

**DISEÑO DETALLADO DEL REVESTIMIENTO PARA UN POZO HORIZONTAL
TIPO CLUSTER APLICADO A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL**

JHON ALEXANDER BRICEÑO MORENO

WALDO DAVID SILVA SANCHEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

**DISEÑO DETALLADO DEL REVESTIMIENTO PARA UN POZO HORIZONTAL
TIPO CLUSTER APLICADO A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL**

JHON ALEXANDER BRICEÑO MORENO

WALDO DAVID SILVA SANCHEZ

Trabajo de grado para optar al título de

Ingeniero de Petróleos

Director:

HERNEY DELGADO MARTINEZ

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

Hoy es un momento de gran alegría y felicidad, he logrado cumplir uno de mis sueños, por ello quiero dedicarlo primeramente a Dios todo poderoso porque me ha dado la fuerza y sabiduría para recorrer este camino sin desviarme de mi objetivo principal que es la realización personal.

Segundo a mi familia, que siempre me apoyo y ánimo para seguir adelante y cumplir mis metas, creyendo en mí desde un principio. Quiero dar las gracias a Dios por darme una mujer tan maravillosa como lo es mi madre Elizabeth, siempre ha estado a mi lado brindándome su mayor comprensión, dedicación e inmenso amor y cariño, ha sido la inspiración de mi vida, por eso en este momento quiero manifestar mi entero agradecimiento al amor más puro como lo es el de mi madre. También, expreso mi mayor afecto a mi hermano Elkin que siempre ha estado conmigo en las buenas y en las malas, dándome esa voz de aliento, convirtiéndose en un apoyo incondicional y un ejemplo para mi vida. Asimismo, deseo resaltar el apoyo de mi padre Luis, pues ha estado acompañándome en las decisiones que he tomado a lo largo de mi vida, dándome los mejores consejos. De igual forma, a mi tía Ernestina quiero agradecerle por el cariño que me ha brindado pues ha sido como mi segunda madre, apoyándome en todo momento para salir adelante.

Quiero expresar mi entero agradecimiento y gratitud a mi amigo y compañero de tesis, Waldo Silva, creyendo siempre en mí, convirtiéndonos en un gran equipo de trabajo para juntos lograr el sueño de ser ingenieros. A Waldo, lo conocí durante la carrera, fuimos compañeros de clase, pero más que todo eso se ha convertido en un gran amigo y que espero que esta amistad dure mucho tiempo.

Para concluir, quiero manifestar mi gran afecto a todos mis amigos de la universidad, en especial a Claudia García, John Rodríguez, Antonio García, Kátherin Romero, Dariela Beltrán, Mayra Gómez, Yerly García, Oscar Rueda, Sergio García y Leidy Aparicio, con los que he compartido tantos momentos agradables que significaron mucho para mí, me brindaron su apoyo, muchas Gracias por Todo.

“Yo iré delante de ti, y enderezaré los lugares torcidos; quebrantaré puertas de bronce, y cerrojos de hierro haré pedazos” Isaías 45:2

JHON ALEXANDER BRICEÑO MORENO

Quiero empezar dedicándole a Dios este triunfo por permitirme lograr terminar esta meta con total éxito, felicidad y satisfacción. Gracias a él he tenido fortaleza, fé, paciencia, temple, inteligencia y esperanza. Junto a él todo es posible.

A mi familia que dio todo su cariño y esfuerzo para que yo fuera un profesional integro. A mi mamá Olga por darme su amor más sincero, apoyarme, darme fuerzas y enseñarme que sin importar el obstáculo más grande podemos vencerlo si creemos en nosotros mismos. A mi papá Waldo por todos sus valiosos consejos, su cariño y enseñarme que todo llega en su momento y con paciencia todo buen acto es bien recompensado. A mi hermana Sofía que siempre me inculco el salir adelante sin importar el sacrificio, a no rendirme sin dar el todo por el todo. A mi hermano Daniel (Kike) que siempre me ha tendido su mano en los momentos más difíciles y que así como mi hermana va a ser un excelente profesional.

A mi gran amigo y compañero de tesis Jhon Briceño. Desde que lo conocí en primer semestre ha sido un excelente compañero, amigo y ser humano. Junto a él más que trabajos y exámenes ha sido una aventura, un viaje lleno de momentos difíciles y otros llenos de gloria. Gracias a su apoyo y compromiso podemos decir: “lo logramos”. Con el favor de Dios, nuestra amistad seguirá.

A mi novia Dariela que siempre estuvo ahí dándome su apoyo y cariño en todo momento. A todos mis compañeros de carrera y amigos como: Edgar, Jose, Julio, Anderson, Hector, Oscar (Guirry), Oscar (Cogoyo), Juan, Cristian (Q.E.P.D.), Claudia García, John Rodríguez, Antonio García, Jhon F, Ivan Barrios, Kátherin Romero, Yerly García, Oscar Rueda, Sergio García, Richard Parra, Camila Grandas, David Rios, Anny, Tatiana Caballero, Richard Vásquez, Andres cordero, Jorge Mario, Julian, Gabriel, Pablo, Helmunt, Lilibeth, Kathe Vega, Ana Lucía, Andres (Tancho), Familia Carreño, Familia Beltran, etc. Sé que faltan muchos, pero no me alcanzaría el libro para mencionarlos.

WALDO DAVID SILVA SANCHEZ

AGRADECIMIENTOS

A Dios, a nuestras familias y a todas esas buenas personas que con su afecto y apoyo nos ayudaron a recorrer este camino.

Gracias a grandes profesionales de la industria por su guía y consejos: Wilson Carreño, Luis J. Abaunza, Jorge Duitama, Erik Montes, Oscar Vanegas, Hector Martini, Marcel Quintero y en especial a Herney Delgado Martinez quien confió en nosotros desde el comienzo.

A la Escuela De Ingeniería de Petróleos quien fue testigo de nuestro crecimiento como profesionales.

A la Universidad Industrial de Santander por forjarnos como profesionales, pero sobre todo como seres humanos íntegros.

A la UIS Sede Barrancabermeja que nos abrió sus puertas para guiarnos en el inicio de nuestras carreras.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	25
1 MARCO DE REFERENCIA.....	26
1.1 GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE OIL.....	26
1.1.1 Shale	26
1.1.2 Shale oil	26
1.2 POZOS HORIZONTALES.....	26
1.2.1 Generalidades.....	26
1.2.2 Secciones de un pozo horizontal	27
1.3 CLÚSTER	28
1.3.1 Generalidades.....	28
1.3.2 Perforación tipo clúster.....	29
1.4 REVESTIMIENTO	30
1.4.1 Generalidades.....	30
1.4.2 Fabricación.....	31
1.4.2.1 Acero.....	31
1.4.2.2 Propiedades del acero	32
1.4.2.3 Clasificación de los aceros.....	37
1.4.2.4 Manufactura	38
1.4.2.5 Fabricación sin costura	39
1.4.3 Tipos de tubería de revestimiento	44
1.4.4 Especificaciones de la tubería de revestimiento	48
1.4.5 Grado	52

1.4.6	Marcaje	55
1.4.7	Conexiones	59
1.5	PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO ..	63
1.5.1	Torque.....	64
1.5.2	Tensión	64
1.5.3	Resistencia al estallido.....	64
1.5.4	Resistencia al colapso.....	64
2	DISEÑO DE REVESTIMIENTO	67
2.1	PARAMETROS PRELIMINARES DE DISEÑO	67
2.1.1	Generalidades.....	67
2.1.2	Presión hidrostática.....	67
2.1.3	Presión de sobrecarga	68
2.1.4	Determinación de la densidad total (Bulk density)	68
2.1.5	Presión de formación	69
2.1.6	Presión de fractura.....	69
2.1.7	Evaluación del gradiente de fractura.....	70
2.1.8	Presiones anormales de pozo.....	71
2.1.8.1	Presión de formación subnormal.....	72
2.1.8.2	Formaciones anormales o sobrepresionadas	72
2.1.9	Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.....	72
2.1.9.1	Parámetros de selección de profundidad.....	72
2.1.9.2	Experiencia en campo.....	73
2.1.9.3	Otros parámetros de profundidad de asentamiento	73

2.1.9.4	Profundidad del casing conductor	74
2.1.9.5	Profundidad del casing de superficie.....	74
2.1.9.6	Profundidad del casing intermedio	74
2.1.9.7	Profundidad del casing utilizando presión de poro y presión de fractura ..	74
2.2	DISEÑO DETALLADO	75
2.2.1	Diseño para colapso.....	75
2.2.2	Diseño para estallido.....	76
2.2.3	Diseño para Tensión	77
2.2.4	Diseño para Compresión.....	78
2.2.5	Cargas de tensión y de compresión	78
2.2.6	Diseño para Torque.....	82
2.2.7	Factores seguridad.....	84
2.2.8	Esfuerzos principales	84
2.2.9	Esfuerzos biaxiales	86
2.2.10	Modelo triaxial	88
2.3	PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	91
2.3.1	Tipos de pozos horizontales según su radio.	91
2.3.2	Tipos de completamiento en pozos horizontales	94
2.3.3	Trayectoria pozo desviado.	98
2.3.3.1	Calculo de las profundidades para el pozo desviado.	99
2.3.3.2	Sección de incremento de Angulo (Build up):	101
2.3.4	Fuerza de arrastre.....	102
2.3.4.1	Sección de incremento de Angulo (Build up):	102

2.3.4.2	Sección inclinada (slant portion)	106
3	GENERALIDADES DEL POZO HORIZONTAL TIPO CLUSTER EN UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL	109
3.1	DATOS DEL POZO	109
3.2	LOCALIZACIÓN DEL POZO	109
3.3	GENERALIDADES DEL CAMPO	109
3.4	GEOLOGÍA	111
3.4.1	Mineralogía	113
4	DISEÑO DETALLADO DEL POZO HORIZONTAL TIPO CLUSTER EN UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL	116
4.1	GEOMETRÍA DEL POZO	116
4.1.1	Sección del buildup	119
4.2	PRINCIPIOS DEL DISEÑO DE REVESTIMIENTOS	120
4.2.1	Profundidades de asentamiento	121
4.2.2	Tamaños de revestimiento	122
4.2.3	Diseño de las tubería de revestimiento	124
4.2.3.1	Revestimiento de Superficie (13 ³ / ₈ ")	126
4.2.3.2	Liner (9 ⁵ / ₈ ")	141
4.2.3.3	Revestimiento de Producción (5 ¹ / ₂ ")	153
4.2.3.4	Tubo Conductor (20")	172
4.2.4	Estado mecánico final del pozo	175
5	DISEÑO POR STRESS CHECK	178
5.1	TUBO CONDUCTOR (20")	179
5.2	REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE (13 ³ / ₈ ")	181
5.3	REVESTIMIENTO INTERMEDIO (LINER) (9 ⁵ / ₈ ")	184

5.4	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN (5 1/2”).	187
5.5	RESUMEN DEL POZO.	190
6	COMPARACIÓN	191
7	BUENAS PRÁCTICAS DE MANEJO Y MANIPULACIÓN DE TUBERIA EN EL ÁREA DE TRABAJO	192
7.1	ALMACENAMIENTO	192
7.2	MANIPULACIÓN DE TUBERÍA	194
7.2.1	Procedimiento desde el bancal hasta el camión	194
7.2.2	Requerimientos del equipo	194
7.2.3	Herramientas manuales	194
7.2.4	Transporte de tubería del camión al bancal	195
7.2.5	Transporte de tubería desde el bancal hasta la plataforma	196
7.2.6	Herramientas y equipos	197
7.2.6.1	Elevadores y cuñas	197
7.2.6.2	Grampas de seguridad	197
7.2.6.3	Llaves de correa	198
7.2.6.4	Compensador de peso	198
7.2.6.5	Guía de alineado	198
7.2.6.6	Guía de emboque	198
7.2.6.7	Tapón de elevación	199
7.2.7	Identificación de conexiones y accesorios	199
7.2.8	Control de alineación del aparejo respecto al pozo	200
7.2.9	Limpieza e inspección	200
7.2.9.1	Limpieza	200

7.2.9.2	Inspección	201
7.2.10	Engrasado	201
7.2.10.1	Aplicación de la grasa	202
7.3	MEDICIÓN, CALIBRACIÓN E IZADO	203
7.3.1	Medición	203
7.3.2	Calibración	203
7.3.3	Izado	204
7.4	ACOPLE.....	205
7.4.1	Aplicación de torque con llaves de fuerza	206
7.4.1.1	Criterios de aceptación en los gráficos de torque en conexiones	207
7.4.1.2	Gráficos de torque vs vueltas aceptables.....	208
7.4.1.3	Gráficos de torque vs vueltas con defectos en el roscado	210
7.5	ALGUNAS CAUSAS DE FALLAS EN LAS TUBERÍAS.....	215
8	POSIBLES APLICACIONES EN COLOMBIA	216
9	CONCLUSIONES.....	217
10	RECOMENDACIONES	218
11	BIBLIOGRAFÍA	219
	ANEXO	222

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Muestra de Shale Oil -(Plug Horizontal).....	26
Figura 2. Pozo horizontal.	27
Figura 3. Secciones de un pozo horizontal.	28
Figura 4. Representación de varios clúster de perforación.....	29
Figura 5. Múltiples pozos desde una locación.	30
Figura 6. Tubería de revestimiento (casing).	31
Figura 7. Diagrama de equilibrio Fe-C.	33
Figura 8. Máquina de colada continua de barras redondas.	39
Figura 9. Laminado continuo a mandril retenido.	40
Figura 10. Tratamiento térmico de temple.	41
Figura 11. Horno de revenido.	41
Figura 12. Flujo de proceso de acabado del tubo.	42
Figura 13. Tipos de tuberías de revestimiento.	45
Figura 14. Diámetro nominal de la tubería de revestimiento.....	48
Figura 15. Representación del marcaje del tubo de revestimiento.	58
Figura 16. Tipos de conexiones.	60
Figura 17. Perfil General de la Rosca Redonda.....	62
Figura 18 . Perfil general de la rosca Buttress.	62
Figura 19. Cargas por tensión.....	64
Figura 20. Efectos del colapso en las tuberías de revestimiento.	66
Figura 21. Ejemplo ventana segura de lodo.	75
Figura 22. Diagrama de cuerpo libre para el estallido de la tubería.....	77

Figura 23. Sección transversal.....	85
Figura 24. Representación de modelo triaxial.....	88
Figura 25. Representación gráfica del cuerpo del tubo.....	90
Figura 26. Representación gráfica del cuerpo del tubo con factores de seguridad.....	90
Figura 27. Tipos de pozos horizontales según su radio.....	91
Figura 28. Terminación agujero descubierto.....	94
Figura 29. Terminación con tubería ranurada.....	95
Figura 30. Terminación con tubería pre-empacada.	96
Figura 31. Tubería ranurada con empacador externo (ECPs).	97
Figura 32. Terminación con tubería de revestimiento cementada.	97
Figura 33. Perfil típico de un pozo desviado.	98
Figura 34. Direcciones de las fuerzas normales en la sección Build-up.	103
Figura 35. Determinación de la fuerza normal en la sección de Build-up.	103
Figura 36. Fuerzas actuando en un pequeño segmento de tubería en la zona de Build-up.....	103
Figura 37. Direcciones de las fuerzas normales en la sección inclinada.	106
Figura 38. Diagrama de fuerzas actuando en un pequeño elemento, dentro de la sección inclinada.....	107
Figura 39. Eagle Ford Shale plays.....	111
Figura 40. Sección transversal de Eagle Ford.	112
Figura 41. Columna estratigráfica de Eagle Ford.....	113
Figura 42. Composición mineralógica de Eagle Ford y Barnett Shale.....	114
Figura 43. Mineralogía de la formación Eagle Ford.	115
Figura 44. Perfil del pozo horizontal.....	119

Figura 45. Presión de poro y el gradiente de fractura de la formación para diferentes profundidades	121
Figura 46. Esquema de las secciones de tubería para el pozo propuesto.....	122
Figura 47. Tamaños típicos de los diámetros de casing y agujero.	123
Figura 48. Carga de colapso y estallido para el revestimiento de superficie de 13 ³ / ₈ pulgadas.....	127
Figura 49. carga de estallido con respecto a la posición relativa del lodo y el gas.	130
Figura 50. Selección de grado y peso del acero basado en la carga de colapso y estallido para el revestimiento de superficie de 13 ³ / ₈ pulgadas.	134
Figura 51. Carga de colapso y estallido para el liner 9 ⁵ / ₈ pulgadas.	141
Figura 52. Selección de grado y peso del acero basado en la carga de colapso y estallido para el liner 9 ⁵ / ₈ pulgadas.....	145
Figura 53. Carga de colapso y estallido para el de producción de 5 ¹ / ₂ pulgadas.	153
Figura 54. Selección de grado y peso del acero basado en la carga de colapso y estallido para el revestimiento de producción de 5 ¹ / ₂ pulgadas.	159
Figura 55. Carga de colapso y estallido para el revestimiento Conductor de 20 pulgadas.	172
Figura 56. Datos del esquema del pozo tomados de Stress Check.....	178
Figura 57. Esquema del pozo realizado por Stress Check.	179
Figura 58. Colapso del tubo conductor (20") por Stress Check.....	179
Figura 59. Estallido del tubo conductor (20") por Stress Check.....	180
Figura 60. Colapso del revestimiento de superficie (13 ³ / ₈ ") por Stress Check....	181
Figura 61. Estallido del revestimiento de superficie (13 ³ / ₈ ") por Stress Check. .	182
Figura 62. Tensión del revestimiento de superficie (13 ³ / ₈ ") por Stress Check. ...	183
Figura 63. Colapso del revestimiento intermedio (liner) (9 ⁵ / ₈ ") por Stress Check.	184

Figura 64. Estallido del revestimiento intermedio (liner) (9 5/8") por Stress Check.	185
Figura 65. Tensión del revestimiento intermedio (liner) (9 5/8") por Stress Check.	186
Figura 66. Colapso del revestimiento de producción (5 1/2") por stress check....	187
Figura 67. Estallido del revestimiento de producción (5 1/2") por Stress Check..	188
Figura 68. Tensión del revestimiento de producción (5 1/2") por Stress Check...	189
Figura 69. Resumen del pozo realizado con Stress Check.	190
Figura 70. Esquema de almacenamiento en bancal.	192
Figura 71. Esquema de elevación del bancal sobre superficie plana.	193
Figura 72. Herramientas de transporte	195
Figura 73. Transporte de tubería en camión.	196
Figura 74. Transporte de tubería hasta la plataforma.	197
Figura 75. Guía de emboque.	199
Figura 76. Conexiones de tubería.	199
Figura 77. Alineación de tubería.	200
Figura 78. Capa de grasa sobre la rosca.	202
Figura 79. Aplicación de grasa.	202
Figura 80. Longitud de la tubería.	203
Figura 81. Izado de la tubería.	205
Figura 82. Acople de tubería.	206
Figura 83. Llave de fuerza y celda de carga.	207
Figura 84. Ejemplo de gráfica torque vs vueltas.	208
Figura 85. Gráfico aceptable.	208
Figura 86. Curva aceptable con un ligero aumento de torque.	209

Figura 87. Curva aceptable con leves oscilaciones.	209
Figura 88. Curva aceptable con joroba (sin exceder el hombro máximo).	210
Figura 89. Curva no aceptable con torque final muy alto.	210
Figura 90. Curva no aceptable con torque final muy bajo.	211
Figura 91. Curva no aceptable con conexión deformada.	211
Figura 92. Curva no aceptable con joroba que excede el torque de hombro máximo.	212
Figura 93. Curva no aceptable con torque de hombro elevado.	212
Figura 94. Curva no aceptable con torque de hombro bajo.	213
Figura 95. Curva no aceptable con torque de hombro indefinido.	213
Figura 96. Curva no aceptable con interferencia anormal de rosca.	214
Figura 97. Curva no aceptable con deslizamiento excesivo de las mordazas.	214

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Proceso de Fabricación y Tratamiento Térmico.....	38
Tabla 2. Tolerancias de diámetro externo para tubería de revestimiento No-Upset.	48
Tabla 3. Tolerancias de diámetro externo para tubería de revestimiento Upset.	49
Tabla 4. Dimensiones mínimas de mandriles de prueba.	49
Tabla 5. Rangos de longitud de tubería.	50
Tabla 6. Requerimientos de Resistencia y Elongación.	54
Tabla 7. Grados NO API para tubería de revestimiento.....	54
Tabla 8. Código de colores para grados de acero.	55
Tabla 9. Eficiencia de las conexiones.	60
Tabla 10. Rango de factores friccionales, dependiendo del fluido con el que se requiera perforar.	81
Tabla 11. Ecuaciones para cálculos de acuerdo al modo de falla por colapso.	87
Tabla 12. Programa de revestimiento.	124
Tabla 13. Programa de perforación.	124
Tabla 14. Programa de lodos.	124
Tabla 15. Grados adecuados para la resistencia al colapso del revestimiento de superficie de 13 ³ / ₈ pulgadas.	129
Tabla 16. Grados adecuados para la resistencia al estallido del revestimiento de superficie de 13 ³ / ₈ pulgadas.	133
Tabla 17. Selección de los grados basados en la cargas combinadas de resistencia al colapso y estallido del revestimiento de superficie de 13 ³ / ₈ pulgadas.	134
Tabla 18. Cargas totales de tensión del revestimiento de superficie de 13 ³ / ₈ pulgadas.	138

Tabla 19. Torque del revestimiento de superficie de 13 ³ / ₈ pulgadas.	141
Tabla 20. Grados adecuados para la resistencia al colapso del liner 9 ⁵ / ₈ pulgadas.	143
Tabla 21. Grados adecuados para la resistencia al estallido del liner 9 ⁵ / ₈ pulgadas.	145
Tabla 22. Selección de los grados basados en la resistencia al estallido del liner 9 ⁵ / ₈ pulgadas.....	145
Tabla 23. Selección de los grados basados en la cargas combinadas de resistencia al colapso y estallido del liner 9 ⁵ / ₈ pulgadas.	146
Tabla 24. Cargas totales de tensión del liner 9 ⁵ / ₈ pulgadas.....	149
Tabla 25. Torque del liner 9 ⁵ / ₈ pulgadas.	153
Tabla 26. Grados adecuados para la resistencia al colapso del revestimiento de producción de 5 ¹ / ₂ pulgadas.	154
Tabla 27. Selección de los grados basados en la resistencia al colapso del revestimiento de producción de 5 ¹ / ₂ pulgadas.	155
Tabla 28. Grados adecuados para la resistencia al estallido del revestimiento de producción de 5 ¹ / ₂ pulgadas.	158
Tabla 29. Selección de los grados basados en la resistencia al estallido del revestimiento de producción de 5 ¹ / ₂ pulgadas.	158
Tabla 30. Selección de los grados basados en la cargas combinadas de resistencia al colapso y estallido del revestimiento de producción de 5 ¹ / ₂ pulgadas.	159
Tabla 31. Cargas totales de tensión del revestimiento de producción de 5 ¹ / ₂ pulgadas.	164
Tabla 32. Cargas totales de tensión del revestimiento de producción de 5 ¹ / ₂ pulgadas.	168
Tabla 33. Torque del revestimiento de producción de 5 ¹ / ₂ pulgadas.	171
Tabla 34. Grados adecuados para la resistencia al colapso del revestimiento conductor de 20 pulgadas.....	173
Tabla 35. Grados adecuados para la resistencia al compresión del revestimiento conductor de 20 pulgadas.....	174

Tabla 36. Tubo Conductor (20").	176
Tabla 37. Revestimiento de Superficie (13 ³ / ₈ ").	176
Tabla 38. Revestimiento Intermedio (liner) (9 ⁵ / ₈ ").	177
Tabla 39. Revestimiento de Producción (5 ¹ / ₂ ").	177
Tabla 40. Comparacion entre lo calculado y el programa Stress Check.	191
Tabla 41. Tamaño de calibre estándar	204
Tabla 42. Propiedades de las tuberías de revestimiento utilizadas para el desarrollo del trabajo.	222

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DETALLADO DEL REVESTIMIENTO PARA UN POZO HORIZONTAL TIPO CLUSTER APLICADO A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL.*

AUTORES: JHON ALEXANDER BRICEÑO MORENO; WALDO DAVID SILVA SANCHEZ.**

PALABRAS CLAVE: Shale oil, Clúster, Pozo horizontal, Diseño de Revestimiento, Stress Check.

DESCRIPCIÓN:

El propósito de este trabajo de grado es ser utilizado como referencia para futuros proyectos, donde se realicen diseños de revestimientos para pozos no convencionales, ya que, debido al aumento en la demanda de hidrocarburos y el agotamiento a nivel mundial de las reservas de petróleo se ve la necesidad de buscar nuevas formas de suplir la demanda energética con nuevas tecnologías.

Para comenzar, la primera etapa de este trabajo es la descripción a manera general del entorno donde se desarrolló el estudio para un pozo horizontal tipo clúster aplicado a un campo conceptual de Shale Oil; la segunda etapa se enfoca en las propiedades químicas y físicas de las tuberías de revestimiento. Después de estos pasos se da inicio al análisis de consideraciones del diseño y selección de la tubería del revestimiento, momento en el cual se hace la evaluación de los elementos que intervienen en el diseño óptimo de las diferentes secciones para el pozo; estas secciones están divididas en tres: profundidades de asentamiento, tamaños de revestimiento y grados del acero. En esta última etapa convergen los factores principales, los cuales son: el colapso, estallido y tensión, pues son la base del cálculo para el diseño del pozo, y para que éste posea una estabilidad e integridad a lo largo de su vida útil.

Por último, a partir de los resultados obtenidos al realizar el diseño de forma manual se toma como ayuda la herramienta para el diseño gráfico de revestimientos Stress Check de la plataforma Landmark de Halliburton, para así, comparar los resultados y ofrecer una mayor fiabilidad al trabajo realizado. Ahora bien de forma complementaria, al final del libro se diserta sobre el tema de almacenamiento y manipulación de tuberías de revestimiento.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Herney Delgado Martínez.

ABSTRACT

TITLE: DETAILED DESIGN OF CASING FOR A HORIZONTAL WELL TYPE CLUSTER APPLIED TO A SHALE OIL CONCEPTUAL FIELD.*

AUTHORS: JHON ALEXANDER BRICEÑO MORENO; WALDO DAVID SILVA SANCHEZ.**

KEYWORDS: Shale oil, Clúster, Horizontal well, Casing Design, Stress Check.

DESCRIPTION:

The purpose of this degree work is to be used as a reference for future projects, where designs of casing for unconventional wells are made, because, due to increased demand for hydrocarbons and the global depletion of oil reserves, there is a need to look for new ways to supply energy demand with new technologies.

To begin, the first stage of this work is the general description of the environment where the study was developed for a horizontal cluster type well applied to a conceptual field of Shale Oil; the second stage focuses on the chemical and physical properties of casing pipes. After these steps begins the analysis of considerations of the design and selection of the casing pipe, moment in wich the evaluation of the elements involved in the optimum design of the different sections for the well; these sections are divided into three: settling depths, casing sizes and grades of steel. In this last stage, the main factors converge, which are: collapse, bursting and tension, as they are the basis of the calculation for the well design, and so that it has a stability and integrity throughout its useful life.

Finally, from the results obtained when designing manually, the tool for graphical design of casing Stress Check of the Halliburton Landmark platform is used to compare the results and offer greater reliability to the work realized. Now, in a complementary way, at the end of the book there is a discussion on the subject of storage and handling of casing pipes.

* Graduate work

** Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: Ing. Herney Delgado Martínez.

INTRODUCCION

Teniendo en cuenta la falta de nuevos descubrimientos de yacimientos convencionales y la paulatina declinación en las reservas de crudo, se hace necesario buscar nuevas alternativas como lo son los yacimientos no convencionales de shale oil. Por lo cual la industria petrolera enfrenta nuevos desafíos en búsqueda de la óptima extracción de crudo en este tipo de yacimientos no convencionales. Por esta y muchas más razones, son necesarias las buenas prácticas en todos los procesos, especialmente en la perforación y completamiento.

Como no se tienen en Colombia casos de explotación de yacimientos no convencionales, se hace vital la investigación de estos para reducir la incertidumbre. Uno de los temas de mayor importancia radica en el completamiento de los pozos en los yacimientos no convencionales de shale oil, ya que por la poca información, debe ser seleccionado detallada y cuidadosamente por la complejidad de estas formaciones.

Las nuevas tecnologías implementadas en la perforación de este tipo de yacimientos exigen un diseño más detallado del revestimiento, el cual permita evitar problemas operacionales que puedan comprometer el pozo y el proyecto. Una selección detallada del revestimiento deberá estar acompañada de las buenas prácticas operacionales durante la perforación y complementada con una cementación apropiada del mismo teniendo en cuenta el perfil litológico de las respectivas formaciones.

Con este trabajo se busca diseñar detalladamente el revestimiento para un pozo horizontal tipo cluster aplicado a un campo conceptual de shale oil, mediante el análisis de factores de colapso, estallido, tensión y torque para tener una referencia para futuros proyectos de explotación de shale oil.

1 MARCO DE REFERENCIA

1.1 GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE OIL

1.1.1 Shale

El shale es una roca sedimentaria de grano fino, clástica compuesta de lodo minerales de arcilla y fragmentos diminutos de otros minerales, especialmente cuarzo y calcita. El shale se caracteriza por presentar láminas de menos de un centímetro de espesor a lo largo de él, característica denominada fisibilidad. Las lutitas, por otra parte, son similares en composición pero no muestran fisibilidad.

1.1.2 Shale oil

El Shale oil es un tipo de roca sedimentaria que posee un grano muy fino, muy poca permeabilidad y baja porosidad con cantidades considerables de crudo en su interior. Se habla de yacimientos no convencionales cuando la zona de interés para producción es la roca madre o generadora. Llegar a este tipo de yacimientos (Shale oil) es sumamente complejo y requiere mayor tecnología e inversión para poder ser desarrollados.

Figura 1. Muestra de Shale Oil -(Plug Horizontal).



Fuente: GARAVITO, J., & CARDENAS, O. (2014). Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. Bucaramanga.

1.2 POZOS HORIZONTALES

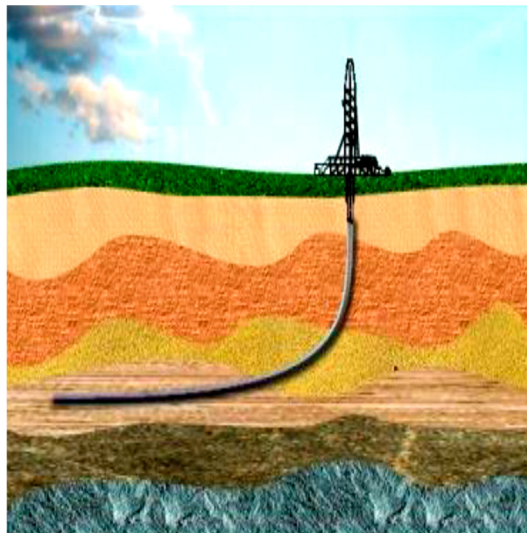
1.2.1 Generalidades

Son pozos que empiezan con una sección vertical y luego se van curvando hasta que la sección final se vuelve horizontal. Este tipo de pozos se utilizan en

yacimientos no convencionales con el fin de alcanzar la mayor área de drenaje puesto que por lo general el espesor de estos yacimientos suele ser menor que los yacimientos convencionales. Como la permeabilidad de este tipo de yacimientos es muy baja, es necesario utilizar técnicas de estimulación como el fracking que permite una migración menos tortuosa hacia el pozo creando aberturas en la zona de interés que se está explotando.

La productividad depende de la longitud del pozo, así como ésta depende de la técnica de perforación seleccionada, proporcionando el diseño apropiado de la longitud del pozo y su estado mecánico.

Figura 2. Pozo horizontal.



Fuente: GRANDAS, C., & SÁNCHEZ, J. (2014). Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil. Bucaramanga.

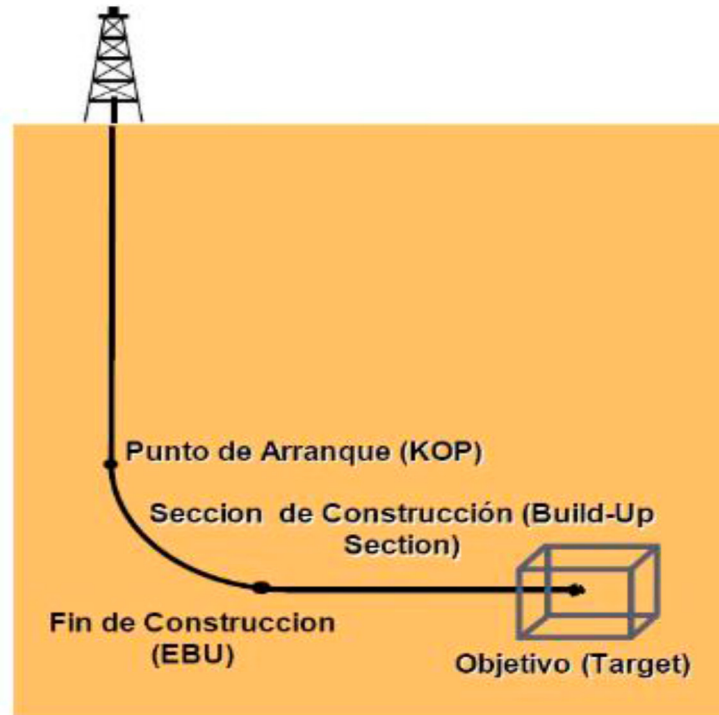
1.2.2 Secciones de un pozo horizontal

Un pozo horizontal consta de tres fases en su construcción:

- La primera fase es la sección vertical que empieza desde superficie hasta el Kickoff Point, donde se comienza a dar curvatura al pozo, según el radio de curvatura calculado.
- La segunda fase es el Build up o ángulo de levantamiento, el cual se refiere al ángulo de cambio de inclinación expresado en grados/pies. Conecta la sección vertical con la horizontal alcanzando el ángulo requerido para la deflexión. Es necesario tener precaución con ángulos muy severos y la generación de doglegs.

- La tercera fase es la sección horizontal, comienza al final del build up y permite alcanzar la zona de interés con la mayor cantidad de área de drenaje en el target.¹

Figura 3. Secciones de un pozo horizontal.



Fuente: GRANDAS, C., & SÁNCHEZ, J. (2014). Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil. Bucaramanga.

1.3 CLÚSTER

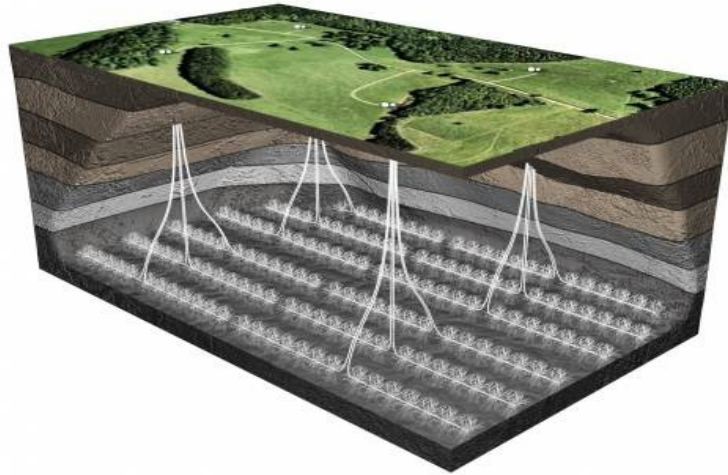
1.3.1 Generalidades

Un cluster se refiere a la organización de varios pozos en una localización determinada. Consiste en la perforación de un pozo de correlación del cual se espera obtener la mayor cantidad de datos posibles, para continuar con la

¹ GRANDAS, C., & SÁNCHEZ, J. (2014). Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil. Bucaramanga. Pag 24 - 26

construcción de dos o más pozos con la misma plataforma y a una distancia de 20 pies el pozo inicial.²

Figura 4. Representación de varios clúster de perforación.



Fuente: Observatorio Petrolero Sur. Shale gas: hacia la conquista de la nueva frontera extractiva. Disponible en: <https://opsur.wordpress.com/2011/07/01/shale-gas-hacia-la-conquista-de-la-nueva-frontera-extractiva/>

1.3.2 Perforación tipo clúster

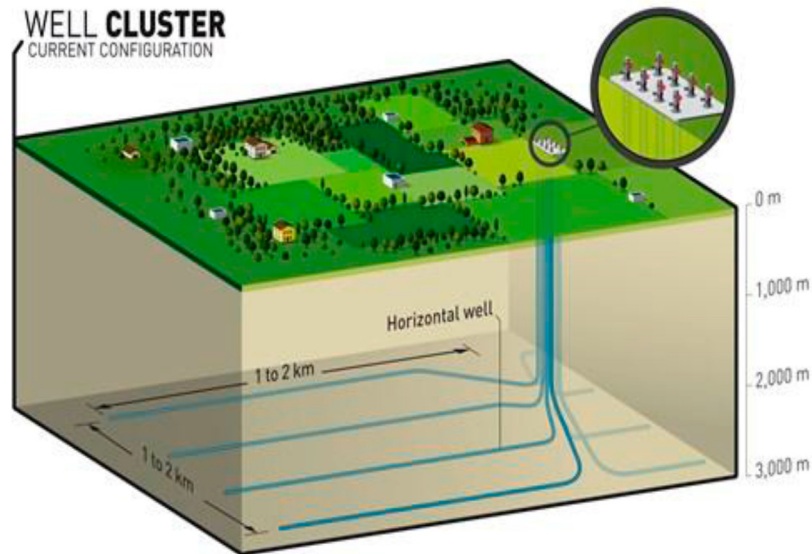
La perforación tipo cluster es un tipo de perforación muy común cuando se quiere acceder a varias zonas de producción en una misma locación. Se puede utilizar en islas, plataformas marinas, selvas, zonas aisladas, etc.

A través del tiempo se han desarrollado diferentes técnicas direccionales que pueden atravesar grandes distancias hasta el objetivo fijado, además se suma el hecho de que se puede perforar múltiples pozos desde superficie disminuyendo costos en estructuras para cada pozo.³

² GRANDAS, C., & SÁNCHEZ, J. (2014). Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil. Bucaramanga. Pag 35 - 36

³ GRANDAS, C., & SÁNCHEZ, J. (2014). Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil. Bucaramanga. Pag 73

Figura 5. Múltiples pozos desde una locación.



Fuente: GRANDAS, C., & SÁNCHEZ, J. (2014). Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil. Bucaramanga.

1.4 REVESTIMIENTO ⁴

1.4.1 Generalidades

El revestimiento o casing es una tubería de acero que tiene una pared delgada, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que la conforma, usualmente sin costuras. Puede llegar a tener entre 16 y 40 ft. Se utiliza para revestir y aislar pozos estratigráficos o productores de hidrocarburos y mantener su seguridad e integridad. La tubería de revestimiento se fija a las paredes del pozo con cemento especial. En la industria, su geometría está idealizada como un diámetro y espesor nominales constantes en toda su longitud y adolecen factores como la ovalidad y excentricidad.

⁴ MARTÍNEZ, J. (2011). Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo anh-bvtura-1-st-pg. Bucaramanga. Pag 23 - 59

Figura 6. Tubería de revestimiento (casing).



Fuente: MARTÍNEZ, J. (2011). Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo anh-bvtura-1-st-pg. Bucaramanga.

1.4.2 Fabricación⁵

La tubería que se utiliza para revestir pozos en la industria petrolera debe cumplir con un proceso especial de fabricación que cumpla con los más altos estándares de diseño y calidad con el fin de cumplir con los requerimientos exigidos para los distintos escenarios a los que puede estar expuesta en campo. Ahora se continuara con la descripción de los diferentes factores a considerar durante la fabricación de tuberías de revestimiento.

1.4.2.1 Acero

El acero es una aleación, la cual se puede obtener por la fundición de hierro con un porcentaje en peso pequeño de carbono, el cual varía entre 0.1 y 2.1%. Si el porcentaje de carbono excede el 2%, el acero se comienza a volver más quebradizo y se vuelve imposible forjarlo, por otro lado se debe ser moldeado. La aleación es una “solución sólida”, en la cual se mezclan dos o más metales o metales con no metales sin que haya una reacción química. El acero conserva algunas propiedades del hierro, pero con la adición de otros componentes, se pueden mejorar algunas características fisicoquímicas de la aleación.

El acero se puede dividir en ordinario y especial. El acero ordinario es aquel en el que se utilizan principalmente tres materiales: hierro, carbono y manganeso. El carbono y el manganeso, no superan juntos más de 1.5% en peso de la

⁵ Fuente: PEMEX. Enciclopedia del petróleo. Tuberías. Tomo 5. p. 4-30

composición de la aleación. Los aceros especiales utilizan otros elementos como: molibdeno, cromo, cobre, tungsteno, níquel y vanadio.

Los aceros al carbono y los aceros especiales (resistentes a la corrosión, oxidación y altas temperaturas) se fabrican con hornos eléctricos.

1.4.2.2 Propiedades del acero

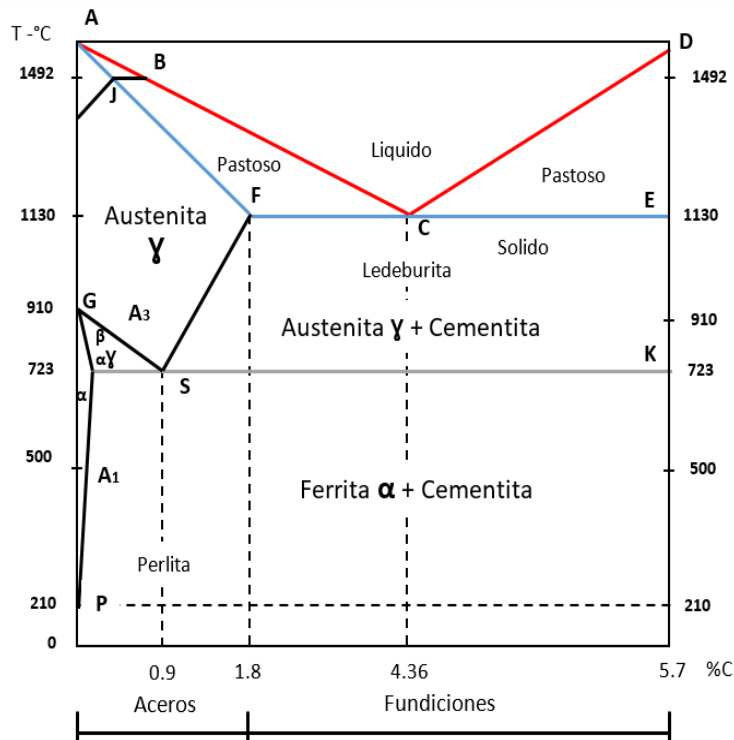
- a. **Metalúrgica:** Al aplicarle un tratamiento térmico al acero, este puede presentar una alta variedad de microestructuras y propiedades. Encontramos dos tipos de diagramas de equilibrio según sus aleaciones, las cuales proporcionan propiedades físicas diferentes. Las aleaciones que tienen una composición hierro-carbono libre (grafito) que corresponde a un estado estable (Fe-C) y las aleaciones que contienen carbono en combinación con cementita que corresponde a un estado meta estable (Fe-Fe₃C).

En el diagrama de equilibrio del el acero encontramos las regiones de composición y temperatura ubicadas en los ejes. En éstas regiones las fases del acero y sus límites de equilibrio son estables. En aleaciones formadas exclusivamente de Fe-C, no va a alterar los límites de las fases. Por otro lado, cualquier proporción de otro elemento en el acero, las puede modificar. Para que el diagrama de equilibrio se cumpla, las velocidades de calentamiento y enfriamiento deben ser lo suficientemente lentas para que el fenómeno de difusión (carbono) se lleve a cabo.

En la Figura 7 se pueden observar el diagrama de equilibrio Fe-C (para aleaciones con un porcentaje de carbono menor al 7%) y el diagrama de equilibrio Fe₃C. Según se muestra el acero contiene un porcentaje de carbono menor al 2%, y es de interés primario para el estudio de tratamientos térmicos y las aleaciones con un porcentaje mayor al 2% de contenido de carbono se clasifican como fundiciones. Las líneas continuas muestran el equilibrio entre Fe₃C y algunas fases del hierro, por otra parte las líneas segmentadas o discontinuas muestran el equilibrio entre el grafito y otras fases. Éste diagrama solo se utiliza a presión atmosférica.

Para el tratamiento térmico del acero se debe tener en cuenta la región de la fase austenita en el sistema Fe-C, ya que el control de la austenita hacia cualquier otra fase, permite una gran variedad de propiedades y microestructuras del acero.

Figura 7. Diagrama de equilibrio Fe-C.



Fuente: www.serralleria-forja.com

El hierro es un elemento que presenta más de una estructura cristalina a presión atmosférica (presenta alotropía) dependiendo de la temperatura a la que se encuentre:

- Hierro alfa (a ferrita) hasta 912°C
- Hierro gama (g austenita) entre 912°C y 1.394°C
- Hierro delta (d ferrita) entre 1.394°C y su punto de fusión (hierro puro) 1.535°C.

b. Constituyentes del acero:

- **Austenita:** Tiene la facilidad de disolver grandes cantidades de carbono convirtiéndose en una solución de carbono en hierro gama (contiene entre 1.7 y 2.11% de carbono disuelto a 1.145°C). el carbono es un componente que incrementa el rango de formación del acero ya que estabiliza la austenita. La austenita es muy dúctil y maleable, con una dureza de 250 a 300 HB.

- **Ferrita:** A diferencia de la austenita tiene una capacidad para disolver carbono muy baja, que la convierte en una solución sólida hierro-carbono. Tiene una solubilidad de carbono máxima de 0.02% a 727°C. La ferrita es dúctil y maleable, con una dureza de 80 a 100 HB y una solubilidad de carbono a temperatura ambiente muy baja (0.005%)
 - **Cementita o carbono de hierro:** Es un constituyente bastante frágil y duro, compuesta por hierro y carbono Fe₃C. La cementita tiene propiedades magnéticas hasta una temperatura de 210°C en promedio, con una dureza de 700 HB (mayor a la ferrita y austenita). Tiene un contenido de carbono de 6.67% de carbono.
 - **Perlita:** Éste constituyente se obtiene debido a un proceso térmico de difusión y se origina de la austenita, en la cementita en hojuelas de ferrita o de la redistribución del carbono en la cementita. Es magnética y dúctil, con una dureza de 200 a 250 HB. Contiene 0.85% de carbono, pero no lo disuelve.
 - **Bainita:** La velocidad de difusión es muy baja para permitir el movimiento del carbono en largas distancias. Es un constituyente con un temple intermedio entre la martensita y la sorbita. Las diferentes formas de la bainita dependen de la temperatura de formación. La bainita superior se compone de láminas gruesas de ferrita y una fina capa de cementita con una dureza de 350 a 450 HB. Por otra parte la bainita inferior está compuesta por ferrita y cementita, y posee forma lenticular.
 - **Martensita:** es una ferrita con un contenido de carbono muy alto (sobresaturada). La transformación de la martensita se da en procesos no isotérmicos, lo que no permite la difusión, hace que sea autocatalítica y que exhiba histéresis. Su forma es de placas en forma de lentes y presenta una alta dureza y fragilidad (450 a 650 HB).
 - **Sorbita:** Está compuesta por Fe₃C en una matriz de ferrita. Es un constituyente muy fino que se obtiene de recalentar una estructura templada de martensita. Presenta una buena resistencia y una dureza de 250 a 400 HB.
- c. Componentes del acero:** Hay diversos elementos aleantes e impurezas en los aceros que deben ser combinados con las estructuras austenítica, ferrítica y cementítica. Algunos elementos forman carburo, como por ejemplo: titanio, niobio, molibdeno y cromo en grandes cantidades, y algunos otros actúan como estabilizadores, como por ejemplo: manganeso, níquel, silicio, cromo y niobio.

Factores que rigen las propiedades mecánicas del acero:

- **Composición química elemental:** Es el análisis obtenido por el estudio químico mediante el cual se caracterizan las propiedades físico-químicas de los mismos constituyentes sin ser modificados por tratamientos mecánicos o térmicos.
- **Constitución físico-química:** Identifica el ambiente y la proporción de las condiciones y fases donde se formó la aleación. Se puede modificar por tratamientos térmicos reversibles siguiendo las condiciones del diagrama de equilibrio Fe-C.
- **Estructura metalográfica:** Es la forma y distribución de los constituyentes en las aleaciones. Puede ser modificable por tratamientos mecánicos irreversibles.

d. Propiedades mecánicas del acero: La composición del acero, tamaño de grano, estructura de sus cristales, etc. Influyen en propiedades mecánicas, comportamiento del material al ser sometido a cargas. A continuación se mencionan algunas de estas propiedades:

- **Resistencia a la tracción:** Se refiere a la cantidad de carga que puede aguantar un material sin romperse. Se determina por medio de pruebas de tracción, en las cuales se estira el material y se mide la deformación sufrida por efecto del esfuerzo en una gráfica.
- **Resistencia a la fluencia:** Es el punto en el que el material pasa de un comportamiento elástico a uno plástico. En el punto de fluencia, el material presenta un gran alargamiento sin que haya un aumento considerable en la carga.
- **Ductilidad:** Propiedad del material para deformarse sin sufrir una fractura. Se mide como el porcentaje del cambio de longitud con respecto a la longitud inicial

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

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

- **Maleabilidad:** Es la propiedad de los materiales de deformarse plásticamente ante una carga sin sufrir fractura.

- **Fragilidad:** Es la característica opuesta a la ductilidad. Cuando un material es frágil, se fractura ante cargas muy pequeñas.
- **Resilencia:** Capacidad de un material para absorber energía durante la deformación elástica.
- **Tenacidad:** Capacidad de un material para absorber energía durante la deformación plástica.
- **Maquinabilidad:** Capacidad de un material para poder ser maquinado (barrenado, fresado, roscado, etc.). Esta propiedad puede ser modificada dependiendo de sus aleaciones, tratamientos o 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.

$$\text{Resistencia a la tracción brinell [psi]} = 500 * \text{Dureza} \quad (3)$$

- **Fatiga:** Se define como la falla de un material al ser sometido a esfuerzos o ensayos de temperatura cíclicos.

e. Tratamientos térmicos: Con el fin de modificar las características de los aceros, estos pueden ser tratados térmicamente con diferentes procesos como por ejemplo:

- **Temple:** Es el proceso mediante el cual se enfría bruscamente el acero desde temperatura de austenización, sumergiendo la pieza en algún fluido como agua, salmuera, aceite, etc.
- **Revenido:** Con el fin de obtener mejores propiedades para mecanizar el acero, se pasa el acero templado por un ciclo térmico a una temperatura menor a la de templado para posteriormente dejar enfriar lenta y controladamente.
- **Recocido:** Con este proceso se busca aliviar la tensión que se produce después de que el acero pase por un tratamiento térmico. Consiste en calentar el acero hasta temperatura de austenización y luego dejándolo enfriar en un horno en el cual se puede utilizar sal o arena.
- **Normalizado:** Este proceso consiste en calentar el material (acero) a una temperatura cercana a la de austenización sin llegar a ella para luego ser enfriado por aire. Se utiliza con el fin de mejorar las propiedades de maquinabilidad del acero y liberar las tensiones superficiales.

1.4.2.3 Clasificación de los aceros

a. Por su contenido de Carbono:

- Aceros de Bajo carbono, contenido de carbono menor al 0,25% de C.
- Aceros de Medio carbono, conteniendo entre 0,25 % y 0,55% C.
- Aceros de Alto carbono, conteniendo de más del 0,55% de C.

b. Por su composición química: Estas clasificaciones se hacen con base en normas establecidas. Entre las más utilizadas tenemos:

- AISI – SAE, (Instituto Americano del hierro y el acero - Sociedad de Ingenieros automotrices), en la que se usa un código de cuatro números, en los cuales los dos últimos números corresponden al porcentaje (%) de Carbono, en decimales; el primer número corresponde al elemento más importante por su porcentaje (%) en peso, y el segundo número el elemento o mezcla de elementos adicionales, teniendo en cuenta la siguiente lista:
 - ✓ Carbono
 - ✓ Cromo
 - ✓ Cromo – tungsteno
 - ✓ Molibdeno
 - ✓ Níquel
 - ✓ Níquel-Cromo
 - ✓ Níquel – Cromo – Molibdeno
 - ✓ Silicio – Manganeso
 - ✓ Vanadio

Ejemplo⁶:

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.

- Instituto Americano del Petróleo (API): En esta norma 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).

⁶ MARTÍNEZ, J. (2011). Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo anh-bvtura-1-st-pg. Bucaramanga. Pag 31

Ejemplo:

H-40: La “H” indica las características relacionadas con la composición química y el 40 indica que este acero tiene una resistencia a la fluencia de 40.000 psi.

1.4.2.4 Manufactura

Debido a la importancia de las tuberías de acero en la industria petrolera, su fabricación debe tener propiedades de alta gama de acuerdo a las necesidades técnicas y de seguridad.

Existen tres procesos de fabricación de tuberías:

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

Entre estos, el proceso más utilizado dentro del ámbito de perforación con diámetros hasta de 20” (pulgadas) es la fabricación de tubería sin costura. En la Tabla 1, se presenta las diferentes tuberías de revestimiento API con su tipo de manufactura y tratamiento térmico.

Tabla 1. Proceso de Fabricación y Tratamiento Térmico.

Grupo	Grado	Tipo	Proceso de Fabricación	Tratamiento Térmico	Revenido Temp. Mín. (°F)
1	H40	---	Sin o Con Costura	Ninguno	---
	J55	---	Sin o Con Costura	Ninguno, Nota 1	---
	K55	---	Sin o Con Costura	Ninguno, Nota 1	---
	N80	---	Sin o Con Costura	Nota 1	---
2	L80	1	Sin o Con Costura	Templado y Revenido	1050
	L80	9 Cr	Sin Costura	Templado y Revenido *	1100
	L80	13 Cr	Sin Costura	Templado y Revenido *	1100
	C90	1	Sin Costura	Templado y Revenido	1150
	C90	2	Sin Costura	Templado y Revenido	1150
	C95	---	Sin o Con Costura	Templado y Revenido	1000
	T95	1	Sin Costura	Templado y Revenido	1200
	T95	2	Sin Costura	Templado y Revenido	1200
3	P110	---	Sin o Con Costura	Templado y Revenido	---

4	Q125	1	Sin o Con Costura	Templado y Revenido	---
	Q125	2	Sin o Con Costura	Templado y Revenido	---
	Q125	3	Sin o Con Costura	Templado y Revenido	---
	Q125	4	Sin o Con Costura	Templado y Revenido	---

Fuente: API SPEC 5CT, 2011.

Nota 1: Normalizado en su longitud completa, Normalizado y Revenido, o Templado y Revenido, según que sea una disposición del fabricante o si se especifica en la orden de compra.

* Tipos 9 Cr. y 13 Cr. pueden ser Templados con aire.

1.4.2.5 Fabricación sin costura

La fabricación consta de tres procesos: fusión, afinación y vaciado. En los cuales se utiliza cerca del 30% de hierro natural y 70% chatarra para la fabricación.

Toda la materia prima es calentada hasta una temperatura de 1.620 °C. Cuando el acero llega a esta temperatura se funde y se le inyecta argón por la parte inferior de la olla de fusión con el fin de hacer homogénea la composición química del acero. Después, en el proceso de vaciado, se vierte el material fundido a la olla de afinación en donde se le adicionarán las aleaciones con el fin de obtener el grado del acero requerido.

Luego, el acero es transportado y vertido en el distribuidor para obtener la colada continua. Este distribuidor debe ser hecho con deflectores especiales que eviten la turbulencia, para que finalmente se obtengan barras redondas, las cuales se cortarán según la longitud específica para cada diámetro. A esta sección de acero se le llama "tocho". En la **Figura 8** se pueden apreciar la máquina de colada continua de barras redondas.

Figura 8. Máquina de colada continua de barras redondas.



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

El tocho ingresa a un horno giratorio, el cual consta de nueve zonas de calentamiento, las cuales pueden llegar a temperaturas de 1.200 °C de forma gradual. Después de salir del horno pasa a un descamador para quitar la capa de óxido que se forma cuando el acero entra en contacto con el aire, luego pasa a ser perforado. Al obtener un esbozo cilíndrico mediante el proceso mencionado, también llamado “manessman”, se envía al laminador continuo después de ser lubricado con bórax en un mandril, allí pasa por siete calibradores y jaulas donde se hace el tubo. Las longitudes que se obtienen pueden ser hasta de 30 metros, con diámetros internos y externos predeterminados, cumpliendo con la norma API. Al salir el tubo, se verifican sus medidas por rayo láser y se pasa por cortadoras para obtener el rango solicitado. Por último, el tubo pasa a la sección de enfriamiento. En la Figura 9 se puede apreciar el proceso de laminado continuo a mandril retenido.

Figura 9. Laminado continuo a mandril retenido.



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

- **Tratamiento térmico:** Para la fabricación de tuberías de revestimiento encontramos tres tipos de tratamientos térmicos: revenido, normalizado y temple. Para las tuberías de acero C75, L80, N80, P110, Q125, TAC110, TAC140 y TCR95.
 - **Temple:** Se lleva la tubería a un horno donde se aumenta la temperatura gradualmente hasta alcanzar 860 °C, con el fin de llevar el acero a la estructura de austenización. Luego, se enfría bruscamente sumergiendo el tubo en agua que está a 40 °C, para que el acero pase a una estructura martensita, con poca ductilidad y alta dureza. En la Figura 10, se puede apreciar el tratamiento térmico de temple.

Figura 10. Tratamiento térmico de temple.



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

- **Revenido:** Se lleva la tubería a un horno para aumentar su temperatura lentamente hasta alcanzar 550 °C. Esta temperatura hace que el acero adquiera una estructura martensita revenida, la cual es dúctil y dura. Luego se recalibra y endereza en caliente para obtener una tubería con esfuerzos residuales bajos. En la **Figura 11**, se puede apreciar un horno de revenido.

Figura 11. Horno de revenido.



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

- **Normalizado:** La tubería se calienta sin llegar a temperatura de austenización. Se usa para otros grados de tuberías diferentes a los mencionados anteriormente.
- **Acabado del tubo:** Para el acabado del tubo se realizan los siguientes pasos:

- **Prueba de inspección electromagnética:** En este paso se detectan Todos los defectos asociados a las medidas del tubo y el pulido de este. Se cortan los extremos, se maquinan los biselés, se sopletea el interior y se introduce el calibrador a lo largo del tubo.
- **Inspección electromagnética método de vía húmeda:** Se revisan ambos extremos de la tubería por el método de partículas magnéticas para encontrar algún defecto, ya que los extremos van a aguantar la mayor cantidad de carga.
- **Roscado:** Se verifica el roscado con calibres estrictos según lo indica la norma API.
- **Prueba hidrostática:** Se tapan los extremos de la tubería con elastómeros y se sumerge en un recipiente con algún fluido. Luego se aplica una presión interna del 80% de su límite de capacidad por cinco segundos según lo indica la norma API 5CT.
- **Control final y embarque:** Por último se mide y se pesa la tubería para tener todos los datos completos, luego se estampa, barniza y despacha hacia su destino. En la fase de estarcido, se reportan los diámetros, longitud, pruebas, manufactura, línea de producción, numero de colada, numero de tubo, etc. En la Figura 12 se puede apreciar el flujo de proceso de acabado del tubo.

Figura 12. 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 revisión exhaustiva del tubo. Dicho control puede ser:

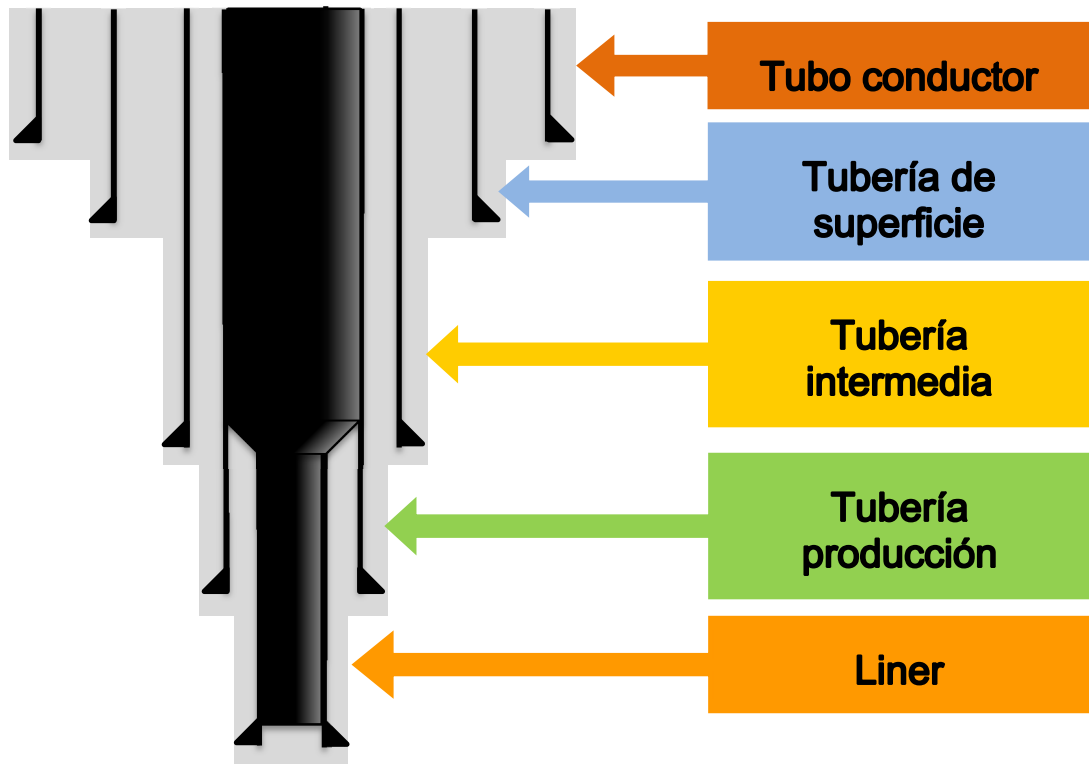
- **Inspección electromagnética (EMI):** Con esta técnica se puede hacer una medición transversal, longitudinal y comparar el grado de la tubería con rayos gamma
- **Prueba ultrasónica (UT):** Se puede obtener información sobre posibles defectos o daños longitudinales, transversales, oblicuos y del espesor del tubo.

1.4.3 Tipos de tubería de revestimiento

Durante la perforación se deben atravesar una serie de obstáculos logrando alcanzar el objetivo planeado que se encuentra a una cierta profundidad, por esta razón se requieren varias sartas de revestimiento para sellar las zonas problemáticas donde se pueden encontrar formaciones débiles y poco consolidadas o de alta presión entre muchos otros inconvenientes.

Desacuerdo con lo escrito previamente de la necesidad de tener varias tuberías, se emplean los siguientes tipos de revestimientos:

Figura 13. Tipos de tuberías de revestimiento.



- **TUBERÍA CONDUCTORA:** es la primera en ser instalada, la profundidad de asentamiento varía de 40 a 500 pies en operaciones on-shore y en ocasiones a los 1.000 pies en offshore (costa afuera), los diámetros comúnmente usados varían entre las 16 a 20 pulgadas y generalmente es cementada desde la profundidad de asentamiento hasta la superficie. Es usada para soportar el cabezal de pozo y las posteriores sartas de tubería de revestimiento al igual se utiliza con el fin de instalar el sistema de desviación de flujo (diverter) en caso de afluencia inesperada a poca profundidad. Teniendo en cuenta que las formaciones en las cuales es asentado no tienen el suficiente grado de consolidación, no puede ser cerrada cuando se presentan influjos de gas o fluidos dentro del pozo.

Funciones principales son:

- Prevenir derrumbes y pérdidas de circulación en formaciones someras no consolidadas.
- Proteger acuíferos superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.
- Proporcionar un sistema de circulación para el fluido de perforación.
- Revestir depósitos poco profundos de gas.

- Minimiza la erosión de sedimentos superficiales.
- **TUBERÍA SUPERFICIAL:** en estas tuberías, la profundidad de asentamiento varían entre unos cientos de pies hasta 5000 pies. Es definida por los problemas operacionales como son las zonas ladronas, con presencia de hidrocarburos o agua y del comienzo de la elaboración del ángulo en pozos desviados. El diámetro típico usado es 13 3/8 de pulgada sin embargo los diámetros se seleccionan de acuerdo con la profundidad total del pozo. Comúnmente está cementada desde la profundidad de asentamiento hasta superficie, y sentada en formaciones que soporte las altas presiones hidrostáticas que se da en el zapato. Sirve de apoyo primario para el sistema de seguridad del pozo (BOP).

Funciones principales son:

- Prevenir el colapso de las paredes del pozo por la presencia de sedimentos no consolidados poco profundos.
 - Instalar conexiones superficiales de control.
 - Evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce.
 - Provee resistencia a las arremetidas para poder perforar a mayor profundidad.
 - Soportar el peso de las tuberías que serán colocadas en el pozo
- **TUBERÍA INTERMEDIA:** es un tipo de revestimiento el cual permite aislar zonas problemáticas que puedan entorpecer la perforación e incluso la seguridad de la misma, dependiendo de la complejidad de las formaciones y de la profundidad será necesario utilizar más de una sarta de tubería de revestimiento intermedia. No es necesario cementar hasta superficie ni que el tope deba estar dentro de la sarta de revestimiento anterior, esto se logra usando una técnica llamada cementación multi-etapa con el objetivo de prevenir que formaciones débiles soporten presiones altas por acción de la columna hidrostática del cemento. El diámetro típico más usado es 9 5/8 pulgadas.

Funciones principales:

- Permite el control y seguridad contra arremetidas de la perforación más profunda si se encuentran zonas de presiones anormales.
- Sellar o aislar formaciones problemáticas, pérdidas de circulación severas, domos salinos, anhídrita, zonas con tectónica complejas, flujos de agua salada o formaciones que puedan contaminar los lodos de perforación.
- Posibilita disminuir la densidad del lodo para poder perforar en zonas de presiones normales ubicadas posteriormente de zonas de alta presión.

- **TUBERÍA DE PRODUCCIÓN:** en esta tubería la profundidad de asentamiento llega hasta la zona productora, tiene como objetivo principal aislar las zonas productoras de otros fluidos indeseables. El diámetro común usado es de 7 pulgadas.

Funciones principales son:

- Permitir producir el pozo de manera selectiva.
 - Evitar la migración de fluido entre zonas.
 - Permitir el control del yacimiento.
 - Proporcionar un conducto seguro para los fluidos a la superficie.
 - Permite cambiar o reparar la tubería de producción
- **TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CORTA (LINERS):** son tramos cortos de tubería usados para evitar utilizar una sarta de superficie a fondo del pozo así consiguiendo disminuir el costo de una nueva columna de tubería. son cementados en la totalidad de su longitud mediante técnicas especiales quedando una parte suspendido o traslapada dentro de la última tubería mediante empaques y cuñas llamados “liner hanger”, aunque existe el riesgo de fugas a través del liner hanger y mala cementación debido a la disminución del espacio anular. Generalmente los diámetros varían entre 4 a 7 pulgadas. Existen cinco tipos de “liners” los cuales son:
 - **Liner de perforación:** es suspendida de una tubería de revestimiento existente y cuenta con una longitud promedio de 400 pies, usado para aislar las formaciones anormales de presión, las zonas de pérdida de circulación, shale y secciones de sal permitiendo la perforación por debajo de estas zonas.
 - **Liner de producción:** es suspendido normalmente 500 pies por encima del ultimo revestimiento con el fin de asilar zonas de producción o inyección para disminuir costos y evitar problemas por ejemplo los liner de producción ranurados y empacados con grava son instalados para controlar los problemas de producción con arena.
 - **Tie Back:** es una sección de tubería de revestimiento que se conecta desde el tope del liner hasta superficie cuando el pozo es completado. Usado para aislar ya sea un revestimiento que no soporte las posibles cargas de presión al continuar con la perforación o un revestimiento gastado que no puede resistir incrementos de presión así como revestimientos intermedios en casos de incrementos de producción.
 - **Scab liner:** es una sección se de tubería de revestimiento que no llega a superficie usada para reparar tubería existente dañada. Esta tubería es sellada con empaques tanto en el tope como en el fondo y en algunos casos es cementada.

- **Scab tie-back liner:** es una sección de tubería de revestimiento que se conecta desde el tope del liner instalado en el pozo y no llega a superficie. Es utilizado generalmente para aislar secciones salinas en intervalos de gran profundidad donde el espesor de la pared de las tuberías empleadas es de gran grosor.

1.4.4 Especificaciones de la tubería de revestimiento

Diámetro externo (OD): es el tamaño de la tubería de revestimiento expresado por el diámetro nominal como lo muestra la figura 14. API e ISO permiten cierta tolerancia en la medida de este diámetro dadas en fracciones de diámetro externo para asegurar que roscas estándar cortadas en la junta serán de profundidad y la altura adecuada. La tabla 2 y la tabla 3 muestran las tolerancias establecidas en la norma API SPEC 5^a para revestimiento No-Upset y Upset respectivamente.

Este diámetro nominal no tiene en cuenta el diámetro de los acoples, por tal motivo al realizar la corrida debe ser calculado para conocer el diámetro mínimo del hueco.

Figura 14. Diámetro nominal de la tubería de revestimiento.

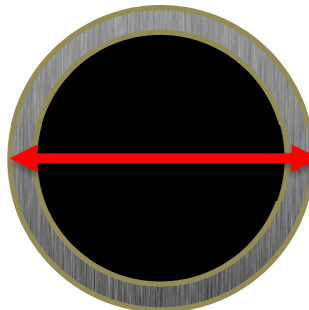


Tabla 2. Tolerancias de diámetro externo para tubería de revestimiento No-Upset.

Diámetro externo Nominal (pulg)	Tolerancia	
	Mínimo	Máximo
< 4-1/2	- 0.031 pulg	+ 0.031 pulg
≥ 4-1/2	- 0.005 OD	+ 0.01 OD

Fuente: API Specification 5CT.

Tabla 3. Tolerancias de diámetro externo para tubería de revestimiento Upset.

Diámetro externo Nominal (pulg)	Tolerancia	
	Mínimo	Máximo
> 3-1/2 a 5	- 0.0075 OD	+ 7/64 pulg
> 5 a 8-5/8	- 0.0075 OD	+ 1/8 pulg
>8-5/8	- 0.0075 OD	+ 5/32 pulg

Fuente: API Specification 5CT.

Espesor de pared (wall thickness): es un parámetro muy valioso el cual dependen otras propiedades de la tubería. Se puede percibir en una disminución por trabajos de perforación o Workover en el pozo o por efecto de la corrosión. Las normas actuales permiten una variación de espesor mínimo de pared de la tubería admisible de 87,5% del espesor nominal de pared, que a su vez tiene una tolerancia de -12,5%, especificada en la norma API 5CT.

Diámetro interno (ID): el diámetro interno del revestimiento es de una dimensión crítica que no tiene tolerancias, está regido por las tolerancias de diámetro externo (OD), el peso y las herramientas que pueden ser corridas dentro de este. El diámetro *drift* es el tamaño máximo de una herramienta para ser bajada al pozo y pasar libremente por la tubería de revestimiento, este tamaño es tomado como referencia del diámetro de un mandril cilíndrico estándar que pueda pasar con una fuerza equivalente al peso del mandril. En la tabla 4 se especifica el diámetro más pequeño y la longitud de un mandril cilindro *drift* que debe pasar a través del revestimiento.

Tabla 4. Dimensiones mínimas de mandriles de prueba.

Tamaño de tuberías de revestimiento y liner (pulg)	Tamaño del mandril estándar			
	Longitud (pulg)		Diámetro mínimo	
	Pulgadas	Milímetros	Pulgadas	Milímetros
< 9 - 5/8	6	152	ID – 1/8	ID – 3.18
≥ 9 - 5/8 a ≤ 13 - 3/8	12	305	ID – 5/32	ID – 3.97
> 13 - 3/8	12	305	ID – 3/16	ID – 4.76

Fuente: API Specification 5CT.

Por ejemplo para el cálculo del diámetro interno y drift se tiene una tubería de 7", 26 lb/pie y espesor de pared de 0,362". Donde el ID se define igual al diámetro externo (OD) menos dos veces el valor nominal del espesor de pared como lo muestra la ecuación 4.

$$ID_{\text{Revestimiento}} = OD - 2t \quad (4)$$

Entonces con el ejemplo se tiene:

$$ID_{\text{Revestimiento}} = 7 \text{ pulg} - 2 * 0.362 \text{ pulg}$$

$$ID_{\text{Revestimiento}} = 6.276 \text{ pulg}$$

Para el diámetro *drift* del revestimiento de 7" se tiene:

$$D_{\text{drift}} = ID - 1/8$$

$$D_{\text{drift}} = 6.276 \text{ pulg} - 0.125 \text{ pulg}$$

$$D_{\text{drift}} = 6.151 \text{ pulg}$$

Longitud: en el proceso de fabricación las longitudes de las juntas presentan variaciones que cambian según el fabricante, las juntas se podría cortar todas a la misma longitud pero eso sería un gasto innecesario, por lo tanto el API 5CT especifica unos rangos de longitud y tolerancias que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5. Rangos de longitud de tubería.

Rango	Longitud (pies)		Longitud promedio (pies)		Variación máxima permitida	
	Pies	Metros	Pies	Metros	Pies	Metros
1	16 - 25	4,88 - 7,62	20	6,10	6	1,83
2	25 - 34	7,62- 10,36	30	9,14	5	1,52
3	34 - 48	10,36- 14,63	40	12,19	6	1,83

Modificado de: API Specification 5CT.

En la fábrica y en el patio de tuberías, las longitudes de los revestimientos se miden desde el extremo del acople (caja-hembra de la conexión), hasta el extremo del pin, siendo el rango 3 el más utilizado y el rango 1 es visto en algunas áreas donde los pozos son muy poco profundos donde pequeñas plataformas perforan esos pozos sin la capacidad de manejar tuberías más largas.

Peso: el peso de la tubería es definido por el espesor de la pared que al mismo tiempo se ve reflejado en la resistencia, por ese motivo se observan tuberías de un mismo diámetro exterior pero de diferente peso, los cuales son determinados por la variación de espesor y de sus aleaciones metálicas. El peso de la tubería refiere al "peso" lineal del revestimiento expresado como masa por unidad de longitud tales como kg/m o lb/pie, por tal motivo se habla de densidad lineal. El API define tres tipos de peso para las tuberías de revestimiento:

- Peso nominal

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

a. Peso nominal: el peso nominal no es exacto por estar basados en el peso teórico de una tubería plana más el peso del acoplamiento, menos el peso del metal cortada para formar las roscas en cada extremo, y se divide por 20 pies para dar el peso nominal en términos de kg/m o lb/pie. Los hilos utilizados en este cálculo son una rosca obsoleta que ya no se fabrica, por tal razón casi nunca pesa lo mismo que su peso nominal. La diferencia es lo suficientemente pequeña que en la mayoría de los casos de diseño del revestimiento, es relativamente insignificante. El peso nominal se calcula como lo muestra la ecuación 5.

$$W_n = 10,68 (D - t)t + 0,0722 D^2 \quad (5)$$

Dónde:

D = Diámetro externo [pulg]
t = Espesor de pared [pulg]

El peso nominal es usado para identificar el revestimiento en órdenes de compra o en propósitos de diseño.

b. Peso del cuerpo (plain and weight): el peso del cuerpo se define como el peso de la junta de revestimiento sin incluir las roscas ni los coples y se calcula como lo indica la siguiente ecuación.

$$W_{pe} = 10,68 (D - t)t \quad [lb/pie] \quad (6)$$

$$W_{pe} = 0,02466 (D - t)t \quad [Kg/m]$$

Dónde:

Wpe = Peso del cuerpo
D = Diámetro externo [pulg]
t = Espesor de pared [pulg]

c. Peso roscas y coples (threaded and coupled weight): es el peso promedio de una junta de revestimiento incluyendo las roscas o un cople si es

el caso de tubería acoplada y es calcula de la siguiente forma como lo muestra la ecuación 7.

$$W_{TC} = \frac{1}{20} \left\{ W_{pe} \left[20 - \frac{L_C + 2J}{24} \right] + \text{peso cople} - \text{peso eliminado en las roscas} \right\} \quad (7)$$

Dónde:

W_{TC} = Peso coples y roscas [lb/pie].

L_C = Longitud del cople [pulg].

J = Distancia de los extremos de la tubería al centro del cople en la posición de apriete [pulg].

Área transversal: el área transversal del cuerpo de la tubería está definido como lo muestra la siguiente ecuación.

$$A_p = \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2) \quad (8)$$

Dónde:

A_P = Área transversal, pulg².

OD = Diámetro externo, pulg.

ID = Diámetro interno, pulg.

Para la mayoría de tamaños de revestimiento, el área de sección transversal está relacionada con el peso nominal por pie, con un error despreciable como lo indica la siguiente relación.

$$A_p = W_n / 3,4608 \text{ pulg}^2. \quad (9)$$

1.4.5 Grado

El grado es un término para clasificar la tubería de revestimiento en cuanto a las propiedades mecánicas por resistencia como de las propiedades metalúrgicas. En el mercado se encuentran diferentes clases de tuberías dependiendo del propósito para la cual van a ser utilizadas, para conseguir esta variedad al momento de la fabricación se modifica la estructura química realizando aleaciones e incluso pasándolas por tratamiento térmico.

El grado de acero se expresa en una letra y un número como por ejemplo N-80, la letra está arbitrariamente seleccionada para proporcionar una designación única para cada grado haciendo referencia a la composición química y el número

designa el límite elástico mínimo del acero (minimal yield strenght) en miles de libras por pulgada cuadrada (psi).

a. Grados API: los grados de tubería de revestimiento API se fabrican bajo una licencia concedida la cual debe cumplir con las especificaciones que se encuentran en la API Specification 5CT. Estos grados tienen límites elásticos que van desde 40.000 a 125.000 psi. Para los grados API de la tubería de revestimiento, la norma API 5CT incluye cuatro grupos y organiza los grados de la siguiente manera:

- Grupo 1: Todo revestimiento en Grados **H, J, K y N**;
- Grupo 2: Todo revestimiento en Grados **C, L, M y T**;
- Grupo 3: Todo revestimiento en Grado **P**.
- Grupo 4: Todo revestimiento en Grado **Q**.

Las tuberías más utilizadas para las aplicaciones comunes son las tuberías de revestimiento del Grupo 1 debido a su precio bajo en comparación con otros grados de acero se convierte en una opción popular para pozos sin requerimientos rigurosos de anticorrosión o fuerza. El Grupo 2 son tuberías de revestimiento resistentes a la corrosión que a su vez se subdividen en dos grupos; el primero son usados para operaciones de servicio ácido agrupando los grados de acero API L80, C90, T95 y C110 mostrando una mayor resistencia al agrietamiento por sulfuro en ambientes con H₂S debido a límites más bajos de azufre y el segundo es para los casos de servicio dulce con grados de tubería L80-9Cr y L80-13Cr adecuados para la aplicación en entornos con CO₂, principalmente debido a su alto contenido de cromo. Por ultimo reuniendo los Grupo 3 y 4, son tuberías de revestimiento para pozos profundos con los límites elásticos más altos entre todos los grados, las tuberías de revestimiento P110 y Q125 son ideales para formaciones de alta presión en pozos profundos. Sin embargo, como el acero se vuelve más susceptible al agrietamiento por sulfuro, ambos grados no deben utilizarse en ambientes con H₂S.

Como se había hablado anteriormente el límite elástico mínimo es el punto en el que el metal cambia del comportamiento elástico a un comportamiento plástico. Al nombrar un “mínimo” lo que se quiere decir que todas las juntas de un grado en particular deben cumplir con ese requisito mínimo de fuerza, también se nombra un valor máximo permisible donde se inicia la fluencia. En la tabla 6 se muestra los requerimientos mecánicos exigidos a los tubulares normalizados por la API, donde se observa la diferencias de algunos grados con el mismo límite elástico mínimo. Una vez más es un caso en el que la metalurgia es diferente, como por ejemplo N-80 y L-80 tienen un límite elástico mínimo de 80.000 psi, al igual se muestran en la tabla 6 valores de elongación mínima especificada como el porcentaje mínimo de una muestra plana se estira antes del fallo definitivo. Cuando se considera que por ejemplo K-55 tiene una elongación mínima de 19,5%.

Tabla 6. Requerimientos de Resistencia y Elongación.

Grupo	Grado	Tipo	Resistencia a la Cedencia		Resistencia Tensil Mín. (PSI)	Mínima Elongación (%)
			Mín. (PSI)	Máx. (PSI)		
1	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
	N80	---	80.000	110.000	100.000	18,5
2	L80	1	80.000	95.000	95.000	19,5
	L80	9 Cr,	80.000	95.000	95.000	19,5
	L80	13 Cr	80.000	95.000	95.000	19,5
	C90	1,2	90.000	105.000	100.000	18,5
	C95	---	95.000	110.000	105.000	18,0
	T95	1,2	95.000	110.000	105.000	18,0
3	P110	---	110.000	140.000	125.000	15,0
4	Q125	1,2,3,4	125.000	150.000	135.000	14,0

Modificado de: Procedimientos de diseño para tuberías de revestimientos y producción. PDVSA exploración y producción.

b. Grados NO API: hay clasificaciones de tuberías de revestimiento que no están autorizados por el API y en consecuencia no necesariamente se ajustan a las especificaciones API o ISO. Eso no quiere decir que son inferiores, al contrario en muchos casos la mayoría de los grados no API son usados para aplicaciones especializadas, satisfaciendo las necesidades no cubiertas en las especificaciones API. Por ejemplo son tuberías que soportan mejor altas temperaturas y/o entornos de altamente corrosivos o de alto colapso. Algunas de estas referencias se encuentran en la tabla 7 donde por ejemplo la tubería de revestimiento V-150 tiene un límite elástico mínimo de 150.000 psi.

Tabla 7. Grados NO API para tubería de revestimiento.

Grado	Resistencia a la Cedencia		Resistencia Tensil Mín. (PSI)	Mínima Elongación (%)
	Mín. (PSI)	Máx. (PSI)		
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

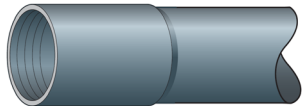



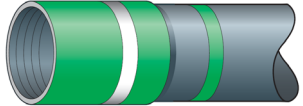


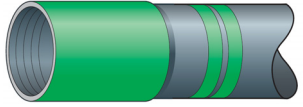



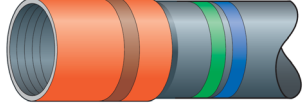



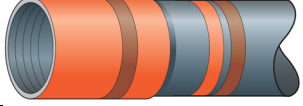

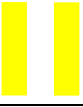






SOO140	140.000	165.000	150.000	17,0
V150	150.000	180.000	160.000	14,0
SOO155	155.000	180.000	165.000	20,0






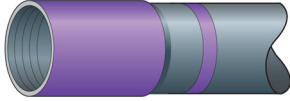






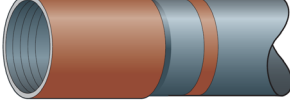





























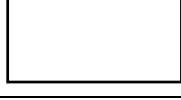



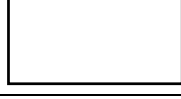



Fuente. CHILINGARIAN, G.V., RAHMAN, S.S. Casing design theory and practice




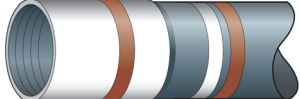



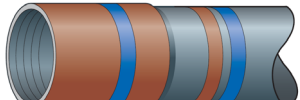



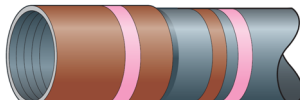







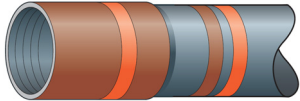
1.4.6 Marcaje

De acuerdo con la norma API SPEC 5CT los fabricantes deben marcar las tuberías con un respectivo código de colores como se muestra en la tabla 8 facilitando el poder identificar las tuberías, en la tabla también se tiene un ejemplo de tuberías no API de la empresa Tenaris Tamsa donde se hace referencia al código de colores propio de la empresa para las tuberías de alto colapso y resistente a la corrosión. En la figura 15 se muestra un ejemplo del marcaje de la tubería de revestimiento.

Tabla 8. Código de colores para grados de acero.

GRADO DE ACERO	COPLÉ		TUBO	CODIGO DE COLORES
	COLOR	BANDA	BANDA	
API				
H40	---	---	---	
J55				
K55		---		
M65				
L80				
L80 9Cr				
L80 13Cr				

N80		---		
C90 T1		---		
C90 T2				
C95		---		
T95 T1		---		
T95 T2				
P110		---		
Q125 T1		---		
Q125 T2				
Q125 T3				
Q125 T4				
ALTO COLAPSO				
TAC80				
TAC95				
TAC110				

TAC140				
RESISTENTE A LA CORROSIÓN				
TRC80				
TRC95				
TRC95HC				
TRC110				

Fuente: Prontuario. Tenaris, Tamsa.

Figura 15. Representación del marcaje del tubo de revestimiento.

Ejemplo: Requerimiento Pemex, Tubo de revestimiento de 13 3/8"N80 72.00 lb/pie.



Fuente: Prontuario. Tenaris, Tamsa.

1.4.7 Conexiones

Son dispositivos mecánicos utilizados para unir tramos de tubería, equipos de fondo y/o accesorios formando una sarta de tubería que pueda mantenerse como un solo elemento, las conexiones tienen gran importancia ya que más del 90% de las fallas que sufren las sarts de tubería se originan en estas y representan entre 10% al 50% de costo total. Poseen características geométricas y funcionales capaces de estar hermética y de soportar cualquier esfuerzo inferior al de diseño.

Existen diferentes tipos de conexiones como lo muestra la figura 16, una de ellas es la conexión acoplada donde se utiliza un elemento llamado cople el cual une dos juntas de tubería y la conexión integral, donde la conexión como su nombre lo indica está de forma integral en la tubería conformado por dos elementos principales los cuales son:

- Piñón (pin): miembro roscado externamente.
- Caja (box): miembro roscado internamente.

El piñón o pin de la tubería puede tener dos tipos de maquinados, el primero es Non-upset donde el diámetro externo de la conexión igual al del cuerpo del tubo y el segundo es denominado Upset donde el diámetro externo en la conexión es ligeramente mayor al del cuerpo del tubo. En la tabla 9, se presentan las eficiencias para cada tipo de conexión.

a. Conexión acoplada: son juntas de tubería donde se introduce un tercer elemento que las une denominado cople, están fabricados con un diámetro ligeramente mayor al diámetro de la junta y roscada internamente. Al igual las juntas de tubería son roscadas en los dos extremos en forma de piñón asegurando un ajuste con el cople.

b. Conexión integral: son juntas donde en un extremo se encuentra una rosca en forma de piñón y en el otro extremo es roscado internamente denominado caja. Estas juntas son integrales así eliminando la necesidad de un tercer elemento como en las conexiones acopladas. Las conexiones acopladas se dividen en ⁷:

- **Conexión lisa:** se maquinan las roscas sobre los extremos del tubo sin aumentar el diámetro exterior del mismo

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

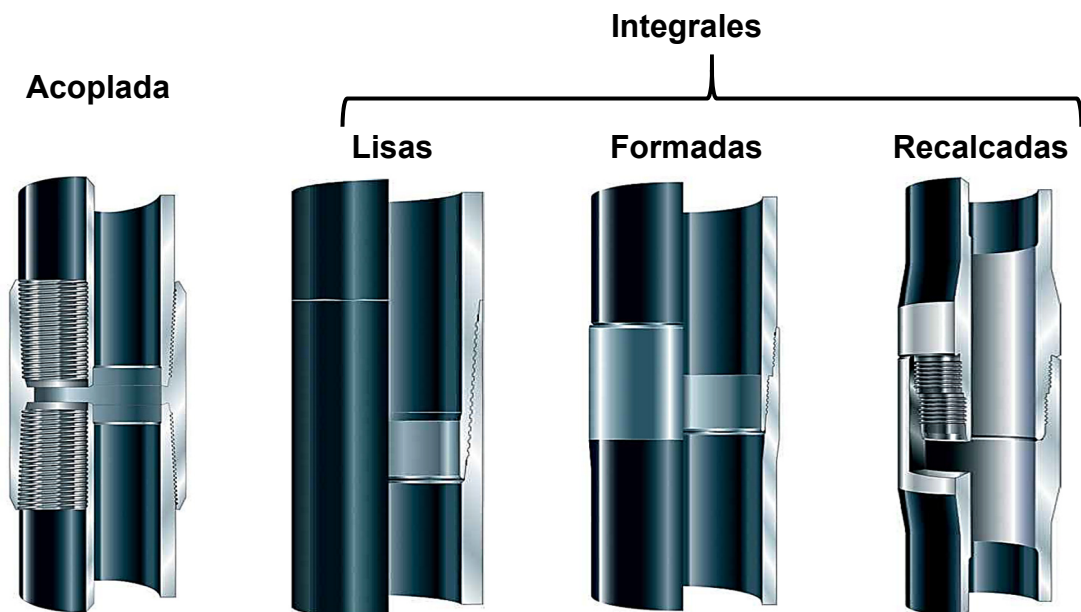
- **Conexión formada:** el extremo piñón es suajado (cerrado) y el extremo caja es expandido en frío sin rebasar el 5% en diámetro y el 2% en espesor; posteriormente se realiza un relevado de esfuerzos
- **Conexión recalcada:** se incrementa el espesor en el cuerpo del tubo a través de un proceso de recalado en caliente. Posteriormente se rosca en un extremo el piñón y en el otro la caja.

Tabla 9. 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 16. Tipos de conexiones.



Fuente: Manejo de Roscas Premium. Tenaris, Tamsa

Las conexiones se clasifican de acuerdo con el tipo de rosca en dos grandes grupos, en función de la geometría:

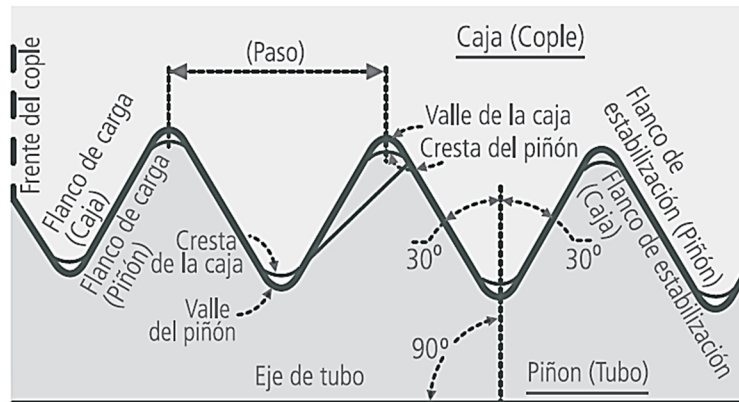
- API
- Premium

a. Roscas API: son las juntas regidas por especificaciones de la norma API las cuales son de dominio público, estas sólo cubren las roscas comprendiendo el material que la constituye y factores geométricos. Conforme al API, existen tres tipos de roscas para tubería de revestimiento las cuales son:

- Roscas redondas (Round threads).
 - Roscas buttress (Buttress threads) o Trapezoidal.
 - Roscas extreme line (Extreme line threads).
- Roscas redondas (Round threads): son Las primeras roscas utilizadas para conectar juntas de tubería, se fabricaban con hilos formando un ángulo de inclinación de 60° en forma de “V”, con poca o nula conicidad y de crestas ligeramente redondeadas. Presentan un ahusamiento de 3/4 pulgada por pie sobre el diámetro para todos los tamaños, logrando aumentar el esfuerzo a medida que se va enroscando la conexión sin embargo quedan pequeños espacios donde a fin de crear un buen sello se utiliza una grasa especial que contiene metales en forma de polvo y reducir las fuerzas de fricción ayudando a taponar cualquier espacio vacío. Las roscas pueden ser espaciadas para dar ocho roscas por pulgada (8R) o en tuberías de producción de diez roscas por pulgada (10R) con mayor resistencia de adherencia. Las conexiones redondas para revestimientos se presentan con dos tipos de conexiones las cuales son:
- ✓ STC. (SHORT THREAD CONNECTOR): Conexión acoplada para revestimientos con acople corto.
 - ✓ LTC. (LONG THREAD CONNECTOR): Conexión acoplada para revestimientos con acople largo.

Las conexiones STC y LTC, tienen el mismo diseño básico de junta y rosca. La única diferencia es que la longitud de la rosca y el acople son más largos en la LTC proporcionado una mayor resistencia.

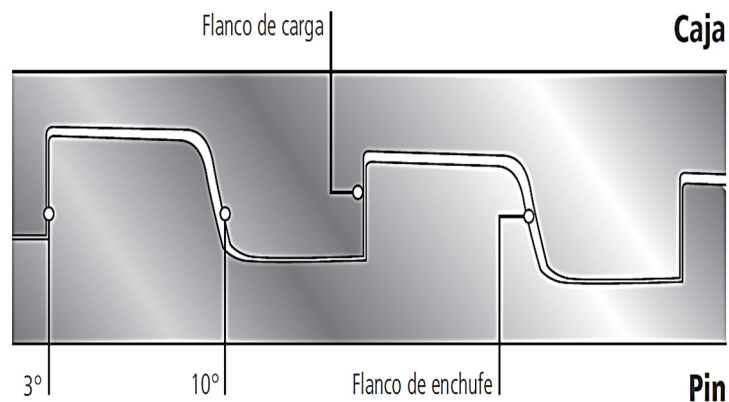
Figura 17. Perfil General de la Rosca Redonda.



Fuente: Rosca Redonda. Tenaris, Tamsa.

- Roscas buttress (Buttress threads) o Trapezoidal: este tipo de rosca utiliza conexiones denominadas BTC (BUTTRESS THREAD CONNECTOR), conexiones acopladas con una forma cuadrada de 5 hilos por pulgada, la cual es una conexión con mayor longitud que las conexiones de rosca redonda API, gracias a su forma ayudan a disminuir el deslizamiento de las roscas, proporcionando una alta resistencia a esfuerzos de tensión. El perfil de la rosca tiene crestas planas y raíces paralelas al cono ahusado con ángulos de 3° y 10° con la vertical al eje de la tubería. Para revestimientos de diámetro de 4 1/2 a 13 3/8 pulgadas presenta un ahusamiento de 3/4 de pulgada por pie sobre el diámetro y un ahusamiento de 1 pulgada por pie para revestimientos de 16 a 20 pulgadas de diámetro.

Figura 18 . Perfil general de la rosca Buttress.



Fuente: Roscas buttress. Tenaris, Tamsa.

- Roscas extreme line (Extreme line threads): este tipo de rosca es utilizado en conexiones XL, con perfil de rosca trapecoidal instalada sobre la junta de revestimiento de forma integral. Es roscada interna y externamente con upset externo e interno en los extremos para compensar la pérdida de metal debido al roscado proporcionando un sello metal-metal. Son usados en elevadas presiones y temperaturas.

Para revestimientos de diámetro de 5 a 7 5/8 pulgadas presenta un ahusamiento de 3/4 pulgadas por pie sobre el diámetro, con 6 hilos por pulgada y un ahusamiento de 1 1/4 de pulgada por pie para revestimientos de 8 5/8 a 10 3/4 pulgadas de diámetro con 5 hilos por pulgada.

b. Roscas Premium: las conexiones Premium o patentadas son conexiones que le pertenecen a un fabricante con uso de una patente o derecho de autor estas tuberías no están cubiertas por las especificaciones API, por ende el fabricante debe cumplir con los requerimientos de control de diseño para cubrir requerimientos como lo son:

- 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.

1.5 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Los ingenieros deben garantizar que las tuberías de revestimiento cumplan con los requerimientos de diseño durante los trabajos que se realizan en los pozos, donde son sometidas a diferentes cargas las cuales ponen a prueba su resistencia. Las cargas más importantes que actúan en las tuberías de revestimiento son:

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

1.5.1 Torque

Se define como la resistencia al giro de la tubería y supone la resistencia al esfuerzo que tienen los hilos de las rocas de las tuberías al acoplar.

1.5.2 Tensión

La sarta de tubería debe ser calculada con la suficiente resistencia a la tensión producidas por fuerzas que actúan a lo largo del eje longitudinal generadas principalmente por su propio peso evitando así daño permanente y asegurando que regresan a sus condiciones iniciales una vez las cargas dejen de actuar.

Figura 19. Cargas por tensión.



Modificado de: Manejo de Roscas Premium. Tenaris, Tamsa.

1.5.3 Resistencia al estallido

La resistencia al estallido de la tubería de revestimiento es la resistencia a la fluencia del cuerpo de la tubería en condiciones de carga de presión interna donde se toma para el cálculo el caso más severo, esto es suponiendo la columna llena de gas seco o con una presión de fondo igual a la resistencia mínima de la tubería. Donde se evita iniciar una deformación permanente o causar la cedencia del acero.

1.5.4 Resistencia al colapso

Se puede definir como la resistencia a la presión de aplastamiento capaz de deformar una tubería como lo muestra la figura 20, la cual es ejercida por presiones externas que es igual a la diferencia entre la presión máxima ejercida por una columna de fluido en el exterior, considerada generalmente fluidos de perforación o en algunos casos la lechada de cemento y la mínima presión interna

que se puede tener en el pozo como lo es considerando vacía la tubería con presión atmosférica interiormente.

La tubería de revestimiento se ve afectada por una serie de factores operacionales que disminuyen su resistencia o se dé el aumento de presión implicando así que éstas fallen. Algunos de estos factores causales son:

- Desgaste de la tubería de revestimiento: se asocia causas operacionales como mucho tiempo para perforar, altas severidades de la pata de perro y problemas de pega donde se aumentan las rotaciones y a los viajes de las sartas de tubería provocando mayor desgaste.
- Desgaste por pandeo helicoidal: es causada cuando la tubería de revestimiento no es cementada hasta superficie por lo cual se deben ejercer tensiones en está para evitar el pandeo al igual se debe tener en cuenta factores como:
 - Cambio de densidad en el fluido interno-externo.
 - Cambio de presiones en la tubería de revestimiento interno-externo.
 - Cambio de temperatura.
- Incremento de presión exterior por temperatura: cuando hay espacios sin cementar por causa del paso del tiempo se sufre una degradación separando solidos de líquidos, donde estos últimos por estar sometidas a temperaturas elevadas llegan al punto de ebullición pasando a vapor lo que ocasiona incremento en la presión por el espacio anular.
- Cargas geo-estáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica: al perforar se atraviesan formaciones las cuales se precipitan ocasionando que carga geo-estática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual puede propiciar el colapso de la tubería de revestimiento.

Figura 20. Efectos del colapso en las tuberías de revestimiento.



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

2 DISEÑO DE REVESTIMIENTO

2.1 PARAMETROS PRELIMINARES DE DISEÑO ⁸

La determinación de las profundidades de las tuberías de revestimiento depende de una serie de datos calculados como: presión de poro, presión de fractura, presión hidrostática, etc. Debido a esto, la información recopilada debe ser examinada para obtener estos valores.

2.1.1 Generalidades

Un buen diseño de tubería de revestimiento debe ofrecer la resistencia y calidad suficiente para cumplir con las especificaciones requeridas en cuanto al completamiento, mantenimiento e intervención de pozos, entre otros.

En la fase de diseño de tubería de revestimiento se presentan dos etapas; una primera etapa en la cual se hace un diseño preliminar del pozo involucrando el estado mecánico y la profundidad de asentamiento del casing de revestimiento. En la segunda etapa se hace un diseño detallado de la tubería de revestimiento donde se seleccionan las propiedades de la tubería teniendo en cuenta las cargas que se van a soportar durante la vida del pozo.

Para un diseño preliminar se evalúan presiones, gradientes y las profundidades que van a influir en el estado mecánico final del pozo. El ingeniero encargado debe tener toda la información disponible para asegurar el diseño exitoso del completamiento del pozo.

2.1.2 Presión hidrostática

La presión hidrostática por definición es la fuerza que ejerce la columna de un fluido, la cual aumenta en proporción de la densidad y la altura de la columna, influenciadas por la gravedad. Esta presión puede ser afectada por los gases en solución, sólidos en suspensión y por la diferencia de gradientes de temperatura de los fluidos.

$$\textit{Presión hidrostática} = \textit{gravedad} \times \textit{densidad} \times \textit{altura} \quad (10)$$

⁸ MARTÍNEZ, J. (2011). Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo anh-bvtura-1-st-pg. Bucaramanga. Pag 63 - 87

2.1.3 Presión de sobrecarga

La presión de sobrecarga, también llamada, esfuerzo vertical Representa el esfuerzo total causado por cargas externas, el cual es soportado por el peso combinado entre el peso de la matriz de la roca (presión grano a grano) y los fluidos atrapados en su espacio poroso (presión de poro) sobre otras rocas.

A medida que la profundidad aumenta, también aumenta la columna de rocas y a su vez la fricción de los granos y las altas presiones a las cuales están sometidos los fluidos aumentan la presión total de sobrecarga.

$$\text{Presión de sobrecarga} = \text{Esfuerzo efectivo} + \text{Presión de poro} \quad (11)$$

2.1.4 Determinación de la densidad total (Bulk density)

El bulk density o densidad total de la roca es un dato importante en el diseño y selección de tubería de revestimiento ya que permite calcular otros parámetros como la presión de sobrecarga. Hay diferentes maneras de determinar el bulk density, como por ejemplo:

- Como función de la porosidad, la matriz y la densidad del fluido en el medio poroso

$$\text{Densidad de la roca} = \emptyset \times \rho_f + (1 - \emptyset) \times \rho_m \quad (12)$$

Dónde:

\emptyset = Porosidad
 ρ_f = Densidad del fluido
 ρ_m = Densidad de la matriz

- A partir de registros sínicos, puesto que ellos muestran una estimación muy aproximada de la matriz y su porosidad con relación a los fluidos atrapados en el medio poroso. Dependiendo de qué tan consolidada sea la roca, podemos utilizar dos ecuaciones:

Rocas poco consolidadas:

$$\rho_b = 2.75 - 2.11 \frac{\Delta T - 47}{\Delta T + 200} \quad (13)$$

Rocas consolidadas:

$$\rho_b = 3.28 - \Delta T \quad (14)$$

Dónde:

ρ_b = Densidad total de la roca [gr/cc]
 ΔT = Tiempo de viaje sónico en la formación [μ seg/pie]

- Medición de los ripsos de perforación y correlaciones con datos geológicos.

2.1.5 Presión de formación

La presión de formación, también llamada presión de poro, es aquella presión ofrecida por la columna hidrostática que ofrecen los fluidos atrapados en los espacios porosos. La presión de formación depende de la de la densidad de los fluidos y la profundidad a la cual estén. Esta densidad nos dice cuanta es la mínima densidad con la cual bajamos nuestro lodo de perforación con el fin de prevenir patadas de pozo. Esta presión puede determinarse por diferentes métodos como pruebas de presión, registros, datos de producción en el área y correlación de registros y sísmica de otros pozos, etc.

2.1.6 Presión de fractura

Es aquella presión en la cual la formación se fractura ocasionando filtraciones y perdida de fluidos, es importante el poder predecir esta presión puesto que con ella podemos construir la ventana segura de lodos y así proteger la integridad del pozo.

La presión de fractura se debe estimar en la etapa de planeación del pozo con información brindada de otros pozos de correlación, si no se tiene información disponible se pueden utilizar métodos empíricos como por ejemplo:

- Método de Eaton
- Método de Matthews & Kelly
- Método de Daines

Durante la perforación se puede estimar la presión de fractura mediante pruebas de fuga que se realizan al iniciar cada sección de hueco abierto después de correr la tubería de revestimiento y cementar.

- La prueba de integridad de formación (FIT, formation integrity test), usualmente se realiza cuando se tiene idea sobre las presiones de fractura

y formación en la sección de interés. En esta prueba no se llega hasta la presión de fractura sino hasta una presión máxima cercana a presión de fractura, lo suficientemente alta como para seguir perforando la siguiente sección sin riesgos.

- La prueba de fuga (LOT, leak off test), a diferencia de la prueba FIT, si llega hasta fractura de la formación. Después de correr revestimiento y cementar, se perfora 10 o 15 pies por debajo de la zapata, luego se cierran preventoras y se bombea lodo a una tasa constante para aumentar la presión en el anular, estas presiones muestran un comportamiento lineal a través del tiempo y se vigila de cerca para conocer en qué punto la presión disminuye y produce la fuga. La fractura inducida es efecto de la presión hidrostática del lodo y la presión aplicada al bombear lodo con el pozo cerrado.

Cuando no se ha establecido una presión de fractura y hay pérdidas de circulación en la fase de perforación, se puede estimar la presión de fractura conociendo la profundidad de la sección fracturada y la presión de equilibrio con la que circula el pozo en el momento de la fractura, a menos que se haya perforado una formación muy cavernosa.

2.1.7 Evaluación del gradiente de fractura

El gradiente de fractura es la variación de la presión de fractura con respecto a la profundidad. Al no tenerse información de correlación sobre la presión de fractura en un pozo prospecto, surgen diferentes técnicas para estimar el gradiente de fractura.

Método de Hubert & Willis: se basa en la teoría que la fractura de la formación ocurre en el momento que la presión ejercida por el fluido de perforación, sobrepasa el mínimo esfuerzo efectivo y la presión de formación. El gradiente de fractura puede ser calculado, en función del gradiente de sobrecarga, la relación de Poisson y la presión de formación:

$$GF = \left(\frac{v}{1-v} \right) \left(\frac{(\sigma_v - Pf)}{D} \right) + \frac{Pf}{D} \quad (15)$$

Dónde:

GF = Gradiente de fractura
 σ_v = Esfuerzo vertical
 D = Profundidad
 v = Relación de Poisson
 Pf = Presión de formación

Método de Matthews & Kelly: Se incluye una variable para el coeficiente del esfuerzo efectivo en la siguiente fórmula:

$$GF = K_i \sigma_v + Pf \quad (16)$$

Dónde:

GF = Gradiente de fractura
 σ_v = Esfuerzo vertical
Pf = Presión de formación
K_i = σ_h / σ_v coeficiente de esfuerzo efectivo

El gradiente de fractura se calcula en base a la generación de las curvas de K_i para cada sección de la formación.

Método de Eaton: Teniendo en cuenta que la roca tiene un comportamiento elástico, reemplazó el valor de K_i en la ecuación 16, por un valor calculado a partir de la relación de Poisson:

$$GF = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v + Pf \quad (17)$$

Dónde:

GF = Gradiente de fractura
 σ_v = Esfuerzo vertical
Pf = Presión de formación
 ν = Relación de Poisson

Éste método está sujeto a las mismas restricciones del método de Matthews & Kelly, puesto que requiere curvas de la relación de Poisson para cada sección.

2.1.8 Presiones anormales de pozo

La presión anormal en un pozo es toda aquella presión de formación mayor o menor a la presión estimada según la tendencia. Dicho de otra manera, cuando la presión de poro es mayor o menor que la presión hidrostática típica del agua de formación (con salinidad típica promedio) en el espacio poroso, se dice que la presión es anormal.

Puede tener diferentes causas como la combinación de eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos, mecánicos, etc.

2.1.8.1 Presión de formación subnormal

La presión de formación subnormal es aquella que está por debajo de la presión de poro estimada para su profundidad. Se genera debido a ciertos factores como: depletación o agotamiento de la formación, disminución en la presión de sobrecarga por la erosión, poco volumen de fluidos confinados o con muy baja densidad. Puede generar ciertos problemas asociados a la ventana de lodos, pérdida del control hidrostático, fractura de la formación, filtración el fluido de perforación, etc.

2.1.8.2 Formaciones anormales o sobrepresionadas

Las formaciones sobrepresionadas son aquellas que tienen una presión de poro mayor a la estimada por el gradiente de presión para su profundidad. Se genera debido a ciertos factores como:

- Una tasa lenta de migración de fluidos en el proceso de enterramiento y compactación
- Reducción del volumen de poro por esfuerzos tectónicos
- Aumento de la cantidad de fluido en un mismo espacio poroso
- Ósmosis entre dos formaciones que contienen agua de formación con distintas salinidades

La sobrepresión puede causar serios problemas como un reventón en el caso más severo. Por eso es tan importante conocer que tanto se esta presión con respecto al gradiente con métodos como la tasa de perforación, sísmica, registros, métodos empíricos, etc.

2.1.9 Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento

Como la profundidad a la cual se fija la tubería de revestimiento puede ser crítica y es de suma importancia en el proceso del diseño del estado mecánico final del pozo, debe ser establecida por una serie de parámetros de los cuales no tenemos control.

2.1.9.1 Parámetros de selección de profundidad

Son varios los parámetros a considerar para la profundidad de asentamiento del casing como por ejemplo:

- Experiencia en campo
- Presión de poro
- Presión de fractura

- Problemas de estabilidad de pozos
- Zonas corrosivas
- Consideraciones ambientales
- Regulaciones
- Políticas de la compañía

En campo, algunos de estos parámetros pueden presentarse solos o combinados. Por ejemplo, las regulaciones para la protección de agua fresca y los recursos que estén cerca a la superficie pueden también ser considerados como parámetros naturales.

Hablando técnicamente sobre tubería de revestimiento, tenemos en cuenta dos criterios principalmente: presión de poro y presión de fractura, de los cuales se habló con más detalle en capítulos anteriores y son muy importantes para determinar la ventana segura de lodo.

2.1.9.2 Experiencia en campo

Hablando de todos los parámetros listados atrás, la experiencia en campo (conocimiento previo, datos de correlación de otros pozos, etc.) es el más importante, no es aconsejable que se reemplace con nuevas tecnologías o métodos más baratos, puesto que brinda datos reales y factibles que pueden ayudar a una buena selección de profundidades de asentamiento. Los riesgos ligados a este parámetro son varios, por ejemplo: pésima interpretación de la información, confiar ciegamente en datos erróneos o no tener en cuenta bajo qué condiciones se obtuvieron, obedeciendo a un desfase con nuestro pozo prospecto.

2.1.9.3 Otros parámetros de profundidad de asentamiento

Existen otros tipos de criterios que obedecen a diferentes tipos de situaciones:

- Sin importar la experiencia en campo, ninguna decisión se toma arbitrariamente, cada medida debe ser investigada a fondo. Por lo general las profundidades de asentamiento ya vienen estandarizadas según la presión de poro y fractura, pero es deber del ingeniero contar con datos concretos de selección.
- Hay casos en los cuales existen problemas de estabilidad de pozos en los cuales la selección de la profundidad de asentamiento del casing puede ser modificada según los requerimientos y la integridad del pozo.
- La profundidad de asentamiento del casing también obedece a ciertas restricciones como condiciones ambientales, en las cuales es importante aislar alguna zona para no afectarla, manteniendo así los lineamientos de la compañía encargada.

2.1.9.4 Profundidad del casing conductor

El casing conductor es el tipo de tubería de revestimiento que tiene el diámetro más grande en el pozo. Sirve para soportar el peso del resto de la tubería en el pozo y también para mantener parte de la integridad del pozo mientras se perfora desde superficie para el revestimiento de superficie. Los pozos individuales pueden requerir dos conductores, uno como conductor estructural para soportar la cabeza de pozo y el resto del revestimiento y otro que ofrezca integridad al pozo mientras se perfora el hueco de superficie.

El casing conductor requiere que se perfora el subsuelo desde superficie hasta cierta profundidad y luego sea cementado, el criterio de selección de profundidad puede ser simple o complejo, en los casos donde el subsuelo de la superficie es fuerte y consolidado, la tubería puede ser asentada a 50 pies o 100 pies, por otra parte, cuando el subsuelo de la superficie es débil y poco consolidado o cuando se perfora en el mar, la profundidad puede ser de 200 pies o 500 pies.

2.1.9.5 Profundidad del casing de superficie

Los parámetros que debemos considerar son: Presión de poro, presión de superficie, profundidad de las zonas con agua dulce, requerimientos y regulaciones legales. Por lo general nos enfocamos en las primeras dos porque nos permiten mantener la integridad en el pozo, pero hay situaciones en las que se requiere aislar una zona con alto contenido de agua dulce, en cuanto a las regulaciones, básicamente se refiere a mantener aisladas las formaciones que puedan tener contacto con algún acuífero. Por regulaciones técnicas es indispensable pensar en que esta fase debe soportar las presiones que se manejan debido a la presión hidrostática de los fluidos que interactúan con la tubería

2.1.9.6 Profundidad del casing intermedio

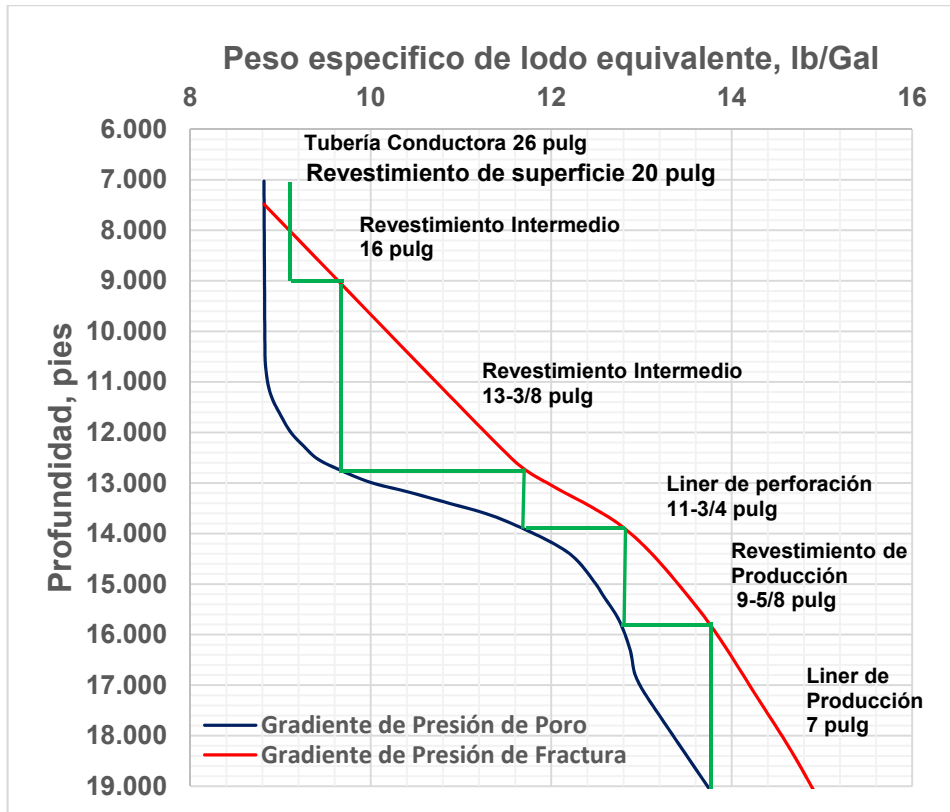
El casing intermedio es aquella tubería que se asienta en casos donde se debe utilizar un peso de lodo muy alto o muy bajo para la formación, también en las zonas problemáticas como formaciones muy inestables o corrosivas. La profundidad del casing intermedio depende de las fases planteadas en la prognosis geológica y posibles problemas operacionales.

2.1.9.7 Profundidad del casing utilizando presión de poro y presión de fractura

Cuando se va a hacer el diseño del estado mecánico final de pozo durante la prognosis geológica, se construye una gráfica que muestra la presión de poro y la presión de fractura vs la profundidad, a esta grafica la llamamos “ventana segura

de lodo” con la cual podemos estimar la densidad del lodo que vamos a utilizar durante la perforación y las fases (tuberías de revestimiento) que vamos a utilizar.

Figura 21. Ejemplo ventana segura de lodo.



Fuente: https://www.netl.doe.gov/Image%20Library/technologies/oil-gas/petroleum/projects/ep/explor-tech/NT04651_MudWeightGraph.jpg

2.2 DISEÑO DETALLADO

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

2.2.1 Diseño para colapso

El colapso es una condición mecánica y una de las causas más comunes de falla en un pozo afectando la integridad de las tuberías de revestimiento, ocurre cuando la presión externa es mayor que la presión interna superando la capacidad de resistencia ocasionando la deformación del tubo. El punto más alto de esfuerzo se

encuentra ubicado en la parte de mayor profundidad de la perforación la cual es la zapata guía.

El desempeño del revestimiento con respecto a la resistencia al colapso está basado en los siguientes principios⁹:

- La resistencia al colapso de las conexiones siempre se asume mayor al de la tubería.
- La resistencia al colapso incluye la resistencia a la presión de fluido que se encuentra en el exterior y el interior de la tubería y a la tensión axial. La deformación del área transversal debido a cargas no uniformes debe ser tratada por separado.
- El efecto de doblado de la tubería con respecto a la resistencia al colapso es tomado como una carga axial equivalente, donde la carga equivalente es el máximo esfuerzo de doblado aplicado a la sección entera.
- Las cargas axiales que son aplicadas en la tubería pueden afectar la resistencia al colapso en forma positiva si es de compresión y negativa si es de tensión. En el diseño se debe tener en cuenta la de tensión, ya que es la que más impacta las cargas operacionales de la tubería.
- El desgaste de la tubería de revestimiento es relacionado con el grosor de la pared el cual se ve disminuido en un 20% del durante la perforación afectando la resistencia le tubo.

Selección de la tubería de revestimiento: al calcular los colapsos netos de carga según sea el peor caso para la tubería de revestimiento, se obtiene varias tuberías que cumplen con el requerimiento de colapso de carga, al igual puede darse el caso de que se pueda cumplir con los requisitos calculados usando dos o más grados diferentes de tubería.

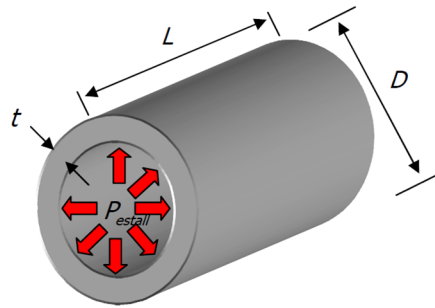
2.2.2 Diseño para estallido

La presión estallido se presenta cuando la presión interna es mayor a la presión externa superando así la resistencia de la estructura metálica ocasionando una ruptura. El diseño se enfoca en los fluidos que están afuera de la tubería los cuales ejercen una contra presión a favor ayudando a soportar la carga interna. Durante la instalación se diseña con el peor caso de cargas la cual ocurre en las operaciones de cementación entretanto durante la perforación el peor caso de cargas sucede en las pruebas de presión o durante un evento de control de pozo.

⁹ OCHOA, Óscar Nicolás. "Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Piedemonte llanero operados por BP". Pagina 44.

Para efectos de calcular la presión de estallido de una tubería se asume que la resistencia de la conexión debe ser igual o mayor que la de la tubería y que solo está presente una presión interna en la tubería. API plantea la ecuación de Barlow, donde utiliza el 87.5% del valor de cedencia al permitir una tolerancia en el espesor de pared de menos 12.5%.

Figura 22. Diagrama de cuerpo libre para el estallido de la tubería.



Fuente: OCHOA, Óscar Nicolás. Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Piedemonte llanero operados por BP

Ecuación de Barlow.

$$P_i = 0,875 \frac{2 Y_p t}{OD} \quad (18)$$

Dónde:

Pi = Presión interna mínima de cedencia, psi.

Yp = Mínimo esfuerzo de cedencia, psi.

t = Espesor nominal, pulg. = (OD-ID)/2

OD = Diámetro externo, pulg.

ID = Diámetro interno, pulg.

Selección tubería de revestimiento: habiendo calculado las cargas de estallido basados en el peor de los casos según sea el caso al igual que con el de colapso se obtendrán varias opciones que cumplan con las exigencias de resistencia.

2.2.3 Diseño para Tensión

La tensión es originada por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo causando falla o fractura en la tubería (pipe-body yield strength).

La falla por tensión es un estado cuando se supera la cedencia del material la cual es ocasionada principalmente por efectos gravitacionales, flotación, flexión y esfuerzos por deformación del material o en casos operacionales como pegaduras, derrumbes, fricciones entre otros aspectos. Para determinar la resistencia a la tensión se utiliza generalmente la siguiente ecuación.

$$R_T = Y_p A_p = \frac{\pi}{4} Y_p (OD^2 - ID^2) \quad (19)$$

Dónde:

- RT = Resistencia a la tensión, psi.
- Yp = Mínimo esfuerzo de cedencia, psi.
- OD = Diámetro externo, pulg.
- ID = Diámetro interno, pulg.
- AP = Área transversal del cuerpo de la tubería, pulg².

2.2.4 Diseño para Compresión

Es la fuerza como lo indica su nombre la cual comprime de forma axial a la tubería. Principalmente esta fuerza es por aumentar carga (peso) a la tubería o también se presenta altos valores de compresión cuando la tubería de revestimiento es introducida en altas densidades de fluido (lodo, cemento, etc.) generando un esfuerzo contrario por causa del empuje del fluido. La falla por compresión se ve reflejado en las conexiones donde disminuyen su resistencia cambiando sus características de diseño, este fenómeno se da principalmente en las conexiones integrales lisas.

2.2.5 Cargas de tensión y de compresión

Es indispensable evaluar las principales cargas axiales causantes de fallas en la tubería que se presentan durante las operaciones como lo son las corridas de revestimiento, cementación y cualquier prueba de presión. Las cargas a considerar son las siguientes:

- **Peso:** es el primer esfuerzo que resiste la tubería de revestimiento, el cual es el peso de la sarta de tuberías definido como el peso nominal del tubo multiplicado por la longitud real.

$$W_a = W_n \times L \quad (20)$$

Dónde:

W_a = Peso total de la sarta de tubería (en el aire), lb.

W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

L = Longitud real de la sarta de revestimiento, pies.

- **Flotación:** el fluido de perforación contribuye a soportar la carga de la sarta de perforación debido al principio de Arquímedes el cual establece que todos los cuerpos inmersos poseen una fuerza de flotación igual al peso del fluido desplazado por el cuerpo inmerso. El principio de se puede calcular como factor de flotabilidad (Buoyancy Factor - BF) determinando así el peso real que ejerce la tubería de revestimiento sumergida en el lodo de perforación.

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_L}{\rho_A}\right) = \left(1 - \frac{\rho_L}{65,4}\right) \quad (21)$$

Dónde:

BF = Factor de flotación (Bouyancy Factor)

ρ_L = Densidad del lodo, lb/gal.

ρ_A = Densidad de acero (65,4 lb/gal = 489,2 lb/pie³).

OD = Diámetro externo, pulg.

ID = Diámetro interno, pulg.

La ecuación anterior del factor de flotabilidad proporciona resultados menores a 1, que al multiplicarlo por el peso del aire de la sarta, dará el peso de la sarta en flotación.

- **Flexión (Bending Force):** las fuerzas producidas por la flexión son causadas en zonas donde se presentan curvaturas severas en la trayectoria de la perforación como lo son las patas de perro, induciendo así esfuerzos de compresión axial en el lado interno de la curvatura y esfuerzos de tensión axial en lado externo de la tubería de revestimiento. La fuerza de flexión es calculada como lo muestra la ecuación 22 donde la curvatura de un pozo es expresada por el cambio de ángulo del hoyo por unidad de longitud (grados por 100 pies).

$$F_{flexion} = 63 \times DLS \times OD \times W_n \quad (22)$$

Dónde:

DLS = Severidad de las patas de perro, °/100 pies.
OD = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento, pulg.
 W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

Pandeo: al pandearse la tubería provoca que se formen las patas de perro y el deterioro de la tubería de revestimiento. 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.

- **Arrastre:** las tuberías experimentan una carga axial de arrastre, el cual es el resultado de la resistencia al movimiento (Fricción) por efecto del contacto entre el hueco y la tubería. La fuerza axial se considera positiva cuando en operaciones se jala o se levanta incrementando así la tensión, de manera contraria la fuerza es compresiva (negativa) al introducir la tubería. Para obtener la fuerza ejercida por la fricción primero se debe calcular la fuerza normal y luego multiplicarla por un factor de fricción, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$F_d = -f_b \times |F_n| \quad (23)$$

Dónde:

F_d = Fuerza de arrastre, lb.
 F_n = Fuerza normal, lb.
 f_b = Factor de fricción.

$$f_b = \frac{|F_h - F_{bu} \pm F_{vd}|}{\int_0^l W_d(l, f_b) dl} \quad (24)$$

Dónde:

F_h = Carga en el gancho, lb.
 F_{bu} = Peso vertical boyado del tubo, lb.
 F_{vd} = Arrastre viscoso hidrodinámico, lb.
 $W_d(l, f_b)$ = Unidad de arrastre o tasa de cambio de arrastre, lb/pie.
 l = Longitud de tubo, pies.
 l = Profundidad medida, pies.

Tabla 10. Rango de factores friccionales, dependiendo del fluido con el que se requiera perforar.

Tipo de fluido	Factor de fricción	
	Agujero descubierto	Agujero entubado
Base aceite	0.16 - 0.20	0.17 - 0.25
Base agua	0.25 - 0.35	0.25 - 0.40
Salmuera	0.3 - 0.4	0.3 - 0.4
Base polímero	0.15 - 0.22	0.2 - 0.3
Base sintético	0.12 - 0.18	0.15 - 0.25
Espumoso	0.3 - 0.4	0.35 - 0.55
Aire	0.35 - 0.55	0.4 - 0.6

Fuente: Friction Factors: What are They for Torque, Drag, Vibration, Drill Ahead and Transient Surge/Swab Analysis, Robello Samuel (Halliburton).

- **Choque (impacto):** la carga de choque se da principalmente en operaciones de corrida de tubería causada por la aceleración y desaceleración instantánea, por tal motivo al aumentar la velocidad al introducir la tubería, se expone a una carga de choque elevada. También es ocasionado 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 de la siguiente manera:

$$F_{choque} = \frac{2 * \rho_A * V_p * V_s * A_p}{g} \quad (25)$$

Dónde:

- F_s = Carga de choque lb-f.
- ρ_A = Densidad de acero (65,4 lb/gal = 489,2 lb/pie³).
- V_p = Velocidad de corrida de revestimiento, pie/s.
- V_s = Velocidad de la onda de esfuerzo, 17,028 pie/s.
- g = Gravedad estándar 32.174 pie/s./s.
- A_P = Área transversal del cuerpo de la tubería, pulg².
- A_P = A_o – A_i, pulg².

Como se había dicho anteriormente, el área de sección transversal está relacionado con el peso nominal A_P = W_n/3,4608 pulg² y para una junta de 40 pies y un tiempo promedio de 13 segundos obteniendo una velocidad de corrida de revestimiento de 3,07 pie/s se tiene que:

$$F_{choque} = 3200 W_n \quad (26)$$

Para una velocidad de corrida de revestimiento con un tiempo diferente (t_c) a 13 segundos para la misma longitud de junta de 40 pies se tiene que la carga de choque se calcula de la siguiente manera:

$$F_{choque} = 3200 W_n \left(\frac{13}{t_c} \right) \quad (27)$$

- **Efectos térmicos:** como la tubería de revestimiento está fija en sus partes superior e inferior y cementada viéndose impedido su movimiento, en cualquier cambio de temperatura provocaría un cambio de longitud debido a la expansión térmica del material ejerciendo un esfuerzo a la tubería, la fuerza será de compresión (negativa) cuando aumente la temperatura y de tensión (positiva) cuando disminuya la temperatura. La fórmula para calcular la fuerza asociada a éstos cambios de temperatura es:

$$F_{Temp} = -\alpha E A_p \Delta T \quad (28)$$

Donde:

F_{Temp} = Fuerza aplicada por cambio de temperatura, lbf.

α = Coeficiente de expansión térmica.

E = Modulo de elasticidad.

A_p = Área transversal de cuerpo de la tubería, pulg².

D = Diámetro externo del cuerpo de la tubería, pulg.

D = Diámetro interno del cuerpo de la tubería, pulg.

ΔT = Cambio de temperatura en relación con el estado de instalación, F.

2.2.6 Diseño para Torque¹⁰

El torque al igual que el arrastre tiene su origen en la fricción de la tubería con la pared del pozo. Por esta razón es de gran importancia poder determinar la energía necesaria para girar la tubería sin exceder la máxima resistencia al torque de la tubería y las conexiones evitando daños.

¹⁰ MONTERRUBIO, Jonathan. "Perforación de pozos con tubería de revestimiento (casing drilling)". Pagina 84.

El máximo torque que puede ser aplicado a una tubería sin que falle, está dado por:

$$Q = \frac{0,096167 \times J \times \left(\frac{Y_m}{A_p}\right)}{OD} \quad (29)$$

Donde:

- Q = Mínima torsión de cedencia, lbf-pie.
- Y_m = Esfuerzo de cedencia, lb.
- J = Momento polar de inercia.
- OD = Diámetro exterior de la tubería, in.

Momento polar de inercia está dado por:

$$J = \frac{\pi}{32} (OD^4 - ID^4) \quad (30)$$

Dónde:

- OD = Diámetro exterior de la tubería, in.
- ID = Diámetro interno de la Tubería, in.

Esta ecuación es válida solo para cuando la tubería es sometida a la torsión; en caso de que también esté sometida a tensión, el máximo torque que soportará la tubería será calculado de la siguiente forma:

$$Q_T = \frac{0,096167 \times J \sqrt{\left(\frac{Y_m}{A_p}\right)^2 - \left(\frac{W_{ac}}{A_p}\right)^2}}{OD} \quad (31)$$

Dónde:

- Q_T = Mínima torsión de cedencia bajo tensión, lbf-pie.
- A_p = Área de la sección transversal de la tubería, in².
- W_{ac} = Peso acumulado soportado por la tubería, lb.

2.2.7 Factores seguridad

El Factor de Seguridad (SF) tiene la función de dar un respaldo en la planeación, ofreciendo un margen de desempeño superior a las cargas esperadas o de factores producidos por el cambio de las propiedades del acero debido a la temperatura, corrosión y el desgaste. El factor de seguridad es calculado de la como lo muestra la siguiente ecuación.

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos normal permisible}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}} \quad (32)$$

Los factores de seguridad usados en la industria petrolera son:

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

2.2.8 Esfuerzos principales

Los tres esfuerzos principales que se encuentra sometida la tubería de revestimiento son:

- Esfuerzo axial
- Esfuerzo radial
- Esfuerzo tangencial

Esfuerzo axial

El esfuerzo axial en un tubo es equivalente a la fuerza axial que actúa sobre la pieza dividida entre el área transversal del tubo expresado en la ecuación 30.

$$\sigma_A = \frac{F_a}{A_p} = \frac{F_a}{\pi (OD^2 - ID^2)/4} \quad (33)$$

Dónde:

σ_A = Esfuerzo axial del cuerpo de la tubería, psi.

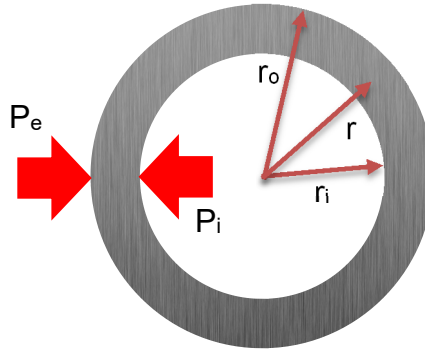
F_a = Carga axial del cuerpo de la tubería (+ tensión; - compresión), lb-f.

A_p = Área transversal del cuerpo de la tubería, pulg².

Esfuerzo radial y tangencial

La teoría clásica de la elasticidad permite determinar los esfuerzos radiales y tangenciales que actúan sobre la tubería, donde los esfuerzos radiales que se producen en las superficies interna y externa del cilindro son de magnitud equivalente a la presión y las cargas de compresión.

Figura 23. Sección transversal.



Primero considerar una sección transversal, con una presión externa (P_e) y una presión interna (P_i), solucionándolo para cualquier radio (r), entre el radio inicial (r_i) y radio exterior (r_o), se tiene:

Esfuerzo radial al radio r .

$$\sigma_R = \frac{P_i r_i^2 (r_o^2 - r^2) + P_e r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad (34)$$

Esfuerzo tangencial al radio r

$$\sigma_T = \frac{P_i r_i^2 (r_o^2 - r^2) - P_e r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad (35)$$

Dónde:

- Pi = Presión interior
- Pe = Presión exterior
- r = Radio medio
- ri = Radio interior
- re = Radio exterior

2.2.9 Esfuerzos biaxiales

En condiciones reales de operación la tubería de revestimiento está sujeta a diferentes cargas combinadas originadas por a la acción de presiones externas e internas y cargas axiales variables debido a su propio peso o al peso de las secciones superiores o inferiores de diferentes tuberías, causando el cambio en el comportamiento de sus propiedades mecánicas.

- **Tensión:** provoca que la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento al estallido se incrementa y que en el colapso disminuye.
- **Compresión:** ocasiona que la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento al colapso se incrementa y que el estallido disminuye.

Por lo cual el API adoptó un método orientado más a la representación del colapso bajo la carga axial variable, el método consiste en modificar la resistencia a la fluencia del tubular llevándolo a un grado equivalente de esfuerzo axial como lo muestra la ecuación 33.

$$Y_{pa} = \left[\sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_a}{Y_p} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_a}{Y_p} \right) \right] Y_p \quad (36)$$

Dónde:

σ_a = Esfuerzo axial, psi.

Y_p = Mínima resistencia a la fluencia de la tubería, psi.

Y_{pa} = Resistencia a la fluencia ajustada, psi.

El API 5C3 presenta cuatro fórmulas las cuales permiten predecir el valor mínimo de resistencia al colapso del material el cual es calcula usando la resistencia a la fluencia ajustada (Y_{pa}). Se puede observar cuando el esfuerzo axial es cero, la resistencia a la fluencia ajustada es igual a la resistencia a la fluencia.

Determinar la relación OD/t para la sección de tubería en evaluación donde OD es el diámetro externo y t es el espesor de pared (wall thickness).

Tabla 11. Ecuaciones para cálculos de acuerdo al modo de falla por colapso.

MODO DE FALLA	RANGO D/t APLICABLE
Elástica	
$P_e = \frac{46,95 \times 10^6}{\frac{OD}{t} \left(\frac{OD}{t} - 1 \right)^2}$	$\frac{OD}{t} \geq \frac{2 + B/A}{3 B/A}$
Transición	
$P_t = \left(\frac{F}{OD/t} - G \right) Y_{pa}$	$\frac{Y_{pa} (A - F)}{C + Y_{pa} (B - G)} \leq \frac{OD}{t} \leq \frac{2 + B/A}{3 B/A}$
Plástica	
$P_p = \left(\frac{A}{OD/t} - B \right) Y_{pa} - C$	$\frac{\sqrt{(A - 2)^2 + 8 \left(B C / Y_{pa} \right)} + (A - 2)}{2 \left(B + C / Y_{pa} \right)} \leq \frac{OD}{t} \leq \frac{Y_{pa} (A - F)}{C + Y_{pa} (B - G)}$
Yield (Fluencia)	
$P_y = 2Y_{pa} \frac{(OD/t) - 1}{(OD/t)^2}$	$\frac{OD}{t} \leq \frac{\sqrt{(A - 2)^2 + 8 \left(B C / Y_{pa} \right)} + (A - 2)}{2 \left(B + C / Y_{pa} \right)}$

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

Dónde:

$$A = 2,8762 + 0,10679 \times 10^{-6} Y_{pa} + 0,21301 \times 10^{-10} Y_{pa}^2 - 0,53132 \times 10^{-16} Y_{pa}^3$$

$$B = 0,026233 + 0,50609 \times 10^{-6} Y_{pa}$$

$$C = -465,93 + 0,030867 Y_{pa} + 0,10483 \times 10^{-7} Y_{pa}^2 - 0,36989 \times 10^{-13} Y_{pa}^3$$

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

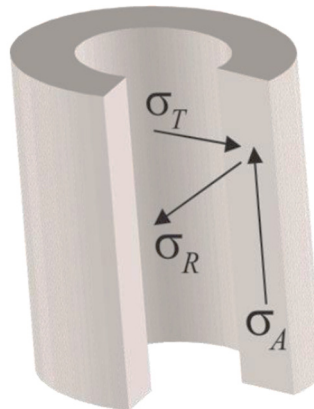
$$G = \frac{FB}{A}$$

2.2.10 Modelo triaxial

No sé a tomado en cuenta en los cálculos anteriores la acción de otros esfuerzos que actúan en una tubería de revestimiento y solo se ha enfocado en la acción de un esfuerzo actuando en un plano del materia, en la práctica las tuberías de revestimiento están sometidas por esfuerzos triaxiales los cuales están compuestos por los esfuerzos principales.

Para el cálculo del esfuerzo triaxial Von Mises propone inicialmente la teoría de la distorsión, esta teoría estipula que existe un esfuerzo equivalente (σ_{vme}) a partir del cual los tres esfuerzos principales están actuando en un material como lo muestra la figura 24 considerando que el esfuerzo equivalente es el esfuerzo máximo representado por la cedencia del material. La ecuación 34 representar el modelo triaxial de Von Mises el cual es desarrollado en coordenadas cilíndricas para una tubería.

Figura 24. Representación de modelo triaxial.



Fuente: "Comportamiento de la presión anular en espacios confinados por efecto de temperatura", Luis Enrique Granado Cedeño.

$$\sigma_{VME} = 1/2 \{(\sigma_A - \sigma_T)^2 + (\sigma_T - \sigma_R)^2 + (\sigma_R - \sigma_A)^2\} \quad (37)$$

Dónde:

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

σ_A = Esfuerzo axial, psi.

σ_R = Esfuerzo radial, psi.

σ_T = Esfuerzo tangencial, psi

Afín de determinar la resistencia de las tuberías con este modelo triaxial, se realizan las siguientes consideraciones, o lo que algunos han llamado procedimiento de NORMALIZACIÓN¹¹:

1) Para evaluar la capacidad de resistencia a la falla por colapso:

- Suponer la NO existencia de presión por el interior de la tubería.
- Simplificar en términos de presión externa la ecuación del modelo triaxial.
- Resolver la ecuación cuadrática resultante.

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

2) Para evaluar la capacidad de resistencia a la falla por presión interna:

- Suponer la NO existencia de presión por el exterior de la tubería.
- Simplificar en términos de presión interna la ecuación del modelo triaxial.
- Resolver la ecuación cuadrática resultante.

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

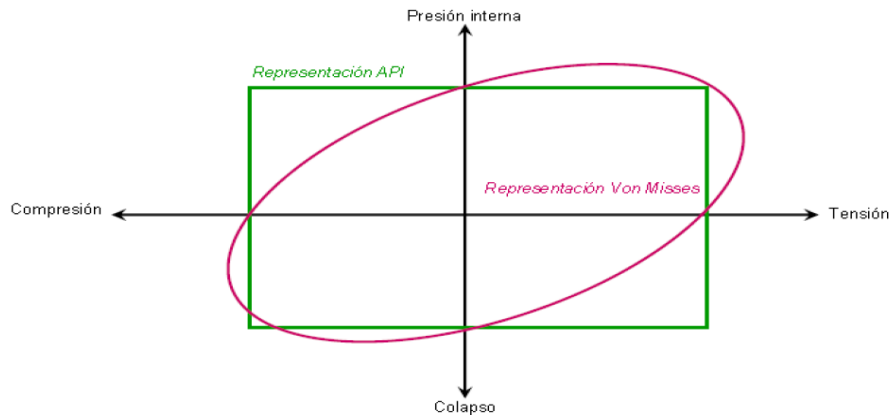
3) Representación triaxial:

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

¹¹ DEL CASTILLO, Jesús Marín y HURTADO, Luna Omar. Diseño de tubería de revestimiento para pozos de alta presión y alta temperatura. Página 62.

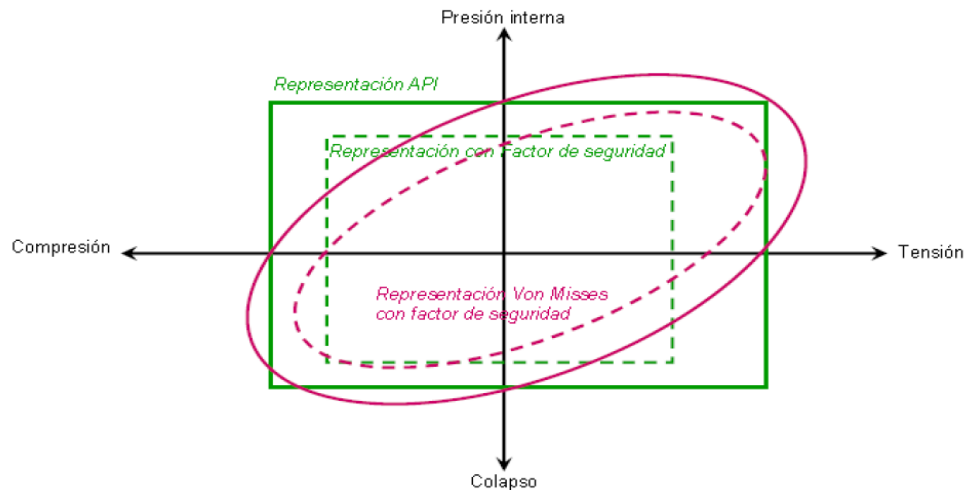
El resultado de aplicar este convencionalismo, genera una elipse que representa los límites de resistencia a la falla por colapso y por presión interna a las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Es decir, se manejan tres variables para representar la resistencia del material. La cedencia del material queda representada por la magnitud de la elipse.

Figura 25. Representación gráfica del cuerpo del tubo.



Fuente: Diseño de tuberías de revestimiento. Tenaris Tamsa

Figura 26. Representación gráfica del cuerpo del tubo con factores de seguridad



Fuente: Diseño de tuberías de revestimiento. Tenaris Tamsa

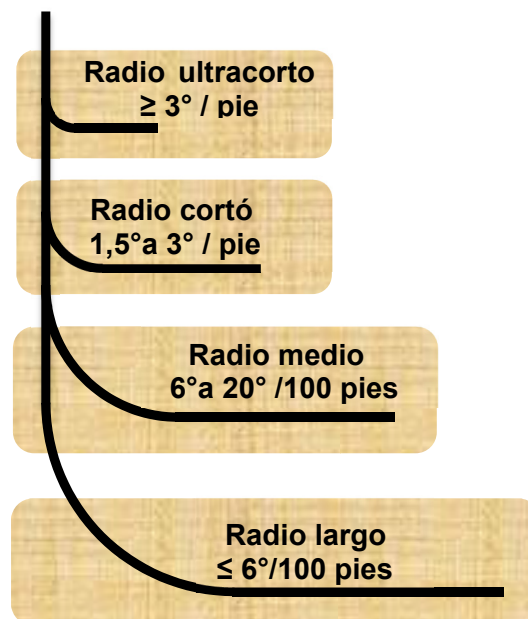
2.3 PERFORACIÓN HORIZONTAL.

La perforación direccional es aquella en la que construimos una sección horizontal al final de un pozo vertical, construyéndolo en un ángulo de 0° a 90° hasta llegar al target point varios pies adentro en la formación o yacimiento.

2.3.1 Tipos de pozos horizontales según su radio.

La perforación direccional se clasifica en cuatro categorías según el ángulo de inclinación por pie utilizado para pasar de una perforación vertical a una horizontal. En la siguiente figura podemos observar un esquema de cada tipo de perforación horizontal.

Figura 27. Tipos de pozos horizontales según su radio.



- **Radio de curvatura largo**

Este tipo de perforación se utiliza usualmente en pozos offshore, en los cuales se puede alcanzar un radio de curvatura entre 1000 a 4000 pies con un ángulo de aproximadamente 6° por cada 100 pies de largo. Para alcanzar este tipo de curvatura y longitud se utilizan técnicas y equipos especiales que permitan alcanzar el objetivo con gran precisión. Entre sus aplicaciones destaca el acceso a zonas complejas, cumplimiento de normas gubernamentales y el largo alcance que puede llegar a tener (más de 1000 pies)

Ventajas:

- Alcance de hasta 6000 pies en la sección horizontal
- Costos de servicios por día más bajos a comparación de la categoría radio medio y cortó.
- Se puede utilizar equipo y tubería de perforación estándar.

Desventajas

- Puede haber peligro de pega de tubería.
- Tanto el revestimiento como fluidos y cemento son más costosos.
- La cantidad de fluido de perforación es mayor y las bombas deben ser de mayor capacidad.

- **Radio de curvatura mediano**

Se utiliza usualmente en pozos costa adentro, en los cuales se debe perforar formaciones con bajo espesor, o yacimientos que sean especiales, ya sea por fracturas naturales o según la disposición de sus fluidos. Su ángulo de construcción varía entre 6° y 20° por cada 100 pies, alcanzando un radio de curvatura de 290 a 950 pies y longitud de 1000 a 4000 pies. Entre sus aplicaciones podemos encontrar que se puede utilizar en yacimientos: fracturados, marinos, con riesgo de conificación y con bajo espesor

Ventajas

- Se puede acomodar la herramienta MWD fácilmente
- Requiere menor torque y arrastre a comparación un pozo de radio corto
- Se pueden obtener núcleos de manera convencional
- Tiene un completamiento convencional

Desventajas

- Requiere un equipo de perforación especial
- No es aconsejable que se utilice en formaciones muy estrechas y someras.

- **Radio de curvatura corto**

Esta categoría se utiliza por economía, también en formaciones con problemas geológicos sobre la orientación del yacimiento, cambio de objetivo y aumento en la producción. Para este tipo de perforación se utilizan top drive y herramientas especiales. Se pueden obtener radios de curvatura de 20 a 40 pies, con un ángulo de construcción entre 1.5° y 3° por pie. Se puede aplicar tanto en yacimientos cerrados como en pozos multilaterales.

Ventajas

- Se puede llegar a la zona productora sin necesidad de pasar por zonas problemáticas
- Se puede utilizar en pozos convencionales
- Es más preciso para drenar el yacimiento a comparación del radio medio y largo
- Se puede tocar el contacto entre fluidos

Desventajas

- Debido al radio de curvatura no se pueden tomar núcleos y perfiles.
- El completamiento se hace solamente a hueco abierto.
- La longitud de drenado es menor a 300 pies.
- Se necesita motor de fondo.

- **Radio de curvatura ultracorto**

Esta categoría es muy recomendable cuando hay inyección de agua en formaciones blandas, depresionadas y poco consolidadas. Se utiliza también para la inyección de vapor u otros fluidos. El ángulo de inclinación es de aproximadamente 3° por pie, llegando a un radio de curvatura de 1 pie.

Ventajas

- Facilidad para perforar múltiples pozos horizontales a partir de un solo pozo vertical
- Es muy efectivo en formaciones blandas con crudos pesados o arenas bituminosas

Desventajas

- La longitud de la sección horizontal debe ser menor a 300 pies.
- No se pueden correr registros ni tomarse corazones debido a la curvatura del pozo.
- Requiere equipo de perforación especial.

Usualmente las técnicas más utilizadas son radio medio y largo, pero cabe mencionar que la técnica a utilizar depende de situación y del objetivo que se desee alcanzar. En promedio los costos de la perforación pueden ser de 1.2 a 2.5 veces más costosos que un pozo vertical y puede incrementar proporcionalmente a la longitud del pozo.

2.3.2 Tipos de completamiento en pozos horizontales

Para seleccionar el tipo de completamiento en un pozo horizontal se deben tener en cuenta aspectos como la estabilidad del pozo, el diámetro de este, TR's, sistemas de levantamiento artificial, aislamiento de zonas problemáticas, etc. Es necesario conocer la tecnología a implementar en el completamiento del pozo horizontal puesto que este puede influir en la producción del pozo.

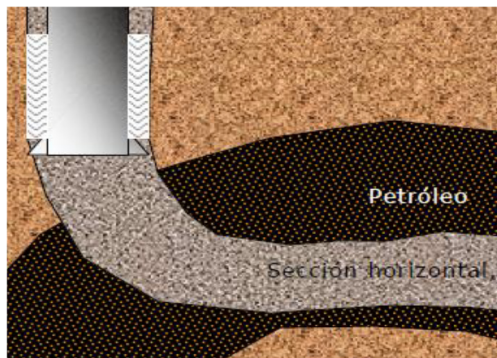
- **Completamiento en hueco abierto**

En este tipo de completamiento se cementa el revestimiento por encima de la zona productora y la sección horizontal se deja sin revestir. Se utiliza en zonas muy consolidadas como calizas fracturadas o carbonatos, en zonas con alta permeabilidad y sin riesgo de conificación. Se pueden presentar problemas en formaciones delgadas y poco consolidadas como colapso del pozo.

Debido a que no hay restricción de flujo por el revestimiento, la producción puede ser hasta tres veces más alta a comparación de otro tipo de completamiento ya que hay una mayor área expuesta al flujo.

Para poder llevar a cabo este tipo de completamiento, el pozo debe de estar limpio y con el más mínimo daño.

Figura 28. Terminación agujero descubierto.



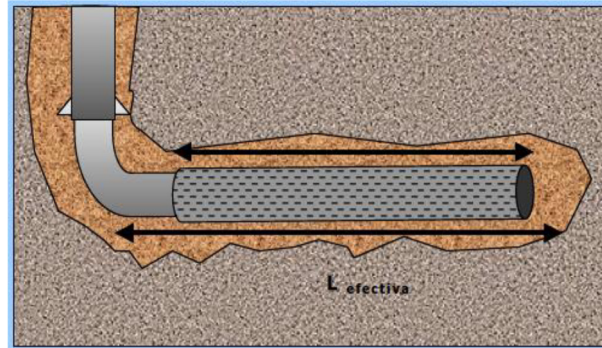
Fuente: SÁNCHEZ, G. (2013). Implementación de pozos no convencionales en yacimientos de aceite pesado. Poza Rica, Veracruz.

- **Completamiento con tubería ranurada (Liner)**

Este tipo de completamiento es muy utilizado en pozos de radio corto, medio y largo, ya que es muy económico, y puede soportar la presión de formación cuando la presión decrece en la etapa de producción, también ofrece integridad ante el riesgo de colapso en formaciones poco consolidadas.

Las ranuras de la tubería ofrecen cierta protección contra el arenamiento y se diseñan paralelas al eje de la tubería, su tamaño varía en función del tamaño de partícula que puede ingresar al pozo.

Figura 29. Terminación con tubería ranurada.



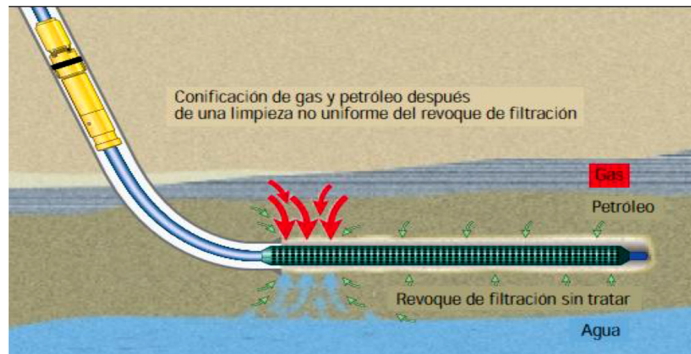
Fuente: SÁNCHEZ, G. (2013). Implementación de pozos no convencionales en yacimientos de aceite pesado. Poza Rica, Veracruz.

- **Completamiento con tubería pre-empacada**

Este tipo de completamiento se usa en formaciones poco consolidadas, con altos problemas de arenamiento, con permeabilidad aproximada de 1 Darcy. Este completamiento consiste en utilizar una malla pre empacada con resina y grava para el control del paso de arena. Se recomienda no utilizar este tipo de completamiento en lugares donde se deba aislar zonas de gas o agua.

Está hecho por una tubería especial con doble pared con pequeños orificios redondos, la tubería interna tiene un tamiz similar al que se utiliza en operaciones de empaquetamiento con grava, el anular contiene arena con resina que cumpla con alta permeabilidad y resistencia a la migración de partículas. Es uno de los mejores tipos de completamientos para secciones horizontales, pero a su vez es uno de los más costosos.

Figura 30. Terminación con tubería pre-empacada.



Fuente: SÁNCHEZ, G. (2013). Implementación de pozos no convencionales en yacimientos de aceite pesado. Poza Rica, Veracruz.

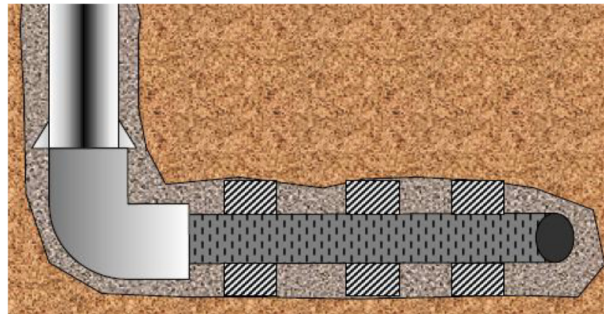
- **Completamiento con tubería ranurada y empacadores externos (ECPs)**

Este tipo de revestimiento cuenta con un empacador externo que permite aislar alguna zona para acidificación o también para aislar zonas dañadas de zonas productoras y así dividir la sección horizontal en varias secciones. Con este tipo de completamiento se pueden hacer cementaciones por intervalos sin necesidad de cementar todo el hueco. También se pueden seleccionar intervalos productores para estimular.

El crudo fluye directamente a través de la formación hasta el empacador gracias a la alta permeabilidad de las rocas ó zonas fracturadas. Para aislar alguna zona se llena el empacador con algún fluido como cemento y se pueden realizar recementaciones o aislar largos intervalos en el fondo del hueco.

Hay riesgo de daño del empaque y tubería durante la expansión. Usualmente la tubería se descarga sobre la parte inferior del hueco y por la expansión se puede debilitar el sello en la parte superior, generando un deslizamiento del empaque a lo largo de su superficie de contacto. Para aliviar esto se utilizan centralizadores rígidos en la parte inferior de la tubería.

Figura 31. Tubería ranurada con empacador externo (ECPs).

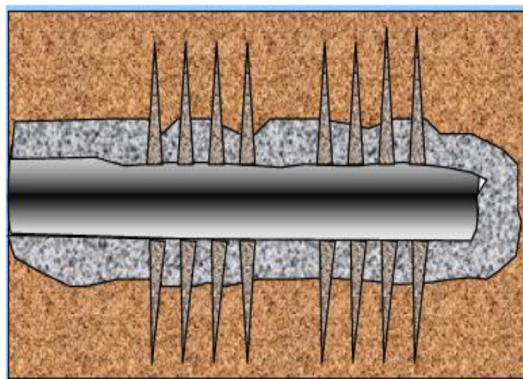


Fuente: SÁNCHEZ, G. (2013). Implementación de pozos no convencionales en yacimientos de aceite pesado. Poza Rica, Veracruz.

- **Completamiento con tubería de revestimiento cementada**

El completamiento con revestimiento cementado es muy utilizado en pozos donde se manejan altas presiones, por lo general se utiliza en pozos exploratorios. Este tipo de completamiento brinda una larga vida al pozo debido a la integridad que proporciona, a pesar de que es costoso, evita el colapso, facilita la estimulación, limpieza y reparación, así como la toma de registros y abandonos. Su producción puede verse afectada negativamente debido a la restricción de flujo.

Figura 32. Terminación con tubería de revestimiento cementada.



Fuente: SÁNCHEZ, G. (2013). Implementación de pozos no convencionales en yacimientos de aceite pesado. Poza Rica, Veracruz.

- **Completamiento PSI**

EL completamiento PSI (perforando, estimulando, aislando) es creado por la empresa Baker Oil Tools para una formación en la que se necesite perforar, estimular y aislar en una misma corrida.

Este sistema está compuesto por dos ensambles:

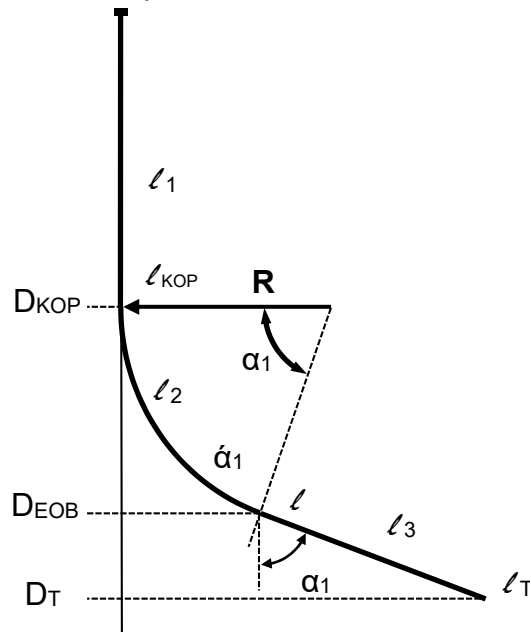
- Ensamble en el fondo del empacador. Camisa deslizable la cual se abre para realizarse la estimulación y un empacador recuperable para aislar cada intervalo después de la estimulación.
- Ensamble de servicio: consiste en un empacador, corrida de cañones y herramientas para disparar y estimular.

Ofrece un conjunto de fracturamiento hidráulico y acidificación efectivo debido a la facilidad que tiene este completamiento para aislar zonas problemáticas.

2.3.3 Trayectoria pozo desviado.

La trayectoria del pozo, o más específicamente la forma en que se cuantifica utilizan herramientas básicas de medición para determinar la trayectoria del pozo son un inclinómetro para medir la inclinación del pozo (el ángulo de desviación, α , de la perforación de la vertical), una brújula magnética para medir la dirección del pozo (ángulo azimutal, β , de norte magnético), y las mediciones de la tubería de perforación para determinar la longitud, Δs , a lo largo de la trayectoria del pozo entre los puntos de la encuesta de dirección. Los datos resultantes definen un vector de dirección espacial en cada punto de medición utilizando α y β . La medición de la tubería de perforación, Δs , es la distancia entre dos de los vectores como se mide a lo largo del camino del pozo entre ellos. (Byrom, 2015).

Figura 33. Perfil típico de un pozo desviado.



Modificado de: Rahman, Sheik y Chilingarian, George. *Casing Design Theory and Practice*

2.3.3.1 Calculo de las profundidades para el pozo desviado¹².

- Profundidad vertical verdadera (TVD, true vertical depth) para un punto entre $0 \leq \ell_1 \leq \ell_{KOP}$.

$$D_1 = \ell_1 \quad (38)$$

Dónde:

ℓ_1 = Profundidad medida hasta el punto 1, pies.

- Profundidad vertical para un punto de la sección de buildup entre $\ell_{KOP} \leq \ell_2 \leq \ell_{EOB}$

$$\frac{\acute{\alpha}}{360} = \frac{100}{2\pi R} \quad (39)$$

Despejando:

$$R = \frac{18.000}{\pi \acute{\alpha}} \quad (40)$$

Dónde:

$\acute{\alpha}$ = Tasa de construcción del ángulo, grados / 100 pies.

R = Radio de la curvatura, pies.

La proyección vertical de la profundidad medida ($\ell_2 - \ell_{KOP}$) en la sección del buildup.

$$D = R \sin \theta \quad (41)$$

$$\theta = \acute{\alpha}_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2} \quad (42)$$

Así:

$$D = \frac{18.000}{\pi \acute{\alpha}_1} \sin(\acute{\alpha}_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2}) \quad (43)$$

¹² Rahman, Sheik and Chilingarian, George. Casing Design Theory and Practice. Amsterdam.

Dónde:

ℓ_2 = Profundidad medida hasta el punto 2, pies.

ℓ_{KOP} = Profundidad medida hasta el inicio del buildup, pies.

α_1 = Tasa de construcción del ángulo, grados / 100 pies.

R = Radio de la curvatura, pies.

Profundidad vertical verdadera (TVD, true vertical depth) para un punto de la sección de buildup entre $\ell_{KOP} \leq \ell_2 \leq \ell_{EOB}$.

$$D_2 = D_{KOP} + \frac{18.000}{\pi \alpha_1} \sin(\alpha_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2}) \quad (44)$$

$$D_2 = D_{KOP} + R \sin(\alpha_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2}) \quad (45)$$

Donde:

ℓ_2 = Profundidad medida hasta el punto 2, pies.

ℓ_{KOP} = Profundidad medida hasta el inicio del buildup, pies.

α_1 = Tasa de construcción del ángulo del buildup, grados / 100 pies.

R = Radio de la curvatura del buildup, pies.

D_{KOP} = Profundidad vertical verdadera del inicio del buildup (kickoff point), pies.

- Profundidad vertical para un punto de la sección de inclinada (slant portion) entre $\ell_{EOB} \leq \ell_3 \leq \ell_{DOP}$.

$$D = (\ell_3 - \ell_{EOB}) \sin(90 - \alpha_1) \quad (46)$$

$$D = (\ell_3 - \ell_{EOB}) \cos \alpha_1 \quad (47)$$

Donde:

ℓ_3 = Profundidad medida hasta el punto 3, pies.

ℓ_{EOB} = Profundidad medida hasta final del buildup, pies.

α_1 = Ángulo de inclinación del buildup, grados.

Profundidad vertical verdadera (TVD, true vertical depth) para un punto de la sección de inclinada (slant portion) entre $\ell_{EOB} \leq \ell_3 \leq \ell_{DOP}$.

$$D_3 = D_{KOP} + \frac{18.000}{\pi \alpha_1} \sin(\alpha_1 (\ell_{EOB} - \ell_{KOP}) \times 10^{-2}) + (\ell_3 - \ell_{EOB}) \cos \alpha_1 \quad (48)$$

$$D_3 = D_{KOP} + R \sin(\alpha_1) + (\ell_3 - \ell_{EOB}) \cos \alpha_1 \quad (49)$$

$$D_3 = D_{EOB} + (\ell_3 - \ell_{EOB}) \cos \alpha_1 \quad (50)$$

Dónde:

ℓ_2 = Profundidad medida hasta el punto 3, pies.

ℓ_{KOP} = Profundidad medida hasta el inicio del buildup, pies.

ℓ_{EOB} = Profundidad medida hasta final del buildup, pies.

α_1 = Tasa de construcción del ángulo del buildup, grados / 100 pies.

R = Radio de la curvatura del buildup, pies.

D_{KOP} = Profundidad vertical verdadera del inicio del buildup (kickoff point), pies.

D_{EOB} = Profundidad vertical verdadera del final del buildup (End of build), pies.

- Profundidad medida para el punto objetivo de un pozo horizontal.

$$\Delta \ell = \ell_T - \ell_{EOB} \quad (51)$$

$$\ell_T = \ell_{EOB} + \Delta \ell \quad (52)$$

Donde:

ℓ_T = Profundidad medida total, pies.

ℓ_{EOB} = Profundidad medida hasta final del buildup, pies.

$\Delta \ell$ = Profundidad medida en horizontal desde el final del buildup hasta el objetivo.

2.3.3.2 Sección de incremento de Angulo (Build up):

En la sección del buildup el ángulo de construcción se divide en tres partes arbitrariamente para efectos de calcular las fuerzas presentes, evidenciando así cuatro puntos importantes de los cuales son; el inicio del buildup (kickoff point) y final del buildup (End of build) ya calculados anteriormente quedando solo dos puntos:

- Base de la sección superior del buildup.

$$\theta = \frac{\alpha_1}{3} \quad (53)$$

$$\theta = \alpha_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2} \quad (54)$$

$$\ell_2 = \frac{\alpha_1/3}{\dot{\alpha}_1 \times 10^{-2}} + \ell_{KOP} \quad (55)$$

Usando la ecuación 44 para hallar la profundidad vertical TVD.

$$D_2 = D_{KOP} + \frac{18.000}{\pi \dot{\alpha}_1} \sin(\dot{\alpha}_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2})$$

- Base de la sección media del buildup.

$$\theta = 2 \times \frac{\alpha_1}{3} \quad (56)$$

$$\theta = \dot{\alpha}_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2} \quad (57)$$

$$\ell_2 = \frac{2 \times \frac{\alpha_1}{3}}{\dot{\alpha}_1 \times 10^{-2}} + \ell_{KOP} \quad (58)$$

Usando la ecuación 44 para hallar la profundidad vertical TVD.

$$D_2 = D_{KOP} + \frac{18.000}{\pi \dot{\alpha}_1} \sin(\dot{\alpha}_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2})$$

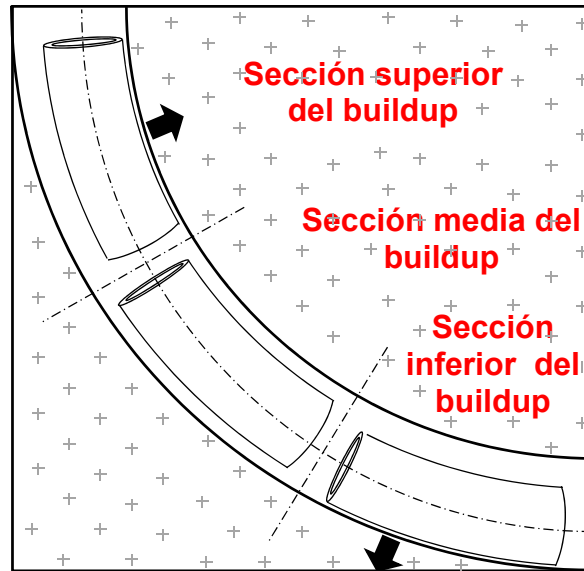
2.3.4 Fuerza de arrastre.

El esfuerzo de tensión asociado al arrastre, es mejor determinado, si se analiza y calcula por secciones, especialmente en pozos desviados, y debido a que la máxima carga en superficie se experimenta al estar sacando la tubería, los cálculos deben realizarse comenzando por el fondo. (Rahman, 1995) en este cálculo se debe tener en cuenta tanto la fuerza que se ejerce por la fricción como la fuerza del propio peso de la tubería.

2.3.4.1 Sección de incremento de Angulo (Build up):

Además del factor de fricción, la fuerza de arrastre es también controlada por la dirección del pozo y por la fuerza normal. En la sección de Build-up, existen tres posiciones posibles entre la tubería y el agujero, tal como se muestra en la figura 34.

Figura 34. Direcciones de las fuerzas normales en la sección Build-up.



Fuente: Rahman, Sheik y Chilingarian, George. *Casing Design Theory and Practice*

Las fuerzas normal y axial actuando en cada sección son presentadas en las figuras 35 y 36, de las cuales se puede expresar la fuerza normal, F_n , como:

Figura 35. Determinación de la fuerza normal en la sección de Build-up.

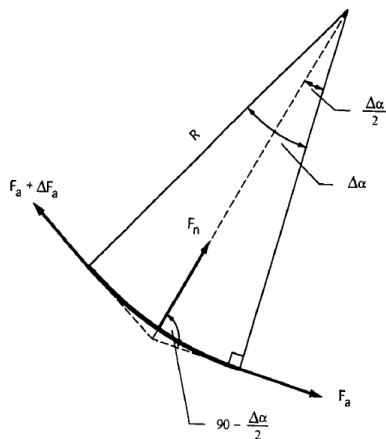
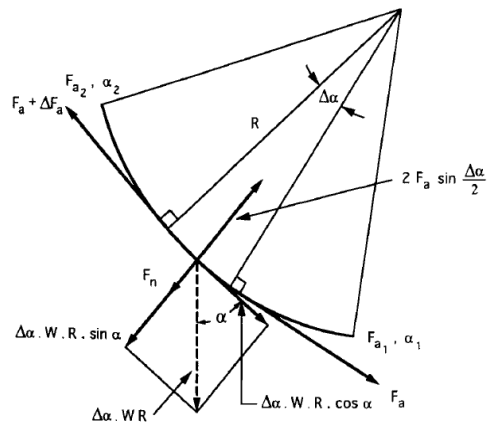


Figura 36. Fuerzas actuando en un pequeño segmento de tubería en la zona de Build-up.



Fuente: Rahman, Sheik y Chilingarian, George. *Casing Design Theory and Practice*

$$F_n = 2 \times F_a \times \cos\left(90 - \frac{|\Delta\alpha|}{2}\right) \quad (59)$$

$$F_n = 2 \times F_a \times \sin\left(\frac{|\Delta\alpha|}{2}\right) \quad (60)$$

Dónde:

F_a = Fuerza axial en la sección unitaria, lbf.

$\Delta\alpha$ = Ángulo subtendido por una sección unitaria de radio R.

Debido a que $|\Delta\alpha|/2$ es muy pequeño comparado con R, $\text{Sen } |\Delta\alpha|/2$ tiende a $|\Delta\alpha|/2$. Luego entonces la ecuación 4.30 queda como:

$$F_n = F_a \times |\Delta\alpha| \quad (61)$$

Considerando la sección total de Build-up, la fuerza normal resultante mientras se está sacando la tubería, es la suma vectorial de las componentes normales del peso de la tubería y de la fuerza axial de la sección unitaria, quedando así:

$$F_n = \Delta\alpha \times W \times R \times \sin \alpha - F_a \times \Delta\alpha \quad (62)$$

$$F_n = \Delta\alpha (W \times R \times \sin \alpha - F_a) \quad (63)$$

Con la magnitud de la fuerza de fricción opuesta al movimiento de la tubería se tiene:

$$F_d = -f_b \times |F_n| \quad (64)$$

Sustituyendo F_n se obtiene:

$$F_d = -f_b \times |\Delta\alpha (W \times R \times \sin \alpha - F_a)| \quad (65)$$

La fuerza resultante al momento de sacar la tubería es:

$$\Delta F_a = |F_d| - \Delta\alpha \times W \times R \times \cos \alpha \quad (66)$$

$$\Delta F_a = +f_b \times |\Delta\alpha (W \times R \times \sin \alpha - F_a)| - \Delta\alpha \times W \times R \times \cos \alpha \quad (67)$$

Cuando $\Delta\alpha$ tiende a cero $\Delta\alpha \rightarrow 0$ se tiene:

$$\Delta F_a = f_b \times |(W \times R \times \sin \alpha - F_a)| - W \times R \times \cos \alpha \quad (68)$$

Por lo tanto, en el equilibrio, se obtiene la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{dF_a}{d\alpha} = f_b \times |(W \times R \times \sin \alpha - F_a)| - W \times R \times \cos \alpha \quad (69)$$

Teniendo en cuenta la solución la ecuación diferencial se obtiene para cada una de las tres partes de la siguiente forma:

- Sección superior del buildup

$$F_a = K_B \times F_{a1} + \frac{W_{nb} \times R}{1 + f_b^2} [(1 - f_b^2)(K_B \times \sin(\alpha_1) - \sin(\alpha_2)) + 2 f_b \times (K_B \times \cos(\alpha_1) - \cos(\alpha_2))] \quad (70)$$

- Sección media del buildup

$$F_a = F_{a1} + W_{nb} \times R \times (\sin(\alpha_1) - \sin(\alpha_2)) \quad (71)$$

- Sección inferior del buildup

$$F_a = K_B \times F_{a1} + \frac{W_{nb} \times R}{1 + f_b^2} [(1 - f_b^2)(K_B \times \sin(\alpha_1) - \sin(\alpha_2)) - 2 f_b \times (K_B \times \cos(\alpha_1) - \cos(\alpha_2))] \quad (72)$$

Donde K_B es definida como:

$$K_B = e^{-2 \times f_b \times \frac{(\alpha_2 - \alpha_1) \times \pi}{360}} \quad (73)$$

Dónde:

- R = Radio de la curvatura, pies.
- α_1 = Ángulo de inclinación final, grados.
- α_2 = Ángulo de inclinación inicial, grados.
- f_b = Factor de fricción.

W_{nb} = Peso boyado de la junta, lb/pie.

F_{a1} = Fuerza axial acumulada.

Donde solo la proyección vertical del peso boyado está dada por:

$$W_{b2} = W_{nb} \times R \times (\sin(\alpha_1) - \sin(\alpha_2)) \quad (74)$$

Dónde:

R = Radio de la curvatura, pies.

α_1 = Ángulo de inclinación final, grados.

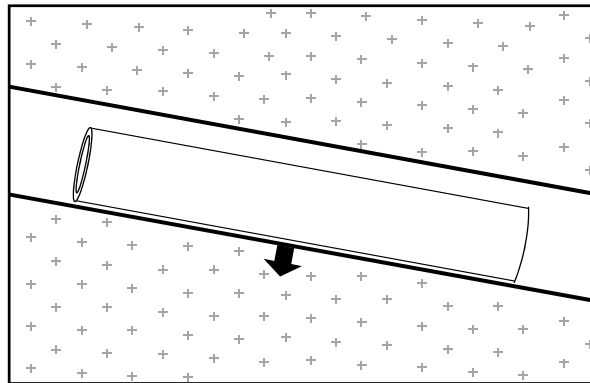
α_2 = Ángulo de inclinación inicial, grados.

W_{nb} = Peso boyado de la junta, lb/pie.

2.3.4.2 Sección inclinada (slant portion).

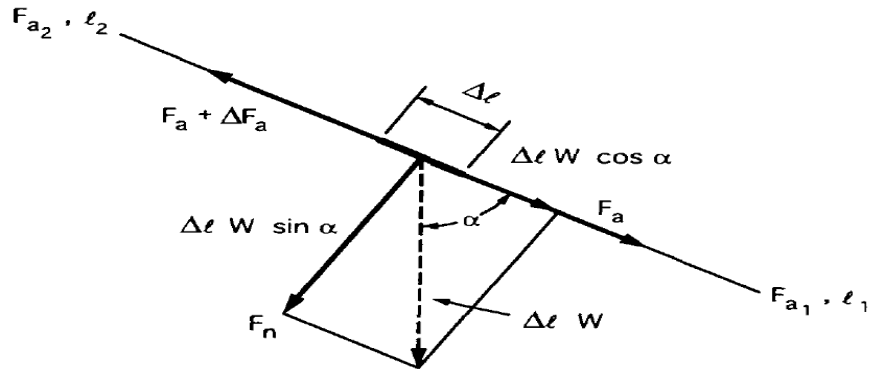
Para esta sección del pozo, las fuerzas que actúan en una sección unitaria de la TR, están representadas en la figura 37 y figura 38. La carga de Tensión es controlada únicamente por la operación (Sacando o metiendo tubería).

Figura 37. Direcciones de las fuerzas normales en la sección inclinada.



Fuente: Rahman, Sheik y Chilingarian, George. *Casing Design Theory and Practice*

Figura 38. Diagrama de fuerzas actuando en un pequeño elemento, dentro de la sección inclinada.



Fuente: Rahman, Sheik y Chilingarian, George. *Casing Design Theory and Practice*

Cuando el sistema está en equilibrio la ecuación diferencial es:

$$\frac{dF_a}{d\ell} = W(f_b \times \sin \alpha + \cos \alpha) \quad (75)$$

Resolviendo para el caso en el que se está retirando la tubería del pozo:

$$F_a = F_{a1} + W_{nb} \times (l_1 - l_2) \times (f_b \times \sin(\alpha_1) + \cos(\alpha_1)) \quad (76)$$

Dónde:

- α_1 = Ángulo de inclinación, grados.
- f_b = Factor de fricción.
- W_{nb} = Peso boyado de la junta, lb/pie.
- F_{a1} = Fuerza axial acumulada.
- ℓ_1 = Profundidad medida hasta el punto inicial, pies.
- ℓ_2 = Profundidad medida hasta el punto final, pies.

Donde solo la proyección vertical del peso boyado está dada por:

$$W_b = W_{nb} \times (l_1 - l_2) \times \cos(\alpha_1) \quad (77)$$

Dónde:

α_1 = Ángulo de inclinación, grados.

f_b = Factor de fricción.

W_{nb} = Peso boyado de la junta, lb/pie.

ℓ_1 = Profundidad medida hasta el punto inicial, pies.

ℓ_2 = Profundidad medida hasta el punto final, pies.

3 GENERALIDADES DEL POZO HORIZONTAL TIPO CLUSTER EN UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL¹³

3.1 DATOS DEL POZO

Los datos del pozo a utilizar, serán tomados de la tesis “DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL TIPO CLÚSTER APLICADA A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL” elaborada por los autores: CAMILA GRANDAS TAVERA y JAIBER SÁNCHEZ DÍAZ, en la cual proponen el diseño de la trayectoria de un pozo horizontal sin tener en cuenta el diseño detallado del revestimiento. El pozo que vamos a utilizar es “WELL #1” debido a su complejidad y a que comparte casi la misma litología y prognosis geológica de los demás pozos por tratarse de un cluster.

3.2 LOCALIZACIÓN DEL POZO

El pozo estará localizado en el campo Eagle Ford ubicado en la ciudad de Texas, Estados Unidos, el nombre del pozo será Well #1 y tendrá las coordenadas: Norte 350664,82 m, Este: 932297,28 m.

Se toma como referencia el campo Eagle Ford, debido a su gran potencial, sus características y a la cantidad de información disponible.

3.3 GENERALIDADES DEL CAMPO

La formación Eagle Ford está ubicada en la ciudad de Eagle Ford, Texas. Fue descubierta en el año 2008 por Petrohawk Energy Corporation quienes perforaron el primer pozo en Hawkville field en el condado La Salle. Con una extensión de 50 km de ancho y 400 mi se ha convertido en un referente mundial debido a su geología y alto potencial de diferentes tipos de hidrocarburos.

Esta formación tiene potencial para producir varios tipos de hidrocarburos como: petróleo, gas húmedo y gas seco. Tiene alto contenido de carbonato, lo que permite que la formación sea frágil e ideal para el fracturamiento hidráulico.

Debido a su alto potencial, se estima que para el 2020 habrá alrededor de 4890 pozos en funcionamiento con una producción proyectada de aproximadamente \$ 1 MMM USD.

¹³ GRANDAS, C., & SÁNCHEZ, J. (2014). Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil. Bucaramanga. Pag 62

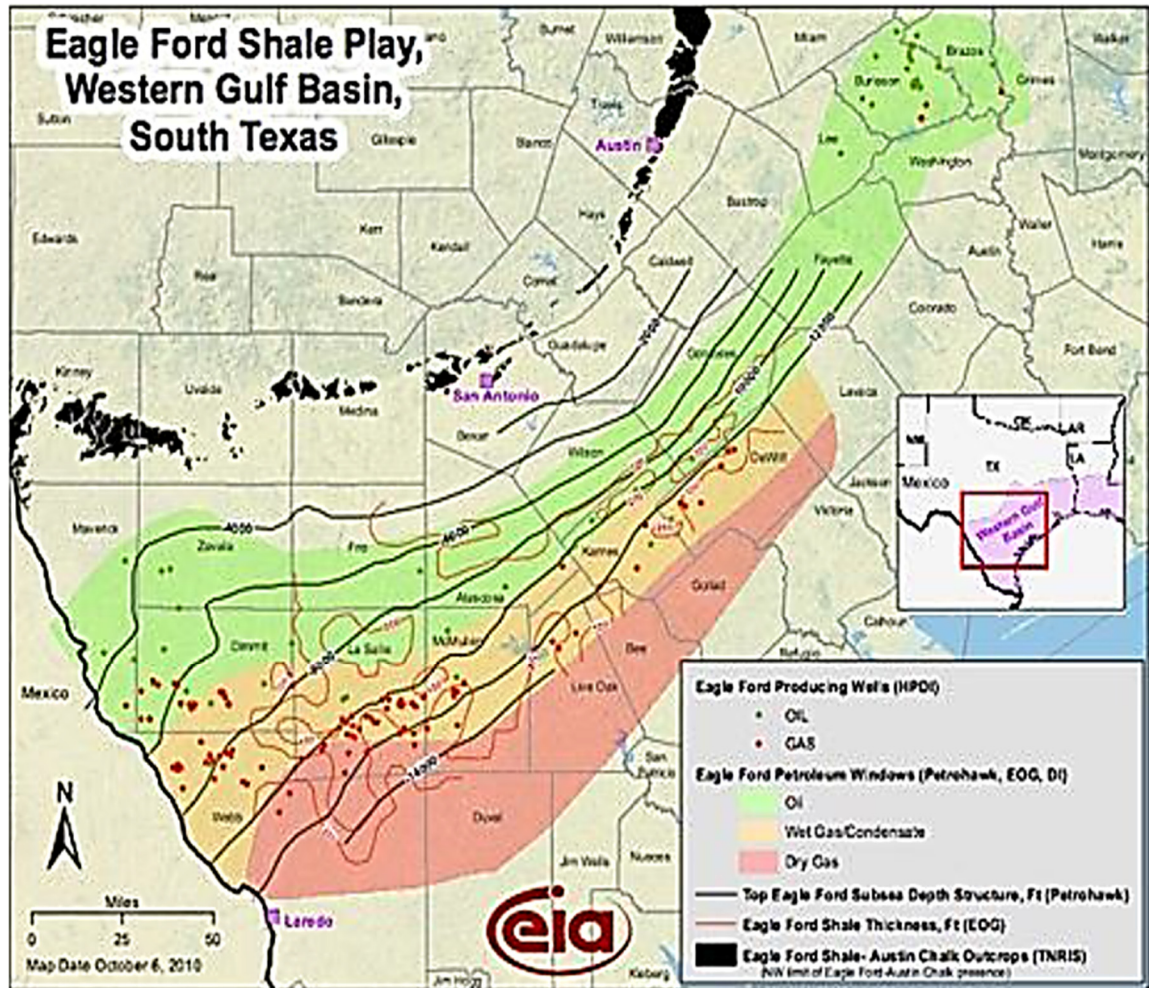
Entre las características principales de Eagle Ford destacan:

- Debido a que el hidrocarburo se genera a partir del kerógeno presente en la formación hace que este se encuentre en sobrepresión.
- A menor profundidad en la formación hay menor porosidad y está es ocupada por petróleo. A medida que aumenta la profundidad, aumenta la porosidad y la maduración térmica, encontrando desde aceite volátil hasta gas condensado rico.

Por estas razones se dice comúnmente que Eagle Ford es una formación autoabastecida.

La formación Eagle Ford se extiende desde el noreste de México hasta el este de Texas, Estados Unidos, con un área de aproximadamente 51520 km². En promedio tiene 250 pies de espesor con una profundidad entre 2500 a 14000 pies, Porosidad entre 7% y 10%, permeabilidad entre 100 y 600 mili Darcy, presión entre 700 y 1000 psi, temperatura entre 270°F y 330 °F.

Figura 39. Eagle Ford Shale plays.



Fuente: CENTURION, Sergio. Understanding Hydraulic Fracture Stimulated Horizontal Eagle Ford Completions. En Society of Petroleum Engineers, SPE 158501, 2012.

3.4 GEOLOGÍA

La formación Eagle Ford está constituida por una mezcla de siliciclastos y carbonatos que se depositaron en la transgresión del cretáceo, también erosiona

fácilmente gracias a su alto contenido de arcilla¹⁴, debido a esto sus propiedades y espesores varían según la ubicación y el buzamiento.

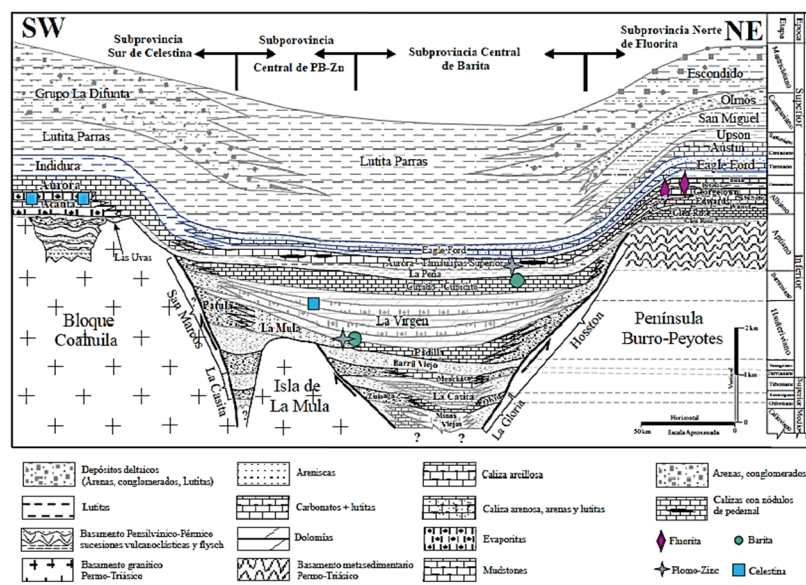
Eagle Ford contiene dos etapas de formación¹⁵:

- Una transgresora (inferior) compuesta por lutitas oscuras y bien laminadas
- Una regresiva (superior) compuesta por: lutitas finamente laminadas, limolitas con cuarzo y calizas.

La formación Eagle Ford es la “roca generadora” o “roca madre” de los hidrocarburos encontrados en Austin Chalk.

En la Figura 40 tenemos una vista transversal donde se puede ver la escala de tiempo de las formaciones cercanas a Eagle Ford

Figura 40. Sección transversal de Eagle Ford.



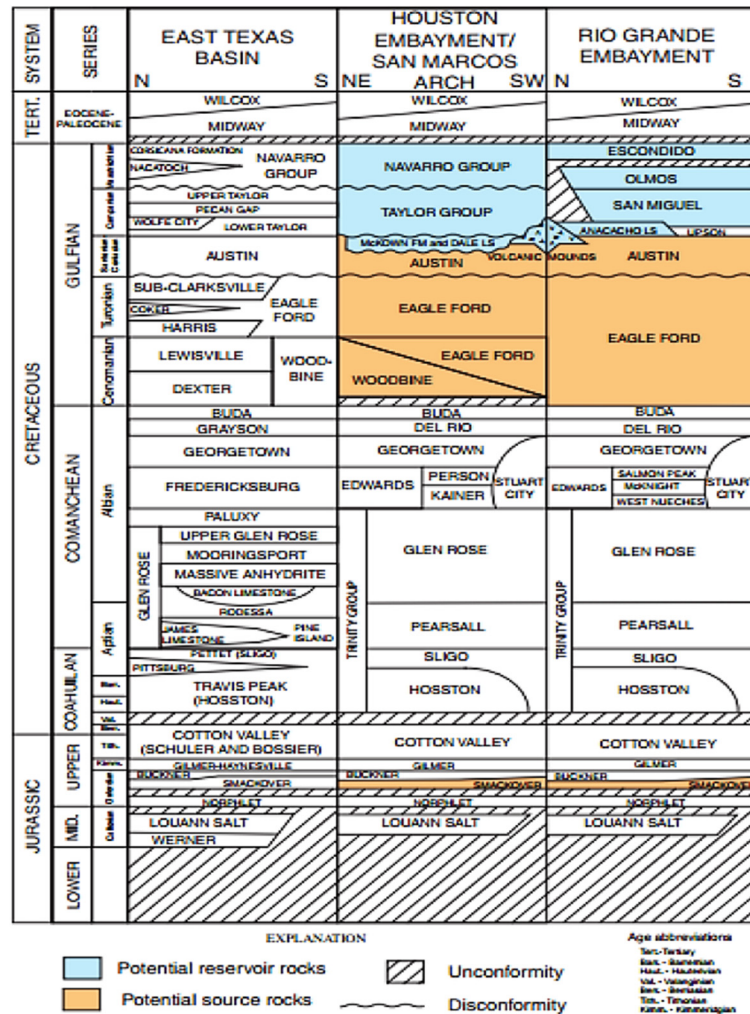
Fuente: GONZALES SÁNCHEZ, Francisco y PUENTE SOLÍS, Rafael. Estratigrafía del Noreste de México y su relación con los yacimientos estratoligados de fluorita, barita, celestina y Zn-Pb. 2007.

¹⁴ ROJAS, Daniel. Desarrollo de shale gas y perspectivas de explotación. Ciudad universitaria, México D.F. 2012. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos) Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

¹⁵ ARAUJO, O.; LOPEZ-BONETTI, E & SIERRA, J. Evaluating First Eagle Ford Shale Gas Well — Case History from Northern. Society of Petroleum Engineers, SPE 163074, 2012.

En la Figura 41 tenemos la columna estratigráfica donde se ubica la formación Eagle Ford entre las formaciones Buda y Austin Chalk

Figura 41. Columna estratigráfica de Eagle Ford.



Fuente: CHAUDHARY, A. S. Shale oil production performance, from a stimulated reservoir volume. August 2011.

3.4.1 Mineralogía¹⁶

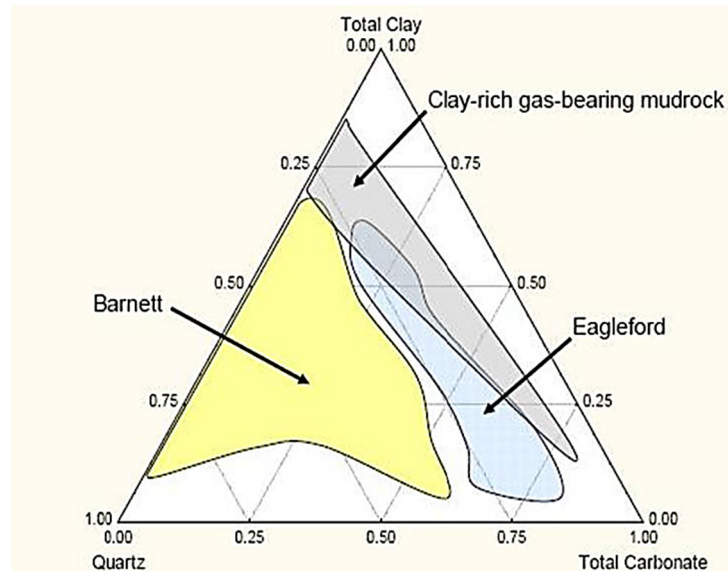
La formación Eagle Ford contiene un alto contenido de carbonato de 56% en promedio. Debido a la baja cantidad de minerales como: siderita, ankerita y dolomita (< 6%), La calcita es el mineral predominante en la formación.

¹⁶ GRANDAS, C., & SÁNCHEZ, J. (2014). Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil. Bucaramanga. Pag 68.

Al analizar Eagle Ford podemos encontrar que prácticamente es una caliza con alto contenido de arcilla y bajo contenido de cuarzo, lo que la hace más dúctil en comparación a otras formaciones como Barnett Shale.

En la Figura 42 podemos apreciar la diferencia mineralógica en un diagrama ternario de los campos Eagle Ford shale play y Barnett shale.

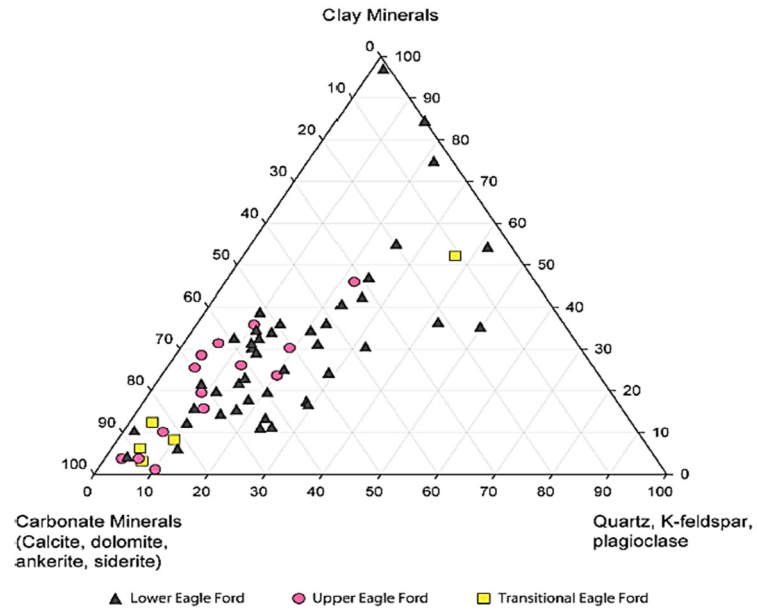
Figura 42. Composición mineralógica de Eagle Ford y Barnett Shale.



Fuente: CHAUDHARY, A. S. Shale oil production performance, from a stimulated reservoir volume. August de 2011.

En la Figura 43 podemos observar el diagrama ternario de la mineralogía en las zonas baja, media y alta de la formación Eagle Ford.

Figura 43. Mineralogía de la formación Eagle Ford.



Fuente: HARBOR RYAN, Lee. Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic-Rich Mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation. South Texas, 2011.

4 DISEÑO DETALLADO DEL POZO HORIZONTAL TIPO CLUSTER EN UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL.

4.1 GEOMETRÍA DEL POZO

La geometría del pozo está sujeta a la finalidad del mismo, en este caso es un pozo de producción horizontal para una formación de shale oil. En primer lugar se hace el cálculo del diseño de la trayectoria para el pozo horizontal el cual está basado en:

- Objetivo: Formación Eagle Ford
- Profundidad vertical total: 9.016 pies (TVD).
- Tasa de construcción del ángulo del buildup: 2,29 grados/100 pies.
- Longitud sección horizontal: 3.500 pies.

La trayectoria del pozo está determinada por la profundidad vertical verdadera de la formación productora y del objetivo planeado que se quiere alcanzar, en este caso como es un pozo horizontal se tiene tres partes principales; la primera es la sección vertical la cual inicia desde superficie y termina en el inicio del buildup, la segunda parte es la sección buildup donde se forma la construcción del ángulo hasta lograr los 90° medidos desde la vertical y por último es la sección horizontal la cual inicia desde el final del buildup (End of buildup) hasta alcanzar el objetivo de la perforación. A continuación se establece los cálculos para lo anteriormente mencionado:

- Profundidad vertical verdadera (TVD, true vertical depth) del punto de inicio del buildup (kickoff point)

Se calcula el radio de la curvatura con base en la tasa de construcción del ángulo propuesto de 2,29° /100 pies.

$$R = \frac{18.000}{\pi \alpha}$$

Dónde:

α = Tasa de construcción del ángulo, grados / 100 pies.

R = Radio de la curvatura, pies.

$$R = \frac{18.000}{\pi \times 2,29} = 2.502 \text{ pies}$$

De la ecuación 45 para la profundidad vertical verdadera (TVD, true vertical depth) para un punto de la sección de buildup se obtiene la profundidad TVD del inicio del buildup (kickoff point) para un ángulo de $\alpha_1 = 90^\circ$ el cual es el ángulo de inclinación final del buildup ($D_2 = D_{EOB}$) en el pozo horizontal.

$$\alpha_1 = \alpha_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2} = 90^\circ$$

$$D_{EOB} = D_2 = D_{KOP} + R \sin(\alpha_1)$$

Dónde:

ℓ_2 = Profundidad medida hasta el punto 2, pies.

ℓ_{KOP} = Profundidad medida hasta el inicio del buildup, pies.

α_1 = Tasa de construcción del ángulo del buildup, grados / 100 pies.

R_1 = Radio de la curvatura del buildup, pies.

D_{KOP} = Profundidad vertical verdadera del inicio del buildup (kickoff point), pies

D_{EOB} = Profundidad vertical verdadera del final del buildup (End of buildup), pies

α_1 = Ángulo de inclinación final, grados.

Al despejar D_{KOP} se obtiene.

$$D_{KOP} = D_{EOB} - R \sin(\alpha_1)$$

$$D_{KOP} = 9.016 - 2.502 \sin(90)$$

$$D_{KOP} = \mathbf{6.514 \text{ pies}}$$

- Profundidad medida del inicio del buildup (kickoff point) se obtiene de la ecuación 38 para la profundidad vertical verdadera (TVD, true vertical depth) para un punto entre $0 \leq \ell_1 \leq \ell_{KOP}$ donde $\ell_1 = \ell_{KOP}$ se tiene:

$$D_1 = \ell_1 = \ell_{KOP}$$

Dónde:

ℓ_1 = Profundidad medida hasta el punto 1, pies.

ℓ_{KOP} = Profundidad medida hasta el inicio del buildup, pies.

Por lo tanto

$$D_{KOP} = \ell_{KOP} = \mathbf{6.514 \text{ pies}}$$

- Profundidad medida del punto de final del buildup (End of buildup).

De la ecuación del ángulo de inclinación final se obtiene la para un punto de la sección de buildup se obtiene el profundidad medida de end of buildup (ℓ_{EOB}).

$$\alpha_1 = \dot{\alpha}_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2}$$

Dónde:

ℓ_2 = Profundidad medida hasta el punto 2, pies.

ℓ_{KOP} = Profundidad medida hasta el inicio del buildup, pies.

$\dot{\alpha}_1$ = Tasa de construcción del ángulo del buildup, grados / 100 pies.

α_1 = Ángulo de inclinación final, grados.

$$\ell_2 = \ell_{EOB}$$

$$\alpha_1 = \dot{\alpha}_1 (\ell_{EOB} - \ell_{KOP}) \times 10^{-2}$$

Al despejar ℓ_{EOB} se obtiene

$$\ell_{EOB} = \frac{\alpha_1}{\dot{\alpha}_1 \times 10^{-2}} + \ell_{KOP}$$

$$\ell_{EOB} = \frac{90}{2,29 \times 10^{-2}} + 6.514 = \mathbf{10.444 \text{ pies}}$$

- Profundidad medida del punto objetivo a 13.950 pies del final del buildup (End of buildup) a 3.500 pies en horizontal.

Con la ecuación 52 para la profundidad medida para el punto objetivo de un pozo horizontal $\alpha_1 = 90^\circ$ se obtiene la profundidad medida total ℓ_T .

$$\ell_T = \ell_{EOB} + \Delta \ell$$

Dónde:

ℓ_T = Profundidad medida total, pies.

ℓ_{EOB} = Profundidad medida hasta final del buildup, pies.

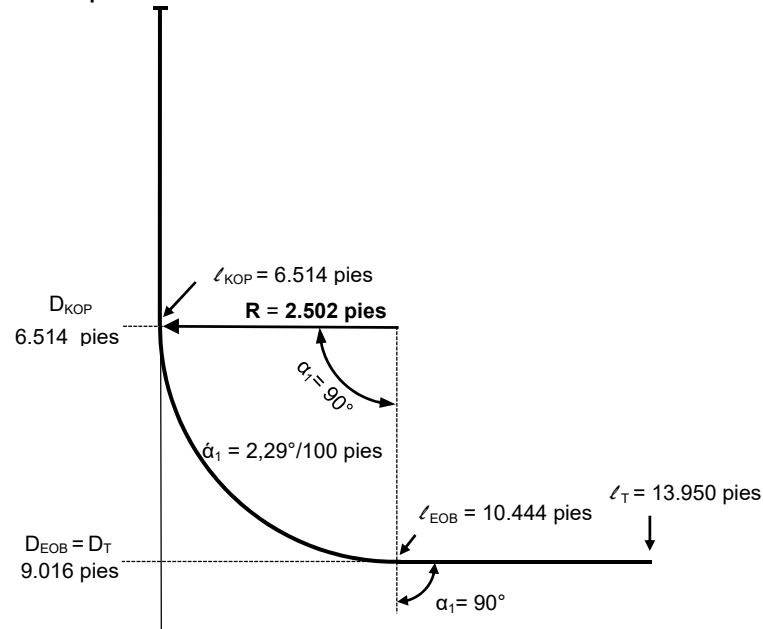
$\Delta \ell$ = Profundidad medida en horizontal desde el final del buildup hasta el objetivo.

$$\Delta \ell = \ell_T - \ell_{EOB}$$

$$\Delta \ell = 13.950 - 10.444 = 3.510$$

Teniendo las profundidades de los tres partes principales al igual del radio necesario para lograr la profundidad y el ángulo final deseado se obtiene el perfil del pozo como lo muestra la siguiente figura:

Figura 44. Perfil del pozo horizontal.



4.1.1 Sección del buildup.

Como se había mencionado anteriormente en la sección del buildup el ángulo de construcción se divide en tres partes arbitrariamente para efectos de calcular las fuerzas presentes, obteniendo la profundidad medida y vertical verdadera al igual que el ángulo final para cada uno de los siguientes puntos:

- Base de la sección superior del buildup.

$$\theta = \frac{\alpha_1}{3}$$

$$\theta = \frac{90}{3} = 30^\circ$$

$$\theta = \alpha_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2}$$

$$\ell_2 = \frac{\alpha_1/3}{\alpha_1 \times 10^{-2}} + \ell_{KOP}$$

$$\ell_2 = \frac{90/3}{2,29 \times 10^{-2}} + 6.514 = \mathbf{7.824 \text{ pies}}$$

$$D_2 = D_{KOP} + \frac{18.000}{\pi \alpha_1} \sin(\alpha_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2})$$

$$D_2 = 6.514 + \frac{18.000}{\pi \times 2,29} \sin(2,29 \times (7.824 - 6.514) \times 10^{-2})$$

$$D_2 = 7.765 \text{ pies}$$

- Base de la sección media del buildup

$$\theta = 2 \times \frac{\alpha_1}{3}$$

$$\theta = 2 \times \frac{90}{3} = 60^\circ$$

$$\theta = \alpha_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2}$$

$$\ell_2 = \frac{2 \times \frac{\alpha_1}{3}}{\alpha_1 \times 10^{-2}} + \ell_{KOP}$$

$$\ell_2 = \frac{2 \times \frac{90}{3}}{2,29 \times 10^{-2}} + 6.514 = 9.134,1 \text{ pies}$$

$$D_2 = D_{KOP} + \frac{18.000}{\pi \alpha_1} \sin(\alpha_1 (\ell_2 - \ell_{KOP}) \times 10^{-2})$$

$$D_2 = 6.514 + \frac{18.000}{\pi \times 2,29} \sin(2,29 \times (9.134,1 - 6.514) \times 10^{-2})$$

$$D_2 = 8.680,8 \text{ pies}$$

4.2 PRINCIPIOS DEL DISEÑO DE REVESTIMIENTOS

Luego de tener el perfil del pozo el siguiente paso es realizar el diseño del programa de revestimientos el cual comprende:

- Profundidades de asentamiento.
- Tamaños de revestimiento.
- Grados del acero.

4.2.1 Profundidades de asentamiento

Las profundidades de asentamiento estimadas de los revestimientos son obtenidas en base de la ventana de lodo generada, por ello requiere un conocimiento de la presión de poro (formación) y de la presión de fractura de la formación a ser perforada donde el número de sartas de revestimiento y sus respectivas profundidades de asentamiento están basadas principalmente en condiciones geológicas, problemas operacionales y la protección de acuíferos de aguas frescas.

La selección de las profundidades de asentamiento de los revestimientos con la ayuda de la ventana de lodo es un método gráfico el cual consiste en trazar líneas verticales desde el fondo a superficie como se muestra en la figura 45 teniendo en cuenta los márgenes de seguridad, evitando fracturar la formación y superando la presión de la formación donde generalmente se utiliza un factor entre 0.48 a 0.90 lb/gal que para caso en particular se usó 0.50 lb/gal. El diseño preliminar es indicado en la figura 46, donde se pueden ver las profundidades de asentamiento para el pozo Well 1.

Figura 45. Presión de poro y el gradiente de fractura de la formación para diferentes profundidades

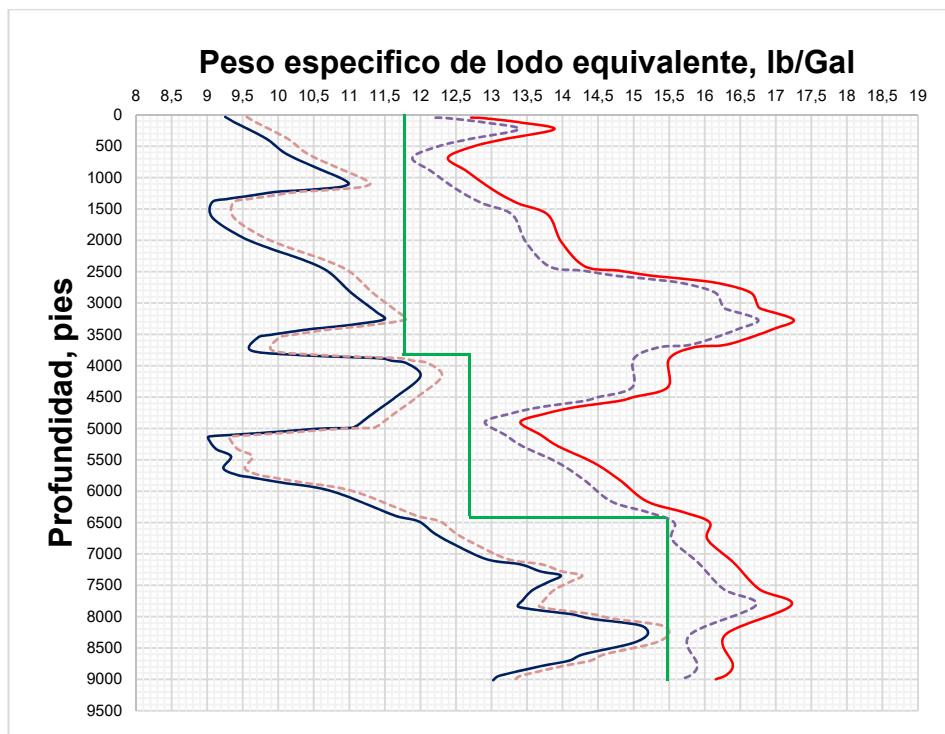
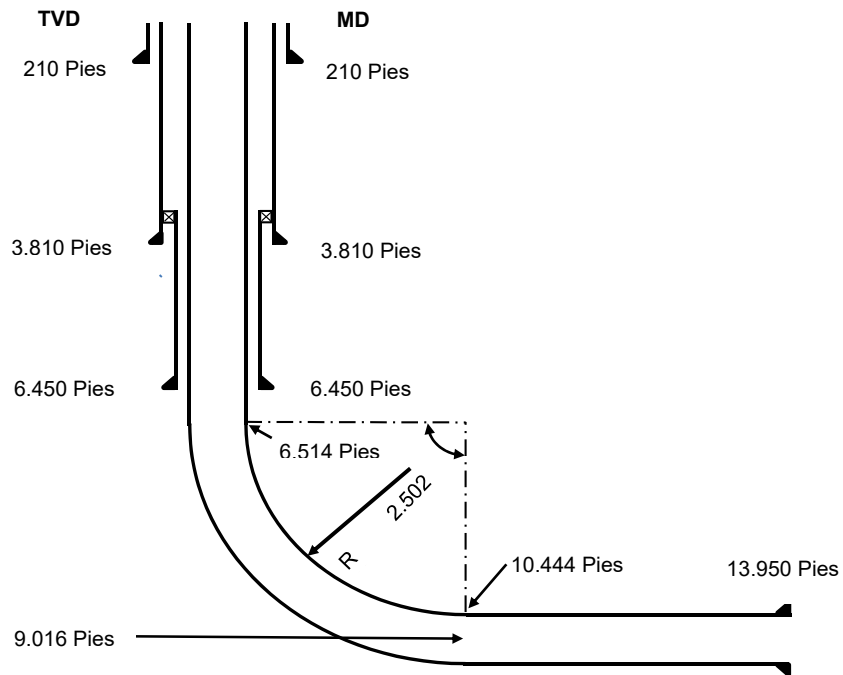


Figura 46. Esquema de las secciones de tubería para el pozo propuesto.

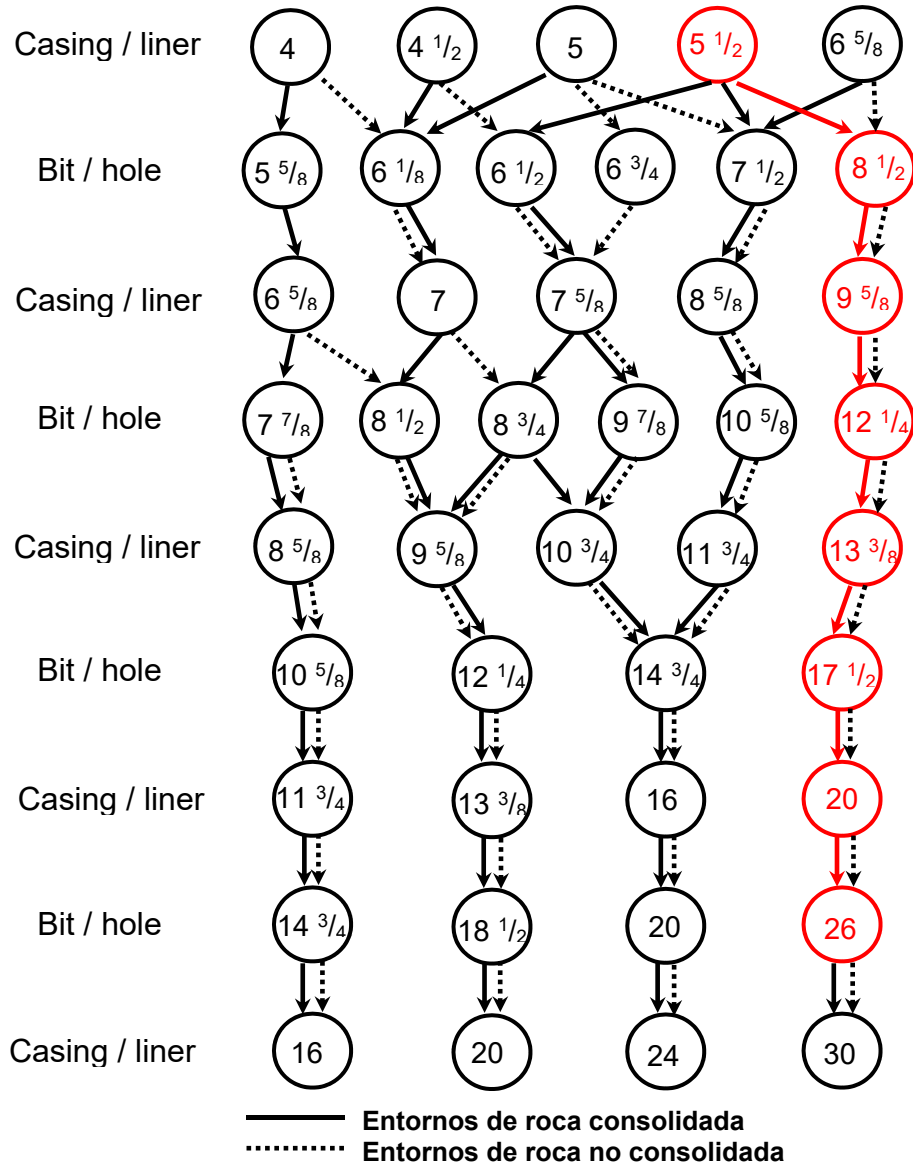


4.2.2 Tamaños de revestimiento.

El objetivo de este árbol de decisión es crear distintas combinaciones de diferentes diámetros de revestimientos y huecos determinando así varios esquemas de diseño para la posterior selección.

Conocido el número de secciones a instalar, se procedió a la selección del diámetro de revestimientos y huecos como se observa en la figura 47 donde muestra la combinación de tubería estándar utilizadas en la industria del petróleo.

Figura 47. Tamaños típicos de los diámetros de casing y agujero.



Fuente: Casing and Liners for Drilling and Completion (Second Edition).

Teniendo en cuenta las opciones del árbol de decisión y la ventana de lodo, se determinó por la alternativa que principalmente está dada por el diámetro de los revestimientos como lo muestra la tabla 12, con los diámetros de los huecos según el diámetro de revestimiento para poder ser corrido dentro del pozo mostrados en la tabla 13 y por último las densidades de los lodos usados para perforar cada sección las cuales se presentan en la tabla 14.

Tabla 12. Programa de revestimiento.

Revestimiento	Longitud TVD (Pies)	Longitud MD (Pies)	Diámetro del revestimiento
Conductor	0 - 210	0 - 210	20
Superficie	0 - 3.810	0 - 3.810	13 ³ / ₈
Liner	3.690 - 6.450	3.690 - 6.450	9 ⁵ / ₈
Producción	0 - 9.016	0 - 13.950	5 ¹ / ₂

Tabla 13. Programa de perforación.

Revestimiento	Longitud TVD (Pies)	Longitud MD (Pies)	Diámetro del hueco (Hole)
Conductor	0 - 210	0 - 210	26
Superficie	210 - 3.810	210 - 3.810	17 ¹ / ₂
Liner	3.810 - 6.450	3.810 - 6.450	12 ¹ / ₄
Producción	6.450 - 9.016	6.450 - 13.950	8 ¹ / ₂

Tabla 14. Programa de lodos.

Revestimiento	Longitud TVD (Pies)	Longitud MD (Pies)	Densidad del lodo (lb/gal)
Conductor	0 - 210	0 - 210	--
Superficie	0 - 3.810	0 - 3.810	11,8
Liner	0 - 6.450	0 - 6.450	12,7
Producción	0 - 9.016	0 - 13.950	15,5

4.2.3 Diseño de las tuberías 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 con los diámetros a utilizar; 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, se identificaron tres tipos de cargas principales¹⁷:

- **Colapso:** la presión de colapso surge de la presión diferencial entre la cabeza hidrostática del fluido en el anular y revestimiento, su máxima está en el zapato y la mínima en superficie. El mayor colapso ocurre si el revestimiento se corre vacío o si una zona de pérdida de circulación en profundidades someras, la pérdida de circulación es bastante común y la máxima carga del colapso ocurre si la pérdida de circulación es anticipada en el siguiente intervalo a perforar del hueco y el nivel de fluido cae por debajo del asentamiento del revestimiento.

A grandes profundidades un vaciado completo del revestimiento nunca se da. El nivel de fluido normalmente cae a un punto donde la presión hidrostática del fluido de perforación dentro del revestimiento está balanceado por la presión de poro de la zona de pérdida de circulación, la cual es encontrada durante la perforación del intervalo siguiente. El gradiente de presión de poro en la zona de pérdida de circulación se asume que sea el gradiente de salmuera saturada de 0,465 psi/pie usado para realizar el balance.

La carga de colapso es impuesta por el fluido en el espacio anular, el cual es asumido será el fluido de perforación más pesado encontrado en la tubería cuando es corrida en el hueco.

- **Estallido:** el diseño para cargas de estallido asume una presión de formación máxima, resultado de una patada de pozo durante la perforación de la siguiente sección del hueco.

Una patada de gas es normalmente considera para simular la peor carga de estallido posible. En profundidades someras es asumido que el influjo de gas desplaza la columna entera de fluido de perforación y por esta razón somete al revestimiento a la presión impuesta por la patada. En la superficie, la presión del anular es cero y por lo tanto la presión de estallido un máximo en la superficie y un mínimo en el zapato. Para una sección larga, es menos común que el influjo de gas desplace enteramente la columna del fluido de perforación.

La presión de diseño en el asentamiento de un revestimiento es asumida igual a la presión de fractura más un margen de seguridad que permita una

¹⁷ Fuente: Rahman, Sheik y Chilingarian, George. Casing Design Theory and Practice.

presión de inyección: la presión requerida para inyectar el fluido del influjo dentro de la fractura.

- **tensión:** Las principales fuerzas de tensión son originadas por el peso de la tubería, las cargas de choque y la prueba de presión. Para el revestimiento de superficie, la tensión debido a la flexión de la tubería es generalmente ignorada.

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.

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.

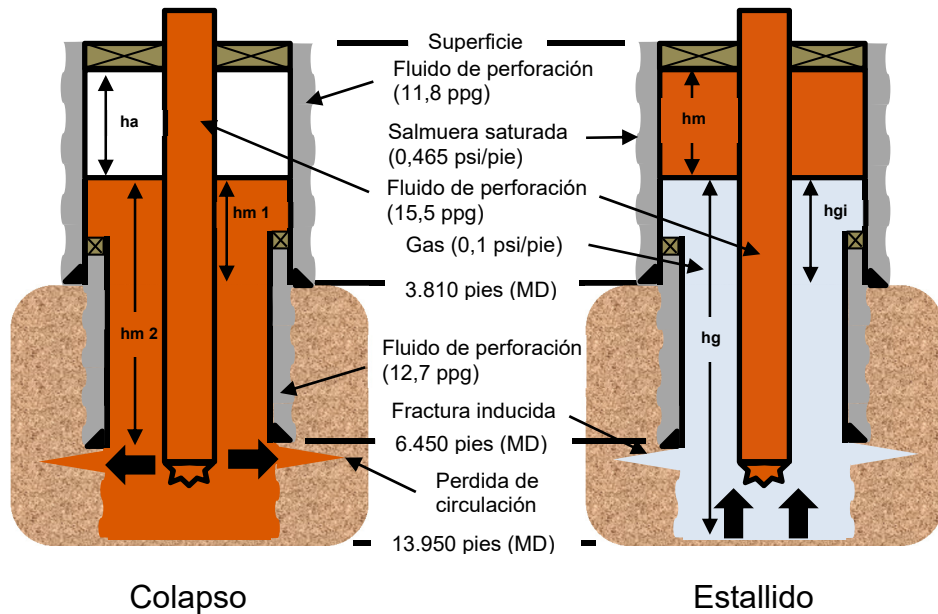
- FS colapso: 1.1
- FS estallido: 1.1
- FS tensión: 1.8

Las tuberías seleccionadas deben cumplir mínimo con los valores anteriormente mencionados (Grandas y Sánchez, 2014).

4.2.3.1 Revestimiento de Superficie (13 3/8”)

El revestimiento de superficie es sentado a una profundidad de 3.810 pies y cementado hasta la superficie. El revestimiento de superficie es cementado hasta la superficie por múltiples razones, la más significativa es la de soportar formaciones débiles localizadas a profundidades someras (Rahman, 1995).

Figura 48. Carga de colapso y estallido para el revestimiento de superficie de 13 ³/₈ pulgadas.



Colapso

Los siguientes supuestos son tenidos en cuenta:

- Una zona de pérdida de circulación es hallada por debajo del asentamiento del zapato (6.450 pies MD).
- El nivel de fluido de perforación cae desde h_a (altura TVD) hasta una profundidad de h_{m2} .
- El gradiente de presión de poro en la zona de pérdida de circulación es 0.465 psi/pie (equivalente a un peso de lodo de 8.95 ppg) gradiente de salmuera saturada.

- Presión de Colapso en superficie.

$$PC_{\text{Superficie}} = 0,0 \text{ psi}$$

- Presión de Colapso en el zapato.

$$PC_{@3.810 \text{ pies}} = \text{Presión Externa} - \text{Presión Interna}$$

$$P_{\text{Externa}} = G_{\text{pm}} \times 3.810$$

$$P_{\text{Externa}} = 11,8 \times 0,052 \times 3.810$$

$$P_{\text{Externa}} = 2.337,82 \text{ psi}$$

G_{pm} = Gradiente de presión del fluido de perforación = Peso específico fluido de perforación *0,052 (usado para perforar a 3.810 pies)

Balance de presión de formación y lodo de perforación después de la pérdida de circulación a 6.450 pies.

$$h_{m2} \times G_{pm} \times 0,052 = G_{pf} \times h$$

$$h_{m2} = \frac{G_{pf} \times h}{G_{pm} \times 0,052}$$

Dónde:

h_m = Tope de la columna de fluido desde el asentamiento del liner, pies.

G_{pm} = Gradiente de presión del fluido de perforación = Peso específico fluido de perforación *0,052 (usado para perforar a 13.950 pies MD)

G_{pf} = Gradiente de presión del fluido de formación.

h = Altura, pies.

$$h_{m2} = \frac{0,465 \times 6.450}{15,5 \times 0,052} = 3.721,2 \text{ pies}$$

Distancia entre el tope de la columna de fluido y la superficie (h_a) es igual a:

$$TVD = h_a + h_{m2}$$

$$h_a = TVD - h_{m2}$$

Dónde:

TVD = Profundidad vertical verdadera a la profundidad del liner, pies.

h_{m2} = Tope de la columna de fluido desde el asentamiento del liner, pies.

$$h_a = 6.450 - 3.721,2 = 2.728,8 \text{ pies}$$

La altura de la columna de fluido de perforación sobre el zapato a 3.810 pies, h_{m1} , es igual a:

$$TVD = h_a + h_{m1}$$

$$h_{m1} = TVD - h_a$$

Dónde:

TVD = Profundidad vertical verdadera a la profundidad del revestimiento superficie, pies.

$$h_{m1} = 3.810 - 2.728,8 = 1.081,2 \text{ pies}$$

Por lo tanto, la presión interna en el zapato es:

$$P_{\text{Interna}} = G_{\text{pm}} \times h_{m1}$$

G_{pm} = Gradiente de presión del fluido de perforación = Peso específico fluido de perforación * 0,052 (usado para perforar a 13.950 pies MD)

$$P_{\text{Interna}} = 15,5 \times 0,052 \times 1.081,2 = 871,45 \text{ psi}$$

$$PC_{@3.810 \text{ pies}} = \text{Presión Externa} - \text{Presión Interna}$$

$$PC_{@3.810 \text{ pies}} = 2.337,82 - 871,45 = \mathbf{1.466,37 \text{ psi}}$$

- Presión colapso a 2.728,8 pies es:

$$P_{\text{Interna}} = 0,0 \text{ psi}$$

$$P_{\text{Externa}} = 11,8 \times 0,052 \times 2.728,8 = 1.674,4 \text{ psi}$$

$$PC_{@2.728,8 \text{ pies}} = \text{Presión Externa} - \text{Presión Interna}$$

$$PC_{@2.728,8 \text{ pies}} = 1.674,4 - 0,0 = \mathbf{1.674,4 \text{ psi}}$$

Se grafica línea de colapso es dibujada entre 0.0 psi en la superficie al igual que 1.674,4 psi a 2.728,8 pies y de este punto a 1.466,37 psi a 3.810 pies.

De acuerdo con las resistencias al colapso, los grados de acero que pueden ser seleccionados para revestimientos son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 15. Grados adecuados para la resistencia al colapso del revestimiento de superficie de 13 ³/₈ pulgadas.

Grado y peso	Resistencia al Colapso (psi)
k-55 # 68	$\frac{1.950}{1,1} = 1.773$
N-80 # 68	$\frac{2.260}{1,1} = 2.055$

Por lo tanto, basados en la carga de colapso es evidente que todos los grados satisfacen los requerimientos para las condiciones de máxima carga de diseño.

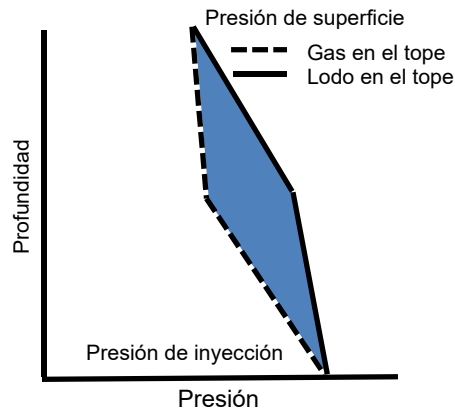
Estallido

El diseño de carga para revestimiento superficie asume la ocurrencia de una patada de gas. La máxima pérdida de fluido de perforación aceptable desde el revestimiento está limitada a una cantidad la cual causará, que la presión interna del revestimiento alcance a las condiciones de operación del equipo de superficie (BOP, choke manifolds, etc.).

No deberá ser diseñada una sarta la cual tenga una mas alta presión de trabajo que el equipo de superficie, porque el equipo de superficie debe ser capaz de soportar cualquier potencia reventón. Por lo tanto, la presión e estallido en superficie está generalmente determinada a la evaluación de la presión de trabajo del equipo de superficie usado. Presiones de operación típicas de un equipo de superficie son 3.000, 5.000, 10.000, 15.000 y hasta 20.000 psi

La relativa posición del influjo de gas y el fluido de perforación en el revestimiento son también importantes, ver Figura 49. Si el influjo de gas está sobre el tope del fluido de perforación la línea de carga se representa por línea achurada. Si en lugar de eso el lodo está en el tope, la línea de carga es representada por la línea solida. Desde la grafica, es evidente que el supuesto del lodo sobre el tope del gas produce una mayor carga de estallido, que lo contrario (Rahman, 1995).

Figura 49. carga de estallido con respecto a la posición relativa del lodo y el gas.



Fuente: Rahman, Sheik y Chilingarian, George. Casing Design Theory and Practice.

Los siguientes supuestos son usados en los cálculos de la carga de estallido:

- El revestimiento es llenado parcialmente con gas.
 - Durante una patada de gas, el gas ocupa la parte inferior del hueco y el remanente permanece con fluido de perforación en el tope.
 - La presión de operación del equipo de superficie es 3.000 psi.
- La presión de estallido en superficie (presión de operación el BOP).

$$PE_{\text{Superficie}} = P_{BOP} = 3.000 \text{ psi}$$

- La presión de estallido a 6.450 pies.

$$PE_{@6.450 \text{ pies}} = \text{Presión interna} - \text{Presión externa}$$

La presión interna es igual a la presión de inyección en el zapato a 6.450 pies. El revestimiento de superficie, sin embargo, también estará sujeto a la presión impuesta por la patada asumida que ocurra durante la perforación de la sección final del hueco. Por lo tanto, la determinación de la presión interna en el zapato del revestimiento superficie deberá ser basada en la presión de inyección en el zapato del liner.

- Presión de inyección en el zapato a 6.450 pies.

$$\text{Presión de inyección} = (\text{Presión de fractura} + \text{Factor de seguridad}) \times 6.450$$

$$\text{Presión de inyección} = (15,94 + 0.5)0,052 \times 6.450$$

$$\text{Presión de inyección} = 5.514 \text{ psi}$$

La relativa posición del gas y el fluido.

$$h_g + h_m = 6.450 \text{ pies} \quad (78)$$

$$P_{\text{Superficie}} = P_{\text{Iny}} - (G_{pg} \times h_g + G_{pm} \times h_m) \quad (79)$$

$$3.000 = 5.514 - (0,1 \times h_g + 15,5 \times 0,052 \times h_m)$$

Donde :

G_{pg} = Gradiente de presión del gas.

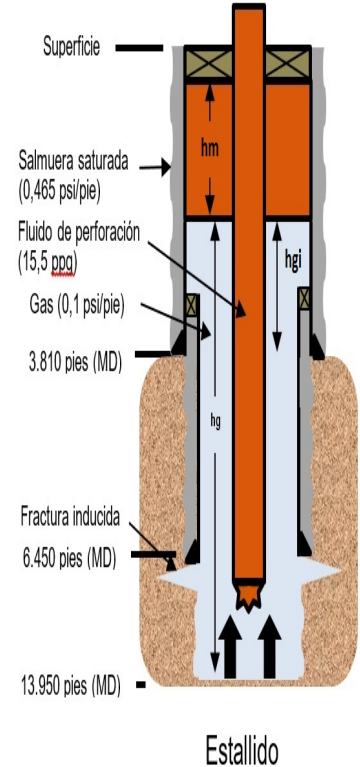
G_{pm} = Gradiente de presión del lodo para perforar hasta a 13.950 pies (MD).

Resolviendo las dos ecuaciones anteriores simultáneamente, se obtiene:

$$h_g = 3.802,7 \text{ pies}$$

$$h_m = 2.647,3 \text{ pies}$$

La longitud de la columna de gas desde el zapato del liner h_{gi} es:



$$h_{gi} = 3.810 - h_m$$

$$h_{gi} = 3.810 - 2.647,3$$

$$h_{gi} = 1.162,7 \text{ pies}$$

- Presion de estallido en el fondo de la columna del fluido de perforación a 2.647,3 pies

$$PE_{@2.647,3 \text{ pies}} = \text{Presión interna} - \text{Presión externa}$$

$$P_{Interna@2.647,3 \text{ pies}} = P_{Superficie} + G_{pm} \times h_m$$

$$P_{Interna@2.647,3 \text{ pies}} = 3.000 + 15,5 \times 0.052 \times 2.647,3$$

$$P_{Interna@2.647,3 \text{ pies}} = 5.133,72 \text{ psi}$$

$$P_{Externa@2.647,3 \text{ pies}} = G_S \times h_m$$

Dónde:

G_{pm} = Gradiente de presión del lodo para perforar hasta a 13.950 pies (MD).

G_S = Gradiente de presión de la salmuera saturada

h_m = Posición relativa del fluido.

$$P_{Externa@2.647,3 \text{ pies}} = 0,465 \times 2.647,3$$

$$P_{Externa@2.647,3 \text{ pies}} = 1.231 \text{ psi}$$

$$PE_{@2.647,3 \text{ pies}} = 5.133,72 - 1.231$$

$$PE_{@2.647,3 \text{ pies}} = \mathbf{3.902,73 \text{ psi}}$$

- La presión de estallido en el zapato a 3.810 pies.

$$PE_{@3.810 \text{ pies}} = \text{Presión interna} - \text{Presión externa}$$

$$P_{Interna@3.810 \text{ pies}} = P_{Interna@2.647,3 \text{ pies}} + G_{pg} \times h_{gi}$$

Dónde:

G_{pg} = Gradiente de presión del gas.

h_{gi} = Longitud de la columna de gas desde el zapato del revestimiento superficie.

$$P_{Interna@3.810 \text{ pies}} = 5.133,73 + 0,1 \times 1.162,7$$

$$P_{Interna@3.810 \text{ pies}} = 5.249,27 \text{ psi}$$

$$P_{\text{Externa@3.810 pies}} = G_s \times 3.810$$

Dónde:

G_s = Gradiente de presión de la salmuera saturada.

$$P_{\text{Externa@3.810 pies}} = 0,465 \times 3.810$$

$$P_{\text{Externa@3.810 pies}} = 1.771,65 \text{ psi}$$

$$PE_{\text{@3.810 pies}} = 5.249,27 - 1.771,65$$

$$PE_{\text{@3.810 pies}} = \mathbf{3.477,62 \text{ psi}}$$

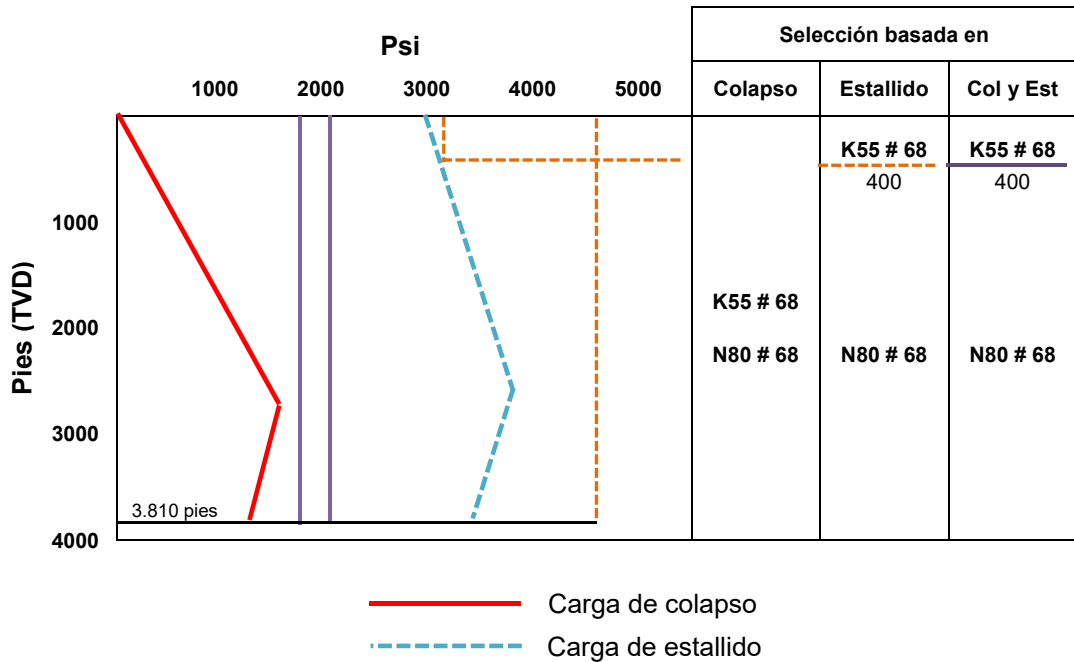
Se grafica línea de estallido es dibujada entre 3.000 psi en la superficie al igual que 3.902,73 psi a 2.647,3 pies y de este punto a 3.477,62 psi a 3.810 pies.

De acuerdo con las resistencias al estallido, los grados de acero que pueden ser seleccionados para revestimientos son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 16. Grados adecuados para la resistencia al estallido del revestimiento de superficie de 13 ³/₈ pulgadas.

Grado y peso	Resistencia al Estallido (psi)
k-55 # 68	$\frac{3.450}{1,1} = 3.136,4$
N-80 # 68	$\frac{5.020}{1,1} = 4.563,6$

Figura 50. Selección de grado y peso del acero basado en la carga de colapso y estallido para el revestimiento de superficie de 13 3/8 pulgadas.



La selección de los grados de revestimiento basados en los requerimientos triples de colapso, estallido y costos son resumidos en la tabla 17 mostrada, al igual se varia las profundidades de asentamiento agregando un factor de seguridad.

Tabla 17. Selección de los grados basados en la cargas combinadas de resistencia al colapso y estallido del revestimiento de superficie de 13 3/8 pulgadas.

Sección	Intervalo (pies) (MD)	Grado y peso (lb/pie)	Longitud (pies)
1	0 – 390	K-55 # 68	390
2	390 – 3.810	N-80 # 68	3.420

Tensión

En el cálculo del peso boyante del revestimiento, se han ignorado los efectos beneficiosos de la fuerza de flotación que actúa en la parte inferior de la sarta. Por lo tanto, el punto neutro se considera efectivamente que estar en el zapato.

Para nuestro caso dicho cociente deberá ser $\geq 1,8$, el cual fue asumido como factor de seguridad y se está utilizando para esta sección una densidad del lodo de 11,8 lb/gal.

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_L}{\rho_A}\right) = \left(1 - \frac{11,8}{65,4}\right)$$

Dónde:

BF = Factor de flotación (Bouyancy Factor)

ρ_L = Densidad del lodo, lb/gal.

ρ_A = Densidad de acero (65,4 lb/gal = 489,2 lb/pie³).

OD = Diámetro externo, pulg.

ID = Diámetro interno, pulg.

$$BF = \left(1 - \frac{11,8}{65,4}\right) = 0,8196$$

- Sección 2 de una profundidad desde 390 pies hasta 3.810 pies y una tubería de referencia N-80 # 68.

Peso total boyado de la sarta

$$W_a = W_n \times L$$

Dónde:

W_a = Peso total de la sarta de tubería (en el aire), lb.

W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

L = Longitud real de la sección de la sarta de revestimiento, pies.

$$W_{a \text{ seccion } 2} = 68 \times (3.810 - 390) = 232.560 \text{ lb}$$

$$W_{ab} = W_a \times BF$$

W_b = Peso total boyado, lb.

$$W_{b \text{ seccion } 2} = 232.560 \times 0,8196 = 190.606,2 \text{ lb}$$

Carga de choque

$$F_{choque} = 3.200 W_n$$

$$F_{choque} = 3.200 \times 68 = 217.600 \text{ lb}$$

Flexión (Bending Force)

$$F_{flexion} = 63 \times DLS \times OD \times W_n$$

Dónde:

DLS = Severidad de las patas de perro, °/100 pies.
OD = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento, pulg.
W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

$$F_{flexion} = 63 \times 3 \times 13,375 \times 68$$

$$F_{flexion} = 171.895,5 \text{ lb}$$

Carga de tensión total

$$Tensión \text{ total} = W_{b \text{ seccion } 2} + F_{choque} + F_{flexion}$$

$$Tensión \text{ total} = 190.606,2 + 217.600 + 171.895,5 = \mathbf{580.101,7 \text{ lb}}$$

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$

$$SF = \frac{1.556.000}{580.101,7} = \mathbf{2,682}$$

Nota: el Esfuerzos cedencia es el menor entre el cuerpo de la tubería y la junta.

- Sección 1 de una profundidad desde superficie hasta 390 pies y una tubería de referencia K-55 # 68.

Peso total boyado de la sarta

$$W_a = W_n \times L$$

Dónde:

W_a = Peso total de la sarta de tubería (en el aire), lb.
W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.
L = Longitud real de la sección de la sarta de revestimiento, pies.

$$W_{a \text{ seccion } 1} = 68 \times (390 - 0) = 26.520 \text{ lb}$$

$$W_{ab} = W_a \times BF$$

W_b = Peso total boyado, lb.

$$W_{b \text{ seccion } 1} = 26.520 \times 0,8196 = 21.735,8 \text{ lb}$$

Carga de choque

$$F_{choque} = 3.200 W_n$$

$$F_{choque} = 3.200 \times 68 = 217.600 \text{ lb}$$

Flexión (Bending Force)

$$F_{flexion} = 63 \times DLS \times OD \times W_n$$

Dónde:

DLS = Severidad de las patas de perro, °/100 pies.

OD = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento, pulg.

W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

$$F_{flexion} = 63 \times 3 \times 13,375 \times 68$$

$$F_{flexion} = 171.895,5 \text{ lb}$$

Carga de tensión total

$$Tensión \text{ total} = W_{b \text{ seccion } 1} + W_{b \text{ seccion } 2} + F_{choque} + F_{flexion}$$

$$Tensión \text{ total} = 21.735,8 + 190.606,2 + 217.600 + 171.895,5 = \mathbf{601.837,5 \text{ lb}}$$

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$

$$SF = \frac{1.069.000}{601.837,5} = \mathbf{1,776}$$

Nota: el Esfuerzos cedencia es el menor entre el cuerpo de la tubería y la junta. El factor de seguridad es aceptable para esta referencia.

Las cargas de tensión a las que las dos secciones de revestimiento de superficie se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18. Cargas totales de tensión del revestimiento de superficie de 13 3/8 pulgadas.

Intervalo (pies) (MD)	Grado y peso (lb/pie)	Peso total boyado de la sección (lb)	Peso acumulado boyado (lb)
390 – 3.810	N-80 # 68	190.606,2	190.606,2
0 - 390	K-55 # 68	21.735,8	212.342
Flexión (Bending Force) (lb)	Carga de choque (lb)	Carga de tensión total (lb)	Factor de seguridad calculado
171.895,5	217.600	580.101,7	2,682
171.895,5	217.600	601.837,5	1,776

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.

$$RT_{prueba} = P_{Re} \times 0,6 \times A_P = P_{Re} \times 0,6 \times \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2)$$

Dónde:

- P_{Re} = Resistencia al estallido del grado más débil.
- A_P = Área transversal del cuerpo de la tubería, pulg².
- OD = Diámetro externo, pulg.
- ID = Diámetro interno, pulg.

$$RT_{prueba} = 3.450 \times 0,6 \times \frac{\pi}{4} (13,375^2 - 12,415^2)$$

$$RT_{prueba} = 40.251,56 \text{ lb}$$

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

$$RT_{total \text{ de prueba}} = W_{ba} + RT_{prueba}$$

Dónde:

W_{ba} = Peso boyado acumulado

$$RT_{total\ de\ prueba} = 212.342 + 40.251,56$$

$$RT_{total\ de\ prueba} = 252.593,56\ lb$$

De acuerdo al valor obtenido se recalculó el factor de seguridad en el tope de las junta verificando que sea $\geq 1,8$.

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$

$$SF = \frac{1.069.000}{252.593,56} = 4,232$$

Esto indica que la junta superior también satisface el requisito de la prueba de presión.

Torque

El torque al igual que el arrastre tiene su origen en la fricción de la tubería con la pared del pozo. Por esta razón es de gran importancia poder determinar la energía necesaria para girar la tubería sin exceder la máxima resistencia al torque de la tubería y las conexiones evitando daños.

El máximo torque que puede ser aplicado a una tubería sin que falle, está dado por la ecuación 29.

$$Q = \frac{0,096167 \times J \times \left(\frac{Y_m}{A_p}\right)}{OD}$$

Dónde:

Q = Mínima torsión de cedencia, lbf-pie.

Y_m = Esfuerzo de cedencia, lb.

J = Momento polar de inercia.

OD = Diámetro exterior de la tubería, in.

Momento polar de inercia está dado por la ecuación 30.

$$J = \frac{\pi}{32}(OD^4 - ID^4)$$

Dónde:

OD = Diámetro exterior de la tubería, in.

ID = Diámetro interno de la Tubería, in.

$$J = \frac{\pi}{32} (13,375^4 - 12,415^4) = 809,46 \text{ pulg}^4$$

El área transversal del cuerpo de la tubería está definida como lo muestra la ecuación 8.

$$A_p = \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2)$$

Dónde:

AP = Área transversal, pulg².

OD = Diámetro externo, pulg.

ID = Diámetro interno, pulg.

$$A_p = \frac{\pi}{4} (13,375^2 - 12,415^2) = 19,445 \text{ pulg}^2$$

$$Q = \frac{0,096167 \times 809,46 \times \left(\frac{1.069.000}{19,445}\right)}{13,375}$$

$$Q = 319.961,28 \text{ lbf} - \text{pie}$$

El máximo torque cuando también está sometida a tensión es dado por la ecuación 30.

$$Q_T = \frac{0,096167 \times J \sqrt{\left(\frac{Y_m}{A_p}\right)^2 - \left(\frac{W_{ac}}{A_p}\right)^2}}{OD}$$

Dónde:

Q_T = Mínima torsión de cedencia bajo tensión, lbf-pie.

A_S = Área de la sección transversal de la tubería, in².

W_{ac} = Peso acumulado soportado por la tubería, lb.

$$Q_T = \frac{0,096167 \times 809,46 \sqrt{\left(\frac{1.069.000}{19,445}\right)^2 - \left(\frac{212.342}{19,445}\right)^2}}{13,375}$$

$$Q_T = 313.586,5 \text{ lbf} - \text{pie}$$

La fuerza máxima aplicada para hacer girar el revestimiento evitando daños en el cuerpo del tubo y en las conexiones se muestra en la tabla 19.

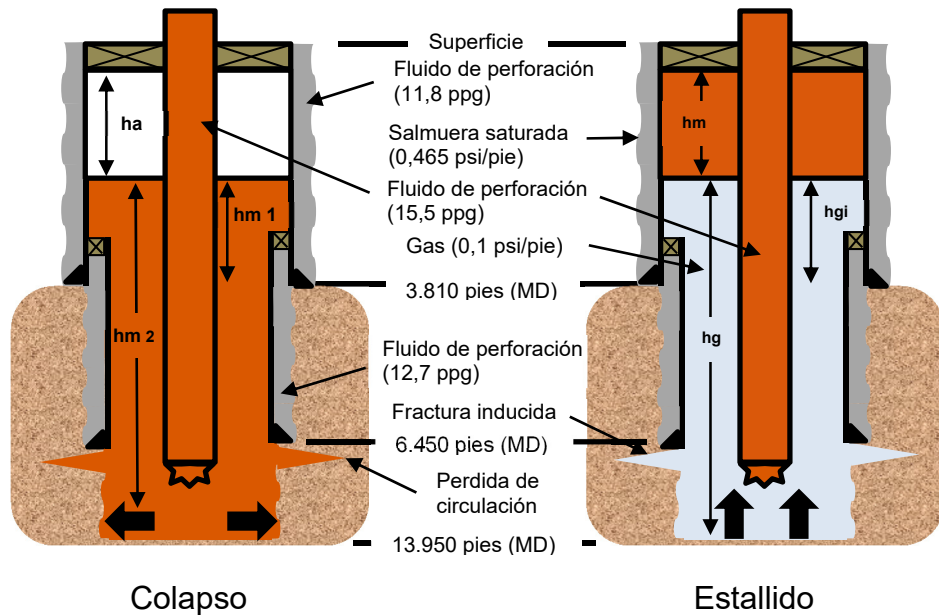
Tabla 19. Torque del revestimiento de superficie de 13 3/8 pulgadas.

Grado	peso (lb/pie)	Máximo torque (lbf-pie)	Máximo torque con carga (lbf-pie)	Make-up torque (lbf-pie)
K-55	68	319.961,28	313.586,5	13,375

4.2.3.2 Liner (9 5/8").

El liner está sentado entre una profundidad de 3.660 pies a 6.450 pies con un traslape de 150 pies entre revestimiento de 13-3/8" y el liner de 9-5/8". El liner es cementado desde el fondo al tope. El diseño de cargas para colapso y estallido son calculada usando los mismos presupuestos como para el revestimiento superficie (Rahman, 1995).

Figura 51. Carga de colapso y estallido para el liner 9 5/8 pulgadas.



Colapso

Los siguientes supuestos son tenidos en cuenta:

- a) Una zona de perdida de circulación es hallada por debajo del asentamiento del zapato (6.450 pies MD).
 - b) El nivel de fluido de perforación cae desde h_a (altura TVD) hasta una profundidad de h_m .
 - c) El gradiente de presión de poro en la zona de perdida de circulación es 0.465 psi/pie (equivalente a un peso de lodo de 8.95 ppg) gradiente de salmuera saturada.
- Presión de Colapso a 3.660 pies.

$$PC_{@3.660 \text{ pies}} = \text{Presión Externa} - \text{Presión Interna}$$

$$P_{\text{Externa}} = G_{\text{pm}} \times 3.660$$

Dónde:

G_{pm} = Gradiente de presión del lodo de perforación para perforar el revestimiento intermedio (usado para perforar a 6.450 pies).

$$P_{\text{Externa}} = 12,7 \times 0,052 \times 3.660 = 2.417,1 \text{ psi}$$

$$P_{\text{Interna}} = G_{\text{pm}} \times (3.660 - h_a)$$

Dónde:

G_{pm} = Gradiente de presión del lodo de perforación para perforar el revestimiento de producción (usado para perforar a 13.950 pies)

h_a = Distancia entre el tope de la columna de fluido y la superficie hallado anteriormente en el revestimiento de superficie.

$$P_{\text{Interna}} = 15,5 \times 0,052 \times (3.660 - 2.728,8) = 750,5 \text{ psi}$$

$$PC_{@3.660 \text{ pies}} = 2.417,1 - 750,5 = \mathbf{1.666,6 \text{ psi}}$$

- Presión de Colapso en el zapato a 6.450 pies.

$$PC_{\text{Zapato}} = \text{Presión Externa} - \text{Presión Interna}$$

$$P_{\text{Externa}} = G_{\text{pm}} \times 6.450$$

Dónde:

G_{pm} = Gradiente de presión del lodo de perforación para perforar el liner (usado para perforar a 6.450 pies).

$$P_{\text{Externa}} = 12,7 \times 0,052 \times 6.450 = 4.259,6 \text{ psi}$$

$$P_{\text{Interna}} = G_{\text{pm}} \times h_{m2}$$

Dónde:

G_{pm} = Gradiente de presión del lodo de perforación para perforar el revestimiento de producción (usado para perforar a 13.950 pies)

h_{m2} = Tope de la columna de fluido desde el asentamiento del liner hallado anteriormente en el revestimiento superficie.

$$P_{\text{Interna}} = 15,5 \times 0,052 \times 3.721,2 = 2999,3 \text{ psi}$$

$$P_{\text{Czapato}} = 4.259,6 - 2999,3 = \mathbf{1.260,3 \text{ psi}}$$

Se grafica línea de colapso es dibujada entre 1.666,6 psi a 3.660 pies a 1.260,3 psi a 6.450 pies.

De acuerdo con las resistencias al colapso, los grados de acero que pueden ser seleccionados para revestimientos son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 20. Grados adecuados para la resistencia al colapso del liner 9 5/8 pulgadas.

Grado y peso	Resistencia al Estallido (psi)
J-55 # 40	$\frac{2.570}{1,1} = 2.336$
K-55 # 36	$\frac{2.020}{1,1} = 1.836$

Por lo tanto, basados en la carga de colapso es evidente que todos los grados satisfacen los requerimientos para las condiciones de máxima carga de diseño.

Estallido

Los siguientes supuestos son usados en los cálculos de la carga de estallido:

- El revestimiento es llenado parcialmente con gas.
- Durante una patada de gas, el gas ocupa la parte inferior del hueco y el remanente permanece con fluido de perforación en el tope.
- La presión de operación del equipo de superficie es 3.000 psi.

- La presión de estallido a 3.660 pies.

$$P_{E@3.660 \text{ pies}} = \text{Presión interna} - \text{Presión externa}$$

$$P_{\text{Interna}@3.660 \text{ pies}} = P_{\text{Superficie}} + G_{\text{pm}} \times h_m + G_{\text{pg}} \times (10.500 - h_m)$$

Dónde:

P_{sup} = Presión de superficie es dada por la presión de operación el BOP.

G_{pm} = Gradiente de presión del lodo para perforar hasta a 13.950 pies.

G_{pg} = Gradiente de presión del gas.

h_m = Posición relativa del fluido hallado anteriormente en el revestimiento de superficie.

$$P_{Interna@3.660 \text{ pies}} = 3.000 + 15,5 \times 0.052 \times 2.647,3 + 0,1 \times (3.660 - 2.647,3)$$

$$P_{Interna@3.660 \text{ pies}} = 5.235 \text{ psi}$$

$$P_{Externa@3.660 \text{ pies}} = G_S \times 3.660$$

G_S = Gradiente de presión de la salmuera saturada.

h_m = Posición relativa del fluido hallado anteriormente en el revestimiento de superficie.

$$P_{Externa@3.660 \text{ pies}} = 0,465 \times 3.660 = 1.702 \text{ psi}$$

$$PE_{@3.660 \text{ pies}} = 5.235 - 1.702 = \mathbf{3.533 \text{ psi}}$$

- La presión de estallido en el zapato a 6.450 pies.

$$PE_{@6.450 \text{ pies}} = \text{Presión interna} - \text{Presión externa}$$

La presión interna es la presión de inyección anteriormente calculada.

$$P_{Interna@6.450 \text{ pies}} = \text{Presión de inyección} = 5.514 \text{ psi}$$

$$P_{Externa@6.450 \text{ pies}} = 0,465 \times 6.450 = 2999,3 \text{ psi}$$

$$PE_{@6.450 \text{ pies}} = 5.514 - 2999,3 = \mathbf{2.514,7 \text{ psi}}$$

Se grafica línea de estallido es dibujada entre 3.533 psi a 3.660 pies y de este punto a 2.514,7 psi a 6.450 pies.

De acuerdo con las resistencias al estallido, los grados de acero que pueden ser seleccionados para revestimientos son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 21. Grados adecuados para la resistencia al estallido del liner 9 5/8 pulgadas.

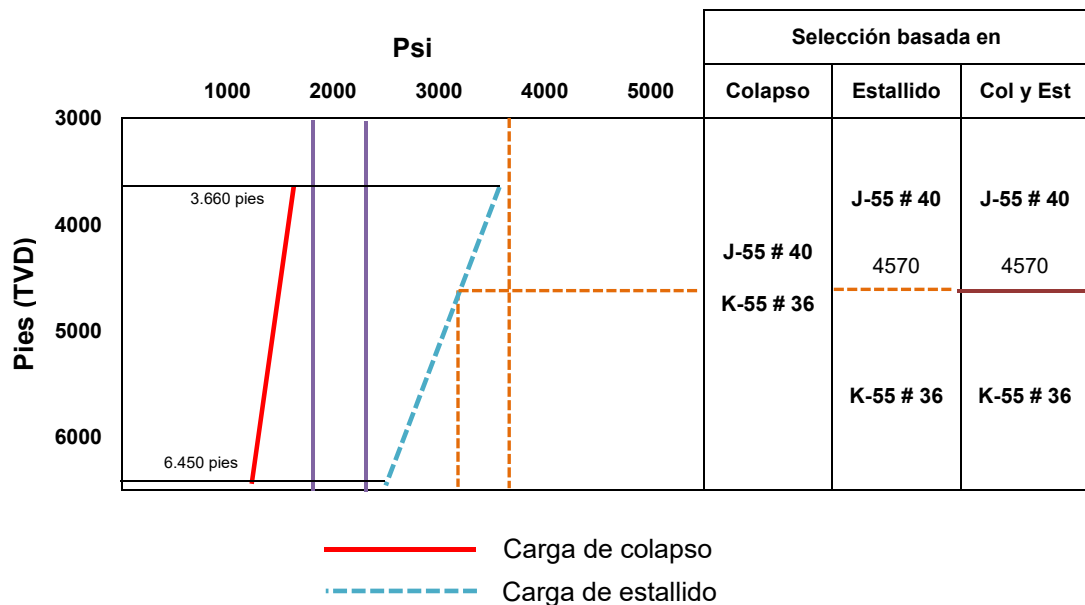
Grado y peso	Resistencia al Estallido (psi)
J-55 # 40	$\frac{3.950}{1,1} = 3.591$
K-55 # 36	$\frac{3.520}{1,1} = 3.200$

De acuerdo con las resistencias al estallido los grados de acero que pueden ser seleccionados para revestimientos de intermedio son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 22. Selección de los grados basados en la resistencia al estallido del liner 9 5/8 pulgadas.

Sección	Intervalo (pies) (MD)	Grado y peso (lb/pie)	Longitud (pies)
1	3,660 - 4.570	J-55 # 40	910
2	4.570 - 6.450	K-55 # 36	1.880

Figura 52. Selección de grado y peso del acero basado en la carga de colapso y estallido para el liner 9 5/8 pulgadas.



Los grados que satisfacen ambos requerimientos de colapso y estallido y los intervalos para los cuales ellos son válidos se presentan en la siguiente tabla con un factor de seguridad.

Tabla 23. Selección de los grados basados en la cargas combinadas de resistencia al colapso y estallido del liner 9 5/8 pulgadas.

Sección	Intervalo (pies) (MD)	Grado y peso (lb/pie)	Longitud (pies)
1	3,660 - 4.590	J-55 # 40	930
2	4.590 - 6.450	K-55 # 36	1.860

Tensión

La idoneidad de los grados seleccionados para la tensión se comprueba considerando el peso acumulado boyado, la carga de choque, Flexión y prueba de presión.

En el cálculo del peso boyante del revestimiento, se han ignorado los efectos beneficiosos de la fuerza de flotación que actúa en la parte inferior de la sarta. Por lo tanto, el punto neutro se considera efectivamente que estar en el zapato.

Para nuestro caso dicho cociente deberá ser $\geq 1,8$, el cual fue asumido como factor de seguridad y se está utilizando para esta sección una densidad del lodo de 12,7 lb/gal.

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_L}{\rho_A}\right) = \left(1 - \frac{\rho_L}{65,4}\right)$$

Dónde:

BF = Factor de flotación (Bouyancy Factor)

ρ_L = Densidad del lodo, lb/gal.

ρ_A = Densidad de acero (65,4 lb/gal = 489,2 lb/pie³).

OD = Diámetro externo, pulg.

ID = Diámetro interno, pulg.

$$BF = \left(1 - \frac{12,7}{65,4}\right) = 0,8058$$

- Sección 2 de una profundidad de 4.590 - 6.450 pies y una tubería de referencia K-55 # 36.

Peso total boyado de la sarta

$$W_a = W_n \times L$$

Dónde:

W_a = Peso total de la sarta de tubería (en el aire), lb.

W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

L = Longitud real de la sección de la sarta de revestimiento, pies.

$$W_{a \text{ seccion } 2} = 36 \times (6.450 - 4.590) = 66.960 \text{ lb}$$

$$W_{ab} = W_a \times BF$$

W_b = Peso total boyado, lb.

$$W_{b \text{ seccion } 2} = 66.960 \times 0,8058 = 53.956,4 \text{ lb}$$

Carga de choque

$$F_{choque} = 3.200 W_n$$

$$F_{choque} = 3.200 \times 36 = 115.200 \text{ lb}$$

Flexión (Bending Force)

$$F_{flexion} = 63 \times DLS \times OD \times W_n$$

Dónde:

DLS = Severidad de las patas de perro, °/100 pies.

OD = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento, pulg.

W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

$$F_{flexion} = 63 \times 3 \times 9,625 \times 36$$

$$F_{flexion} = 65.488,5 \text{ lb}$$

Carga de tensión total

$$Tensión \text{ total} = W_{b \text{ seccion } 2} + F_{choque} + F_{flexion}$$

$$Tensión \text{ total} = 53.956,4 + 115.200 + 65.488,5 = 234.644,9 \text{ lb}$$

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$

$$SF = \frac{564.000}{234.644,9} = 2,4036$$

Nota: el Esfuerzos cedencia es el menor entre el cuerpo de la tubería y la junta.

- Sección 1 de una profundidad de 3,660 - 4.590 pies y una tubería de referencia J-55 # 40.

Peso total boyado de la sarta

$$W_a = W_n \times L$$

Dónde:

W_a = Peso total de la sarta de tubería (en el aire), lb.

W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

L = Longitud real de la sección de la sarta de revestimiento, pies.

$$W_{a \text{ seccion } 1} = 40 \times (4.590 - 3.660) = 37.200 \text{ lb}$$

$$W_{ab} = W_a \times BF$$

W_b = Peso total boyado, lb.

$$W_{b \text{ seccion } 1} = 37.200 \times 0,8058 = 29.975,76 \text{ lb}$$

$$W_{b \text{ acumulado}} = W_{b \text{ seccion } 2} + W_{b \text{ seccion } 1}$$

$$W_{b \text{ acumulado}} = 53.956,4 + 29.975,76$$

$$W_{b \text{ acumulado}} = 83.932,16 \text{ lb}$$

Carga de choque

$$F_{choque} = 3.200 W_n$$

$$F_{choque} = 3.200 \times 40 = 128.000 \text{ lb}$$

Flexión (Bending Force)

$$F_{flexion} = 63 \times DLS \times OD \times W_n$$

Dónde:

DLS = Severidad de las patas de perro, °/100 pies.

OD = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento, pulg.

W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

$$F_{flexion} = 63 \times 3 \times 9,625 \times 40$$

$$F_{flexion} = 72.765 \text{ lb}$$

Carga de tensión total

$$Tensión \text{ total} = W_b \text{ acumulado } 1 + F_{choque} + F_{flexion}$$

$$Tensión \text{ total} = 83.932,16 + 128.000 + 72.765 = 284.697,16 \text{ lb}$$

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$

$$F = \frac{630.000}{284.697,16} = 2,2128$$

Tabla 24. Cargas totales de tensión del liner 9 ⁵/₈ pulgadas.

Intervalo (pies) (MD)	Grado y peso (lb/pie)	Peso total boyado de la sección (lb)	Peso acumulado boyado (lb)
4.590 - 6.450	K-55 # 36	53.956,4	53.956,4
3,660 - 4.590	J-55 # 40	29.975,76	83.932,16

Flexión (Bending Force) (lb)	Carga de choque (lb)	Carga de tensión total (lb)	Factor de seguridad calculado
65.488,5	115.200	234.644,9	2,4036
72.765	128.000	284.697,16	2,2128

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.

$$RT_{prueba} = P_{Re} \times 0,6 \times A_P = P_{Re} \times 0,6 \times \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2)$$

Dónde:

- P_{Re} = Resistencia al estallido del grado más débil.
- A_P = Área transversal del cuerpo de la tubería, pulg².
- OD = Diámetro externo, pulg.
- ID = Diámetro interno, pulg.

$$RT_{prueba} = 3.520 \times 0,6 \times \frac{\pi}{4} (9,625^2 - 8,921^2)$$

$$RT_{prueba} = 21.657,42 \text{ lb}$$

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

$$RT_{total \text{ de prueba}} = W_{ba} + P_{prueba} + F_{flexion}$$

Dónde:

W_{ba} = Peso boyado acumulado

$$RT_{total \text{ de prueba}} = 83.932,16 + 21.657,42 + 65.488,5$$

$$RT_{total \text{ de prueba}} = 171.078,08 \text{ lb}$$

De acuerdo al valor obtenido se recalculó el factor de seguridad en el tope de las junta verificando que sea $\geq 1,8$.

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$

$$SF = \frac{564.000}{171.078,08} = 3,2967$$

Esto indica que la junta también satisface el requisito de la prueba de presión.

Torque

El torque al igual que el arrastre tiene su origen en la fricción de la tubería con la pared del pozo. Por esta razón es de gran importancia poder determinar la energía necesaria para girar la tubería sin exceder la máxima resistencia al torque de la tubería y las conexiones evitando daños.

El máximo torque que puede ser aplicado a una tubería sin que falle, está dado por la ecuación 29.

$$Q = \frac{0,096167 \times J \times \left(\frac{Y_m}{A_p}\right)}{OD}$$

Dónde:

Q = Mínima torsión de cedencia, lbf-pie.

Y_m = Esfuerzo de cedencia, lb.

J = Momento polar de inercia.

OD = Diámetro exterior de la tubería, in.

Momento polar de inercia está dado por la ecuación 30.

$$J = \frac{\pi}{32} (OD^4 - ID^4)$$

Dónde:

OD = Diámetro exterior de la tubería, in.

ID = Diámetro interno de la Tubería, in.

$$J = \frac{\pi}{32} (9,625^4 - 8,835^4) = 244,39 \text{ pulg}^4$$

El área transversal del cuerpo de la tubería está definido como lo muestra la ecuación 8.

$$A_p = \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2)$$

Dónde:

AP = Área transversal, pulg².

OD = Diámetro externo, pulg.

ID = Diámetro interno, pulg.

$$A_p = \frac{\pi}{4} (9,625^2 - 8,835^2) = 11,454 \text{ pulg}^2$$

$$Q = \frac{0,096167 \times 244,39 \times \left(\frac{630.000}{11,454}\right)}{9,625}$$

$$Q = 134.305 \text{ lbf - pie}$$

El máximo torque cuando también está sometida a tensión es dado por la ecuación 30.

$$Q_T = \frac{0,096167 \times J \sqrt{\left(\frac{Y_m}{A_p}\right)^2 - \left(\frac{W_{ac}}{A_p}\right)^2}}{OD}$$

Dónde:

Q_T = Mínima torsión de cedencia bajo tensión, lbf-pie.

A_S = Área de la sección transversal de la tubería, in².

W_{ac} = Peso acumulado soportado por la tubería, lb.

$$Q_T = \frac{0,096167 \times 244,39 \sqrt{\left(\frac{630.000}{11,454}\right)^2 - \left(\frac{83.932,16}{11,454}\right)^2}}{9,625}$$

$$Q_T = 133.107,75 \text{ lbf - pie}$$

La fuerza máxima aplicada para hacer girar el revestimiento evitando daños en el cuerpo del tubo y en las conexiones se muestra en la tabla 27.

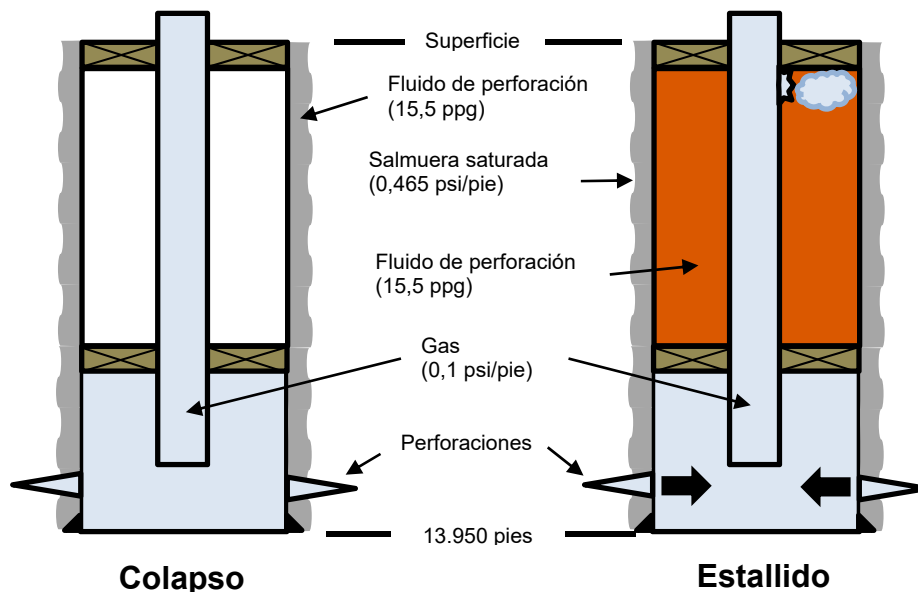
Tabla 25. Torque del liner 9 5/8 pulgadas.

Grado	peso (lb/pie)	Máximo torque (lbf-pie)	Máximo torque con carga (lbf-pie)	Make-up torque (lbf-pie)
L-80	60	134.305	133.107,75	9.625

4.2.3.3 Revestimiento de Producción (5 1/2")

El revestimiento de producción se sienta a profundidad de 13.950 pies parcialmente cementado. El diseño de cargas para colapso y estallido son presentados en la Figura 53.

Figura 53. Carga de colapso y estallido para el de producción de 5 1/2 pulgadas.



Similarmente, con solo cementación parcial de la sarta es ahora conveniente incluir el efecto buckling en los cálculos del diseño. Reuniendo todos esos requisitos para implementar el revestimiento intermedio, se hace el diseño dispendioso.

Colapso

El diseño por colapso está basado en la premisa que el pozo está en la última fase de producción y el yacimiento ha sido agotado hasta una muy baja presión de abandono. Durante esta fase de producción, cualquier fuga en la tubería de producción puede indicar una pérdida parcial o completa de fluido desde el anular

entre la tubería y el revestimiento. Por lo tanto, para el propósito del diseño de colapso los siguientes supuestos son hechos (Rahman, 1995):

- a) El revestimiento es considerado vacío.
- b) El peso específico del fluido fuera de la tubería, es el peso específico del fluido de perforación dentro del pozo cuando la tubería fue corrida.
- c) Los efectos benéficos del cemento son ignorados.

Basado en los supuestos dichos anteriormente, las cargas de diseño para colapso son:

- Presión de Colapso en superficie

$$PC_{\text{Superficie}} = 0,0 \text{ psi}$$

- Presión de Colapso en el zapato.

$$PC_{\text{Zapato}} = \text{Presión Externa} - \text{Presión Interna}$$

$$PC_{\text{Zapato}} = G_{\text{pm}} \times 9016 - 0,0$$

$$PC_{\text{Zapato}} = 15,5 \times 0,052 \times 9016 - 0,0$$

$$PC_{\text{Zapato}} = 7.266,89 \text{ psi}$$

G_{pm} = Gradiente de presión del fluido de perforación (usado para perforar a 13.950 pies)

Se grafica línea de colapso es dibujada entre 0.0 psi en la superficie y 7.266,89 psi a 13.950 pies MD (9.016 pies TVD).

De acuerdo con las resistencias al colapso, los grados de acero que pueden ser seleccionados para revestimientos son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 26. Grados adecuados para la resistencia al colapso del revestimiento de producción de 5 1/2 pulgadas.

Grado y peso	Resistencia al colapso (psi)
N-80 # 17	$\frac{6.290}{1,1} = 5.718$
N-80 # 20	$\frac{8.830}{1,1} = 8.027$

Por lo tanto, basados en la carga de colapso los grados del acero que estén disponibles para revestimiento de superficie son dados en la tabla siguiente.

Tabla 27. Selección de los grados basados en la resistencia al colapso del revestimiento de producción de 5 1/2 pulgadas.

Sección	Intervalo (pies)	Grado y peso (lb/pie)	Longitud (pies)
1	0 - 7.000	N-80 # 17	7.000
2	7.000 - 13.950	N-80 # 20	6.950

Estallido

Para el cálculo de estallido como se está trabajando en un pozo de shale oil con el revestimiento de producción se tendrá en cuenta dos situaciones; la primera es en el momento de fracturar la formación y la segunda es cuando la tubería (tubing) de producción falla.

Fractura de la formación

Los siguientes supuestos son hechos en el diseño de las sartas para resistir las cargas de estallido.

- La presión de estallido en el asentamiento del revestimiento es igual a la presión de inyección.
 - El revestimiento está lleno de salmuera saturada como fluido para el fracturamiento.
 - El peso específico del fluido detrás del revestimiento, es el fluido de perforación deteriorado considerado como peso específico de la salmuera saturada.
- La presión de estallido en el zapato a 13.950 pies.

$$PE_{@13.940 \text{ pies}} = \text{Presión de inyección} - \text{Presión externa}$$

$$\text{Presión de inyección} = \text{Presión de fractura} + \Delta P$$

Dónde:

ΔP = Diferencial de presión para provocar la fractura a la formación, psi.

$$\text{Presión de inyección} = 16,16 \times 0,052 \times 9.016 + 200$$

$$\text{Presión de inyección} = 7.776,32 \text{ psi}$$

$$\text{Presión externa} = G_s \times 9.016$$

$$\text{Presión externa} = 0,465 \times 9.016$$

$$\text{Presión externa} = 4.192 \text{ psi}$$

$$PE_{@13.940 \text{ pies}} = 7.776,32 - 4.192$$

$$PE_{@13.940 \text{ pies}} = \mathbf{3.583,32 \text{ psi}}$$

- La presión de estallido en superficie.

$$PE_{\text{Superficie}} = \text{Presión interna} - \text{Presión externa}$$

$$\text{Presión interna} = \text{Presión de inyección} - G_s \times 9.016$$

Dónde:

G_s = Gradiente de presión de la salmuera saturada

$$\text{Presión interna} = 7.776,32 - 0,465 \times 9.016$$

$$\text{Presión interna} = 3.583,88 \text{ psi}$$

$$\text{Presión externa} = 0,0 \text{ psi}$$

$$PE_{\text{Superficie}} = 3.583,88 - 0.0 = \mathbf{3.583,88 \text{ psi}}$$

Se grafica línea de estallido entre 3.583,88 psi en la superficie y 3.583,88 psi a 9016 pies (TVD).

Fallo de la tubería (tubing) de producción.

En la mayoría de los casos, la producción de hidrocarburos van vía tubería de producción sellados por un empaque como se puede ver en la Figura 55, bajo condiciones ideales solo la sección del revestimiento arriba del zapato estará sujeta a una presión de estallido. El revestimiento de producción, sin embargo, debe ser capaz de soportar la presión de estallido si el «tubing» de producción falla. Por lo tanto, las cargas de diseño para estallido deben estar basada sobre el peor escenario posible. Para el propósito de diseño de carga para estallido los siguientes supuestos son hechos (Rahman, 1995):

- a) El pozo produciendo tiene una presión de fondo igual a la presión de poro de la formación y el fluido producido es gas.
- b) El «tubing» de producción presenta fugas de gas.
- c) El peso específico del fluido dentro de anular entre «tubing» y revestimiento es del fluido de perforación dentro del pozo cuando la tubería fue corrida.

- d) El peso específico del fluido detrás del revestimiento, es el fluido de perforación deteriorado considerado como peso específico de la salmuera saturada.

Basados en los supuestos anteriores, el diseño para carga de estallido se procede como:

- La presión de estallido en superficie.

$$PE_{\text{Superficie}} = \text{Presión interna} - \text{Presión externa}$$

$$\text{Presión interna} = P_{\text{Cierre}} - G_{\text{pg}} \times 9.016$$

$$\text{Presión interna} = 13,02 \times 0,052 \times 9.016 - 0,1 \times 9.016$$

$$\text{Presión interna} = 5.202,59 \text{ psi}$$

$$\text{Presión externa} = 0,0 \text{ psi}$$

$$PE_{\text{Superficie}} = 5.202,59 - 0.0 = \mathbf{5.202,59 \text{ psi}}$$

Dónde:

G_{pg} = Gradiente de presión del gas = 0.1 psi/pie

P_{Cierre} = Cierre de la presión de fondo (presión de poro en el asentamiento)

- La presión de estallido en el asentamiento del revestimiento @13.950 pies.

$$PE_{\text{@Asentamiento}} = \text{Presión de interna} - \text{Presión externa}$$

$$\text{Presión de interna} = G_{\text{pm}} \times 9.016 + PE_{\text{Superficie}}$$

Dónde:

G_{pm} = Gradiente de presión del fluido de perforación

$PE_{\text{Superficie}}$ = Presión superficial debido a la fuga de gas en superficie.

$$\text{Presión de interna} = 15,5 \times 0,052 \times 9.016 + 5.202,59$$

$$\text{Presión de interna} = 12.469,5 \text{ psi}$$

$$\text{Presión externa} = G_{\text{s}} \times 9.016$$

Donde:

G_{s} = Gradiente de presión de la salmuera saturada

$$\text{Presión externa} = 0,465 \times 9.016$$

$$\text{Presión externa} = 4.192,4 \text{ psi}$$

$$PE_{@13.940 \text{ pies}} = 12.469,5 - 4.192,4$$

$$PE_{@13.940 \text{ pies}} = \mathbf{8.277,1 \text{ psi}}$$

Se grafica línea de estallido entre 5.202,59 psi en la superficie y 8.277,1 psi a 9.016 pies (TVD).

De acuerdo con las resistencias al estallido es tomado como el peor de los casos cuando ocurre **Fallo de la tubería (tubing) de producción** por lo tanto los grados de acero que pueden ser seleccionados para revestimientos son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 28. Grados adecuados para la resistencia al estallido del revestimiento de producción de 5 1/2 pulgadas.

Grado y peso	Resistencia al Estallido (psi)
N-80 # 17	$\frac{7.740}{1,1} = 7036$
N-80 # 20	$\frac{9.190}{1,1} = 8.354$

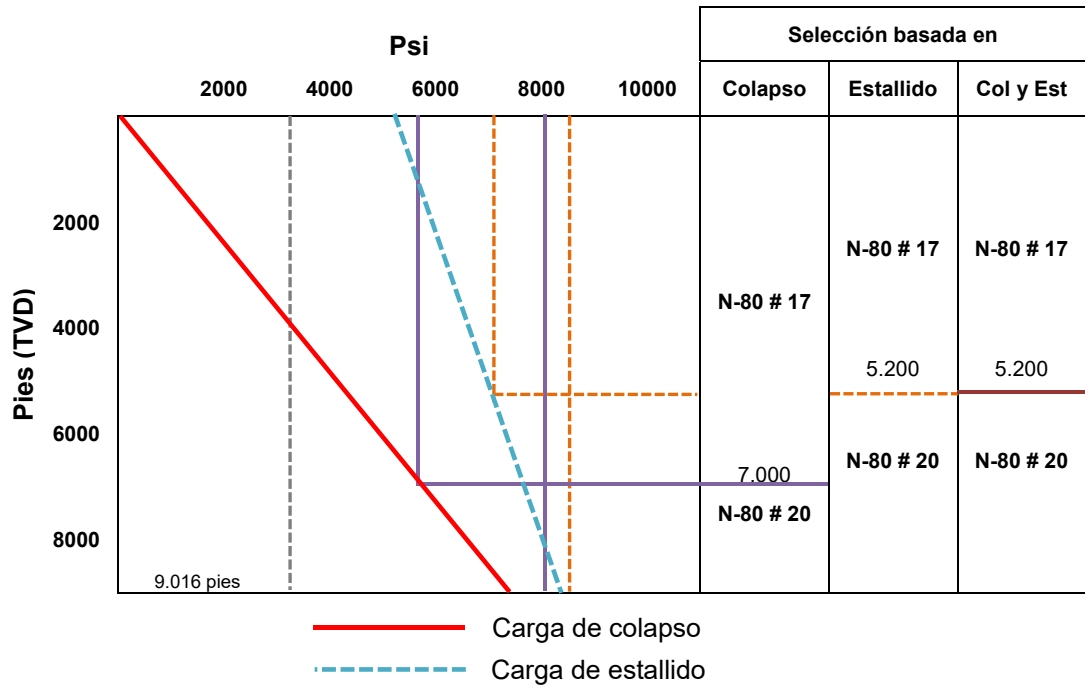
Por lo tanto, basados en la carga de estallido los grados del acero que estén disponibles para revestimiento de superficie son dados en la tabla siguiente.

Tabla 29. Selección de los grados basados en la resistencia al estallido del revestimiento de producción de 5 1/2 pulgadas.

Sección	Intervalo (pies) (MD)	Grado y peso (lb/pie)	Longitud (pies)
1	0 – 5.200	N-80 # 17	5.200
2	5.200 -13.950	N-80 # 20	8.740

Nota: La resistencia al estallido del revestimiento con referencia N-80 # 20 es válido siendo la diferencia de presiones de 17 psi con el factor de seguridad incluido

Figura 54. Selección de grado y peso del acero basado en la carga de colapso y estallido para el revestimiento de producción de 5 1/2 pulgadas.



Los grados que satisfacen ambos requerimientos de colapso y estallido y los intervalos para los cuales ellos son válidos se presentan en la siguiente tabla con un factor de seguridad.

Tabla 30. Selección de los grados basados en la cargas combinadas de resistencia al colapso y estallido del revestimiento de producción de 5 1/2 pulgadas.

Sección	Intervalo (pies) (MD)	Grado y peso (lb/pie)	Longitud (pies)
1	0 – 5.200	N-80 # 17	5.200
2	5.200 -13.950	N-80 # 20	8.740

Tensión

La idoneidad de los grados seleccionados para la tensión en este caso estando presente la sección de construcción del buildup se comprueba de dos formas con las siguientes consideraciones:

- Calculo de la tensión considerando la proyección vertical del peso boyado, flexión y carga de choque.
- Calculo de la tensión considerando la fuerza de arrastre por fricción, proyección vertical del peso boyado y Flexión.

Para nuestro caso dicho cociente deberá ser $\geq 1,8$, el cual fue asumido como factor de seguridad y se está utilizando para esta sección una densidad del lodo de 15,5 lb/gal.

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_L}{\rho_A}\right) = \left(1 - \frac{15,5}{65,4}\right)$$

Dónde:

BF = Factor de flotación (Bouyancy Factor)

ρ_L = Densidad del lodo, lb/gal.

ρ_A = Densidad de acero (65,4 lb/gal = 489,2 lb/pie³).

OD = Diámetro externo, pulg.

ID = Diámetro interno, pulg.

$$BF = \left(1 - \frac{15,5}{65,4}\right) = 0,763$$

Calculo de la tensión considerando la proyección vertical del peso boyado, flexión y carga de choque.

- **Sección 2** de una profundidad (TVD) de 5.200 - 9.016 pies, 5.200 - 13.950 pies de profundidad (MD) y una tubería de referencia N-80 # 20.

Peso boyado de la junta

$$W_{nb} = W_n \times BF$$

Dónde:

W_{nb} = Peso boyado de la junta, lb/pie.

W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

BF = Factor de flotación (Bouyancy Factor)

$$W_{nb \text{ seccion } 3} = 20 \times 0,763 = 15,26 \text{ lb/pie}$$

Radio de la curvatura

$$R = \frac{18.000}{\pi \alpha} = \frac{18.000}{\pi \times 2,29} = 2.502 \text{ pies}$$

Dónde:

α = Tasa de construcción del ángulo, grados / 100 pies.

Flexión (Bending Force)

$$F_{flexion} = 63 \times DLS \times OD \times W_n$$

Dónde:

DLS = Severidad de las patas de perro, °/100 pies.
 OD = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento, pulg.
 W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

$$F_{flexion} = 63 \times 3 \times 5,5 \times 20$$

$$F_{flexion} = 20.790 \text{ lb}$$

- Fuerza axial para una profundidad (MD) de la sección horizontal con un ángulo de $\alpha_1 = 90^\circ$ entre 13.950 a 10.444 pies.

$$F_a = F_{a1} + W_{nb} \times (l_1 - l_2) \times (f_b \times \sin(\alpha_1) + \cos(\alpha_1))$$

$$F_a = 0 + 15,26 \times (13.950 - 10.444) \times (0,35 \times \sin(90) + \cos(90))$$

$$F_a = 18.725,55 \text{ lb}$$

- Fuerza axial para una profundidad (MD) de la sección inferior del buildup entre 10.444 pies con un ángulo de $\alpha_1 = 90^\circ$ hasta los 9.134,1 pies con un ángulo de $\alpha_2 = 60^\circ$.

$$K_B = e^{-2 \times f_b \times \frac{(\alpha_2 - \alpha_1) \times \pi}{360}}$$

$$K_B = e^{-2 \times 0,35 \times \frac{(60-90) \times \pi}{360}} = 1,20113$$

$$F_a = K_B \times F_{a1} + \frac{W_{nb} \times R}{1 + f_b^2} \left[(1 - f_b^2)(K_B \times \sin(\alpha_1) - \sin(\alpha_2)) - 2 f_b \times (K_B \times \cos(\alpha_1) - \cos(\alpha_2)) \right]$$

$$F_a = 1,20113 \times 18.725,55 + \frac{15,26 \times 2.502}{1 + 0,35^2} \left[(1 - 0,35^2)(1,20113 \times \sin(90) - \sin(60)) - 2 \times 0,35 \times (1,20113 \times \cos(90) - \cos(60)) \right]$$

$$F_a = 22.491,8 + 21.906,8 = \mathbf{44.398.6 \text{ lb}}$$

- Fuerza axial para una profundidad (MD) de la sección media del buildup entre 9.134,1 pies con un ángulo de $\alpha_1 = 60^\circ$ hasta los 7.824 pies con un ángulo de $\alpha_2 = 30^\circ$.

$$F_a = F_{a1} + W_{nb} \times R \times (\sin(\alpha_1) - \sin(\alpha_2))$$

$$F_a = 44.398.6 + 15,26 \times 2.502 \times (\sin(60) - \sin(30))$$

$$F_a = 58.373,64 \text{ lb}$$

- Fuerza axial para una profundidad (MD) de la sección superior del buildup entre 7.824 pies con un ángulo de $\alpha_1 = 30^\circ$ hasta el kickoff point a 6.514 pies con un ángulo de $\alpha_2 = 0^\circ$.

$$K_B = e^{-2 \times f_b \times \frac{(\alpha_2 - \alpha_1) \times \pi}{360}}$$

$$K_B = e^{-2 \times 0,35 \times \frac{(0-30) \times \pi}{360}} = 1,20113$$

$$F_a = K_B \times F_{a1} + \frac{W_{nb} \times R}{1 + f_b^2} [(1 - f_b^2)(K_B \times \sin(\alpha_1) - \sin(\alpha_2)) + 2 f_b \times (K_B \times \cos(\alpha_1) - \cos(\alpha_2))]]$$

$$F_a = 1,20113 \times 58.373,64 + \frac{15,26 \times 2.502}{1 + 0,35^2} [(1 - 0,35^2)(1,20113 \times \sin(30) - \sin(0)) + 2 \times 0,35 \times (1,20113 \times \cos(30) - \cos(0))]]$$

$$F_a = 70.114,33 + 18.882,5 = 88.996,83 \text{ lb}$$

- Fuerza axial para una profundidad (MD) de la sección vertical desde 5.200 pies hasta el kickoff point a 6.514 pies.

$$F_a = F_{a1} + W_{nb} \times (l_1 - l_2)$$

$$F_a = 88.996,83 + 15,26 \times (6.514 - 5.200)$$

$$F_a = \mathbf{109.048,47 \text{ lb}}$$

- Al resultado anterior el cual se tiene la fuerza de arrastre por fricción y proyección vertical del peso boyado acumulado se suma la Flexión.

$$Tensión\ total = F_a + F_{flexion}$$

$$Tensión\ total = 109.048,47 + 20.790$$

$$Tensión\ total = \mathbf{129.838,47 \text{ lb}}$$

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$
$$SF = \frac{466.000}{129.838,47} = \mathbf{3.589}$$

- **Sección 1** de una profundidad (TVD) desde superficie hasta 5.200 pies al igual de profundidad (MD) y una tubería de referencia N-80 # 17.

Peso boyado de la junta

$$W_{nb} = W_n \times BF$$

Dónde:

- W_{nb} = Peso boyado de la junta, lb/pie.
 W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.
BF = Factor de flotación (Bouyancy Factor)

$$W_{nb \text{ seccion } 3} = 17 \times 0,763 = 12,971 \text{ lb/pie}$$

Flexión (Bending Force)

$$F_{flexion} = 63 \times DLS \times OD \times W_n$$

Dónde:

- DLS = Severidad de las patas de perro, °/100 pies.
OD = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento, pulg.
 W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

$$F_{flexion} = 63 \times 3 \times 5,5 \times 17$$

$$F_{flexion} = 17.671,5 \text{ lb}$$

- Fuerza axial para una profundidad (MD) de la sección vertical desde superficie pies hasta los 5.200 pies.

$$F_a = F_{a1} + W_{nb} \times (l_1 - l_2)$$

$$F_a = 109.048,47 + 12,971 \times (5.200 - 0)$$

$$F_a = \mathbf{176.497,67 \text{ lb}}$$

- Al resultado anterior el cual se tiene la fuerza de arrastre por fricción y proyección vertical del peso boyado acumulado se suma la Flexión.

$$Tensión\ total = F_a + F_{flexion}$$

$$Tensión\ total = 176.497,67 + 17.671,5$$

$$Tensión\ total = \mathbf{194.169,17\ lb}$$

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{Esfuerzos\ cedencia}{Esfuerzo\ normal\ de\ diseño}$$

$$SF = \frac{397.000}{194.169,17} = \mathbf{2,0446}$$

Tabla 31. Cargas totales de tensión del revestimiento de producción de 5 1/2 pulgadas.

Intervalo (pies) (TVD)	Intervalo (pies) (MD)	Grado y peso (lb/pie)	Ángulo de inclinación (grados)
5.200 - 9016	5.200 -13.950	N-80 # 20	0 - 90
0 - 5.200	0 – 5.200	N-80 # 17	0
Peso total boyado + fricción acumulado (lb)	Flexión (Bending Force) (lb)	Carga de tensión total (lb)	Factor de seguridad calculado
109.048,47	20.790	129.838,47	3.589
176.497,67	17.671,5	194.169,17	2,0446

Calculo de la tensión considerando la proyección vertical del peso boyado, flexión y carga de choque.

- **Sección 2** de una profundidad (TVD) de 5.200 - 9.016 pies (5.200 - 13.950 pies de profundidad MD) y una tubería de referencia N-80 # 20.

Peso boyado de la junta

$$W_{nb} = W_n \times BF$$

Dónde:

W_{nb} = Peso boyado de la junta, lb/pie.

W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.
BF = Factor de flotación (Bouyancy Factor)

$$W_{nb \text{ seccion } 3} = 20 \times 0,763 = 15,26 \text{ lb/pie}$$

Radio de la curvatura

$$R = \frac{18.000}{\pi \acute{\alpha}} = \frac{18.000}{\pi \times 2,29} = 2.502 \text{ pies}$$

Dónde:

$\acute{\alpha}$ = Tasa de construcción del ángulo, grados / 100 pies.

Flexión (Bending Force)

$$F_{flexion} = 63 \times DLS \times OD \times W_n$$

Dónde:

DLS = Severidad de las patas de perro, °/100 pies.
OD = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento, pulg.
 W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

$$F_{flexion} = 63 \times 3 \times 5,5 \times 20$$

$$F_{flexion} = 20.790 \text{ lb}$$

Carga de choque

$$F_{choque} = 3.200 W_n$$

$$F_{choque} = 3.200 \times 20 = 64.000 \text{ lb}$$

- Peso boyado para una profundidad (MD) de la sección inclinada con un ángulo de $\alpha_1 = 90^\circ$ entre 13.950 a 10.444 pies.

$$W_{b1} = W_{bac} + W_{nb} \times (l_1 - l_2) \times \cos(\alpha_1)$$

$$W_{b1} = 0 + 15,26 \times (13.950 - 10.440) \times \cos(90)$$

$$W_{b1} = 0 \text{ lb}$$

Nota: la sección horizontal no aporta al peso medido en superficie, de igual modo se demuestra usando la ecuación para una sección inclinada.

- Peso boyado para una profundidad (MD) de la sección buildup entre 10.444 pies con un ángulo de $\alpha_1 = 90^\circ$ hasta los 6.514 pies con un ángulo de $\alpha_2 = 0^\circ$.

$$W_{b2} = W_{nb} \times R \times (\sin(\alpha_1) - \sin(\alpha_2))$$

$$W_{b2} = 15,26 \times 2.502 \times (\sin(90) - \sin(0))$$

$$W_{b2} = 38.180,52 \text{ lb}$$

- Peso boyado para una profundidad (MD) de la sección vertical desde 5.200 pies hasta el kickoff point a 6.514 pies.

$$W_{b3} = W_{nb} \times (l_1 - l_2)$$

$$W_{b3} = 15,26 \times (6.514 - 5.200)$$

$$W_{b3} = 20.051,64 \text{ lb}$$

- Sumando los dos resultados anteriores se tiene el peso total boyado de la sarta

$$W_{b \text{ seccion } 2} = W_{b1} + W_{b2} + W_{b3}$$

$$W_{b \text{ seccion } 2} = 0 + 38.180,52 + 20.051,64$$

$$W_{b \text{ seccion } 2} = \mathbf{58.232,16 \text{ lb}}$$

- Al resultado anterior el cual se tiene la proyección vertical del peso boyado acumulado se suma la Flexión y la carga de choque.

$$Tensión \text{ total} = W_{b \text{ seccion } 2} + F_{flexion} + F_{choque}$$

$$Tensión \text{ total} = 58.232,16 + 20.790 + 64.000$$

$$Tensión \text{ total} = \mathbf{143.022,16 \text{ lb}}$$

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$

$$SF = \frac{466.000}{143.022,16} = \mathbf{3,2582}$$

- **Sección 1** de una profundidad (TVD) desde superficie hasta 5.200 pies al igual de profundidad (MD) y una tubería de referencia N-80 # 17.

Peso boyado de la junta

$$W_{nb} = W_n \times BF$$

Dónde:

- W_{nb} = Peso boyado de la junta, lb/pie.
 W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.
 BF = Factor de flotación (Bouyancy Factor)

$$W_{nb \text{ seccion } 3} = 17 \times 0,763 = 12,971 \text{ lb/pie}$$

Flexión (Bending Force)

$$F_{flexion} = 63 \times DLS \times OD \times W_n$$

Dónde:

- DLS = Severidad de las patas de perro, °/100 pies.
 OD = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento, pulg.
 W_n = Peso Nominal de la junta, lb/pie.

$$F_{flexion} = 63 \times 3 \times 5,5 \times 17$$

$$F_{flexion} = 17.671,5 \text{ lb}$$

Carga de choque

$$F_{choque} = 3.200 W_n$$

$$F_{choque} = 3.200 \times 17 = 54.400 \text{ lb}$$

- Peso boyado para una profundidad (MD) de la sección vertical desde superficie hasta los 5.200 pies.

$$W_{b \text{ seccion } 1} = W_{b1} = W_{nb} \times (l_1 - l_2)$$

$$W_{b \text{ seccion } 1} = 12,971 \times (5.200 - 0)$$

$$W_{b \text{ seccion } 1} = 67.449,2 \text{ lb}$$

- Peso boyado acumulado

$$W_b \text{ acumulado} = W_b \text{ seccion 2} + W_b \text{ seccion 1}$$

$$W_b \text{ acumulado} = 58.232,16 + 67.449,2$$

$$W_b \text{ acumulado} = \mathbf{125.681,36 \text{ lb}}$$

- Al resultado anterior el cual se tiene la proyección vertical del peso boyado acumulado se suma la Flexión y la carga de choque.

$$\text{Tensión total} = W_b \text{ acumulado}_1 + F_{\text{flexion}} + F_{\text{choque}}$$

$$\text{Tensión total} = 125.681,36 + 17.671,5 + 54.400$$

$$\text{Tensión total} = \mathbf{197.752,9 \text{ lb}}$$

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$

$$SF = \frac{397.000}{197.752,9} = \mathbf{2,008}$$

Las cargas de tensión a las que las tres secciones de revestimiento de superficie se presentan en la Tabla 43.

Tabla 32. Cargas totales de tensión del revestimiento de producción de 5 1/2 pulgadas.

Intervalo (pies) (TVD)	Intervalo (pies) (MD)	Grado y peso (lb/pie)	Ángulo de inclinación (grados)	Peso total boyado de la sección (lb)
5.200 - 9016	5.200 -13.940	N-80 # 20	0 - 90	58.232,16
0 - 5.200	0 - 5.200	N-80 # 17	0	67.449,2
Peso acumulado boyado (lb)	Carga de choque (lb)	Flexión (Bending Force) (lb)	Carga de tensión total (lb)	Factor de seguridad calculado
58.232,16	64.000	20.790	143.022,16	3,2582
125.681,36	54.400	17.671,5	197.752,9	2,008

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.

$$RT_{prueba} = P_{Re} \times 0,6 \times A_P = P_{Re} \times 0,6 \times \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2)$$

Dónde:

P_{Re} = Resistencia al estallido del grado más débil.
 A_P = Área transversal del cuerpo de la tubería, pulg².
OD = Diámetro externo, pulg.
ID = Diámetro interno, pulg.

$$RT_{prueba} = 7.740 \times 0,6 \times \frac{\pi}{4} (5,5^2 - 4,892^2)$$

$$RT_{prueba} = 23.045,43 \text{ lb}$$

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

$$RT_{total \text{ de prueba}} = W_{ba} + P_{prueba} + F_{flexion}$$

Dónde:

W_{ba} = Peso boyado acumulado

$$RT_{total \text{ de prueba}} = 125.681,36 + 23.045,43 + 17.671,5$$

$$RT_{total \text{ de prueba}} = 166.398,29 \text{ lb}$$

De acuerdo al valor obtenido se recalculó el factor de seguridad en el tope de las junta verificando que sea $\geq 1,8$.

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$

$$SF = \frac{397.000}{166.398,29} = 2,3858$$

Esto indica que la junta también satisface el requisito de la prueba de presión.

Torque

El torque al igual que el arrastre tiene su origen en la fricción de la tubería con la pared del pozo. Por esta razón es de gran importancia poder determinar la energía necesaria para girar la tubería sin exceder la máxima resistencia al torque de la tubería y las conexiones evitando daños.

El máximo torque que puede ser aplicado a una tubería sin que falle, está dado por la ecuación 29.

$$Q = \frac{0,096167 \times J \times \left(\frac{Y_m}{A_p}\right)}{OD}$$

Dónde:

- Q = Mínima torsión de cedencia, lbf-pie.
- Y_m = Esfuerzo de cedencia, lb.
- J = Momento polar de inercia.
- OD = Diámetro exterior de la tubería, in.

Momento polar de inercia está dado por la ecuación 30.

$$J = \frac{\pi}{32}(OD^4 - ID^4)$$

Dónde:

- OD = Diámetro exterior de la tubería, in.
- ID = Diámetro interno de la Tubería, in.

$$J = \frac{\pi}{32}(5,5^4 - 4,892^4) = 33,61 \text{ pulg}^4$$

El área transversal del cuerpo de la tubería está definido como lo muestra la ecuación 8.

$$A_p = \frac{\pi}{4}(OD^2 - ID^2)$$

Dónde:

- AP = Área transversal, pulg².
- OD = Diámetro externo, pulg.
- ID = Diámetro interno, pulg.

$$A_p = \frac{\pi}{4} (8,625^2 - 7,825^2) = 4,962 \text{ pulg}^2$$

$$Q = \frac{0,096167 \times 33,61 \times \left(\frac{397.000}{4,962}\right)}{5,5}$$

$$Q = 47.018,16 \text{ lbf} - \text{pie}$$

El máximo torque cuando también está sometida a tensión es dado por la ecuación 30.

$$Q_T = \frac{0,096167 \times J \sqrt{\left(\frac{Y_m}{A_p}\right)^2 - \left(\frac{W_{ac}}{A_p}\right)^2}}{OD}$$

Dónde:

Q_T = Mínima torsión de cedencia bajo tensión, lbf-pie.

A_S = Área de la sección transversal de la tubería, in².

W_{ac} = Peso acumulado soportado por la tubería, lb.

$$Q_T = \frac{0,096167 \times 33,61 \sqrt{\left(\frac{397.000}{4,962}\right)^2 - \left(\frac{125.681,36}{4,962}\right)^2}}{5,5}$$

$$Q_T = 44.599,86 \text{ lbf} - \text{pie}$$

La fuerza máxima aplicada para hacer girar el revestimiento evitando daños en el cuerpo del tubo y en las conexiones se muestra en la tabla 44.

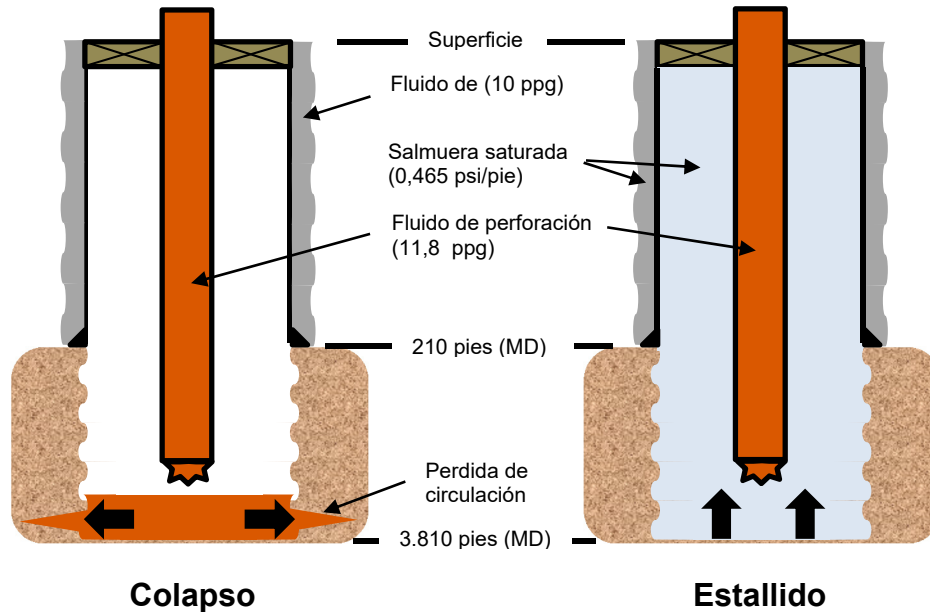
Tabla 33. Torque del revestimiento de producción de 5 1/2 pulgadas.

Grado	peso (lb/pie)	Máximo torque (lbf-pie)	Máximo torque con carga (lbf-pie)	Make-up torque (lbf-pie)
N-80	17	47.018,16	44.599,86	5.500

4.2.3.4 Tubo Conductor (20")

El tubo conductor es sentó a 210 pies, además de las principales cargas de colapso, estallido y tensión está sujeto a cargas de compresión porque soporta el peso de las otras tuberías.

Figura 55. Carga de colapso y estallido para el revestimiento Conductor de 20 pulgadas.



Colapso

El diseño de cargas por colapso, los siguientes supuestos son hechos: (ver Figura).

- Perdida completa de fluido dentro de la tubería.
- El peso específico del fluido fuera de la tubería, es el fluido de perforación dentro del pozo cuando la tubería fue corrida.

- Presión de Colapso en superficie

$$PC_{\text{Superficie}} = 0,0 \text{ psi}$$

- Presión de Colapso en el zapato.

$$PC_{\text{Zapato}} = \text{Presión Externa} - \text{Presión Interna}$$

$$PC_{\text{Zapato}} = G_{\text{pm}} \times 210 - 0,0$$

$$PC_{Zapato} = 10 \times 0,052 \times 210 - 0,0$$

$$PC_{Zapato} = 109,2 \text{ psi}$$

G_{pm} = Gradiente de presión del fluido de perforación (usado para perforar a 210 pies)

De acuerdo con las resistencias al colapso, los grados de acero que pueden ser seleccionados para revestimientos son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 34. Grados adecuados para la resistencia al colapso del revestimiento conductor de 20 pulgadas.

Grado y peso	Resistencia al colapso (psi)
H40 # 94	$\frac{520}{1,1} = 473$
K55 # 94	$\frac{520}{1,1} = 473$

Por lo tanto, basados en la carga de colapso es evidente que todos los grados satisfacen los requerimientos para las condiciones de máxima carga de diseño.

Estallido

En los cálculos de carga por estallido. Es asumido que no existe gas a profundidades someras y una patada de salmuera saturada es hallada en la perforación del siguiente intervalo. Por tanto, en el cálculo de presión de estallido, los siguientes supuestos son hechos:

- a) El revestimiento está lleno con salmuera saturada.
- b) Salmuera saturada está presente afuera del revestimiento.
- La presión de estallido en el asentamiento del revestimiento a 210 pies.

$$PE_{@210 \text{ pies}} = \text{Presión de interna} - \text{Presión externa}$$

$$\text{Presión de interna} = G_s \times 210 - G_s \times 210$$

$$\text{Presión de interna} = 0,465 \times 210 - 0,465 \times 210$$

$$PE_{@210 \text{ pies}} = 0 \text{ psi}$$

Dónde:

G_s = Gradiente de presión de la salmuera saturada

Por lo tanto, basados en la carga de estallido es evidente que todos los grados satisfacen los requerimientos para las condiciones de máxima carga de diseño.

Compresión

En la comprobación de carga de compresión. Se supone que la resistencia a la tensión es igual a la resistencia a la compresión de la carcasa. Se desea un factor de seguridad sea mayor que 1,1.

La carga de compresión que por el tubo Conductor es igual al peso total boyado, (W_{bt}) de las sargas de revestimiento posteriores.

$$Wb = W_{b \text{ Rsuperficie}} + W_{b \text{ Liner}} + W_{b \text{ Rproduccion}}$$

$$Wb = 212.342 + 83.932,16 + 67.449,2$$

$$Wb = 363.732,36 \text{ lb}$$

Factor de seguridad calculado

$$SF = \frac{\text{Esfuerzos cedencia}}{\text{Esfuerzo normal de diseño}}$$

Para la tubería con referencia K55 # 94.

$$SF = \frac{1.479.000}{363.732,36} = 4,066$$

Para la tubería con referencia H40 # 94.

$$SF = \frac{673.000}{363.732,36} = 1,8503$$

Como se muestra en la tabla 35 el tubo conductor estará sujeto a las cargas de compresión resultantes del peso del revestimiento en el colgador y las demás sargas de revestimiento. Tomando este factor en consideración, Grado H-40 (94 lb/pie) con rosca BTC puede ser seleccionado.

Tabla 35. Grados adecuados para la resistencia al compresión del revestimiento conductor de 20 pulgadas.

Grado y peso	Factor de seguridad
H40 # 94	1,8503

4.2.4 Estado mecánico final del pozo

El estado mecánico final del pozo se da como un consolidado de todo el cálculo resumido en una tabla para cada sección de tubería de revestimiento.

Tabla 36. Tubo Conductor (20”).

Sección	Grado y peso (lb/pie)	Intervalo (pies) (TVD)	Intervalo (pies) (MD)	Longitud (pies)	Juntas	Colapso (Psi)		
						Carga	Resistencia	F.S.
1	H-40 # 94	0 -210	0 -210	210	7	109,20	520	4,76
Estallido (Psi)			Compresión (lb)					
Carga	Resistencia	F.S.	Carga	Resistencia	F.S.			
0,00	1.530	-	143.022,16	466.000	3,26			

Tabla 37. Revestimiento de Superficie (13^{3/8}”).

Sección	Grado y peso (lb/pie)	Intervalo (pies) (TVD)	Intervalo (pies) (MD)	Longitud (pies)	Juntas	Colapso (Psi)		
						Carga	Resistencia	F.S.
1	K-55 # 68	0 - 390	0 - 390	390	13	239,31	1.950	8,15
2	N-80 # 68	390 - 3.810	390 - 3.810	3.420	114	1.674,40	2.260	1,35
Estallido (Psi)			Tensión (lb)			Torque (lbf-pie)		
Carga	Resistencia	F.S.	Carga	Resistencia	F.S.	Máximo	Con carga	Make-up
3.132,99	3.450	1,10	601.837,50	1.069.000	1,78	319.961,3	313.586,50	13,375
3.902,73	5.020	1,29	580.101,70	1.556.000	2,68			

Tabla 38. Revestimiento Intermedio (liner) (9 5/8”).

Sección	Grado y peso (lb/pie)	Intervalo (pies) (TVD)	Intervalo (pies) (MD)	Longitud (pies)	Juntas	Colapso (Psi)		
						Carga	Resistencia	F.S.
1	J-55 # 40	3.660 - 4.590	3.660 - 4.590	930	31	1.666,66	2.570	1,54
2	K-55 # 36	4.590 - 6.450	4.590 - 6.450	1.860	62	1.531,21	2.020	1,32
Estallido (Psi)			Tensión (lb)			Torque (lbf-pie)		
Carga	Resistencia	F.S.	Carga	Resistencia	F.S.	Máximo	Con carga	Make-up
3.533,00	3.950	1,12	284.697,16	630.000	2,21	134.305,0	133.107,75	9.625
3.193,57	3.520	1,10	234.644,90	564.000	2,40			

Tabla 39. Revestimiento de Producción (5 1/2”).

Sección	Grado y peso (lb/pie)	Intervalo (pies) (TVD)	Intervalo (pies) (MD)	Longitud (pies)	Juntas	Colapso (Psi)		
						Carga	Resistencia	F.S.
1	N-80 # 17	0 – 5.200	0 – 5.200	5.200	173	4.191,20	6.290	1,50
2	N-80 # 20	5.200 -9016	5.200 -13.950	8.740	291	7.266,89	8.830	1,22
Estallido (Psi)			Tensión (lb)			Torque (lbf-pie)		
Carga	Resistencia	F.S.	Carga	Resistencia	F.S.	Máximo	Con carga	Make-up
6.975,82	7.740	1,11	197.752,90	397.000	2,01	47.018,16	44.599,86	5.500
8.277,10	9.190	1,11	143.022,16	466.000	3,26			

5 DISEÑO POR STRESS CHECK

La herramienta para el diseño gráfico de revestimientos Stress Check de la plataforma Landmark de Halliburton es un software que crea automáticamente el diseño de las tuberías de revestimiento con algunos parámetros que son modificables como el costo, longitud de la sarta y cantidad de grados diferentes de tubería por cada sarta de revestimiento, siendo estos los principales parámetros a tener en cuenta para realizar el diseño. De igual forma proporciona una base matemática general de diseño del esfuerzo de trabajo para el estallido, colapso, cargas axiales y triaxiales esenciales para elegir la mejor opción para el pozo.

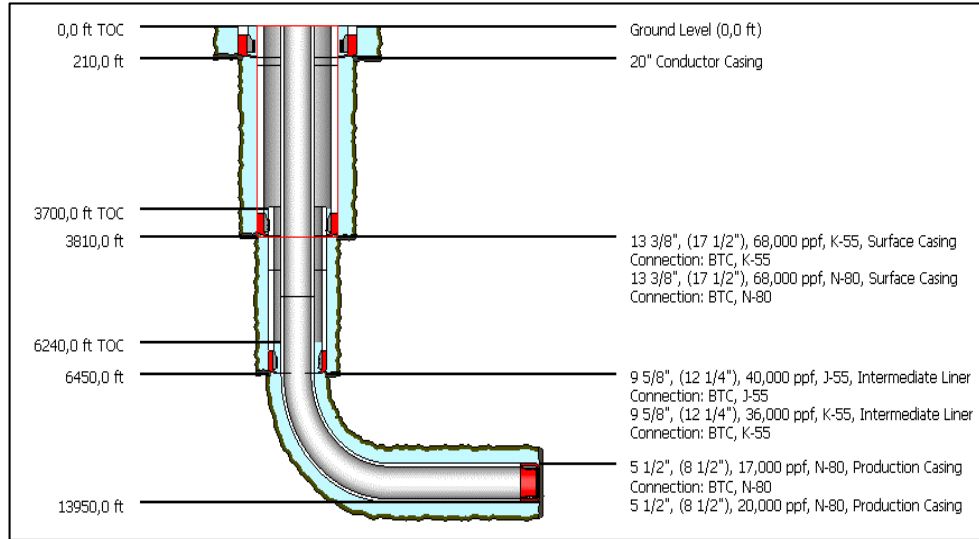
En este trabajo de grado luego de realizar el cálculo como se muestra en los numerales anteriores, se procede a verificar el trabajo desarrollado mediante la herramienta Stress Check. Inicialmente en la figura 56 se muestra los datos del esquema del pozo que posteriormente en la figura 57 se representa gráficamente.

Después de tener el esquema se procede a realizar el diseño teniendo en cuenta los factores de colapso, estallido, tensión para cada una de las secciones de tubería de revestimiento generando así las gráficas mostradas en las figuras 58 a 68 en los cuales para el colapso, estallido y tensión primero se muestra los perfiles de presión generados con el factor de seguridad incluido a diferencia del trabajo calculado que se integran en la tubería, luego la diferencia entre ellos es parte de la gráfica de diseño, finalmente la figura 69 es el resumen del pozo realizado con Stress Check.

Figura 56. Datos del esquema del pozo tomados de Stress Check.

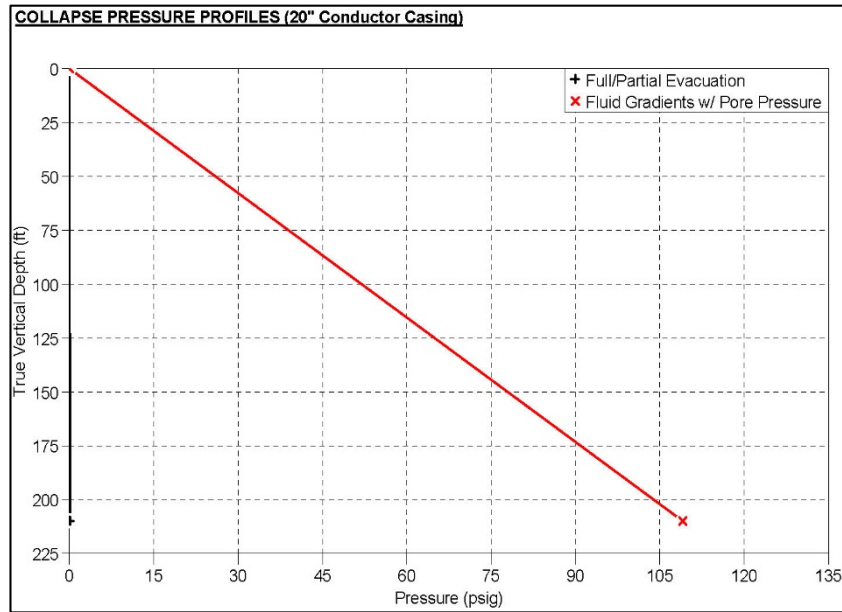
Casing and Tubing Scheme								
	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)			Mud at Shoe (ppg)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	20"	Conductor	Casing	26,000	0,0	210,0	0,0	8,95
2	13 3/8"	Surface	Casing	17,500	0,0	3810,0	0,0	11,80
3	9 5/8"	Intermediate	Liner	12,250	3660,0	6450,0	3700,0	12,70
4	5 1/2"	Production	Casing	8,500	0,0	13950,0	6240,0	15,50
5								

Figura 57. Esquema del pozo realizado por Stress Check.



5.1 TUBO CONDUCTOR (20").

Figura 58. Colapso del tubo conductor (20") por Stress Check.



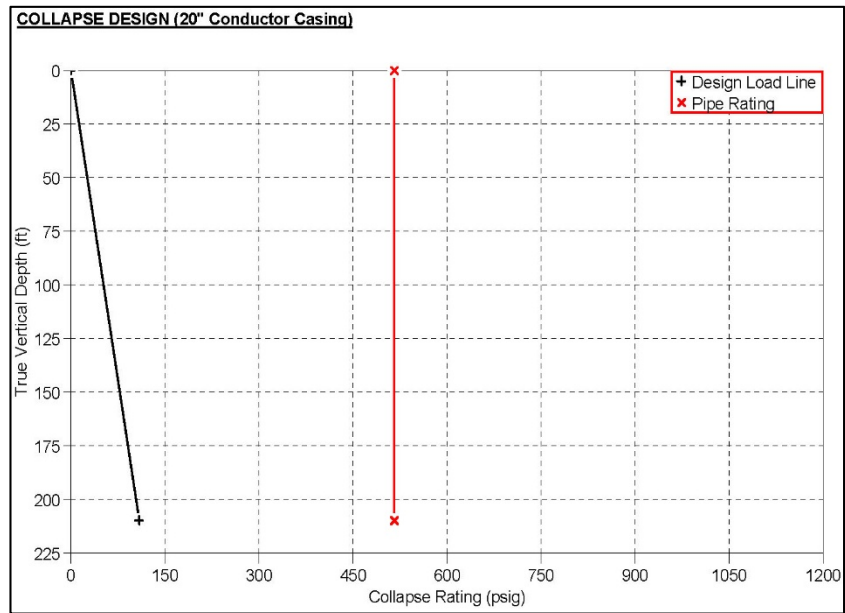
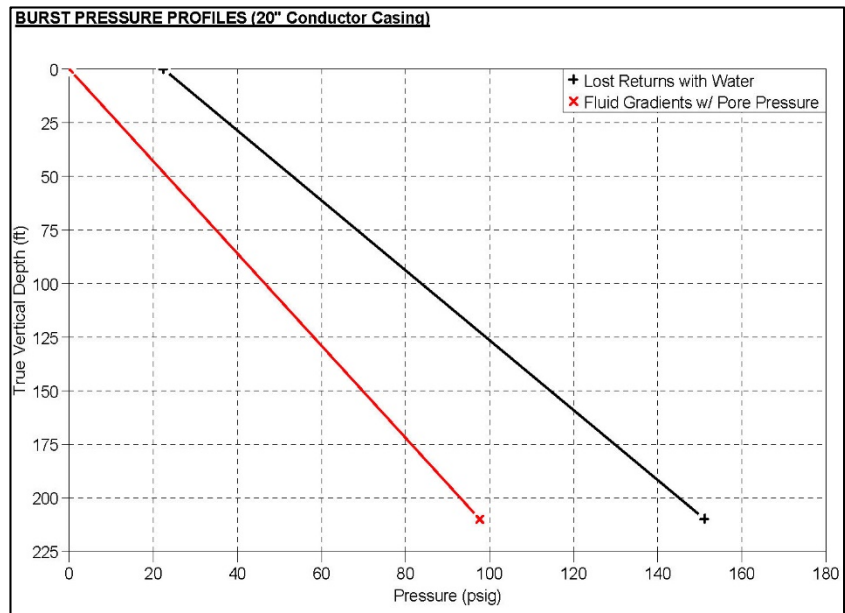
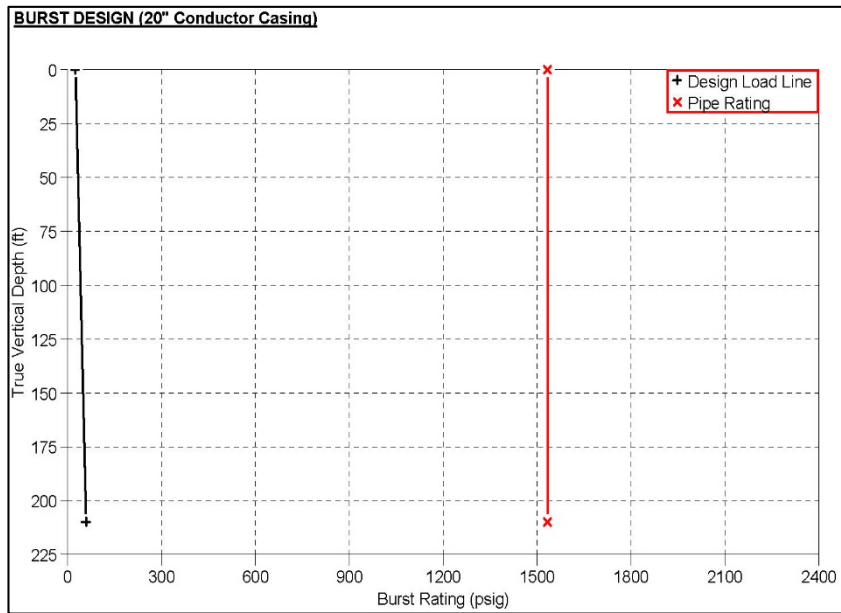


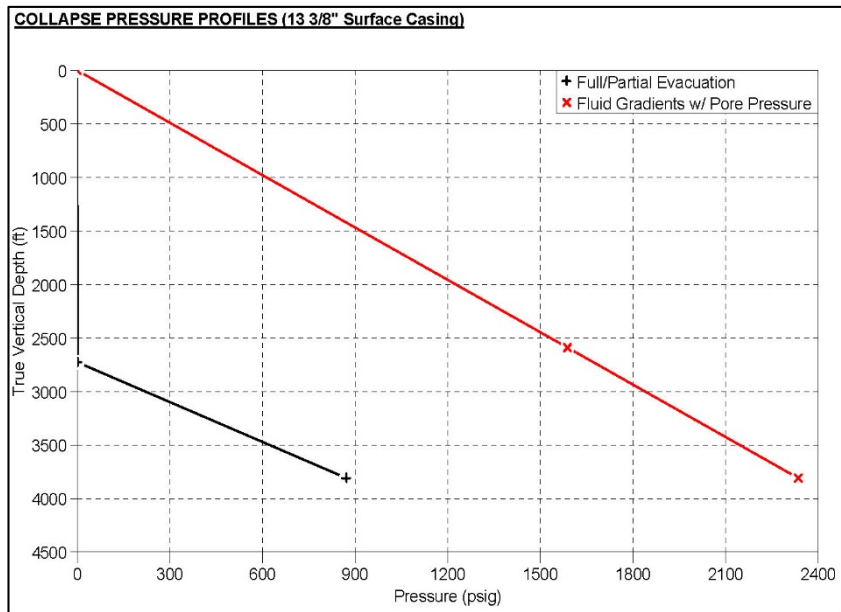
Figura 59. Estallido del tubo conductor (20") por Stress Check.





5.2 REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE (13 3/8")

Figura 60. Colapso del revestimiento de superficie (13 3/8") por Stress Check.



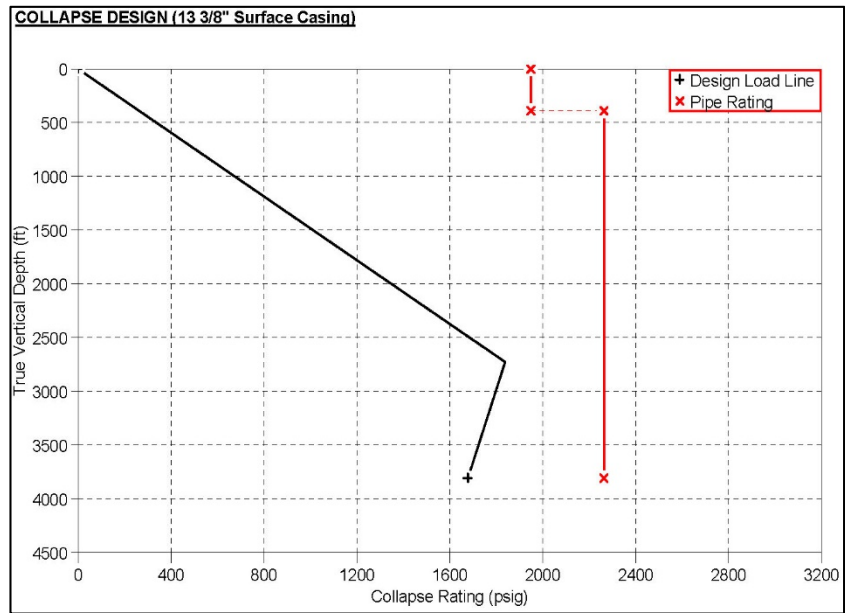
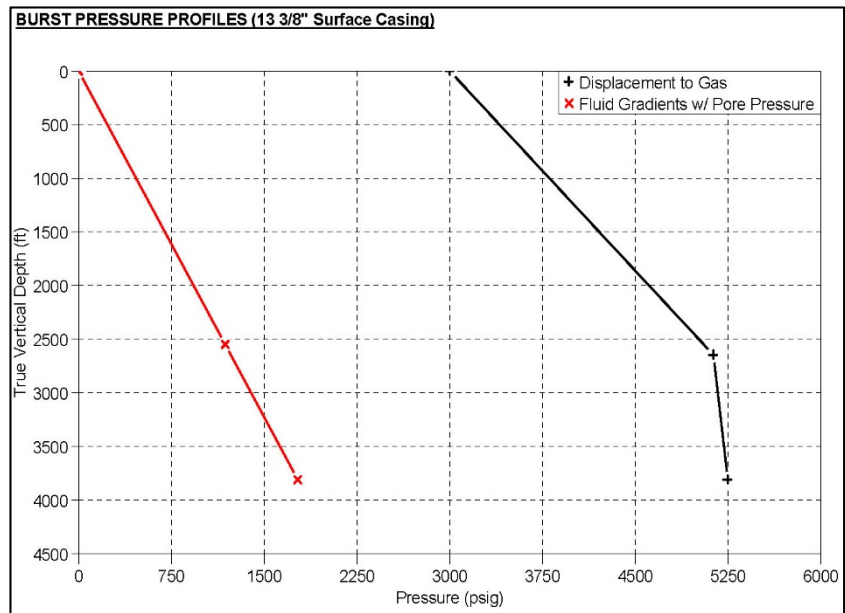


Figura 61. Estallido del revestimiento de superficie (13 3/8") por Stress Check.



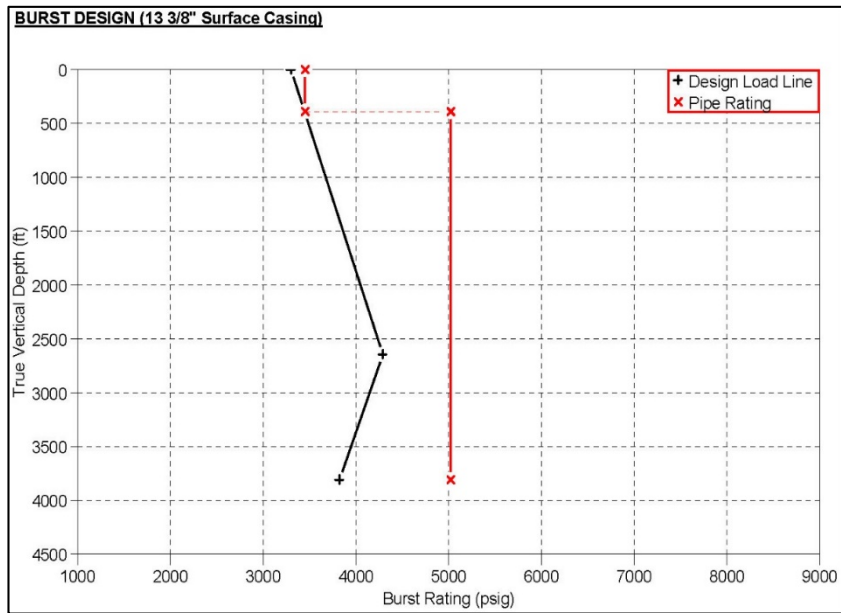
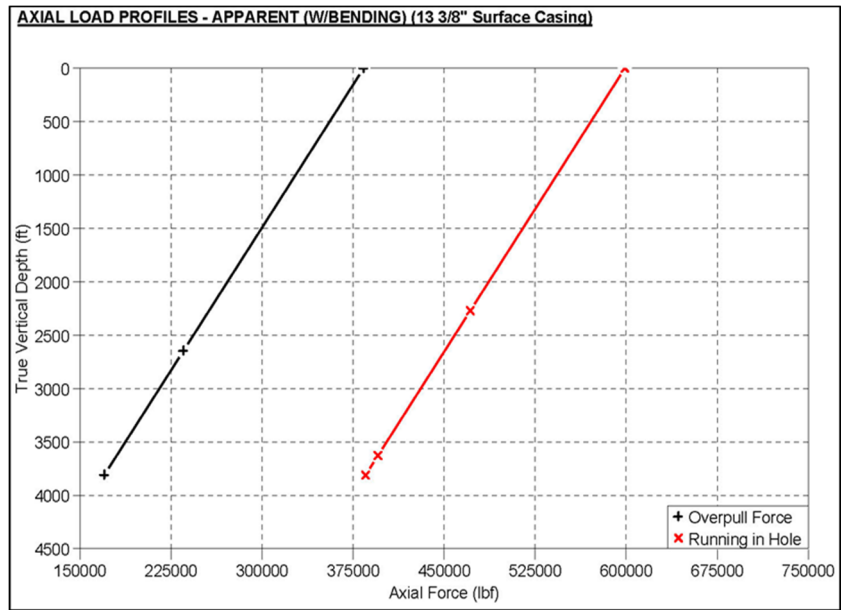
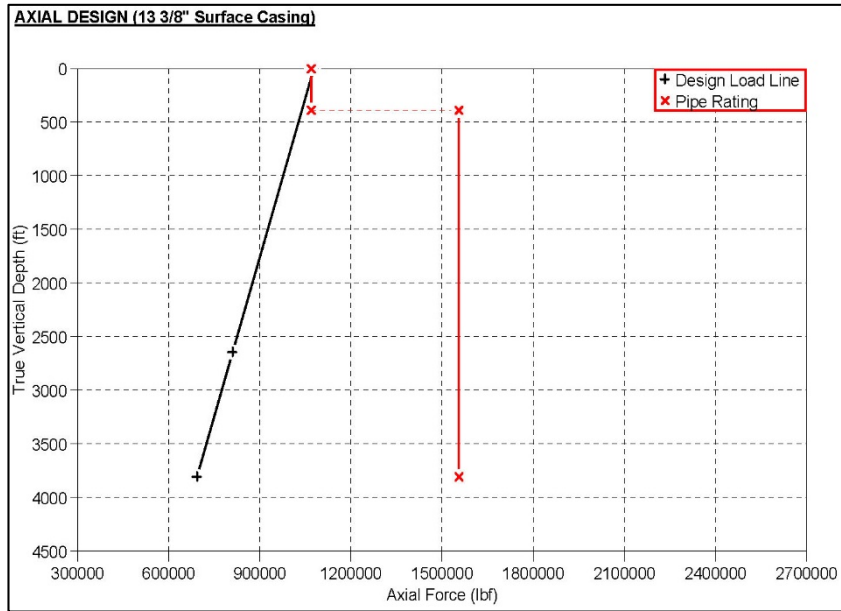


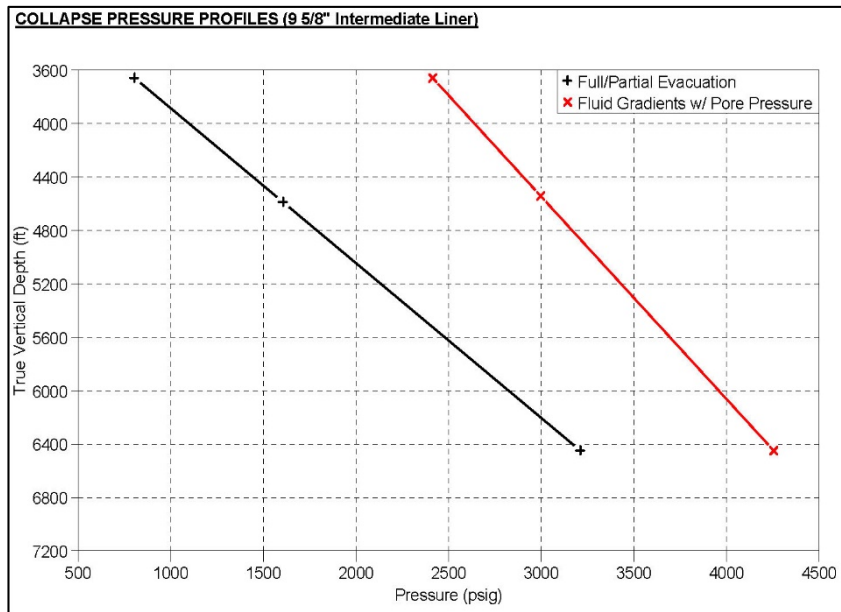
Figura 62. Tensión del revestimiento de superficie (13 3/8") por Stress Check.





5.3 REVESTIMIENTO INTERMEDIO (LINER) (9 5/8").

Figura 63. Colapso del revestimiento intermedio (liner) (9 5/8") por Stress Check.



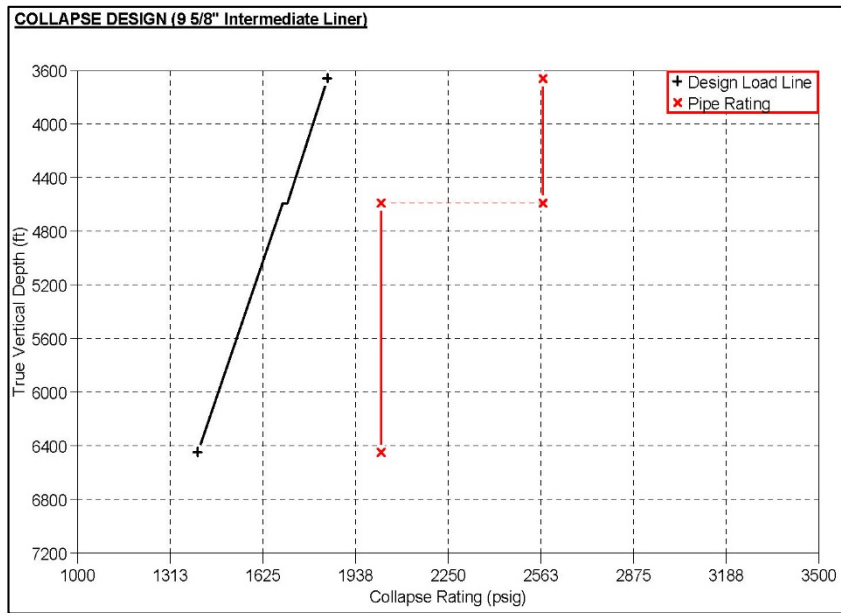
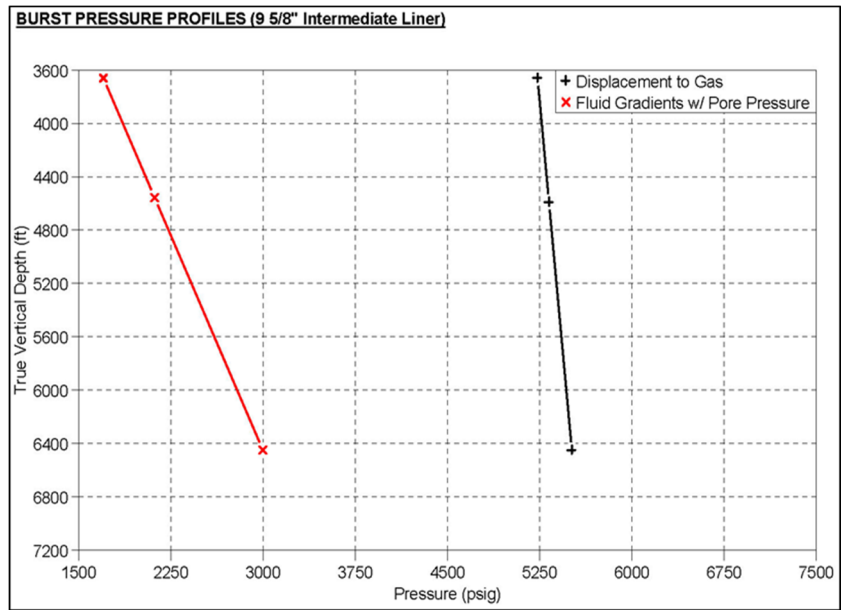


Figura 64. Estallido del revestimiento intermedio (liner) (9 5/8") por Stress Check.



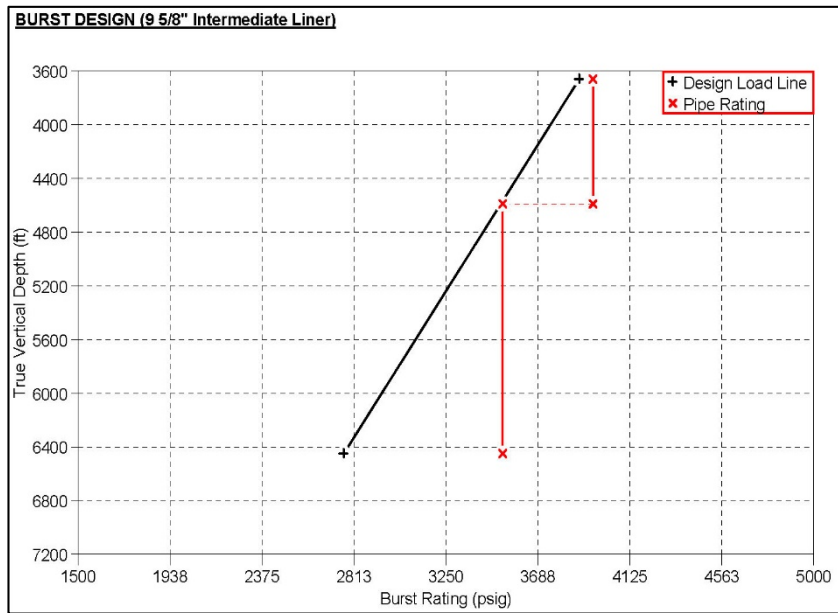
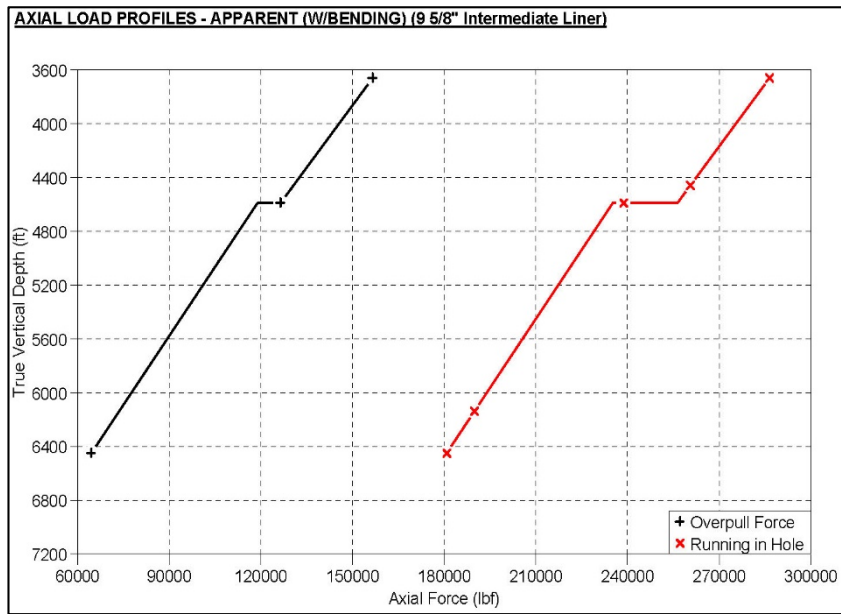
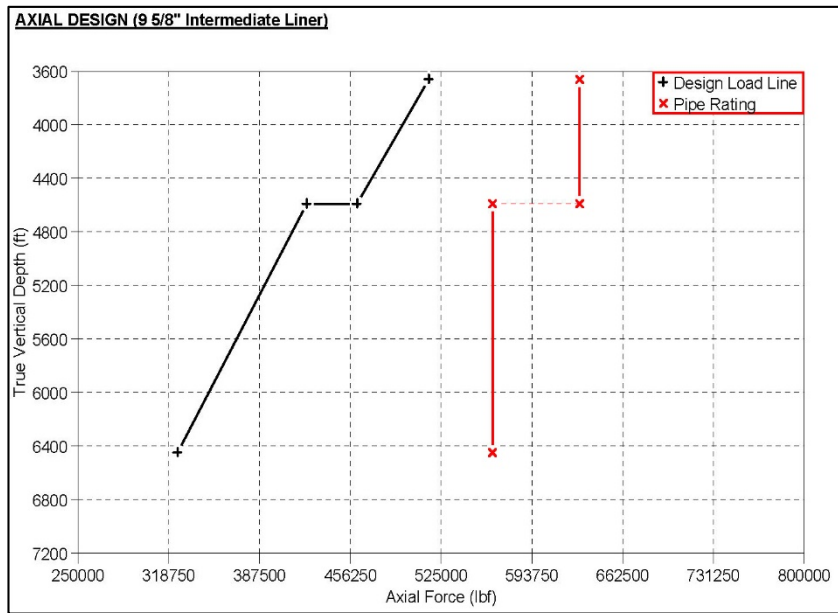


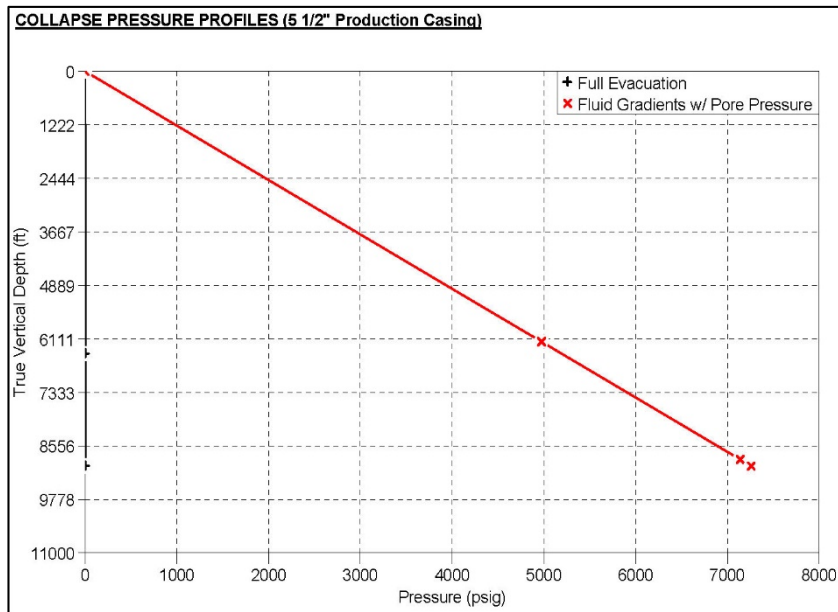
Figura 65. Tensión del revestimiento intermedio (liner) (9 5/8") por Stress Check.





5.4 REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN (5 1/2").

Figura 66. Colapso del revestimiento de producción (5 1/2") por stress check.



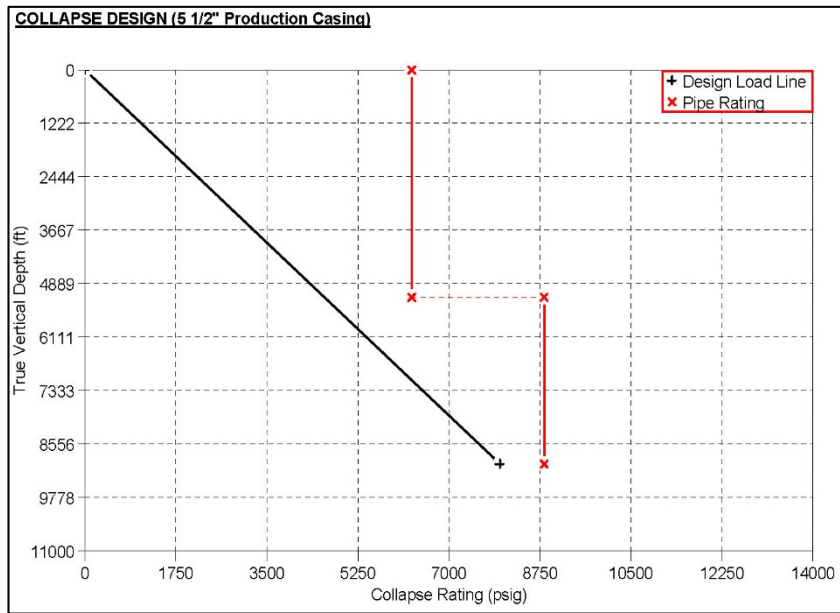
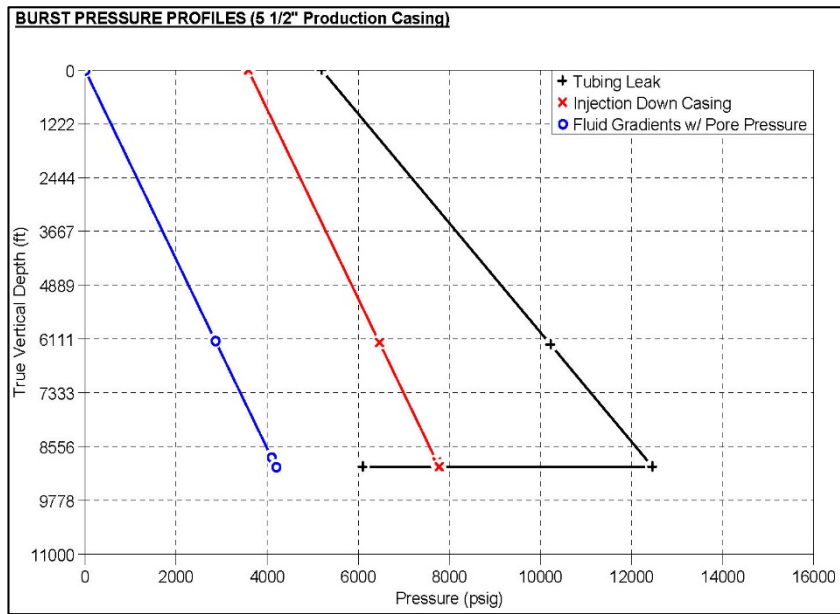


Figura 67. Estallido del revestimiento de producción (5 1/2") por Stress Check.



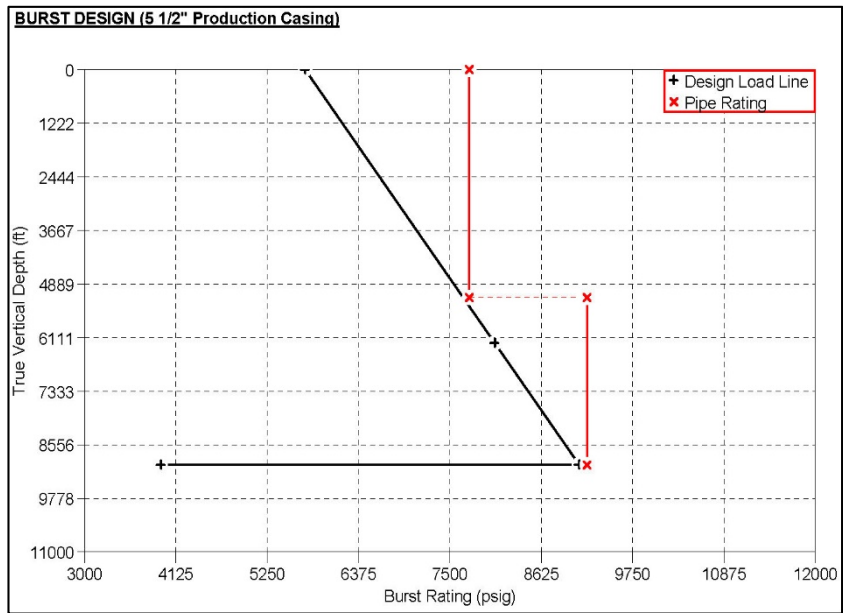
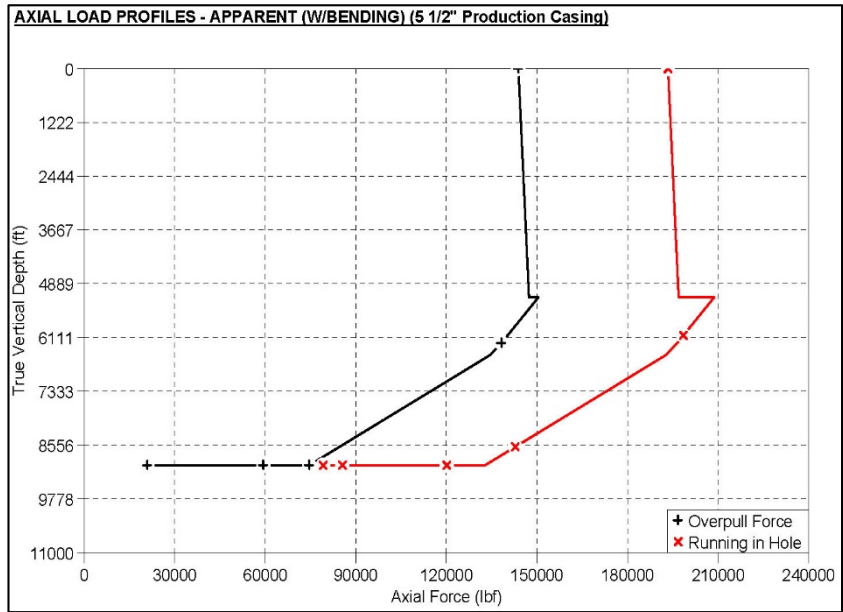
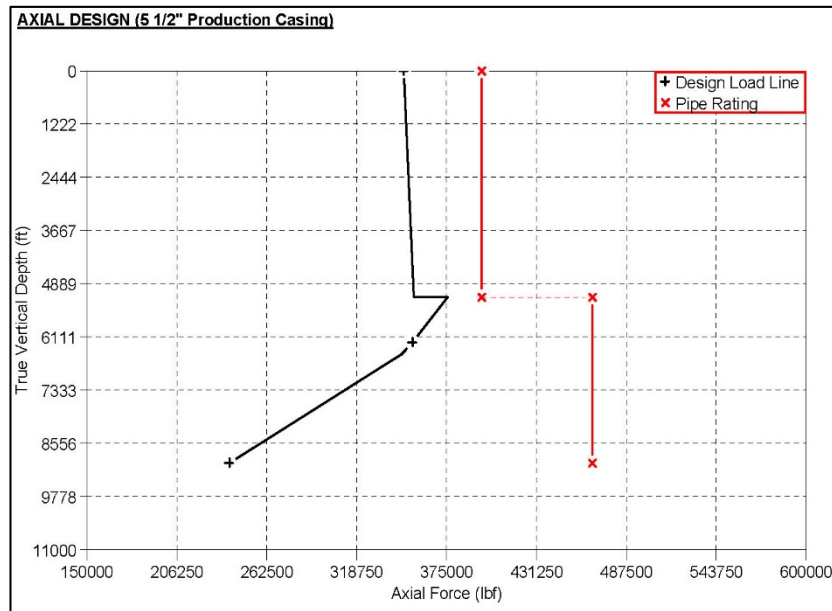


Figura 68. Tensión del revestimiento de producción (5 1/2") por Stress Check.





5.5 RESUMEN DEL POZO.

La herramienta Stress Check genera un resumen del diseño donde principalmente se muestra los resultados en valores de factor de seguridad los cuales son mayores o iguales a los establecidos inicialmente durante el diseño, también se puede presentar valores menores donde el programa lo resaltara con un asterisco (*) junto al número por ejemplo en la fuerza axial del revestimiento de superficie el factor de seguridad de diseño es 1,80 y en el diseño es de 1,79 que para efectos de cálculo es un valor valido.

Figura 69. Resumen del pozo realizado con Stress Check.

Well Summary									
	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
						Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	Conductor Casing	20", 94.00 lbm/ft, H-40	N/A	0-210	18.936	28.63	4.73	N/A	2.17
2									
3									
4	Surface Casing	13 3/8", 68.00 lbm/ft, K-55	BTC, K-55	0-390	12.259	1.10	8.16	* 1.79	1.25
5		13 3/8", 68.00 lbm/ft, N-80	BTC, N-80	390-3810		1.29	1.35	2.70	1.50
6									
7									
8	Intermediate Liner	9 5/8", 40.00 lbm/ft, J-55	BTC, J-55	3660-4590	8.750 A	1.12	1.53	2.20	1.36
9		9 5/8", 36.00 lbm/ft, K-55	BTC, K-55	4590-6450	8.765	1.10	1.32	2.40	1.35
10									
11									
12	Production Casing	5 1/2", 17.00 lbm/ft, N-80	BTC, N-80	0-5200	4.767	1.11	1.50	2.02	1.28
13		5 1/2", 20.00 lbm/ft, N-80	BTC, N-80	5200-13950	4.653		1.22	2.23	1.33
14									

6 COMPARACIÓN

Luego tener el diseño calculado manualmente como se muestra en los numerales anteriores y mediante la herramienta Stress Check, se realiza un cuadro comparativo como lo muestra la tabla 40 y ver qué diferencia existe entre los dos métodos.

Tabla 40. Comparacion entre lo calculado y el programa Stress Check.

Tubería	Grado y peso (lb/pie)	Intervalo (pies) (MD)	Factor de seguridad								
			Colapso			Estallido			Tensión		
			Diseño	Stress Check	% error	Diseño	Stress Check	% error	Diseño	Stress Check	% error
Conductor (20")	H-40 # 94	0 -210	4,76	4,73	0,63	-	-	-	3,26*	-	-
Superficie (13 3/8")	K-55 # 68	0 - 390	8,15	8,16	0,12	1,10	1,10	0,00	1,78	1,79	0,56
	N-80 # 68	390 - 3.810	1,35	1,35	0,00	1,29	1,29	0,00	2,68	2,70	0,75
Intermedio liner (9 5/8")	J-55 # 40	3.660 - 4.590	1,54	1,53	0,65	1,12	1,12	0,00	2,21	2,20	0,45
	K-55 # 36	4.590 - 6.450	1,32	1,32	0,00	1,10	1,10	0,00	2,40	2,40	0,00
Producción (5 1/2")	N-80 # 17	0 – 5.200	1,50	1,50	0,00	1,11	1,11	0,00	2,01	2,02	0,50
	N-80 # 20	5.200 -13.950	1,22	1,22	0,00	1,11	1,11	0,00	3,26	2,23	31,60

*Compresión

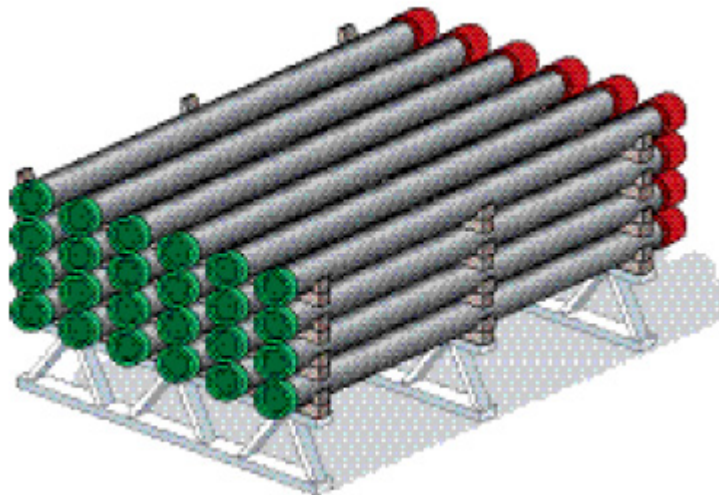
7 BUENAS PRÁCTICAS DE MANEJO Y MANIPULACIÓN DE TUBERÍA EN EL ÁREA DE TRABAJO

Después de diseñar el programa de revestimientos adecuado para el pozo, es necesario darle el uso correcto a la tubería que se va a utilizar, para esto se siguen una serie de recomendaciones recopiladas por la norma API RP 5C1 y en el libro MANUAL DE USO DE CASING Y TUBING, TENARIS, Dr Jorge A. Simini, en los cuales se indica la manipulación correcta de la tubería

7.1 ALMACENAMIENTO

La tubería debe reposar sobre caballetes a no menos de 46 cm del piso para que no sea afectada por el polvo o la humedad. No se debe poner la tubería directamente en el suelo, rieles, concreto o pisos de acero.

Figura 70. Esquema de almacenamiento en bancal.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

La tubería debe ponerse sobre soportes que estén adecuadamente espaciados para evitar que se flexionen o sufran daños en las roscas. Los separadores se deben colocar sobre un mismo plano de manera que estén nivelados y sostenidos por bancales para que soporten toda la carga sin que se hundan.

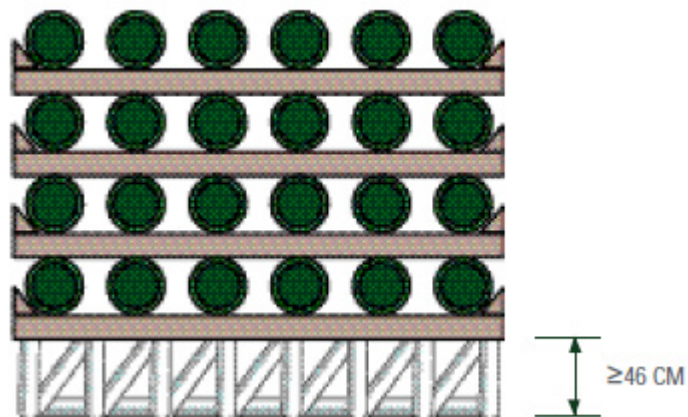
Es necesario poner listones de madera como separadores entre las filas de tubos para que las cuplas no soporten peso. Se recomienda usar tres listones por lo menos como espaciadores.

Cuando la tubería es de Aleaciones Resistentes a la Corrosión (CRA), se debe sacar de la cubierta de plástico para estibarlos. Cuando se almacena la tubería por largos periodos de tiempo debe hacerse en sitios cerrados con circulación de aire para que no se condense el agua en la tubería. Este tipo de tubería debe colocarse sobre soportes que no sean metálicos. Cuando se utilizan espaciadores de madera, se recomienda recubrir con pintura plástica en el lugar donde haya contacto con la tubería para evitar picaduras debido a los cloruros en la madera.

La tubería debe ponerse sobre soportes que estén adecuadamente espaciados para evitar que se flexionen o sufran daños en las roscas. Los separadores se deben colocar sobre un mismo plano de manera que estén nivelados y sostenidos por bancales para que soporten toda la carga sin que se hundan.

Es necesario poner listones de madera como separadores entre las filas de tubos para que las cuplas no soporten peso. Se recomienda usar tres listones por lo menos como espaciadores.

Figura 71. Esquema de elevación del bancal sobre superficie plana.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

El área de contacto entre la madera y la tubería se debe inspeccionar periódicamente cuando no hay la protección de una lámina de plástico.

Con el fin de evitar flexiones en la tubería, se recomienda colocar listones espaciadores a 90° de la tubería y directamente sobre los listones y soportes inferiores.

La tubería se debe asegurar con tacos clavados de 2,5 x 5 cm o 5 x 5 cm en ambos extremos de los listones espaciadores. Cuando se utilizan tacos metálicos deben ser recubiertos.

Si la tubería se va a almacenar temporalmente se recomienda no exceder más de 5 filas de tubos para facilitar la inspección y manipulación. También se recomienda utilizar grasa de almacenamiento de manera abundante en roscas y áreas de sello.

La tubería que esté almacenada se debe inspeccionar de forma periódica o por lo menos cada 6 o 8 meses, sobretodo en lugares con condiciones climáticas fuertes.

7.2 MANIPULACIÓN DE TUBERÍA

7.2.1 Procedimiento desde el bancal hasta el camión

Se recomienda que la manipulación del material sea mínima y que la tubería siempre tenga puestos los protectores de rosca bien ajustados. Evitar que la tubería golpee cualquier superficie que pueda modificar o dañar sus propiedades físicas, no utilizar barras de acero para separar o mover la tubería. En tuberías CRA se recomienda el uso de eslingas de material sintético o cables de acero recubiertos para levantarlas.

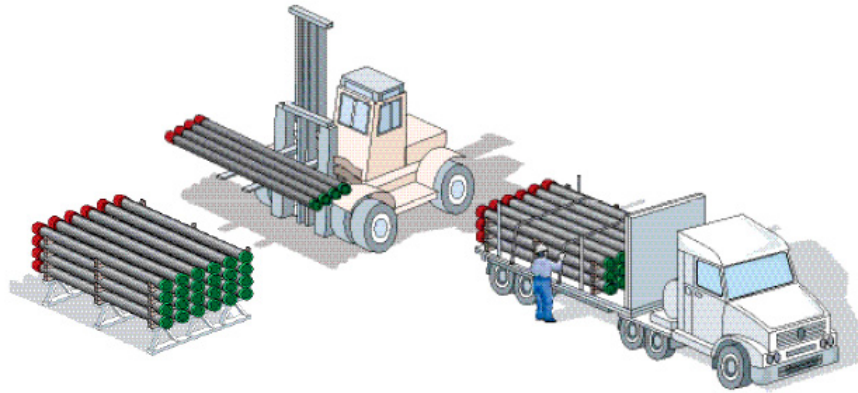
7.2.2 Requerimientos del equipo

- Hay que tener mucha precaución cuando se utilicen ganchos en la tubería, especialmente en la rosca. Los ganchos deben estar recubiertos con plástico, goma o metal blando, y no se pueden utilizar en tubería con revestimiento interno.
- Se recomienda tener mucho cuidado de no golpear la tubería cuando se utilicen elevadores magnéticos
- Se deben equipar las grúas con barras espaciadoras y eslingas revestidas
- Las uñas de los elevadores o cargadores no deben tener marcas o residuos
- Cuando se va a manipular material especial (como tubería CRA) se deben utilizar eslingas de nylon y las uñas de los autoelevadores deben de estar recubiertas.

7.2.3 Herramientas manuales

Se deben utilizar llaves de correa en los protectores de rosca de extremo cerrado. Por ningún motivo se deben utilizar llaves de fuerza u otra clase de llave de brazos móviles para sacar o ajustar los protectores, puesto que se podría deteriorar las conexiones. Se debe tener mucha precaución cuando se utilicen llaves de ajuste en tubería con revestimiento interno, para evitar que se deteriore.

Figura 72. Herramientas de transporte



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

7.2.4 Transporte de tubería del camión al bancal

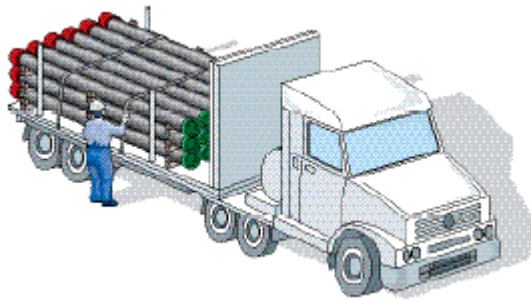
Se debe inspeccionar cuidadosamente la tubería antes de descargar los camiones, con el fin de identificar cualquier daño visible o movimiento durante el viaje. Los protectores de rosca se deben encontrar bien ajustados. En caso tal que se encuentre algún daño, debe ser notificado y evaluado una vez sea descargado en el bancal.

La tubería se debe descargar en un bancal temporal utilizando un autoelevador. Se debe tener mucho cuidado en el transporte de tubería puesto que cualquier golpe puede resultar en un daño irreversible para la tubería. De acuerdo a la norma API RP 5C1 se deben descargar máximo tres (3) tubos por vez, según la cantidad de piezas que puedan controlarse.

Cuando se utiliza tubería CRA, es necesario tener cuidado de no golpear los tubos al cargar o descargar en el bancal. Si se utiliza grúa, los movimientos deben ser suaves. A medida que se van descargando los tubos al bancal temporal, deben ser verificados por su identificación.

La tubería debe ordenarse de acuerdo a una secuencia que facilite su instalación en la plataforma.

Figura 73. Transporte de tubería en camión.

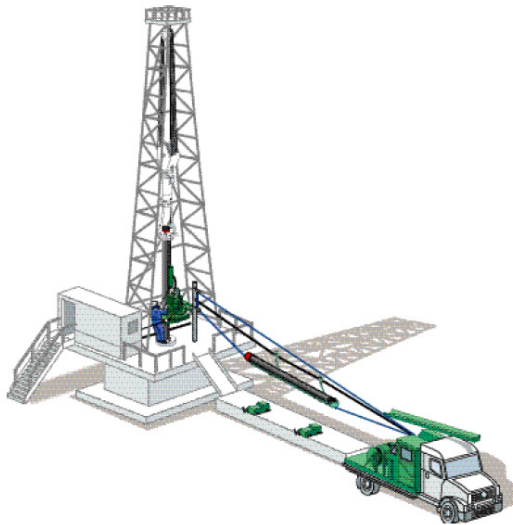


Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

7.2.5 Transporte de tubería desde el bancal hasta la plataforma

- Verificar que los protectores del pin estén bien ajustados y en su lugar. Poner el protector del box en las uniones que tengan sellos externos o el tapón de elevación antes de elevarlos.
- Verificar que los tapones de elevación estén bien instalados en las uniones integrales.
- Asegurarse que la eslinga esté bien equilibrada para evitar que se caiga la tubería. Hay casos donde se puede requerir el recubrimiento de la plancha de maniobras para que el box no se dañe durante la elevación de la tubería a la plataforma.
- Es recomendable el uso de equipo de movimiento de tubería para elevar los tubos desde la plancha hasta el piso del equipo.
- Verificar que el estrobo no dañe ni raye la tubería que está levantada. En casos donde se manipule material especial para servicios de corrosión, el estrobo debe estar revestido.
- Evitar que la tubería CRA y recalques se friccionen, se debe amortiguar con sogas, goma o madera entre las juntas.
- Todo el equipo de manipulación de tubería debe estar sin rayones o rebabas. Cuando se manipule material CRA deben estar revestido
- Impedir que la tubería caiga o golpee con algún objeto.
- El protector de rosca del pin solo debe quitarse cuando la tubería esté sobre la plataforma antes de ser introducida al pozo.

Figura 74. Transporte de tubería hasta la plataforma.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

7.2.6 Herramientas y equipos

Todas las herramientas y equipos deben estar en óptimas condiciones antes de bajar tubería al pozo. Los equipos a inspeccionar son los siguientes:

7.2.6.1 Elevadores y cuñas

Es necesario que los insertos de las cuñas de los elevadores estén limpios y afilados. Cuando se trata de columnas pesadas y/o largas se debe recurrir a elevadores tipo cuña con mordazas más largas. Se debe verificar que la superficie de apoyo del elevador de tope esté liso y suave, perpendicular a la línea de tracción, ya que una superficie irregular puede resultar en un daño para la cupla. Es necesario que el contacto entre los tubos sea uniforme para evitar marcas o golpes en la tubería. Cuando se utilice tubería CRA es recomendable el uso de equipo especial, recubrimientos o insertos de alta densidad.

7.2.6.2 Grampas de seguridad

Es necesario hacer uso de la grampa de seguridad al bajar las primeras uniones de revestimiento o tubing. Se debe poner la grampa de seguridad a las últimas juntas cuando se extrae una columna. Las mordazas deben soportar por lo menos la carga mínima para que sujeten bien la columna. Se recomienda que se use siempre la grampa de seguridad cuando se debe lidiar con uniones integrales.

7.2.6.3 Llaves de correa

Se deben examinar todas las correas para garantizar que estén limpias y tengan el diámetro adecuado correspondiente, si se encuentran correas sucias, se deben reemplazar. Es necesario utilizar llaves de correa cuando se enrosca tubería CRA. La llave se usa después de acoplar la tubería hasta que el pin esté en la posición de ajuste manual, o hasta tener la seguridad de que las roscas tengan un buen acoplamiento.

7.2.6.4 Compensador de peso

El compensador de peso se utiliza para lidiar con tubería pesada o material CRA con el fin de reducir las cargas de compresión sobre las roscas en operaciones de acople y enrosque. Es necesario garantizar una constante de tensión cuando se desenrosca para reducir la posibilidad de engrane.

7.2.6.5 Guía de alineado

Estabiliza y alinea la tubería que se va a enroscar en la plataforma. La guía de alineado se pone debajo de la plataforma donde se acopla y en una distancia que permita poner la pieza más corta. Cuando se alinea el tubo, se cierran los rodillos de la guía y se enrosca.

Para proteger al personal, la instalación de la guía debe contar con los dispositivos de seguridad por si se llega a presentar algún accidente.

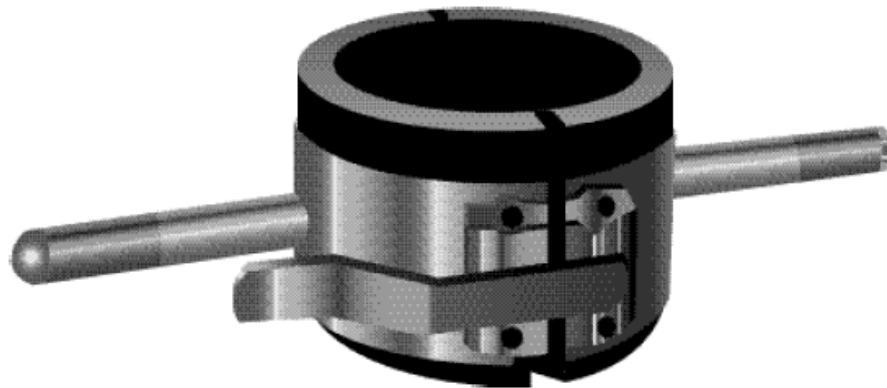
Notas:

- Si no se cuenta con la guía de alineado, es recomendable contar con un operario de enganche que guíe el tubo durante el enrosque.
- Las vigas de la plataforma se curvan mucho cuando se bajan columnas demasiado pesadas, por lo tanto la plataforma se puede inclinar. Debido a esto, la guía se debe ajustar al eje proyectando el tubo.

7.2.6.6 Guía de emboque

Se utiliza para guiar el ensamble del pin con el box y disminuir daños en la conexión cuando la junta se enrosca de manera incorrecta. La guía de emboque se debe inspeccionar antes de continuar con la bajada al pozo, para que los insertos de elastómero estén en condiciones óptimas y correctamente ajustadas.

Figura 75. Guía de emboque.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

7.2.6.7 Tapón de elevación

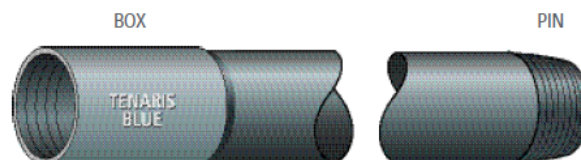
Se debe usar cuando se introduce tubería con conexiones integrales o tipo “flush” o cuando se controla presión dentro de la columna en el proceso de bajada.

Los tapones de elevación deben ser inspeccionados antes de la bajada a pozo para asegurarse de que no tengan algún daño, sean compatibles con el box y tengan el tipo de rosca adecuada.

7.2.7 Identificación de conexiones y accesorios

Con el fin de garantizar un buen sellado en toda la columna, se necesita que los accesorios como: colgadores, válvulas de flujo, zapatos de flotación, etc., tengan la misma rosca que la tubería. Se puede constatar la marca punzonada en las conexiones para identificarlas. Esto facilita controlar el origen de las roscas.

Figura 76. Conexiones de tubería.

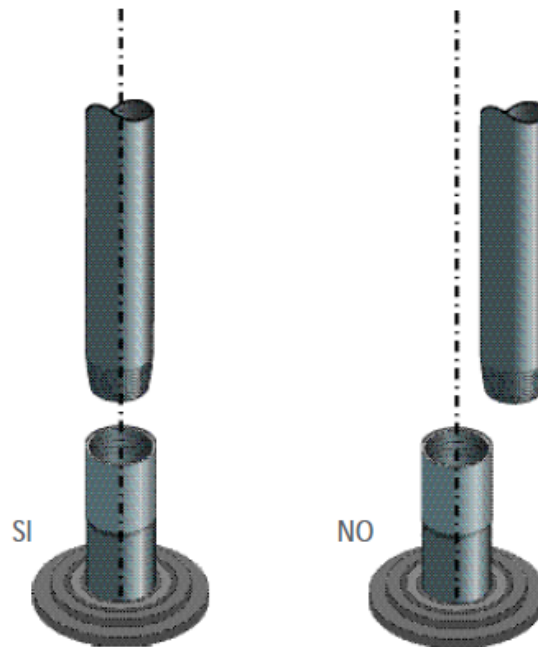


Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

7.2.8 Control de alineación del aparejo respecto al pozo

Es importante revisar la ubicación de la plataforma de enganche antes de comenzar trabajo, para asegurarse de que el encargado de tal tarea pueda llegar a la tubería. Se debe verificar que la guía de alineado esté en correcta posición.

Figura 77. Alineación de tubería.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

7.2.9 Limpieza e inspección

7.2.9.1 Limpieza

Es indispensable que las roscas o el sello no tengan materias duras y extrañas durante el proceso de enrosque. La limpieza se debe hacer justo antes del uso, sobre todo cuando se encuentren expuestos a medios corrosivos. Si se llega a presentar algún contratiempo y se presentan demoras en las maniobra de bajada, se deben instalar los protectores en las roscas.

Para el proceso de limpieza se deben quitar los protectores del pin y el box. La grasa de la rosca se quita con agua a presión o con solventes. El procedimiento más aconsejable consiste en limpiar la conexión con agua a 50 °F y luego quitar los rastros de humedad y/o cuerpos extraños.

Luego, se sopletea cuidadosamente la conexión para que el líquido no se acumule en el interior del tubo. Si se utiliza vapor para calentar o limpiar las conexiones, se debe cuidar que las superficies queden bien secas para remover cualquier humedad latente, sobre todo a temperaturas muy bajas.

Nota:

- Utilizar cepillos de nailon, en vez de alambre.
- No utilizar diesel o gasolina para limpiar las roscas. En vez de eso, utilizar agua en la película antiadherente y secar bien.

7.2.9.2 Inspección

Se debe revisar la limpieza de cada conexión. Tanto el perfil de la rosca, como el sello y el hombro deben estar sin residuos o restos de sustancias limpiadoras.

Los aspectos a controlar en las uniones son:

- Excesivo desgaste o engrane.
- Falta de acople por la ovalización.
- Falta de cobreado o fosfatizado
- Rayonazos o cortes longitudinales en el área de sello
- Oxidación avanzada, picaduras o cascarillas
- Mellas o abolladuras con profundidades mayores a 0.3 mm
- Está prohibido rellenar los sellos con soldadura.

7.2.10 Engrasado

Se debe utilizar sólo grasas API (API 5 A3) o equivalentes (a menos que se especifique lo contrario). Si se utiliza otro tipo de grasa, se debe aplicar el factor de corrección de torque proporcionado por el fabricante de la grasa.

Una grasa con diferentes propiedades puede ocasionar la falta o el exceso de torque, al engranamiento y/o pérdidas de fluido.

Antes del procedimiento de bajada, se debe contar con la grasa suficiente para completar el trabajo. Se recomienda abrir solamente el número necesario de latas y mezclar bien desde el fondo hasta la parte superior antes de aplicarla.

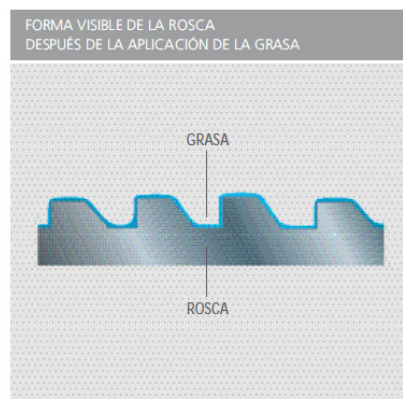
La grasa debe mantener libre de arena, agua o cualquier otra materia extraña. Es recomendable no diluir la grasa de rosca en solventes o aceites. Para aplicar la grasa se debe usar cepillos de nailon limpios. A bajas temperaturas, es conveniente mantener la grasa en un lugar cálido para que no se congele.

7.2.10.1 Aplicación de la grasa

Se recomienda aplicar una capa delgada y uniforme, rellenando las raíses de la rosca y cubriendo el hombro de torque y la superficie de sello. La forma de la rosca debe ser visible después de haber sido engrasada.

La grasera automática asegura una correcta distribución de grasa en la rosca. El peso del lubricante (gramos) ideal resulta del diámetro externo del tubo (en pulgadas) repartido en pin y box, multiplicado por 10. Ejemplo: 5" de diámetro externo = 50 gramos.

Figura 78. Capa de grasa sobre la rosca.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

Figura 79. Aplicación de grasa.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

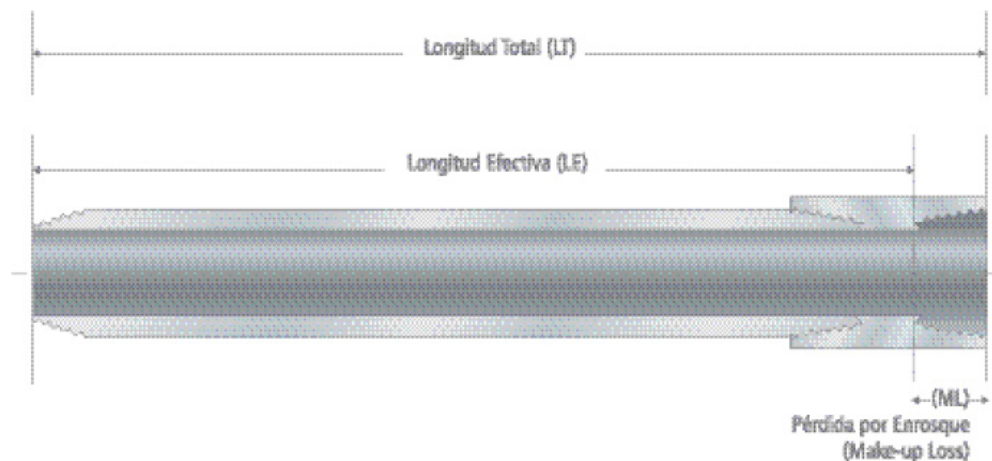
7.3 MEDICIÓN, CALIBRACIÓN E IZADO

7.3.1 Medición

Se debe medir la longitud de cada casing o tubing antes de ser bajado al pozo. Para esta tarea se debe utilizar una cinta calibrada de acero o un medidor láser. La medida se debe tomar desde la cara exterior de la cupla o box hasta la posición del extremo roscado, externamente a donde llega la cupla cuando se enrosca la junta hasta la posición de ajuste.

Cuando la rosca es redonda, esta posición en el pin abarca hasta el plano de desvanecimiento de los filetes. En roscas Buttres (BC) la medición debe hacerse hasta la base del triángulo estampado en el tubo. Cuando las conexiones son propietarias, la longitud efectiva (LE) es la longitud total (LT) menos la pérdida por enrosque (make up loss ML). La longitud de la columna sin carga es el total de longitudes medidas de esta manera.

Figura 80. Longitud de la tubería.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

7.3.2 Calibración

Se recomienda que la tubería sea calibrada en toda su longitud antes de ser bajada al pozo. La tubería que no sea calibrada debe ponerse a un lado. Las dimensiones del calibre deben ser acordes a la norma API 5CT ISO 11960.

El casing puede tener un “calibre alternativo” si el comprador lo requiere. Los tamaños están especificados en la Norma API 5 A5 “Recommended Practice for Thread Inspection of New Casing, Tubing and Plain End Drill Pipe”.

Tabla 41. Tamaño de calibre estándar

TAMAÑO DE CALIBRE ESTÁNDAR (MÍNIMO) TABLA C31/E31 API 5CT 8a EDICIÓN / ISO 11960 3a EDICIÓN				
PRODUCTO/TAMAÑO	LARGO		DIAMETRO DRIFT	
	pulg	mm	pulg	mm
CASING Y LINERS				
Menores a 9 5/8"	6	152	d-1/8	d-3,18
9 5/8" a 13 3/8" incl.	12	305	d-5/32	d-3,97
Mayores a 13 3/8"	12	305	d-3/16	d-4,76
TUBING				
2 7/8" y menores	42	1067	d-3/32	d-2,38
Mayores a 2 7/8"	42	1067	d-1/8	d-3,18
d = diámetro interno del tubo				
Nota: El diámetro mínimo del calibre para casing con conexión extreme line (xc) varía respecto al estándar.				

Modificado de: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

7.3.3 Izado

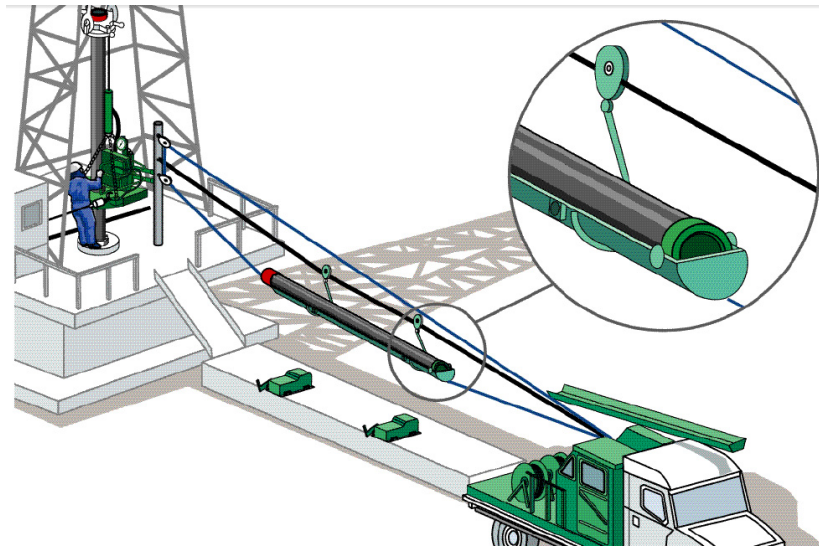
Se debe colocar un protector de rosca en el pin de la tubería, de tal forma que la rosca no se vaya a dañar mientras se mueve el tubo en el bancal o cuando se lleva a la plataforma. Para esta operación es conveniente limpiar algunos protectores y utilizarlos repetidamente. Para que el proceso sea más ágil se recomienda usar protectores especiales. Los protectores deben de estar bien ajustados.

El primer tubo debe ser rolado a mano en la plataforma de elevación de tubería. Si se trata de material para servicios críticos, se recomienda que la plataforma de elevación sea recubierta. Si no se utiliza una máquina de este tipo, la tubería debe rolarse manualmente hasta el centro de la planchada lo más cerca posible a la base de la rampa. Para conexiones con cupla, el estrobo se debe poner bajo la cupla. Si se trabaja con conexiones especiales o tipo "flush" se instala el tapón de elevación en el box con el estrobo asegurado alrededor del tubo bajo el tapón de elevación.

Hay que inspeccionar que la rosca de los tapones de elevación utilizados como elementos de tracción y elevación se encuentre en condiciones óptimas para el peso que va a soportar. Los tapones solo pueden ser utilizados para levantar un tubo a la vez.

Cuando se levanta la junta desde la planchada hasta la plataforma usando un cable o estrobo, el tubo debe ser vigilado permanentemente. Se debe ser muy cuidadoso de que no golpee contra otros objetos.

Figura 81. Izado de la tubería.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

7.4 ACOPLÉ

La tubería debe bajarse lentamente una vez se encuentre en posición vertical con respecto al pozo. En esta tarea se utiliza un compensador de peso hasta que el pin esté exactamente sobre el box.

Se inspecciona que las roscas estén libres de suciedad o material extraño antes de aplicar la grasa API. Una vez se aplique la grasa, se debe bajar el tubo lentamente.

Verificar con la guía de alineado que las juntas estén alineadas verticalmente.

Cuando el tubo esté alineado, se debe bajar lentamente para comenzar a enroscar los filetes hasta la posición de ajuste manual.

Al enroscar se debe controlar que la junta no oscile. Si la junta llega a inclinarse al ser enroscada, se debe levantar, limpiar y corregir cualquier filete dañado o bien retirarlo para luego ser inspeccionado, reparado o descartado. Es aconsejable no comprometer el pozo por utilizar una junta con pin o box dañados.

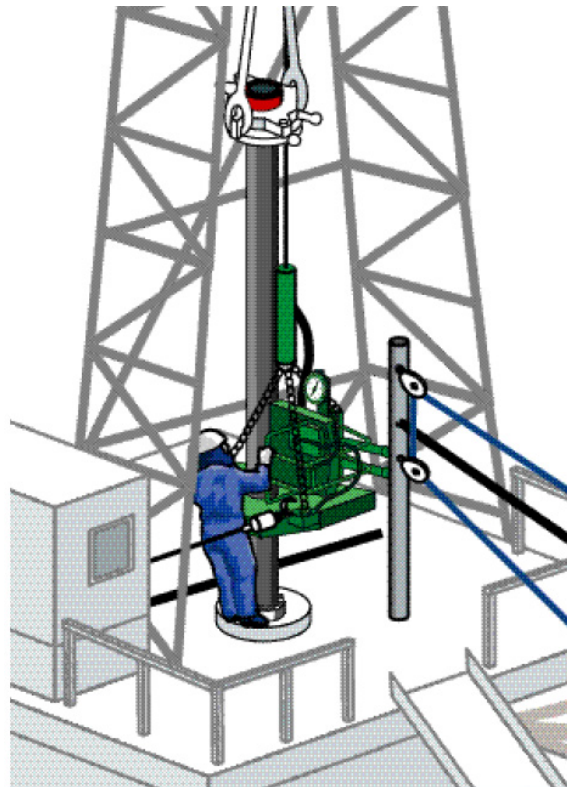
La tubería CRA y otros destinados a servicios críticos se deben enroscar hasta la posición de ajuste manual con una llave de correa. Si solo se dispone de llaves de fuerza para enroscar, se debe operar con mucha lentitud para que no se crucen los filetes y se enrosque la unión hasta la posición de ajuste manual. Las llaves de

fuerza se deben colocar a 7 - 10 cm aproximadamente por encima del pin enroscado.

Para hacer más fácil la bajada de tubería al pozo, se recomienda llenar la columna con lodo de perforación periódicamente para asegurar un mejor balance hidrostático de presiones.

La bajada de juntas en tiros dobles o triples aumenta las el riesgo de daño por el engrane de las conexiones.

Figura 82. Acople de tubería.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

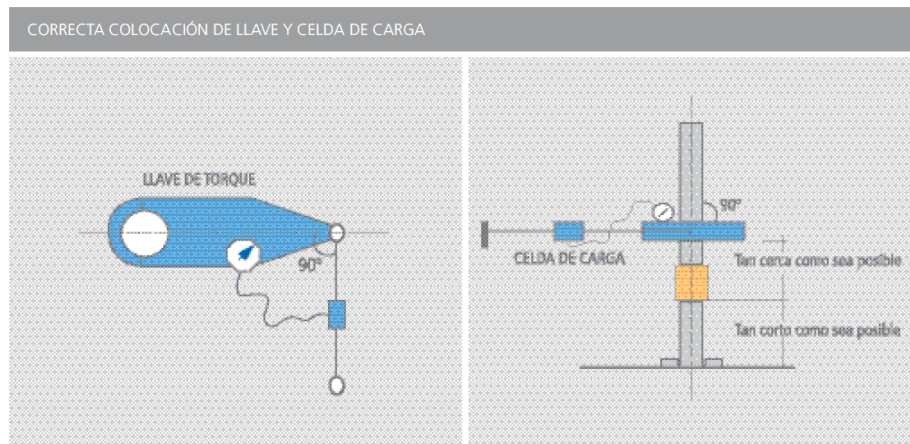
7.4.1 Aplicación de torque con llaves de fuerza

Se deben utilizar las llaves de fuerza para el torque final de la conexión. Las llaves deben estar en condiciones de operar a 3 rpm como mínimo. Es necesario que tengan insertos curvos instalados para que la junta o la cupla no se zafen y queden marcados. Se debe seleccionar una celda de carga calibrada para poner en el brazo de la llave de fuerza. La llave de contrafuerza debe estar a un ángulo de 90° con respecto a la llave de fuerza al momento de aplicar el torque.

Durante el enrosque la velocidad de la llave de fuerza debe ser menor a 25rpm. Se recomienda una velocidad menor a 10 rpm para la vuelta anterior a la aplicación del torque. Durante la aplicación del torque la velocidad debe ser inferior a 5 rpm cuando se utilizan aceros especiales.

Se debe permitir el movimiento vertical con la llave de fuerza para evitar que se dañe o golpee durante el enrosque del tubo. Cuando se instale la llave de fuerza, se recomienda poner en ella un trozo de tubo del mismo diámetro de la junta que se está bajando para ajustar las mordazas y asegurar la rotación suave de las cabezas de los insertos, junto con un contacto adecuado sin interrupción de la rotación durante el torque.

Figura 83. Llave de fuerza y celda de carga.



Fuente: Manual de uso de casing y tubing. Tenaris.

7.4.1.1 Criterios de aceptación en los gráficos de torque en conexiones

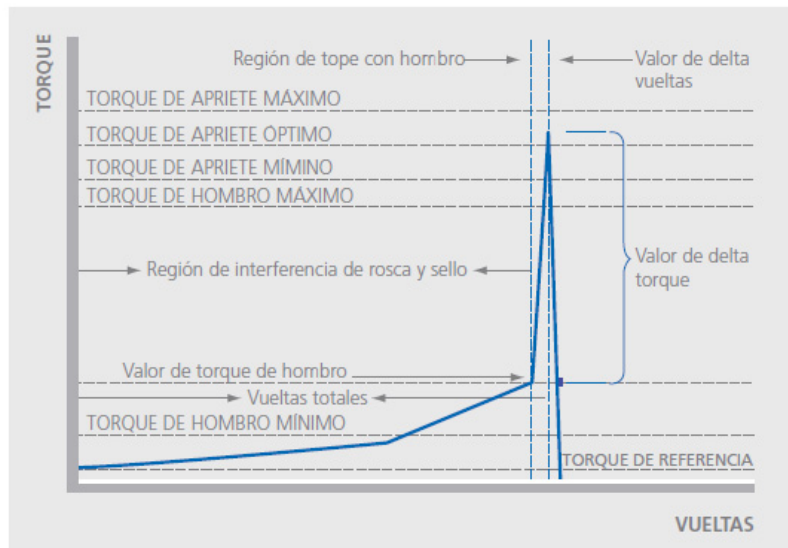
En los siguientes gráficos se muestran los diferentes esquemas que puede arrojar el ensamble de tubería.

Los gráficos muestran el comportamiento del enrosque de tubería teniendo en cuenta la cantidad de torque (eje Y) y la cantidad de vueltas (eje X). De acuerdo a la trayectoria de la función se puede hacer un diagnóstico del roscado de la tubería (bueno, malo).

El gráfico debe indicar:

- El valor de torque de hombro dentro del rango de hombro especificado
- Que el valor de torque automático en la gráfica sea parecido al valor visual.

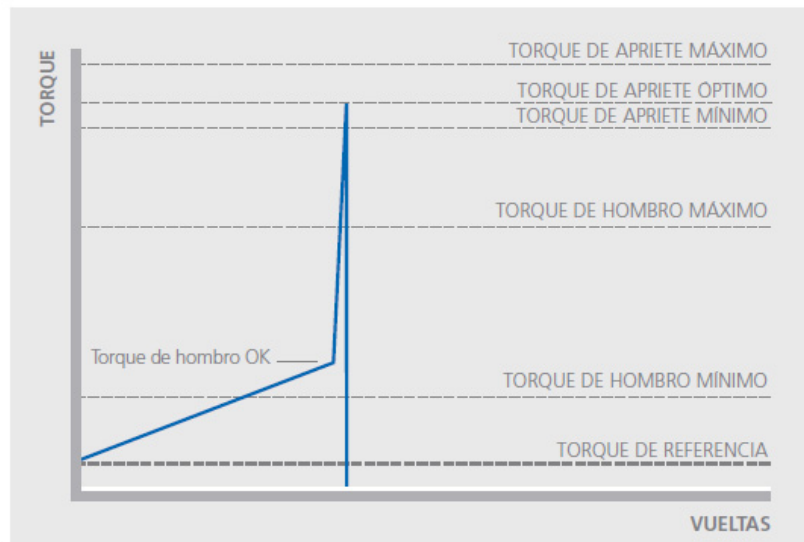
Figura 84. Ejemplo de gráfica torque vs vueltas.



Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

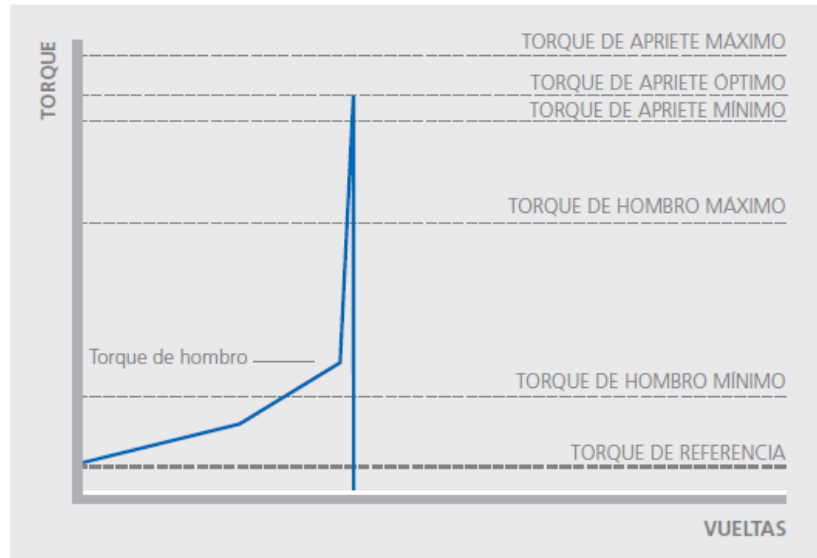
7.4.1.2 Gráficos de torque vs vueltas aceptables

Figura 85. Gráfico aceptable



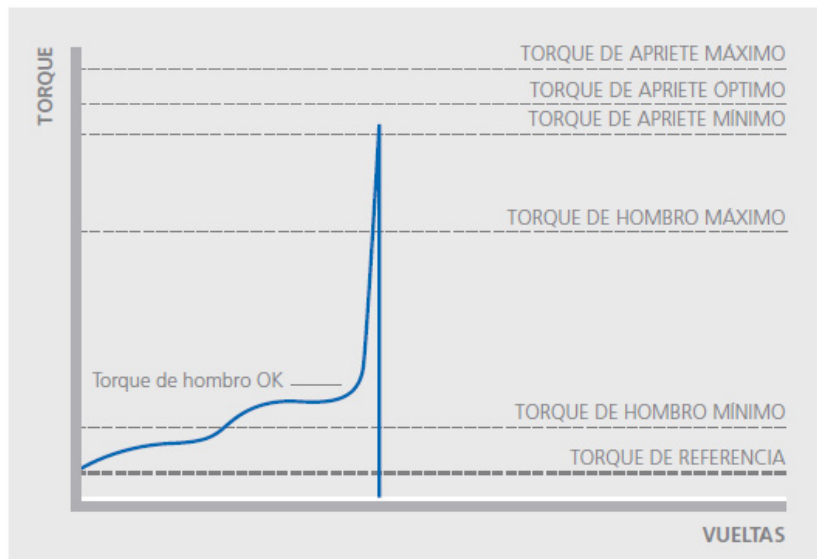
Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

Figura 86. Curva aceptable con un ligero aumento de torque.



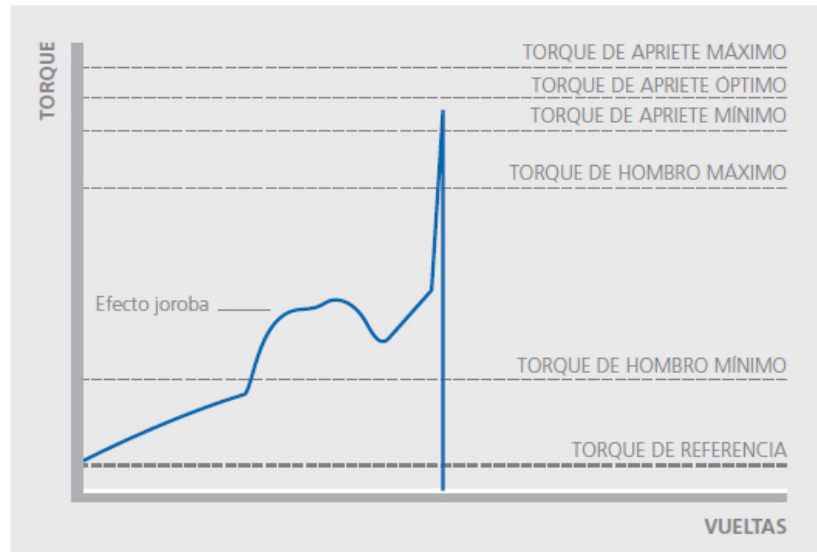
Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

Figura 87. Curva aceptable con leves oscilaciones.



Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

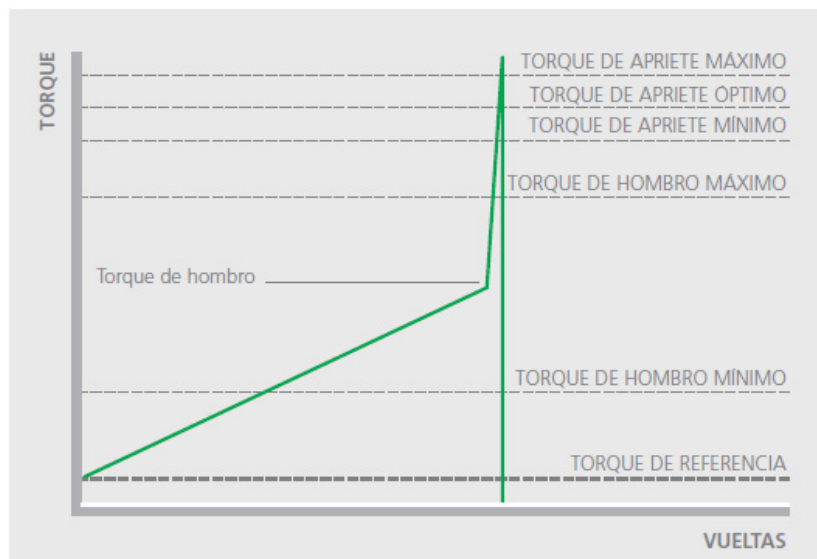
Figura 88. Curva aceptable con joroba (sin exceder el hombro máximo).



Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

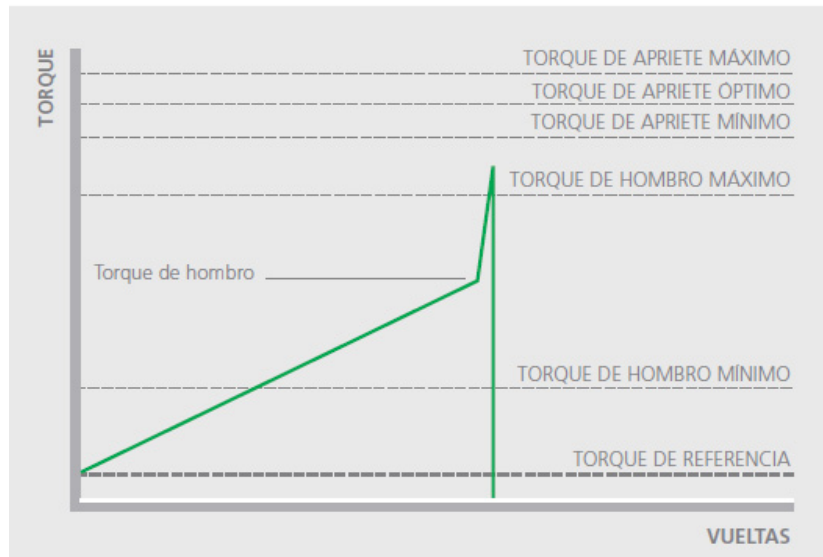
7.4.1.3 Gráficos de torque vs vueltas con defectos en el roscado

Figura 89. Curva no aceptable con torque final muy alto.



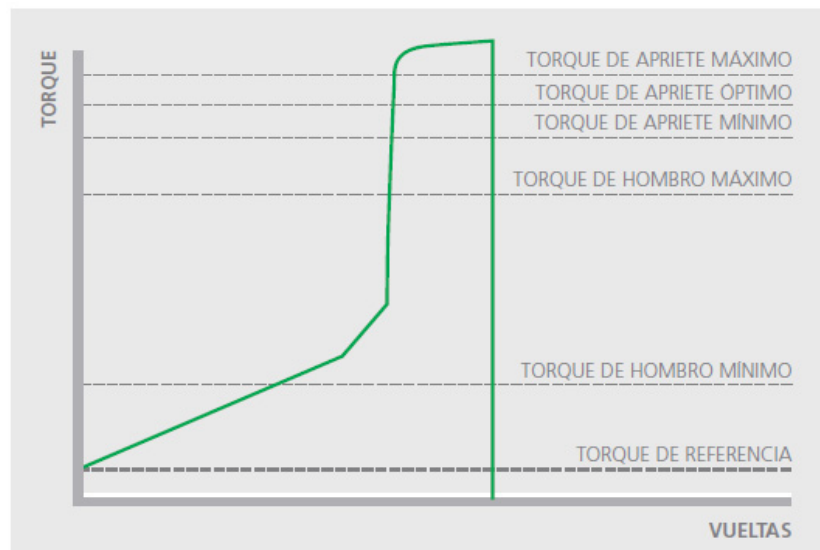
Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

Figura 90. Curva no aceptable con torque final muy bajo.



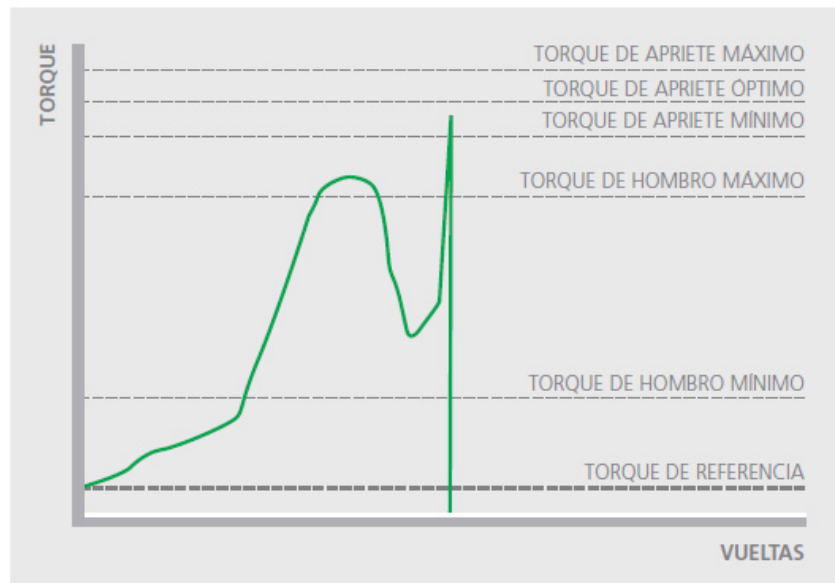
Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

Figura 91. Curva no aceptable con conexión deformada.



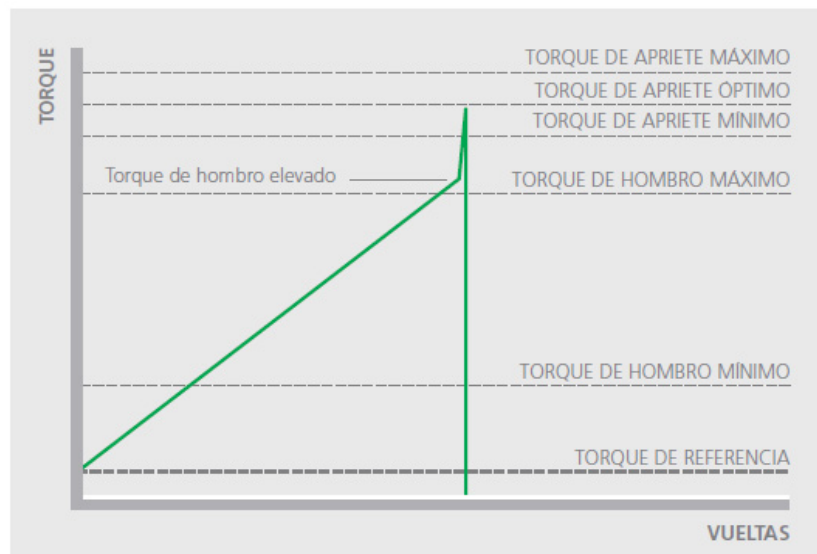
Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

Figura 92. Curva no aceptable con joroba que excede el torque de hombro máximo.



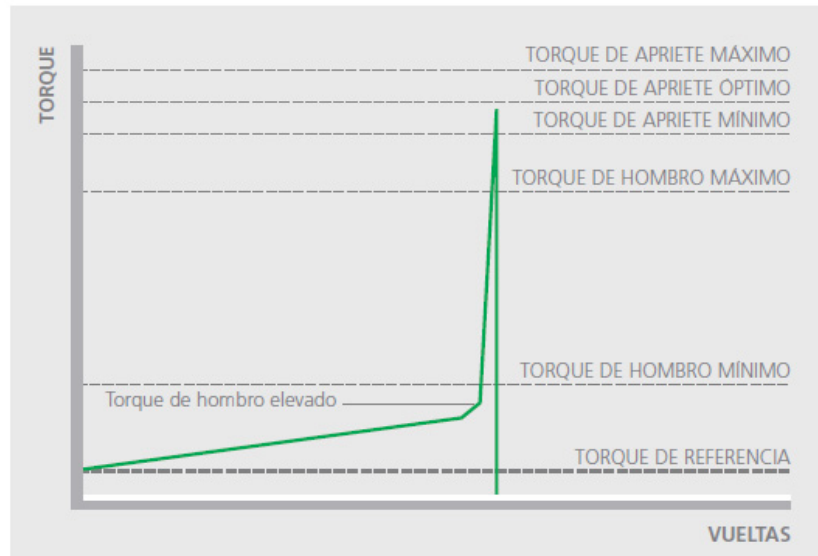
Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

Figura 93. Curva no aceptable con torque de hombro elevado.



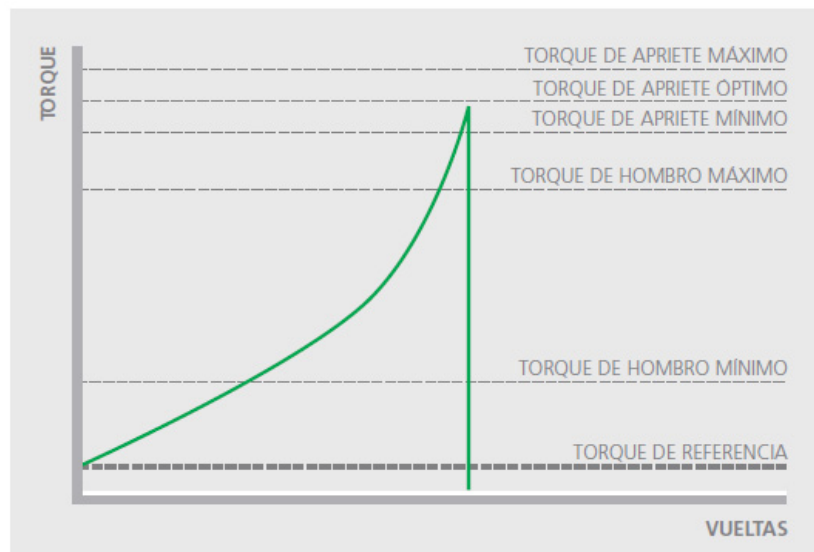
Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

Figura 94. Curva no aceptable con torque de hombro bajo.



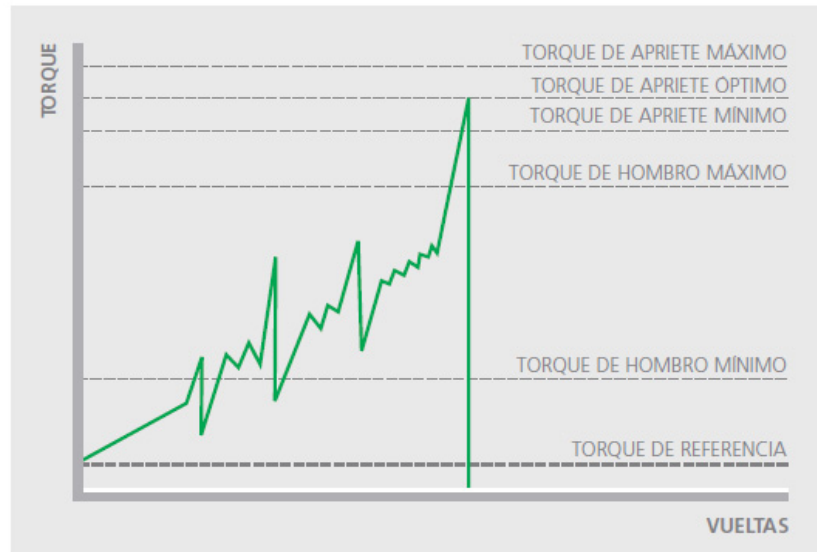
Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

Figura 95. Curva no aceptable con torque de hombro indefinido.



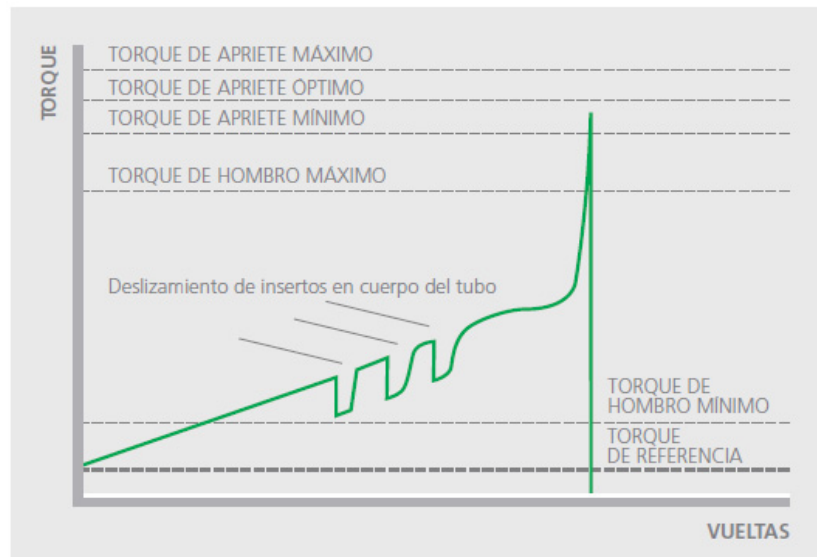
Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

Figura 96. Curva no aceptable con interferencia anormal de rosca.



Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

Figura 97. Curva no aceptable con deslizamiento excesivo de las mordazas.



Fuente: Manual de tubulares. Tenaris.

7.5 ALGUNAS CAUSAS DE FALLAS EN LAS TUBERÍAS

- Daños durante la manipulación o transporte.
- Pésima observación del cuerpo de la tubería o las roscas
- Diseño y selección incorrectos de la tubería
- Uso de roscas de reemplazo fabricadas por empresas que no están acreditadas
- Cuplas mal maquinadas
- Malas prácticas bajando o extrayendo tubería del pozo
- Torque excesivo para forzar la bajada de tubería al pozo
- Utilización de grasa diluida, sucia o no adecuada, puesto que puede generar engrane en las roscas
- Almacenamiento indebido de la tubería
- Fatiga del tubing
- Desgaste del tubing por el desplazamiento de la varilla de bombeo
- Alto desgaste de la tubería por la rotación de las barras de sondeo, sobre todo en pozos desviados o con doglegs
- Exceder la resistencia a la tensión en la tubería
- Pandeo de la tubería en zonas no cementadas con tubería asentada
- Caída de la tubería
- Pérdida de fluido en las conexiones debido a factores como: roscas sucias, grasa inadecuada, roscas engranadas, roscas mal maquinadas, golpes en la columna, enrosques y desenrosques excesivos, flexión de la tubería por poner la llave a una altura muy alta, ovalidad alta del casing, etc.

8 POSIBLES APLICACIONES EN COLOMBIA

Como habíamos visto, la explotación de hidrocarburos no convencionales ofrece un nuevo panorama en la búsqueda de combustibles fósiles, que puede incrementar las reservas del país considerablemente (como en el caso de Argentina).

En Colombia se piensa perforar el primer pozo no convencional, en el municipio de San Martín, Cesar, en el cual se pretende llegar a la formación la Luna. Este proyecto está a cargo por la empresa Conoco Phillips la cual contrató con la Agencia Nacional de Hidrocarburos después de que Exxon Mobil y Shell adelantaran trabajos en ese mismo bloque.

Hasta el momento el proyecto ha generado mucha incertidumbre debido al impacto ambiental que se podría generar, tema que aún se debate entre la empresa y los miembros de la comunidad. A pesar de la incertidumbre la empresa Conoco Phillips presentaría su estudio de impacto ambiental a finales del 2016 para solicitar la licencia ambiental ante la Agencia nacional de licencias ambientales (ANLA) y así comenzar a adelantar los trabajos correspondientes. Si se realiza el proyecto, sería el primer pozo no convencional en Colombia.

La empresa Conoco Phillips tiene sedes en varios países, pero su sede principal se encuentra en Houston, Texas, Estados Unidos. Se creó a partir de la fusión de dos importantes empresas: Conoco inc. y Phillips Petroleum Company, y se constituye como la tercera mayor petrolera de Estados Unidos.

9 CONCLUSIONES

- Se realizó el diseño detallado del revestimiento a un campo conceptual de Shale Oil teniendo en cuenta los factores de colapso, estallido y tensión. El cual se basó en un trabajo de grado previo de forma satisfactoria logrando un diseño óptimo.
- El pozo se completó con liner hasta el final de la sección vertical, asimismo tubería de producción en la sección horizontal, esto con el fin de optimizar el diseño y reducir costos; no obstante, siempre manteniendo la integridad que se requiere para este tipo de pozos
- Se utilizó el programa Stress Check para realizar el diseño de revestimiento del pozo se encontró que los resultados obtenidos al realizar el diseño a mano y por medio del programa, son iguales en la gran mayoría de los casos, y en otros muy parecidos, así pues se verificó que el diseño presentado a mano cumple exitosamente con todas las consideraciones de diseño planteadas.
- El presente trabajo cumplió con éxito el alcance esperado, y puede ser usado como una referencia para futuros proyectos, porque fue calculado detalladamente paso a paso mediante el análisis de factores de colapso, estallido, tensión y torque.

10 RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta que el diseño de revestimiento se hizo para un pozo conceptual, se recomienda para un próximo diseño seleccionar una tubería de mayor diámetro en la fase productora que permita implementar un sistema de levantamiento artificial para el caso particular de depletamiento del yacimiento.
- Se recomienda para un próximo trabajo de grado, aplicar la bibliografía presentada para un caso real, en el cual se puedan poner en práctica las lecciones aprendidas y así generar nuevos retos operacionales a superar.
- Es necesario para la continuación de este trabajo realizar los estudios de Geomecánica que permitan establecer los rangos operacionales de presión.
- Para futuros trabajos de grado se aconseja desarrollar una herramienta para pozos horizontales, capaz de facilitar el cálculo de la trayectoria del pozo y de los factores de colapso, estallido y tensión, teniendo en cuenta posibles escenarios con complicaciones operacionales.
- Debido a que la perforación de pozos en yacimientos no convencionales es un tema nuevo en Colombia, se invita a los estudiantes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander a que participen e investiguen sobre este tema, con el fin de obtener la mayor cantidad de conocimientos que optimicen el diseño ideal del revestimiento minimizando al máximo los daños a que puedan estar expuestas las formaciones supra y sub-adyacentes de la zona de interés por efectos del fracking.

11 BIBLIOGRAFÍA

API Specification 5CT. Specification for casing and tubing. Eight edition. July, 2005.

API Bulletin 5C2. Bulletin on performance properties of casing, tubing, and drill pipe. Twenty first edition. October, 1999.

API Bulletin 5C3. Bulletin on formulas and for casing, tubing, drill pipe and line pipe properties. Sixth edition. October, 1994.

API Recommended Practice 5B1. Gauging and Inspection of casing, tubing and line pipe threads. Fifth edition. October, 1999.

BRAVO Christian, GARCÍA Itzel, LEAL Alejandro, MENDOZA Jorge, ÁVILA Edgar y URIBE José. Capacidad de resistencia de tuberías petroleras. Instituto Politécnico nacional. Escuela Superior De Ingeniería Y Arquitectura. Ciencias De La Tierra Ingeniería Petrolera. 2013.

BYROM, Ted. Casing and liners for drilling and completion. 2 ed. Waltham, MA: Gulf Professional Publishing, 2015. Cap 1, P. 203 – 250.

CASTILLO, Jesús y HURTADO, Omar. Diseño de tubería de revestimiento para pozos de alta presión y alta temperatura. Tesis Para Obtener El Título de Ingeniero Petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma De México. Facultad De Ingeniería. 2009. Cap 2.

CASTRO Yovani, ILLAN Carlos, LUGO Karen, MEZA Luis y MONDRAGÓN Tania. Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento. En: Tecnología de la perforación y terminación no convencional. Instituto Politécnico nacional. Escuela Superior De Ingeniería Y Arquitectura. Ciencias De La Tierra Ingeniería Petrolera. 2013.

CHAUDHARY, Anish. Shale oil production performance from a stimulated reservoir volume. In fulfillment of the requirements for the degree of Master Of Science. College Station: Texas A&M University. 2011.

GARAVITO, Jessica. y CARDENAS, Oscar. Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander. Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2014. Pag 20 - 26

GONZÁLEZ, Luis. Desplazamiento de los cabezales del árbol de válvulas en pozos de alta presión y alta temperatura. Tesis Para Obtener El Título de Ingeniero Petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma De México.

Facultad De Ingeniería. División De Ingeniería En Ciencias De La Tierra. 2015. Cap 2.

GRANDAS, Camila y SÁNCHEZ Jaiber. Diseño de la trayectoria de una perforación horizontal tipo clúster aplicada a un campo conceptual de shale oil. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander. Facultad De Ingenierías Fisico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2014.

HERNÁNDEZ, David. Conceptos generales de conexiones. Tenaris Tamsa [presentación]. Junio, 2010

MARTÍNEZ, Javier. Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander. Facultad De Ingenierías Fisico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2011.

MONTEERRUBIO, Jonathan. Perforación de pozos con tubería de revestimiento (casing drilling). Tesis Para Obtener El Título de Ingeniero Petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma De México. Facultad De Ingeniería. 2009. Cap 4.

MORALES, David. Diseño de tuberías de revestimiento. TenarisTamsa. Enero, 2009.

OCHOA, Oscar. Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Piedemonte llanero operados por BP. Trabajo de grado Modalidad Practica Empresarial Presentado como Requisito para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander. Facultad De Ingenierías Fisico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2008. Cap 3.

PDVSA exploración y producción. Procedimientos de diseño para tuberías de revestimientos y producción. Venezuela. 1998.

RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. 2001

RABIA, Hussain. Oilwell Drilling Engineering: Principles and Practice. University of Newcastle upon Tyne. Gaithersburg: Graham & Trotman Inc. 1985.

RAHMAN, Sheik y CHILINGARIAN, George. Casing Design, Theory and Practice. Amsterdam: Elsevier, 1995.

RUIZ, Ricardo. Pozos horizontales y/o alto ángulo como estrategia para la explotación del campo chiicontepec. Tesiina Para obtener el Título de Ingeniero

Petrolero. Universidad Veracruzana. Facultad De Ingeniería Y Ciencias Químicas. 2013. P. 26 – 41.

SALVADOR, Ulises. Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de burgos. Tesis Para Obtener El Título de Ingeniero Petrolero. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma De México. Facultad De Ingeniería. 2009. Cap 4.5 – 4.7.

SÁNCHEZ, Gabriela. Implementación de pozos no convencionales en yacimientos de aceite pesado. Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero. Poza Rica: Universidad Veracruzana. Facultad De Ingeniería Y Ciencias Químicas. 2013. P. 36 – 64.

SCHLUMBERGER, Drilling School. Tuberías de Revestimiento. Sección 5 - 7.

TENARIS TAMSA. Manual de tubulares. Criterios de aceptación del apriete en conexiones premium. p. 52-59. 2011.

TENARIS TAMSA. Manual de uso de casing y tubing. Almacenamiento y manipuleo. p. 7-17. 2007.

TENARIS TAMSA. Enciclopedia del petróleo. Tomo 5. Tuberías.

TENARIS TAMSA. Manejo de Roscas Premium. Junio 2006.

ANEXO

Tabla 42. Propiedades de las tuberías de revestimiento utilizadas para el desarrollo del trabajo.

Diámetro externo OD (Pulg)	Peso nominal Wn (Lb/Pie)	Grado	tubería		Resistencia al colapso (Psi)	Esfuerzo flexible del cuerpo (lb) x1.000	Tipo de conexión	Resistencia a la presión interna (Psi)	Esfuerzo de la conexión (lb) x1.000
			Espesor de pared (Pulg)	Diámetro interno ID (Pulg)					
20	94	H-40	0,438	19,124	520	1.077	LTC	1.530	673
13 ³ / ₈	68	K-55	0,480	12,415	1.950	1.069	BTC	3.450	1.300
	68	N-80	0,480	12,415	2.260	1.556	BTC	5.020	1.585
9 ⁵ / ₈	40	J-55	0,395	8,835	2.570	630	BTC	3.950	714
	36	K-55	0,352	8,921	2.020	564	BTC	3.520	755
5 ¹ / ₂	17	N-80	0,304	4,892	6.290	397	BTC	7.740	446
	20	N-80	0,361	4,778	8.830	466	BTC	9.190	524