y diferentes durezas pueden ser idóneas para unas u otras litologías.
- Desgaste en la broca: cuanto mayor es el desgaste, menor es la eficiencia en la broca.
- Hidráulica de fluido: Los programas de hidráulica usualmente se definen para optimizar la velocidad de penetración (o también para optimizar la limpieza del hueco). Por lo tanto, se concluye que si cambia la hidráulica, incluyendo la tasa de flujo, en cualquier medida, la ROP resultará afectada. Una limpieza efectiva en la broca (que en gran parte tiene que ver con la velocidad del chorro y la viscosidad del lodo) también afecta la ROP.
- Presión diferencial: al aumentar la presión diferencial disminuye la ROP (presión hidrostática de lodo por encima de la presión de formación). Además, cuanto mayor es la presión diferencial, menos eficiente es la limpieza de los ripios para removerlos de la cara de la broca y mayor es la probabilidad de embolamiento o taponamiento de la misma. Esta afecta la eficiencia de perforación

Por lo tanto se puede concluir, que si bien la tasa de penetración variará cuando se encuentren cambios en la compactación y presión, existen demasiadas variables como para hacer de ella un indicador incuestionable.

- ✓ **Exponente de perforación “d”:** El exponente de perforación es un método para normalizar la tasa de penetración (ROP) con el fin de eliminar el efecto de los parámetros de perforación externos. Para compensar tantas de estas variables como sea posible, se utiliza el coeficiente de perforación “d”, el cual se utilizó para estimar la presión de formación reemplazando los datos de tasa de penetración(ROP), velocidad de rotación (RPM), peso sobre la broca (WOB) y diámetro de la broca (B).

Para cierta litología, a medida que resulta más difícil perforar con la profundidad, aumenta el exponente “d”. El exponente “d”<sup>15</sup> es la culminación del trabajo de Bingham (1965) y Jordan & Shirley (1967), los cuales propusieron la siguiente relación matemática para su cálculo:

$$d = \frac{\log \frac{(ROP)}{(60 \times RPM)}}{\log \frac{(12 \times WOB)}{(10^6 \times B)}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 17}$$

Dónde:

- d = exponente de perforación [adimensional]
- ROP = tasa de penetración [pies/hr]
- RPM = velocidad de rotación [rpm]
- WOB = peso sobre la broca [lbs]
- B = diámetro de la broca [pulg]

Una modificación al exponente de perforación fue propuesta por Rehm (1971), el cual corrigió el exponente para los efectos relacionados con los cambios en el peso de lodo. La relación matemática propuesta fue:

$$d_c = d \left( \frac{NPP}{ECD} \right) \dots \dots \dots \text{Ecuación 18}$$

Dónde:

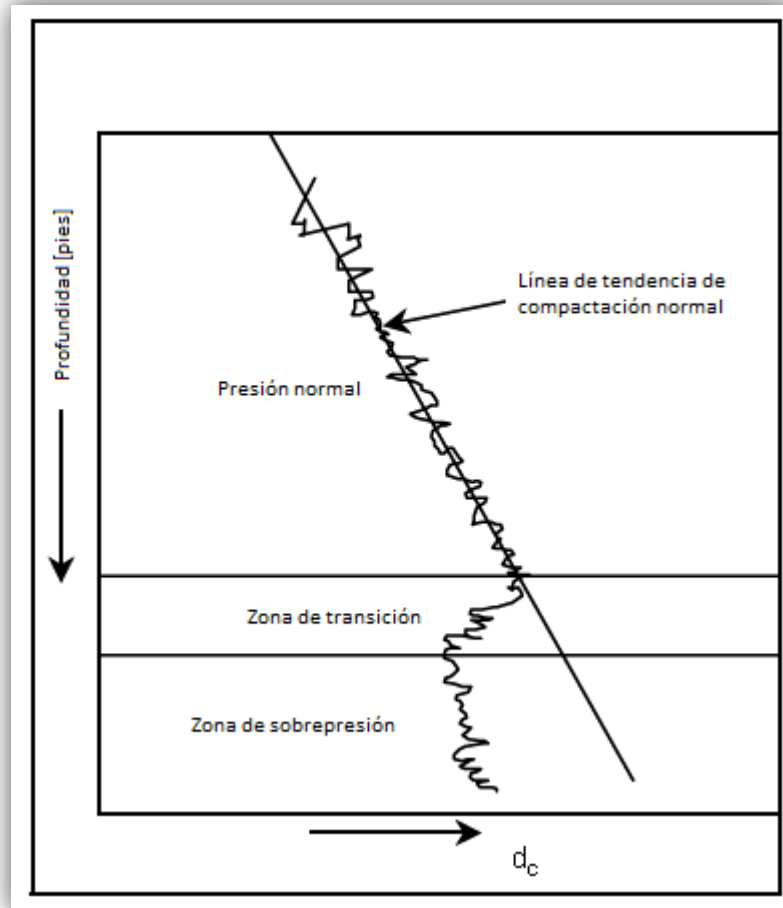
- d<sub>c</sub> = exponente de perforación corregido
- NPP = gradiente normal de presión [lpg]
- ECD = densidad equivalente de circulación [lpg]

Los cambios graduales en la tendencia del exponente reflejarán cambios de presión de transición que se observan antes de entrar en la zona de mayor sobrepresión (ver **Figura 18**).

---

<sup>15</sup> RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction

**Figura 18.** Comportamiento normal exponente de perforación "dc"



**Fuente.** Rabia Husain, Well Engineering & Construction. Modificado por autor.

### **Cálculo de la presión anormal usando el exponente de perforación corregido "dc"**

1. Graficar los valores del exponente  $d_c$  contra profundidad en escala semi-logarítmica.
2. Establecer la línea de tendencia de los valores del exponente "dc", correspondiente a lutitas limpias con presión normal. La línea de tendencia, debe presentar una pendiente negativa que se incline hacia la derecha, indicando un incremento en los valores del exponente "dc" para lutitas limpias con presiones normales. La pendiente refleja el incremento en la densidad y disminución de la porosidad y perforabilidad en una zona de lutitas con presiones normales.

3. Graficar la línea de tendencia con el valor del exponente "dc".
4. Calcular la presión de formación con alguna de las correlaciones existentes.

Existen dos métodos para el cálculo de la presión de poro a partir de los datos del exponente "dc", el método de Eaton y el método de Ratio. El método de Eaton es usado en la mayoría de cuencas sedimentarias para el cálculo de la presión de poro a partir de valores "dc" en puntos con presencia de lutitas. El método de Ratio, ha sido usado exitosamente en calizas clásticas.

**Método de Eaton:** El método de Eaton consta de tres pasos, los cuales se describen a continuación:

- ✓ Registrar los valores de la línea de tendencia normal del exponente "dc" calculado ( $d_{cn}$ ) y observado ( $d_{co}$ ) a la profundidad de interés. Se deben usar solo los valores referentes a lutitas para el valor de  $d_{co}$ .
- ✓ Registrar el gradiente de sobrecarga a la profundidad de interés.
- ✓ Usar la siguiente correlación matemática para el cálculo de la presión de poro:

$$PP = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - P_n) \times \left( \frac{d_{co}}{d_{cn}} \right)^{1,2} \dots\dots\dots \text{Ecuación19}$$

Dónde:

PP = presión de poro [lpg]

$\sigma_{ov}$  = sobrecarga [lpg]

$P_n$  = gradiente de presión normal [lpg]

$d_{co}$  = valor del exponente de perforación observado a al profundidad de interés

$d_{cn}$  = valor del exponente de perforación a partir de la línea de tendencia normal en la profundidad de interés

**Método de Ratio:** El método de Ratio es mucho más simple y no requiere los valores de sobrecarga. Matemáticamente la presión de poro se calcula:

$$PP = P_n \times \left( \frac{d_{cn}}{d_{co}} \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación20}$$

Dónde:

PP = presión de poro [lpg]

$P_n$  = gradiente de presión normal [lpg]

$d_{co}$  = valor del exponente de perforación observado a al profundidad de interés

$d_{cn}$  = valor del exponente de perforación a partir de la línea de tendencia normal en la profundidad de interés

### 3. Indicadores no inmediatos

- ✓ **Tendencias de gas de fondo (background):** El seguimiento del volumen de gas de formación atrapado dentro del fluido de perforación está sujeto a toda una serie de posibles errores e interpretaciones equivocadas, por lo cual la veracidad en sus resultados deben ser evaluados detalladamente.
- ✓ **Gas de conexión:** El gas de conexión es una confirmación muy importante de que existe una situación de bajo balance. Por lo tanto, a diferencia de la mayoría de los indicadores de presión, para los cuales pueden existir otras causas, el gas de conexión es, en gran medida, un indicador incuestionable. Durante la conexión se producen dos caídas de la presión de compensación (con respecto a la ECD) y cualquiera de ellas, o ambas, pueden conducir a una reducción por debajo de la presión de formación, causando así una condición temporal de bajo balance, la cual puede llevar a la presencia del gas de conexión.
- ✓ **Temperatura:** Debido a que el calor emana del núcleo terrestre, existirá un gradiente geotérmico, con incremento de temperatura a mayor profundidad, a medida que el calor se disipa hacia la superficie del planeta. Las formaciones sobrepresionadas, por ser subcompactadas tienen mayor porosidad y, por lo tanto un contenido relativamente mayor de fluido. Esto significa que son menos conductoras del flujo y dan origen a un gradiente geotérmico más elevado. A medida que se acerca una zona de sobrepresión o de transición, (presión en aumento), se puede observar una reducción en la temperatura, la cual después aumentará rápidamente una vez se penetra en la zona sobrepresionada.
- ✓ **Análisis de ripios**  
*Densidad de la lutita:* Es posible hacer un seguimiento a la densidad de los ripios para detectar el inicio de incrementos de presión por transiciones, a través de intervalos de lutita o arcilla. Con la profundidad, la densidad de la lutita muestra una tendencia normal ascendente debido a la mayor compactación y menor porosidad. A través de una zona de transición, a medida que la presión aumenta gradualmente y disminuye la tasa de compactación, la densidad de la lutita mostrará una disminución gradual

hasta la tendencia normal. A través de una zona sobrepresionada, con una tasa de compactación y presión constantes, la densidad de la lutita generalmente mostrará una tendencia equivalente (en gradiente) a la tendencia normal de compactación, pero desviada para reflejar el diferencial de presión.

*Derrumbes por presión:* El material de derrumbe es un indicio conocido de inestabilidad del hueco, donde el esfuerzo excesivo ha causado la ruptura de la pared del hueco. Su interpretación sin embargo, es difícil, pues la elevada presión de formación y un pozo sub balanceado es solamente una de varias causas posibles de derrumbes en el hueco.

#### 4. Métodos de detección mediante registros eléctricos<sup>16</sup>

- ✓ **Registros sínicos:** Los registros acústicos son considerados como aquellos que proporcionan la estimación cuantitativa más confiable para la presión de poro. La principal ventaja de los registros acústicos radica en la poca afectación sufrida por factores como el tamaño de hueco, temperatura y salinidad del agua de formación. Los factores que afectan los registros acústicos son el tipo de formación y los efectos de factores como la densidad y porosidad, los cuales son directamente aplicados a la evaluación de la presión de poro.

Los registros sínicos miden el tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ) para una onda de sonido mientras viaja a través de la formación desde el transmisor hasta el receptor. En una secuencia de lutitas con tendencia de compactación normal, el tiempo de tránsito debe disminuir con la profundidad debido a la disminución de la porosidad y el incremento en la densidad de la roca.

Las lutitas con presiones anormales presentan una tendencia con mayor porosidad y menor densidad que lutitas con presiones normales a la misma profundidad. La presión de poro a partir de los registros sínicos puede ser calculada para algún punto de interés usando la siguiente correlación matemática propuesta por Eaton:

$$PP = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - P_n) \chi \left( \frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^3 \dots\dots\dots \text{Ecuación 21}$$

---

<sup>16</sup> RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction

Dónde:

PP= presión de poro (lpg)

$\sigma_{ov}$ = sobrecarga (lpg)

$P_n$  = presión de poro normal

$\Delta t_n$  =valor de  $\Delta t$  a la profundidad de interés en la línea de tendencia de presión de poro normal

$\Delta t_o$  =valor de  $\Delta t$  a la profundidad de interés en la línea de tendencia de presión de poro normal

- ✓ **Registros de resistividad:** Los valores de resistividad de las lutitas son obtenidos originalmente del registro normal corto amplificado. Sin embargo, en la actualidad el uso de registros resistivos profundos es preferido, al permitir el uso de datos en cualquier tipo de fluido de perforación y ofrecer una mayor profundidad de investigación. La resistividad de las lutitas depende principalmente:

- Porosidad
- Salinidad del agua de formación
- Temperatura

La resistividad de las lutitas incrementa con la profundidad en zonas de presiones normales mientras que la porosidad disminuye. Un incremento de porosidad, y por lo tanto mayor contenido de agua de formación, es indicativo de presiones anormales y menor resistividad.

La presión de poro puede ser calculada, mediante la ecuación propuesta por Eaton:

$$PP = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - P_n) \times \left( \frac{R_{sh\text{ observado}}}{R_{sh\text{ normal}}} \right)^{1.2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 22}$$

Dónde:

PP= presión de poro (lpg)

$\sigma_{ov}$ = sobrecarga (lpg)

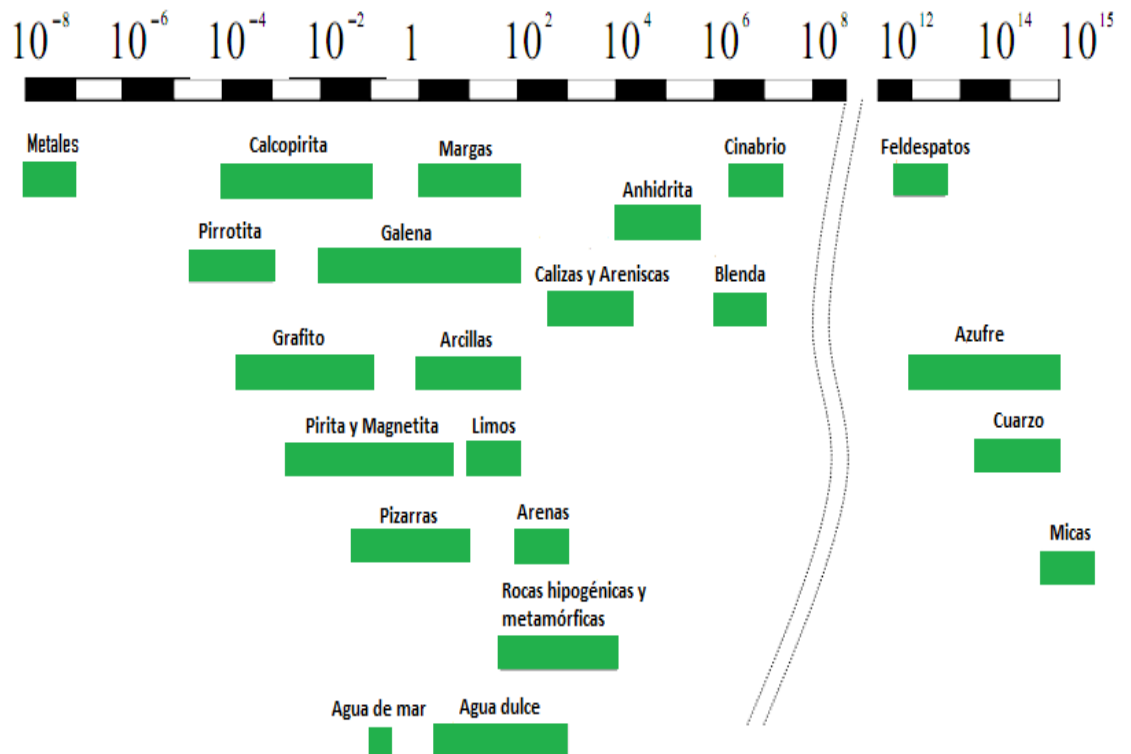
$P_n$  = presión de poro normal (lpg)

$R_{sh\text{ observada}}$  = valor de resistividad observado (ohm/m)

$R_{sh\text{ normal}}$  = valor de resistividad normal (ohm/m)

En la **Figura 19**, se presentan valores de resistividades normales para algunos tipos de rocas.

**Figura 19.** Resistividades normales de diferentes rocas y minerales



**Fuente.** Valores de resistividad de diferentes rocas y minerales (Orellana, 1982)

### 2.1.6 Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento<sup>17</sup>

La selección inicial de profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, está basada en la estimación de los gradientes de presión poro, gradientes de fractura, experiencia de campo y requerimientos para cumplir con el objetivo planeado. El estimado inicial de las profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento, se puede establecer gráficamente, representado los valores de los gradientes de presión de poro y fractura, expresados en densidad equivalente contra profundidad, como se describe a continuación:

- ✓ Trazar la curva del gradiente principal de presión de poro junto con la litología, en caso de estar disponible. Indicar cualquier intervalo, en los cuales haya posibilidad de problemas, por ejemplo, pegas diferenciales, pérdidas de circulación o zonas de alta presión de gas. Trazar la curva de

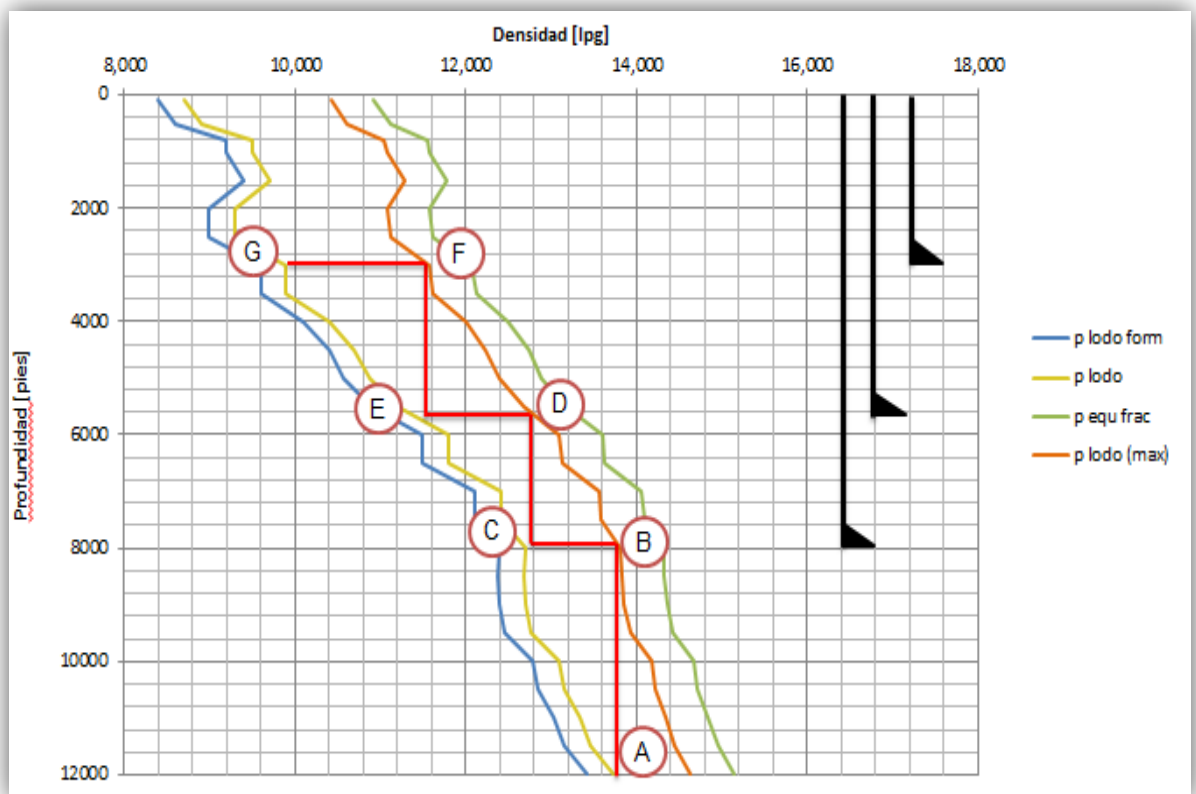
<sup>17</sup> SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7

peso del lodo, esta debe incluir un margen de viaje alrededor de 200 a 400 psi.

- ✓ Trazar la curva de gradiente de fractura predicha y la curva de lodo máximo, la cual debe quedar en paralelo de la curva de gradiente de fractura, con una reducción de 0.3 hasta 0.5 lpg para influjos y ECD durante la cementación.
- ✓ Graficar pesos de lodos desviados y LOT's (Leak off tests) para proveer una revisión de las predicciones de presión de poro o destacar la necesidad de mayor investigación.

En la **Figura 20**, se muestra un gráfico típico.

**Figura 20.** Gráfica modelo, selección profundidades de asentamiento



Las profundidades iniciales de asentamiento de las tuberías de revestimiento pueden ser determinadas, siguiendo el proceso que se describe a continuación:

1. Trabajando fondo arriba, ingresar a la curva de peso de lodo en el punto A.
2. Moverse hasta el punto B, que determina el estimado inicial de profundidad de asentamiento para la tubería de revestimiento de producción.
3. Moverse a través del punto C, el cual identifica el requerimiento de peso de lodo, para esa profundidad.
4. Moverse hacia arriba hasta el punto D, el cual determina la profundidad inicial de asentamiento para la tubería de revestimiento intermedia.
5. Moverse a través del punto E, el cual identifica el requerimiento de peso de lodo, para esa profundidad.
6. Moverse hacia arriba hasta el punto F, el cual determina la profundidad inicial de asentamiento para la tubería de revestimiento de superficie.
7. Moverse a través del punto G para identificar el peso del lodo requerido a esa profundidad. Para el ejemplo mostrado aquí, el punto G es el rango de presión normal y no es requerida más tuberías de revestimiento. No obstante es importante evaluar la necesidad de la instalar un tubo conductor en caso de necesitarse.

Otros factores que pueden impactar la selección de la profundidad de la tubería de revestimiento, en adición a la presión de poro y las presiones de fractura, son:

- ✓ Zonas de gas de poca profundidad.
- ✓ Zonas de pérdida de presión.
- ✓ Estabilidad de la formación, la cual es sensitiva a la exposición del tiempo o peso del lodo.
- ✓ Perfil direccional del pozo. Es importante delinear la trayectoria del pozo antes del asentamiento de la tubería de revestimiento e intentar conseguir una evaluación (survey) consistente. Igualmente, secciones largas de hueco abierto, podrían requerir tubería de revestimiento adicional para reducir la posibilidad de que ocurra un atrapamiento de tubería.
- ✓ Arenas de agua fresca (agua potable).
- ✓ Limpieza de agujero.
- ✓ Secciones salinas.
- ✓ Zonas de alta presión.
- ✓ Litología: los zapatos del revestimiento deben, en lo posible, ser colocadas en formaciones competentes e impermeables.

- ✓ Incertidumbre en la estimación de las profundidades, debido a imprecisiones en las medidas sísmicas.

Todas las condiciones anteriormente mencionadas, deben ser consideradas y las profundidades iniciales de asentamiento, ajustadas en concordancia a estas.

## **2.2 DISEÑO DETALLADO<sup>18</sup>**

La etapa de diseño detallado, es aquella en la cual se determinan las cargas a las que estará expuesta cada sarta de tubería de revestimiento durante la vida del pozo y llevar a cabo la selección de tuberías con propiedades mecánicas y físicas que puedan soportar las cargas pronosticadas.

El proceso de diseño para cada sarta de tubería de revestimiento, se presenta continuación:

### **2.2.1 Diseñar los tipos de cargas**

El diseño anticipado de los tipos de carga, debe ser calculado en el orden en que se prevea su ocurrencia, con el objetivo de identificar todas las cargas a las cuales la sarta de la tubería de revestimiento podría estar expuesta.

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

- ✓ Cargas durante la instalación  
Las cargas típicas durante la instalación, incluyen:
  - Corrida de la tubería de revestimiento.
  - Cementación convencional, centrado, etc.
  - Golpe de tapón.
- ✓ Cargas durante la perforación  
Las cargas típicas durante la perforación, incluyen:
  - Pruebas de presión después del fragüe del cemento.
  - Peso máximo de lodo.
  - Control de pozos.

---

<sup>18</sup> SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7

- Pérdidas de circulación.

### 2.2.2 Factores de diseño o de seguridad

La incertidumbre en el cálculo de las cargas, la pérdida de propiedades a lo largo de la vida de la tubería por el uso normal o por ambientes corrosivos y factores manejados inapropiadamente u obviados durante la etapa de diseño, son compensados por un factor de seguridad o de diseño, el cual brinda un margen de desempeño superior a las cargas esperadas.

Los factores de diseño generalmente utilizados en la industria petrolera son:

- ✓ Colapso: 0,85 – 1,125
- ✓ Estallido: 1 - 1,1
- ✓ Tensión: 1,6 – 1,8
- ✓ Biaxial: 1,25

El factor de seguridad es determinado como la relación entre la resistencia del cuerpo y la magnitud de la presión aplicada. Por ejemplo para colapso:

$$FS = \frac{\text{Resistencia de la TR al colapso}}{\text{Presión de colapso}} \dots\dots\dots \text{Ecuación23}$$

### 2.2.3 Diseño para colapso

Para todas las sargas de tubería de revestimiento un colapso de cargas ocurre cuando la presión externa es mayor que la presión interna. El diseño de colapso se enfoca en los perfiles de presión interna y externa. En forma general, el colapso de cargas estará en su punto más alto en la zapata guía (mayor profundidad). La presión de colapso es originada principalmente por la columna de lodo usada para perforar el hueco, y que actúa en la parte externa de la tubería. La presión de colapso es calculada:

$$Pc[\text{psi}] = (0,052 \times \rho l [\text{lpg}] \times \text{prof.} [\text{pies}]) \dots\dots\dots \text{Ecuación24}$$

Dónde:

Pc = presión de colapso [psi]

pl = peso de lodo [lpg]

0,052 = factor de conversión

- ✓ *Colapso durante la instalación:* El peor caso de colapso de cargas durante

la instalación ocurre durante la cementación, con la columna de cemento en el exterior de la tubería de revestimiento.

- ✓ *Colapso durante la perforación:* El peor caso de colapso de cargas durante la perforación ocurre si se encuentra pérdida de circulación y disminuye la presión hidrostática interna. El nivel del fluido interno cae hasta cualquier medida, desde cientos de pies de evacuación total de la tubería de revestimiento y depende del peso interno del lodo en uso y la presión de poro de la zona de pérdida.
- ✓ *Selección de la tubería de revestimiento:* De los colapsos netos de carga generados al observar varios de los tipos de cargas durante instalación y perforación, el peor caso de colapso de carga que la tubería de revestimiento va a tener que tolerar puede ser determinado. De las tablas de tubería de revestimiento es entonces posible elegir una o varias tuberías que satisfagan el peor caso de colapso de cargas. Esta etapa es muchas veces ignorada hasta que las cargas de estallido hayan sido calculadas. Las figuras de colapso de la tubería de revestimiento que están representadas en la mayoría de las tablas de tubería de revestimiento son generadas a partir de ecuaciones detalladas en el boletín 5C3 del API y son función del diámetro externo (OD), el grosor de la pared y la fuerza de resistencia de la tubería de revestimiento.
- ✓ *Carga Biaxial:* Las figuras de colapso determinadas utilizando el boletín 5C3 de API son para tuberías de revestimiento que están bajo cero cargas axiales. En la práctica, debido al peso de la tubería de revestimiento o debido a la acción combinada de presiones internas y externas, se generan cargas axiales. El efecto de la carga axial es el de disminuir la resistencia del colapso de la tubería de revestimiento. Para efectos de diseño, a menos que la fuerza de colapso sea crítica, la reducción de la fuerza de colapso debido a carga axial, es generalmente ignorada.
- ✓ Otras Consideraciones para el diseño de colapso son:
- ✓ *Desgaste de la tubería de revestimiento:* En caso de que se anticipe que el desgaste de la tubería de revestimiento se convierta en un tema importante (es decir, altas fuerzas de las paredes laterales, sarta de perforación extendida al contacto de la tubería de revestimiento, patas de perro localizadas, banda dura abrasiva en uso, etc.) entonces este factor necesita ser considerado. Como la fuerza de colapso de la tubería de revestimiento está relacionada con el grosor de la pared, y se estima que el 20% del grosor de la pared será consumido durante la perforación, entonces la

fuerza de colapso residual de la tubería de revestimiento será de 80% de dicha tubería nueva.

#### 2.2.4 Diseño para estallido

Para todas las sargas de tubería de revestimiento, una carga de estallido ocurre cuando la presión interna es mayor que la presión externa. El criterio de estallido para el diseño de la tubería de revestimiento, normalmente se basa en la máxima presión de formación resultante de una patada durante la perforación de la siguiente sección del pozo. Por razones de seguridad se asume que el influjo de fluidos desplazará totalmente al lodo de perforación, teniendo en cuenta así los efectos de estallido de la presión de formación dentro de la tubería de revestimiento.

Con respecto al colapso, el diseño de estallido se enfoca en los fluidos internos y externos y las presiones hidrostáticas que ejercen.

- ✓ *Estallido durante la instalación:* El peor caso de cargas de estallido durante la instalación, ocurre en las operaciones de cementación.
- ✓ *Estallido durante la perforación:* El peor caso de cargas de estallido durante la perforación, ocurre ya sea, en las pruebas de presión (LOT) o durante un evento de control de pozo.

La presión de estallido es calculada:

$$P_{estallido}[psi] = presión\ interna - presión\ externa..... Ecuación25$$

- **Selección tubería de revestimiento:** Una vez identificadas las cargas de estallido generadas durante la instalación y perforación, es posible reconocer el peor caso de cargas de estallido a las que estará sometida la tubería de revestimiento. De las tablas de tubería de revestimiento, es entonces, posible elegir una o varias tuberías que coincidan y puedan soportar el peor caso de cargas de estallido y de colapso. La resistencia al estallido o resistencia interna de la tubería debe ser rectificadas por el factor de diseño o de seguridad.

Otras consideraciones para el diseño de estallido:

- ✓ *Desgaste de la tubería de revestimiento:* Si se anticipa que el desgaste de la tubería de revestimiento podría ser un problema, debe ser considerado dicho factor. Para tener en cuenta el desgaste de la tubería de

revestimiento, la evaluación de estallido del API debe ser multiplicada por un factor de desgaste de la tubería de revestimiento (CWF). Los valores de CWF han sido derivados del análisis finito de elementos de distintos tamaños, pesos y grados de tubería de revestimiento, expuestos a diferentes surcos de desgaste. En la **Tabla 8**, se presentan valores de CWF para distintos porcentajes de desgaste de tubería de revestimiento:

**Tabla 8.** Desgaste tubería de revestimiento

Porcentaje de desgaste de la tubería de revestimiento	CWF
0	0
10	0,9
20	0,8
30	0,7
40	0,6

**Fuente.** SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7

### 2.2.5 Diseño por tensión

Una vez seleccionada la tubería de revestimiento que cumple con las cargas de colapso y estallido, es necesario confirmar que dicha tubería satisfaga los requisitos de diseño por tensión.

- ✓ *Cargas de tensión durante la instalación:* En esta etapa es necesario evaluar las cargas presentadas durante la corrida de revestimiento, cementación y cualquier prueba de presión. Se asume que la tubería de revestimiento está sujeta en la superficie, pero libre para moverse en la zapata guía. Las cargas a considerar son las siguientes:
  - *Peso en el aire:* Se define como el peso nominal de la tubería de revestimiento multiplicado por la longitud real.

$$Peso_{aire} [lb] = W \left[ \frac{lb}{pie} \right] \times Longitud\ real [pies] \dots\dots\dots Ecuación26$$

- *Flotación:* La flotación puede ser calculada utilizando el método de presión de área y se define, como la presión hidrostática multiplicada por las áreas seccionales cruzadas de la tubería de revestimiento. Cuando el mismo fluido se encuentra en el interior y exterior de la tubería de revestimiento (procedimiento de corrida de la tubería) la flotación se calcula:

$$F_{boyanza} = P_e \times (A_o - A_i) \dots\dots\dots Ecuación27$$

Dónde:

$P_e$  = Presión hidrostática en el fondo de la tubería de revestimiento [psi]

$A_o$  = Área del diámetro exterior [pul<sup>2</sup>]

$A_i$  = Área del diámetro interior [pul<sup>2</sup>]

Cuando existen diferentes fluidos en el interior y exterior de la tubería de revestimiento (durante la cementación) la flotación se calcula:

$$F_{boyanza} = (P_e \times A_o) - (P_i \times A_i) \dots\dots\dots Ecuación28$$

Dónde:

$P_e$  = Presión hidrostática externa en el fondo de la tubería de revestimiento [psi]

$P_i$  = Presión hidrostática interna en el fondo de la tubería de revestimiento [psi]

$A_o$  = Área del diámetro exterior [pul<sup>2</sup>]

$A_i$  = Área del diámetro interior [pul<sup>2</sup>]

- ✓ **Flexión:** Cuando la tubería es forzada zonas de presencia curvaturas, se presentan fuerzas de flexión. La fuerza de flexión es una carga de tensión que ocurre en la pared externa y cargas de compresión que ocurren en la pared interna, de la tubería de revestimiento. La fuerza de flexión es calculada utilizando la siguiente fórmula:

$$F_{flexión} = 64 * DLS * OD * W \dots\dots\dots Ecuación29$$

Dónde:

DLS = Severidad de las patas de perro (°/100 pies)

OD = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento (pul)

En pozos verticales nominales, podemos asumir que el DLS es de 1°/100 pies. Para pozos desviados, la fuerza de flexión únicamente aplica al punto donde existen curvaturas, es decir secciones internas.

- ✓ **Arrastre:** El arrastre es el resultado de la resistencia al movimiento entre el hueco y la tubería. Ocurre en pozos desviados y en huecos apretados. Por

la dificultad de su cálculo, este se realiza mediante el uso de simulación por computadora.

- ✓ **Choque:** La carga de choque es aquella que resulta del movimiento de la tubería de revestimiento mientras está siendo corrida dentro del hueco, cuando las cuñas son colocadas o cuando la tubería de revestimiento encuentra una capa en el fondo del agujero. Las cargas de choque son calculadas:

$$F_{choque} = 1780 \times V \times A_a \dots\dots\dots Ecuación 30$$

Dónde:

V = velocidad instantánea [pies/seg]

$A_a = A_o - A_i$  [pul<sup>2</sup>]

Se debe cuidar que la velocidad instantánea usada en estos cálculos no sea excedida durante las operaciones del equipo de perforación.

*Anclaje de la tubería de revestimiento:* tensión adicional aplicada a la tubería de revestimiento durante el proceso de fragüe del cemento (WOC). Esto está normalmente restringido a operaciones de plataformas, en donde la tensión es aplicada antes de colocar las cuñas en el cabezal de pozo.

- ✓ **Pandeo:** El potencial de pandeo existe cuando ocurre cualquiera de los siguientes escenarios:
  - Se incrementa la densidad interna del lodo.
  - Se incrementa la presión interna de superficie.
  - Se remueve el fluido anular o se reduce la densidad del lodo del espacio anular.
  - Se incrementa la temperatura de la tubería de revestimiento.

El pandeamiento en sí, no significa que la tubería de revestimiento ha fallado. Sin embargo, a medida que el pandeamiento se desarrolla en una forma helicoidal, esto puede promover una severidad incrementada de patas de perro y restringir la longitud de la desviación e incrementar el deterioro de la tubería de revestimiento. En general, para los pozos con profundidades mayores a 10.000 pies, los diseños de tubería de revestimiento deben ser evaluados en el impacto por pandeo. Los efectos

de pandeo pueden ser reducidos elevando el tope del cemento (reduciendo la cantidad de tubería no cementada) o incrementando la cantidad de tensión aplicada, antes de colocar las cuñas.

### 2.2.6 Diseño por Cargas Biaxiales

La resistencia al colapso referenciada por el fabricante de la tubería, es dada para las condiciones en las cuales esta se encuentra bajo cero cargas axiales. En las condiciones reales de operación, cada sección de tubería de revestimiento está sujeta a la acción combinada de presiones externas e internas y cargas axiales debido a su propio peso o al peso de las secciones inferiores de diferentes tuberías. Así como el efecto de colapso en la tubería representa una adición de tensión axial, tiene también el mismo efecto como una reducción en la resistencia a la cedencia del material. Por tal razón la resistencia a la cedencia ( $Y_{pa}$ ) de un esfuerzo axial para un grado equivalente está dado por:

$$Y_{pa} = \left[ \sqrt{\left(1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_a}{Y_{P2}}\right)\right)} - 0,5 \left(\frac{\sigma_a}{Y_P}\right) \right] Y_P \dots \dots \dots \text{Ecuación 31}$$

Dónde:

$\sigma_a$  = esfuerzo axial, psi

YP = mínima resistencia a la cedencia de la tubería, psi.

$Y_{pa}$  = resistencia a la cedencia para un grado equivalente en presencia de un esfuerzo axial, psi.

$$\sigma_a = \frac{\text{carga axial}}{\text{área transversal}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 32}$$

✓ **Procedimiento para determinar la resistencia al colapso bajo cargas biaxiales**

Para determinar la resistencia al colapso de la tubería, se requiere dos cálculos principales. Primero, determinar la resistencia a la cedencia del material cuando se encuentra bajo tensión. Segundo, usar este valor calculado de resistencia a la cedencia para determinar la resistencia al colapso del material para un modo de falla. A continuación se detalla el procedimiento utilizado:

1. Determinar el esfuerzo axial ( $\sigma_a$ ) soportado por la sección de tubería en evaluación.

- Determinar la resistencia a la cedencia de un grado equivalente en presencia de un esfuerzo axial,  $Y_{pa}$ . Bajo cero cargas axiales, el valor de  $Y_{pa}$  es igual al valor de resistencia a la cedencia dado por las tablas API suministradas por los fabricantes.
- Determinar la relación  $D/t$  para la sección de tubería en evaluación.
- Calcular los factores A, B, F, G y C, determinar el rango para el cual  $D/t$  es aplicable (ver **Figura 21**).
- De los cálculos anteriores determinar el modo de falla por colapso a aplicar y la ecuación a utilizar para el cálculo de la resistencia reducida de colapso (ver **Tabla 9**).

**Tabla 9.** Ecuaciones para cálculos de acuerdo al modo de falla por colapso

MODO DE FALLA	RANGO $D/t$ APLICABLE
ELÁSTICA	
$P_c = \frac{46,95 \times 10^{-6}}{\frac{D}{t} \left( \frac{D}{t} - 1 \right)^2}$	$\frac{D}{t} \geq \frac{2 + B/A}{3B/A}$
TRANSICIÓN	
$P_t = \left( \frac{F}{D/t} - G \right) YP$	$\frac{YP(A-F)}{C + YP(B-G)} \leq \frac{D}{t} \leq \frac{2 + B/A}{3B/A}$
PLÁSTICA	
$P_p = YP \left( \frac{A}{D/t} - B \right) - C$	$\frac{[(A-2)^2 + 8(B + C/YP)]^{1/2} + (A-2)}{2(B + C/YP)} \leq \frac{D}{t}$ $\leq \frac{YP(A-F)}{C + YP(B-G)}$
YIELD	
$P_y = 2YP \frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2}$	$\frac{D}{t} \leq \left[ \frac{(A-2)^2 + 8(B + C/YP)^{1/2} + (A-2)}{2(B + C/YP)} \right]$

**Fuente.** RABIA, Hussain. Fundamentals of casing design. Volumen 1

Dónde:

$$A = 2,8762 + 0,10679x10^{-6}YP + 0,21301x10^{-10}YP^2 - 0,53132x10^{-16}YP^3$$

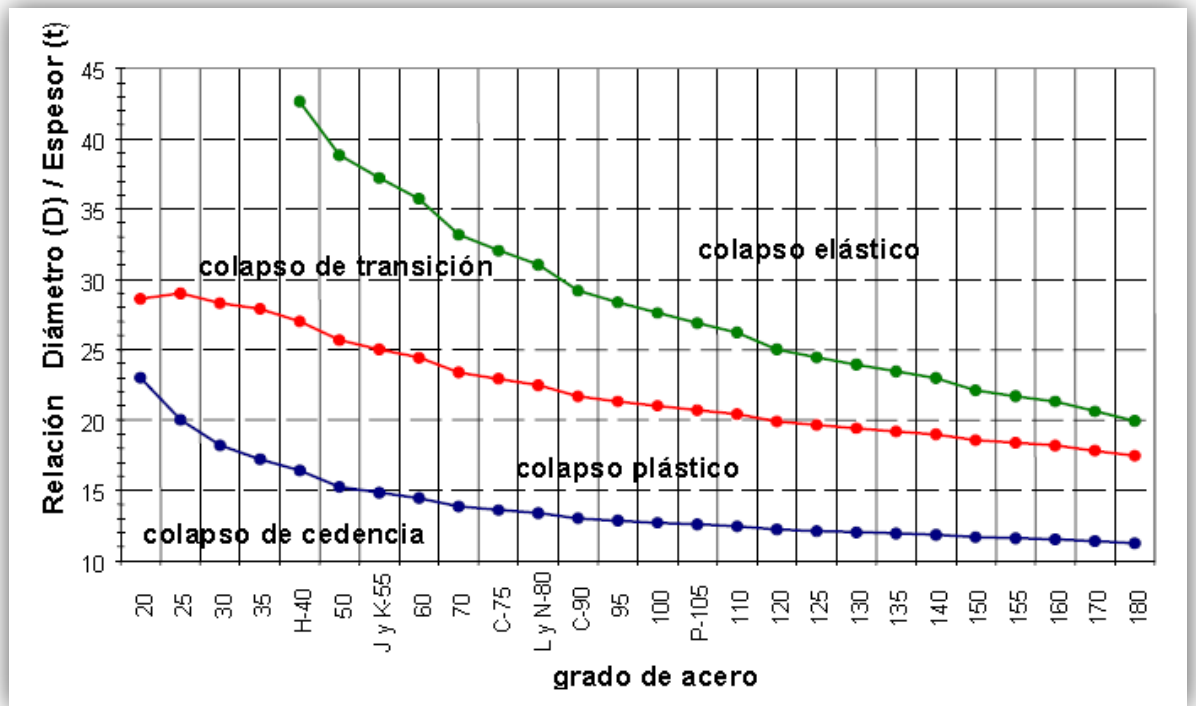
$$B = 0,026233 + 0,50609x10^{-6}YP$$

$$C = -465,93 + 0,030867YP - 0,10483x10^{-7}YP^2 + 0,36989x10^{-13}YP^3$$

$$F = \frac{\left[ 46,95x10^6 \left( \frac{3^{B/A}}{2^{B/A}} \right)^3 \right]}{\left[ YP \left( \frac{3^{B/A}}{2^{B/A}} - B/A \right) \left( 1 - \frac{3^{B/A}}{2^{B/A}} \right)^2 \right]}$$

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

Figura 21. Modos de falla para colapso



**Fuente.** Conceptos sobre las propiedades de las tuberías y normas del API que debe considerar el usuario para su diseño. Tenaris Tamsa

### 2.2.6 Diseño triaxial

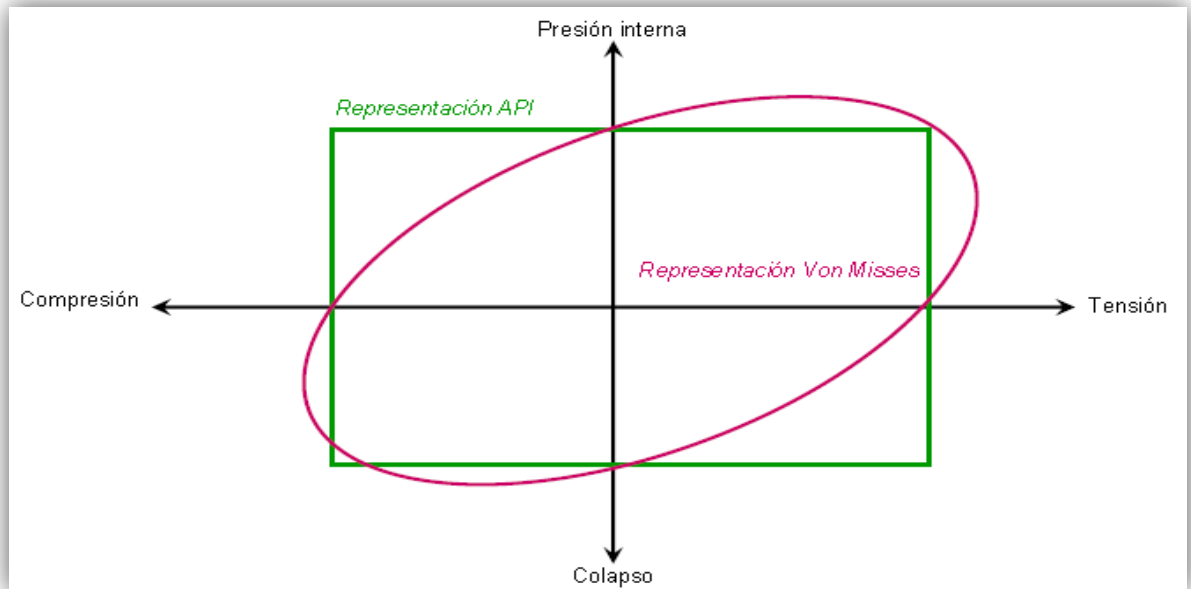
Las cargas de colapso, estallido y tensión, en la mayoría de cálculos asumen que los esfuerzos se encuentran en una sola dirección simple o uniaxial. En la práctica,

las cargas de servicio generan esfuerzos triaxiales. Los tres esfuerzos principales para tubería de revestimiento son:

- Axial ( $\sigma_a$ )
- Radial ( $\sigma_r$ )
- Cortante ( $\sigma_t$ )

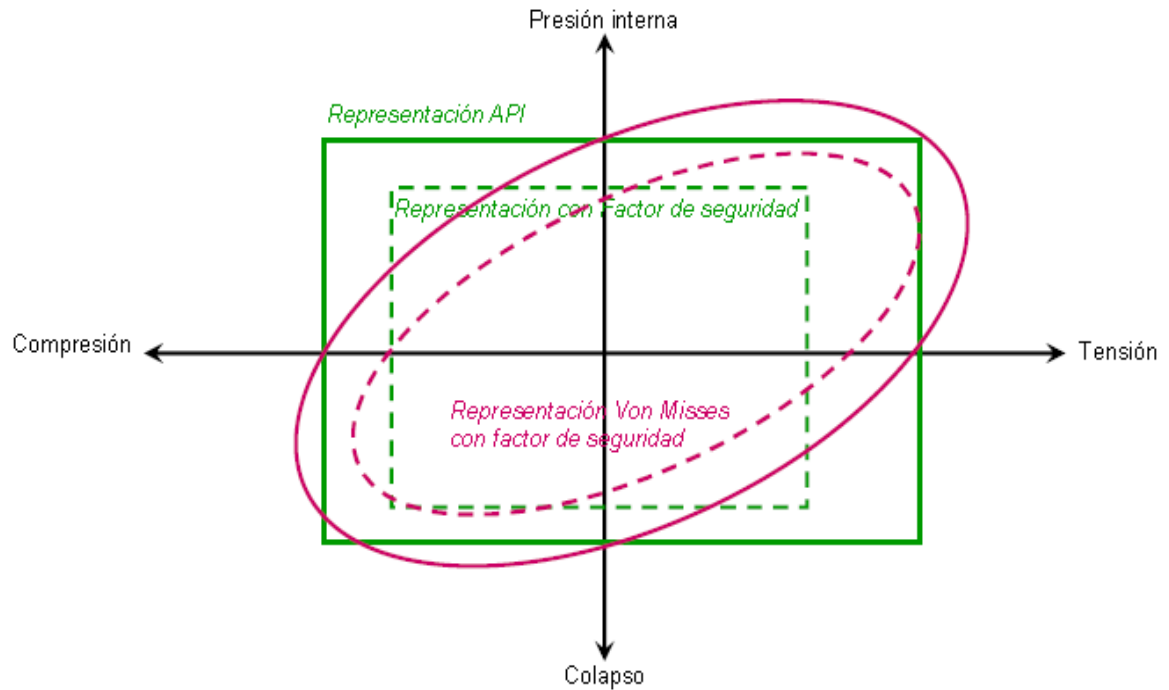
La teoría recomendada para calcular el esfuerzo triaxial es conocida como la teoría de Von Mises. Esta teoría consiste en definir un esfuerzo equivalente ( $\sigma_{vme}$ ) y relacionar este esfuerzo al mínimo especificado de resistencia de esfuerzo ( $\sigma_y$ ) para cada tubería de revestimiento (ver **Figuras 22 y 23**).

**Figura 22.** Representación gráfica del cuerpo del tubo



**Fuente.** Diseño de tuberías de revestimiento. Tenaris Tamsa

**Figura 23.** Representación gráfica del cuerpo del tubo con factores de seguridad



**Fuente.** Diseño de tuberías de revestimiento. Tenaris Tamsa

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

- ✓ Presión de poro esperada > 12.000 psi.
- ✓ Temperatura > 250 °F.
- ✓ Presencia de H<sub>2</sub>S.
- ✓ OD/t < 15

### 2.3 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO Y SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Como se indicó a lo largo de este Capítulo, el diseño y selección de la tubería de revestimiento es un proceso amplio y cuidadoso que requiere la consideración de diferentes aspectos, con el objetivo de lograr un diseño óptimo.

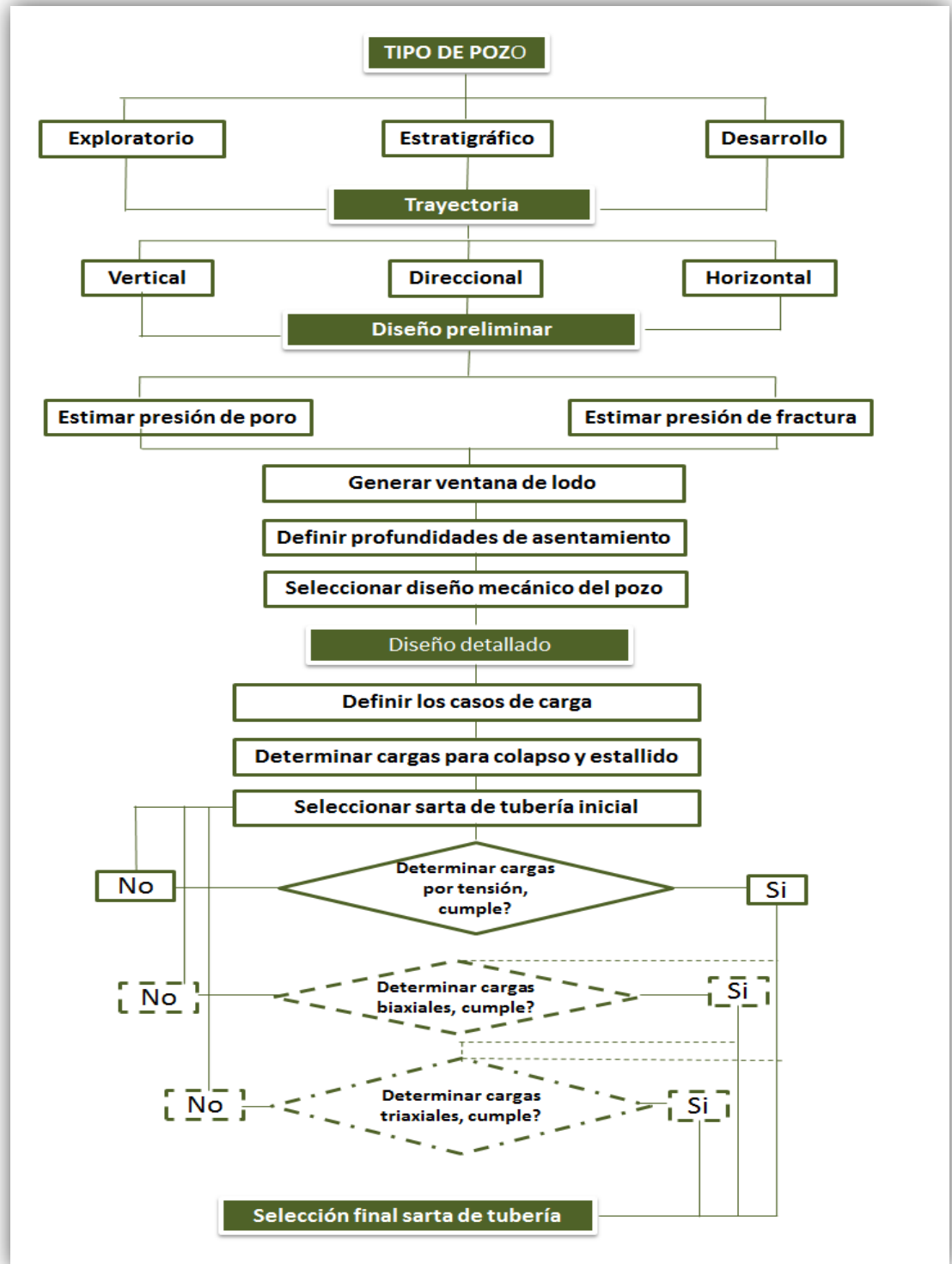
Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se estructuró una metodología (ver **Figura 24**) que relacione de manera ordenada cada uno de los aspectos importantes relacionados con el diseño de la tubería y sirva de guía para su desarrollo. La metodología contempla las principales consideraciones de diseño e incluye información general a evaluar, con el objetivo obtener un diseño seguro, funcional y enmarcado en un escenario económico favorable.

La metodología se divide en tres etapas:

1. La selección del tipo de pozo y definición de la trayectoria, en la cual se consideran requerimientos operacionales, objetivos de diseño y condiciones especiales a las que estará expuesta la tubería.
2. Diseño preliminar, donde se presentan los aspectos a tener en cuenta para la selección de las profundidades de asentamiento y definición de la geometría del pozo.
3. Diseño detallado, en la que se indican las consideraciones para la selección de las propiedades mecánicas y físicas de las tuberías, a partir del cálculo de cargas.

El diseño de la tubería de revestimiento del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, se realizó siguiendo la metodología planteada (ver Capítulo 4).

Figura 24. Diagrama de flujo, metodología para el diseño y selección de tuberías de revestimiento



### **3. GENERALIDADES POZO ANH-BVTURA-1-ST-P**

El pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, es un pozo estratigráfico, vertical, el cual será perforado hasta una profundidad total de 12.100 pies.

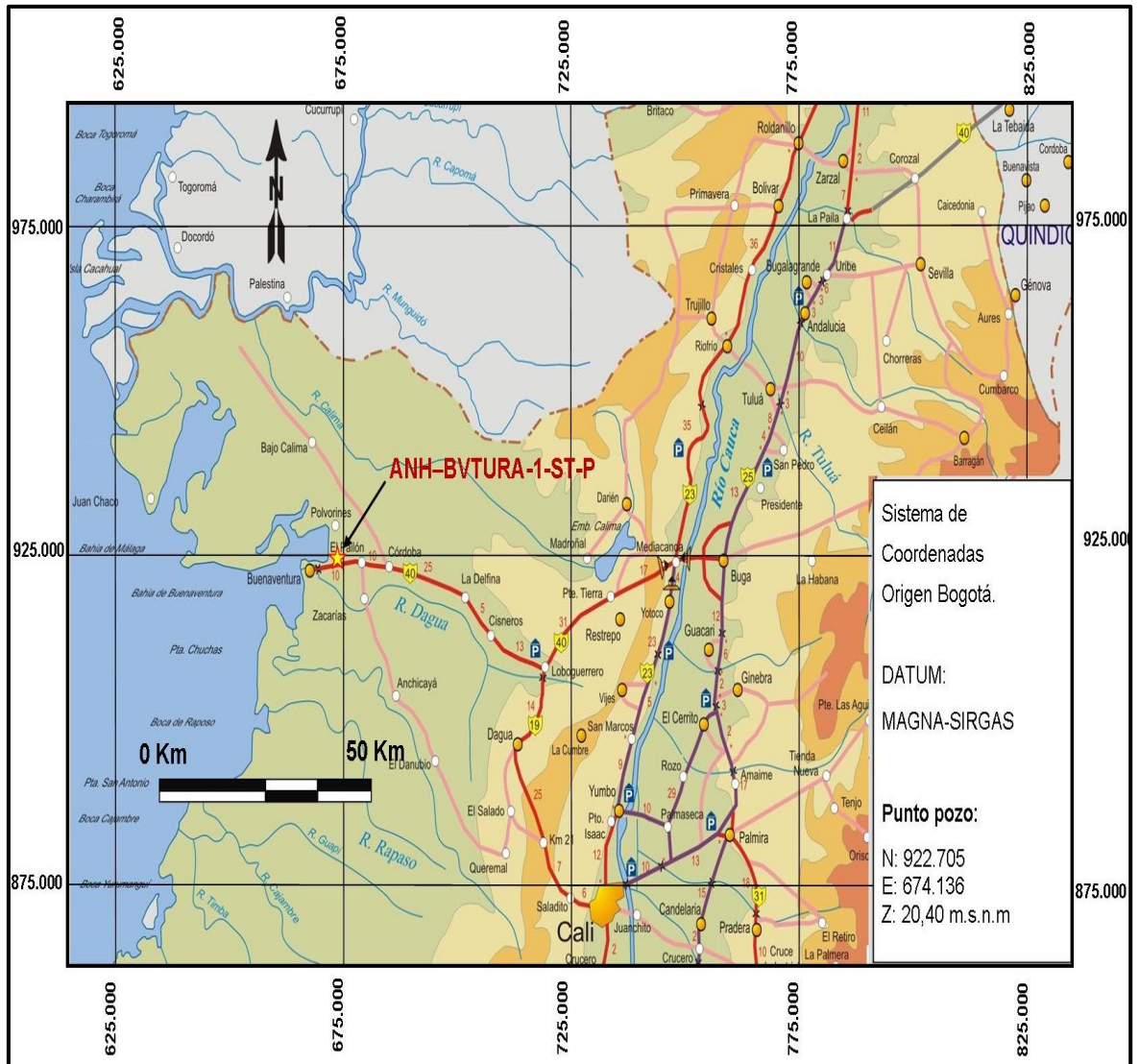
#### **3.1 OBJETIVO DEL POZO**

Tomar 2.000 pies de corazón en diferentes intervalos mediante la perforación de un pozo vertical hasta una profundidad final de 12.100 pies, registrarlo y abandonarlo.

#### **3.2 LOCALIZACIÓN DEL POZO**

El pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P, se encuentra localizado aproximadamente a 6,5 kilómetros del casco urbano principal del municipio de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca (ver **Figura 25**), en el barrio Isla de la Paz, perteneciente a la comuna 6. El pozo se ubica en la margen izquierda tomando la ruta que lleva de Buenaventura a Cali, en el barrio Isla de la Paz, a unos 6,5 kms del casco urbano de Buenaventura, desde este punto se construirá un pequeño acceso de 60 metros para ingresar a la locación del pozo.

**Figura 25.** Localización del pozo Estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P



**Fuente.** Grupo proyecto pozos profundos, UIS

Las condiciones meteorológicas generales de la zona de ubicación del proyecto son:

- ✓ Altura promedio (cabecera Urbana): 7 msnm.
- ✓ Temperatura media: 29 °C.

### 3.3 INFORMACION GEOLOGICA

#### 3.3.1 Generalidades Cuenca Tumaco

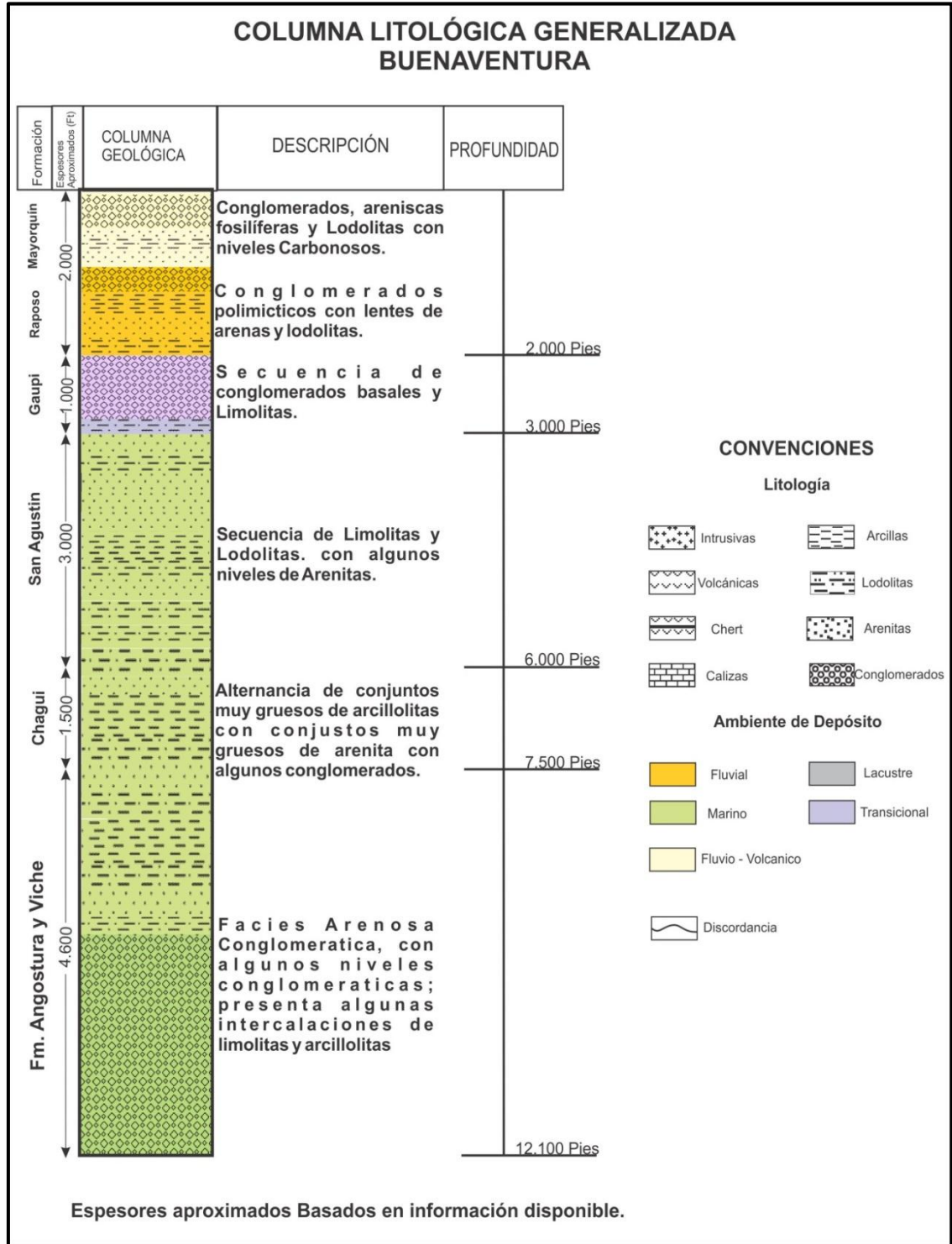
La Cuenca Tumaco *Onshore* se encuentra en la región Suroeste de Colombia. Sus límites son al Norte el sistema de Fallas de Garrapatas, al sur la frontera con el Ecuador, al Oeste limita con el Océano Pacífico y al Este con el límite Occidental de la Cordillera Occidental.

La Cuenca Antearco Tumaco está compuesta por una megasecuencia Premiocénica y tres secuencias posteriores al Mioceno Inferior, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos de plataforma y talud. A pesar de que la información estratigráfica obtenida de los cinco pozos exploratorios perforados en esta cuenca no ha permitido la definición formal de unidades litoestratigráficas, se logró identificar espesores de depósitos clásticos separados por inconformidades que pueden alcanzar hasta 9 (?) kilómetros de espesor. Las unidades diferenciadas son: Mioceno Tardío a Plioceno Temprano, Mioceno Medio Alto a Mioceno Tardío, Mioceno Medio y Oligoceno Medio basal. De la escasa información disponible a la fecha se deducen unos espesores considerables de depósitos pos-Oligocenos.

La Cuenca Tumaco tiene una longitud aproximada de 150 kilómetros en su dimensión más extensa, orientada N-NE y tiene apenas 30 kilómetros de ancho en promedio. Su flanco Occidental está afectado por al menos un alto estructural que controla la geometría de la cuenca y la separa en dos áreas, una predominantemente costa adentro (on-shore) y otra totalmente costa afuera (off-shore).

Con las descripciones realizadas por diferentes autores se estima de una forma muy general la situación litológica presente en el pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P y que se compila en la columna estratigráfica (ver **Figura 26**). En ésta se describen los espesores que se encontrarán en la perforación, así como las diferentes capas lito estratigráficas.

**Figura 26.** Columna estratigráfica y espesores aproximados esperados en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P



**Fuente.** Grupo Geología proyecto pozos profundos, UIS.

### 3.3.2 Prognosis Geológica

#### 1. Objetivo geológico del pozo

El objetivo del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P es atravesar las Formaciones Mayorquin, Raposo, Guapi, San Agustín, Chagüí, Angostura y Viche. Esta secuencia descrita para la zona de Tumaco, se presenta en los pozos perforados Tambora-1, Chagüí-1, Majagua-1, Remolino Grande-1 y Sandi-1.

#### 2. Profundidad total estimada del pozo

El pozo ANH-BVTURA-1-ST-P alcanzará una profundidad estimada de 12.100 pies, medidos a partir de la mesa rotaria. La referencia de espesores es tomada a partir de la información de la geología de superficie y se describen a partir de la información bibliográfica de las localidades tipo de cada una de las formaciones y están sujetas a la interpretación de la línea sísmica TB-1991-1130. También se le incorpora la información geológica obtenida de los pozos perforados en la cuenca para obtener el estimativo de espesor de las mismas formaciones en profundidad. Los pozos utilizados son: Chagui-1, Majagua-1, Remolino Grande-1, Sandi-1 y Tambora-1. Estas profundidades se describen en la **Tabla 10**.

**Tabla 10.** Prognosis geológica pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

FORMACIÓN	PROF. APROX. (TOPES, PÍES)	ELEVACIÓN SOBRE EL NIVEL DEL MAR		ESPESOR (pies)
		m	pies	
Mayorquin	0	20,40	67	900
Raposo	-900	-254	-833	1.100
Guapi	-2.000	-589	-1.933	1.000
San Agustín	-3.000	-918	-2.933	3.000
Chagüí	-6.000	-1.808	-5.933	1.500
Angostura y Viche	-7.500	-2.265	-7.433	4.600

**Fuente.** Grupo geología proyecto pozos profundos, UIS

#### 3. Informe geológico y geofísico que justifican la perforación

Dentro de los proyectos de mejoramiento del conocimiento geológico en cuencas fronteras para prospección de hidrocarburos por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se ha identificado una secuencia sedimentaria en superficie en el área del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P que merece ser estudiada para conocer las características del posible sistema petrolífero presente en la zona.

El presente trabajo se basa en información bibliográfica que incluye estudios de reconocimientos de campo y la interpretación de las líneas sísmicas en programas realizados para la zona del proyecto.

**Fm. Mayorquín:** Conglomerados basales y areniscas localmente fosilíferas interestratificadas con lodolitas. Ocasionalmente se observan restos de madera, hojas y lentes de carbón de 5 a 10 cm de espesor. Espesores no definidos.

**Fm. Raposo:** Conglomerados y niveles lenticulares de arenas y lodolitas, poco consolidados, con esporádico contenido de restos de madera y hojas. Están compuestos por guijos subangulosos a subredondeados y mal seleccionados de rocas volcánicas básicas (basaltos, diabasas), rocas plutónicas, y sedimentitas.

**Ambiente:** Estas dos Formaciones presentan un ambiente continental de abanicos aluviales con influencia marina en su parte distal.

**Fm. Guapi:** Conformada por una serie de conglomerados, arcillas y lutitas con restos vegetales frecuentes, localmente con intercalaciones marinas salobres y niveles de tobas resedimentadas, caracterizadas por colinas bajas de cimas agudas. La edad es Plioceno.

**Fm. San Agustín y Fm. Chagüí:** Consta de conglomerados en la parte basal de 40m de espesor, con contenido de guijarros de tipo volcánicos, seguidos de unos 35m de sedimentos arenosos y limosos de aspecto masivo con lamelibranquios, gasterópodos y escafópodos. Las areniscas son generalmente grano decreciente, feldespáticas - líticas pobremente clasificadas con abundante contenido de cuarzo angular (Evans y Whittaker, 1982). La Formación está interpretada yaciendo discordante sobre la Fm Viche.

**Fm. Angostura y Fm. Viche:** Está formada por arcillolita parda, a veces limolítica, con nódulos y bancos lenticulares de calizas y algunos bancos arenosos. La microfauna es abundante y visible a la lupa en el campo. Localmente se presentan arcillolitas gris verdosas y gris azuladas fosilíferas y en parte tobáceas.

#### **4. Geología estructural**

En las rocas del Departamento del Valle se reconocen al menos tres fases de deformación: la primera (D1), intrínseca a las rocas paleozoicas del Oriente Colombiano, corresponde al evento de generación de rocas metamórficas y se

explica en la discusión sobre el metamorfismo. La segunda (D2), notable en las rocas cretácicas de la PLOCO, se evidencia por el desarrollo de una marcada foliación o clivaje milonítico (S1). La tercera fase (D3), que afecta todas las rocas pre-pliocénicas, se manifiesta en las rocas metamórficas Paleozoicas y en aquellas de la PLOCO por la presencia de fallas inversas de vergencia E-W acompañadas de plegamiento suave de los planos de foliación S1; y en las rocas terciarias por pliegues amplios convergencia hacia el Occidente. La foliación o clivaje S1, el rasgo característico de la fase de deformación D2, se desarrolla por un mecanismo deplegamiento de deslizamiento por flexión y se presenta en etapas sucesivas que incluyen transposición de la estratificación y desarrollo de foliación orientada paralelamente a las superficies axiales de pliegues isoclinales (Niviaet *al.*, 1997). La fase D2 se puede reconocer también por el ahorcamiento de las charnelas de estos pliegues, el budinamiento de los estratos competentes y la reorganización, en estado viscoso, de las fábricas originales sin involucrar recristalización significativa. Sin embargo, la reorganización de las fábricas parece depender de la facilidad que presenten las rocas para adquirir clivajes de acuerdo a su mayor o menor grado de competencia- y ha conducido a la formación de un amplio espectro de milonitas.

En rocas incompetentes, como lodolitas y wacas, donde la presencia de foliación es ubicua, llega incluso a obliterar la superficie de estratificación. En las arenitas líticas la deformación genera comúnmente pliegues menores asimétricos y adicionalmente se observa en estas rocas una reorganización intergranular consistente en un estiramiento de los componentes de la fábrica. En el caso de las rocas de mayor competencia, como basaltos y arenitas cuarzosas, es menos común la deformación penetrativa, especialmente si estas se presentan en intervalos o secuencias muy espesas. En caso de intercalaciones espesas de arenitas líticas duras (más competentes) y lodolitas (menos competentes) se observa que mientras que las arenitas no presentan desarrollo de clivaje, la textura de las lodolitas ha sido completamente reorganizada. La fase de deformación se reconoce con facilidad en las rocas cenozoicas, por la presencia de estructuras de vergencia Este-Oeste que se manifiesta como pliegues amplios y fallas normalmente inversas.

#### **4. DISEÑO DETALLADO POZO ANH-BVTURA-1-ST-P**

El diseño se realizó con base en la metodología planteada para el diseño y selección de tuberías de revestimiento (ver Capítulo 2).

El pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, es un pozo estratigráfico, vertical, cuyo objetivo principal es el conocimiento geológico de la Cuenca Tumaco. Por tal razón, el pozo una vez terminada la perforación será abandonado.

Considerando el objetivo del pozo, para el diseño de la tubería no se tendrá en cuenta requerimientos operacionales relacionados con la instalación posterior de completamientos o futuras intervenciones a pozo. Adicionalmente al ser un pozo vertical, se obviara en las consideraciones de diseño la posibilidad de desviación en gran parte de la trayectoria planeada.

Siguiendo la metodología planteada, a continuación se presentan las etapas de diseño preliminar y detallado del pozo.

##### **4.1 CÁLCULO PRESIÓN DE FORMACIÓN**

El punto de partida para el diseño de la tubería de revestimiento es la estimación de la presión de formación de las diferentes zonas a atravesar en la trayectoria del pozo y la identificación de aquellas que puedan presentar problemas. Para el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, el cálculo estimado de la presión de formación se llevó a cabo a partir de la información existente de los pozos vecinos perforados en la cuenca Tumaco a largo de estos años y los cuales guardan condiciones geológicas similares. Hasta el momento en la cuenca Tumaco se han perforado cinco (5) pozos: Majagua-1, Chagüi-1, Tambora-1, Sandi-1 y Remolino Grande-1, de los cuales dos (2) se perforaron offshore.

Como primer paso se realizó una evaluación cualitativa de los reportes encontrados para cada uno de los pozos anteriormente mencionados tanto en el área geológica como operativa, de los cuales se rescataron los eventos significativos que puedan ser un indicativo de presencia de zonas problemas. Con base en lo encontrado en los reportes detallados de perforación se reportó presencia de gas en la mayoría de los casos en zonas ubicadas a profundidades

mayores a 8.000 pies. Dichos eventos no colocaron en situación de riesgo la operación y fueron manejados adecuadamente.

En segunda instancia se evaluaron las densidades de los lodos utilizados durante la perforación de los pozos, las cuales oscilan entre 9 lpg y 18 lpg. El incremento súbito en peso de lodo fue ocasionado principalmente por problemas de estabilidad de las formaciones e insuficiente limpieza, más no por presencia de formaciones con presiones anormales que obligaran un incremento en la densidad para el control de las mismas.

Considerando el comportamiento registrado durante la perforación de los pozos vecinos se observó que las presiones de formación encontradas en la trayectoria de estos, permanecieron en los rangos normales y contemplando la similitud con la geología esperada en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, se podría suponer que el comportamiento esperado sea similar.

Una vez realizado el análisis cualitativo de la información existente, se desarrolló un análisis cuantitativo con el objetivo de calcular los valores de presión de poro estimados para cada una de las formaciones a atravesar y así poder evaluar las cargas que soportará la tubería de revestimiento durante las operaciones de perforación. Para el cálculo de la presión de formación se tuvo en cuenta.

1. Cálculo de la densidad de la roca (bulk density):
  - ✓ A partir de los ripios.
  - ✓ A partir de tiempos de tránsito sínico.
  - ✓ A partir de los registros (perfiles) de densidad.
2. Cálculo de la presión de sobrecarga.
3. Determinar tendencias anormales de compactación: se pueden establecer tendencias para muchos parámetros, aunque la herramienta principal durante la perforación, es el exponente de perforación corregido (dc). El registro sínico se puede usar, con frecuencia, para calificar el exponente de perforación corregido, especialmente en el caso de huecos desviados, brocas PDC, etc.
4. Contemplar cambios de desplazamiento de la tendencia normal de compactación (NCT).

A continuación se describe el proceso desarrollado para el cálculo de la presión de formación del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P:

### 1. Cálculo de la densidad de la roca (bulk density)

Los valores de densidad de la roca se obtuvieron de registros eléctricos corridos en los pozos vecinos, comparando las litologías registradas, con las esperadas en el pozo en estudio. En la **Tabla 11**, se presentan los valores de densidad de lroca obtenidos.

**Tabla 11.** Valores densidad de la roca, pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

Profundidad [ft]	$\rho_b$ [gr/cc]	Formación
500	2,05	Mayorquín/Raposo
1000	2,05	
1500	2,05	
2000	2,05	
2500	2,05	
3000	2,05	Guapí
3500	2,22	San Agustín
4000	2,45	
4500	2,45	
5000	2,5	
5500	2,45	
6000	2,4	
6500	2,6	Chagüi
7000	2,42	Angostura/Viche
7500	2,42	
8000	2,42	
8500	2,42	
9000	2,42	
9500	2,42	
10000	2,42	
10500	2,42	
11000	2,42	
11500	2,42	
12000	2,42	

### 2. Cálculo presión de sobrecarga

Como se indicó en el Capítulo 2, el esfuerzo de sobrecarga ejercido a cualquier profundidad es una función de la densidad total de los sedimentos

suprayacentes, por lo tanto los cálculos de gradiente de sobrecarga, se basan en el valor promedio de densidad de la roca de un intervalo dado de profundidades. En la **Tabla 12**, se presentan los valores de presión de sobrecarga calculados para cada una de las formaciones presentes en el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, mediante la ecuación 9.

**Tabla 12.** Valores presión de sobrecarga pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

Profundidad [pies]	Profundidad [m]	$\rho_b$ [gr/cc]	S[Kpa]	S[psi]	Grad. S [psi/pie]	Formación
500	152,4	2,05	3065	444	0,89	<b>Mayorquín/Raposo</b>
1.000	304,8	2,05	6130	889	0,89	
1.500	457,2	2,05	9195	1333	0,89	
2.000	609,6	2,05	12259	1778	0,89	
2.500	762,0	2,05	15324	2222	0,89	<b>Guapí</b>
3.000	914,4	2,05	18389	2666	0,89	
3.500	1066,8	2,22	21708	3148	0,90	<b>San Agustín</b>
4.000	1219,2	2,45	25371	3679	0,92	
4.500	1371,6	2,45	29034	4210	0,94	
5.000	1524,0	2,5	32771	4752	0,95	
5.500	1676,4	2,45	36434	5283	0,96	
6.000	1828,8	2,4	40022	5803	0,97	<b>Chagüi</b>
6.500	1981,2	2,6	43909	6367	0,98	
7.000	2133,6	2,42	47527	6891	0,98	
7.500	2286,0	2,42	51145	7416	0,99	<b>Angostura/Viche</b>
8.000	2438,4	2,42	54763	7941	0,99	
8.500	2590,8	2,42	58381	8465	1,00	
9.000	2743,2	2,42	61999	8990	1,00	
9.500	2895,6	2,42	65617	9515	1,00	
10.000	3048,0	2,42	69235	10039	1,00	
10.500	3200,4	2,42	72853	10564	1,01	
11.000	3352,8	2,42	76472	11088	1,01	
11.500	3505,2	2,42	80090	11613	1,01	
12.000	3657,6	2,42	83708	12138	1,01	

### 3. Cálculo presión de formación

Como se explicó anteriormente, existen varios métodos para estimar la presión de formación mediante el uso de correlaciones matemáticas. Para el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, con base en los parámetros operacionales reportados en las actividades de perforación de los pozos vecinos se utilizó la correlación de Eaton para el cálculo de la presión de formación a partir de los valores del exponente de perforación corregido “dc”.

En la **Tabla 13**, se presentan los datos recopilados de los reportes de perforación del pozo Majagua-1 y los valores calculados del exponente de perforación “d” mediante la ecuación 17.

**Tabla 13.** Parámetros de perforación, pozo Majagua-1

Pies perforados	Profundidad [pies]	OD broca [pulg]	ROP [pies/h]	WOB [lbs]	RPM	d
134	134	17,5	16,75	5000	100	1,036
126	260	17,5	19,4	5000	120	1,042
590	850	17,5	72,06	20000	110	1,053
2.270	2.530	17,5	72,06	20000	110	1,053
220	2.750	12,25	56,5	15000	110	1,128
1.100	3.850	12,25	56,5	15000	110	1,128
720	4.570	12,25	56,5	15000	110	1,128
134	4.704	12,25	56,5	15000	110	1,128
1.673	6.377	12,25	42,35	25000	95	1,322
854	7231	12,25	23	25000	85	1,456
486	7717	12,25	20,68	30000	100	1,608
420	8.137	12,25	13,55	25000	110	1,668
563	8.700	12,25	11,04	25000	105	1,711
385	9.085	12,25	13,14	35000	90	1,784
356	9.441	12,25	10,5	35000	90	1,851
265	9.706	12,25	11,3	35000	85	1,812
212	9.918	8,50	16,3	30000	85	1,817
155	10.073	8,50	13,84	30000	80	1,850
115	10.188	8,50	7,67	35000	60	2,045
260	10.448	8,50	11,82	35000	80	1,997
439	10.887	8,50	12,2	30000	85	1,909

**Tabla 13.** (Continuación)

Pies perforados	Profundidad [pies]	OD broca [pulg]	ROP [pies/h]	WOB [lbs]	RPM	d
43	10.930	8,50	4,42	20000	80	1,960
230	11.160	8,50	4,6	15000	80	1,803
86	11.246	8,50	7,48	20000	80	1,812
242	11.488	8,50	5,98	25000	65	1,938
38	11.526	8,50	3,04	15000	90	1,941
522	12.048	8,50	6,7	25000	75	1,947

Calculado el exponente de perforación "d", es conveniente corregirlo, debido al efecto producido por el cambio en las densidades del lodo utilizado durante la perforación. El cálculo del exponente de perforación corregido "dc" se realizó utilizando la ecuación 18. En la **Tabla 14**, se presentan los valores calculados.

**Tabla 14.** Cálculos exponente de perforación corregido "dc"

Profundidad [pies]	Exponente "d"	Densidad de lodo [lpg]	Exponente corregido "dc"
134	1,036	8,7	1,060
260	1,042	8,6	1,079
850	1,053	8,6	1,090
2.530	1,053	9,3	1,030
2.750	1,128	9,3	1,103
3.850	1,128	8,9	1,046
4.570	1,128	9,6	1,079
4.704	1,128	9,3	1,079
6.377	1,322	9,3	1,238
7231	1,456	9,3	1,322
7717	1,608	9,3	1,445
8.137	1,668	9,3	1,515
8.700	1,711	9,3	1,538
9.085	1,784	10,8	1,470
9.441	1,851	10,8	1,471
9.706	1,812	10,8	1,390
9.918	1,817	11,5	1,394

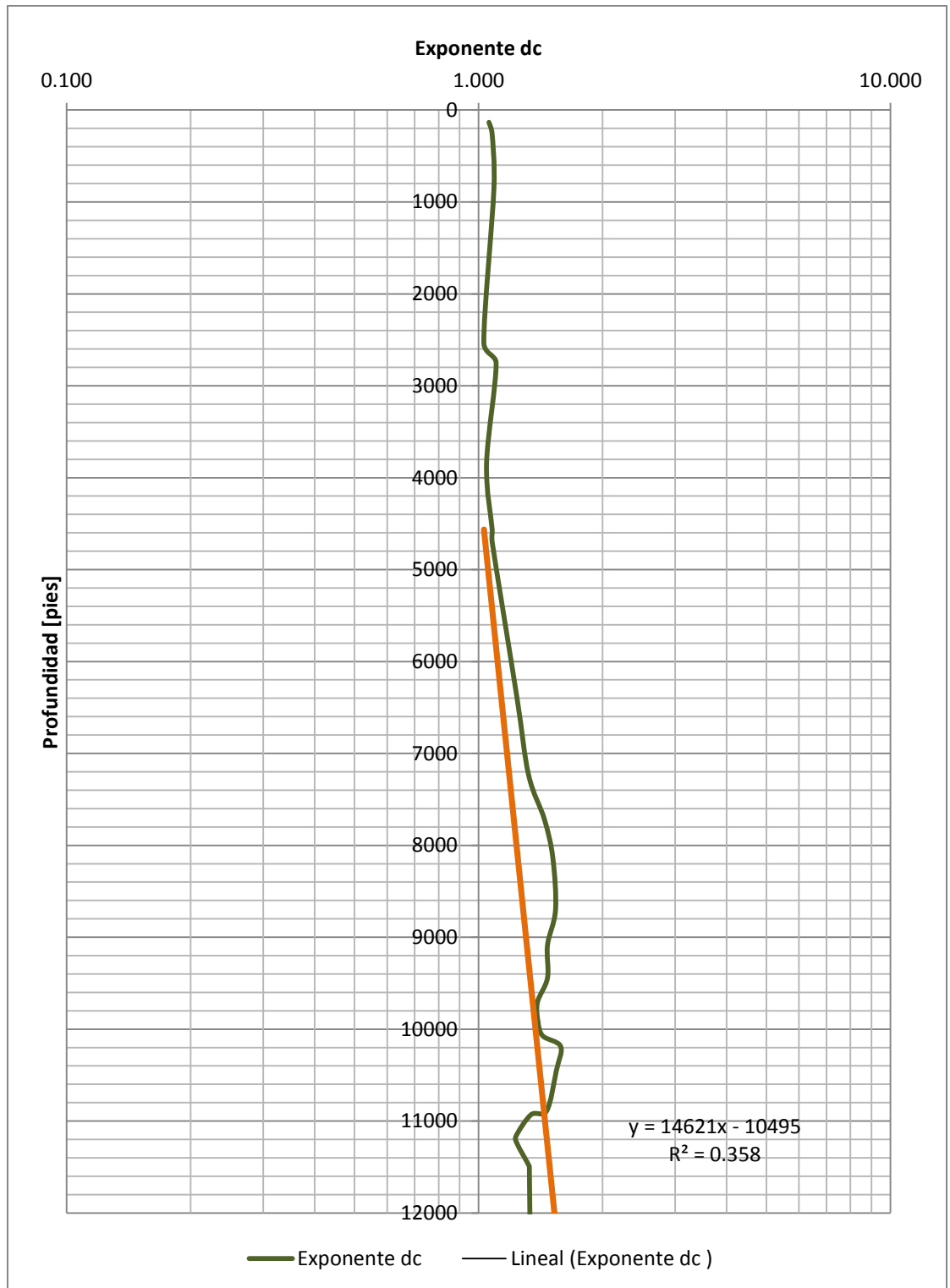
**Tabla 14.** (Continuación)

Profundidad [pies]	Exponente “d”	Densidad de lodo [lpg]	Exponente corregido “dc”
10.073	1,850	11,5	1,432
10.188	2,045	11,5	1,583
10.448	1,997	11,5	1,546
10.887	1,909	11,5	1,465
10.930	1,960	13	1,342
11.160	1,803	13	1,234
11.246	1,812	13	1,241
11.488	1,938	13	1,327
11.526	1,941	13	1,329
12.048	1,947	13	1,333

Calculados los valores del exponente de perforación corregido “dc”, se grafican dichos valores Vs la profundidad, en escala semi-logarítmica, con el objetivo de encontrar la línea de tendencia normal, la cual permite identificar zonas de presiones anormales y obtener el exponente “dc normal”. La línea de tendencia normal debe inclinarse a la derecha a nivel que se profundizan las zonas, lo cual es un reflejo del incremento en la densidad de las formaciones, disminución en la porosidad y reducción de la perforabilidad.

A continuación se presenta la representación gráfica del exponente de perforación corregido “dc” (ver **Figura 27**) y la línea de tendencia normal obtenida.

Figura 27. Representación gráfica exponente dc



Con base en la línea de tendencia normal derivada de los valores graficados del exponente de perforación corregido “ $dc_{\text{observado}}$ ”, se realizó el cálculo de los valores del exponente de perforación normal “ $dc_{\text{normal}}$ ” utilizando una regresión lineal.

En la **Tabla 15**, se presentan los valores del exponente “ $dc_{\text{normal}}$ ” calculados.

**Tabla 15.** Cálculo exponente de perforación " $dc_{\text{normal}}$ "

Profundidad	$dc_{\text{observado}}$	$dc_{\text{normal}}$
134	1,060	0,73
260	1,079	0,74
850	1,090	0,78
2.530	1,030	0,89
2.750	1,103	0,91
3.850	1,046	0,98
4.570	1,079	1,03
4.704	1,079	1,04
6.377	1,238	1,15
7231	1,322	1,21
7717	1,445	1,25
8.137	1,515	1,27
8.700	1,538	1,31
9.085	1,470	1,34
9.441	1,471	1,36
9.706	1,390	1,38
9.918	1,394	1,40
10.073	1,432	1,41
10.188	1,583	1,41
10.448	1,546	1,43
10.887	1,465	1,46
10.930	1,342	1,47
11.160	1,234	1,48
11.246	1,241	1,49
11.488	1,327	1,50
11.526	1,329	1,51
12.048	1,333	1,54

Hallados los parámetros requeridos por la correlación de Eaton se procede a reemplazar en la ecuación 19, y calcular los valores de presión de formación para cada una de las profundidades propuestas.

**Nota:** Teniendo en cuenta la gráfica del exponente de perforación corregido "dc" y evaluando la línea de tendencia obtenida, se observó una desviación causada por la disminución en los valores del exponente de perforación a partir de los 10.500 pies aproximadamente. Dicha disminución puede representar una zona de presión anormal (sobrepresión), al presentarse una reducción en el nivel de compactación de la roca a mayores profundidades (ver Capítulo 2, tendencia normal de compactación), ocasionando un incremento en la tasa de penetración y por lo tanto reducción en el exponente de perforación. Por lo tanto, contemplando el comportamiento registrado, el cálculo de los valores de presión de formación se llevará a cabo a partir del inicio de la desviación de la tendencia normal de compactación (10.500 pies, aproximadamente). Para las profundidades inferiores se asumirá un gradiente normal de formación (0,465 psi/pie aproximadamente). En la **Tabla 16**, se presentan los valores de presión de formación calculados.

**Tabla 16.** Valores de presión de formación estimados pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

Profundidad (pies)	Gradiente de formación (psi/pie)	Presión de formación (psi)
134	0,465	62
260	0,465	121
850	0,465	395
2.530	0,465	1.176
2.750	0,465	1.279
3.850	0,480	1.848
4.570	0,480	2.194
4.704	0,480	2.258
6.377	0,480	3.061
7231	0,480	3.471
7717	0,490	3.781
8.137	0,490	3.987
8.700	0,490	4.263

**Tabla 16.** (Continuación)

Profundidad (pies)	Gradiente de formación (psi/pie)	Presión de formación (psi)
9.085	0,490	4.452
9.441	0,490	4.626
9.706	0,490	4.756
9.918	0,500	4.959
10.073	0,500	5.037
10.188	0,520	5.298
10.448	0,520	5.433
10.887	0,520	5.661
10.930	0,554	6.053
11.160	0,604	6.736
11.246	0,604	6.792
11.488	0,579	6.648
11.526	0,579	6.675
12.048	0,594	7.159

#### 4. Cálculo presión de fractura

El cálculo del gradiente de fractura para el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, se llevó a cabo mediante el método de Hubbert & Willis (ver Capítulo 2). Se reemplazaron los valores de presión de formación calculados y los valores de la relación de Poisson para los diferentes tipos de roca, teniendo en cuenta la prognosis geológica, en la ecuación 14. En la **Tabla 17**, se presentan los valores de gradiente de fractura calculados.

**Tabla 17.** Valores de gradiente de fractura estimados pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

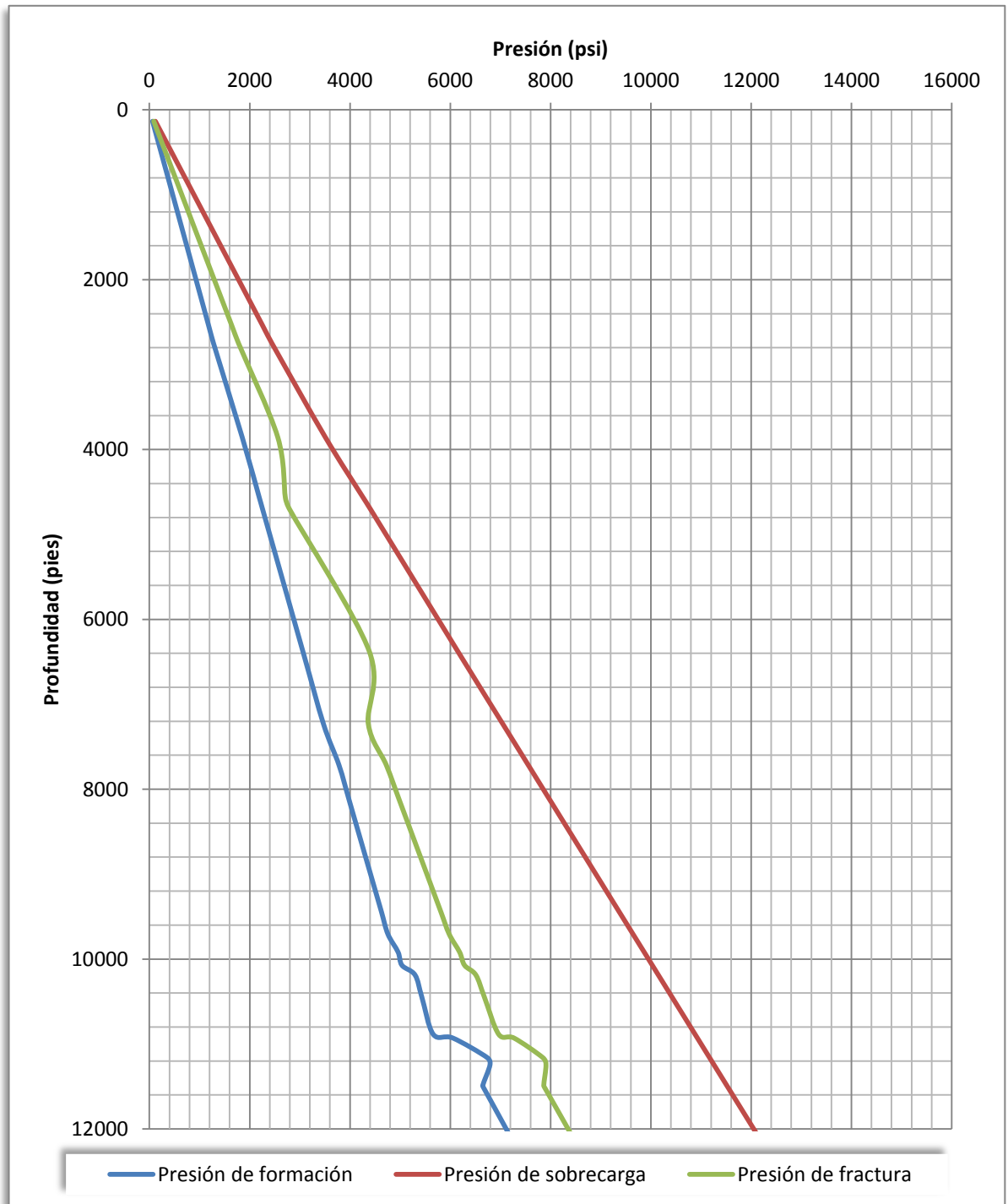
Profundidad (pies)	Relación de Poisson	Gradiente de fractura (psi/pie)	Presión de fractura (psi)
134	0,300	0,647	87
260	0,300	0,647	168
850	0,300	0,647	550
2.530	0,300	0,647	1.636
2.750	0,300	0,647	1.778
3.850	0,300	0,664	2.557

**Tabla 17.** (Continuación)

Profundidad (pies)	Relación de Poisson	Gradiente de fractura (psi/pie)	Presión de fractura (psi)
4.570	0,200	0,593	2.712
4.704	0,200	0,594	2.796
6.377	0,300	0,688	4.385
7231	0,200	0,604	4.365
7717	0,200	0,612	4.725
8.137	0,200	0,613	4.990
8.700	0,200	0,614	5.344
9.085	0,200	0,615	5.587
9.441	0,200	0,616	5.811
9.706	0,200	0,616	5.978
9.918	0,200	0,624	6.186
10.073	0,200	0,624	6.285
10.188	0,200	0,639	6.511
10.448	0,200	0,639	6.680
10.887	0,200	0,640	6.967
10.930	0,200	0,665	7.272
11.160	0,200	0,703	7.844
11.246	0,200	0,703	7.909
11.488	0,200	0,685	7.864
11.526	0,200	0,685	7.894
12.048	0,200	0,697	8.394

En la **Figura 28**, se representan las curvas de presión de formación, presión de fractura y presión de sobrecarga para el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P (perfil de presión).

Figura 28. Curvas de presión pozo ANH-BVTURA-1-ST-P



## 4.2 SELECCIÓN PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO

Como se describió anteriormente, una vez calculados los valores de los gradientes de formación y de fractura, se obtienen las densidades equivalentes de lodo que permitan asegurar la operación con una columna hidrostática capaz de contener la presión de formación pero sin causar fractura. Para cumplir con dichos objetivos y basados en prácticas operacionales recomendadas, se incrementó en 0,3 lpg la densidad de lodo de formación equivalente y se restó 0,5 lpg a la densidad de lodo de fractura equivalente (ver **Tabla 18**).

**Tabla 18.** Densidades equivalentes de lodo pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

Profundidad (pies)	$\rho_l$ formación	$\rho_l$ trabajo	$\rho_l$ máximo	$\rho_l$ fractura
134	8,9	9,2	11,9	12,4
260	8,9	9,2	11,9	12,4
850	8,9	9,2	11,9	12,4
2.530	8,9	9,2	11,9	12,4
2.750	8,9	9,2	11,9	12,4
3.850	9,2	9,5	12,3	12,8
4.570	9,2	9,5	10,9	11,4
4.704	9,2	9,5	10,9	11,4
6.377	9,2	9,5	12,7	13,2
7.231	9,2	9,5	11,1	11,6
7.717	9,4	9,7	11,3	11,8
8.137	9,4	9,7	11,3	11,8
8.700	9,4	9,7	11,3	11,8
9.085	9,4	9,7	11,3	11,8
9.441	9,4	9,7	11,3	11,8
9.706	9,4	9,7	11,3	11,8
9.918	9,6	9,9	11,5	12,0
10.073	9,6	9,9	11,5	12,0
10.188	10,0	10,3	11,8	12,3
10.448	10,0	10,3	11,8	12,3
10.887	10,0	10,3	11,8	12,3
10.930	10,6	10,9	12,3	12,8
11.160	11,6	11,9	13,0	13,5
11.246	11,6	11,9	13,0	13,5

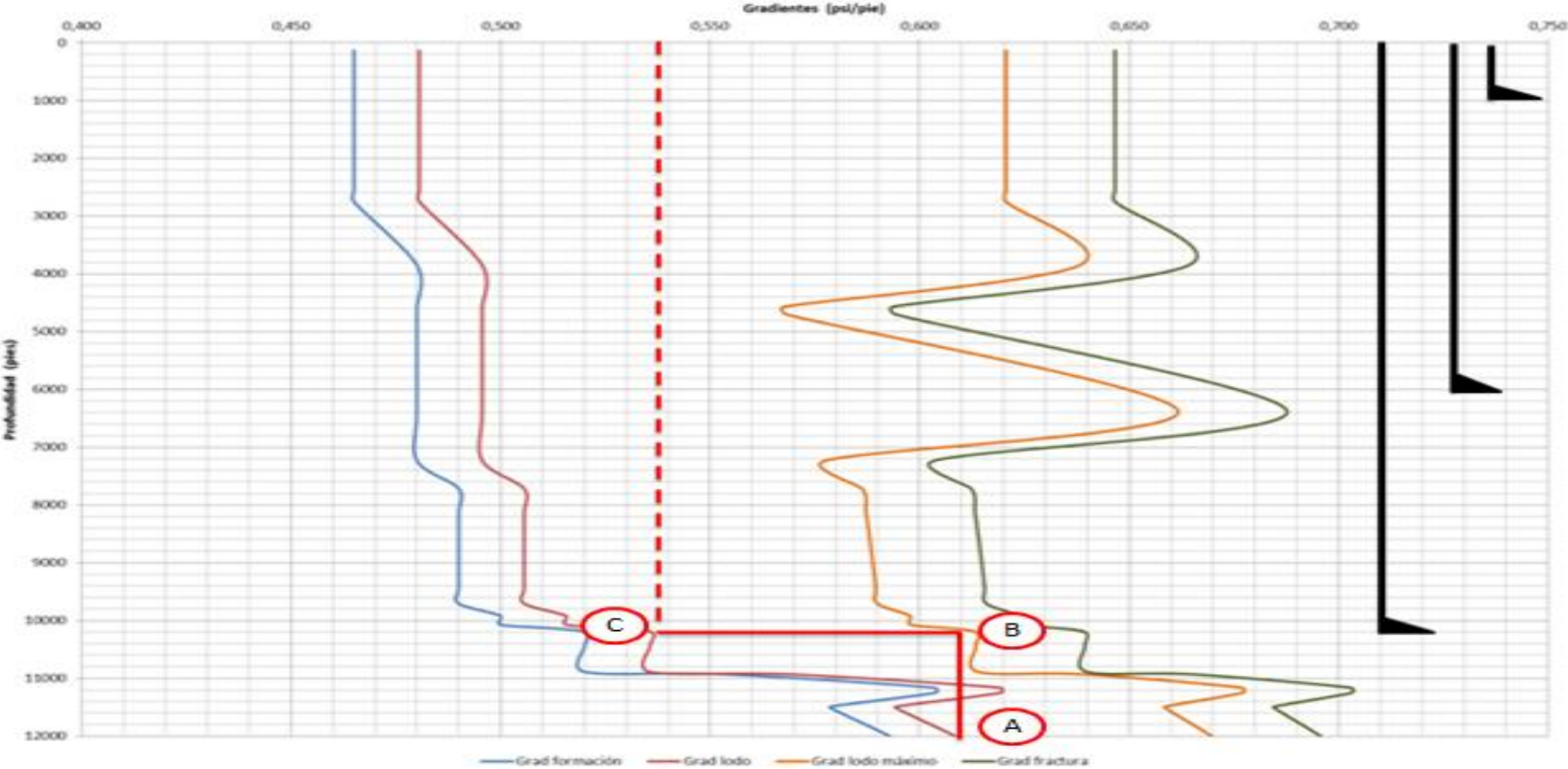
**Tabla 18.** (Continuación)

Profundidad (pies)	$\rho_l$ formación	$\rho_l$ trabajo	$\rho_l$ máximo	$\rho_l$ fractura
11.488	11,1	11,4	12,7	13,2
11.526	11,1	11,4	12,7	13,2
12.048	11,4	11,7	12,9	13,4

Determinados los valores de densidad equivalente de lodo de formación y de fractura a partir de los gradientes calculados, se generó la ventana de lodo estimada para el pozo ANH-BVTURA-1ST-P, la cual tiene como objetivo definir los márgenes mínimo y máximo para el diseño del fluido de perforación, que garanticen mantener la presión de formación pero sin llegar a causar fractura.

A partir de la ventana de lodo generada, se desarrolló la selección de las profundidades de asentamiento, siguiendo el método expuesto en el Capítulo 2. En la **Figura 29**, se presenta la ventana de lodo y las profundidades de asentamiento seleccionadas.

Figura 29. Ventana de lodo pozo ANH-BVTURA-1-ST-P



Como se observa en la **Figura 29**, a partir de la ventana de lodo generada para el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, se determinaron las profundidades de asentamiento preliminares para las tuberías de revestimiento, como se describe a continuación:

1. Iniciando en el punto A (profundidad total) en la curva de lodo, se trabajó fondo arriba hasta el punto B. En esta profundidad se definió la profundidad de asentamiento de la tubería intermedia No. 1 a 10.000 pies. La instalación de esta tubería asegura la perforación de los últimos 2.000 pies, y brinda soporte a la posibilidad de presencia formaciones con presiones anormales, que podría colocar en riesgo la operación.

Posteriormente moviéndose desde el punto B-C, se determina el peso de lodo requerido a dicha profundidad. Teniendo en cuenta que a partir de esta profundidad se consideraron gradientes de formación normales, la línea de selección se extiende hasta superficie, indicando que no se requieren tuberías de revestimiento adicionales. Sin embargo, contemplando la prognosis geológica del pozo y los eventos mencionados en los archivos de perforación de los pozos vecinos, se decidió instalar dos sargas de tubería de revestimiento, las cuales serán ubicadas a 1.000 pies y 6.000 pies.

Con base en la prognosis geológica, en la sección de 0 a 1.000 pies, se encontrará conglomerados y niveles lenticulares de arenas y lodolitas, poco consolidados, pertenecientes a la formación Mayorquin y parte de la formación Raposo. El revestimiento propuesto, debe aislar posibles cuerpos superficiales de agua, sellar posibles zonas de pérdida y dar integridad para perforar la siguiente sección, por lo que podría extenderse 100 o 200 pies adicionales, según la condición real del pozo.

La sección de 0 a 6.000 pies, cubre las formaciones Guapi, San Agustín y parte de la formación Chagüí, donde predominan las arcillas, lutitas y conglomerados. La tubería de revestimiento propuesta aislará posibles arcillas problemáticas, asegurará el intervalo perforado y permitirá manejar contingencias.

### **4.3 GEOMETRÍA DEL POZO**

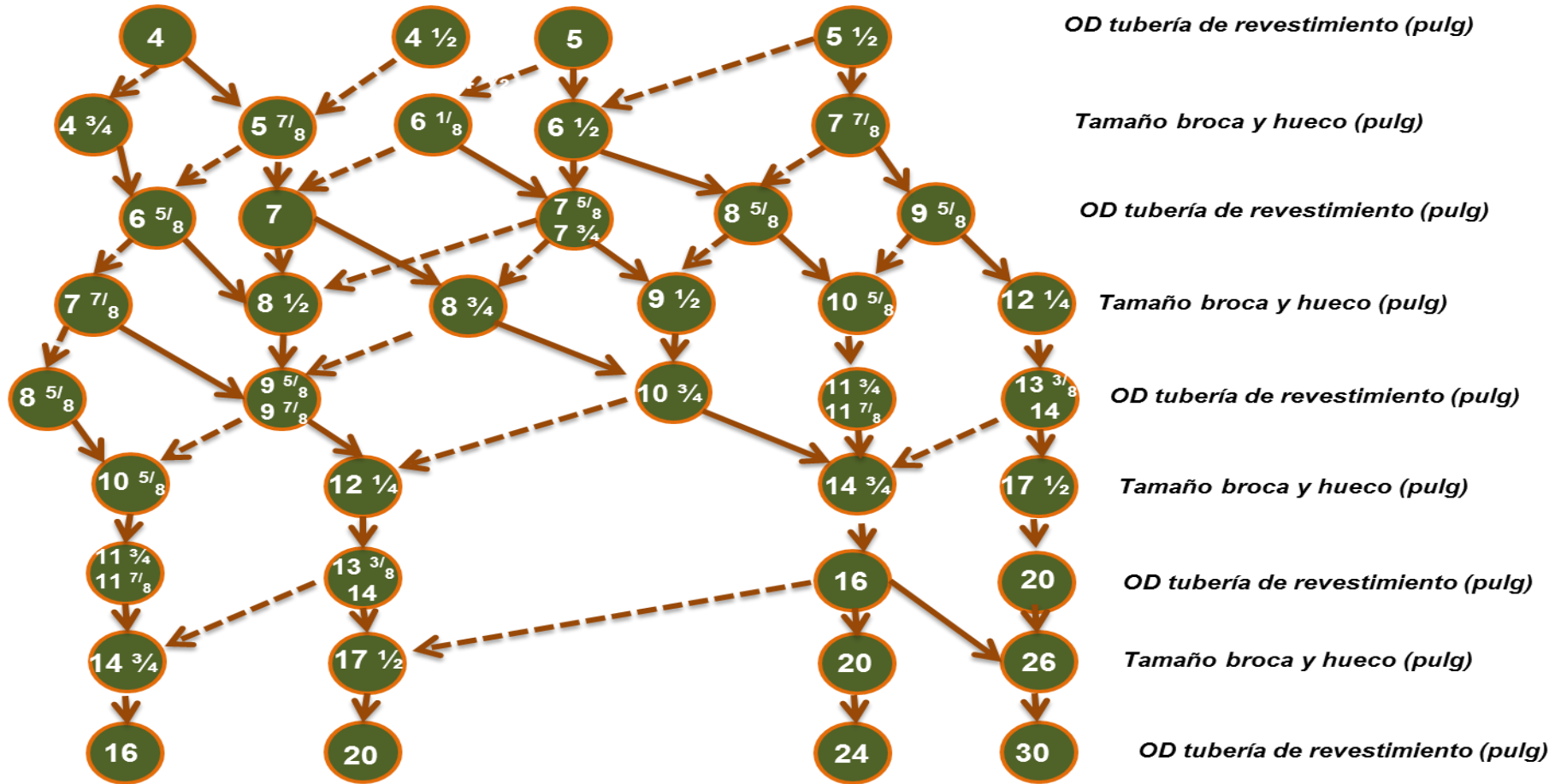
Como se describió en capítulos anteriores, la definición de la geometría del pozo está sujeta a la finalidad de este. Considerando que el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, es un pozo estratigráfico la definición de la geometría estuvo enfocada al manejo de posibles problemas operacionales durante la perforación, mas no a la evaluación de instalaciones futuras de sistemas de

producción como en el caso de pozos productores, los cuales requiere considerar una serie de aspectos detalladamente.

La definición de la geometría del pozo se llevó a cabo, a partir de las profundidades de asentamiento estimadas con base en la ventana de lodo generada, dando como resultado la necesidad de instalación de tres tuberías de revestimiento.

Conocido el número de sartas a instalar, se pasó a la selección de los diámetros de tubería, para lo cual se utilizó la carta de selección de casing, la cual es un diagrama resumen de las combinaciones de tubería estándar utilizadas en la industria del petróleo, (ver **Figura 30**). La carta presenta una serie de escenarios para los diámetros de tubería existentes de acuerdo a la normatividad propuesta por el API, y los relaciona con los diámetros de broca adecuados para perforar el hueco, , asegurando las operaciones de corrida de revestimiento y proporcionando dimensiones apropiadas para una correcta cementación.

Figura 30. Carta selección tubería de revestimiento



Fuente. Oil & Gas J. (Oct 9, 1978) 84p. Modificado por autor

Teniendo en cuenta las condiciones operacionales esperadas, la información geológica existente, punto de referencia para identificar posibles zonas problemas, y sustentados en experiencias operacionales, enfocadas al manejo de herramientas de fondo, se definió las siguiente configuración para el pozo ANH-BVTURA-1ST-P (ver **Tabla 19**).

**Tabla 19.** Diseño mecánico propuesto pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

Item		Diámetro externo (pulg)	Longitud (pies)
Broca		26	0 – 1.000
Tubería de revestimiento		20	0 – 1.000
Broca		17 ½	1.000 – 6.000
Tubería de revestimiento		13 3/8	1.000 – 6.000
Broca		12 ¼	6.000 – 10.000
Tubería de revestimiento		9 5/8	6.000 – 10.000
Broca		8 ½	10.000 – 12.000
Contingencia	Liner de perforación	7	10.000 – 11.000
	Broca	6 ½	11.000 – 12.000

Aunque los fundamentos del diseño geométrico de pozos y los avances en herramientas y diámetros especiales para brocas y tubería, permiten realizar diseños esbeltos, para el caso del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, no fue posible debido a la incertidumbre geológica existente en la Cuenca Tumaco, al ser esta poco explorada, y por consiguiente con escasos estudios realizados. Por tal razón y contemplado las posibilidades de presencia de zonas de alta presión o zonas problemas en la trayectoria del pozo, se decidió instalar inicialmente una tubería de diámetro externo de 20 pulgadas, la cual por su diámetro permite suplir posibles eventualidades y realizar modificaciones al diseño mecánico, con base en las condiciones operacionales encontradas, sin restringir mucho los diámetros de las siguientes secciones, que podrían generar problemas para operaciones posteriores, por ejemplo las de corazonamiento.

Si las condiciones operacionales lo permiten, es posible optimizar el diseño mecánico del pozo, instalando las tuberías a profundidades más superficiales, generando un diseño más esbelto a medida que avance en profundidad.

#### 4.4 DISEÑO Y SELECCIÓN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Finalizada la primera etapa de diseño, en la cual se establecieron las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento a partir de la ventana de lodo generada, y se especificó el esquema o diseño mecánico; se continuó con la segunda etapa correspondiente al diseño detallado, en la cual se precisan las cargas o esfuerzos a los que estará sometida la tubería de revestimiento en las operaciones de perforación y se realiza la selección de las tuberías con propiedades físicas y mecánicas apropiadas para soportar las cargas predichas.

Para el diseño de la tubería del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, se identificaron tres tipos de cargas principales:

1. **Cargas por colapso:** Se presentan cuando la presión externa sobrepasa la presión interna.
2. **Cargas por estallido:** Se presenta cuando la presión interna sobrepasa la presión externa.
3. **Cargas por tensión:** Resultado del peso que ejerce la sarta.

Todas las cargas identificadas se consideraron, para la selección de cada una de las tuberías a instalar: tubería de superficie, intermedia 1 e intermedia 2.

El diseño se desarrolló mediante el “**método gráfico**”, el cual se fundamenta en los gráficos de los perfiles de presión de colapso y estallido desde superficie hasta la profundidad de asentamiento del zapato de la tubería de revestimiento. Una vez graficados los perfiles de presión, se trazan líneas verticales correspondientes a los valores de resistencia al colapso y estallido para cada una de los grados de tuberías disponibles, con base en los boletines de propiedades publicados por el API. El criterio de selección final del método, está basado en asegurar que los valores de resistencia al colapso y estallido propios de cada grado de tubería, satisfagan los valores máximos de presión de colapso y estallido calculados, para el intervalo en evaluación.

A continuación se presenta el diseño detallado para el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P.

#### 4.4.1 Información general

- ✓ El pozo será perforado en cuatro secciones como se indica a continuación:
  - ✓ Sección I: Se perforara hueco de 26 pulgadas, en el intervalo de 0 a 1.000 pies de profundidad.
  - ✓ Sección II: Se perforara hueco de 17 ½ pulgadas, en el intervalo de 1.000 a 6.000 pies de profundidad.
  - ✓ Sección III: Se perforara hueco de 12 ¼ pulgadas, en el intervalo de 6.000 a 10.000 pies de profundidad.
  - ✓ Sección IV: Se perforara hueco de 8 ½ pulgadas, en el intervalo de 10.000 a 12.000 pies de profundidad.
  
- ✓ Programa de tubería de revestimiento:
  - ✓ Sección I: Se sentará tubería de revestimiento de 20 pulgadas a 1.000 pies de profundidad.
  - ✓ Sección II: Se sentará tubería de revestimiento de 13 ¾ pulgadas a 6.000 pies de profundidad.
  - ✓ Sección III: Se sentará tubería de revestimiento de 9 ⅝ pulgadas a 10.000 pies de profundidad.
  - ✓ Contingencia: Si las condiciones operacionales lo requieren, se instalara liner de perforación y se sentará tubería de revestimiento de 7 pulgadas a 11.000 pies de profundidad.
  
- ✓ Programa de lodos de perforación:
  - ✓ Sección I: 9,2 lpg @ 1.000 pies.
  - ✓ Sección II: 9,5 lpg @ 6.000 pies.
  - ✓ Sección III: 10,5 lpg @ 10.000 pies.
  
- ✓ Factores de seguridad: con el objetivo de garantizar la seguridad de la operación y la integridad mecánica del pozo, se establecieron factores de seguridad para los criterios de análisis de colapso, estallido y tensión. Dichos valores se asumieron considerando las normas establecidas en la industria petrolera para diseño de tubería de revestimiento.
  - ✓ FS colapso: 1.1
  - ✓ FS estallido: 1.15
  - ✓ FS tensión : 1.8

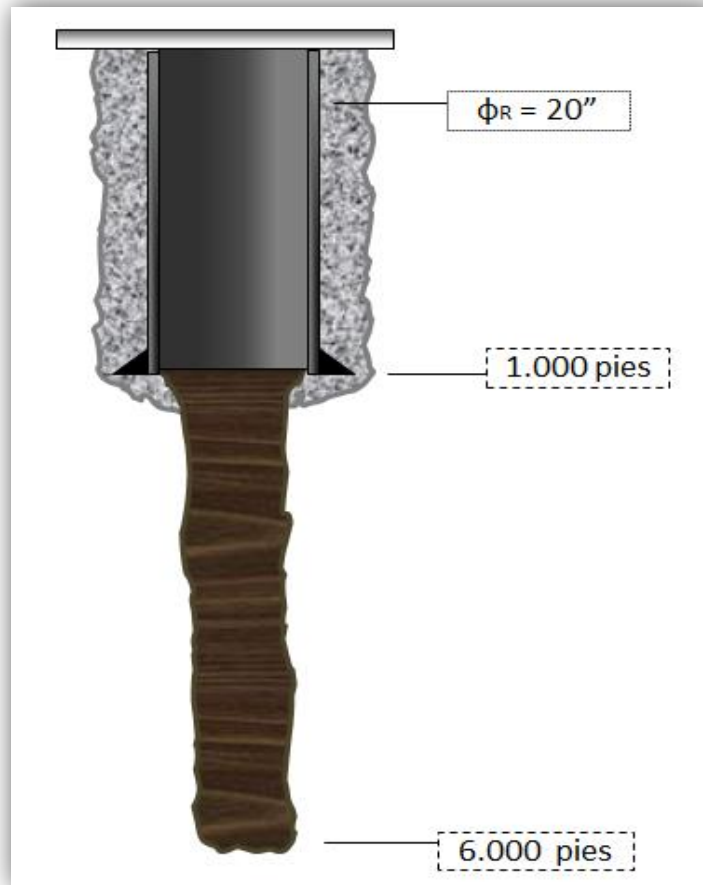
Las tuberías seleccionadas deben cumplir mínimo con los valores anteriormente mencionados.

- ✓ Gradientes de formación.
  - ✓ Intervalo 0 - 1.000 pies: 0,465 psi/pie
  - ✓ Intervalo 1.000 - 6.000 pies: 0,481 psi/pie
  - ✓ Intervalo 6.000 - 10.000 pies: 0,531 psi/pie
  - ✓ Intervalo 10.000 - 12.100 pies: 0,601 psi/pie
  
- ✓ Desviación: El pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, es un pozo vertical por lo que la tendencia a la desviación no se tendrá en cuenta en el diseño de las tuberías de revestimiento de superficie e intermedia 1. Para el diseño de la tubería intermedia 2, se considerará en el diseño una mínima tendencia a la desviación con un dogleg de  $1^{\circ}/100$  pies, considerando la incertidumbre existente en la zona. Las cargas de arrastre (choque) y de flexión, serán incluidas en la selección de la tubería de revestimiento de  $9 \frac{5}{8}''$ .

#### **4.4.2 Diseño tubería de superficie (20 ")**

La tubería de revestimiento de 20", será sentada a 1.000 pies de profundidad y será sometida a la presión de formación del siguiente hueco perforado a 6.000 pies (ver **Figura 31**). Se asumirá la existencia de gas en profundidades someras, debido al desconocimiento geológico de la zona a perforar. Los cálculos de influjos se basarán en un posible influjo de gas, en esta situación el gradiente del gas será 0,1 psi/pie.

Figura 31. Esquema Sección I



## 1. Diseño para colapso

- ✓ Presión de colapso en superficie:

$$P_{c_s} = 0 \text{ psi}$$

- ✓ Presión de colapso @ 1.000 pies (profundidad de asentamiento del zapato de la tubería de revestimiento):

$$\begin{aligned} P_{c_{1.000}} &= \text{peso lodo} \times 0,052 \times \text{prof.} \\ P_{c_{1.000}} &= 9,2 \times 0,052 \times 1.000 \\ P_{c_{1.000}} &= 478,4 \text{ psi} \end{aligned}$$

La presión de colapso calculada actúa en el exterior de la tubería de revestimiento y se asume la situación menos favorable en la cual la tubería se encuentra 100% vacía (como en el caso de pérdida de circulación completa).

## 2. Diseño por estallido

$$P_{estallido} = \text{presión interna} - \text{presión externa}$$

- ✓ Presión de formación a la profundidad total sección 2.

$$P_{f_{6.000}} = \text{prof} \times G_f \text{ [psi]}$$

$$P_{f_{6.000}} = 6.000 \times 0,481$$

$$P_{f_{6.000}} = 2.884 \text{ psi}$$

- ✓ Presión interna.

$$P_{interna} = P_{form \text{ prof. } 6.000} - (Prof_2 - Prof_{CS}) \times G_g \text{ [psi]}$$

$$P_{interna} = 2.884 - (6.000 - 1.000) \times 0,1$$

$$P_{interna} = 2.384 \text{ psi}$$

Dónde: G = gradiente del fluido de invasión (gas) 0,1 psi/pie.

- ✓ Presión externa.

$$P_{Externa} = \text{Prof. Asen. Tub. Revst.} \times \text{Grad lodo}$$

Para el cálculo de la presión externa se asumirá que el lodo se deteriorará y su gradiente disminuirá hasta alcanzar el de agua salada, 0,465 psi/pie.

$$P_{Externa} = 1.000 \times 0,465$$

$$P_{Externa} = 465 \text{ psi}$$

- ✓ Presión de estallido en la profundidad del zapato de la tubería de revestimiento.

$$P_{Est.CSD @ 1.000} = 2.384 - 465$$

$$P_{Est.CSD @ 1.000} = 1.919 \text{ psi}$$

- ✓ Presión de estallido en superficie.

$$P_{Est.Sup} = P_{form\ prof\ 2} - (Prof.\cdot_2 \times Grad.\ gas)$$

$$P_{Est.Sup} = 2.884 - (6.000 \times 0,1)$$

$$P_{Est.Sup} = 2.284\ psi$$

**Selección de tubería:** Calculados los valores de presión de colapso y estallido en superficie y en la profundidad de asentamiento del zapato, se ejecutó el “**método gráfico**” descrito anteriormente para la selección preliminar de la sarta de tubería.

En la **Tabla 20**, se presentan los valores de resistencia al colapso y al estallido, para diferentes grados de tubería de 20” disponibles

**Tabla 20.** Propiedades tubería de revestimiento 20”

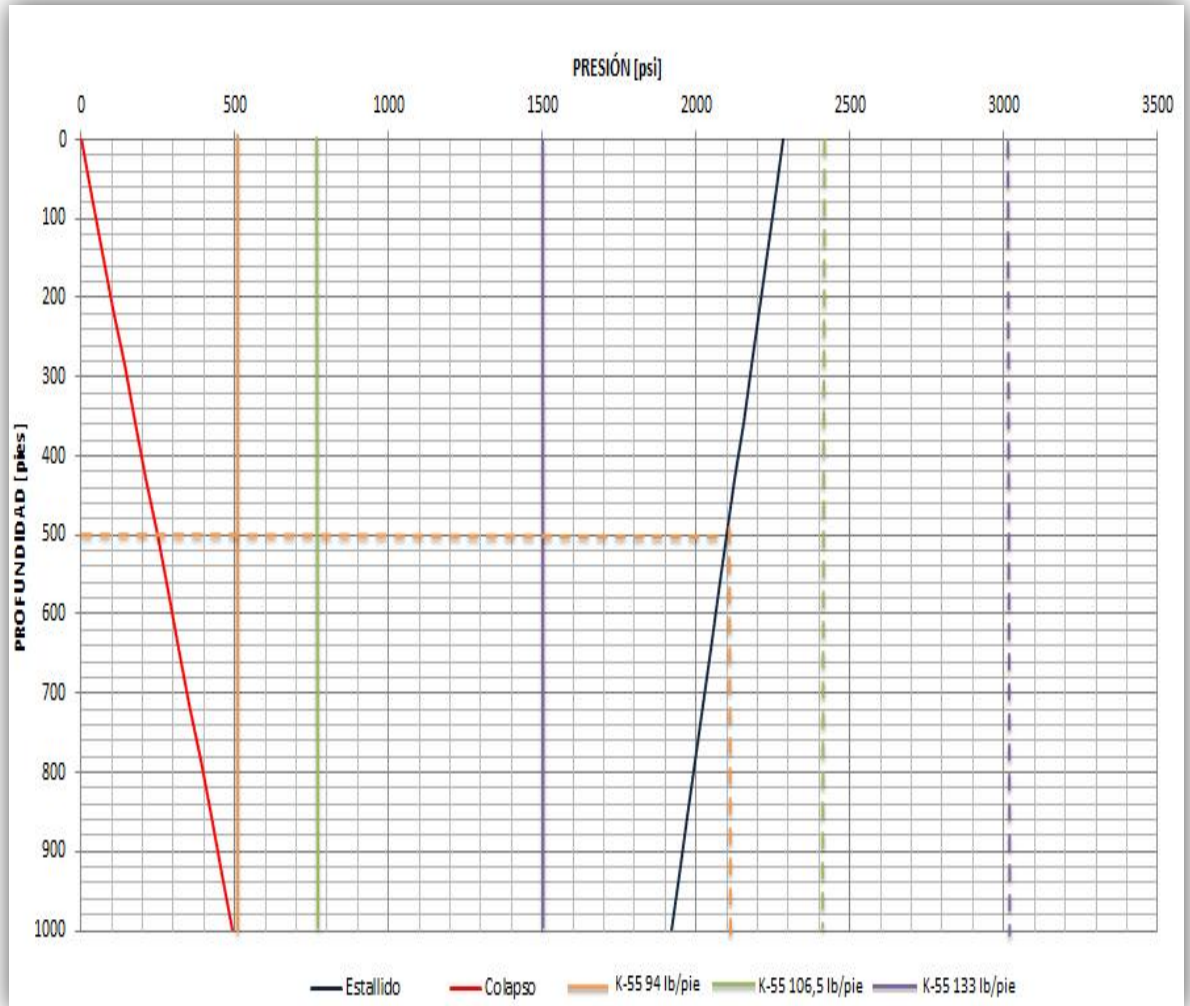
Grado	Peso [lb/pie]	Resistencia al colapso [psi]	Resistencia al estallido [psi]	Resistencia a la cedencia * 1000 lbs
K-55	94	520	2.110	1.480
K-55	106,5	770	2.410	1.685
K-55	133	1.500	3.060	2.125

**Fuente.** API Bulletin 5C2

Con los valores calculados y las propiedades de las tuberías a evaluar se realizó la gráfica de selección (ver **Figura 32**). La línea de colapso se extiende desde 0 psi en superficie, hasta 478,4 psi a 1.000 pies de profundidad. La línea de estallido se extiende desde 1.919 psi a 1.000 pies hasta 2.284 psi en superficie.

Las líneas verticales corresponden a los valores de resistencia al colapso y estallido de cada una de las tuberías evaluadas (líneas punteadas estallido y líneas continuas colapso).

**Figura 32.** Gráfica selección tubería de revestimiento 20"



Realizado el análisis a la gráfica de selección, se observó que los grados de tubería K-55, 106,5 lb/pie y K-55, 133 lb/pie satisfacen los requerimientos para colapso y estallido, en la totalidad del intervalo correspondiente a la sección I. La tubería de grado K-55, 94 lb/pie, no satisface completamente los requerimientos de estallido por lo cual fue descartada, evitando utilización de sartas combinadas para la sección. Por otra parte, se verificó el cumplimiento de los factores de seguridad, dando un resultado negativo para la tubería de grado K-55, 106,5.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, la tubería seleccionada para la sección I, fue la tubería de grado K-55, 133 lb/pie.

Finalizados los análisis para colapso y estallido, se desarrolló la evaluación para las cargas por tensión para la tubería de grado K-55, 133 lb/pie

### 3. Diseño por tensión

Para la tubería de revestimiento de 20", las fuerzas de flexión y choque se obviarán al no tener en cuenta la tendencia a la desviación. Para este caso el análisis por tensión para las tuberías seleccionada se limitará a la comparación del peso en el aire conducido en cada sección, respecto al valor de resistencia a la cedencia. Para nuestro caso dicho cociente deberá ser  $\geq 1,8$ , el cual fue asumido como factor de seguridad.

*Resistencia a la cedencia:*

K 55, 133 lb/pie = 2.125.000 libras

*Peso en el aire de la sección.*

$$P_{aire} = long. sección \times peso tub.$$
$$P_{aire} = 1.000 \times 133 = 133.000 lb$$

*Factor de seguridad.*

$$F_{seg} = \frac{Resist. cedencia}{peso acumulado}$$

$$F_{seg} = \frac{2.125.000}{133.000} = 16$$

De acuerdo al resultado obtenido se comprobó que la tubería K-55, 133 lb/pie satisface el criterio por tensión.

#### ✓ Prueba de integridad

Después de que la tubería de revestimiento es asentada y cementada, es práctico probarla antes de llevar cabo la perforación del zapato y herramientas de flotación. La presión de prueba utilizada por la mayoría de empresas operadoras es aplicar el 60% de la resistencia al estallido de la tubería de grado más débil presente en la sarta.

$$P_{pres.csg 20} = 60\% \times pres. estall. K - 55, 133 lb/pie$$

$$P_{pres.csg\ 20} = 60\% \times 3.060 = 1.836\ psi$$

Durante la prueba de presión, fuerzas de tensión extras son ejercidas sobre la tubería de revestimiento, por tal razón el mínimo factor de seguridad por tensión debe ser recalculado y verificar que sea  $\geq 1,8$ , para el tope de la junta de menor grado.

- ✓ Fuerzas totales de tensión en el tope de la junta durante la prueba de integridad.

$$FT = PB\ csg + FTPI$$

$$FT = W_{aire} \times FB + \left(\frac{\pi}{4}\right) (ID)^2 \times P_{prueba}$$

Dónde:

PB = peso boyante de la tubería de revestimiento

FTPI = fuerzas de tensión debido a la prueba de integridad.

Waire = peso de la tubería en el aire

FB = factor de boyanza

ID = diámetro interno

$$FB = 1 - \frac{\text{densidad del lodo}}{\text{densidad del acero}}$$

$$FB = 1 - \frac{9,2\ lpg}{65,4} = 0,859$$

El ID para la tubería K-55, 133 lb/ft con base en tablas API es 18,730 pulgadas.

$$FT = 133.000 \times 0,859 + \left(\frac{\pi}{4}\right) (18,730)^2 \times 1.836$$

$$FT = 620.189\ lbs$$

De acuerdo al valor obtenido se recalculó el factor de seguridad en el tope de las junta, para la tubería K-55, 133lb/pie.

$$F_{seg} = \frac{\text{Resist. cedencia}}{\text{peso acumulado}}$$

$$F_{seg} = \frac{2.125.000}{620.189} = 3,4$$

La tubería K-55, 133 lb/pie satisface el criterio por tensión durante el desarrollo de la prueba de integridad.

Realizados los análisis para los criterios de colapso, estallido y tensión (ver **Tabla 21**), se seleccionó la tubería de revestimiento K-55, 133 lb/pie, la cual satisface los requerimientos para la sección I.

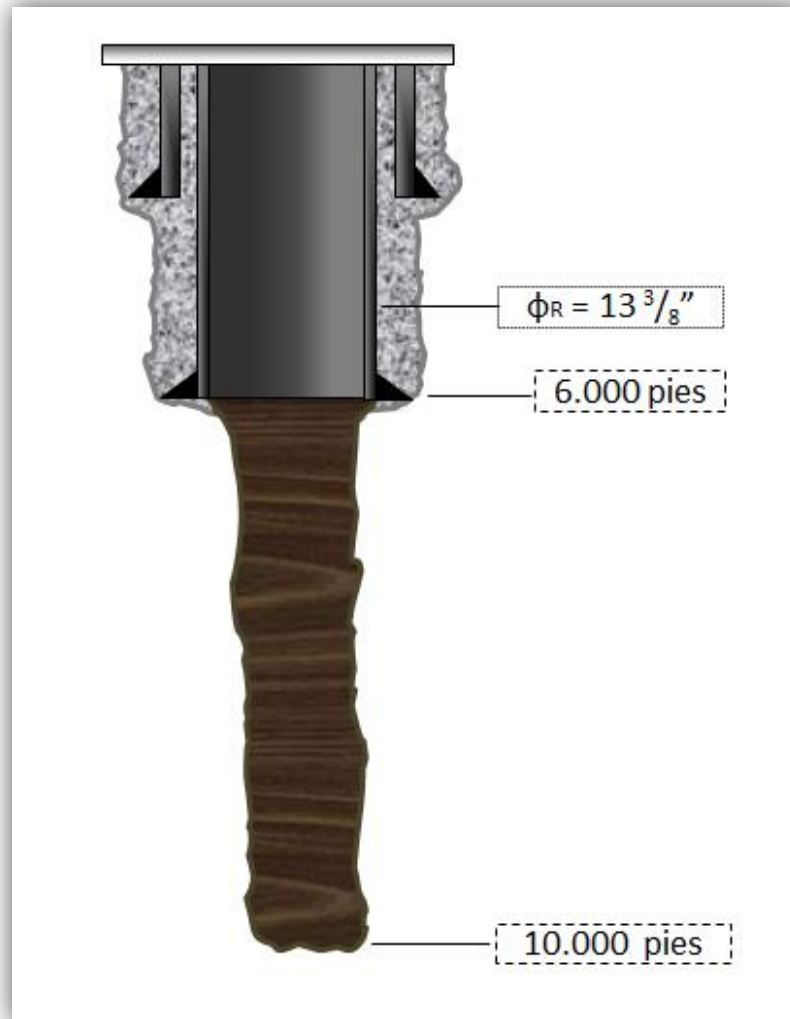
**Tabla 21.** Resumen selección tubería de revestimiento sección I

SELECCIÓN FINAL SECCIÓN I	
Grado	K-55
Peso [lb/pie]	133
Resistencia al colapso [psi]	1.500
Resistencia al estallido [psi]	3.060
Resistencia a la cedencia * 1000 lbs	2.125
FS colapso	3,1
FS estallido	2
FS tensión	3,4

#### 4.4.3 Diseño tubería intermedia No. 1 (13 <sup>3</sup>/<sub>8</sub>"

La tubería de revestimiento de 13 <sup>3</sup>/<sub>8</sub>", será sentada a 6.000 pies de profundidad y será sometida a la presión de formación del siguiente hueco perforado a 10.000 pies (ver **Figura 33**). Se asumirá la existencia de gas, debido al desconocimiento geológico de la zona a perforar. Los cálculos de inlfujos se basarán en un posible inlfujo de gas, en esta situación el gradiente del gas será 0,1 psi/pie.

Figura 33. Esquema Sección 2



### 1. Diseño para colapso

- ✓ Presión de colapso en superficie:

$$P_{c_s} = 0 \text{ psi}$$

- ✓ Presión de colapso @ 6.000 pies (profundidad de asentamiento del zapato de la tubería de revestimiento):

$$P_{c_{6.000}} = \text{peso lodo} \times 0,052 \times \text{prof.}$$

$$Pc_{6.000} = 9,5 \times 0,052 \times 6.000$$

$$Pc_{6.000} = 2.964 \text{ psi}$$

La presión de colapso calculada actúa en el exterior de la tubería de revestimiento y se asume la situación menos favorable en la cual la tubería se encuentra 100% vacía (como en el caso de pérdida de circulación completa). Para el diseño de la sarta de tubería de 13 <sup>3</sup>/<sub>8</sub>" , se asumirá una evacuación parcial de fluido de aproximadamente <sup>2</sup>/<sub>3</sub> del volumen total de la sección (pérdida de circulación parcial). Por lo tanto la presión de colapso final será:

Presión hidrostática ejercida por <sup>1</sup>/<sub>3</sub> del volumen de fluido de la sección:

$$P_h = 9,5 \times 0,052 \times 2.000$$

$$P_h = 988 \text{ psi}$$

Presión de colapso final:

$$Pc_{6.000} = \text{Presión externa} - \text{presión interna.}$$

$$Pc_{6.000} = 2.964[\text{psi}] - 988[\text{psi}]$$

$$Pc_{6.000} = 1.976 [\text{psi}]$$

**Nota:** Teniendo en cuenta las consideraciones de diseño, operacionalmente se deben revisar constantemente los niveles de fluidos durante las operaciones de corrida e instalación de la tubería de revestimiento, con el fin de mantener el nivel óptimo de fluido que garantice la integridad de la tubería.

## 2. Diseño por estallido

$$P_{estallido} = \text{presión interna} - \text{presión externa}$$

- ✓ Presión de formación a la profundidad total sección 3.

$$Pf_{10.000} = \text{prof} \times Gf [\text{psi}]$$

$$Pf_{10.000} = 10.000 \times 0,531$$

$$Pf_{10.000} = 5.306 \text{ psi}$$

- ✓ Presión interna

$$P_{interna} = P_{form\ prof.10.000} - (Prof_3 - Prof_{CS}) \times Gg \text{ [psi]}$$

$$P_{interna} = 5.306 - (10.000 - 6.000) \times 0,1$$

$$P_{interna} = 4.906 \text{ psi}$$

Dónde:

G = gradiente del fluido de invasión (gas) 0,1 psi/pie.

✓ Presión externa

$$P_{Externa} = Prof. Asen. Tub. Revst. \times Grad\ lodo$$

Para el cálculo de la presión externa se asumirá que el lodo se deteriorará y su gradiente disminuirá hasta alcanzar el de agua salada, 0,465 psi/pie.

$$P_{Externa} = 6.000 \times 0,465$$

$$P_{Externa} = 2.790 \text{ psi}$$

✓ Presión de estallido en la profundidad del zapato de la tubería de revestimiento.

$$P_{Est.CSD @ 4.000} = 4.906 - 2.790$$

$$P_{Est.CSD @ 4.000} = 2.116 \text{ psi}$$

✓ Presión de estallido en superficie.

$$P_{Est.Sup} = P_{form\ prof\ 3.} - (Prof._3 \times Grad.\ gas)$$

$$P_{Est.Sup} = 5.306 - (10.000 \times 0,1)$$

$$P_{Est.Sup} = 4.306 \text{ psi}$$

**Selección de tubería:** Calculados los valores de presión de colapso y estallido en superficie y en la profundidad de asentamiento del zapato, se ejecutó el “**método gráfico**” descrito anteriormente para la selección preliminar de la sarta de tubería.

En la **Tabla 22**, se presentan los valores de resistencia al colapso y al estallido, para diferentes grados de tubería de 13 <sup>3</sup>/<sub>8</sub>” disponibles.

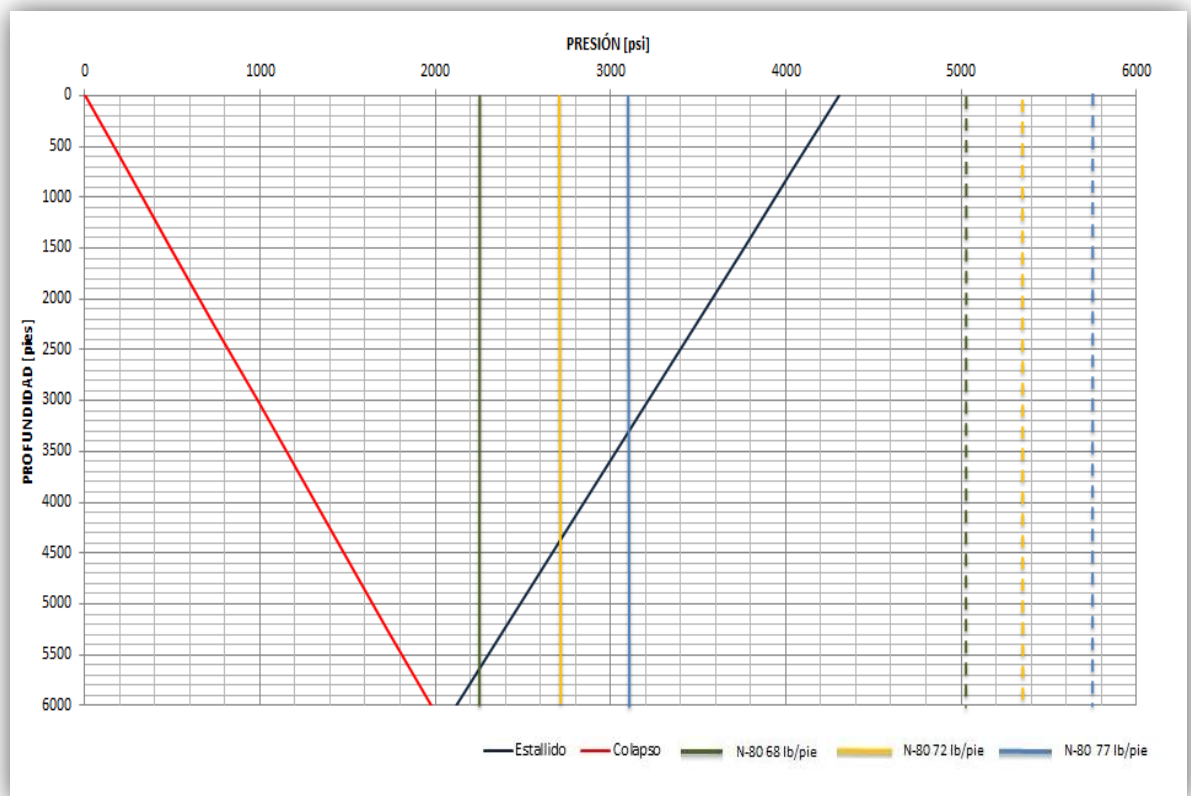
**Tabla 22.** Propiedades tubería de revestimiento 13 <sup>3</sup>/<sub>8</sub>"

Grado	Peso [lb/pie]	Resistencia al colapso [psi]	Resistencia al estallido [psi]	Resistencia a la cedencia * 1000 lbs
N-80	68	2.260	5.020	1.556
N-80	72	2.670	5.380	1.661
N-80	77	3.100	5.760	1.773

Fuente. API Bulletin 5C2

Con los valores calculados y las propiedades de las tuberías a evaluar se realizó la gráfica de selección (ver **Figura 34**). La línea de colapso se extiende desde 0 psi en superficie hasta 1.976 psi a 6.000 pies de profundidad. La línea de estallido se extiende desde 2.116 psi a 6.000 pies y 4.306 psi en superficie. Las líneas verticales corresponden a los valores de resistencia al colapso y estallido de cada una de las tuberías evaluadas.

**Figura 34.** Gráfica selección tubería de revestimiento 13 <sup>3</sup>/<sub>8</sub>"



De acuerdo a la gráfica de selección, se observó que las tuberías N-80 68 lb/pie, N-80 72 lb/pie y N-80 77 lb/pie satisfacen los requerimientos de colapso y estallido para la totalidad del intervalo evaluado. Por otra parte, se verificó que las tuberías cumplieran con los factores de seguridad establecidos, dando un resultado positivo. De esta forma, la selección final se llevó a cabo, evaluando la tubería que ofreciera el escenario económico más favorable y se ajustara al plan de perforación propuesto. Teniendo en cuenta estos aspectos se excluyeron las tuberías N-80 72 lb/pie y N-80 77 lb/pie, debido a que el drift es inferior al diámetro externo de la broca proyectada para perforar el siguiente hueco de 12 ¼ " y el escenario económico que presentan es el menos favorable. Finalmente se seleccionó la tubería de grado N-80, 68 lb/pie.

Seleccionada la tubería N-80 68 lb/pie, se efectuaron los análisis para las cargas por tensión.

### 3. Diseño por tensión

Para la tubería de revestimiento de 13 ⅜", las fuerzas de flexión y choque se obviaron al no tener en cuenta la posibilidad de desviación. Para este caso el análisis por tensión para la tubería seleccionada se limitará a la comparación del peso en el aire conducido en cada sección respecto al valor de resistencia a la cedencia. Para nuestro caso dicho cociente deberá ser  $\geq 1,8$ , el cual fue asumido como factor de seguridad.

*Resistencia a la cedencia:*

N-80, 68 lb/pie = 1.556.000 libras

*Peso en el aire de la sección*

$$P_{aire} = \text{long. sección} \times \text{peso tub.}$$

$$P_{aire} = 6.000 \times 68 = 408.000 \text{ lbs}$$

*Factor de seguridad*

$$F_{seg} = \frac{\text{Resist. cedencia}}{\text{peso acumulado}}$$

$$F_{seg} = \frac{1.556.000}{408.000} = 3,8$$

Con base en el resultado obtenido se verificó que la tubería N-80, 68 lb/pie satisface el criterio por tensión.

✓ **Prueba de integridad**

Después de que la tubería de revestimiento es asentada y cementada , es práctico probar esta antes de llevar cabo la perforación del zapato y herramientas de flotación. La presión de prueba utilizada por la mayoría de empresas operadoras es aplicar el 60% de la resistencia al estallido de la tubería de grado más débil presente en la sarta.

$$P_{pres.csg\ 13\ 3/8} = 60\% \times pres.\ estall.\ N80, 68\ lb/pie$$

$$P_{pres.csg\ 13\ 3/8} = 60\% \times 5.020 = 3.012\ psi$$

Durante la prueba de presión, fuerzas de tensión extras son ejercidas sobre la tubería de revestimiento, por tal razón el mínimo factor de seguridad por tensión debe ser recalculado y verificar que sea  $\geq 1,8$ , para el tope de la junta de la sarta de tubería.

Fuerzas totales de tensión en el tope de la junta durante la prueba de integridad.

$$FT = PB\ csg + FTPI$$

$$FT = W_{aire} \times FB + \left(\frac{\pi}{4}\right) (ID)^2 \times P_{prueba}$$

Dónde:

PB = peso boyante de la tubería de revestimiento

FTPI = fuerzas de tensión debido a la prueba de integridad.

$W_{aire}$  = peso de la tubería en el aire

FB = factor de boyanza

ID = diámetro interno

$$FB = 1 - \frac{\text{densidad del lodo}}{\text{densidad del acero}}$$

$$FB = 1 - \frac{9,5\ lpg}{65,5} = 0,855$$

El ID para la tubería N-80, 68 lb/ft con base en tablas API es 12,415 pulgadas.

$$FT = 408.000 \times 0,855 + \left(\frac{\pi}{4}\right) (12,415)^2 \times 3.012$$

$$FT = 713.443 \text{ lbs}$$

De acuerdo al valor obtenido se recalculó el factor de seguridad en el tope de las junta, para la tubería N-80, 68 lb/pie.

$$F_{seg} = \frac{\text{Resist. cedencia}}{\text{peso acumulado}}$$

$$F_{seg} = \frac{1.556.000}{713.443} = 2,2$$

La tubería N-80, 68 lb/pie satisface el criterio por tensión en el desarrollo de la prueba de integridad.

Efectuados la totalidad de los análisis para los criterios de colapso, estallido y tensión se comprobó que la tubería de revestimiento N-80, 68 lb/pie, satisface los requerimientos para la sección evaluada (ver **Tabla 23**).

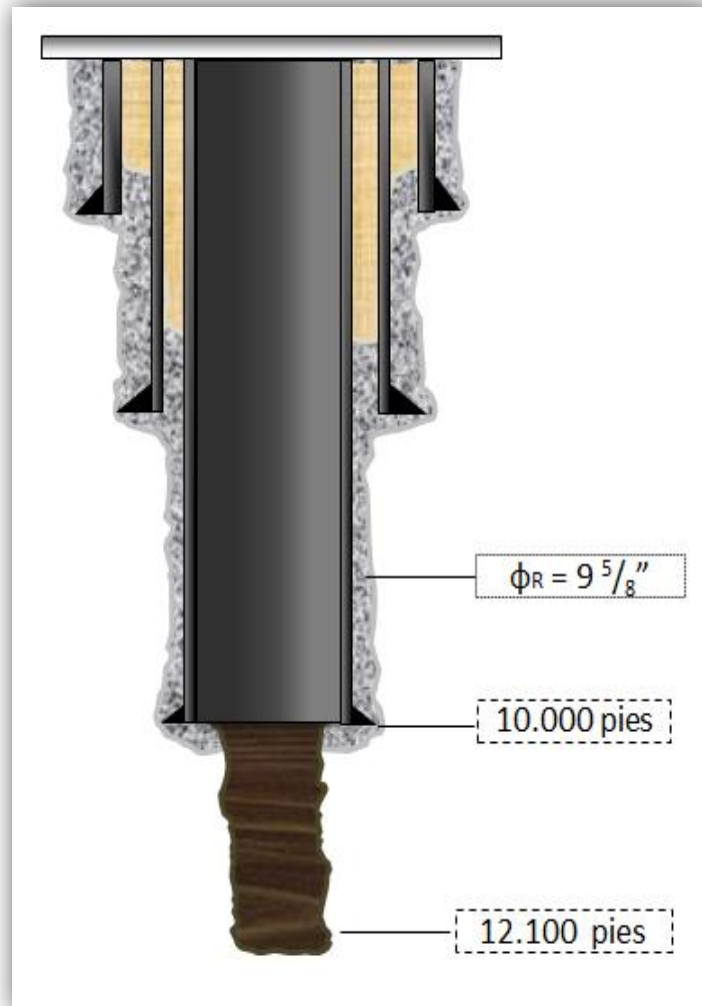
**Tabla 23.** Resumen selección tubería de revestimiento sección 2

SELECCIÓN FINAL SECCIÓN II	
Grado	N-80
Peso [lb/pie]	68
Resistencia al colapso [psi]	2.260
Resistencia al estallido [psi]	5.020
Resistencia a la cedencia * 1000 lbs	1.556
FS colapso	1,16
FS estallido	1,65
FS tensión	3,8

#### 4.4.4 Diseño tubería de revestimiento intermedia No. 2 (9 5/8")

La tubería de revestimiento de 9 5/8", será sentada a 10.000 pies de profundidad y será sometida a la presión de formación del siguiente hueco perforado a 12.100 pies (ver **Figura 35**). Se asumirá la existencia de gas. Los cálculos de influjos se basarán en un posible influjo de gas (caso crítico), en esta situación el gradiente del gas será 0,1 psi/pie.

Figura 35. Esquema Sección 3



### 1. Diseño para colapso

- ✓ Presión de colapso en superficie:

$$P_{c_s} = 0 \text{ psi}$$

- ✓ Presión de colapso @ 10.000 pies (profundidad de asentamiento del zapato de la tubería de revestimiento):

$$P_{c_{10.000}} = \text{peso lodo} \times 0,052 \times \text{prof.}$$
$$P_{c_{10.000}} = 10,5 \times 0,052 \times 10.000$$

$$P_{c_{10.000}} = 5.460 \text{ psi}$$

La presión de colapso calculada actúa en el exterior de la tubería de revestimiento y se asume la situación menos favorable en la cual la tubería se encuentra 100% vacía (como en el caso de pérdida de circulación completa). Para el diseño de la sarta de tubería de 9 5/8", se asumirá una evacuación parcial de fluido de aproximadamente 2/3 del volumen total de la sección (pérdida de circulación parcial). Por lo tanto la presión de colapso final será:

- ✓ Presión hidrostática ejercida por 1/3 del volumen de fluido de la sección:

$$P_h = 10,5 \times 0,052 \times 3.300$$

$$P_h = 1.802 \text{ psi}$$

- ✓ Presión de colapso final:

$$P_{c_{10.000}} = \text{Presión externa} - \text{presión interna.}$$

$$P_{c_{10.000}} = 5.460[\text{psi}] - 1.802[\text{psi}]$$

$$P_{c_{10.000}} = 3.658 [\text{psi}]$$

**Nota:** Teniendo en cuenta las consideraciones de diseño, operacionalmente se deben revisar constantemente los niveles de fluidos durante las operaciones de corrida e instalación de la tubería de revestimiento, con el fin de mantener el nivel óptimo de fluido que garantice la integridad de la tubería.

## 2. Diseño por estallido

$$P_{\text{estallido}} = \text{presión interna} - \text{presión externa}$$

- ✓ Presión de formación a la profundidad total sección 4.

$$P_{f_{12.100}} = \text{prof} \times G_f [\text{psi}]$$

$$P_{f_{12.100}} = 12.100 \times 0,601$$

$$P_{f_{12.100}} = 7.272 \text{ psi}$$

- ✓ Presión interna

$$P_{interna} = P_{form\ prof.12.100} - (Prof_5 - Prof_{CS}) \times Gg \text{ [psi]}$$

$$P_{interna} = 7.272 - (12.100 - 10.000) \times 0,1$$

$$P_{interna} = 7.062 \text{ psi}$$

Dónde:

G = gradiente del fluido de invasión (gas) 0,1 psi/pie.

- ✓ Presión externa

$$P_{Externa} = Prof. Asen. Tub. Revst. \times Grad\ lodo$$

Para el cálculo de la presión externa se asumirá que el lodo se deteriorará y su gradiente disminuirá hasta alcanzar el de agua salada, 0,465 psi/pie.

$$P_{Externa} = 10.000 \times 0,465$$

$$P_{Externa} = 4.650 \text{ psi}$$

- ✓ Presión de estallido en la profundidad del zapato de la tubería de revestimiento.

$$P_{Est.CSD @ 10.000} = 7.062 - 4.650$$

$$P_{Est.CSD @ 1.000} = 2.412 \text{ psi}$$

- ✓ Presión de estallido en superficie.

$$P_{Est.Sup} = P_{form\ prof\ 5} - (Prof._5 \times Grad.\ gas)$$

$$P_{Est.Sup} = 7.272 - (12.100 \times 0,1)$$

$$P_{Est.Sup} = 6.062 \text{ psi}$$

**Selección de tubería:** Calculados los valores de presión de colapso y estallido en superficie y en la profundidad de asentamiento del zapato, se efectuó el “**método gráfico**” descrito anteriormente para la selección preliminar de la sarta de tubería.

En la **Tabla 24**, se presentan los valores de resistencia al colapso y al estallido, para diferentes grados de tubería de 9 5/8” disponibles.

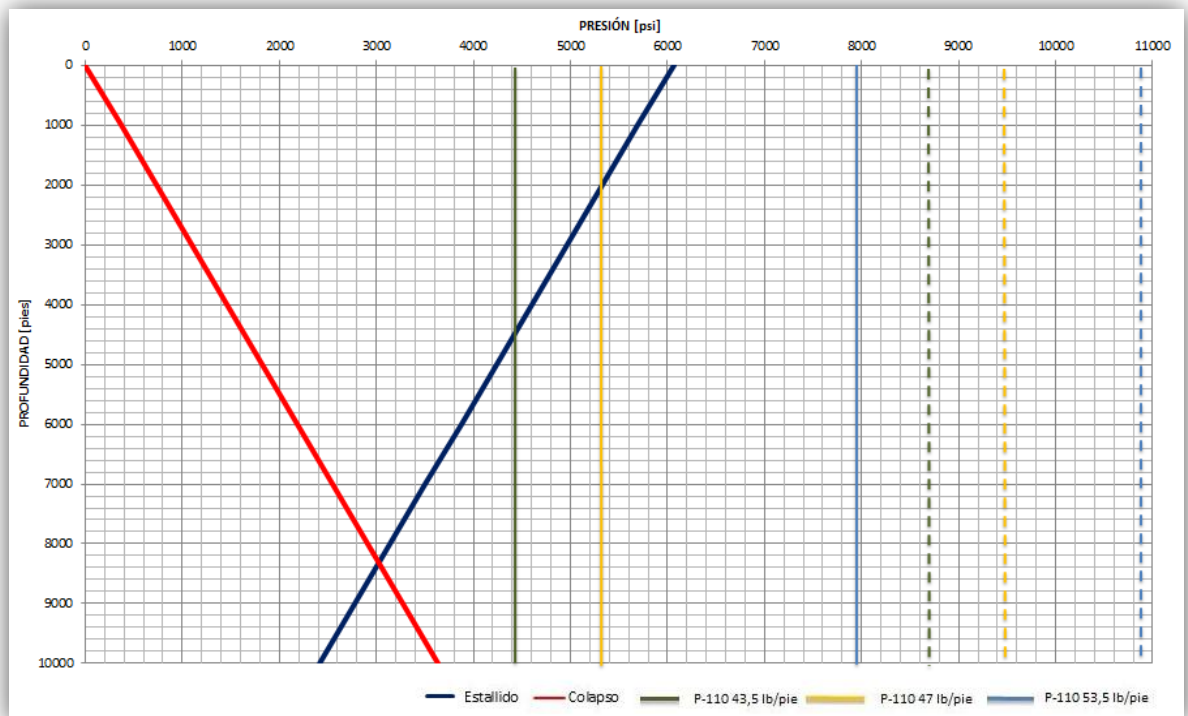
**Tabla 24.** Propiedades tubería de revestimiento 9 5/8".

Grado	Peso [lb/pie]	Resistencia al colapso [psi]	Resistencia al estallido [psi]	Resistencia a la cedencia * 1000 lbs
P-110	43,5	4.420	8.700	1.381
P-110	47	5.300	9.440	1.493
P-110	53,5	7.950	10.900	1.710

**Fuente.** API Bulletin 5C2

Considerando los valores calculados y las propiedades de las tuberías a evaluar se realizó la gráfica de selección (ver **Figura 36**). La línea de colapso se extiende desde 0 psi en superficie hasta 3.658 psi a 10.000 pies de profundidad. La línea de estallido se extiende desde 2.412 psi a 10.000 pies y 6.062 psi en superficie. Las líneas verticales corresponden a los valores de resistencia al colapso y estallido de cada una de las tuberías evaluadas.

**Figura 36.** Gráfica selección tubería de revestimiento 9 5/8"



Con base en la gráfica de selección, se observó que las tuberías de grado P-110 43,5 lb/pie, P-110 47 lb/pie y 53,5 lb/pie, satisfacen los requerimientos de colapso y estallido para todo el intervalo evaluado. Teniendo en cuenta la longitud de tubería a instalar (10.000pies), se decidió seleccionar una sarta de tubería combinada, con el objetivo de alcanzar un escenario económico más favorable y ser consistente con los requerimientos operacionales de acuerdo al cabezal de pozo a instalar con un tasa de presión de 10.000 psi.

Contemplando lo mencionado anteriormente, se seleccionó la siguiente sarta de tubería:

- ✓ Intervalo de 0 - 1.000 pies, tubería grado P-110 53,5 lb/pie.
- ✓ Intervalo de 1.000 - 10.000 pies, tubería grado P-110 47 lb/pie.

La tubería de grado P-110, 47 lb/pie aunque no presentaba el escenario económico más favorable, se seleccionó evaluando parámetros de seguridad, al tener características de diseño superiores a la tubería de grado P-110, 43,5 lb/pie, esto fundamentado en la posibilidad de presencia de zonas problemas a las profundidades de instalación debido al desconocimiento de la zona.

**Nota:** La tubería de grado P-110, 53,5 lb/pie, en su diseño estandar presenta una longitud de drift menor que el diámetro de la broca con que se perforará la siguiente sección. Por tal razón la tubería a instalar debe ser "*special drift*" para permitir el paso de broca de 8 ½ ". Seleccionada la sarta de tubería preliminar, se efectuaron los análisis para las cargas por tensión y cargas biaxiales.

### 3. Diseño por tensión

Para la tubería de revestimiento de 9 5/8", el análisis tuvo en cuenta las fuerzas totales de tensión generadas por el peso boyante de la tubería, las fuerzas de flexión y cargas de arrastre (choque), considerando la posibilidad de desviación del hueco debido al desconocimiento geológico de la zona. Se asumirá un dogleg de 1°/100 pies (ver **Tabla 25**).

*Desviación* ( $\theta$ ) = 1°/100 pies.

*Análisis fuerza de flexión*

$$F_f = 63x\theta xODx\text{peso tubería}$$

*Análisis cargas de arrastre (choque)*

$$F_f = 3.200 \times \text{peso tubería}$$

$$FB = 1 - \frac{10,5 \text{ lpg}}{65,4} = 0,839$$

**Tabla 25.** Cálculo cargas totales por tensión, tubería 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"

Prof. (pies)	Grado y peso	Peso tope de las juntas (lbs)	Peso boyante, tope de las juntas (lbs)	Fuerzas por flexión (lbs)	Cargas choque (lbs)	Cargas totales tensión	FS
0	P-110 43,5 #	466.500	473.000 * 0,839 = 391.393	32.441	171.200	595.004	2,9
1.000	P-110 47#	423.000	391.393-43.500 = 347.893	28.499	150.400	526.792	2,8

De acuerdo con los resultados obtenidos, se comprobó que las tuberías de grado P-110, 53,5 lb/pie y P-110, 47 lb/pie, satisfacen los requerimientos por tensión.

✓ **Prueba de integridad**

Luego que la tubería de revestimiento es sentada y cementada, es práctico probar esta antes de llevar cabo la perforación del zapato y herramientas de flotación. La presión de prueba utilizada por la mayoría de empresas operadoras es aplicar el 60% de la resistencia al estallido de la tubería de grado más débil presente en la sarta, para nuestro caso la tubería de grado P-110, 47 lb/pie.

$$P \text{ pres.}_{cs9\ 5/8} = 60\% \times \text{pres. estall. } P - 110, 47 \text{ lb/pie}$$

$$P \text{ pres.}_{cs9\ 5/8} = 60\% \times 9.440 = 5.664 \text{ psi}$$

Durante la prueba de presión, fuerzas de tensión extras son ejercidas sobre la tubería de revestimiento, razón por la cual el mínimo factor de seguridad por tensión debe ser recalculado y verificar que sea  $\geq 1,8$ , para el tope de la junta de menor grado.

Cuando la tubería es cementada, los efectos de las cargas de choque desaparecen y las fuerzas totales por tensión son la suma del peso boyante de la tubería, las fuerzas de flexión y las fuerzas generadas en la prueba de integridad.

Fuerzas totales de tensión en el tope de la junta durante la prueba de integridad:

$$FT = PB \text{ csg} + FTPI$$

$$FT = W_{\text{aire}} \times FB + \left( \left( \frac{\pi}{4} \right) (ID)^2 \times P_{\text{prueba}} \right) + \text{Fuerz. flexión}$$

Dónde:

PB = peso boyante de la tubería de revestimiento

FTPI = fuerzas de tensión debido a la prueba de integridad.

$W_{\text{aire}}$  = peso de la tubería en el aire

FB = factor de boyanza

ID = diámetro interno

$$FB = 1 - \frac{\text{densidad del lodo}}{\text{densidad del acero}}$$

$$FB = 1 - \frac{10,5 \text{ lpg}}{65,4} = 0,839$$

El diámetro interno (ID) para la tubería P-110, 47 lb/pie, con base en tablas API es 8,681 pulgadas.

$$FT = 423.000 \times 0,839 + \left( \left( \frac{\pi}{4} \right) (8,681)^2 \times 5.664 \right) + 28.499$$

$$FT = 718.928 \text{ lbs}$$

Con base en el valor obtenido se recalculó el factor de seguridad en el tope de las junta, para la tubería P-110, 47 lb/pie.

$$F_{\text{seg}} = \frac{\text{Resist. cedencia}}{\text{peso acumulado}}$$

$$F_{seg} = \frac{1.493.000}{718.928} = 2,1$$

La tubería P-110, 47 lb/pie, satisface el criterio por tensión en el desarrollo de la prueba de integridad.

#### 4. Cargas biaxiales

Con base en el procedimiento propuesto en el Capítulo 2, se calculó la presión de colapso reducida bajo cargas biaxiales para el tope de la junta de menor grado presente en la sarta de tubería, correspondiente a la tubería P-110, 47 lb/pie.

$$Carga\ axial = 423.000\ libras$$

$$\sigma_a = 31.166\ psi$$

$$YP = 1.493.000\ lb = 110.003\ psi$$

$$Y_{pa} = 90.057\ [psi]$$

$$\frac{D}{t} = 20,4$$

$$A = 3,022$$

$$B = 0,072$$

$$C = 2.286$$

$$F = 2,142$$

$$G = 0,051$$

La relación de falla se encuentra en la zona plástica.

- ✓ Resistencia al colapso reducida para la tubería P-110, 47 lb/pie:

$$Pc_{reducida} = 4.625\ [psi]$$

Factor de seguridad en colapso bajo cargas biaxiales.

$$FS = \frac{Resistencia\ al\ colapso\ reducida}{Presión\ colapso\ tope\ junta}$$

$$FS = \frac{4.625}{(0,052 * 1.000 * 10,5)}$$

$$FS = 8,5$$

Desarrollados la totalidad de los análisis para los criterios de colapso, estallido, tensión y cargas biaxiales se comprobó que la sarta de tubería propuesta, satisface los requerimientos para la sección evaluada (ver **Tabla 26**).

**Tabla 26.** Resumen selección tubería de revestimiento sección 3

	Intervalo 0 – 1.000 pies	Intervalo 1.000 – 10.000 pies
<b>Grado</b>	P-110	P-110
<b>Peso [lb/pie]</b>	53,5	47
<b>Resistencia al colapso [psi]</b>	7.950	5.300
<b>Resistencia al estallido [psi]</b>	10.900	9.440
<b>Resistencia a la cedencia * 1000 lbs</b>	1.710	1.493
<b>FS colapso</b>	14,5	1,1
<b>FS estallido</b>	1,8	1,6
<b>FS tensión</b>	2,8	2,8

✓ **Evaluación compresión tubería de revestimiento superficie**

Una vez el casing head (cabezal de pozo) es instalado en la tubería de 20”, esta será sujeta de la acción de fuerzas compresivas ejercidas por las sargas de tubería instaladas posteriormente. Por tal razón se hace necesario evaluar si la tubería de 20” seleccionada es capaz de soportar las fuerzas a las que será sometida. El procedimiento de evaluación consiste en determinar el peso boyante total de las diferentes sargas instaladas (ver **Tabla 27**) y compararlo con el valor de resistencia a la cedencia correspondiente a la tubería seleccionada. La relación de estos dos valores debe cumplir mínimo con un factor de seguridad de 1,1.

Para el cálculo del factor de boyanza se asume que las tuberías están sumergidas en un lodo con un gradiente de 0,465 psi/pie, correspondiente a la situación más crítica.

$$FB = 1 - \frac{\text{gradiente de lodo}}{\text{gradiente del acero}}$$

$$FB = 1 - \frac{0,465 \left(\frac{psi}{pie}\right)}{3,39 \left(\frac{psi}{pie}\right)} = 0,863$$

**Tabla 27.** Cargas compresivas tubería 20"

Sección	Sarta de tubería (pulg)	Peso en el aire (lbs)	Peso boyante (lbs)
II	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	272.000	234.736
III	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	476.500	411.219
<b>Total</b>		748.500	645.955

Calculado el peso boyante llevado por la tubería de 20", este se compara con la resistencia a la cedencia para el grado K-55, 133 lb/pie.

$$FS = \frac{\text{Resistencia a la cedencia}}{\text{Peso boyante}}$$

$$FS = \frac{2.125.000 \text{ (lbs)}}{649.955 \text{ (lbs)}} = 3,2$$

La tubería de grado K-55, 133 lb/pie, cumple con los requerimientos en presencia de fuerzas de compresión presentadas por la instalación de la sargas de tubería.

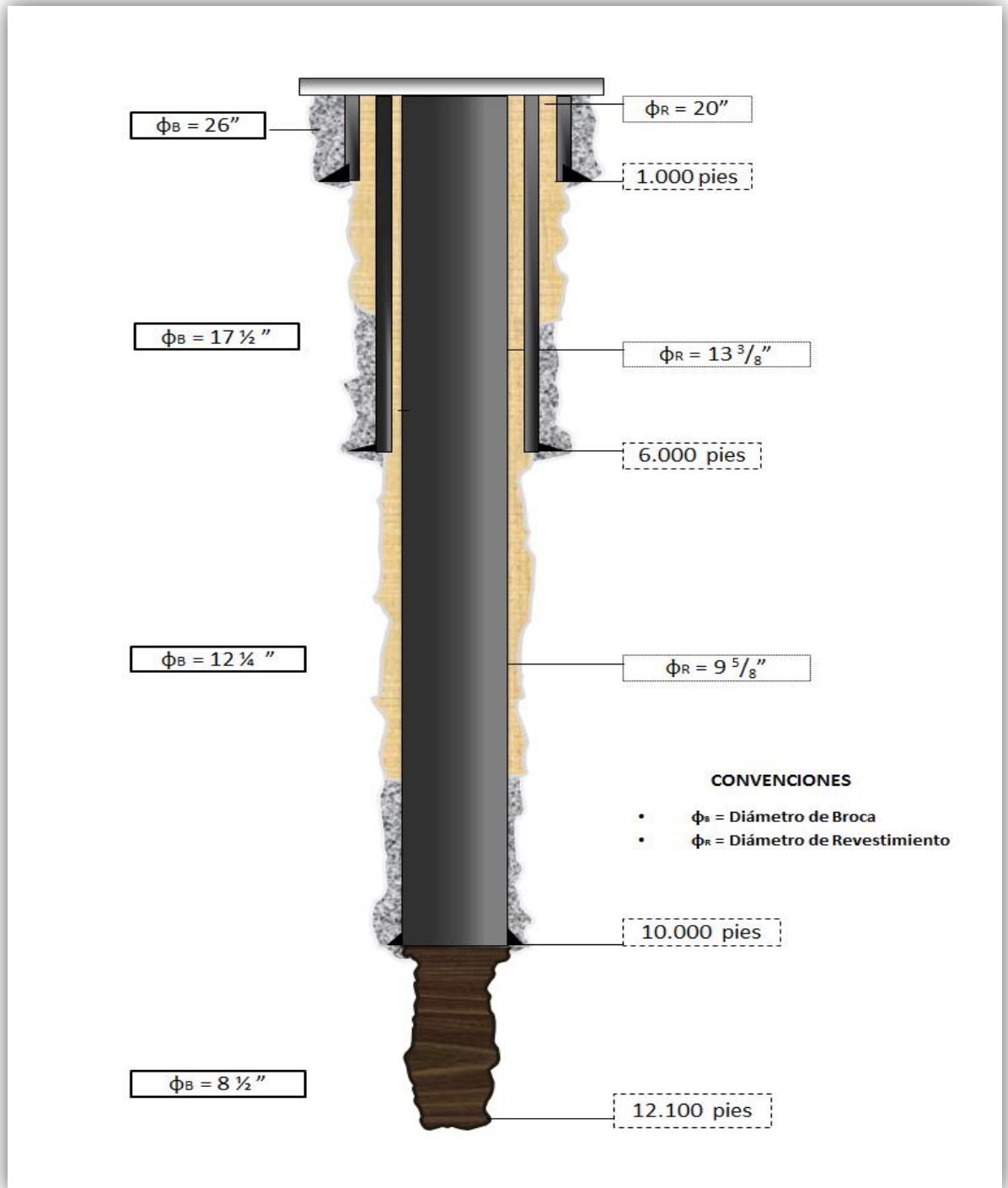
#### 1.4.5 Estado mecánico final pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

Concluidas las etapas de diseño preliminar y detallado, se generó el estado mecánico para el pozo ANH-BVTURA-1ST-P (ver **Figura 37**), al igual que las tuberías de revestimiento a instalar en cada una de las secciones propuestas (ver **Tabla 28**).

**Tabla 28.** Tubería de revestimiento pozo ANH-BVTURA-1-ST-P

REVESTIMIENTO	O.D. (pulg)	LONGITUD (pies)		PROPIEDADES			
		Tope	Base	Peso (lb/pie)	Grado	D.I. (pulg)	Drift (pulg)
Superficie	20	0	1.000	133	K-55	18,730	18,542
Intermedio No.1	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	0	6.000	68	N-80	12,415	12,259
Intermedio No.2	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	0	1.000	53,5	P-110	8,535	8,379
Intermedio No. 2	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	1.000	10.000	47	P-110	8,681	8,525
REVESTIMIENTO	O.D. (pulg)	PROPIEDADES					
		Esp. de pared (pulg)		Peso en el aire (lbs)	Cap. (bbls/pie)	O.D. coupling (pulg)	
Superficie	20	0,635		133.000	0,018	21	
Intermedio No.1	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	0,480		408.000	0,012	14,375	
Intermedio No.2	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	0,545		64.200	0,0081	10,625	
Intermedio No. 2	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	0,472		413.600	0,0084	10,625	
REVESTIMIENTO	O.D. (pulg)	PROPIEDADES					
		Res. Estallido (psi)	Res. Colapso (psi)	Body Yield Stgh. x 1.000 lbs	Joint Stgh. x 1.000 lbs		
Superficie	20	3.060	1.500	2.125	2.123		
Intermedio No.1	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	5.020	2.260	1.558	1.585		
Intermedio No.2	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	10.900	7.930	1.710	1.718		
Intermedio No. 2	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	9.440	5.310	1.493	1.500		

Figura 37. Estado mecánico pozo ANH-BVTURA-1-ST-P



## 5. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DISEÑO MECÁNICO

En el presente capítulo se presenta la posibilidad de optimizar el diseño mecánico propuesto para el pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, a partir de un análisis comparativo entre los tres escenarios planteados tanto en el aspecto técnico como económico que permita tener claridad en la relación costo-beneficio y sirva como soporte para decidir su aplicación.

### 5.1 EVALUACIÓN TÉCNICA

Considerando las condiciones geológicas y operacionales esperadas en la perforación del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, con base en la evaluación técnica desarrollada a partir de la información de los pozos vecinos perforados en la Cuenca Tumaco, se plantean dos escenarios opcionales que permiten optimizar el diseño mecánico del pozo teniendo en cuenta la incertidumbre manejada durante el proceso de diseño, debido a la escasa información geológica existente, y cuya aplicación estará sujeta a las condiciones operacionales que se presenten durante las operaciones de perforación del pozo.

Para establecer una base de comparación técnica, se evaluaron una serie de aspectos que permiten comparar el desempeño operacional, los cuales son:

- ✓ Geometría del pozo
- ✓ Tubería de revestimiento
- ✓ Cementación
- ✓ Cabezal de pozo
- ✓ Tiempos operacionales
- ✓ Lodos de perforación
- ✓ Registros de pozo
- ✓ Equipo de perforación

A continuación se detallan cada uno de los aspectos evaluados:

#### 5.1.1 Geometría pozo

A partir del estado mecánico seleccionado inicialmente, se plantearon dos escenarios opcionales para la geometría del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P (ver

**Figuras 38 y 39**), los cuales cumplen con los requerimientos de diseño y permiten asegurar la operación. En la **Tabla 29**, se presentan los tres estados mecánicos propuestos.

**Tabla 29.** Estados mecánicos propuestos

FASE	Estado mecánico propuesto		Opción 2		Opción 3	
	Diámetro tubería (O.D.)	Intervalo (pies)	Diámetro tubería (O.D.)	Intervalo (pies)	Diámetro tubería (O.D.)	Intervalo (pies)
I	20"	0' - 1.000'	20"	0' -300'	20"	0' - 1.000'
II	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	0' – 6.000'	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	0' – 2.000'	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	0' – 8.000'
III	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	0' – 10.000'	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	0' – 8.000'	_____	_____
IV Hueco abierto	10.000' – 12.100'		8.000' – 12.100'		8.000' – 12.100'	
<b>CONTINGENCIA</b>	Liner 7" (10.00' – 11.000')		Liner 7" (8.000' – 11.100')		Liner 7"(8.000' – 11.000')	

Figura 38. Estado mecánico opción 2

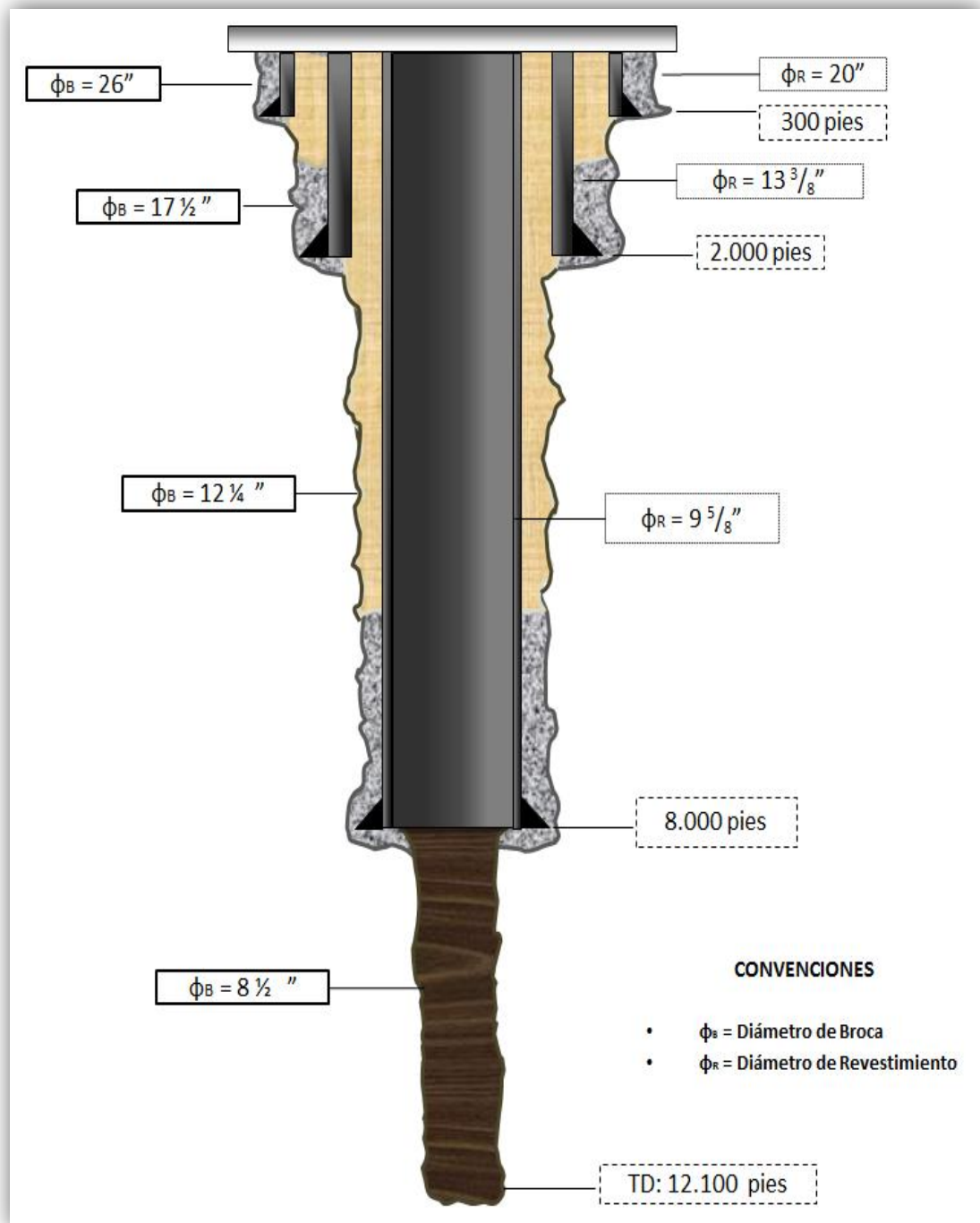
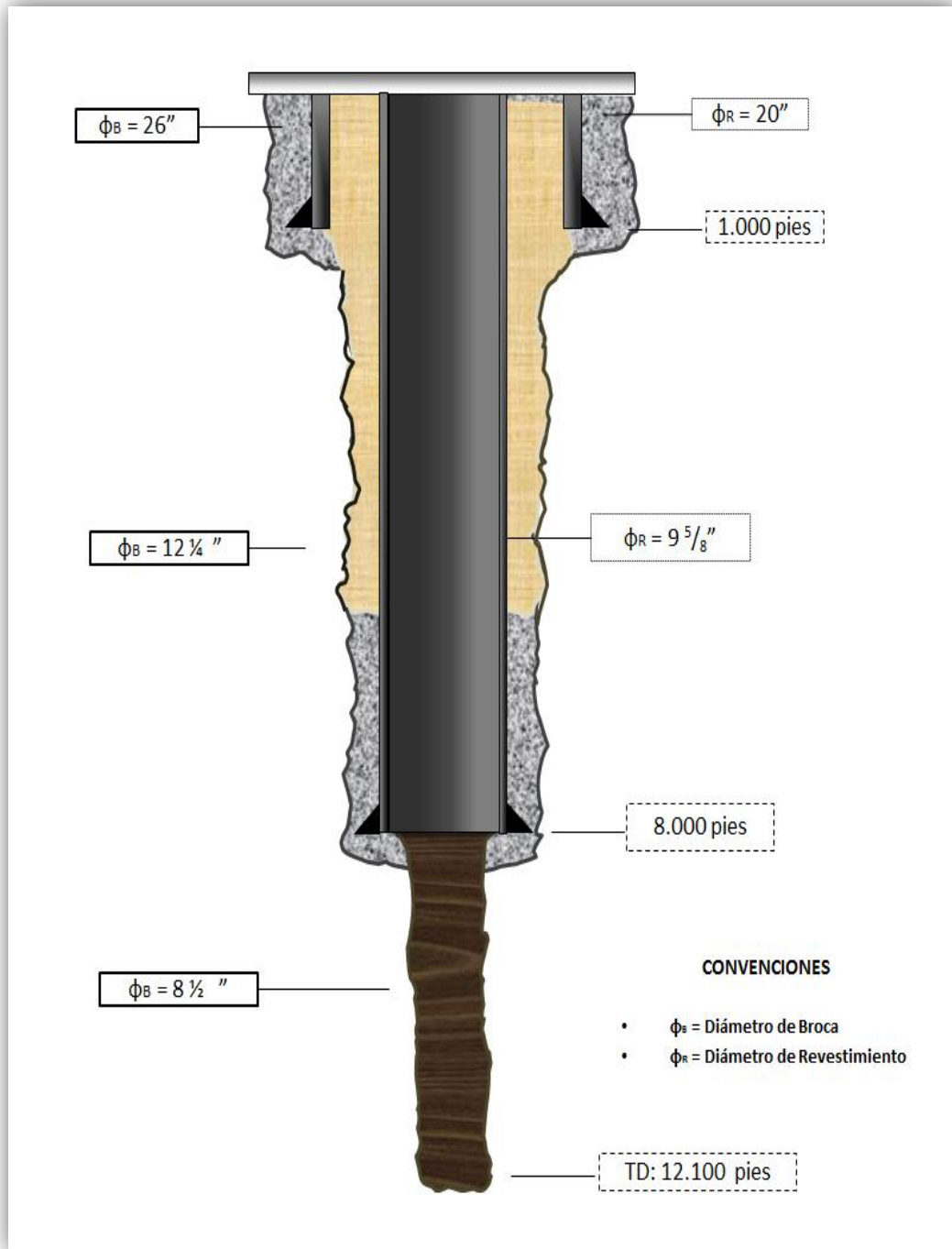


Figura 39. Estado mecánico opción 3



### 5.1.2 Tubería de revestimiento

En las **Tablas 30, 31 y 32**, se presentan la longitud de tubería de revestimiento necesario para cada estado mecánico propuesto.

**Tabla 30.** Tubería de revestimiento estado mecánico propuesto

Tubería de revestimiento	Estado mecánico propuesto			
	Diám. tubería (O.D.)	Grado	Peso (lb/pie)	Longitud (pies)
Tubería Superficie	20"	K-55	133	1.000
Tubería Intermedia	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	N-80	68	6.000
Tubería Intermedia	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	P-110	53,5	1.000
		P-110	47	9.000
<b>CONTINGENCIA</b>	7"	P-110	29	1.000

**Tabla 31.** Tubería de revestimiento estado mecánico opción 2

Tubería de revestimiento	Opción 2			
	Diám. tubería (O.D.)	Grado	Peso (lb/pie)	Longitud (pies)
Tubería Superficie	20"	K-55	133	300
Tubería Intermedia	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	N-80	68	2.000
Tubería Intermedia	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	P-110	53,5	1.200
		P-110	47	6.800
<b>CONTINGENCIA</b>	7"	P-110	29	3.000

**Tabla 32.** Tubería de revestimiento estado mecánico opción 3

Tubería de revestimiento	Opción 3			
	Diám. tubería (O.D.)	Grado	Peso (lb/pie)	Longitud (pies)
Tubería Superficie	20"	K-55	133	1.000
Tubería Intermedia	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	P-110	53,5	1.200
		P-110	47	6.800
<b>CONTINGENCIA</b>	7"	P-110	29	3.000

### 5.1.3 Cementación

En las **Tablas 33, 34 y 35**, se presentan los volúmenes de cemento requeridos para cada una de las tuberías de revestimiento a instalar, en las diferentes opciones de estado mecánico propuesto.

**Tabla 33.** Volúmenes de cemento estado mecánico propuesto

Estado mecánico propuesto								
Tubería de revestimiento	Diámetro tubería (O.D.)	Intervalo a cementar (pies)	Lechada principal			Lechada de relleno		
			Longitud (pies)	Volumen		Longitud (pies)	Volumen	
				bbls	pies <sup>3</sup>		bbls	pies <sup>3</sup>
Tub. Superficie	20"	0' - 1.000'	200'	80	449	800'	322	1.808
Tub. Intermedia	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	2.500' – 4.000'	500'	80	449	1.000'	186	1.044
Tub. Intermedia	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	8.000' – 10.000'	500'	36	202	1.500'	126	707
<b>CONTINGENCIA</b>	7"	10.000'–11.000'	200'	9	50,5	800	37	207,7

**Tabla 34.** Volúmenes de cemento estado mecánico opción 2

Opción 2								
Tubería de revestimiento	Diámetro tubería (O.D.)	Intervalo a cementar (pies)	Lechada principal			Lechada de relleno		
			Longitud (pies)	Volumen		Longitud (pies)	Volumen (bbls)	
				bbls	pies <sup>3</sup>		bbls	pies <sup>3</sup>
Tub. Superficie	20"	0' - 300'	300'	167	938	-----	-----	
Tub. Intermedia	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	1.000' – 2.000'	300'	77	432	700'	173	971
Tub. Intermedia	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	6.800' – 8.000'	400'	46	258	800'	89	500
<b>CONTINGENCIA</b>	7"	8.000'–11.000'	1.000'	45	253	2.000'	91	511

**Tabla 35.** Volúmenes de cemento estado mecánico opción 3

Opción 3								
Tubería de revestimiento	Diámetro tubería (O.D.)	Intervalo a cementar (pies)	Lechada principal			Lechada de relleno		
			Longitud (pies)	Volumen		Longitud (pies)	Volumen	
				bbls	pies <sup>3</sup>		bbls	pies <sup>3</sup>
Tub. Superficie	20"	0' - 1.000'	1.000'	542	3.043	-----	-----	
Tub. Intermedia	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	6.800' – 8.000'	400'	46	258	800'	89	500
<b>CONTINGENCIA</b>	7"	8.000' -11.000'	1.000'	45	253	2.000'	91	511

### 5.1.4 Cabezal de pozo

En la **Tabla 36**, se presenta un resumen de los requerimientos correspondientes al cabezal de pozo para cada una de las configuraciones propuestas.

**Tabla 36.** Resumen cabezal de pozo requerido

SECCIONES	Estado mecánico actual	Opción 2	Opción 3
<b>SECCIÓN A</b>	Casing head 21 1/4" x 5.000 psi, 20 SOW, W/2 1 13/16" x 5.000 psi, SSO & Base plate	Casing head 21 1/4" x 5.000 psi, 20 SOW, W/2 1 13/16" x 5.000 psi, SSO & Base plate	Casing head 21 1/4" x 5.000 psi, 20 SOW, W/2 1 13/16" x 5.000 psi, SSO & Base plate
	Casing Hanger 20 1/4" x 13 3/8"	Casing Hanger 20 1/4" x 13 3/8"	Casing Hanger 21 1/4" x 9 5/8"
<b>SECCIÓN B</b>	Casing Head Spool 13 3/8" "FS", 21 1/4" 5.000 psi x 13 5/8" 10.000 psi, W/2 2 1/16" x 10.000 psi	Casing Head Spool 13 3/8" "FS", 21 1/4" 5.000 psi x 13 5/8" 10.000 psi, W/2 2 1/16" x 10.000 psi	No aplica
	Casing Hanger 13 5/8" x 9 5/8"	Casing Hanger 13 5/8" x 9 5/8"	No aplica

### 5.1.5 Tiempos operacionales

Unos de los aspectos más importantes a evaluar y que corresponde a uno de los porcentajes más altos en costos del proyecto, son los tiempos operacionales los cuales se ven reflejados en días de operación del taladro de perforación.

Para el caso de estudio se evaluaron los tiempos correspondientes a las operaciones de corrida de revestimiento, cementación (ver **Tablas 37, 38 y 39**) y perforación (ver **Tablas 40, 41, 42**) para cada uno de los estados mecánicos propuestos, con el objetivo de cuantificar los días de taladro requeridos.

#### 5.1.5.1 Corrida de revestimiento – cementación

**Tabla 37.** Tiempos corrida de revestimiento, cementación estado mecánico propuesto

FASE	Estado mecánico propuesto					
	Diámetro tubería (O.D.)	Longitud (pies)	Número juntas	Tiempo corrida de revestimiento (h)	Tiempo cementación (h)	Tiempo Equipo Perforación (h)
I	20"	1.000	35	6	5	11
II	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	4.000	200	24	5	29
III	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	10.000	335	38	5	43
<b>Tiempo total</b>				68	15	83
CONTINGENCIA	7	1.000	68	9	5	14
<b>Tiempo total + contingencia</b>				77	20	97

**Tabla 38.** Tiempos corrida de revestimiento, cementación estado mecánico opción 2

FASE	OPCIÓN 2					
	Diámetro tubería (O.D.)	Longitud (pies)	Número juntas	Tiempo corrida de revestimiento (h)	Tiempo cementación (h)	Tiempo Equipo Perforación (h)
I	20"	300	10	4	4	8
II	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	2.000	68	9	5	14
III	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	8.000	268	30	5	35
<b>Tiempo total</b>				43	14	57
CONTINGENCIA	7	3.000	135	15	5	20
<b>Tiempo total + contingencia</b>				58	19	77

**Tabla 39.** Tiempos corrida de revestimiento, cementación estado mecánico opción 3

FASE	OPCIÓN 3					
	Diámetro tubería (O.D.)	Longitud (pies)	Número juntas	Tiempo corrida de revestimiento (h)	Tiempo cementación (h)	Tiempo Equipo Perforación (h)
I	20"	1.000	35	6	5	11
II	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	8.000	268	30	5	35
<b>Tiempo total</b>				36	10	46
CONTINGENCIA	7	3.000	135	15	5	20
<b>Tiempo total + contingencia</b>				51	15	66

### 5.1.5.2 Perforación

**Tabla 40.** Tiempos perforación estado mecánico propuesto

FASE	Estado mecánico propuesto						
	PROFUNDIDAD			Operación	Hueco	ROP	Tiempo Equipo Perforación (h)
	Intervalo a perforar	Total					
I	0	1.000	1.000	Perforando	12 ¼	25	40
	0	1.000	1.000	Ensanchando	26	30	33,3
II	1.000	1.700	1.700	Perforando	12 ¼	25	28
	1.700	2.200	2.200	Ensanchando	12 ¼	30	16,7
	2.200	5.000	5.000	Perforando	12 ¼	25	112
	5.000	5.500	5.500	Ensanchando	12 ¼	30	16,7
	5.500	6.000	6.000	Perforando	12 ¼	25	20
	1.000	6.000	6.000	Ensanchando	17 ½	30	166,7
III	6.000	7.500	7.500	Perforando	12 ¼	25	60
	7.500	8.000	8.000	Ensanchando	12 ¼	30	16,7
	8.000	10.000	10.000	Perforando	12 ¼	25	80
IV	10.000	10.500	10.500	Perforando	8 ½	25	20,0
	11.000	12.100	12.100	Perforando	8 ½	25	44
<b>Tiempo total</b>					27,25 Días		654

**Tabla 41.** Tiempos perforación estado mecánico opción 2

FASE	Opción 2						
	PROFUNDIDAD			Operación	Hueco	ROP	Tiempo Equipo Perforación (h)
	Intervalo a perforar	Total					
I	0	300	300	Perforando	12 ¼	25	12
	0	300	300	Ensanchando	26	30	10

**Tabla 41.** (Continuación)

FASE	Opción 2						
	PROFUNDIDAD			Operación	Hueco	ROP	Tiempo Equipo Perforación (h)
	Intervalo a perforar	Total					
II	300	1.500	1.500	Perforando	12 ¼	25	48
	1.500	2.000	2.000	Ensanchando	12 ¼	30	16,7
	300	2.000	2.000	Ensanchando	17 ½	30	66,7
III	2.000	5.000	5.000	Ensanchando	17 ½	30	120
	5.000	5.500	5.500	Ensanchando	12 ¼	30	16,7
	5.500	7.500	7.500	Perforando	12 ¼	25	80
	7.500	8.000	8.000	Perforando	12 ¼	25	16,7
IV	8.000	10.500	10.500	Perforando	8 ½	25	100
	11.000	12.100	12.100	Perforando	8 ½	25	44
<b>Tiempo total</b>					22,11 Días		530,7

**Tabla 42.** Tiempos perforación estado mecánico opción 3

FASE	Estado mecánico 3						
	PROFUNDIDAD			Operación	Hueco	ROP	Tiempo Equipo Perforación (h)
	Intervalo a perforar	Total					
I	0	1.000	1.000	Perforando	12 ¼	25	40
	0	1.000	1.000	Ensanchando	26	30	33,3
II	1.000	1.700	1.700	Perforando	12 ¼	25	28
	1.700	2.200	2.200	Ensanchando	12 ¼	30	16,7
	2.200	5.000	5.000	Perforando	12 ¼	25	112
	5.000	5.500	5.500	Ensanchando	12 ¼	30	16,7
	5.500	7.500	7.500	Perforando	12 ¼	25	80
	7.500	8.000	8.000	Ensanchando	12 ¼	30	16,7

**Tabla 42.** (Continuación)

FASE	Estado mecánico 3						
	PROFUNDIDAD			Operación	Hueco	ROP	Tiempo Equipo Perforación (h)
	Intervalo a perforar	Total					
III	8.000	10.500	10.500	Perforando	8 ½	25	100
	11.000	12.100	12.100	Perforando	8 ½	25	44
<b>Tiempo total</b>					20,3 Días		487,3

### 5.1.6 Fluido de perforación

Para el cálculo del costo de los fluidos de perforación se consideró una formulación de un lodo base agua estándar utilizado en la industria petrolera (ver **Tabla 43**).

**Tabla 43.** Costos lodos

FASE	Estado mecánico propuesto	Opción 2	Opción 3
	COSTO (COP)	COSTO (COP)	COSTO (COP)
I	\$ 40.986.066	\$ 19.497.192	\$ 42.101.975
II	\$ 183.658.054	\$ 77.862.052	\$ 312.597.319
III	\$ 110.396.788	\$ 234.226.822	\$ 188.011.172
IV Hueco abierto	\$ 124.822.292	\$ 188.011.172	
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 459.863.202</b>	<b>\$ 519.597.240</b>	<b>\$ 542.710.467</b>

### 5.1.7 Registros de pozo

Para el cálculo del costo de los registros de pozo (ver **Tabla 44**) en cada una de las opciones se consideraron los siguientes aspectos:

- ✓ Cargo por pie registrado
- ✓ Cargo por profundidad registrada
- ✓ Tiempo de la unidad de registro en la locación
- ✓ Movilización unidad e registros

**Tabla 44.** Costos registros eléctricos

Estado mecánico propuesto	Opción 2	Opción 3
<b>COSTO (COP)</b>	<b>COSTO (COP)</b>	<b>COSTO (COP)</b>
\$ 509.662.840	\$ 439.559.300	\$ 379.658.760

### 5.1.8 Equipo de perforación

La reducción de sartas de perforación o de longitud de las mismas, y por consiguiente la disminución de la carga crítica a manejar por el taladro de perforación, permite reducir los requerimientos de potencia del equipo a utilizar durante las operaciones de perforación del pozo. En la **Tabla 45** se presenta la potencia requerida para los equipos de perforación.

**Tabla 45.** Requerimientos equipo de perforación

Modelo	Estado mecánico propuesto	Opción 2	Opción 3
Requerimiento potencia Equipo de perforación	Equipo 1.500 HP	Equipo 1.200 HP	Equipo 1.200 HP

## 5.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Una vez detallados los aspectos técnicos involucrados en la implementación de cada una de las opciones de diseño mecánico propuesto, se calcularon los costos aproximados para cada una de las actividades.

A continuación se detallan los costos calculados para cada una de las opciones (ver **Tablas 46, 47 y 48**):

**Tabla 46.** Costos aproximados estado mecánico propuesto

Costos Estado mecánico propuesto					
Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor unitario (COP)	Valor total (COP)
Tubería de revestimiento	Tubería 20",K-55, 133 lb/pie	Pie	1.000	322.000	322.000.000
	Tubería 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> ",N-80, 68 lb/pie	Pie	6.000	162.000	972.000.000
	Tubería 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> ",P-110, 53,5 lb/pie	Pie	1.200	135.000	162.000.000
	Tubería 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> ",P-110, 47 lb/pie	Pie	8.800	112.000	985.600.000
Corrida de revestimiento	Operación corrida de revestimiento 20" + csg. circulation packer	Global	1	60.800.000	60.800.000
	Operación corrida de revestimiento 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " + csg. circulation packer	Global	1	41.000.000	41.000.000
	Operación corrida de revestimiento 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " + csg. circulation packer	Global	1	41.000.000	41.000.000
Cementación	Cement. csg. 20" – lechada principal.	pies <sup>3</sup>	449	45.600	20.474.400
	Cement. csg. 20" – lechada relleno.	pies <sup>3</sup>	1808	38.000	68.704.000
	Cement. csg. 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " – lechada principal.	pies <sup>3</sup>	449	49.400	20.474.400
	Cement. csg. 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " – lechada relleno.	pies <sup>3</sup>	1044	39.900	41.655.600
	Cement. csg. 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " – lechada principal.	pies <sup>3</sup>	202	58.900	11.897.800
	Cement. csg. 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " – lechada relleno.	pies <sup>3</sup>	707	51.300	36.209.100
Cabezal de pozo	Sección A + Sección B + instalación + prueba	Global	1	235.000.000	235.000.000
Equipo de perforación 1.500 HP	Equipo activo en operación	Día	30,75	78.850.000	2.424.637.500
Lodos	-----				459.863.202
Registros eléctricos	-----				509.662.840

**Tabla 46.** (Continuación)

Costos Estado mecánico propuesto					
CONTINGENCIA					
Tubería de revestimiento	Tubería 7",P-110, 29 lb/pie	Pie	1.000	56.000	56.000.000
Liner	Liner Hanger 9-5/8" 43,5-53,5 lb/pie x 7" P-110 26-32 lb/pie BTC + Alquiler de herramientas para instalación + servicio de ingeniería	Global	1	118.497.000	118.497.000
<b>COSTO TOTAL</b>					<b>6.344.274.842</b>
<b>COSTO TOTAL + CONTINGENCIAS</b>					<b>6.518.771.842</b>

**Tabla 47.** Costos opción 2

Costos Opción 2					
Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor unitario (COP)	Valor total (COP)
Tubería de revestimiento	Tubería 20",K-55, 133 lb/pie	Pie	300	322.000	96.600.000
	Tubería 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> ",N-80, 68 lb/pie	Pie	2.000	162.000	324.000.000
	Tubería 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> ",P-110, 53,5 lb/pie	Pie	1.200	135.000	162.000.000
	Tubería 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> ",P-110, 47 lb/pie	Pie	6.800	112.000	761.600.000
Corrida de revestimiento	Operación corrida de revestimiento 20" + csg. circulation packer	Global	1	60.800.000	60.800.000
	Operación corrida de revestimiento 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " + csg. circulation packer	Global	1	41.000.000	41.000.000
	Operación corrida de revestimiento 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " + csg. circulation packer	Global	1	41.000.000	41.000.000

**Tabla 47. (Continuación)**

<b>Costos Opción 2</b>					
Cementación	Cement. csg. 20" – lechada principal.	pies <sup>3</sup>	938	45.600	42.772.800
	Cement. csg. 20" – lechada relleno.	pies <sup>3</sup>	971	38.000	36.898.000
	Cement. csg. 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " – lechada principal.	pies <sup>3</sup>	432	49.400	21.340.800
	Cement. csg. 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " – lechada relleno.	pies <sup>3</sup>	500	39.900	19.950.000
	Cement. csg. 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " – lechada principal.	pies <sup>3</sup>	258	58.900	15.196.200
	Cement. csg. 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " – lechada relleno.	pies <sup>3</sup>	707	51.300	36.269.100
Cabezal de pozo	Sección A + Sección B + instalación + prueba	Global	1	235.000.000	235.000.000
Equipo de perforación 1.500 HP	Equipo activo en operación	Día	25	78.850.000	1.971.125.000
Equipo de perforación 1.200 HP	Equipo activo en operación	Día	25	57.000.000	1.425.000.000
Lodos	-----				519.597.240
Registros eléctricos	-----				439.559.300
<b>CONTINGENCIA</b>					
Tubería de revestimiento	Tubería 7",P-110, 29 lb/pie	Pie	3.000	56.000	173.600.000
Liner	Liner Hanger 9-5/8" 43,5-53,5 lb/pie x 7" P-110 26-32 lb/pie BTC + Alquiler de herramientas para instalación + servicio de ingeniería	Global	1	118.497.000	118.497.000
				<b>COSTO TOTAL</b>	<b>4.824.708.440</b>
<b>Equipo de perforación 1.500 HP</b>				<b>COSTO TOTAL + CONTINGENCIAS</b>	<b>5.116.805.440</b>
				<b>COSTO TOTAL</b>	<b>4.278.583.440</b>
<b>Equipo de perforación 1.200 HP</b>				<b>COSTO TOTAL + CONTINGENCIAS</b>	<b>4.570.680.440</b>

**Tabla 48.** Costos opción 3

Costos Opción 3					
Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor unitario (COP)	Valor total (COP)
Tubería de revestimiento	Tubería 20",K-55, 133 lb/pie	Pie	1.000	322.000	322.000.000
	Tubería 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> ",P-110, 53,5 lb/pie	Pie	1.200	135.000	162.000.000
	Tubería 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> ",P-110, 47 lb/pie	Pie	6.800	112.000	761.600.000
Corrida de revestimiento	Operación corrida de revestimiento 20" + csg. circulation packer	Global	1	60.800.000	60.800.000
	Operación corrida de revestimiento 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " + csg. circulation packer	Global	1	41.000.000	41.000.000
Cementación	Cement. csg. 20" – lechada principal.	pies <sup>3</sup>	3.043	45.600	138.760.800
	Cement. csg. 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " – lechada principal.	pies <sup>3</sup>	258	58.900	15.196.200
	Cement. csg. 9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " – lechada relleno.	pies <sup>3</sup>	500	51.300	26.650.000
Cabezal de pozo	Sección A + instalación + prueba	Global	1	110.000.000	110.000.000
Equipo de perforación 1.500 HP	Equipo activo en operación	Día	23	78.850.000	1.813.550.000
Equipo de perforación 1.200 HP	Equipo activo en operación	Día	23	57.000.000	1.311.000.000
Lodos	-----				542.710.467
Registros eléctricos	-----				379.658.760

**Tabla 48.** (Continuación)

Costos Opción 3						
CONTINGENCIA						
Tubería de revestimiento	Tubería 7",P-110, 29 lb/pie	Pie	3.000	56.000	173.600.000	
Liner	Liner Hanger 9-5/8" 43,5-53,5 lb/pie x 7" P-110 26-32 lb/pie BTC + Alquiler de herramientas para instalación + servicio de ingeniería	Global	1	118.497.000	118.497.000	
<b>COSTO TOTAL</b>					<b>4.373.926.227</b>	
<b>Equipo de perforación 1.500 HP</b>					<b>COSTO TOTAL + CONTINGENCIAS</b>	<b>4.666.023.227</b>
<b>Equipo de perforación 1.200 HP</b>					<b>COSTO TOTAL</b>	<b>3.871.376.227</b>
<b>Equipo de perforación 1.200 HP</b>					<b>COSTO TOTAL + CONTINGENCIAS</b>	<b>4.163.473.227</b>

## CONSOLIDADO COSTOS

En la **Tabla 49**, se presenta el consolidado de costos para cada una de las opciones propuestas.

**Tabla 49.** Consolidado costos

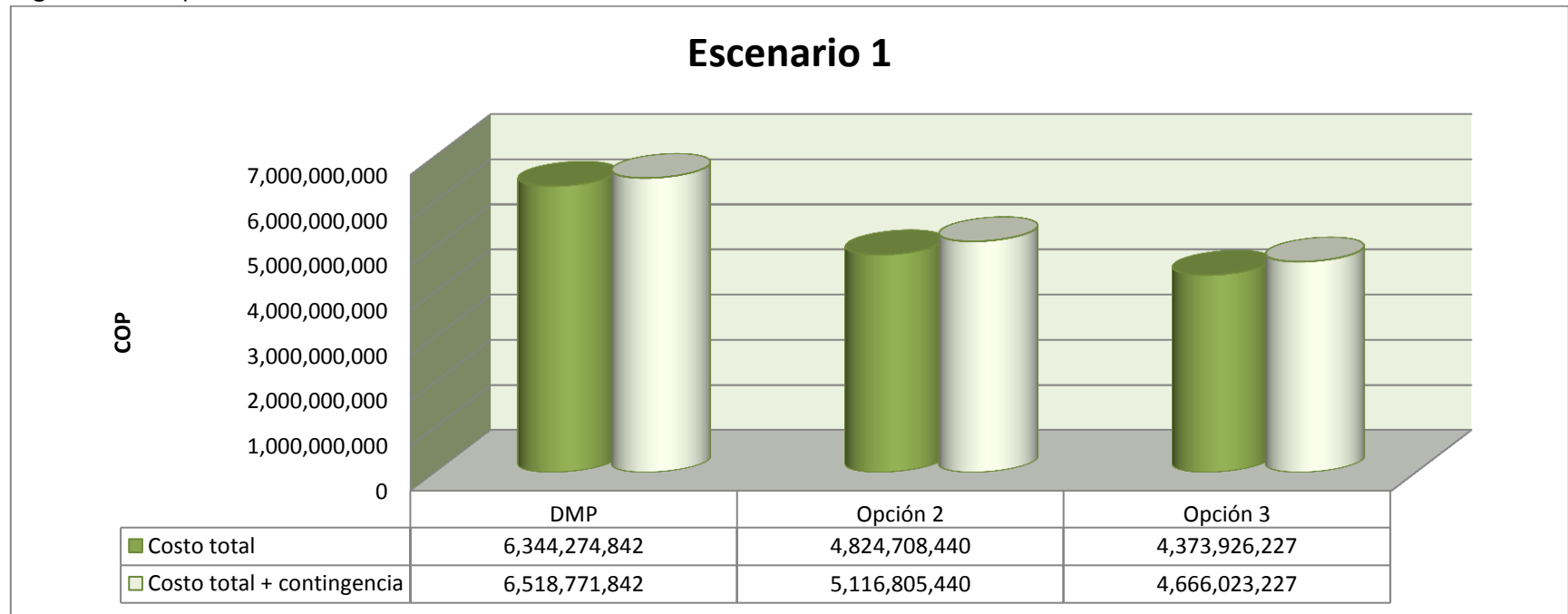
COSTOS	Diseño mecánico propuesto (DMP)	Opción 2		Opción 3	
		Equipo 1.500 HP	Equipo 1.200 HP	Equipo 1.500 HP	Equipo 1.200 HP
Costos totales	6.344.274.842	4.824.708.440	4.278.583.440	4.373.926.227	3.871.376.227
Costos totales + contingencia	6.518.771.842	5.116.805.440	4.570.680.440	4.666.023.227	4.163.473.227

Considerando los resultados obtenidos, se observó una reducción de costos de alrededor del 20%, para las dos opciones alternativas, respecto al estado mecánico propuesto. La implementación de alguna de las opciones estará sujeta a las condiciones operacionales encontradas.

## ESCENARIO 1

En la **Figura 40**, se presentan los costos totales trabajando con equipo de perforación 1.500 HP, en cada una de las opciones. Evaluando los resultados obtenidos se observó que los estados mecánicos opción 2 y opción3, reducen alrededor de un 20% de los costos comparado con el estado mecánico propuesto.

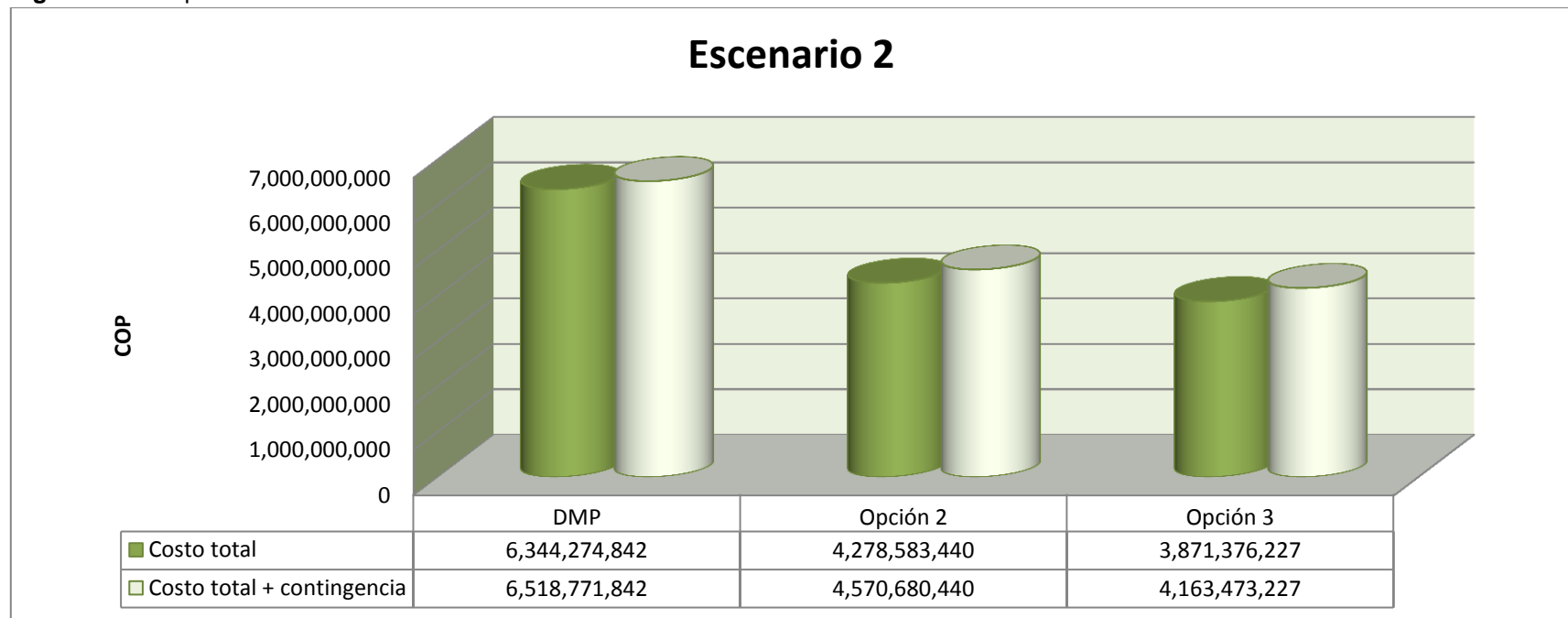
**Figura 40.** Comparativo costos escenario 1



## ESCENARIO 2

En la **Figura 41**, se presentan los costos totales trabajando con equipo de perforación 1.500 HP para la operación del estado mecánico propuesto y con equipo de perforación de 1.200 HP para las opciones 2 y 3. Evaluando los resultados obtenidos se obtuvo una reducción de costos aproximadamente del 30%, respecto al estado mecánico propuesto.

**Figura 41.** Comparativo costos escenario 2



## 6. PRÁCTICAS OPERACIONALES

Muchos de las causas de fallas en las tuberías de revestimiento se deben a malas prácticas operacionales, ya sea en el transporte, almacenamiento o manipulación. El API en su norma 5C1 (*Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing*), establece procedimientos estándar para el cuidado de las tuberías de revestimiento, garantizando un desempeño óptimo y conservando las propiedades mecánicas.

A continuación se muestran los aspectos más importantes a tener en cuenta en el manejo de la tubería de revestimiento en las operaciones previas a su instalación en el pozo.

### 6.1 ALMACENAMIENTO Y MANIPULACIÓN<sup>19</sup>

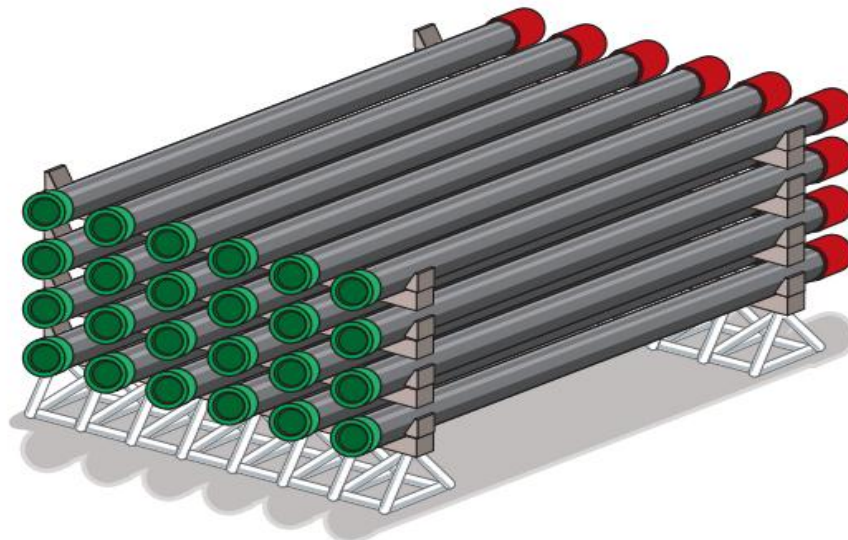
Una de los aspectos más importantes a considerar en el manejo de tubería tanto en el proceso de transporte desde la fábrica hasta el lugar de destino, es el correcto almacenamiento y manipulación.

- ✓ **Almacenamiento:** La tubería de revestimiento una vez se encuentre en el pozo debe ser ubicada sobre caballetes o “burros” (ver **Figura 42**). No se deben estibar tubos directamente en el suelo, sobre rieles, pisos de acero o concreto. La primera hilera de tubos no debe estar a menos de 46 cm del piso (ver **Figura 43**), de manera que no se vean afectados por la humedad y el polvo. Si se utilizan espaciadores de madera sin la protección de una lámina plástica, el área de contacto debe inspeccionarse periódicamente.

---

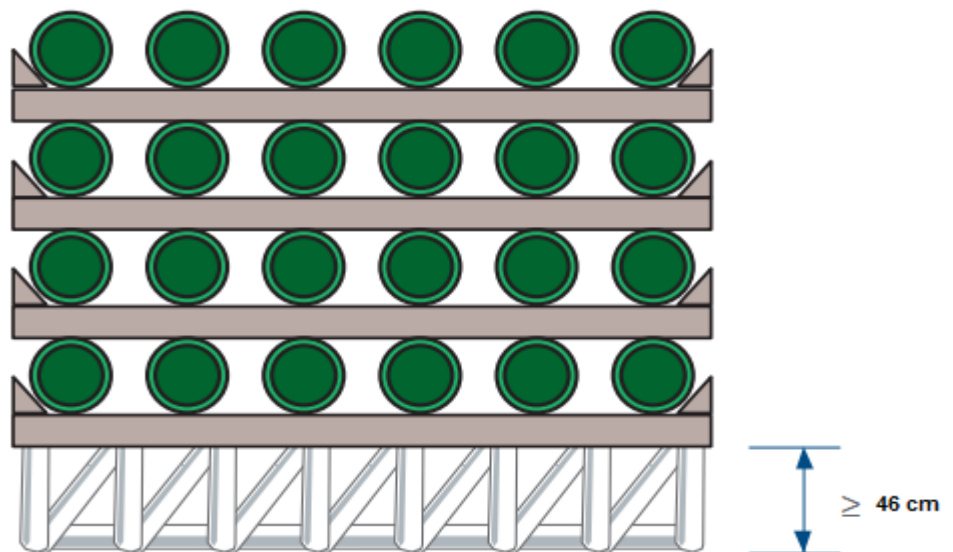
<sup>19</sup> Manual de uso de Casing y Tubing. TENARIS

**Figura 42.** Almacenamiento correcto tubería de revestimiento



**Fuente.** Manual uso de casing Tenaris.

**Figura 43.** Ubicación tubería de revestimiento



**Fuente.** Manual uso de casing Tenaris.

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

Ubicar listones de madera a modo de separadores entre la sucesivas hileras de tubos, de manera que los acoples no tengan que soportar peso. Es conveniente usar, por lo menos, tres (3) listones espaciadores. Colocar listones espaciadores en ángulo recto a los tubos y directamente encima de los listones y soportes inferiores para evitar flexiones.

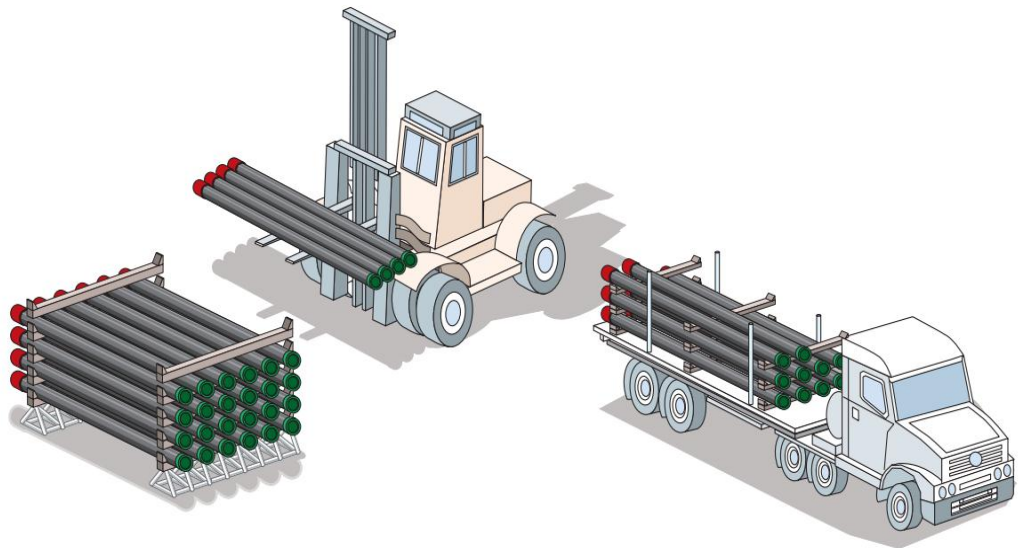
Asegurar los tubos clavando tacos de madera de 2,5 por 5 cm o de 5 por 5 cm, en ambos extremos de los listones espaciadores. Si se usan topes metálicos, es necesario recubrirlos previamente. Para casos de almacenamiento en bancal temporal y a fin de facilitar las tareas de inspección y manipulación, se recomienda no colocar más de cinco hileras de tubos.

Si no se utilizaron los tubulares en forma inmediata, se recomienda el uso de grasas de almacenamiento, que deberán aplicarse de manera abundante tanto en las rosca como en las áreas de sello. La tubería almacenada por largos periodos de tiempo deberá inspeccionarse por muestreo en forma periódica (6-8 meses), y con mayor frecuencia en lugares donde las condiciones climáticas sean agresivas.

- ✓ **Manipulación:** Todo el material tubular, en particular las roscas, están fabricados con niveles de tolerancia y requieren, por lo tanto, un procedimiento de manipulación especial, se trate de material tubular y/o roscas nuevas, usadas o reacondicionadas, siempre deben manipularse con los protectores de rosca colocados y ajustados. Se recomienda limitar a la mínima cantidad posible las tareas de manipulación u otro tipo de movimiento del material.

- **Camión – Bancal (ver Figura 44):** Para levantar los tubos se recomienda utilizar eslingas de material sintético o cables de acero debidamente recubiertos en caso de materiales del tipo anticorrosión. Al izar los materiales asegurarse de no golpear entre sí o contra otro objeto de acero, concreto o cualquier otro material que pueda dañar o modificar sus propiedades físicas. No se debe utilizar barretas de acero para mover o separar los tubos.

**Figura 44.** Manipulación tubería camión-bancal.



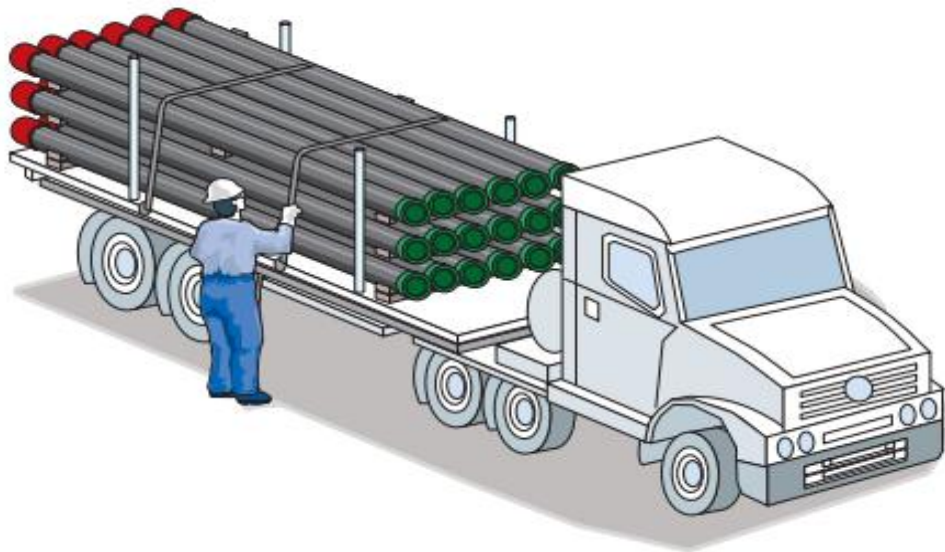
**Fuente.** Manual uso de casing Tenaris.

- **Requerimientos equipo de carga:** Las horquillas o uñas de los auto elevadores deben estar libres de rebacas o marcas. En el caso de material para servicio crítico, las uñas de los auto elevadores deben estar recubiertas y además se deben utilizar eslingas de nylon. Las grúas deben estar equipadas con barra espaciadora y eslingas revestidas. Se pueden utilizar grúas con elevadores magnéticos, pero se deben extremar los cuidados para reducir a un mínimo los golpes que puedan dañar los tubos.
- **Herramientas Manuales:** No es permitido el uso de llaves de fuerza, de extremos abiertos u otra clase de llaves de brazos móviles con la finalidad de sacar o ajustar los protectores, ya que

podrían dañar las conexiones. Para los protectores de rosca de extremo cerrado se usaran llaves de correa.

- **Descarga de tubulares:** Antes de descargar los camiones, se deben inspeccionar los tubos para verificar la existencia de cualquier señal de movimiento y/o daño durante el transporte y para asegurarse de que los protectores de rosca se encuentren bien ajustados (ver **Figura 45**). Si una carga se ha movido durante el viaje, es necesario identificar todo el material con "daño visible", y luego evaluarlo una vez descargado en el bancal. Si los tubos se descargan de un camión a un bancal temporal utilizando un auto elevador, es fundamental que el tubo no golpee contra las piezas metálicas o contra cualquier otro objeto(s), que puedan dañar o alterar las propiedades físicas del tubo. Tal como se especifica en la norma API RP 5C1 , es conveniente descargar solo uno (1), dos(2) o tres (3) tubos por vez, según el número de juntas que puedan controlarse.

**Figura 45.** Revisión previa al descargue de la tubería

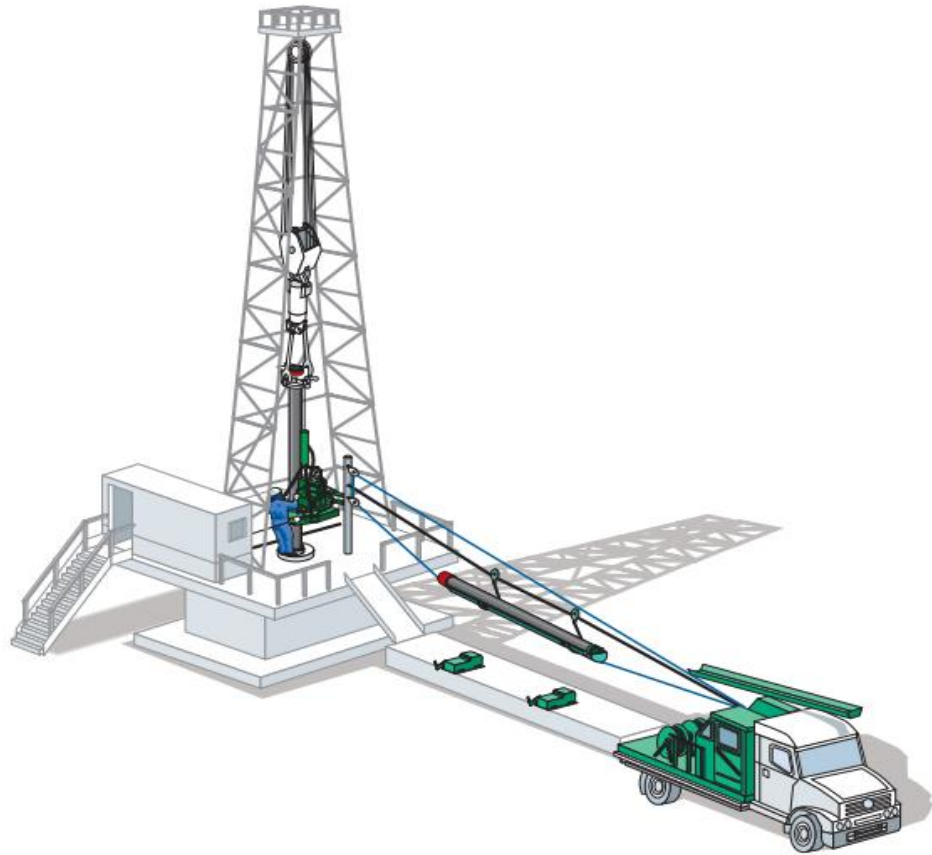


**Fuente.** Manual uso de casing Tenaris

- **Movimiento de la tubería desde el bancal hasta la plataforma de perforación (mesa rotaria, ver Figura 46):** En primera instancia asegurarse que los protectores del pin estén en su lugar y bien ajustados. En las uniones integrales asegurarse de que los tapones de elevación estén bien instalados. Verificar que la eslinga esté bien equilibrada para evitar la caída de los tubulares. En algunos casos se podría requerir el recubrimiento de la planchada de maniobras para evitar posibles daños a la caja (box) durante la elevación del tubo a la plataforma del equipo. Es recomendado el uso del equipo de movimiento de tubulares (bandeja) para levantar los tubos desde la planchada hasta el piso del equipo. Asegurarse de que el estrobo no raye o dañe el tubo que está levantado.

Cuando se opere con material destinado a servicios críticos, el estrobo debe estar revestido, adicionalmente evitar que los tubos y recalques entren en contacto o se friccionen amortiguándolos con soga, goma o madera entre una junta y otra. Controlar que el tubo no golpee contra ninguna parte del mástil, piso, herramientas o cualquier otro objeto. Tomar las precauciones necesarias para impedir la caída libre. No debe quitarse el protector de rosca del pin hasta que la junta se encuentre sobre la plataforma, antes de introducirla en el pozo.

**Figura 46.** Manipulación tubería desde el bancal hasta la plataforma de perforación



**Fuente.** Manual de uso de casing Tenaris

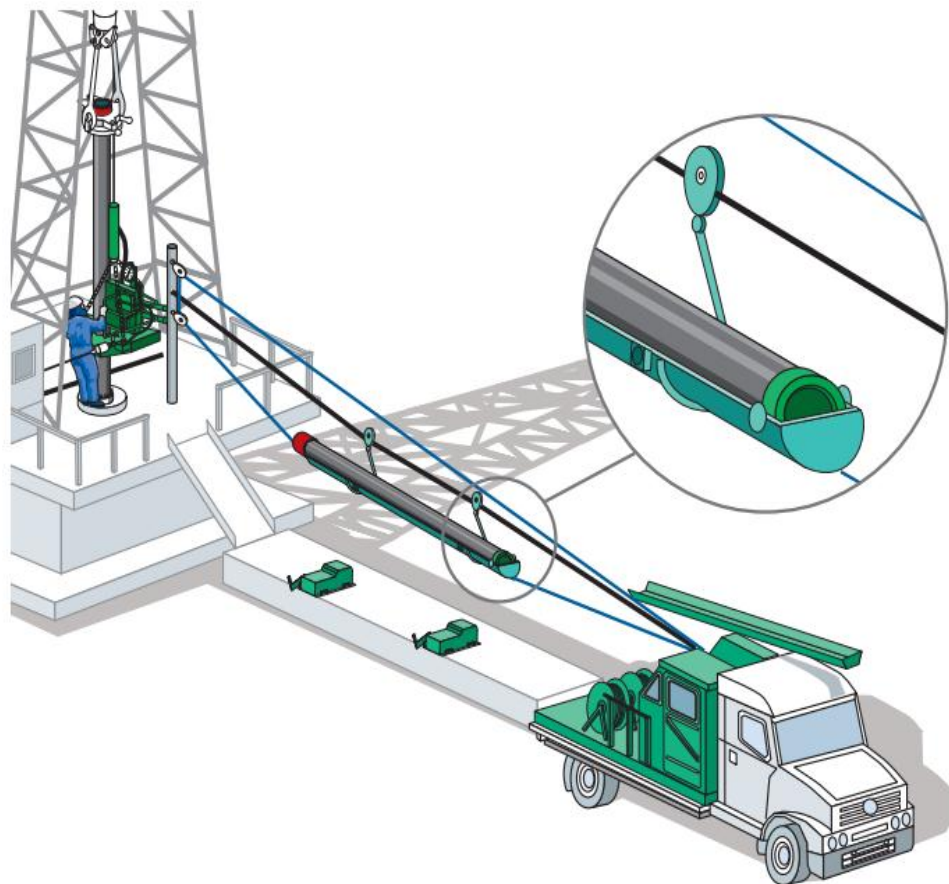
- **Izado de la tubería (ver Figura 47):** Colocar un protector de rosca limpio en el pin del tubo, de manera que la rosca no se dañe mientras se mueve el tubo en el bancal o cuando se levante de la plataforma. Para esta operación conviene limpiar algunos protectores y utilizarlos repetidamente. Para mayor agilidad de maniobra se recomienda usar protectores especiales. Los protectores deben estar bien ajustados.

El primer tubo debe ser rolado a mano dentro de la bandeja del equipo de elevación de tubulares. Si se trata de material para servicios críticos, se recomienda cubrir la bandeja. Si no se utiliza una máquina de este tipo, los tubos deben rolarlos manualmente hasta el centro de la planchada y tan próximo a la base de la rampa como sea posible. Para conexiones con coples, el estrobo debe colocarse inmediatamente debajo del cople. Si se está trabajando con uniones integrales, se debe

instalar el tapón de elevación en la caja (box) con el estrobo asegurando alrededor del tubo inmediatamente debajo del tapón de elevación. Se debe verificar que la rosca de los tapones de elevación utilizados como elementos de tracción y elevación esté en las condiciones adecuadas para el peso que debe soportar. Los tapones solo pueden utilizarse para levantar un tubo por vez.

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

**Figura 47.** Izaje de la tubería



**Fuente.** Manual de uso de casing Tenaris

- ✓ **Limpieza e Inspección Visual:** Es necesario, verificar la limpieza de cada conexión. Cada perfil de rosca, sello y hombro debe estar libre de residuos o restos de sustancia limpiadoras.

En las uniones, se deberá controlar:

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

Es fundamental que no haya materias duras y extrañas en las roscas o el sello durante el proceso de enrosque. La limpieza se debe realizar inmediatamente antes del uso, sobre todo cuando se encuentren expuestos a medios corrosivos. Si, por razones imprevistas, se tarda más tiempo del estimado la operación de corrida de la tubería, se debe colocar nuevamente los protectores de las roscas.

Quitar los protectores de rosca de los extremos pin y box (caja). Limpiar toda la grasa de rosca o almacenamiento con un solvente o agua a presión. El mejor procedimiento consiste en limpiar la conexión con agua a presión a una temperatura superior a los 10°C (50°F) y quitar todo rastro de humedad y/o cuerpos extraños. Luego, sopletear minuciosamente la conexión teniendo cuidado, de que el líquido no se acumule en el interior del tubo. Si se utiliza vapor para limpiar o calentar la conexión, es importante cuidar que todas las superficies queden bien secas, a fin de quitar cualquier humedad latente, sobre todo a muy bajas temperaturas.

No se debe utilizar para la limpieza de la tubería cepillos de alambre, se recomienda cepillos de nylon. No usar gasoil o diesel para limpiar las roscas. En caso de hacerlo eliminar el film-antiadherente con agua y secar bien.

- ✓ **Grasas para rosca:** A menos que se especifique lo contrario, para el proceso de enrosque se debe utilizar solamente grasas API (API 5A3) o equivalentes. En caso de utilizar otras grasas, aplicar el factor de corrección de torque que el fabricante de la grasa indique. El uso de grasas con diferentes propiedades puede dar lugar a falta o exceso de torque, al engranamiento y/o pérdidas de fluidos. Gran porcentaje de tubos viene con grasa de almacenamiento en las roscas. Esta grasa no puede utilizarse para el enrosque y deberá eliminarse cuando se realice la limpieza.

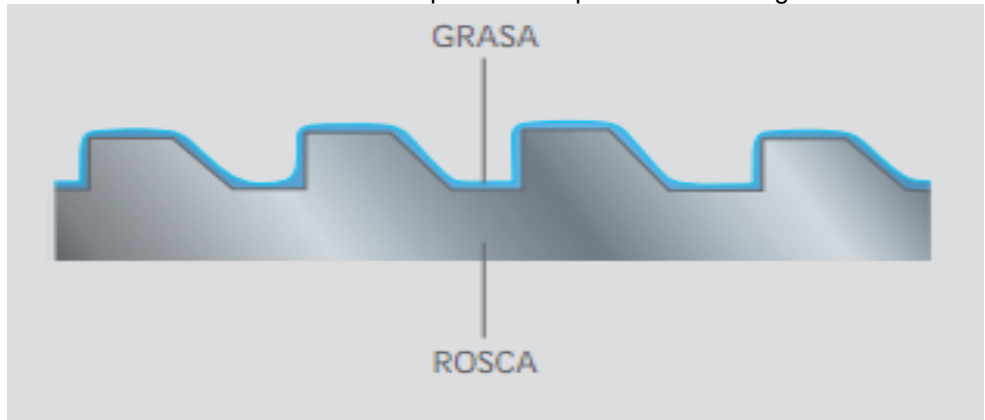
Antes de comenzar la bajada de la tubería, asegurarse de que la grasa sea suficiente para completar el trabajo. Es aconsejable abrir solo el número necesario de latas. Se recomienda mezclar bien desde el fondo hasta la parte superior antes de proceder a su aplicación. Es importante mantener la grasa libre de agua, arena, baritina y toda otra materia extraña. Se recomienda no diluir la grasa de rosca agregándole aceites o solventes. Para aplicar la grasa, usar cepillos de nylon limpios. A bajas temperaturas, conviene mantener la grasa en un lugar cálido para evitar su congelamiento.

- ✓ **Criterios de aplicación:** Aplicar la grasa de rosca en el pin y el box. Lo más aconsejable es aplicar una capa delgada y uniforme, rellenando las raíces de la rosca y cubriendo la superficie de sello y el hombro de torque (ver **Figuras 48 y 49**). La forma de la rosca tiene que quedar visible después de haber sido lubricado.

A modo de guía, se puede establecer que la cantidad requerida para una unión es la siguiente: La grasera automática asegura una correcta distribución de la grasa en la rosca. De forma matemática se puede calcular la cantidad de grasa a utilizar como se muestra a continuación:

$$\text{Peso del lubricante [gr]} = 10 \times \text{Diámetro externo del tubo repartido en pin y box [pulg]}$$

**Figura 48.** Forma visible de la rosca después de la aplicación de a la grasa



**Fuente.** Manual uso de casing Tenaris

**Figura 49.** Aplicación de la grasa



**Fuente.** Manual uso de casing Tenaris

## 7. HERRAMIENTA DE CÁLCULO CASIGN DESIGNER

La herramienta de cálculo casign designer, es un programa diseñado en este trabajo de grado como valor agregado, para facilitar y agilizar los cálculos de los parámetros requeridos para el diseño y selección de la tubería de revestimiento para pozos estratigráficos.

El programa contempla cada uno de los parámetros técnicos relevantes como son: la presión de poro, densidad de lodo, factores de seguridad, propiedades de la tubería, ángulo de desviación.

La herramienta de cálculo fue dividida en una serie de módulos de trabajo que permitan al usuario un manejo fácil y ordenado. A continuación se detallan las características del programa y la descripción de cada uno de los módulos de trabajo.

### 7.1 CARACTERÍSTICAS

En primera instancia se presenta la interfaz del programa, en la cual se presenta una pequeña introducción al tema y los datos generales del autor (ver **Figura 50**).

**Figura 50.** Interfaz inicial herramienta de cálculo Casign Designer



El programa se estructuró en 4 módulos de trabajo los cuales se describen a continuación:

#### **7.2.1 Módulo 1: Información General**

Presenta la información general del proyecto a trabajar, con aspectos tales como: Compañía operadora, nombre del pozo, profundidad total, tipo de pozo, clasificación, taladro y ubicación.

#### **7.2.2 Módulo 2: Propiedades del terreno**

Detalla los valores correspondientes a presión de poro y densidad de lodo estimada, punto de partida para los cálculos de diseño.

#### **7.2.3 Módulo 3: Selección estado mecánico del pozo**

Presenta diferentes opciones para el diseño mecánico de pozos estratigráficos, en donde se definen los diámetros de las tuberías de revestimiento a evaluar, los factores de seguridad y el ángulo de desviación en caso de asumir alguna tendencia de desviación.

#### **7.2.4 Módulo 4: Diseño final**

En este módulo se presentan los resultados obtenidos de acuerdo al estado mecánico seleccionado, en los cuales se detallan los grados y pesos para los diámetros de tubería evaluados, los cuales cumplen con todos los requerimientos técnicos y operacionales.

Una vez descritos los módulos contenidos en el programa, a continuación se presenta la guía de manejo para el usuario.

### **7.3 MANUAL DE USUARIO**

Casing Designer es una herramienta de cálculo creada en lenguaje de programación visual basic, para el diseño y selección de la tubería de revestimiento de pozos estratigráficos, el cual permite al usuario definir un diseño óptimo cumpliendo con los requerimientos técnicos y operacionales, de manera sencilla y ordenada.

### 7.3.1 Requerimientos del sistema

Sistema operativo: Windows XP/Vista/7

Procesador: mínimo 1 Ghz

Memoria ram: mínimo 512 Mb

Capacidad del sistema: mínimo 1 Gb

### 7.3.2 Generalidades

El programa se encuentra estructurado en cuatro módulos:

- ✓ Información general
- ✓ Propiedades del terreno
- ✓ Selección estado mecánico
- ✓ Diseño final

Los módulos permiten al usuario seguir un proceso lógico y ordenado, para llegar a la selección final de acuerdo a los requerimientos técnicos planteados por el usuario.

El programa presenta tres opciones del sistema (ver **Figura 51**), las cuales se describen a continuación:

**Archivo:** En esta opción el usuario puede:

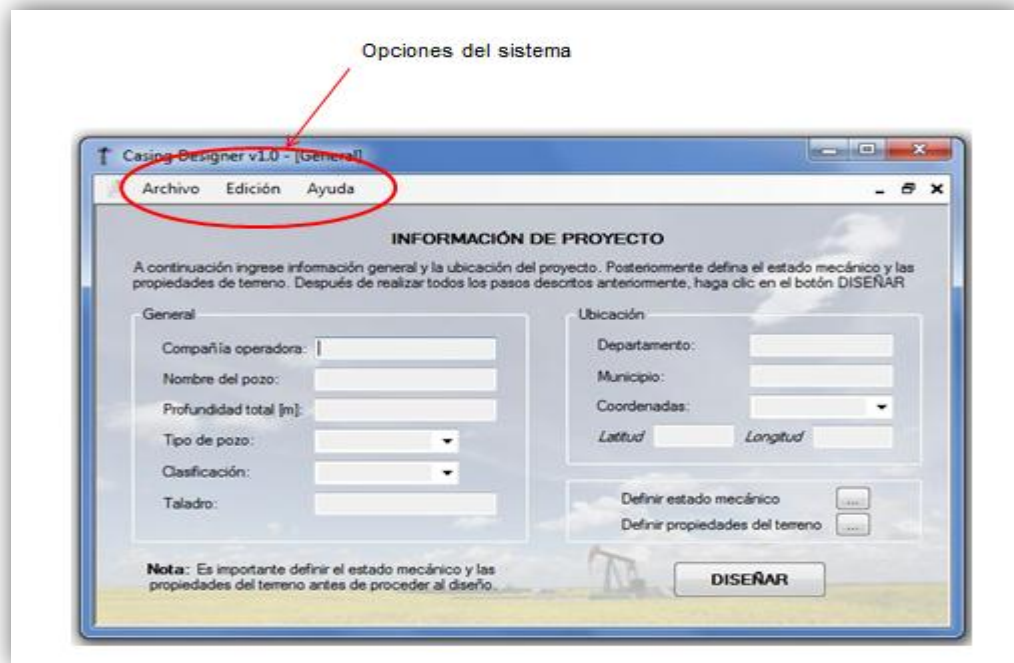
- ✓ Abrir caso nuevo
- ✓ Abrir archivo existente
- ✓ Guardar caso

**Edición:** En esta opción el usuario puede manipular opciones del sistema como son:

- ✓ Vista
- ✓ Cortar
- ✓ Pegar
- ✓ Deshacer

**Ayuda:** Presenta tutoriales de cada módulo e información general sobre el programa.

Figura 51. Opciones de sistema



### 7.3.3 Modo de uso

A continuación se presenta el procedimiento para el diseño y selección de la tubería de revestimiento, usando el programa Casing Designer.

- ✓ Para dar inicio al programa, dar click en el botón continuar (ver **Figura 52**).

Figura 52. Inicio del programa



✓ **Módulo 1: Información General (ver Figura 53)**

El usuario puede ingresar los datos generales referentes al caso a trabajar tanto en los aspectos logísticos como de identificación, los cuales son:

**Generales:**

- ✓ Compañía operadora
- ✓ Nombre del pozo
- ✓ Profundidad total
- ✓ Tipo de pozo: para el caso práctico el programa está diseñado para pozos de tipo estratigráfico (no se consideran aspectos relacionados con producción de hidrocarburos)
- ✓ Clasificación: el usuario tiene la opción de seleccionar entre pozos verticales y direccionales, lo cual se tendrá en cuenta en las consideraciones de diseño
- ✓ Taladro

**Ubicación:**

- ✓ Departamento
- ✓ Municipio
- ✓ Coordenadas: el usuario puede elegir el sistema de coordenadas a utilizar, geográficas o UTM

Una vez diligenciada la información, se continúa con el módulo 2 como se indica en la **Figura 53**.

Figura 53. Módulo 1: Información General



✓ **Módulo 2: Propiedades del terreno (ver Figura 54)**

El módulo 2, permite al usuario diligenciar la información referente a la presión de poro o de formación y los valores de densidad de lodo. El usuario debe seleccionar la opción a diligenciar e ingresar los datos para cada profundidad de referencia:

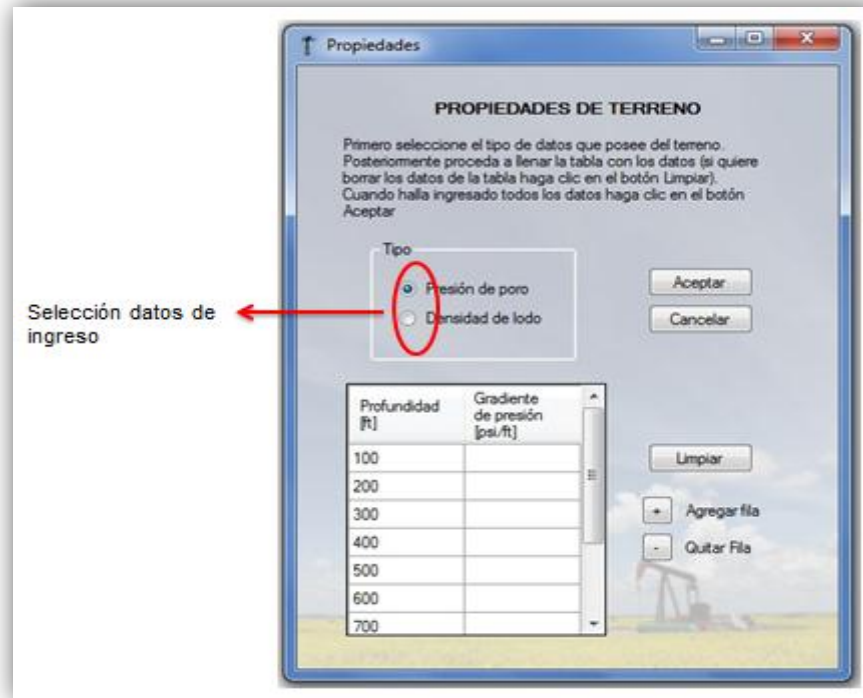
- Presión de poro
- Densidad de lodo

**Presión de poro:** si el usuario selecciona la opción presión de poro, debe ingresar los valores de presión para cada profundidad de referencia. El programa calculará los valores de densidad de lodo a utilizar, convirtiendo los valores de presión de poro en densidades de lodo equivalentes más un incremento de 0,3 lpg, con base en prácticas operacionales recomendadas.

**Densidad de lodo:** si el usuario selecciona la opción densidad de lodo, debe ingresar los valores de densidad para cada profundidad de referencia. Al seleccionar esta opción, el programa asumirá los valores de gradiente de presión

de poro como normales para el desarrollo de los cálculos a desarrollar en el diseño detallado.

**Figura 54.** Módulo 2. Propiedades del terreno



✓ **Módulo 3: Selección estado mecánico (ver Figura 55)**

El módulo 4 presenta al usuario diferentes opciones de estados mecánicos comúnmente utilizadas en la perforación de pozos estratigráficos.

Como primer paso el usuario debe seleccionar la opción que se acomode al diseño planeado (ver **Figura 56**). Una vez seleccionado el diseño mecánico, el usuario de ingresar los siguientes datos (ver **Figura 57**):

- ✓ Diámetro externo de la tubería (OD)
- ✓ Profundidades de asentamiento para cada tubería
- ✓ Grado de desviación en caso de ser considerado.

Finalmente el usuario debe ingresar los valores correspondientes a los factores de seguridad (ver **Figura 58**) para los siguientes tipos de carga:

- ✓ Colapso
- ✓ Estallido
- ✓ Tensión
- ✓ Cargas biaxiales

Los valores diligenciados serán la pauta para la selección de tubería, las cuales deben cumplir satisfactoriamente con cada uno de los valores ingresados.

**Figura 55.** Módulo 3. Selección estado mecánico

**SELECCIÓN DE ESTADO MECÁNICO**

En primer lugar debe seleccionar que tipo de configuración será utilizada para el revestimiento del pozo, para después definir diámetro, profundidad y grado de desviación de cada una de las tuberías de la configuración escogida. También defina un valor entre 1 y 2 para cada factor de seguridad requerido. Cuando halla definido todos los valores requeridos haga clic en Aceptar.

**Configuración**

- Tipo 1 (conductor, superficie e intermedia)
- Tipo 2 (conductor, superficie, intermedia y liner)
- Tipo 3 (conductor, superficie, intermedia 1 e intermedia 2)
- Tipo 4 (conductor, superficie, intermedia 1, intermedia 2 y liner)

**Factores de seguridad**

Colapso

Estallido

Tensión

Carga Biaxial

TIPO DE TUBERÍA	OD [in]	PROF. [m]	DESV. [°]
Conductora	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Superficie	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Intermedia	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
TD		<input type="text"/>	

Cancelar    Aceptar

Figura 56. Selección estado mecánico

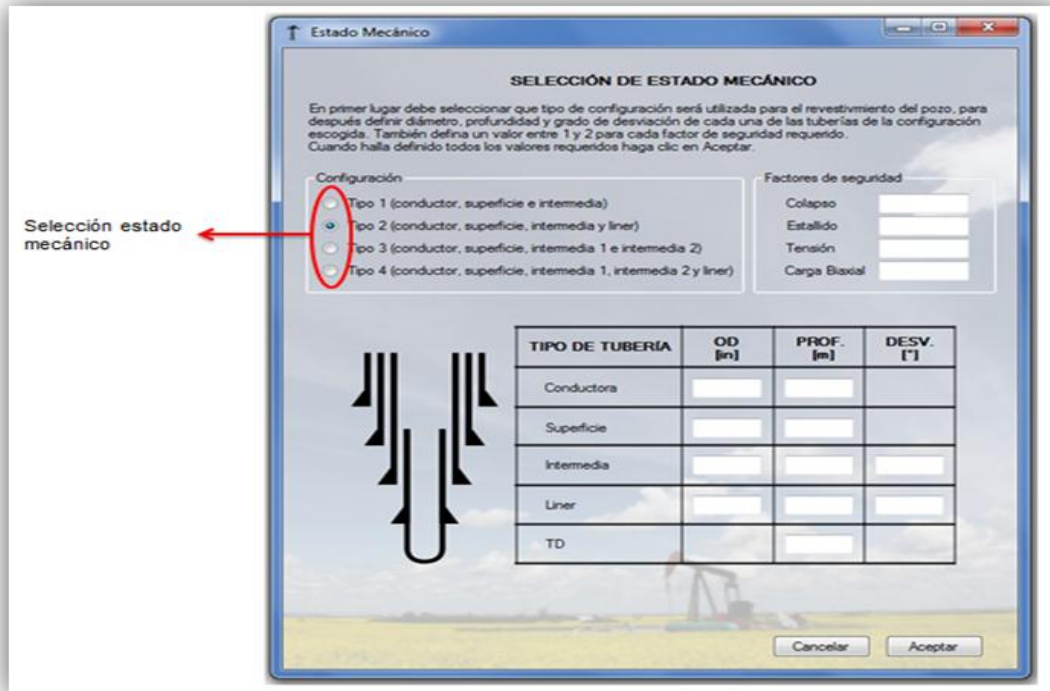


Figura 57. Definir OD, profundidades de asentamiento de las tuberías y ángulo de desviación

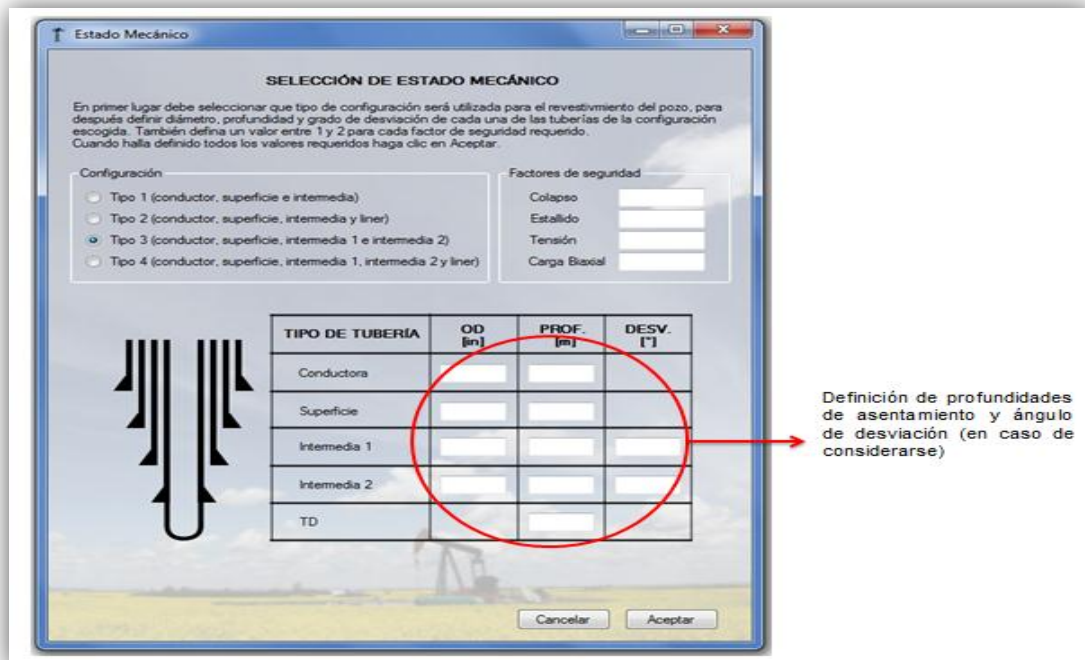


Figura 58. Definir factores de seguridad

Estado Mecánico

### SELECCIÓN DE ESTADO MECÁNICO

En primer lugar debe seleccionar que tipo de configuración será utilizada para el revestimiento del pozo, para después definir diámetro, profundidad y grado de desviación de cada una de las tuberías de la configuración escogida. También defina un valor entre 1 y 2 para cada factor de seguridad requerido. Cuando haya definido todos los valores requeridos haga clic en Aceptar.

Configuración

- Tipo 1 (conductor, superficie e intermedia)
- Tipo 2 (conductor, superficie, intermedia y liner)
- Tipo 3 (conductor, superficie, intermedia 1 e intermedia 2)
- Tipo 4 (conductor, superficie, intermedia 1, intermedia 2 y liner)

Factores de seguridad

- Colapso
- Estallido
- Tensión
- Carga Base

Ingresar valores correspondientes a los factores de seguridad

TIPO DE TUBERÍA	OD [in]	PROF. [m]	DESV. [°]
Conductora			
Superficie			
Intermedia 1			
Intermedia 2			
Liner			
TD			

Cancelar Aceptar

#### ✓ Módulo 4: Diseño final

Finalmente en el módulo 4 se presentan los resultados del diseño realizado para el estado mecánico seleccionado.

En este, se presentan todos los grados y peso de tubería que cumplen con los requerimientos operacionales, donde el usuario tiene la opción de escoger una de las tuberías que se presentan y realizar la selección final (ver **Figuras 59 y 60**).

El programa no fue diseñado para la selección de sartas de tuberías combinadas, con base en recomendaciones realizadas a partir de experiencias operacionales.

Figura 59. Módulo 4. Diseño Final



Figura 60. Selección final



## CONCLUSIONES

- ✓ Se logró realizar el diseño para la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico ANH-BVTURA-1-ST-P, teniendo en cuenta aspectos técnicos, operacionales y económicos.
- ✓ Se analizaron las consideraciones de diseño de tuberías de revestimiento de pozos, con el fin de lograr un diseño óptimo que ofrezca resistencia mecánica y funcionalidad a lo largo de la vida del pozo en escenarios económicos aceptables
- ✓ Se definieron los criterios para la selección de las profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento, a partir del análisis de presiones.
- ✓ Se realizó el cálculo de la presión de formación del pozo ANH-BVTURA.-1-ST-P, a partir de la información recopilada de pozos vecinos perforados en la Cuenca Tumaco, mediante el exponente de perforación “d” y la correlación de Eaton, evidenciando una posible zona de alta presión a una profundidad aproximada de 10.800 pies.
- ✓ Se realizó el cálculo del gradiente de fractura del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, mediante la correlación de Hubbert & Willyes, considerando la presión de sobrecarga y los registros de densidad de roca tomados en los pozos perforados en la Cuenca Tumaco.
- ✓ A partir de los gradientes de presión de formación y fractura se logró establecer la ventana de lodo del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, base para llevar a cabo la selección de las profundidades de asentamiento, considerando la instalación de tres tuberías de revestimiento.

- ✓ Se efectuó la selección del diseño mecánico del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, garantizando el manejo adecuado de posibles eventualidades operacionales.
  
- ✓ Se realizó el diseño de la tubería de revestimiento del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, evaluando aspectos técnicos (tipo de pozo, esfuerzos a los cuales estará sometida: presiones y cargas, propiedades: grado, peso, OD, ID, drift, tipo de rosca, etc) operacionales y económicos.
  
- ✓ Se estructuró una metodología de diseño considerando cuatro aspectos principales: tipo de pozo, trayectoria, diseño preliminar y diseño detallado.
  
- ✓ Se desarrolló una herramienta de cálculo que permita optimizar los tiempos de cálculo y sirvan de guía para el desarrollo de los mismos, son claves en la obtención de diseños de tuberías de revestimiento óptimos,
  
- ✓ Considerando la incertidumbre manejada en los diseños iniciales del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P), se desarrolló una evaluación técnica y económica a escenarios opcionales para el diseño mecánico del pozo, que permita optimizar la operación y reducir costos.

## RECOMENDACIONES

- ✓ Los cálculos para el diseño de la tubería de revestimiento del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, se llevaron a cabo, con base en valores estimados a partir de la información existente de pozos vecinos que considerando la época de perforación de dichos pozos, no garantizan la confiabilidad total de los datos adquiridos. Por tal razón se recomienda llevar un seguimiento detallado a los parámetros de perforación e información geológica obtenida de la perforación del pozo ANH-BVTURA-1-ST-P, con el fin de ajustar los datos existentes y optimizar el diseño de las tuberías de revestimiento para futuras perforaciones en la cuenca Tumaco.
  
- ✓ Los continuos avances e investigaciones en materiales, métodos de instalación, perforación entre otros, permiten optimizar costos y realizar diseños de tuberías de revestimiento más ajustados con las condiciones esperadas. Considerando estos aspectos se recomienda evaluar diferentes alternativas para lograr optimizar los diseños de tuberías de revestimiento y su manejo operacional, teniendo en cuenta nuevos tipos de tubería existentes el mercado, nuevos métodos de corrida de revestimiento que disminuyan tiempos operacionales, métodos de perforación con tubería de revestimiento, etc., que permitan al diseñados contar con una visión más amplia para futuras decisiones.
  
- ✓ Con el fin de ampliar el rango de aplicación de la herramienta de cálculo diseñada en este trabajo, se recomienda incluir nuevos módulos de trabajo que abarquen pozos de desarrollo, exploratorios, etc., así como permitir la generación de la ventanas de lodo enfocada a la definición de las profundidades de asentamiento y geometrías del pozo.

## BIBLIOGRAFIA

- ✓ API Specification 5CT. Specification for casing and tubing. Eight edition. July, 2005. p. 5-150
- ✓ API Bulletin 5C2. Bulletin on performance properties of casing, tubing, and drill pipe. Twenty first edition. October, 1999. p. 10-40
- ✓ API Bulletin 5C3. Bulletin on formulas and for casing, tubing, drill pipe and line pipe properties. Sixth edition. October, 1994. p.
- ✓ API Recommended Practice 5B1. Gauging and Inspection of casing, tubing and line pipe threads. Fifth edition. October, 1999.
- ✓ API Recommended Practice 5A5. Field inspection for new casing, tubing and plain-end drill pipe. Sixth edition. March, 1998.
- ✓ API Recommended Practice 5C5. Recommended practice for evaluation procedures for casing and tubing connections. Sixth edition. November, 1996.
- ✓ API Recommended Practice 5C1. Recommended practice for care and use of casing and tubing. Eighteenth edition. May, 1999.
- ✓ RABIA, Hussain. Fundamentals of casing design. Volumen 1. Oxford, Great Britain. 1987. p. 15-50
- ✓ CHILINGARIAN, G.V., RAHMAN, S.S. Casing design theory and practice. Elsevier. Amsterdam. 1995.
- ✓ RABIA, Hussain. Well engineering & construction. Cap, I, II, III, IV y V.
- ✓ MOUCHET, Jean Paul y MITCHELL, Alan. Abnormal pressures while drilling. Boussens. Elf Aquitaine. 1989. p. 63
- ✓ PEMEX. Enciclopedia del petróleo. Tuberías. Tomo 5. p. 3-50

- ✓ SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tubería de revestimiento. Sección 7.
- ✓ HERNÁNDEZ MORALES, David. Diseño tuberías de revestimiento. Tenaris Tamsa [presentación]. Marzo, 2010
- ✓ HERNÁNDEZ MORALES, David. Investigación del fenómeno por colapso en tuberías de revestimiento y producción. Tenaris Tamsa [presentación].
- ✓ HERNÁNDEZ MORALES, David. Conceptos sobre las propiedades de las tuberías y normas del API que debe considerar el usuario para su diseño. Tenaris Tamsa [presentación].Junio, 2010
- ✓ HERNÁNDEZ MORALES, David. Corrosión en tuberías por H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. Factores a considerar para el diseño y selección de tuberías. Tenaris Tamsa [presentación].Junio, 2010
- ✓ HERNÁNDEZ MORALES, David. Rosca Buttress BTC ó BCN. Tenaris Tamsa [presentación].Junio, 2010
- ✓ HERNÁNDEZ MORALES, David. Conceptos generales de conexiones. Tenaris Tamsa [presentación].Junio, 2010
- ✓ BG, Group. Casing design manual. Versión 2. Noviembre, 2001. 12p.
- ✓ ENI. Casing design manual. Junio, 1999. 6p.
- ✓ TENARIS. Manual de uso de casing y tubing. 5p
- ✓ TENARIS SIDERCA. Manual de selección de casing. 2p
- ✓ BAÑO SALTOS, Franklin y MAYALICA DALGO, Diego. Tuberías de revestimiento, optimización de su diseño y perforación. [Tesis de grado]. Quito. 2009. Cap III, IV y V.
- ✓ GONZÁLEZ HERRERA, Andrés Mauricio y GÓMEZ MARTÍNEZ, Mario Adolfo. Reevaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el Campo Colorado. [Tesis de grado] Bucaramanga. 2011. 81p

- ✓ BARKER, J.W. Wellbore design with reduced clearance between casing strings. SPE paper 37615. Prepared for presentation at the SPE/IADC drilling conference held in Amsterdam. 1997.
- ✓ STAIR, M.A. & McINTURFF, T.L. Casing and tubing design considerations for deep-sour gas wells. SPE paper. 1996.
- ✓ HILLS, J.O. Design of casing programs. SPE paper.
- ✓ WOODLAN, Bruce. & POWELL, G.E. Casing design in directional drilled wells. SPE paper 5352. 1975.
- ✓ KLEMENTICH, Erich F. & JELLISON, Michael J. A service life model for casing strings. SPE paper. 1986
- ✓ MOLASCHI, C. SORMANI, E. DALLERA, S & FRASER, T. Dual casing runnig for deep water spud in. SPE paper 133032. Prepared for presentation at the annual technical conference and exhibition held in Florence, Italy. 2010.
- ✓ BROCK, J.N., MURADOV, A., YOUNGSON, S.S., BROOKS, C. & PAYNE, M. Breakout torque: Hypoteshis, Investigation, and Evaluation. SPE paper 139826. Prepared for presentation at the SPE/IADC drilling conference held in Amsterdam. 2011.
- ✓ FONTENOT, E.P. Drilling a 26 in. Diameter hole to 12.550 ft: A case history. SPE paper 15365. Prepared for presentation at the 61<sup>st</sup> annual technical conference and exhibition of the SPE held in New Orleans. 1986.
- ✓ MASON, J.Collin. Supersize hole creates drilling opportunity. SPE paper 108427. Prepared for presentation at the annual technical conference and exhibition held in Anaheim, California. 2007.
- ✓ STAFFORD, T.W. & GOODE, R.W. Regional pore pressure modeling strategy at tiger shoal, GOM, USA. SPE paper 115257. Prepared for presentation SPE Asia Pacific Oil & Gas conference and exhibition held in Perth, Australia. 2008.

- ✓ NYGAARD, R. KARIMI, M. HARELAND, G. & TAHMEEN, M. Pore-pressure prediction in over consolidated shales. SPE paper 116619. Prepared for presentation Eastern Regional/AAPG held in Pittsburg, Pennsylvania. 2008.