

**EVALUACIÓN DE MODELOS DE OPTIMIZACIÓN DE COSTOS DE
REVESTIMIENTO Y APLICACIONES A UN CAMPO DE ECOPETROL**

**DORGES DE JESÚS HIGGINS VARGAS
DUVAN MAURICIO CASTAÑEDA CLAVIJO**



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

2020

**EVALUACIÓN DE MODELOS DE OPTIMIZACIÓN DE COSTOS DE
REVESTIMIENTO Y APLICACIONES A UN CAMPO DE ECOPETROL**

**DORGES DE JESÚS HIGGINS VARGAS
DUVAN MAURICIO CASTAÑEDA CLAVIJO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

Director

**NÉSTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO
Magíster en Ingeniería de Petróleos**

Codirector

**EMILIANO ARIZA LEÓN
Doctor en Ingeniería Química**

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

2020

AGRADECIMIENTOS

Dios, tu amor y tu bondad no tienen fin, me permites sonreír ante todos mis logros que son resultado de tu ayuda, y cuando caigo me pones a prueba, aprendo de mis errores y me doy cuenta de los pones en frente mío para que mejore como ser humano, y crezca de diversas maneras.

Este trabajo de tesis ha sido una gran bendición en todo sentido y te lo agradezco Dios, y no cesan mis ganas de decir que es gracias a ti que esta meta está cumplida.

Gracias a toda mi familia, en especial a mi madre y mi abuela (Geovana, Rosa). Gracias por estar presente no solo en esta etapa tan importante de mi vida, sino en todo momento ofreciéndome lo mejor y buscando lo mejor para mi persona. Cada momento en vivido durante todos estos años, son simplemente únicos.

También quiero darle gracias a la fuente de mi inspiración y a quien alguna vez forjó lo que soy, mi Abuelo Roberto Vargas, esto va especialmente dedicado a ti.

A Samy y Joshua espero haberles servido de ejemplo guía y poder mostrarles que todo lo que se propongan lo pueden hacer a pesar de que parezca imposible.

La vida es hermosa, y una de las principales características de esta hermosura es que la podemos compartir y disfrutar con quienes amamos, podemos ayudar y guiar a muchas personas si ellas lo permiten, pero también podemos ser ayudados y guiados durante nuestra vida, por esto mismo, mediante estos agradecimientos de tesis, quiero exaltar la labor de todos mis amigos, todos aquellos que estuvieron presentes durante toda o la mayor parte de la realización y el desarrollo de esta tesis, gracias a aquellos que con respeto y decencia realizaron aportes a esta, gracias a todos.

Siembra una buena y sincera amistad, y muy probablemente el tiempo te permitirá disfrutar de una agradable cosecha.

Con amor,

A handwritten signature in black ink that reads "Jorge Higgins Vargas". The signature is written in a cursive style with a large initial 'J'.

AGRADECIMIENTOS

Primero agradezco a Dios por darme sabiduría en todo momento y permitirme llegar a cumplir este objetivo guiándome paso a paso.

A mis padres que los quiero mucho, Mauricio y Arelis por ser un gran ejemplo a seguir y apoyarme en todo sentido para momentos complicados y momentos alegres y formarme de la mejor manera para afrontar cada obstáculo que se podría presentar.

Para mis abuelos María Teresita y Joselin que también los quiero muchísimo y que también este logro se los debo a ellos por ayudarme en mi primera etapa de la universidad y por darme mucho amor en todo el transcurso de mi vida.

Para mis hermanos Juancho y Maite que en cierto modo también me ayudaron en el transcurrir de cada semestre muchas gracias y espero servirles como ejemplo para cumplir sus objetivos y demostrar que si se pueden cumplir.

Agradezco a todos mis familiares en especial a mis tíos Yudi, John y Joselin por impulsarme y brindarme apoyo en todo momento y por creer en mí.

A Dorges por ser un gran amigo y compañero desde los inicios de mi carrera en los cuales me ayudo para poder avanzar y hemos logrado cumplir este objetivo a pesar de los obstáculos que se nos presentaron.

Por ultimo gracias a todos mis compañeros y amigos Rubén, Jhon, David José, Cesar y demás que también me ayudaron muchísimo y que espero todos cumplamos nuestros objetivos y metas.

Con amor, Duvan C.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	18
1.1 GENERALIDADES	18
1.2 TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	19
1.2.1 Tubería conductora.....	20
1.2.2 Tubería de superficie.....	21
1.2.3 Tubería intermedia.....	22
1.2.4 Tubería de producción.....	22
1.2.5 Liner.....	23
1.3 ESPECIFICACIONES DE TUBERÍA	25
1.3.1 Diámetros y espesor de pared.....	26
1.3.2 Longitud de las juntas.....	27
1.3.3 Perdidas de longitud por acoples (articulación).....	28
1.3.4 Peso de tubería.....	28
1.3.5 Grado de acero.....	29
1.4 CONEXIONES	32
1.5 TIPOS DE CONEXIONES	33
1.5.1 Conexión integral	33
1.5.2 Conexión acoplada.....	33
1.5.3 Roscas API.....	34
1.5.4 Roscas redondas.....	35
1.5.5 Roscas buttress	35
1.5.6 Roscas extreme line.....	37
1.5.7 Roscas Premium.....	37

1.6 TIPOS DE CARGAS	38
1.6.1 Tensión. C.....	38
1.6.2 Estallido..	41
1.6.3 Colapso. F.....	43
1.7 MODELOS DE OPTIMIZACIÓN DE COSTOS	49
1.7.1 Monobore.....	49
1.7.2 Modelo (Minimum cost).....	51
1.7.3 Modelo (precio vs peso).....	55
2. ESTUDIO DE INFORMACIÓN DEL CAMPO.....	57
2.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO	57
2.1.1 Ficha técnica del pozo	57
2.1.2 Localización del pozo.....	57
2.2 INFORMACIÓN GEOLÓGICA.....	58
2.2.1 Formaciones Geológicas.	58
2.2.2 Identificación de problemas Geológicos	61
2.2.3 Características petrofísicas del yacimiento	63
2.2.4 Análisis de eventos de perforación.	63
2.2.5 Modelo de estabilidad por pozo.	65
2.3 RESUMEN DE REVESTIMIENTO ACTUAL.....	68
2.3.1 Criterios de asentamiento del revestimiento.	68
2.3.2 Plan direccional del pozo.	71
2.3.3 Cementación del pozo	72
2.3.4 Estado Mecánico actual del pozo	72
2.3.5 Diseño Actual del pozo.	73
3. SELECCIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN	78
3.1 DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO MEDIANTE EL SOFTWARE STRESSCHECK.....	80
3.1.1 Ingreso de la estructura de datos.....	81
3.1.2 Datos generales.....	82
3.1.3 Datos de cargas de tubería.....	91

3.1.4 Diseño preliminar de tubería de revestimiento.....	99
3.1.5 Aplicación del modelo MINIMUM COST.	100
4. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LOS DISEÑOS DE REVESTIMIENTO.....	105
4.1 APLICACIÓN DEL MODELO AL POZO	105
4.1.1 Resultados de cargas	106
4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	111
4.2.1 Costos de las tuberías de revestimiento.	111
4.2.2 Comparación de los diseños de revestimiento.....	113
4.2.3 Precio de referencia tubería K-55.	113
5. CONCLUSIONES	121
6. RECOMENDACIONES.....	122
BIBLIOGRAFÍA.....	123

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tubería de revestimiento L-80 (9 5/8").....	18
Figura 2. Esquema de tubería de revestimiento	24
Figura 3. Tipos de liner	25
Figura 4. Código de colores para grados de acero	32
Figura 5. Conexiones acopladas e integrales	34
Figura 6. Perfil de roscas Redondas.....	36
Figura 7. Perfil de roscas Buttress	36
Figura 8. Esquema Monobore.....	49
Figura 9. Rol del software comercial en el proceso de optimización.....	52
Figura 10. Proceso de optimización de casing	53
Figura 11. Proceso de optimización de casing	55
Figura 12. Conflicto peso/precio	56
Figura 13. Evaluación de riesgos Geológicos	62
Figura 14. Identificación de los eventos con mayor impacto en el área de Castilla	64
Figura 15. Modelo geo-mecánico e identificación de zonas de riesgo.....	66
Figura 16. Estado Mecánico del pozo actual	72
Figura 17. Estallido	73
Figura 18. Colapso.....	74
Figura 19. Límites de diseño.....	74
Figura 20. Estallido	75
Figura 21. Colapso.....	75
Figura 22. Límites de diseño.....	76
Figura 23. Estallido	76

Figura 24. Colapso.....	77
Figura 25. Límites de diseño.....	77
Figura 26. Contraste de modelos de optimización de costos.....	79
Figura 27. Software Stresscheck	80
Figura 28. Estructura jerárquica de ingreso de datos	81
Figura 29. Estructura jerárquica de datos StressCheck.....	82
Figura 30. Datos de referencia del pozo	83
Figura 31. Descripción general pozo #1	84
Figura 32. Datos de presión de Poro	85
Figura 33. Datos de presión de fractura.....	86
Figura 34. Datos direccionales del pozo	88
Figura 35. Gradiente geotérmico	89
Figura 36. Esquema de tubería de revestimiento actual.....	90
Figura 37. datos de producción StressCheck	91
Figura 38. Parámetros de diseño.....	92
Figura 39. Análisis de parámetros de diseño	93
Figura 40. Condiciones iniciales	94
Figura 41. Diseño de carga de estallido Liner 7".....	96
Figura 42. Diseño de carga de colapso Liner 7"	98
Figura 43. Diseño de carga axial Liner 7"	99
Figura 44. Configuración de sección de tubería intermedia 9 5/8".....	100
Figura 45. Parámetros modelo de Minimum Cost de la sección 9 5/8	101
Figura 46. Diseño modelo de Minimum Cost de la sección 9 5/8	102
Figura 47. Límites de diseño sección optimizada 13 3/8"	103
Figura 48. Límites de diseño sección optimizada 9 5/8"	104
Figura 49. Límites de diseño sección optimizada 7"	104
Figura 50. Estado mecánico Minimum Cost	105
Figura 51. Estallido sección optimizada 13 3/8".....	106
Figura 52. Colapso sección optimizada 13 3/8"	107
Figura 53. Carga axial sección optimizada 13 3/8"	107

Figura 54. Estallido sección optimizada 9 5/8”	108
Figura 55. Colapso sección optimizada 9 5/8”	108
Figura 56. Carga axial sección optimizada 9 5/8”	109
Figura 57. Estallido sección optimizada 7”	109
Figura 58. Colapso sección optimizada 7”	110
Figura 59. Carga axial sección optimizada 7”	110
Figura 60. Producción y demanda mundial de acero.....	112
Figura 61. Costo por pie de tubería N-80 y P-110	113
Figura 62. Costos diseño actual de pozo (700 \$USD/Ton).....	114
Figura 63. Costos diseño optimizado de pozo (700 \$USD/Ton)	114
Figura 64. Costos diseño actual de pozo (900 \$USD/Ton).....	117
Figura 65. Costos diseño optimizado de pozo (900 \$USD/Ton)	117
Figura 66. % Inversión ahorrada para los escenarios optimizados.....	119

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Dimensiones recomendadas para mandriles de prueba (API).....	27
Tabla 2. Longitudes estándar de revestimiento (API)	27
Tabla 3. Grados API tuberías de revestimiento	30
Tabla 4. Grados no API tuberías de revestimiento	31
Tabla 5. Ficha técnica del pozo	57
Tabla 6. Ubicación específica	58
Tabla 7. Características petrofísicas del yacimiento	63
Tabla 8. Modelo Geo-mecánico ventana de estabilidad por pozo	69
Tabla 9. Profundidades de asentamiento	70
Tabla 10. Wellpath	71
Tabla 11. Programa de cementación	72
Tabla 12. Costo sección 9 5/8" diseño actual de pozo (700 \$USD/Ton).....	115
Tabla 13. Costo sección 9 5/8" diseño optimizado de pozo (700 \$USD/Ton).....	115
Tabla 14. Costo sección 7" diseño actual de pozo (700 \$USD/Ton).....	116
Tabla 15. Costo sección 7" diseño optimizado de pozo (700 \$USD/Ton).....	116
Tabla 16. Costo sección 9 5/8" diseño actual de pozo (900 \$USD/Ton).....	118
Tabla 17. Costo sección 9 5/8" diseño optimizado de pozo (900 \$USD/Ton).....	118
Tabla 18. Costo sección 7" diseño actual de pozo (900 \$USD/Ton).....	118
Tabla 19. Costo sección 7" diseño optimizado de pozo (900 \$USD/Ton).....	119
Tabla 20. Ahorro de escenarios optimizados	120

RESUMEN

TÍTULO: Evaluación de modelos de optimización de costos de revestimiento y aplicaciones a un campo de Ecopetrol*

AUTORES: Dorges De Jesús Higgins Vargas**
Duvan Mauricio Castañeda Clavijo

PALABRAS CLAVES: Optimización, Diseño, Modelo, Costos, Viabilidad económica, tubería de revestimiento.

DESCRIPCIÓN

Uno de los componentes de mayor influencia en los costos de perforación después del alquiler del equipo es el de los revestimientos. Normalmente en el programa de revestimiento se tienen en cuenta algunos criterios de selección entre los cuales están la variación del material y su resistencia. Es importante también tener en cuenta otras tecnologías que abarquen una gama más amplia de criterios y condiciones que pueden mejorar la vida útil, evitar intervenciones periódicas, reducir tiempos de instalación, mejorar la compatibilidad con herramientas o implementaciones novedosas, entre otros aspectos. La implementación de nuevos tipos de revestimientos en un campo de Ecopetrol proporcionaría probables beneficios técnicos y también en la reducción de los costos de perforación.

El proyecto abarca una selección de un modelo de optimización de costos en este caso (Minimum Cost), y establecer los criterios más relevantes de acuerdo con los datos del pozo para seleccionar la mejor combinación de tubería de revestimiento y aplicar el modelo seleccionado a través del software StressCheck (Halliburton) al campo. Se obtiene un diseño de tubería de revestimiento óptimo a nivel técnico y económico.

Se escogió el software StressCheck como herramienta de diseño de revestimiento debido a las características específicas dentro de las cuales se incluyen el modelo escogido (Minimum Cost) y el manejo de cálculos de cargas complejas

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Néstor Fernando Saavedra Trujillo

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF OPTIMIZATION MODELS FOR CASING COSTS AND APPLICATIONS TO AN ECOPETROL FIELD*

AUTHORS: DORGES DE JESUS HIGGINS VARGAS**
DUVAN MAURICIO CASTAÑEDA CLAVIJO

KEY WORDS: Optimization, Design, Model, Costs, Economic viability, casing pipe

DESCRIPTION

One of the most influential components in drilling costs after equipment rental is the Casing design. Normally in the casing program some selection criteria are considered, among which are the variation of the material and its resistance. It is also important to take into account other technologies that cover a wider range of criteria and conditions that can improve the useful life of the pipeline, avoid periodic interventions, reduce installation times, improve compatibility with innovative tools or implementations, among other aspects. The implementation of new types of casing in an Ecopetrol field would provide probable technical benefits and also in reducing drilling costs.

The project includes a selection of a cost optimization model in this case (Minimum Cost), and establish the most relevant criteria according to the well data to select the best combination of casing and apply the selected model through the StressCheck (Halliburton) software to the field. An optimal technical and economical casing pipe design is obtained.

The StressCheck software was chosen as a casing design tool due to the specific features that include the chosen model (Minimum Cost) and the handling of complex load calculations. It was possible to simulate the current casing design in the StressCheck software, and it was observed that the design meets the technical parameters established as design factors and load support.

* Graduation project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Engineering of Petroleum. Director: Nestor Fernando Saavedra Trujillo MSc. Petroleum Engineer

INTRODUCCIÓN

La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la planificación y operaciones de perforación de pozos. La presencia de zonas problemáticas tales como formaciones no consolidadas, sobrepresionadas, débiles y la presencia de presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, exige la instalación de tuberías que eviten inconvenientes operacionales que no permitan alcanzar la profundidad total proyectada. La elección correcta de grados y pesos de la tubería es un factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo, lo cual requiere una labor de ingeniería que involucra la evaluación de aspectos técnicos, operacionales y económicos, con el objetivo de alcanzar un diseño óptimo y la funcionalidad de las operaciones de la perforación.

La tubería de revestimiento puede ser el elemento más caro de un pozo, representando un gran porcentaje de los costos de perforación, por lo que una reducción de estos puede significar un ahorro representativo, y en muchos casos puede diseñarse de una manera optimizada. Se presentará una evaluación de modelos de optimización de costos para un caso específico, analizando la información más importante necesaria para la implementación del modelo de optimización seleccionado, para minimizar el costo de la sarta de tubería de revestimiento combinada. El procedimiento se realizará a partir de un software llamado StressCheck de la compañía de Halliburton, el cual trae incorporado el modelo de optimización de costos, incluyendo las gráficas correspondientes a las cargas y límites de diseño preestablecidos.

En el proyecto se comparará las condiciones a las cuales se encuentra expuesto el revestimiento actual con el propuesto, y determinar su aplicabilidad con el fin de reducir los costos del diseño de revestimiento.

1. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

1.1 GENERALIDADES

Las tuberías de revestimientos son tuberías especiales de gran diámetro empleadas en el hoyo perforado la cual son cementadas para brindarle protección al hoyo soportando una diversidad de fuerzas y condiciones extremas como las salmueras químicamente agresivas. Además, las tuberías de revestimiento principalmente permiten el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie.

La implementación de estas tuberías cumple un papel importante debido a que constituyen el medio por el cual garantizan el control de este y se aseguran las instalaciones para el mejor aprovechamiento y mantenimiento del pozo.

Figura 1. Tubería de revestimiento L-80 (9 5/8")



Fuente: Fuertes Tuberías de Revestimiento – Certificadas por API & Probadas en Campo. Disponible en: <http://www.sovonex.com/es/equipo-de-perforacion/tuberia-de-revestimiento-api>

➤ **Funciones de la tubería de revestimiento**

➤ **Tipos de tubería de revestimiento**

Funciones de la tubería de revestimiento

La tubería de revestimiento se instala con varias finalidades entre las que se encuentran:

- Mantener el hueco abierto y suministrar soporte a formaciones débiles o fracturadas que podrían colapsar u ocasionar restricciones en el momento de perforar, generando costos y tiempos adicionales.
- Aislar formaciones de agua dulce (acuíferos) que podrían ser contaminadas por los fluidos de perforación y producción.
- Proporcionar un soporte y conexión adecuada con equipos de cabeza de pozo y/o equipos de control de pozo (BOP's) con el fin de mantener la presión adecuada y permitir la instalación de tubos y equipos de subsuelo.
- Definir en el hueco dimensiones conocidas de profundidades y diámetros para proporcionar un paso seguro de herramientas de subsuelo como equipos de cable (wireline).
- Con ayuda de la cementación permitir la comunicación aislada con formaciones de interés selectivamente perforadas.

1.2 TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Debido a las diferentes situaciones que se presentan en operaciones de perforación como zonas de alta presión, formaciones débiles y consolidadas a diferentes profundidades la tubería de revestimiento es una necesidad obligatoria para sellar dichas zonas problemáticas y además permitir la producción de hidrocarburo con mayor facilidad.

Estas tuberías constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando con el fin principalmente de asegurar el éxito de las operaciones de perforación y completamiento de pozos.

Las tuberías de revestimiento también proporcionan el medio para instalar cabezales, BOPs, empacadores y tubería de producción.

En la mayoría de los casos la tubería de revestimiento está compuesta por secciones de diferentes diámetros, espesores y materiales, dependiendo de distintas condiciones en el pozo como profundidad, presión y temperatura principalmente.

- **Tipos de Revestimiento**

En las operaciones de perforación se requieren diferentes tipos de revestimientos dependiendo del tipo de zona contactada y de las condiciones que se presenten. Los tipos de revestimientos son los siguientes:

1.2.1 Tubería conductora. Está ubicada entre la superficie hasta profundidades someras siendo la primera tubería que puede ser hincada o cementada. Es utilizada para distintos objetivos como es dar soporte a formaciones no consolidadas, prevenir derrumbes y pérdidas de circulación en formaciones porosas de baja profundidad, soportar las siguientes tuberías de revestimiento y el equipo de cabeza de pozo, aislar cualquier yacimiento poco profundo de gas, y proveer un sistema de circulación para el fluido de perforación.

Esta tubería es la de mayor diámetro que se utiliza en el pozo, ya que, a través de ella pasan todas las tuberías de revestimiento que se utilizan.

La tubería conductora está equipada con un sistema de desviación (diverter) por encima de la salida de la línea de flujo, permitiendo el desvío del fluido de perforación o el flujo de gas hacia afuera de la plataforma en caso de influjos. En caso de flujo de gas no se puede cerrar debido a que en las formaciones en las cuales es sentado no tienen el suficiente grado de consolidación y así mismo no proporcionan ninguna fuerza de retención.

Sus dimensiones de longitud varían de 40 a 500 pies, y su diámetro es generalmente de 16 a 20 pulgadas dependiendo de la profundidad.

1.2.2 Tubería de superficie. La tubería de superficie debe ser sentada en roca competente como caliza dura o dolomita con el fin de asegurar formaciones ubicadas en el zapato de la tubería, para evitar la fractura de dichas formaciones debido a la presión hidrostática que soportan. Es cementada a la superficie o hasta el interior de la tubería conductora.

Algunas funciones de esta tubería son, aislar los acuíferos subsuperficiales o someros, soporte estructural para el cabezal de pozo y sartas de revestimiento subsecuentes, minimizar las pérdidas de circulación del fluido de perforación en las zonas someras, aislar formaciones poco profundas, servir como base sobre la cual se establecen los preventores de reventón y cubrir y proteger los acuíferos que interceptan el pozo.

Las profundidades de ajuste de la tubería de revestimiento de la superficie varían desde unos pocos cientos de pies hasta 5000 pies. Los diámetros varían de 7 a 16 pulgadas de diámetro, con 10 3/4 pulgadas y 13 3/8 pulgadas.

1.2.3 Tubería intermedia. La tubería intermedia generalmente es sentada en zonas de transición a formaciones con presiones anormalmente altas en la cual la cima del cemento de esta tubería debe aislar cualquier zona de hidrocarburo, pero no necesita estar dentro de la sarta superficial de revestimiento.

Principalmente es usada para eliminar formaciones que impiden que el pozo se taladre hasta la profundidad total; además de tener otras funciones como aislar formaciones salinas o zonas que presenten problemas tales como lutitas inestables, proporciona seguridad contra arremetidas para la perforación más profunda, aislar zonas con presión anormalmente alta y sellar zonas con pérdidas de circulación de baja presión.

Su profundidad varía desde 7000 pies hasta 15000 pies y con diámetros exteriores entre 7 pulgadas a 11 3/4. Generalmente, se cementa a una distancia de hasta 1000 pies de la zapata de la carcasa y se cuelga de la tubería de revestimiento de superficie.

1.2.4 Tubería de producción. Se establece en las posibles zonas productivas y está diseñada para soportar la máxima presión de fondo de la formación productora. Además, en caso de fallo de la línea de la tubería durante las operaciones de producción permite que la tubería de producción sea reparada y reemplazada.

Otras finalidades de esta tubería son, permitir el control del yacimiento, proporcionar un conducto de fluidos a la superficie con diámetro conocido y prevenir influjos de fluidos no deseados.

Sus dimensiones en diámetro varían entre 4 1/2 pulgadas a 9 5/8 pulgadas siendo cementada por encima de las formaciones productoras para proporcionar soporte adicional para equipos subsuperficiales y así evitar el pandeo.

1.2.5 Liner. Este tipo de tubería no va desde la superficie hasta el fondo y además es suspendido de la tubería intermedia por medio de un empaque y cuñas llamado liner hanger.

Es usado principalmente por reducción de costos y para mejorar la hidráulica durante perforaciones profundas. También se emplea para separar zonas productoras de formaciones del yacimiento y para propósitos de pruebas. Las posibles fugas a través del soporte del liner (hanger) pueden ser inconveniente en el momento de la implementación.

Típicamente es cementada a lo largo de toda su longitud o de acuerdo a los requerimientos de diseño a lo largo de un intervalo específico con lo cual se garantiza la integridad del pozo.

Los tipos de liner son:

1.2.5.1 Liner de perforación: es principalmente usado para aislar la presión de formación anormal o donde se presenten pérdidas de circulación, lutitas y secciones de sal. Se encuentra suspendido de la tubería de revestimiento existente, ya sea superficie o intermedia. También se utiliza en caso de limitaciones en la capacidad de carga

1.2.5.2 Liner de producción: generalmente, es el reemplazo de una sarta de tubería de producción convencional convirtiéndose en parte de la sarta de completamiento para aislar zonas de producción o inyección y reducir costos operacionales.

1.2.5.3 Tie back liner: se encuentra ubicado desde el tope del liner instalado en el pozo hasta superficie. Está conectado a la parte superior de la tubería de revestimiento con un conector especialmente diseñado. Para una perforación

exploratoria es recomendado utilizar este tipo de liner combinado con el liner de producción por debajo del intervalo productivo.

1.2.5.4 Scab liner: tubería de revestimiento utilizada para reparar tubería existente dañada. Puede ser cementada o sellada con empaques en tope y el fondo.

1.2.5.5 Scab tie-back: es una sección de la tubería de revestimiento que se extiende en la parte superior del liner existente, pero que no llega a superficie y es generalmente cementado. Normalmente tienen una tubería de revestimiento de pared gruesa para aislar secciones salinas en intervalos de gran profundidad del pozo.

Figura 2. Esquema de tubería de revestimiento

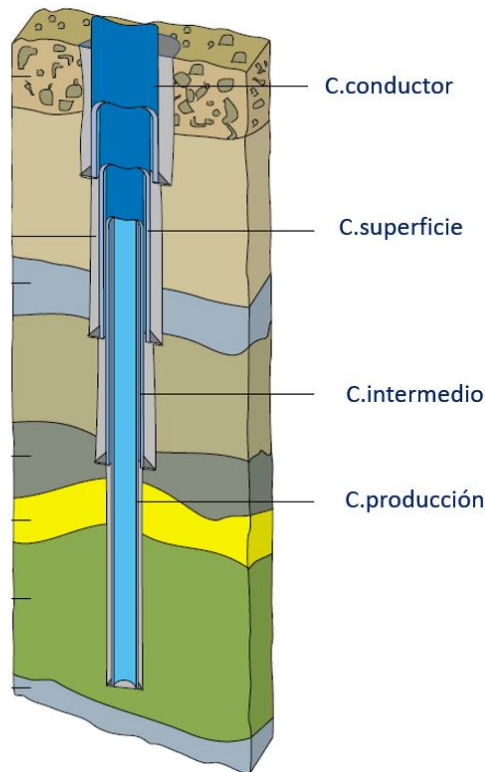
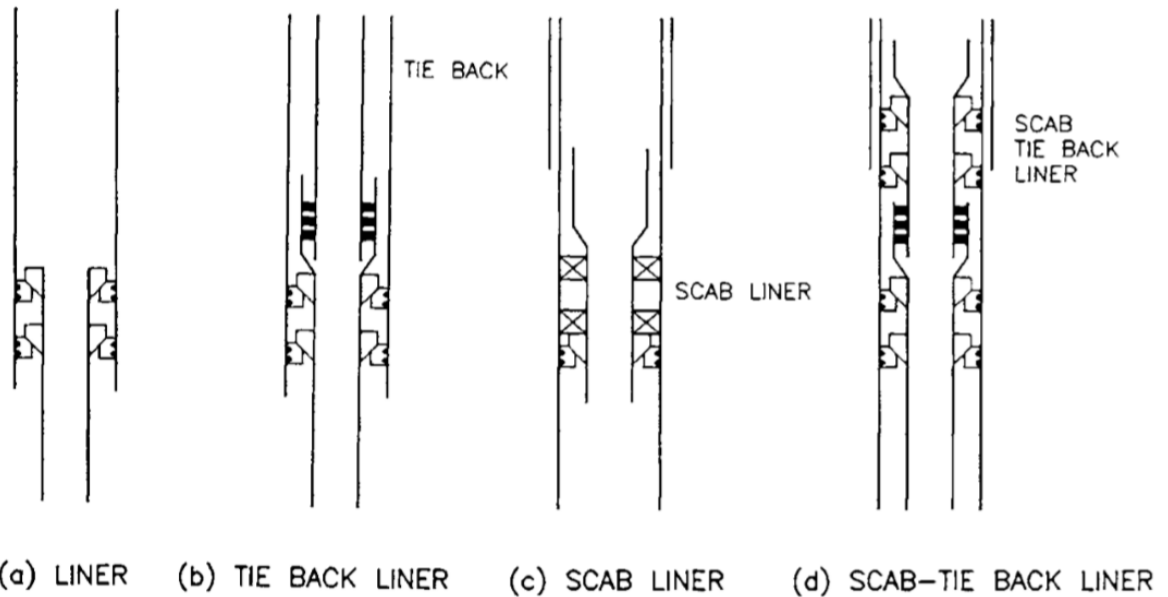


Figura 3. Tipos de liner



Fuente: RAHMAN, S.S, & CHILINGARIAN, G. V. Casing design: Theory and practice. 2002

1.3 ESPECIFICACIONES DE TUBERÍA

Al seleccionar la tubería del inventario de un proveedor, las propiedades de rendimiento del tubo deben calcularse a partir de las fórmulas presentadas en ISO 10400 / American Petroleum Institute (API) Boletín 5C3 [API, última edición] utilizando el rendimiento mínimo y las resistencias finales.

La tubería de revestimiento viene normalmente caracterizada con las siguientes especificaciones:

- Diámetro externo
- Espesor de pared
- DRIFT (diámetro interior mínimo)

- Peso
- Grado del acero

1.3.1 Diámetros y espesor de pared. Los diámetros de un revestimiento varían de 4,5 a 24 pulgadas, por lo que se pueden usar en diferentes secciones (profundidades) del pozo. Partiendo de esto las tuberías tienen algunas tolerancias que se deben tener en cuenta, como la API Spec. 5CT, aplicada al diámetro externo (OD) del revestimiento.

Los fabricantes de revestimientos generalmente intentan evitar que el tubo tenga un tamaño insuficiente para garantizar un desgaste adecuado de la rosca al realizar una conexión. Como resultado, la mayoría los tubos de revestimiento se encuentran dentro del (+ -) 0.75% de la tolerancia y están ligeramente sobredimensionados.

El diámetro interno (ID) se especifica en términos de espesor de pared y DRIFT. El diámetro interno máximo está, por lo tanto, controlado por las tolerancias combinadas para el diámetro externo y el espesor de la pared. El grosor mínimo admisible de la pared de la tubería es del 87,5% del espesor nominal de la pared, que a su vez tiene una tolerancia del -12,5%.

El diámetro interior mínimo está controlado por el diámetro DRIFT especificado. El diámetro DRIFT se refiere al diámetro de un mandril cilíndrico, que puede pasar libremente a través del revestimiento con una fuerza ejercida razonable equivalente al peso del mandril que se utiliza para la prueba (API Spec. 5CT). Un tamaño más pequeño que el DRIFT, podrá pasar a través de la tubería.

Tabla 1. Dimensiones recomendadas para mandriles de prueba (API)

Casing y liner (pulg)	Longitud (pulg)	Tolerancias (pulg)
$\leq 8 \frac{5}{8}$	6	$ID - \frac{1}{8}$
$9 \frac{5}{8} - 13 \frac{3}{8}$	12	$ID - \frac{5}{32}$
≥ 16	12	$ID - \frac{3}{16}$

Fuente: RAHMAN, S.S, & CHILINGARIAN, G. V. Casing design: Theory and practice. 2002

1.3.2 Longitud de las juntas. Las longitudes de las secciones de tubería vienen especificadas según la norma API RP 5B1, en 3 tipos de rangos: R1, R2 y R3.

Tabla 2. Longitudes estándar de revestimiento (API)

Rango	Longitud (ft)	Longitud promedio (ft)
1	16 – 25	22
2	25 – 34	31
3	> 34	42

Fuente: Norma API RP 5B1

Normalmente, se utilizan las R3 ya que reducen el número de conexiones debido a que su longitud es mayor, un factor que minimiza tanto el tiempo de perforación como la probabilidad de falla de la junta en el revestimiento durante la vida útil de pozo, además de ser fácil de manejar en la mayoría de las plataformas.

1.3.3 Perdidas de longitud por acoples (articulación). Cuando las longitudes de casing se unen para formar una sección. la longitud total de las secciones es menor que la suma de las uniones individuales. La razón por la que el casing completo es menor que la suma de las partes es la pérdida en los acoplamientos.

1.3.4 Peso de tubería. Según la API Bul. 5C3, el peso de la tubería se define como:

- Peso nominal (W_n)
- Peso con extremo plano (W_e)
- Peso de roscado y acople (W_{tc})

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

1. Diámetro externo (OD) en pulgadas (pulg.)

Tolerancia: -0.5%, +1.0% para diámetros $\geq 4 \frac{1}{2}$ pulgadas
 ± 0.031 pulg. (± 0.79 mm) para diámetros ≤ 4 pulgadas

2. Para un diámetro en particular, de acuerdo el peso se determina el espesor de la pared del cuerpo de la tubería (t) en pulg. Tolerancia: -12.5% + 0

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

Tolerancia: El mandril tiene una porción cilíndrica de diámetro y longitud mínima especificado en pulg.

4. La indicación diámetro/peso define el diámetro interno del cuerpo de la tubería (ID), pulg.

Tolerancia: No hay tolerancias para el diámetro interno del cuerpo de la tubería (ID); viene regido por las tolerancias de diámetro externo (OD) y el peso (lbs/ft).

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

$$W_L = (W_{pe} \times L) + e_w$$

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

$$W = \frac{(W_{pe} \times L) + e_w}{L}$$

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

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

1.3.5 Grado de acero. El grado del acero establece las propiedades mecánicas y la resistencia a la corrosión del producto, Este se expresa como un número de código que consiste en una letra y un número, tales como N-80.

La letra se selecciona arbitrariamente para proporcionar una designación única para cada grado de revestimiento, que hace referencia a la composición química del material. El número designa la resistencia de elasticidad mínima del acero en miles de psi. Las de los grados de acero API se muestran en la Tabla.

Se encuentran disponibles comercialmente muchos grados de acero no API y son usados extensamente en la industria del petróleo. Estos grados de acero son usados para aplicaciones especiales que requieren alta resistencia a la tensión, resistencia especial al colapso u otras propiedades en específico que sean requeridas para casos particulares.

Tabla 3. Grados API tuberías de revestimiento

Grado	Mínimo esfuerzo de cedencia (psi)		Última resistencia a la tensión mínima (psi)	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
H-40	40.000	80.000	60.000	29,5
J-55	55.000	80.000	75.000	24,0
K-55	55.000	80.000	95.000	19,5
L-80	80.000	95.000	95.000	19,5
N-80	80.000	110.000	100.000	18,5
C-90	90.000	105.000	100.000	18,5
C-95	95.000	110.000	105.000	18,0
T-95	95.000	110.000	105.000	18,0
P-110	110.000	140.000	125.000	15,0
Q-125	125.000	150.000	135.000	14,0

Fuente: RAHMAN, S.S, & CHILINGARIAN, G. V. (2002). Casing design: Theory and practice.

Tabla 4. Grados no API tuberías de revestimiento

Grado	Mínimo esfuerzo de cedencia (psi)		Última resistencia a la tensión mínima (psi)	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
S-80	55.000-75.000	-	75.000	20,0
Mod. N-80	80.000	95.000	100.000	24,0
C-90	90.000	105.000	120.000	26,0
SS-95	75.000-95.000	-	95.000	18,0
S00-95	95.000	110.000	110.000	20,0
S-95	92.000-95.000	-	110.000	16,0
S00-125	125.000	150.000	135.000	18,0
S00-140	140.000	165.000	150.000	17,0
V-150	150.000	180.000	160.000	14,0
S00-155	155.000	180.000	165.000	20,0

Fuente: RAHMAN, S.S, & CHILINGARIAN, G. V. (2002). Casing design: Theory and practice.

La norma API SPEC 5CT plantea un código de colores específicos para cada uno de los grados de acero, los cuales deben ser seguidos por el fabricante para contribuir a una mejor identificación de tuberías.

Figura 4. Código de colores para grados de acero

Grade	Coupling colour code	Pipe colour code for threaded and/or plain end	Grade	Coupling colour code	Pipe colour code for threaded and/or plain end
H40	[Black]	[Black]	L80 9CR	No entire colour painting	[Red, Yellow, Black]
J55 tubing	[Green]	[Black]	L80 13CR	No entire colour painting	[Red, Yellow, Black]
J55 casing	[Green]	[Black]	C90	[Purple]	[Black]
K55	[Green]	[Black]	T95	[Grey]	[Black]
N80 Type 1	[Red]	[Black]	C110	[White]	[Black]
N80 Q	[Red]	[Black]	P110	[White]	[Black]
R95	[Red]	[Black]	Q125	[Red]	[Black]
L80 Type 1	[Red]	[Black]			

Fuente: API Spec 5CT

1.4 CONEXIONES

Es conocido que las tuberías utilizadas en los pozos tienen una longitud finita determinada, lo que hace necesario que estas mismas tengan algún tipo de conexión o unión, con la condición de que la unión entre ellas sea totalmente hermética y capaz de soportar los esfuerzos designados.

La rosca es usada para mantener unidas mecánicamente dos piezas de tubería y deberá mantenerse como un solo elemento. Actualmente, en la industria petrolera, y en especial en el ámbito de la perforación, se utilizan diferentes tipos de

conexiones, por lo que es importante comprender los conceptos básicos sobre dispositivos mecánicos, y seleccionar de acuerdo con su uso, la conexión más apropiada. La conexión ideal es aquella que es idéntica al cuerpo del tubo, es decir, geométricamente y en términos de su desempeño mecánico igual. Una conexión está constituida por dos elementos principales:

- Piñón (Pin)
- Caja (Box)

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

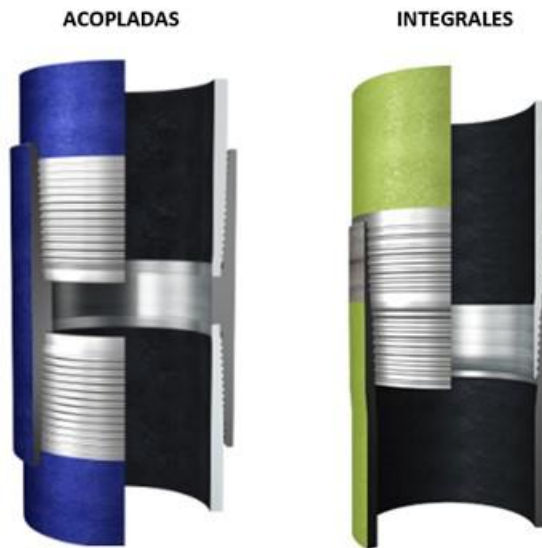
1.5 TIPOS DE CONEXIONES

Se puede detallar dos tipos de conexiones principales:

1.5.1 Conexión integral. Son conexiones fabricadas en el mismo cuerpo del tubo. De acuerdo con el API, unen un extremo de la tubería roscado exteriormente como piñón, conectándolo con un extremo roscado internamente denominado caja.

1.5.2 Conexión acoplada. De acuerdo con el API, en la tubería se rosca piñones en cada uno de los extremos. Se integra un tercer elemento llamado cople, el cual es un pequeño tramo de tubería de diámetro ligeramente mayor que el de la tubería, en el que se roscan internamente, posteriormente se aprieta en uno de los extremos del tubo

Figura 5. Conexiones acopladas e integrales



Fuente: Conceptos generales de conexiones TENARIS-TAMSA

La selección de una conexión adecuada debe de se basa en la intención de aplicación, desempeño requerido y el costo. En el mercado petrolero las conexiones se clasifican como:

- API
- Premium

1.5.3 Roscas API. API Proporciona especificaciones para 3 tipos de roscas, las cuales son:

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

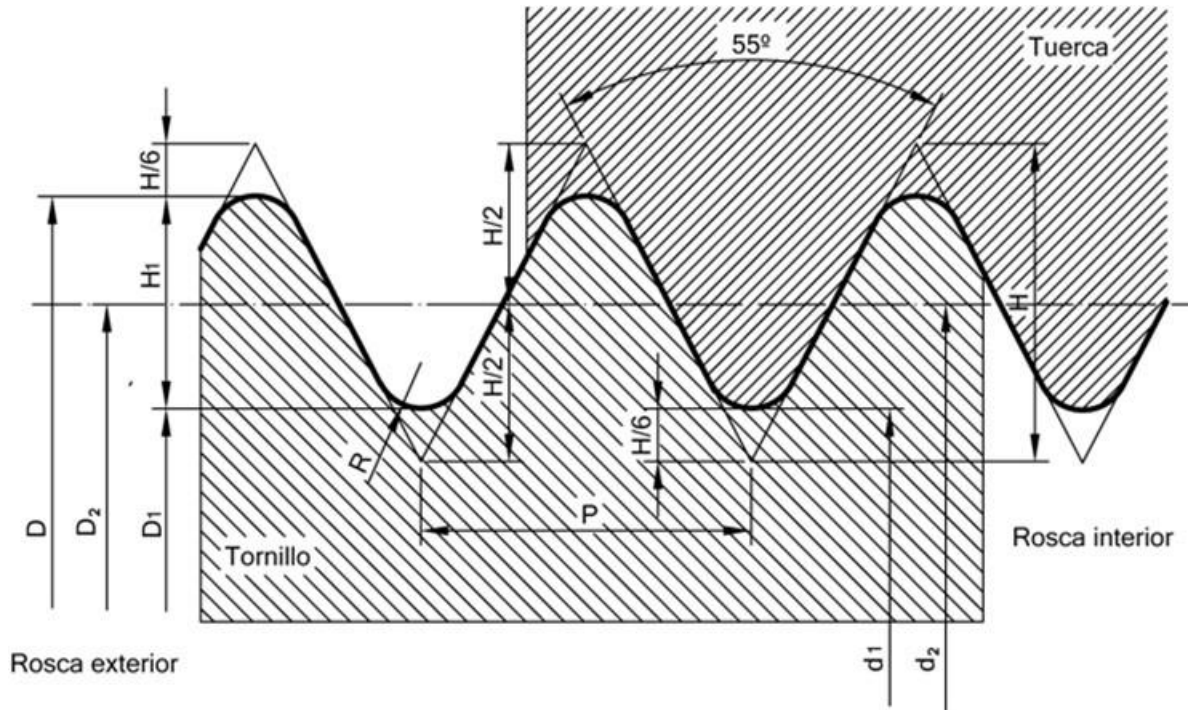
1.5.4 Roscas redondas. Las primeras roscas que se utilizaron para conectar tramos de tubos, en los inicios de la perforación de pozos petroleros, se fabricaban con hilos en forma de “V” de 60°, con poca o nula conicidad y de crestas afiladas. En 1939, el comité de Estandarización del API uniformó las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

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

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

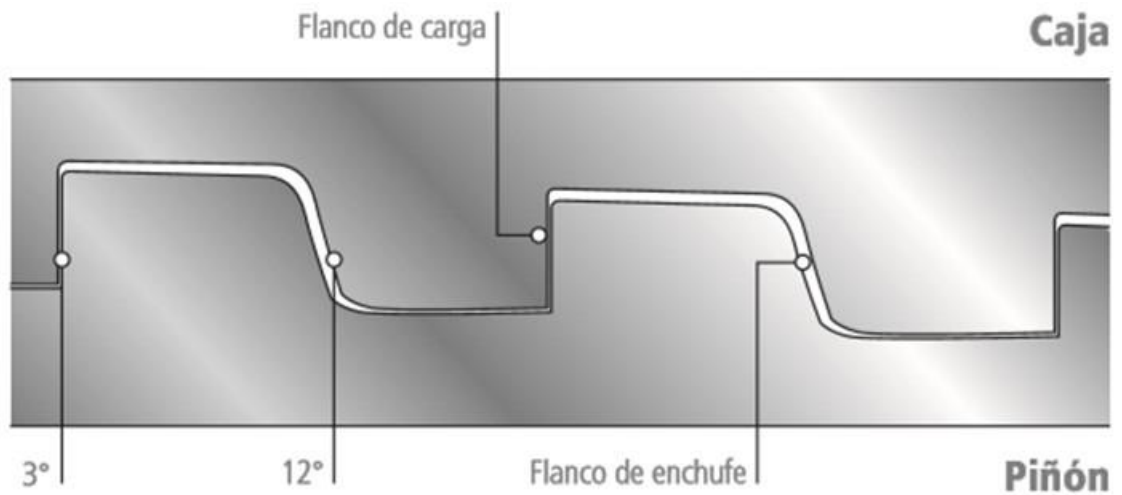
La rosca buttres tiene forma cuadrada con 5 hilos por pulgada y es capaz de transmitir mayor carga axial que la rosca API redonda. Este tipo de rosca se utiliza en tubería de revestimiento cuyo rango varía desde 4 $\frac{1}{2}$ ” hasta 20” de diámetro. Su fabricación está sujeta a las normas de especificación API 5B.

Figura 6. Perfil de roscas Redondas



Fuente: Representación de Roscas. Disponible en: http://dibujo.ramondelaguila.com/?page_id=2699

Figura 7. Perfil de roscas Buttress



Fuente: Rosca Buttress TENARIS-TAMSA

1.5.6 Roscas extreme line. La rosca API extreme line es roscada interna y externamente, con upset externo e interno en los extremos. Los upset son especialmente maquinados para incrementar el espesor de pared a fin de compensar la pérdida de metal debido al roscado. El perfil de la rosca es trapezoidal, proporcionando sello metal-metal en el pin del tubo y el hombro externo. Estas características hacen que la rosca extreme line sea adecuada para el uso en elevadas presiones y temperaturas. Otras características de la rosca extreme line incluyen:

6 hilos por pulgada para tamaños de tubería entre 5 a 7 5/8”.

5 hilos por pulgada para tamaños de tubería entre 8 5/8 a 10 3/4”.

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

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

1.6 TIPOS DE CARGAS

1.6.1 Tensión. Condición a la que puede ser sometida una tubería, originada por la acción de fuerzas axiales que actúan sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo de forma perpendicular. La carga de tensión axial no debe exceder la resistencia elástica del material para evitar falla o fractura de la misma en las operaciones de ejecución, perforación y producción.

La carga por tensión es producto principalmente del peso total del revestimiento a partir de un punto determinado ya sea debajo del hanger del revestimiento o debajo de la junta de interés. La tensión total incluye otras cargas tensionales como son la flexión, el arrastre, la carga de choque y las pruebas de presión de la sarta de revestimiento.

1.6.1.1 Cargas tensionales

1.6.1.2 Peso suspendido: Se evalúa principalmente durante la corrida del revestimiento, cementación y cualquier prueba de presión. Se presentan dos tipos de cargas asumiendo que la tubería de revestimiento está sujeta en la superficie, pero libre para moverse en la zapata guía. Las cargas consideradas son las siguientes

1.6.1.3 Peso suspendido en el aire: El peso de la tubería en el aire es el resultado del peso nominal de la tubería de revestimiento multiplicado por la longitud total de esta misma tubería.

$$PESO_{aire} (lb) = W_n \left(\frac{lb}{ft} \right) * L_T (ft)$$

Donde

W_n : Peso nominal de la tubería de revestimiento

L_T : Longitud total de la tubería de revestimiento

1.6.1.4 Flotación: La fuerza de flotabilidad resulta cuando la tubería se sumerge en el fluido de perforación, lo cual hace reducir su peso comparado con el peso suspendido en el aire y se calcula dependiendo del fluido que está en el interior y exterior de la tubería.

Para cuando es el mismo fluido tanto en el interior como en el exterior la flotación es calculada:

$$F_{boyanza} = P_h * (A_e - A_i)$$

Donde:

P_h : Presión en la columna de fluido hasta en el fondo del revestimiento (*psi*)

A_e : Área del diámetro exterior (in^2)

A_i : Área del diámetro interior (in^2)

Cuando se tienen diferentes fluidos en el exterior y el interior, lo cual ocurre principalmente durante la cementación, el cemento se transporta por el exterior de la carcasa y continúa desplazando el fluido de perforación de menor peso específico. A medida que el cemento se transporta por el exterior del revestimiento, la fuerza de flotabilidad aumenta, lo que resulta en una disminución del peso suspendido. La flotación para este es calculada:

$$F_{boyanza} = (P_{he} * A_e) - (P_{hi} * A_i)$$

Donde:

P_{hi} : Presión interna en la columna de fluido en el fondo del revestimiento (*psi*)

P_{he} : Presión externa en la columna de fluido en el fondo del revestimiento (*psi*)

A_e : Área del diámetro exterior (*in²*)

A_i : Área del diámetro interior (*in²*)

1.6.1.5 Fuerza de flexión: Este tipo de fuerzas se presentan en pozos desviados o presentan algún tipo de curvatura que producen cargas de tensión en la pared externa por lo cual la superficie superior de la tubería se estira, y cargas de compresión en la pared interna cuando la superficie interior se acorta. Esta fuerza se calcula:

$$Flexion = 64 * DLS * W * OD$$

Donde:

DLS: severidad de pata de perro $\left(\frac{^\circ}{100 ft}\right)$

OD: diámetro externo de la tubería de revestimiento (in)

W: peso nominal de la tubería $\left(\frac{lb}{ft}\right)$

1.6.1.6 Carga de choque: Se presentan por el movimiento de la tubería cuando es introducida y transportada dentro del pozo. Este tipo de carga se diferencia con las demás cargas que actúan en una tubería es que esta actúa sobre una determinada parte de la tubería por un breve periodo de tiempo.

1.6.1.7 Fuerza de arrastre: El arrastre se origina en las operaciones de descenso y cementación de la tubería de revestimiento donde se produce resistencia al movimiento entre el hueco y la tubería, y generalmente se presentan pozos desviados.

1.6.1.8 Pruebas de presión: Se realizan después de que la tubería de revestimiento se corre y se cementa donde se ejerce un esfuerzo de tensión adicional sobre la tubería debido a la presión interna. En este caso el factor de seguridad de tensión mínima es 1.8 para la unión superior de cada grado.

1.6.1.9 Resistencia a la tensión: La resistencia por tensión es el esfuerzo axial que se requiere para causar una deformación en el material que puede ser determinada a partir de la cedencia del material (considerando la mínima cedencia) y el área transversal. Esta cedencia se determina a partir de una prueba de tensión.

$$R_T = \frac{\pi}{4} * (D_e^2 - D_i^2) * \sigma_y$$

Donde:

R_T : Resistencia a la tensión $\left(\frac{lb}{in^2}\right)$

D_e : diámetro externo (in)

D_i : diámetro interno (in)

1.6.2 Estallido. En una tubería de revestimiento el estallido se genera por la acción de cargas de presión mayores en la pared interior de la tubería en comparación con la presión externa ocasionando ruptura del tubo y carga axial de tensión.

La carga de presión externa de debe principalmente a la carga hidrostática del lodo de perforación, o también, a la presión del agua en los poros de la roca adyacente al área cementada del espacio anular detrás de la tubería de revestimiento.

El estallido es mayor en superficie, y por lo tanto a medida que se avanza de superficie a fondo, la presión de estallido va disminuyendo.

Para el diseño de la tubería de revestimiento el criterio de estallido se basa en la máxima presión de formación resultante de un influjo durante la perforación de la siguiente sección del pozo. También se asume que el influjo de fluidos desplazara todo el lodo de perforación.

El caso más crítico del diseño a presión inicial ocurre durante un influjo y durante la inyección de fluidos.

La carga de estallido de la tubería de revestimiento generalmente se calcula:

$$P_b = P_i - P_e$$

P_b : carga neta de estallido

P_i : presión interna (psi)

P_e : presión externa (psi)

1.6.2.1 Resistencia al estallido: La resistencia que opone el cuerpo del tubo se denomina resistencia al estallido y es expresada en términos de la mínima presión interna que debe ser aplicada para causar cedencia del material o iniciar una deformación permanente. Se debe tener en cuenta que la presión interna es la carga y la propiedad del material es la resistencia.

La resistencia de una tubería a la presión interna API se basa en la ecuación de Barlow. En esta ecuación se asume el 87.5% del valor de cedencia al permitir una tolerancia del fabricante del 12.5% permitida por el API en el espesor de pared nominal.

$$R_e = 0.875 \frac{2 \sigma_p t}{D}$$

$$t = \frac{(D - d)}{2}$$

Dónde:

R_e : Resistencia al estallido (psi)

σ_p : Mínimo esfuerzo de cedencia (psi)

t: Espesor nominal (in)

D: diámetro externo (in)

d: diámetro interno (in)

1.6.2.2 Diseño para estallido: El diseño de estallido se enfoca en los fluidos internos y externos y las presiones hidrostáticas que ejercen.

Durante la instalación: en las operaciones de cementación, se presenta el peor caso de cargas de estallido durante la instalación

Durante la perforación: durante la perforación el peor caso de cargas de estallido se puede presentar en dos casos principalmente como lo son, en las pruebas de presión (LOT) o durante un evento de control de pozo.

1.6.3 Colapso. Fuerza capaz de deformar la tubería de revestimiento debido a que las presiones externas son mayores a las presiones internas. Estas fuerzas externas son el resultado de la presión generada por la cabeza hidrostática de la columna de fluido fuera de la sarta de revestimiento. El colapso también se puede presentar en aquellos casos donde se perfora a través de formaciones problemáticas como domos salinos.

El colapso principalmente se da por baja calidad de las tuberías, pero también existen otros factores importantes como lo es el desgaste de la tubería de revestimiento, incremento de la presión exterior debido a la temperatura, desgaste

por pandeo y cargas geostáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.

La mayor presión de colapso se da en la zapata guía lo cual requiere una tubería que soporte esta carga y a medida que se va de fondo de pozo a superficie esta presión decrece.

El colapso en una tubería de revestimiento se calcula en forma general con la siguiente fórmula:

$$P_c = P_e - P_i$$

Donde:

P_c : Presión de colapso (psi)

P_e : Presión externa (psi)

P_i : Presión interna (psi)

1.6.3.1 Causas del colapso

Desgaste de la tubería de revestimiento

La reducción del espesor de la pared se reduce debido a varios factores entre los cuales está el excesivo tiempo de perforación, los cambios angulares dentro del pozo (altas severidades de la pata de perro), y posibles problemas de pegadura.

El desgaste de la tubería también se encuentra relacionado con la rotación de las juntas de la sarta de perforación y la cantidad de viajes que se efectúan.

Incremento de la presión exterior debido a la temperatura

Debido al incremento de la presión externa por temperatura la tubería de revestimiento sufre un desgaste y se da cuando la cementación no llega a superficie causando que el fluido que permanece en la parte externa sufra una degradación

de sus fases presentes separando sólidos de líquidos.

En este caso si el agua llega a tener valores por encima de su punto de ebullición, se comienza a evaporar incrementando la presión en el espacio anular que puede generar como resultado el colapso total de la tubería.

Desgaste por pandeo

El desgaste por pandeo helicoidal ocurre principalmente en la operación de anclaje y es provocado por tres factores principalmente

- Cambio de temperatura
- Cambio de densidad entre el fluido interno y externo
- Cambio de presiones interna y externa en las tuberías de revestimiento

Cargas geo-estáticas por flujo de formaciones plásticas y actividad tectónica

Cuando se perforan formaciones como lutitas domos salinos y arcillosos, allí se presentan comportamientos considerados plásticos donde el material puede fluir hacia el pozo generando que las cargas geoestáticas se trasladen radialmente y como consecuencia final se presente colapso de la tubería de revestimiento.

1.6.3.2 Resistencia al colapso: La resistencia de la tubería de revestimiento bajo presiones externas depende generalmente de factores como la longitud, diámetro y espesor de la pared y propiedades físicas del material (yield point, límite elástico, relación de Poisson, etc.)

Otros factores importantes para la falla al colapso son propios de la naturaleza de la fabricación del tubo. Entre estos factores encontramos la cedencia del material, la geometría de la tubería, imperfecciones (excentricidad, ovalidad) y la condición de esfuerzos en la tubería.

El diseño de la resistencia al colapso generalmente se basa en la presión hidrostática del lodo en el pozo al momento de correr la tubería de revestimiento.

1.6.3.3 Pandeo: El pandeo helicoidal ocurre principalmente cuando las tuberías de revestimiento que no son cementadas hasta la superficie efectuándose en tuberías intermedias para pozos profundos principalmente donde se debe tener un mayor peso de lodo y altas temperaturas en el fondo del pozo circulante. También se da el pandeo si se da alguno de los siguientes escenarios:

- Incremento de la presión interna de superficie
- Incremento de la temperatura de la tubería de revestimiento
- Se remueve el fluido anular o se reduce la densidad del lodo del espacio anular
- Incremento de la densidad interna del lodo

Cuando el pandeo se presenta por largos periodos de perforación puede causar daños irreparables al cuerpo del revestimiento por el desgaste. Otras desventajas son la dificultad para ejecutar operaciones de perforación y completamiento debido a la desviación de la tubería y falla de los acoplamientos con rotura de roscas debido a la deformación.

Los casos de carga en los que el pandeo puede llegar a ser grave pueden suceder cuando:

- Perforando con lodo pesado y caliente: la perforación puede ocasionar un desgaste mayor en revestidores pandeados.
- Cierre de producción: la sarta de tubería de producción flotante se puede pandear si en el pozo hay gas a alta presión y el paso de herramientas se restringe.

Los efectos de pandeo de forma inicial no determinan que la tubería haya fallado. A medida que toma la forma helicoidal genera una severidad incrementada de patas de perro y ocasiona la restricción de la longitud de la desviación incrementando el deterioro de la tubería de revestimiento durante futuras operaciones de workover.

El pandeo ocurre cuando el resultado del pandeo es negativo en la siguiente ecuación:

$$F_p = F + (P_e * A_e) - (P_i * A_i)$$

Donde:

F_p : Pandeo

F : Tension (lbs)

P_e : Presion hidrostática externa en el fondo de la tubería de revestimiento (psi)

A_e : área del diámetro exterior (in^2)

P_i : Presion hidrostática externa en el fondo de la tubería de revestimiento (psi)

A_i : área del diámetro exterior (in^2)

Prevención y mitigación del pandeo

Para mitigar los efectos del pandeo se debe reducir la cantidad de tubería no cementada con el fin de elevar el tope de cemento, o también, incrementando la cantidad de tensión aplicada, antes de colocar las cuñas; el valor de esta tensión está relacionado con las propiedades mecánicas de la tubería, de los cambios de la densidad y de temperatura de la siguiente etapa de perforación.

Otra manera de evitar el pandeo es aplicando una presión superficial adicional y/o una sobrecarga, igual en magnitud a la diferencia entre la carga axial efectiva y la carga de estabilidad.

Parámetros relacionados con el pandeo

El paso (P) y la severidad de la curvatura (SPP) son parámetros característicos para determinar la cantidad de pandeo que tiene una tubería de revestimiento.

El paso (P) es la distancia vertical necesaria para formar una hélice de 360 y la severidad de la curvatura (SPP) es la relación entre la variación del ángulo y la longitud del revestidor indicando que tan aguda es la curvatura de la sarta de la tubería de revestimiento pandeada.

Para determinar el paso (P) primero se debe determinar la geometría de la tubería y la cantidad de pandeo:

$$P = \frac{\pi * \sqrt{\frac{8EI}{F_p}}}{12}$$

Donde:

P: Paso (ft)

E: Modulo de elasticidad del material (psi)

I: Momento de inercia de la tubería (*in*²)

F_p: Cantidad de pandeo

La severidad de la curvatura es medida en grados por 100 pies de la siguiente manera:

$$SPP = \frac{275000\pi^2rc}{144P^2 + 4\pi^2rc^2}$$

Donde:

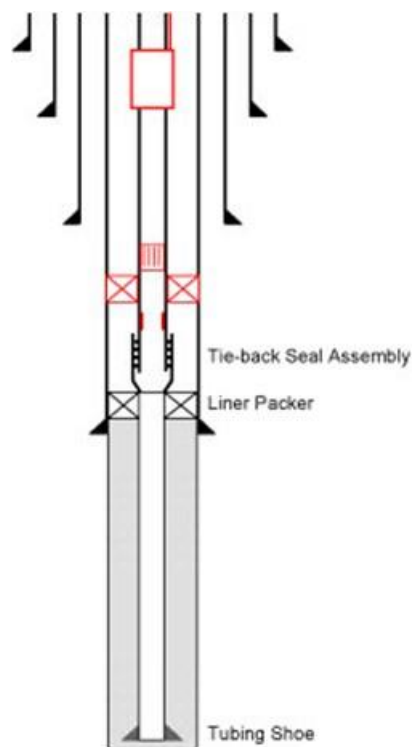
SPP: Severidad de la curvatura $\left(\frac{^{\circ}\text{F}}{100\text{ft}}\right)$

rc : Distancia desde el centro de la tubería al radio donde se calcula el esfuerzo de flexión (in^2)

1.7 MODELOS DE OPTIMIZACIÓN DE COSTOS

1.7.1 Monobore. Monobore es una forma o estructura que representa el estado mecánico de un pozo donde el diámetro del conducto de producción es uniforme desde el yacimiento hasta la superficie. El objetivo principal de monobore es eliminar la necesidad de una sarta de revestimiento (preferiblemente el intermedio) o liner en comparación con un diseño de pozo convencional.

Figura 8. Esquema Monobore



Fuente: Disponible en: [Monobore-wellbore-design-bangladesh-exploration-program-highlights-pros-cons-1920](#)

Para mantener la estabilidad del pozo de las formaciones en las secciones vertical y de construcción, los operadores usan lodo de perforación invertido para mitigar el desprendimiento y controlar la presión en el pozo.

Este tipo de estructura puede ahorrar equipos de perforación, completamiento y herramientas, tales como revestidores, empaques, válvulas de circulación, además de los procedimientos operativos de funcionamiento de estos equipos.

Ingvarlsen, D. y Kritzler, J. (2009), mencionan que cuando se tiene un pozo con un tamaño de la tubería de producción única de la zona de interés hasta la superficie, se clasifica como un completamiento monobore.

Ventajas monobore

Las ventajas del diseño monobore sobre los diseños convencionales son las siguientes:

- Para el mismo tamaño de sartas de revestimiento de superficie, el diseño de monobore permite un conducto de producción más grande que un pozo convencional sin tener que utilizar brocas bicéntricas o tubulares expandibles.
- El número de servicios de completamiento especializados puede reducirse significativamente, ahorrando en costos de construcción de pozos y problemas logísticos.
- Puede permitir la estimulación de fracturas sin la necesidad de instalar una sarta de fracturamiento.

Desventajas

- La eficiencia de perforación puede reducirse al tener que usar cañones más pequeños de lo normal o reducir la densidad de disparo.
- Si el monobore utiliza sartas reducidas de superficie / carcasa intermedia en comparación con un diseño convencional, entonces el asiento de la carcasa

puede necesitar ser más profundo para lograr el mismo nivel de tolerancia al golpe.

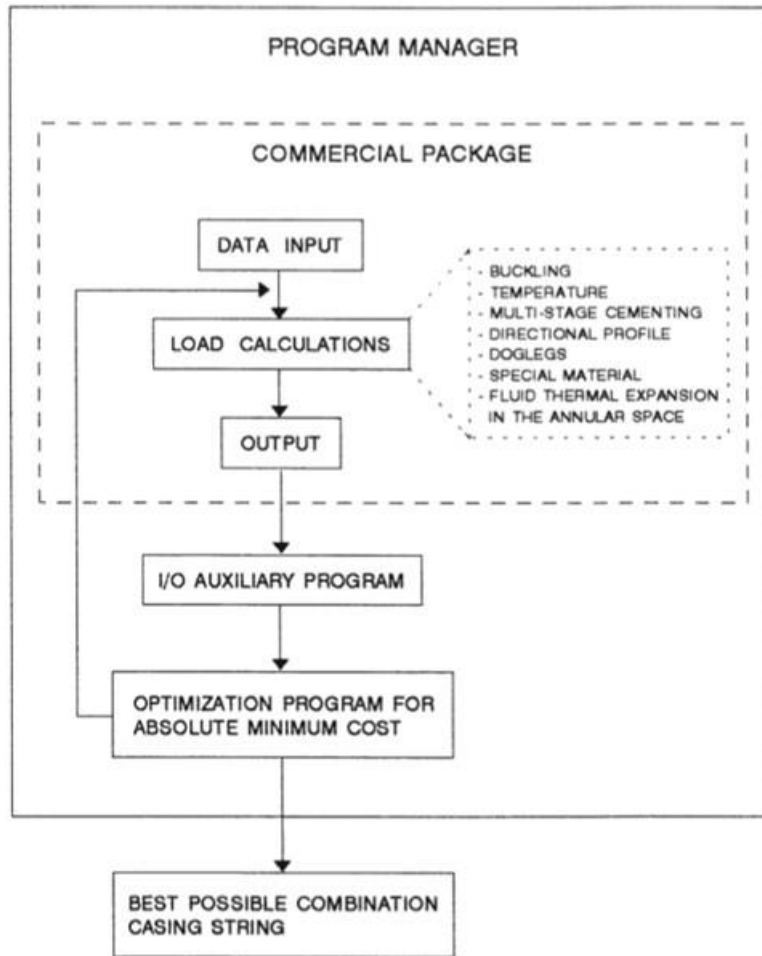
- A medida que la cadena de producción monobore se cementará, puede que no sea posible o práctico instalar componentes de terminación como válvulas de seguridad subterráneas, niples y mandriles de elevación de gas.
- Incapacidad para circular por el anillo.

1.7.2 Modelo (Minimum cost). Este modelo se basa en la optimización de costos de revestimiento para casos con cargas normales y para casos de cargas complejas. Basado en un algoritmo que es utilizado de acuerdo con un método, el cual ayuda encontrar la mejor combinación de sarta posible de un banco extenso de tuberías, obteniendo como resultado un diseño óptimo del revestimiento en términos económicos y técnicos.

El algoritmo es general y se puede utilizar con cualquier programa comercial, siempre que se realicen algunas modificaciones para que se utilice como subrutina.

El método, ilustrado en la **Figura 9**, utiliza un programa comercial que debe ser capaz de calcular las cargas a lo largo del revestimiento y proporcionar, como salida, los factores de seguridad reales para el estallido, el colapso y la condición de pandeo, para cualquier intervalo de longitud predeterminado.

Figura 9. Rol del software comercial en el proceso de optimización

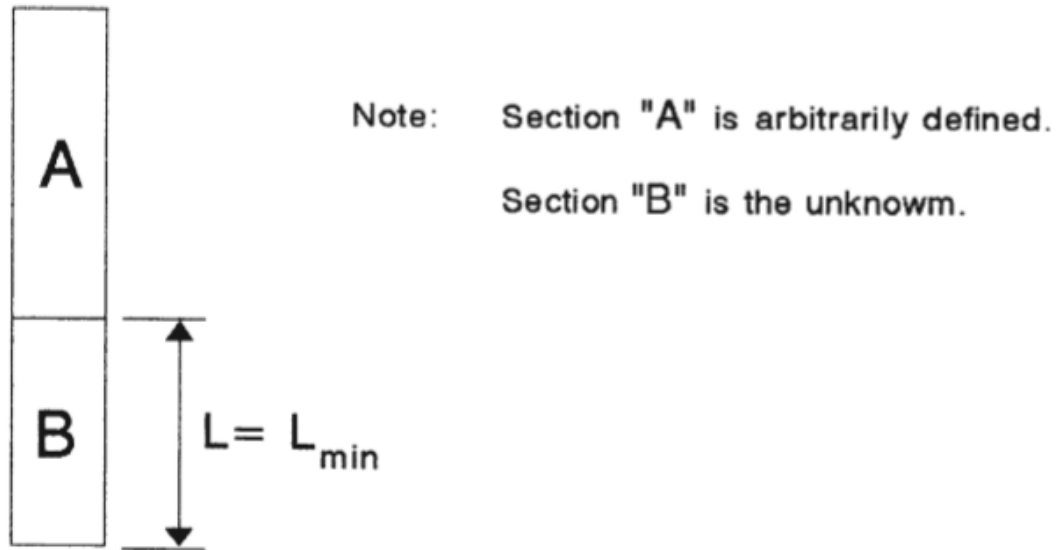


Fuente: ROQUE, J. L.; MAIDLA, E. E.; PETROLEUM, C., & WAGNER, R. R. *Casing Cost Optimization for Complex Loading Situations*. 1996

Procedimiento

El procedimiento de optimización empieza dividiendo el revestimiento en dos partes, como muestra la **Figura 10**. Para ejecutar el programa comercial, se utiliza un revestimiento definido arbitrariamente para el casing "A" (normalmente se supone que es el tubo y la rosca más fuertes en la base de datos de revestimientos). La parte inferior (Casing "B") es la que se debe diseñar.

Figura 10. Proceso de optimización de casing



Fuente: ROQUE, J. L., MAIDLA, E. E., PETROLEUM, C., & WAGNER, R. R. *Casing Cost Optimization for Complex Loading Situations*. 1996

Cómo encontrar el Casing "B"

1. El programa comercial se ejecuta para esta condición, utilizando para la parte inferior de la tubería utilizando toda la base de datos de casing.
2. Se seleccionan todas las tuberías para las cuales el factor de diseño (el factor de seguridad mínimo deseado seleccionado por el diseñador del casing) es menor que el factor de seguridad real (relación entre la calificación corregida de una propiedad de la tubería por la cual estará sujeta).
3. Las tuberías seleccionadas se separan en grupos de peso real.
4. Para cada grupo de peso, se selecciona la tubería más barata.
5. La tubería más barata se identifica dentro del grupo restante después del paso anterior.
6. Se selecciona la tubería más barata y las más ligeras.
7. Se excluyen todas las tuberías de mayor precio que las más ligeras: estas son las opciones para Casing "B".
8. Estos resultados parciales se guardan en la memoria.

Después de hallar “B”

Existe otro paso de longitud ΔL en el proceso de diseño (**Figura 11**) El incremento de longitud ΔL puede ser cualquier fracción de L_{min} determinada por el usuario. Para pequeños números de valores de ΔL Ej. 40 pies y tuberías de revestimiento largas, se podría demorar más el proceso (esto también depende de la velocidad de los programas comerciales para determinar las cargas). También se selecciona el valor de L_{min} para limitar el número de secciones.

El procedimiento de optimización para determinar el casing “C” (**Figura 11**) es idéntico al descrito para la casing “B”. Por supuesto, habrá un casing particular “C” para cada “B” determinado previamente.

Nota 1: El casing “C” podría ser igual al “B”. Esta es la razón por la cual ΔL es normalmente más pequeña que L_{min} .

Nota 2: Si el casing “C” no es igual al “B” y ΔL es menor que L_{min} , entonces la longitud de “C” debe ser igual a L_{min} y los cálculos deben repetirse. Este sencillo procedimiento reduce significativamente el tiempo de cálculo.

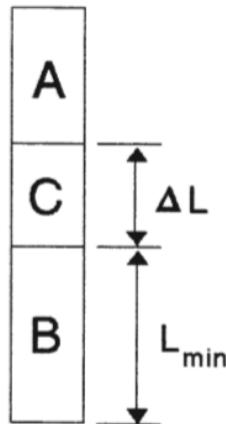
Nota 3: Después de que se determinen todos los casing “C” para cada “B”, el número de soluciones parciales (N_{ps}) en la memoria será: $N_{ps} = \sum_{i=1}^{N_B} (N_c)_i, \dots \dots$. Donde N_B es el número de casings “B” y $(N_c)_i$ es el número de casings “C” por cada “B”.

El proceso continúa añadiendo casings “D”, “E”, etc. hasta $\Delta L_A \leq L_{min}$. Suponiendo en este punto que el revestimiento que se está diseñando es el casing “M”, entonces:

$$(\Delta L_M)_n = (\Delta L_M)_{bd} \div \Delta L_A, \dots$$

donde ΔL_M es la longitud de la sección "M". En este punto, ΔL_A se ha incorporado en ΔL_M y finalmente se define toda la combinación de sarta.

Figura 11. Proceso de optimización de casing

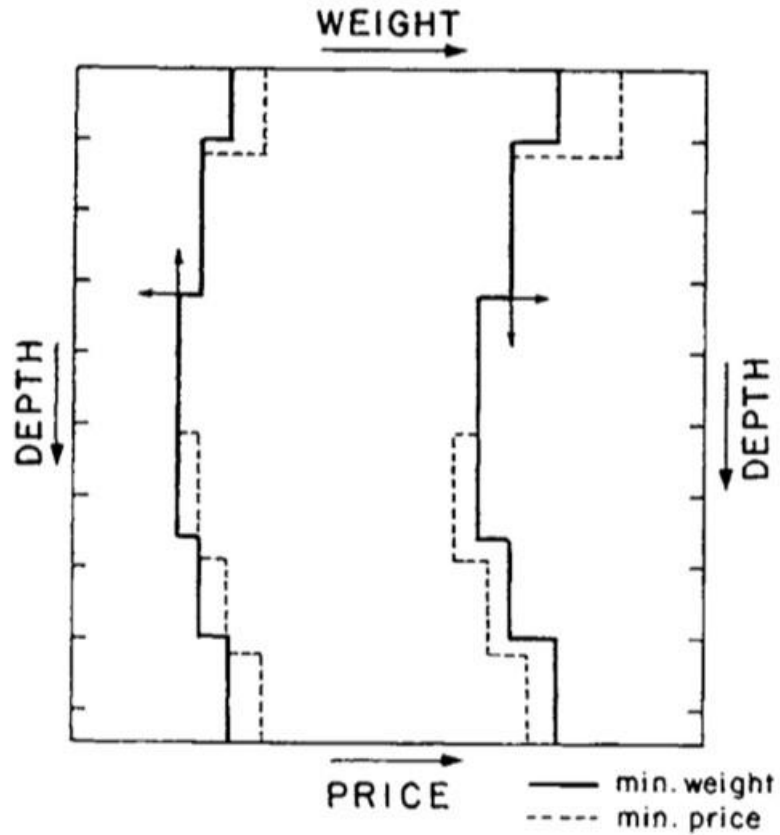


Fuente: ROQUE, J. L., MAIDLA, E. E., PETROLEUM, C., & WAGNER, R. R. *Casing Cost Optimization for Complex Loading Situations*. 1996

1.7.3 Modelo (precio vs peso). El análisis del procedimiento iterativo para el diseño de la carcasa lo demuestra. La única fuente de la multitud de variantes de tubería es el dilema entre el peso y el precio del casing. Este dilema ha sido observado por muchos diseñadores de casing, y se conoce como el "Conflicto de peso / precio". El conflicto surge de la observación de que la decisión tomada a favor de la tubería más barata para cualquier sección inferior del diseño puede eventualmente producir una sarta de revestimiento más costosa. Por otro lado, una sarta de revestimiento combinada con una parte inferior más ligera (aunque más cara) puede ser más económica en general debido a la reducción de la carga axial soportada por las tuberías de revestimiento superior. El concepto del conflicto peso / precio se puede observar en la **Figura 12**.

En la medida en que el conflicto no pueda resolverse antes de que se complete el diseño, cada tubería que sea más ligera que la más barata debe memorizarse en cada paso del diseño del casing, generando así nuevas variantes.

Figura 12. Conflicto peso/precio



Fuente: RAHMAN, S.S, & CHILINGARIAN, G. V. Casing design: Theory and practice. 2002

2. ESTUDIO DE INFORMACIÓN DEL CAMPO

2.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO

2.1.1 Ficha técnica del pozo

Tabla 5. Ficha técnica del pozo

Entrada	Descripción
Nombre del pozo	Ecopetrol 1
Clasificación del pozo descriptiva y código Lahee	(Desarrollo) según resolución 181517 del 2002 de la ANH
Tipo de pozo	Direccional tipo "J" (pozo desviado menor a 55 grados)
Campo/Bloque/Municipio	Castilla / Cubarral/ Castilla La Nueva
Fecha de inicio (Spud Date estimada)	17-02-2019
Días de perforación (estimados)	1 Días, movilización entre pozos 22 Días, de perforación hasta quebrar setting tool (Pozo de referencia) 10 Días, completamiento Rigless 33 Días, Días totales
Operador	ECOPETROL S.A.
Contratista de perforación	NABORS
Altura de la mesa rotaria	32,5 pies
Elevación del terreno SNM ó Lámina de Agua	1350.43 pies
Sistema de referencia de coordenadas	MAGNA SIRGAS ORIGEN BOGOTA
Tope Objetivo TVD _{RTE}	7653 pies
Tolerancia del objetivo/Target	165 pies
Profundidad final planeada del pozo (MD & TVD)	8996 / 8068

Fuente: Ecopetrol

2.1.2 Localización del pozo. El Campo Castilla se encuentra localizado aproximadamente a 54 Km al sur de la ciudad de Villavicencio, en el departamento del Meta, donde específicamente se encuentra el pozo Ecopetrol 1 en el municipio de Castilla la Nueva.

Tabla 6. Ubicación específica

Coordenadas	Superficie
Latitud	3° 53' 50.366"
Longitud	73° 37' 13.572"
E/W	X = 1050764.59 mts
N/S	Y = 922731.75 mts

Fuente: Ecopetrol

2.2 INFORMACIÓN GEOLÓGICA

2.2.1 Formaciones Geológicas. La geología del área corresponde a una secuencia estratigráfica que abarca rocas con edades desde el paleozoico hasta el cuaternario.

La sección estratigráfica del Bloque se encuentra formada por rocas sedimentarias. El espesor total de la columna litológica alcanza los 18.000 pies. Las rocas sedimentarias de edad Cretácea y Terciaria son los principales yacimientos en el área. Las formaciones productoras son: Une, Chipaque, San Fernando.

Formación Carbonera (Oligoceno): Se caracteriza por la sedimentación de areniscas y lutitas intercaladas, las cuales conforman sellos locales y en algunos casos regionales. Las areniscas son blancas, translúcidas, conglomeráticas y subangulares. Las lutitas son grises verdosos, limosos y micromicáceas.

Esta formación tiene un determinado número de intervalos (Unidades) con características específicas, que serán nombradas a continuación:

Conjunto C1 (Superior): Areniscas cuarzosas, hialinas, de grano fino a medio, subangulares a subredondeados, buena selección, limpias, con intercalaciones de arcillolitas grises. En la parte inferior predominan arcillolitas con delgados lentes de arenisca.

Lutita E: Conjunto lutítico de color grisáceo, laminares, astillosas, síliceas, con delgados lentes de carbón y nódulos de siderita.

Conjunto C1 (Inferior): En este intervalo predominan limolitas pardo-amarillas, con inclusiones carbonosas, alternando con delgados lentes carbonosos y arcillolitas blancas grisáceas, muy solubles. La sección inferior de este intervalo está compuesta principalmente por areniscas de cuarzo blanco, grano fino a medio, subangular a subredondeado de regular selección y en menor proporción por arcillolitas.

Conjunto C2: Compuesto por limolitas, arcillolitas, lutitas y areniscas, en sucesivas intercalaciones: Las limolitas son pardas rojizas, blandas a moderadamente firmes, las arcillolitas son grises, laminares moderadamente firme, la lutita es laminar, micromicácea, astillosa y moderadamente firme, la arenisca es gris claro, blanco lechoso, de grano fino a muy fino, subangular, y en algunos casos calcárea.

Lutita E3: lutitas gris oscuro, fisibles, micromicáceas moderadamente firmes.

Arenisca T1: compuesta por areniscas con intercalaciones de limolitas y arcillolitas. Secuencia grano decreciente de areniscas, interpretada como canales de intramareas, que va desde grano grueso hacia la base, a grano fino al tope; ligeramente calcáreo, con cemento calcáreo hacia la parte inferior.

Lutita E4: lutitas grises oscuras, pardas fisibles, moderadamente firmes.

Formación (T2): Información palinológica (Reyes et al, 1991) establece esta Unidad como de edad Paleógena (Eoceno Tardío) correspondiente a la Formación San Fernando. La Unidad T2 está constituida por areniscas de grano fino a grueso con esporádicos niveles conglomeráticos, e intercalaciones limosas y arcillosas. Su ambiente de depósito se interpreta como fluvial de corrientes entrelazadas (Nieto 1999). En pozos donde la unidad T2 ha sido probada, se obtuvo crudo de 9 grados API.

Formación (K1): De edad Coniaciano a Santoniano, es correlacionada con la Formación Chipaque (Castro 1989 en Nieto 1999), la cual infrayace discordantemente la unidad operacional T2. Las rocas de esta unidad operacional son intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y shales que conforman una secuencia típicamente retrograda constituida por depósitos fluvio-deltaicos a la base que gradan a depósitos de canales y planicies de marea, los cuales son cubiertos por sedimentos arcillosos de plataforma externa (Amaya et al, 1998).

Formación (K2): De edad Cenomaniano - Coniaciano temprano que es correlacionada con la Formación Une (Castro 1989 en Nieto 1999) reposa sobre sedimentos Paleozoicos e infrayace transicionalmente a la unidad operacional K1. La unidad K2 está constituida por areniscas de grano medio a grueso, blancas y localmente conglomeráticas con estratificación cruzada depositadas masivamente o como ciclos grano-decrecientes, asociadas a depósitos fluviales tipo corrientes entrelazadas (Nieto 1999). Ocasionalmente entre estos cuerpos de arena se presentan intercalados shales y limos, que no presentan mucha continuidad lateral. El contenido arcilloso es escaso a nulo, pero en sección delgada, se observan los poros rellenos por Caolinita predominantemente y en menor cantidad Illita y Clorita. Esporádicamente en la secuencia estratigráfica se presentan niveles de lutitas de color gris oscuro a negro grisáceo, sub-arcillosa a sub-físil, con micro-pirítica y mica (Baker Huges, 2000). El espesor total varía entre 680 y 750 pies.

2.2.2 Identificación de problemas Geológicos

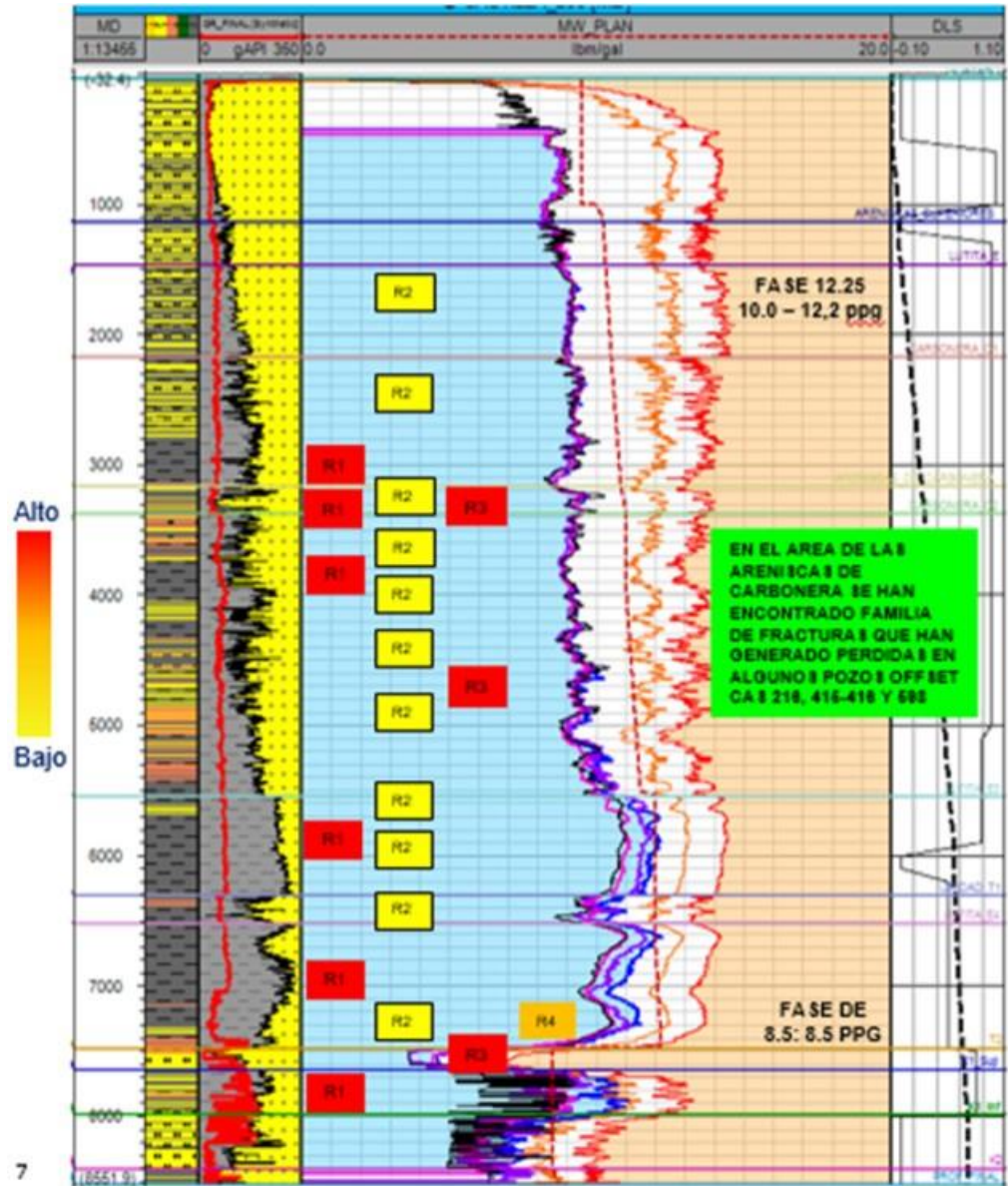
R1: Riesgo de Inestabilidad al perforar zonas con alto contenido de arcilla: CARBONERA 2, LUT E3 Y LUT E4. Alto riesgo de empaquetamiento / sobretensiones / cavings / apoyos. El peso de lodo recomendado debido al riesgo de perdidas es calculado teniendo en cuenta un ancho de BO de 60 grados.

R2: Escalonamiento litológico en zonas de transición Arena-lutita; puede generar escalones y puntos de apoyo y sobretensiones durante los viajes.

R3: Perdidas de lodo: se debe verificar si el pozo se encuentra en una zona de alta densidad de fallas. Igualmente verificar si en la unidad de areniscas de carbonera se encontró una familia de fracturas y en la fase de 8 ½” el pozo ver la distancia de las fallas principales, lo que incrementa la posibilidad de fracturas naturales.

R4: Inestabilidad por planos débiles, A nivel de E4, se presenta formación con planos de debilidad por lo que se espera, el aumento de inestabilidad por planos débiles, aporte de caving tabular – blocoso.

Figura 13. Evaluación de riesgos Geológicos



Fuente: Ecopetrol

2.2.3 Características petrofísicas del yacimiento

Tabla 7. Características petrofísicas del yacimiento

Campo Castilla	Unidad K1	Unidad K2
Petróleo In situ (MBIs)	1683	3832
Espesor Neto Promedio	70	500
Mecanismo de Producción	Acuífero Activo Parcial	Acuífero Activo Parcial
Existencia de Capa de Gas	No	No
Temperatura del Yacimiento	198	185
Porosidad Promedio (%)	18	20
Permeabilidad Promedio (mD)	500	2000
Saturación inicial de agua (%)	15	20
Gravedad API	12.5	12.5
Viscosidad aceite (cP) @ Temperatura Yto	134	134
GOR (SCF/STB)	7/50	7/50
Presión Inicial (psia) @Datum – 5600 TVDSS	2830	3100
Presión actual (psia) @Datum – 5600 TVDSS	2450	3000

Fuente: Ecopetrol

2.2.4 Análisis de eventos de perforación. De acuerdo con el análisis de eventos de 583 pozos del área de Castilla desde el año 2005 hasta diciembre de 2018 y con base en la información de Open Wells, el 20% en promedio del tiempo de los pozos son NPT, principalmente asociado a problemas de hueco, pegas de tubería y pérdidas de fluidos.

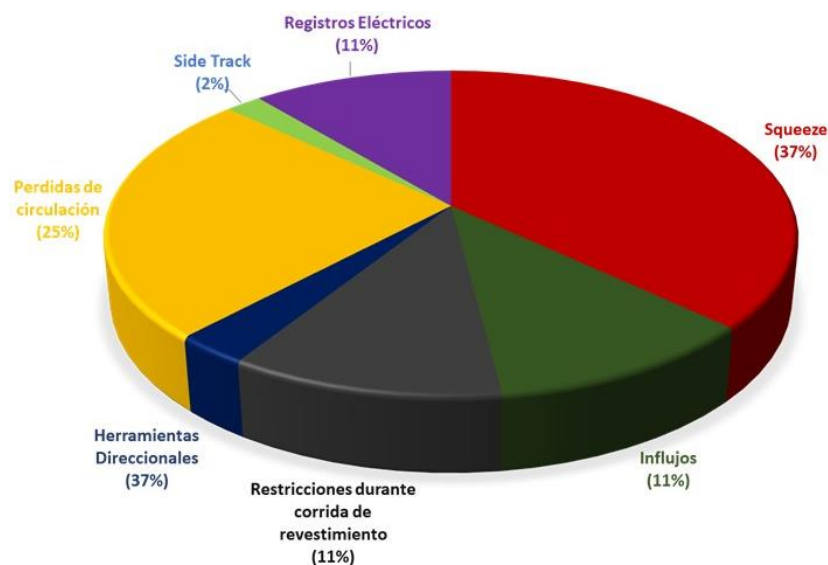
El evento de pérdida de fluido hacia la formación es el de mayor relevancia en el campo 25%, ya que este tipo de eventos en algunos casos lleva a la realización de operaciones de Squeeze 37%, las cuales también generan alto impacto en los NPTs.

Básicamente los eventos de pérdida de fluido se presentan en la fase de yacimiento por factores combinados:

- Baja presión de poro de la formación.
- Presencia de fracturas naturales y zonas de fallas.

En algunos pozos perforados principalmente en el clúster 94 se evidenció este fenómeno a la altura de la fase de 12.25 pulgadas, asociado a familia de fracturas, las cuales después de analizar en el equipo de trabajo de Geomecánica, se identifica que éstas entran en estado crítico de esfuerzos con el peso de lodo que se perfora. Adicional a lo anterior, en la formación T2 también se reportaron pérdidas, las cuales, al analizar y actualizar el modelo de presiones y esfuerzos del campo para la formación, se encuentra que presenta presiones por el orden de 1158 psia -1300 psia, representando un rango de gradiente de presión de poros entre 3.59 ppg – 3.95 ppg para la formación T2 en el campo Castilla.

Figura 14. Identificación de los eventos con mayor impacto en el área de Castilla



Fuente: Ecopetrol

Del análisis de los registros de imágenes de los pozos del área indica que en la unidad objetivo 3 presencia mayor densidad de fracturas naturales, correlacionando con eventos de mayor volumen perdido al perforar esta unidad.

Los eventos de pega diferencial y por empaquetamiento no se presentan en una trayectoria específica, existe condiciones diferentes a las orientaciones de los pozos con respecto a la orientación de los esfuerzos horizontales que aumentan las condiciones de riesgo, tales como:

- No utilizar parámetros operaciones adecuados.
- Deficiencia de limpieza.
- Malas prácticas, en un escenario de gradientes de presión de poro y de colapso altos y bajos.
- Bajo control direccional.

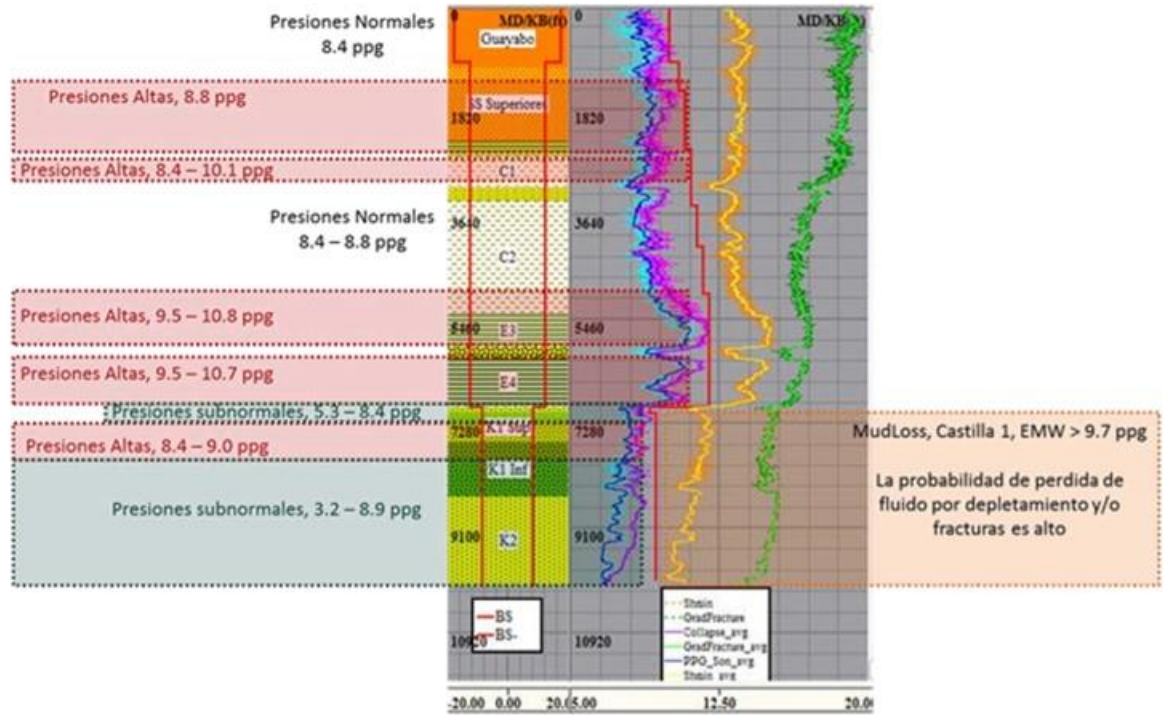
De acuerdo al estudio de geomecánica realizado para el campo Castilla y al realizar la revisión de tiempos perdidos, se presenta como uno de los mayores eventos operacionales las pérdidas de lodo en la fase de 8 1/2", atribuido a zonas depletadas y de alta permeabilidad, debido a zonas con densidad de microfracturas preexistentes que aumentan la permeabilidad de la zona.

2.2.5 Modelo de estabilidad por pozo. El alcance del Modelo Geo-mecánico es recrear las condiciones de inestabilidad por desequilibrios en:

- La compactación de los estratos.
- Las propiedades de resistencia y de tensión de las rocas afectado a unas condiciones de esfuerzos regionales e in-situ por la construcción de un hueco.

El principal objetivo del Modelo Geo-mecánico es establecer escenarios de riesgos, bajo unas condiciones de una densidad de lodo a utilizar, con la premisa que estaría limitado a los riesgos que se han analizado de la zona en estudio.

Figura 15. Modelo geo-mecánico e identificación de zonas de riesgo.



Fuente: Ecopetrol

El modelo de geo-presiones o presión de poro generalizado para el área de Castilla indica que para la zona de Guayabo presenta presiones normales (8.4 ppg), para la zona de SS Superiores, Lutita E y C1 presenta máximos de 8.8 – 10.3 ppg. Para la parte superior de C2 las presiones estimadas están en un rango de 8.4 – 8.8 ppg.

A partir de la parte media de C2 presenta una tendencia en el incremento en la presión de poro hasta un máximo de 10.8 ppg justo en el tope de la unidad Lutita E3, generalmente este intervalo está comprendido por bancos masivos de lutitas

con intercalaciones delgadas de arcillolita manteniendo un gradiente de presión de poro en promedio de 10.8 ppg.

Para la unidad T1 el gradiente de presión es normal y nuevamente aumenta hasta 10.7 ppg en el tope de la unidad Lutita E4, esta tiende a disminuir hacia el tope de la unidad T2 teniendo presiones subnormales.

El gradiente de presión de Colapso está afectado por el gradiente de presión de poro, esfuerzos in-situ, propiedades de resistencia y de tensión de la roca y de la orientación del pozo con respecto a las orientaciones de los esfuerzos principales.

Las zonas con mayor riesgo para la generación de cavernas en la primera parte de la perforación de los pozos de Castilla son: SS Superiores, Lutita E, intervalos arcillosos de C1 y C2 que corresponden a las zonas de mayor gradiente de presión de poro.

Para la zona donde se construye o la que presenta mayor riesgo de inestabilidad son: parte baja de C2, Lutita E3 y Lutita E4. Las cartas polares de Colapso nos indica la densidad de lodo necesaria para mantener condiciones de estabilidad controladas (ancho de breakout 90° - 60% de la inclinación del pozo).

Para el caso práctico, si la orientación de SHmáx está alrededor de 105° los colores fríos (azules) indica una mejor condición de estabilidad (Orientación de Shmin con inclinaciones entre 30° - 50°), mientras los colores cálidos (rojos) indican una condición de requerir una mayor densidad de lodo para mantener condiciones tolerables de estabilidad, esta condición se agudiza a inclinaciones mayores de 45° y paralelo a la orientación de SHmáx.

Para el intervalo de mayor riesgo con respecto a estabilidad de pozo es la parte basal de C2, E3 y E4. Los pozos con inclinaciones entre 20° - 60° orientados en la dirección de Shmin la mínima densidad de lodo requerida es 11.8 ppg y para el caso en dirección de SHmáx la mínima densidad de lodo requerida es 12.0 ppg.

2.3 RESUMEN DE REVESTIMIENTO ACTUAL

2.3.1 Criterios de asentamiento del revestimiento. La tubería de revestimiento debe adecuarse a las condiciones geológicas de la profundidad a la que se encuentra asentada. En los pozos profundos, generalmente la consideración primordial es controlar la acumulación de presiones anormales en la formación y evitar que alcancen y afecten zonas someras débiles. De modo que la planificación de la colocación correcta del revestimiento comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura.

Tabla 8. Modelo Geo-mecánico ventana de estabilidad por pozo

Castilla Norte 193									
MD	TVD	MW_conve ncional	ECD (ppg) Max	Presión de poro (ppg)		Esfuerzo mínimo (ppg)		Colapso Break Out 70% (ppg)	
				MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
0	0	9.8	10.8	8.3	9.2	12.8	13.3	9.2	9.2
1034	1034	10.2	11.2	8.3	9.8	12.7	13.6	9.8	10.1
2029	2029	10.2	11.2	8.3	9.4	12.7	13.3	9.4	9.8
2730	2727	10.5	11.5	8.3	9.4	12.7	13.4	9.4	10.0
3796	3793	10.7	11.7	8.3	9.5	12.8	13.5	9.5	9.5
3973	3970	10.8	11.8	8.3	10.8	12.8	14.2	10.8	12.1
6067	5976	12	12.5	9.9	10.8	13.7	14.2	10.8	12.4
6623	6457	12	12.5	8.7	9.9	13.1	13.7	9.9	11.1
6949	6720	12	12.5	8.8	10.6	13.1	14.1	10.6	12.2
7514	7141	12	12.5	9.0	10.6	13.1	14.1	10.6	12.0
7519	7141	8.6	9	3.4	9.0	10.2	13.2	9.0	9.8
7736	7290	8.6	9	6.5	9.4	11.8	13.5	9.4	10.5
8003	7464	8.6	9	4.5	8.8	7.4	11.7	8.8	9.6
8297	7653	8.6	9	5.5	8.5	7.9	10.6	8.5	8.5
8996	8068	8.6	9	5.5	8.5	7.9	10.6	8.5	8.5

Fuente: Ecopetrol

Tabla 9. Profundidades de asentamiento

DIAMETRO HUECO	TAMAÑO DE REVESTIMIENTO	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO	LONGITUD DE LA SECCIÓN	COMENTARIOS
17 1/2"	13 3/8"	995 pies	1000 Pies	Protección de acuíferos superficiales en la formación Guayabo y proveer integridad del pozo a la próxima fase, cubrir acuíferos superficiales.
12 1/4"	Casing 9 5/8"	Tope T2	5 a 10 pies antes del Tope T2	Perforar y revestir las arcillas hinchables de la formación Guayabo y las zonas inestables de la formación Carbonera tales como C1, C2 y E3, posteriormente cubrir la T-1, E4 y llegar al tope de la formación T2 que es el Casing Point
8 1/2"	Liner 7"	TD del pozo	Intervalo desde T2-TD	Perforar la unidad T2, la Unidad K1 Superior e Inferior y K2 para establecer el Casing point, donde se sentará Liner de 7. Proveer la estabilidad requerida durante la etapa de producción para eliminar cualquier posibilidad de colapso y/o migración de fluidos indeseables (gas o agua)

Fuente: Ecopetrol

2.3.2 Plan direccional del pozo. Pozo direccional de 56.9° de inclinación alto ángulo Tipo “J” MD a 8996.2 pies

Tabla 10. Wellpath

Comments	Measured	Incl.	Azim.	Vertical	Vertical	Dogleg
	Depth			Depth	Section	Rate
	(ft)			(ft)	(ft)	(°/100ft)
13 3/8" Casing @ 1000 ft MD	1000	0.00	0.00	1000	0.00	0.00
KOP @ 1500.00 ft MD	1500	0.00	0.00	1500	0.00	0.00
DLS= 0.80~/100 ft	1700	1.60	50.00	1700	2.48	0.80
End of Build @ 2125.00 ft MD	2125	5.00	50.00	2124	24.24	0.80
Start Drop @ 2625.00 ft MD	2625	5.00	50.00	2622	63.00	0.00
DLS= 0.80~/100 ft	2900	2.80	50.00	2897	79.64	0.80
End of Drop @ 3250.00 ft MD	3250	0.00	0.00	3247	87.25	0.80
KOP2 @ 3960.00 ft MD	3960	0.00	0.00	3957	87.25	0.00
DLS= 1.38~/100 ft	4900	12.94	78.21	4889	192.90	1.38
Start ESP Tangent @ 5900.00 ft MD	5900	26.70	78.21	5827	531.07	1.38
	6000	26.70	78.21	5916	576.00	0.00
End of ESP Tangent/Cont. Build @ 6100.00 ft MD	6100	26.70	78.21	6006	620.92	0.00
DLS= 1.38~/100 ft	6800	36.37	78.21	6602	986.54	1.38
Continue Build @ 7619.13 ft MD	7619	46.30	78.21	7210	1533.13	0.00
DLS= 1.30~/100 ft	7800	48.66	78.21	7332	1666.41	1.30
End of Build @ 7903.43 ft MD	7903	50.00	78.21	7400	1744.84	1.30
Hold Angle at 50.00~ Inc and 78.21~ Azi	8003	50.00	78.21	7464	1821.44	0.00
DLS= 1.00~/100 ft	8600	53.03	78.21	7841	2283.39	1.00
OWC	8876	55.79	78.21	8002	2507.94	1.00
TD @ 8996.20 ft MD - 7" Liner @ TD	8996	56.99	78.21	8068	2607.85	1.00

Fuente: Ecopetrol

2.3.3 Cementación del pozo

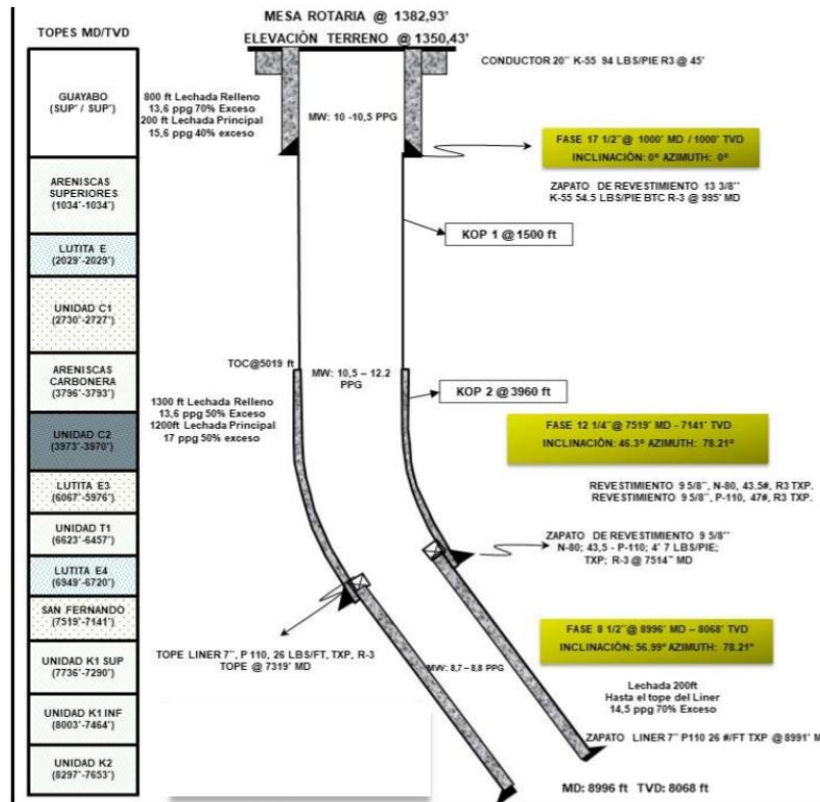
Tabla 11. Programa de cementación

Casing	Columna teórica de cemento (ft)	Tipo de lechada	Peso de la lechada (ppg)	Diámetro del hueco perforado (pulg)	Diámetro del hueco asumido (pulg)	% exceso de cemento
995"	800	Relleno	13.6	17.5	17.5	70
	200	Principal	15.6			40
7514"	1300	Relleno	13.6	12.25	12.25	50
	1200	Principal	17			
8991"	200 ft por encima del tope del liner	Única	14.5	8.5	8.9	70

Fuente: Ecopetrol

2.3.4 Estado Mecánico actual del pozo

Figura 16. Estado Mecánico del pozo actual

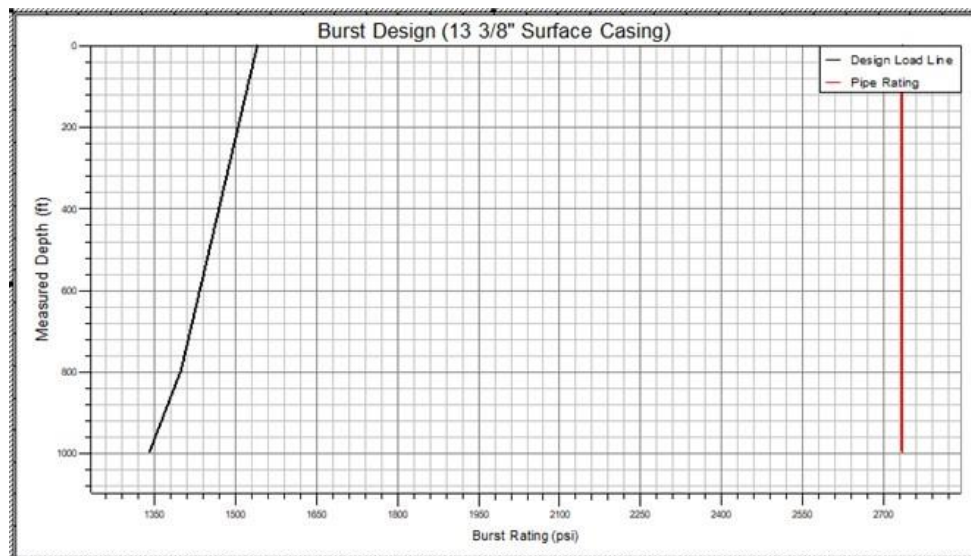


Fuente: Ecopetrol

2.3.5 Diseño Actual del pozo. A partir de toda la información del campo se realiza el diseño en el software StressCheck (HALLIBURTON) del estado mecánico actual obteniendo los siguientes resultados:

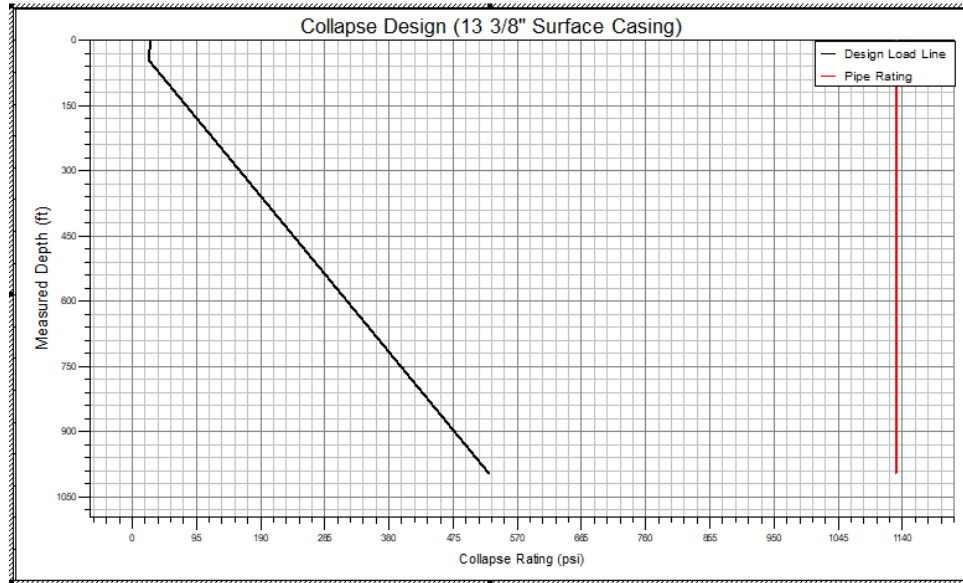
2.3.5.1 Sección 13 3/8”

Figura 17. Estallido



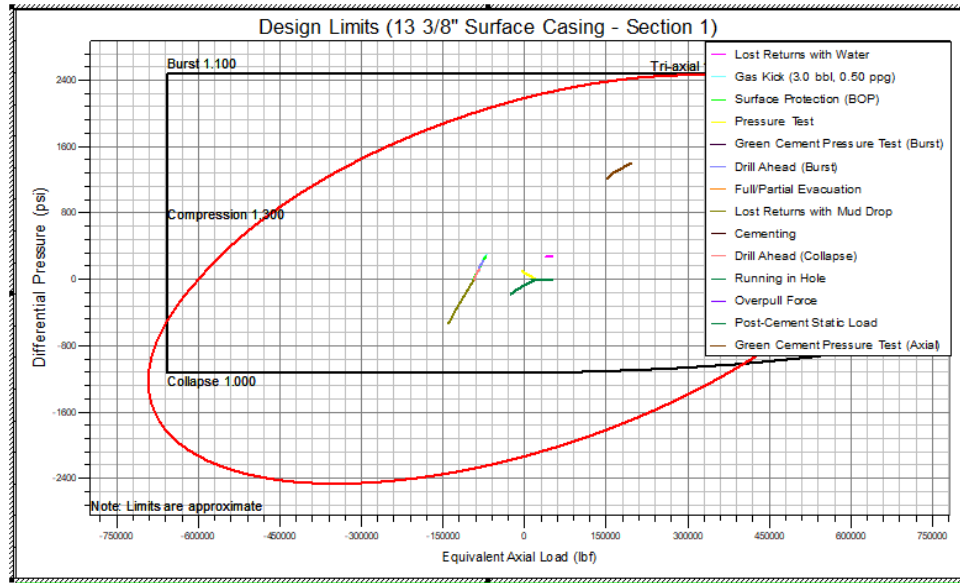
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 18. Colapso



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

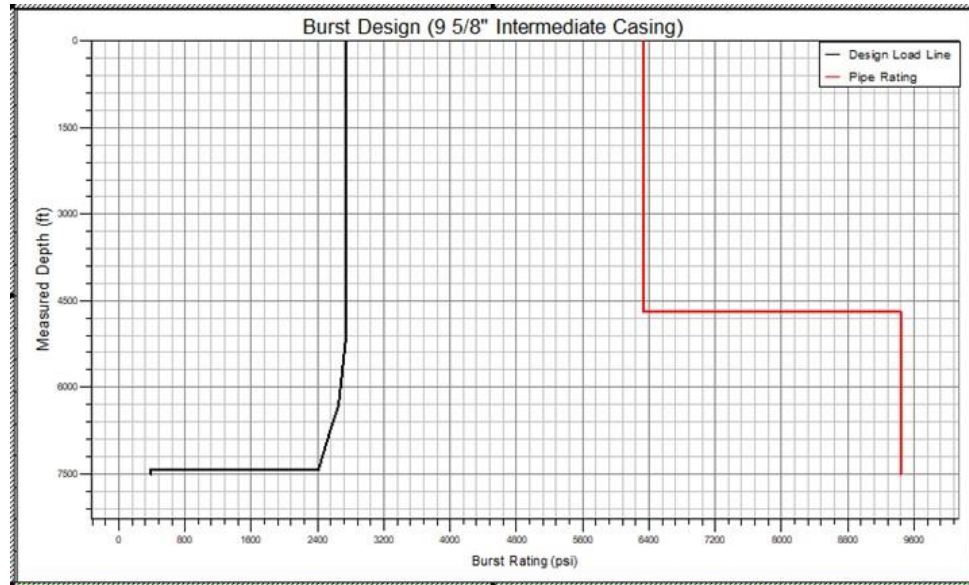
Figura 19. Límites de diseño



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

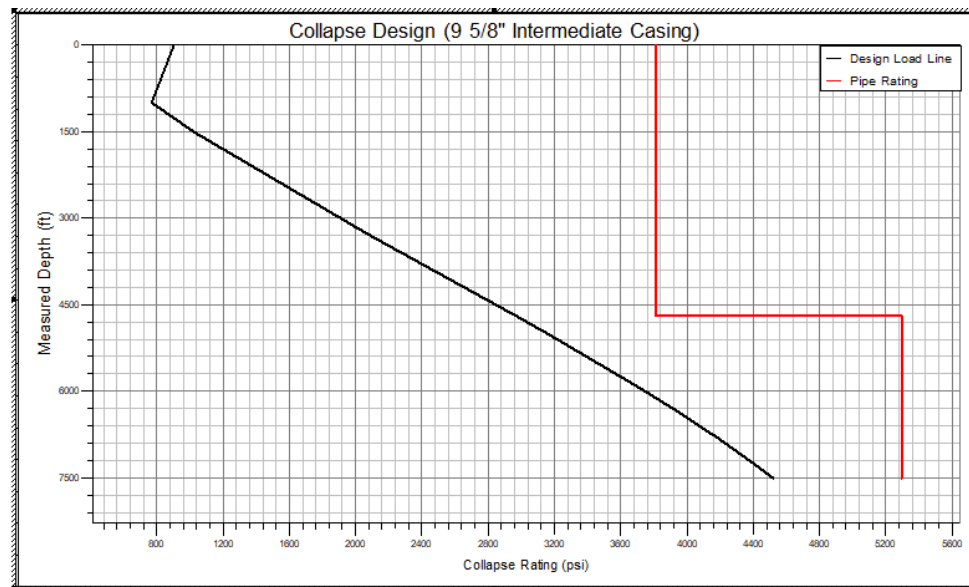
2.3.5.2 Sección 9 5/8"

Figura 20. Estallido



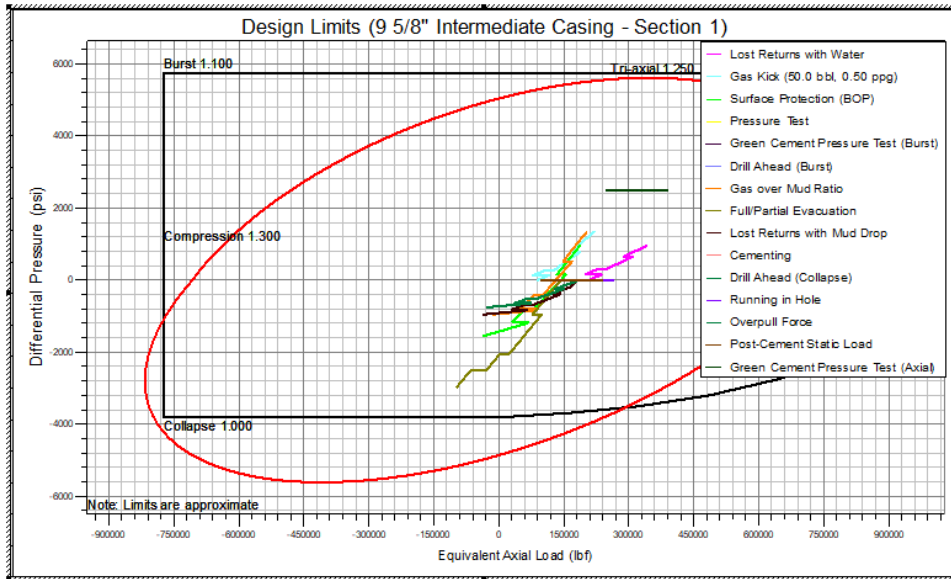
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 21. Colapso



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

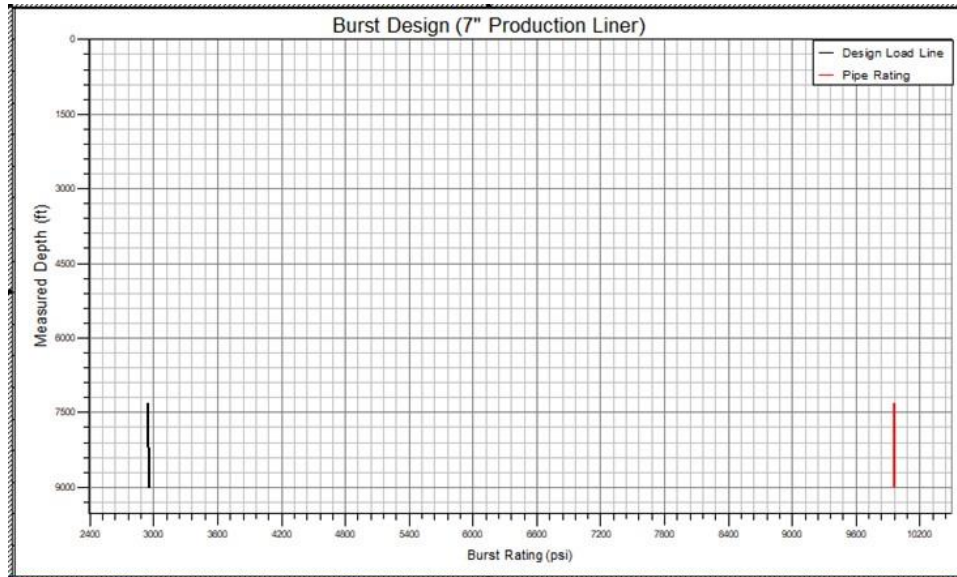
Figura 22. Límites de diseño



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

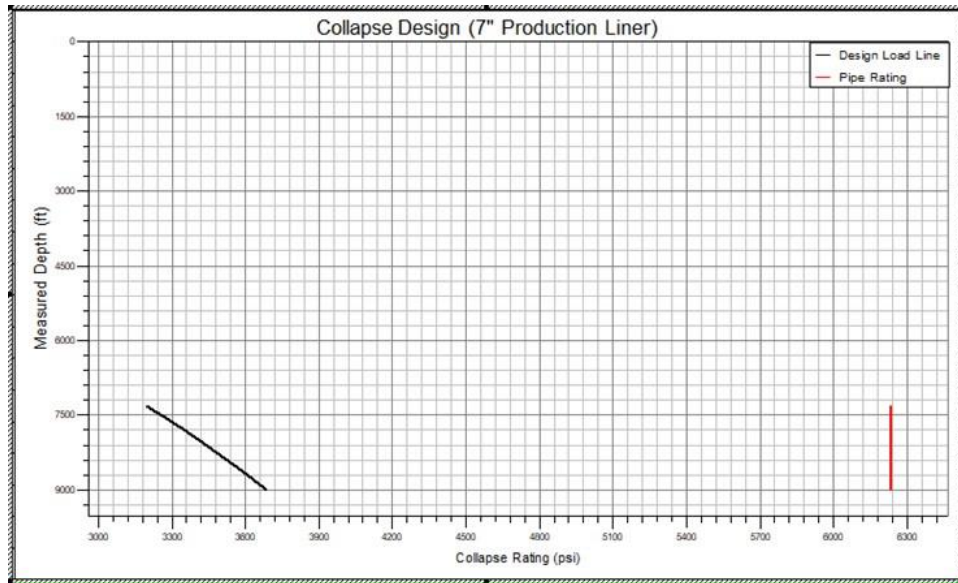
2.3.5.3 Sección 7\"/>

Figura 23. Estallido



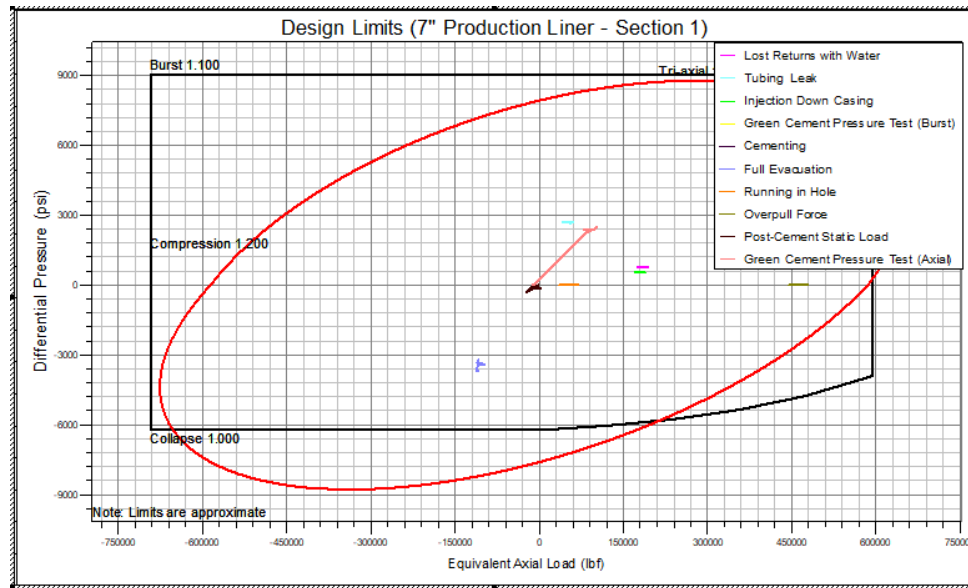
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 24. Colapso



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 25. Límites de diseño



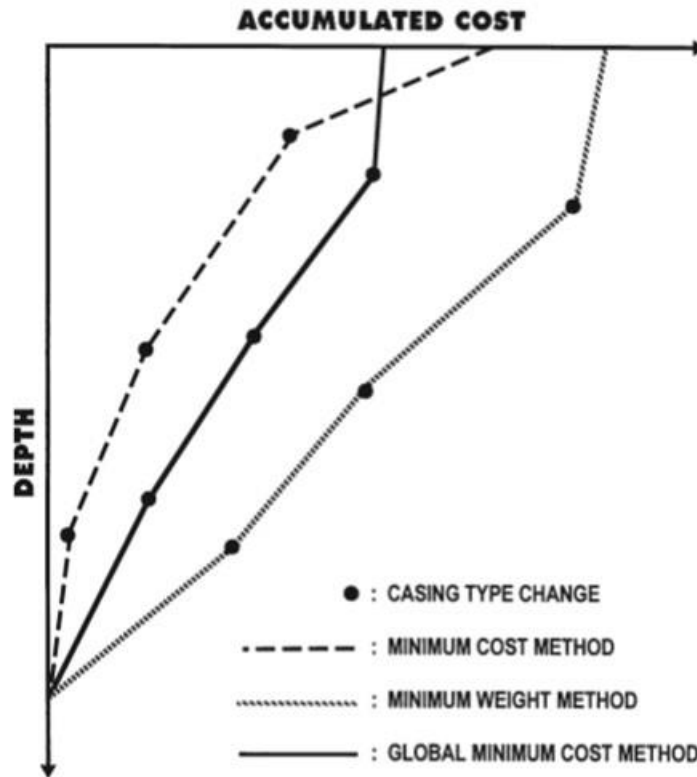
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3. SELECCIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN

El diseñador del revestimiento siempre se enfrenta al problema de tener que elegir entre seleccionar la tubería más barata o la más ligera para la sección inferior de la sarta de revestimiento. Si selecciona la más barata, la penalización será pagada por las secciones anteriores que deberán soportar cargas axiales más grandes. Este es la principal causa del porque se genera el conflicto entre el modelo de precio y el de peso, que dependiendo del caso específico que se tenga un modelo puede resultar más favorable que otro. En la medida en que el conflicto no pueda resolverse antes de que se complete el diseño, cada tubería que sea más ligera que la más barata debe memorizarse en cada paso del diseño del revestimiento, generando así nuevas variantes, haciendo que estos modelos resulten ser más tediosos a la hora de realizar un diseño óptimo.

El modelo **Minimum Cost** general se basa en la optimización de costos de revestimiento para casos con cargas normales y para casos de cargas complejas, basado en un algoritmo más práctico ya que este se puede utilizar con cualquier programa comercial, siempre que se realicen algunas modificaciones para que se utilice como subrutina. Al realizarse en colaboración de un software comercial se permiten obtener resultados más precisos y favorables, además que una reducción en el tiempo del diseño.

Figura 26. Contraste de modelos de optimización de costos



Fuente: Roque, J. L., Maidla, E. E., Petroleum, C., & Wagner, R. R. (1996). Casing Cost Optimization for Complex Loading Situations.

El modelo de **Minimum Cost** abarca de manera general los principios fundamentales de los métodos precio y peso, tomando un camino equilibrado entre estos dos métodos, brindando mejores resultados técnico/económicos.

Teniendo en cuenta las ventajas que nos brinda el modelo de **Minimum Cost** con respecto a los modelos anteriormente mencionados se decide escoger este modelo para la optimización del diseño actual del pozo.

Para la aplicación de este modelo es necesario la utilización de un software comercial con ciertas características que permitan trabajar de manera simultánea con el algoritmo del modelo.

En búsqueda del software comercial que cumpliera con las condiciones requeridas se decide usar el programa **Stresscheck** de la empresa Halliburton, que, al ser un software de los más actualizados en la industria, convenientemente este trae incorporado el modelo escogido, que a su vez este software fue recomendado por uno de los autores del libro Casing Design Theory and Practice y colaborador en la creación del modelo Eric Maidla.

Figura 27. Software Stresscheck



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3.1 DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO MEDIANTE EL SOFTWARE STRESSCHECK

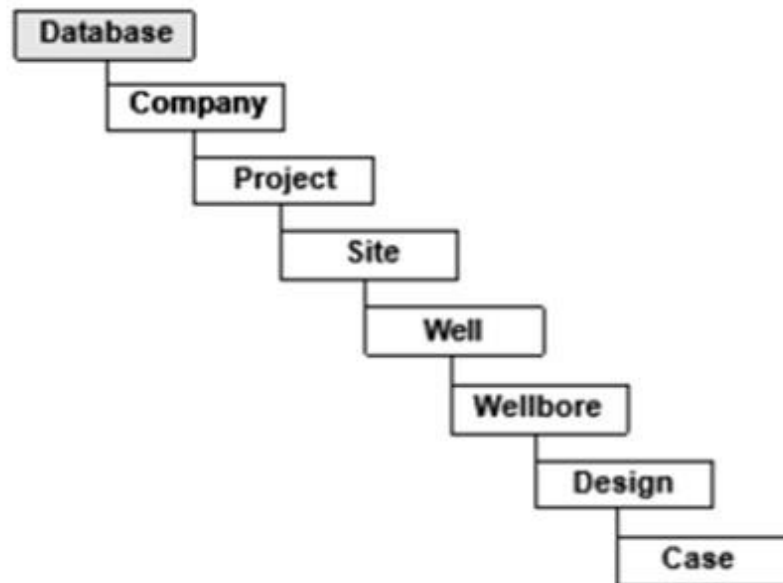
Se explicará brevemente los pasos que se deben realizar para utilizar el programa del diseño de tuberías de revestimiento, el cual está estructurado de manera global en los siguientes pasos:

El primer paso consiste en ingresar la configuración y datos generales del pozo, el segundo la generación de los casos de carga, el tercero en obtener los resultados del cálculo del diseño según los casos de carga y cuarto realizar el proceso de optimización de costos.

3.1.1 Ingreso de la estructura de datos. Los datos ingresados están relacionados en el capítulo 2.

A continuación, la estructura de datos jerárquicos de la base de datos EDM admite los diferentes niveles de datos requeridos por las aplicaciones de la suite de perforación.

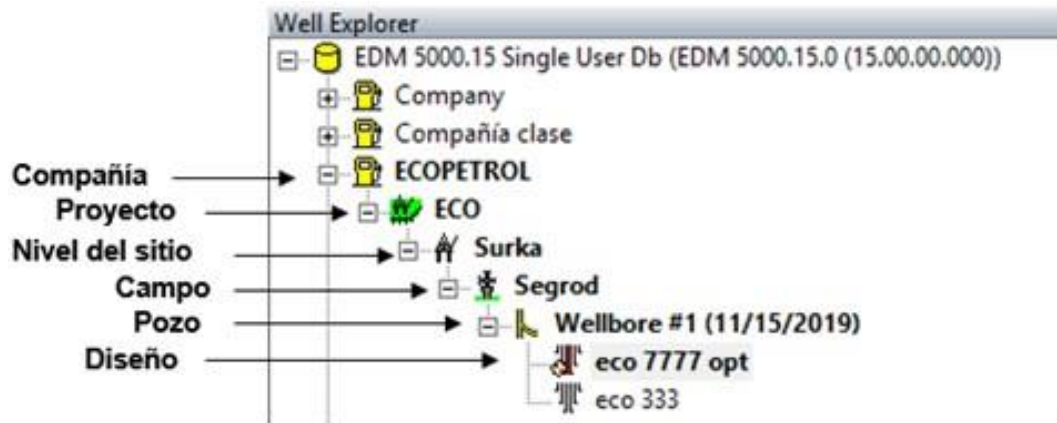
Figura 28. Estructura jerárquica de ingreso de datos



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

En la siguiente imagen se expone la estructura jerárquica del software, que se aplicó para el diseño del revestimiento.

Figura 29. Estructura jerárquica de datos StressCheck



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3.1.2 Datos generales

3.1.2.1 Datos de referencia: Es importante definir los datos de referencia, normalmente se utiliza como sistema de referencia al nivel del mar (MSL), en este caso para la sección de configuración se debe tener en cuenta que no esté seleccionado el recuadro de offshore, debido a que trabajaremos con un pozo onshore, y por lo tanto no se debe introducir las opciones de Mudline (TVD) y Mudline Depth (MSL).

Figura 30. Datos de referencia del pozo

The screenshot displays the 'Well Properties' window with the 'Depth Reference' tab selected. It shows a table of datum elevations and configuration options for offshore and subsea wells. A summary diagram illustrates the relationship between datum, datum elevation, air gap, and ground elevation relative to Mean Sea Level (MSL).

	Datum	Default	Elevation (ft)	Contractor	Rig	Description	Date
1	Default Datum	<input checked="" type="checkbox"/>	1,382.9				11/15/2019
2		<input type="checkbox"/>					

<input type="checkbox"/> Offshore	Ground Elevation:	1,350.4	ft
<input type="checkbox"/> Subsea	Wellhead Elevation:	1,350.4	ft (from Mean Sea Level)

Summary	Datum:	Default Datum
	Datum Elevation:	1,382.9 ft
	Air Gap (Ground):	32.5 ft
	Ground Elevation:	1,350.4 ft
	Mean Sea Level	

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Air gap: Se calcula a partir del (MSL). Air gap es la distancia desde el nivel del suelo/nivel del mar (MSL) hasta el piso de la plataforma. En este software el Air gap se calcula de la siguiente manera:

(Air gap, Onshore) = Elevación de referencia – Nivel del suelo (en relación con el MSL)

Se procede a introducir información general del pozo, donde se ingresa:

- Descripción del pozo
- Profundidad del pozo (MD)
- Definición de la sección vertical

Seleccionar **Wellbore > General > Options.**

Figura 31. Descripción general pozo #1

General

Options | Comments

Description : Wellbore #1

VSection Definition

Origin N: 0.0 ft

Origin E: 0.0 ft

Azimuth: 78.21 °

Well Depth (MD) : 8996.0 ft

(TVD) : 8068.1 ft

Aceptar Cancelar Aplicar Ayuda

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Después de introducir los datos de referencia lo siguiente es ingresar los datos de presiones de poro y fractura.

3.1.2.2 Datos de presión de poro: En esta sección se define la presión de poro o el perfil de gradiente en función de la profundidad vertical verdadera (TVD). Estos datos se usan para calcular perfiles de presión externo y para proporcionar valores predeterminados para casos de carga específico.

Seleccionar **Wellbore > Pore Pressure**

Figura 32. Datos de presión de Poro

Pore Pressure			
	Vertical Depth (ft)	Pore Pressure/EMW	
		(psi)	(ppg)
1	32.5	15.52	9.20
2	1034.0	526.40	9.80
3	2029.0	990.78	9.40
4	2727.0	1331.62	9.40
5	3793.0	1871.87	9.50
6	3970.0	2227.32	10.80
7	5976.0	3352.77	10.80
8	6457.0	3320.74	9.90
9	6720.0	3700.36	10.60
10	7141.0	3932.18	10.60
11	7142.0	3339.11	9.00
12	7290.0	3559.79	9.40
13	7464.0	3412.11	8.80
14	7653.0	3379.24	8.50
15	8068.0	3562.49	8.50

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Las presiones solo se pueden ingresar en un TVD y se pueden especificar como presión o un peso de lodo equivalente (EMW). El software StressCheck calcula automáticamente el otro valor.

3.1.2.3 Datos de presión de fractura: Se define la presión de fractura o el perfil de gradiente en función de la profundidad vertical verdadera (TVD). Al igual que la presión de poro estos datos se usan para calcular perfiles de presión externo y para proporcionar valores predeterminados para casos de carga específico.

Seleccionar **Wellbore > Fracture Gradient**

Figura 33. Datos de presión de fractura

Fracture Gradient			
	Vertical Depth (ft)	Fracture Pressure/EMW	
		(psi)	(ppg)
1	32.5	22.43	13.30
2	1034.0	730.51	13.60
3	2029.0	1401.85	13.30
4	2727.0	1898.27	13.40
5	3793.0	2660.02	13.50
6	3970.0	2928.52	14.20
7	5976.0	4408.27	14.20
8	6457.0	4595.37	13.70
9	6720.0	4922.18	14.10
10	7141.0	5230.55	14.10
11	7142.0	4897.37	13.20
12	7290.0	5112.46	13.50
13	7464.0	4536.56	11.70
14	7653.0	4214.12	10.60
15	8068.0	4442.63	10.60

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3.1.2.4 Datos direccionales de pozo: Se define una descripción de trayectoria de pozo para pozos direccionales planos y tridimensionales. En este caso se ingresan datos de un pozo direccional tipo “J”.

Para todos los tipos de entrada de datos, se puede especificar un dogleg más grande en el campo Max Dogleg para las secciones de compilación y colocación. Estos Max Doglegs se utilizan en el análisis de flexión.

Hay tres métodos preferidos utilizados para especificar un perfil de pozo. Estos se pueden usar en cualquier combinación a diferentes profundidades:

- Profundidad medida, inclinación y azimuth (MD-INC-AZ)
- Inclinación, azimuth y profundidad vertical verdadera (INC-AZ-TVD)

- Inclinación, azimuth y gravedad de Dogleg (INC-AZ-DLS)
- nota: Debe usar el tipo 1 (MD-INC-AZ) como el tipo inicial, y no los tipos (INC AZ-TV D) o (INC-AZ-DLS).

Seleccionar **Wellbore > Wellpath Editor**

Figura 34. Datos direccionales del pozo

Wellpath Editor										
	Data-Entry Mode	MD (ft)	INC (°)	AZ (°)	TVD (ft)	DLS (°/100ft)	Max DLS (°/100ft)	Vsection (ft)	Departure (ft)	
1	MD-INC-AZ	0.0	0.00	0.00	0.0			0.0	0.0	0.0
2	MD-INC-AZ	1000.0	0.00	0.00	1000.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0
3	MD-INC-AZ	1500.0	0.00	0.00	1500.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0
4	MD-INC-AZ	1700.0	1.60	50.00	1700.0	0.80	0.80	2.5	2.8	
5	MD-INC-AZ	2125.0	5.00	50.00	2124.2	0.80	0.80	24.0	27.3	
6	MD-INC-AZ	2625.0	5.00	50.00	2622.3	0.00	0.00	62.4	70.8	
7	MD-INC-AZ	2900.0	2.80	50.00	2896.7	0.80	0.80	78.9	89.5	
8	MD-INC-AZ	3250.0	0.00	0.00	3246.5	0.80	0.80	86.4	98.1	
9	MD-INC-AZ	3960.0	0.00	0.00	3956.5	0.00	0.00	86.4	98.1	
10	MD-INC-AZ	4900.0	12.94	78.21	4888.5	1.38	1.38	192.1	197.6	
11	MD-INC-AZ	5900.0	26.70	78.21	5827.0	1.38	1.38	530.4	532.4	
12	MD-INC-AZ	6000.0	26.70	78.21	5916.4	0.00	0.00	575.3	577.2	
13	MD-INC-AZ	6100.0	26.70	78.21	6005.7	0.00	0.00	620.2	622.0	
14	MD-INC-AZ	6800.0	36.37	78.21	6601.6	1.38	1.38	985.9	987.0	
15	MD-INC-AZ	7619.0	46.30	78.21	7215.8	1.21	0.00	1526.2	1526.9	
16	MD-INC-AZ	7800.0	48.66	78.21	7338.1	1.30	1.30	1659.6	1660.2	
17	MD-INC-AZ	7903.0	50.00	78.21	7405.3	1.30	1.30	1737.7	1738.3	
18	MD-INC-AZ	8003.0	50.00	78.21	7469.5	0.00	0.00	1814.3	1814.9	
19	MD-INC-AZ	8600.0	53.03	78.21	7841.0	0.51	1.00	2281.5	2282.0	
20	MD-INC-AZ	8876.0	55.79	78.21	8001.6	1.00	1.00	2506.0	2506.4	
21	MD-INC-AZ	8996.0	56.99	78.21	8068.1	1.00	1.00	2605.9	2606.3	

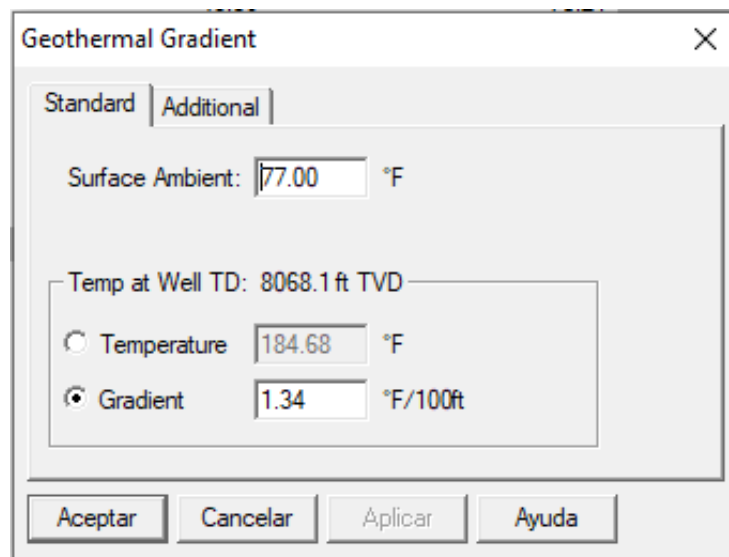
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3.1.2.5 Datos de Gradiente geotérmico: Se deben especificar los datos básicos de temperatura de formación. Cabe aclarar que el valor predeterminado de temperatura en superficie es 80 °F, pero esta temperatura se define de acuerdo con condiciones específicas en las que se encuentre, en este caso se utiliza un promedio de temperatura de 77 °F.

Las opciones de Temperatura y Gradiente son mutuamente excluyentes. El campo Temperatura se desactiva si esta opción se selecciona, y viceversa.

Seleccionar **Wellbore > Geothermal Gradient> Standard**

Figura 35. Gradiente geotérmico



The image shows a dialog box titled "Geothermal Gradient" with a close button (X) in the top right corner. It has two tabs: "Standard" (selected) and "Additional". Under the "Standard" tab, there is a text field for "Surface Ambient" with the value "77.00" and a unit of "°F". Below this, there is a text field for "Temp at Well TD: 8068.1 ft TVD". Underneath, there are two radio button options: "Temperature" (unselected) with a value of "184.68" and unit "°F", and "Gradient" (selected) with a value of "1.34" and unit "°F/100ft". At the bottom of the dialog box, there are four buttons: "Aceptar", "Cancelar", "Aplicar", and "Ayuda".

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3.1.2.6 Esquema de tubería de revestimiento: Seleccionar **Wellbore > Casing and Tubing Scheme** para crear y modificar el diseño preliminar del pozo, en este caso se utiliza el diseño actual como base preliminar. Cada fila especifica información básica sobre una tubería de revestimiento única.

Las listas de Nombre y tipo de tubería contienen términos estándar de la industria. Las tuberías deben ingresarse en el orden en que se ejecutan en el pozo (por ejemplo, Conductor, Superficie, Intermedio, etc. con respecto a su Diámetro Exterior).

El campo de densidad del lodo en zapato contiene los valores de densidad del lodo en el que se corrió y cementó la sarta de revestimiento.

Figura 36. Esquema de tubería de revestimiento actual

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	45.0	0.0	9.80
2	13 3/8"	Surface	Casing	17.500	0.0	995.0	0.0	10.20
3	9 5/8"	Intermediate	Casing	12.250	0.0	7514.0	5019.0	12.20
4	7"	Production	Liner	8.500	7319.0	8991.0	7319.0	8.80

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

La celda TOC se utiliza para especificar la parte superior del cemento (TOC) que afectará el perfil de presión externa, el perfil de carga axial para cargas de servicio y el análisis triaxial.

La celda Mud at Shoe se utiliza para especificar la densidad del lodo en el que se corrió y cementó la sarta de revestimiento. Esta densidad se usa para calcular un perfil de presión externa hidrostática fuera del revestimiento por encima del TOC. También se usa en ciertos casos de carga de estallido y colapso, ya que la densidad del lodo se usa durante la perforación debajo de la tubería anterior.

3.1.2.7 Datos de producción: Seleccionar **Wellbore > Production data** para especificar la profundidad del packer y la densidad del fluido del packer, así como la profundidad de perforación y las propiedades del fluido producido. Esta

información se utiliza al definir los perfiles de presión interna para casos de carga de producción.

Figura 37. Datos de producción StressCheck

Section	Parameter	Value	Unit
Packer Data	Fluid Density	8.60	ppg
	Packer Depth, MD	8991.0	ft
Reservoir Data	Perforation Depth	8996.0	ft
	Gas Gravity	0.70	
	Gas/Oil Gradient	0.1000	psi/ft

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

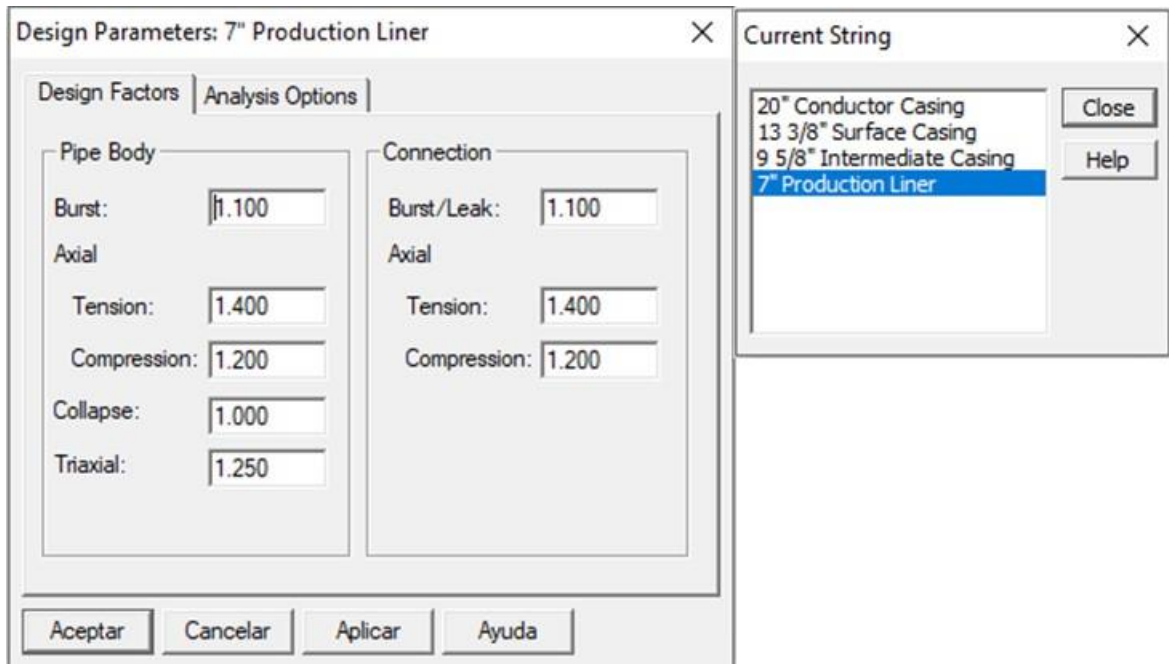
Seleccionar la Gravedad del gas para usarlo como medio para la caracterización de la densidad del gas. Cuando se usa la gravedad del gas, se determina un factor de compresibilidad dependiente de la temperatura y la presión en función de una composición de gas simple para la gravedad especificada. Este factor de compresibilidad se usa para calcular un perfil de densidad de gas y presión de superficie si se selecciona el caso de carga Fuga de tubería en cargas de estallido.

3.1.3 Datos de cargas de tubería. Después de haber ingresado toda la información general y de formación, ya el software se encuentra en capacidad de continuar ingresando la información específica de carga y tubería para el revestimiento que desea diseñar.

3.1.3.1 Parámetros de Diseño: Seleccionar **Tubular > Design Parameters > Design Factor** para especificar factores de diseño de tubería y opciones de análisis los cuales se utilizan en la definición de casos de carga y en el control de la lógica de diseño y análisis.

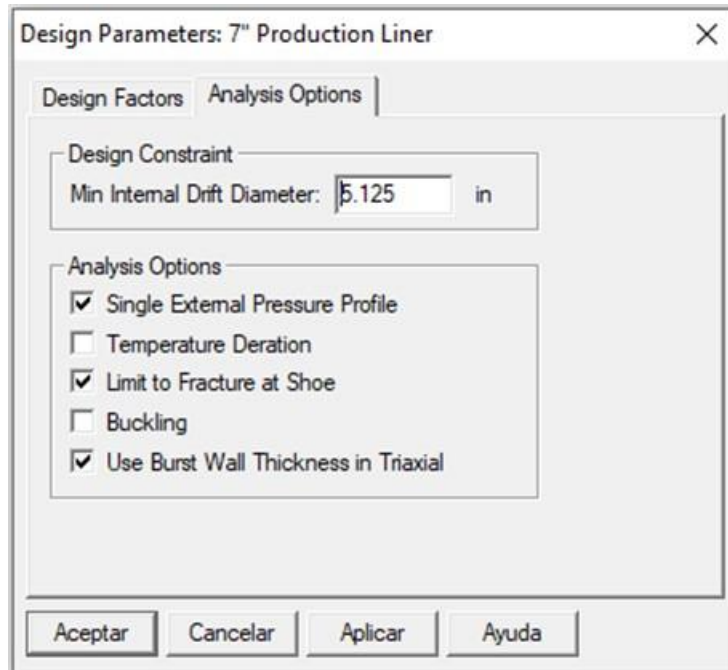
Los parámetros de diseño se definen para la sarta actual y, por lo tanto, se pueden especificar de forma independiente para cada sección definida en la hoja de cálculo del Esquema de tubería.

Figura 38. Parámetros de diseño



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 39. Análisis de parámetros de diseño



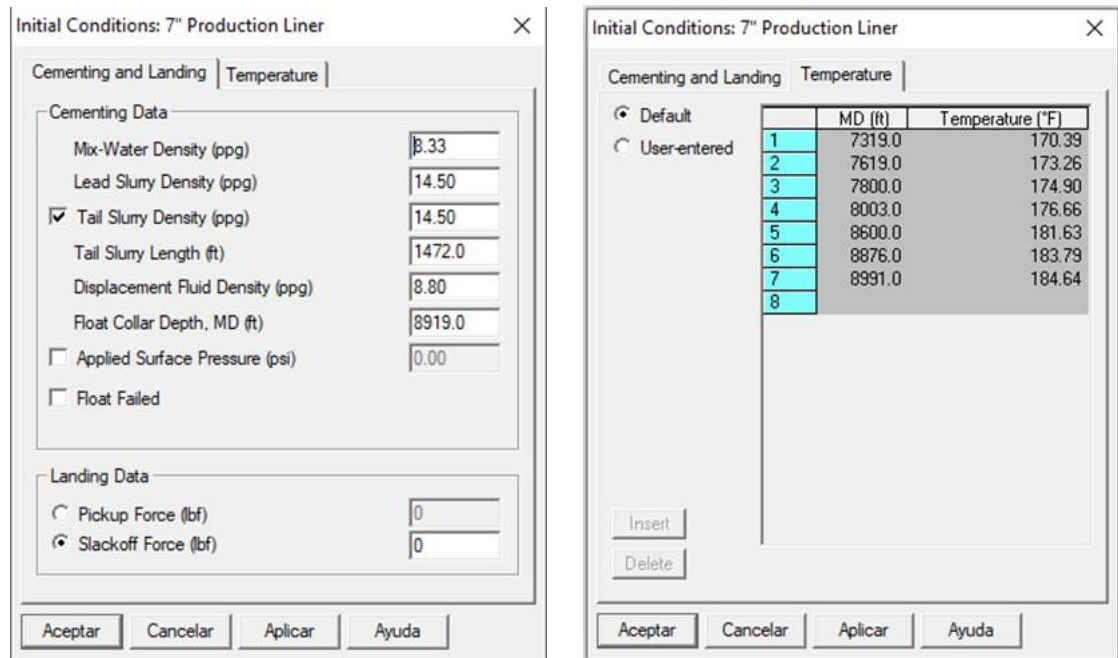
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3.1.3.2 Condiciones iniciales: Seleccionar **Tubular > Initial Conditions** para definir las condiciones iniciales de la sarta actual que se utilizará con los casos de carga seleccionados en **Tubular > Burst Loads**, **Tubular > Collapse Loads**, and **Tubular > Axial Loads**.

Se ingresa a la pestaña específica **Cement and Landing** para establecer el perfil hidrostático posterior al cementado para cierto estallido (por ejemplo, Prueba de presión de cemento verde), colapso (por ejemplo, Cementación) y casos de carga axial (por ejemplo, post-cemento estático). Teniendo en cuenta que la pestaña **Temperature** puede utilizarse la temperatura por defecto, que es la del pozo o definir alguna otra en específico.

Los datos de las condiciones iniciales se definen por sección de revestimiento; es decir, se pueden definir diferentes datos de condiciones iniciales para cada tipo de tubería en la hoja de cálculo del Esquema de revestimiento.

Figura 40. Condiciones iniciales



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Tail slurry corresponde a la lechada principal suele tener una mayor densidad y mayores resistencias a la compresión a diferencia de la Lead slurry que es la lechada de relleno, que se encuentra ubicada por encima de la principal.

La densidad de la Lead slurry se usa en la formulación para determinar la distribución de carga axial inicial de la sarta actual después de la colocación del cemento, pero antes de aplicar cargas de pick o slackoff.

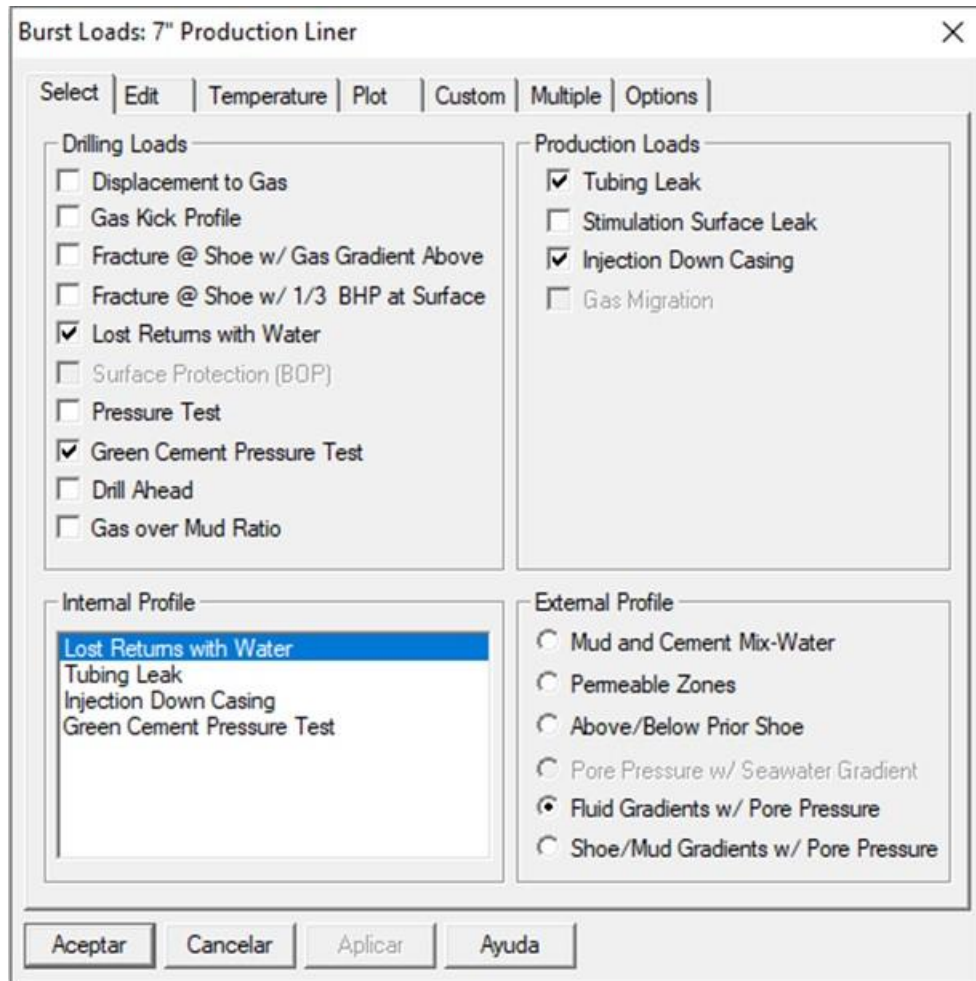
3.1.3.3 Cargas de estallido: La sección **Tubular > Burst Load** tiene varias pestañas para definir las cargas de estallido que servirán de base para el diseño de estallido de la sarta actual. La línea de carga de diseño se determina a partir de la carga de estallido agregada en el peor de los casos en función de la profundidad, teniendo en cuenta los factores de diseño y la disminución de la temperatura del límite elástico mínimo para todas las cargas de estallido seleccionadas.

Los parámetros de las secciones Drilling Loads y Production Loads componen el perfil interno, cada opción de análisis se debe escoger para simular el peor de los casos para cada sección de revestimiento en específico.

Al seleccionar todos los parámetros del perfil interno se procede a editar cada uno de ellos en la pestaña **Edit**.

El software StressCheck crea un perfil de presión interna que consiste en la presión máxima vista por la sarta mientras circula una patada de gas a la superficie.

Figura 41. Diseño de carga de estallido Liner 7”



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3.1.3.4 Cargas de colapso: La mayoría de los casos de colapso carga de perforación solo se pueden seleccionar para sartas en las que la profundidad de configuración (profundidad del zapato en la hoja de cálculo **Wellbore > Casing and Tubing Scheme**) es menor que la TD del pozo, como se define en el cuadro de diálogo **Wellbore> General**.

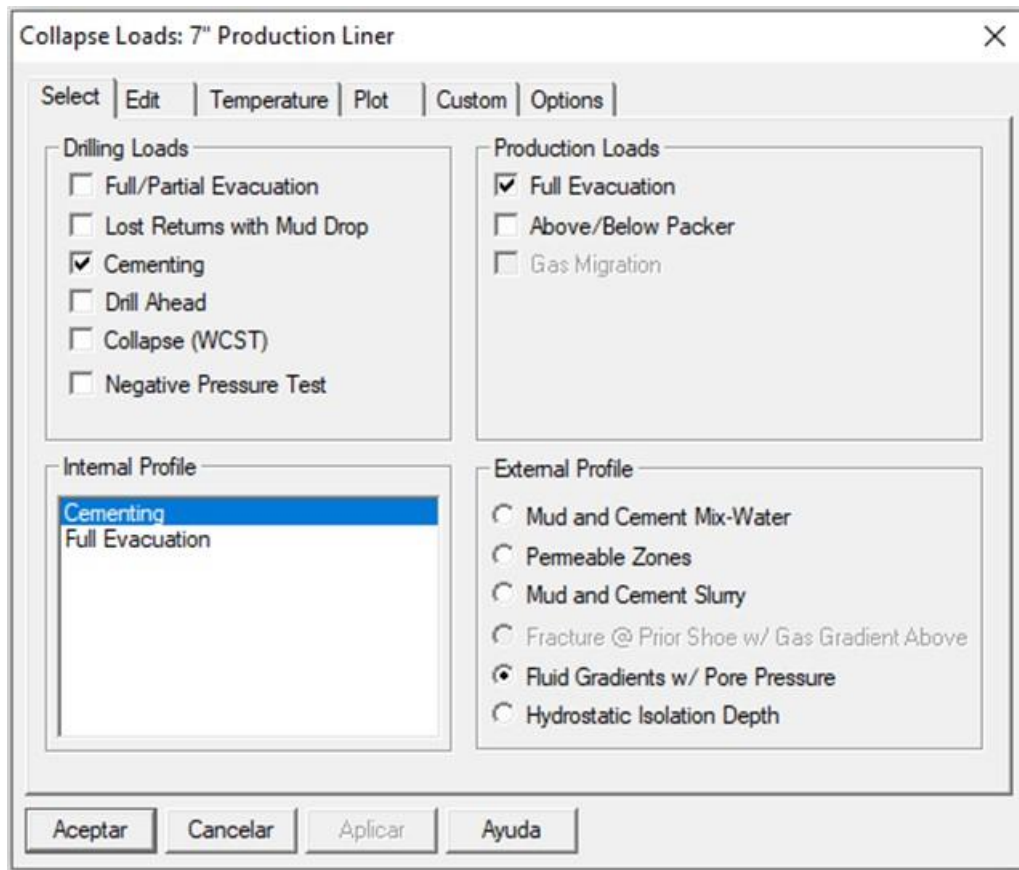
La mayoría de los casos de carga de colapso de producción solo se pueden seleccionar para tubería de producción (aquellas tuberías en la hoja de cálculo **Wellbore> Casing and Tubing Scheme** para las que el contenido de la celda **Name** es Producción).

Las excepciones a esta regla son:

- Se puede seleccionar el caso de carga de colapso de perforación de cementación para todas las tuberías.
- El caso de carga de colapso de la producción de migración de gas no está disponible para los revestimientos.

Al seleccionar todos los parámetros del perfil interno se procede a editar cada uno de ellos en la pestaña **Edit**. Al igual que las cargas de estallido cada opción de análisis se debe escoger para simular el peor de los casos para cada sección de revestimiento en específico.

Figura 42. Diseño de carga de colapso Liner 7”



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3.1.3.5 Cargas axiales: Seleccione la pestaña **Tubular > Axial Load > Select** para habilitar o deshabilitar las cargas axiales contra las cuales se evalúa la sarta actual. Para habilitar el caso de carga, se selecciona las casillas de verificación correspondientes. Una vez habilitados, se pueden editar las variables del caso de carga, como la fuerza de sobrecarga (OVERPULL) o la velocidad de corrida del revestimiento.

En el caso de las cargas de corrida de revestimiento, se determinan mediante las cargas de choque que se generan debido a la desaceleración instantánea cuando hay una velocidad corrida normal.

Figura 43. Diseño de carga axial Liner 7”

The screenshot shows a software window titled "Axial Loads: 7\" Production Liner". It features three tabs: "Select", "Plot", and "Options", with "Options" currently selected. The window contains several input fields and checkboxes:

- Running in Hole - Avg. Speed: 0.2 ft/s
- Overpull Force: 412900 lbf
- Pre-Cement Static Load Applied Force: 0 lbf
- Post-Cement Static Load
- Green Cement Pressure Test: 2500.00 psi
- Service Loads

At the bottom of the window, there are four buttons: "Aceptar", "Cancelar", "Aplicar", and "Ayuda".

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3.1.4 Diseño preliminar de tubería de revestimiento. En esta sección se introduce normalmente un diseño preliminar que exceda considerablemente las condiciones de carga, para que pueda ser posteriormente utilizado en el proceso de optimización.

En este caso el diseño preliminar que se escogió como referencia fue el diseño actual del pozo.

Los datos que deben ser ingresados son específicos para cada sección de tubería los cuales son peso, grado y profundidad a la que se encuentra. Para secciones que tengan más de una tubería de diferente grado, se debe ingresar los topes y las bases de profundidad de cada una. Como se realizó para el caso del diseño actual en la sección intermedia.

Para ingresar los datos se debe seleccionar la sección que se modificara 9 5/8”, luego **Tubular > String Sections**

Figura 44. Configuración de sección de tubería intermedia 9 5/8”

String Sections					
	Top, MD (ft)	Base, MD (ft)	OD (in)	Weight (ppf)	Grade
1	0.0	2514.0	9 5/8"	43.500	T-95
2	2514.0	7514.0	9 5/8"	47.000	N-80

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

3.1.5 Aplicación del modelo MINIMUM COST. Para acceder a la pestaña de optimización se debe seleccionar **Tubular > Minimum Cost > Parameters** donde se encuentra las dos condiciones y características principales del **modelo Minimum Cost**, los cuales son:

3.1.5.1 Máximo número de secciones: En este campo se ingresa el número máximo de secciones de sarta que tienen diferente peso y grado, que se pueden tolerar en el diseño de revestimiento optimizado. Cabe aclarar que experimentalmente se logra observar que algoritmo del modelo incluido en el software proporciona el resultado más conveniente de número de secciones, independientemente del valor que se ingrese en este campo.

3.1.5.2 Longitud mínima de sección: Para el siguiente parámetro se ingresa la longitud mínima tolerable a ser considerada para una sección de sarta particular en la solución de diseño de revestimiento optimizado. Al igual que el parámetro anterior, para esta condición el software también proporciona el resultado más conveniente de Longitud mínima de sección, independientemente del valor que se ingrese en este campo.

3.1.5.3 Costo tubería fundamental K-55: En este campo se especifica el costo base de referencia por unidad de masa, para la tubería API de grado K-55. Este valor se utiliza para calcular el costo de todos los tipos de tubería del inventario. La finalidad que cumple es adaptar las condiciones variantes de precio en el mercado y adecuarlas a una condición específica.

Para cada intervalo de revestimiento del pozo se debe ingresar un valor de **Máximo número de secciones** y de **Longitud mínima de sección**.

Figura 45. Parámetros modelo de Minimum Cost de la sección 9 5/8

The screenshot shows a software dialog box titled "Minimum Cost: 9 5/8\" Intermediate Casing". It has two tabs: "Parameters" (selected) and "Design". Under the "Parameters" tab, there are two sections: "Constraints" and "Cost". In the "Constraints" section, "Maximum Number of Sections" is set to 2 and "Minimum Section Length" is set to 1000.0 ft. In the "Cost" section, "Cost of K-55 Steel" is set to 700 \$/ton. At the bottom of the dialog, there are four buttons: "Aceptar", "Cancelar", "Aplicar", and "Ayuda".

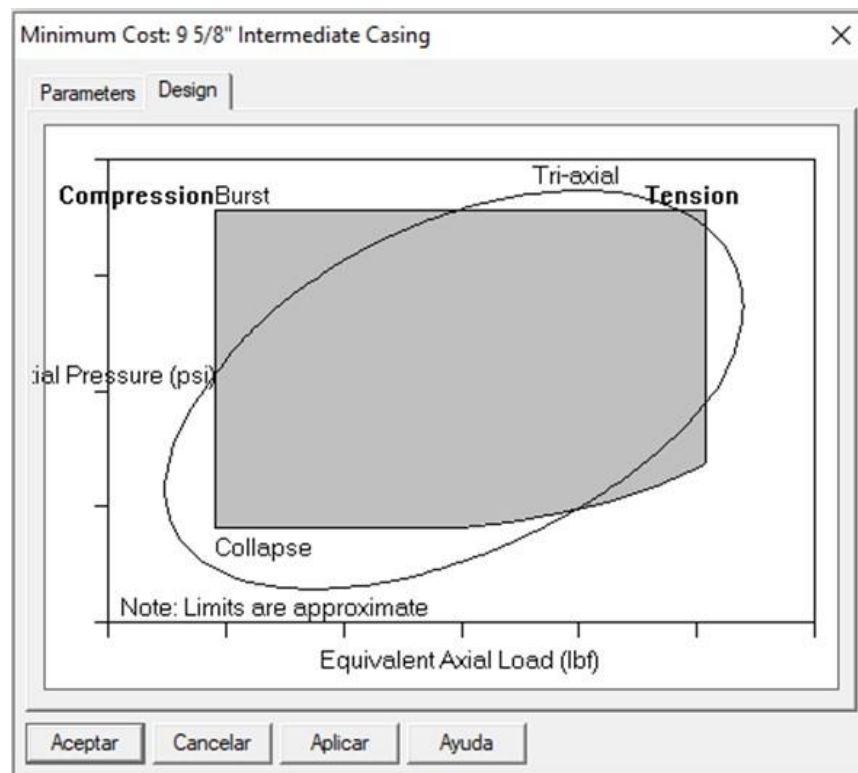
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

En la pestaña **Design** se debe seleccionar la región del dominio en el que se quiere trabajar, en este caso para respetar los límites de diseño para permitir la evolución del proceso de optimización de costos.

El área sombreada significa que se ha seleccionado satisfactoriamente el dominio con el que desea trabajar.

La sección de **Design** se encuentra limitado por estallido en la parte superior; los estados límite de compresión y tensión a izquierda y derecha, respectivamente; y el estado límite de colapso en la parte inferior. La elipse de diseño triaxial está limitada por la superficie de falla de Von Mises proyectada para el estado límite de rendimiento mínimo.

Figura 46. Diseño modelo de Minimum Cost de la sección 9 5/8



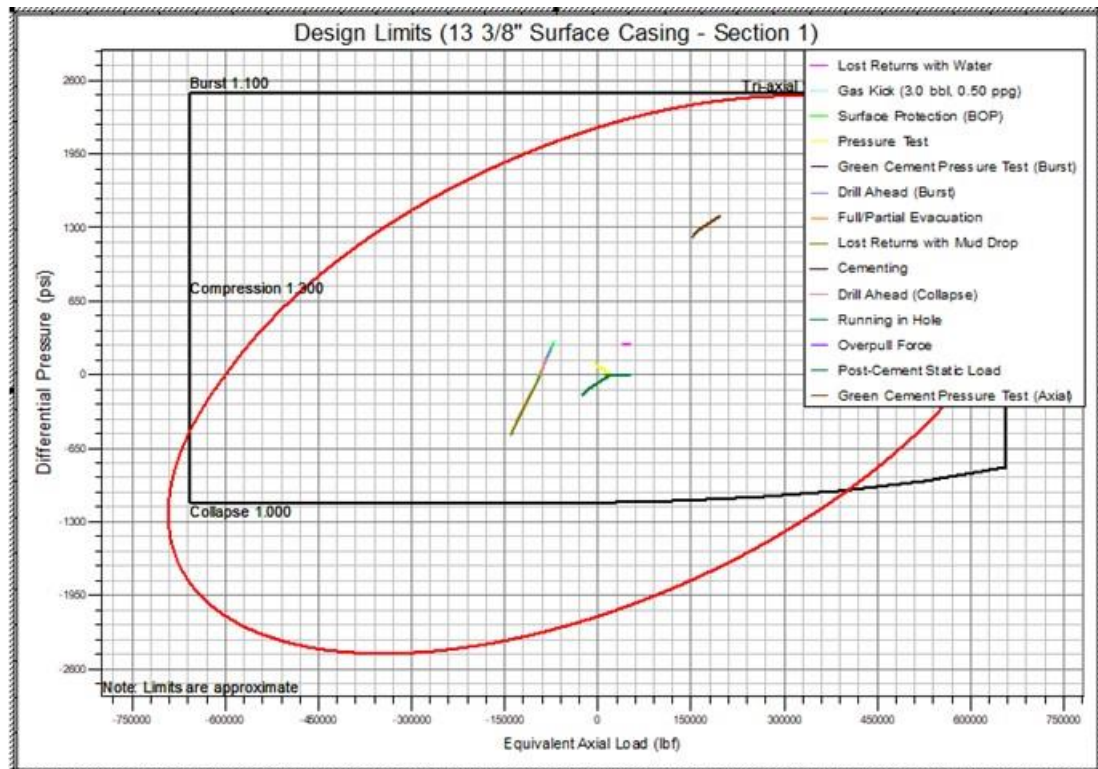
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

El diseño de costo mínimo se regirá por estos criterios y no aprovechará la mayor capacidad de estallido con una mayor tensión o caerá en áreas triaxiales indeseables, como el cuadrante inferior izquierdo.

Se observa que los resultados obtenidos para cada una de una de las secciones de revestimiento cumplen satisfactoriamente con los límites establecidos y con los casos de carga.

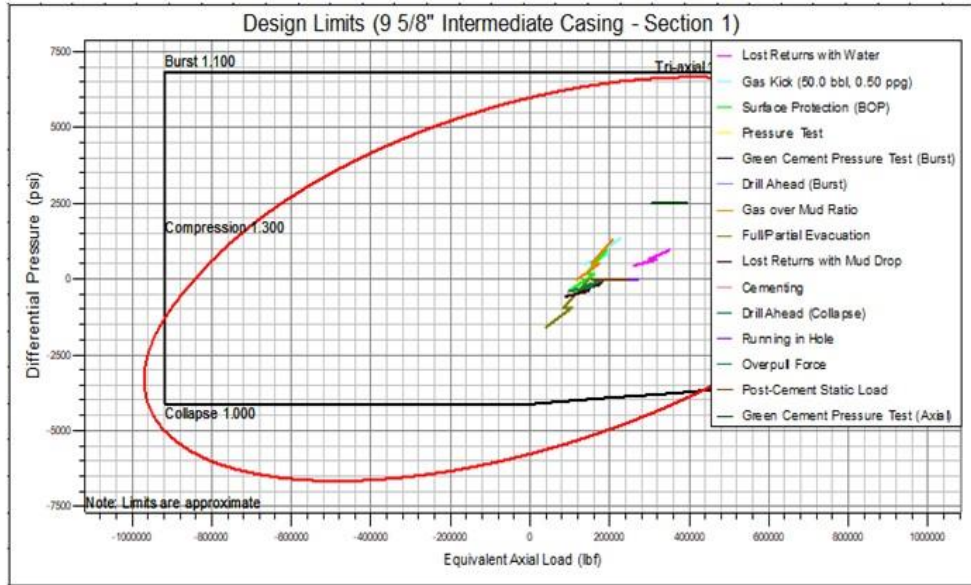
Se obtiene un diseño de revestimiento optimizado, que de acuerdo con las condiciones específicas del pozo es considerado una alternativa adecuada para su aplicación.

Figura 47. Límites de diseño sección optimizada 13 3/8”



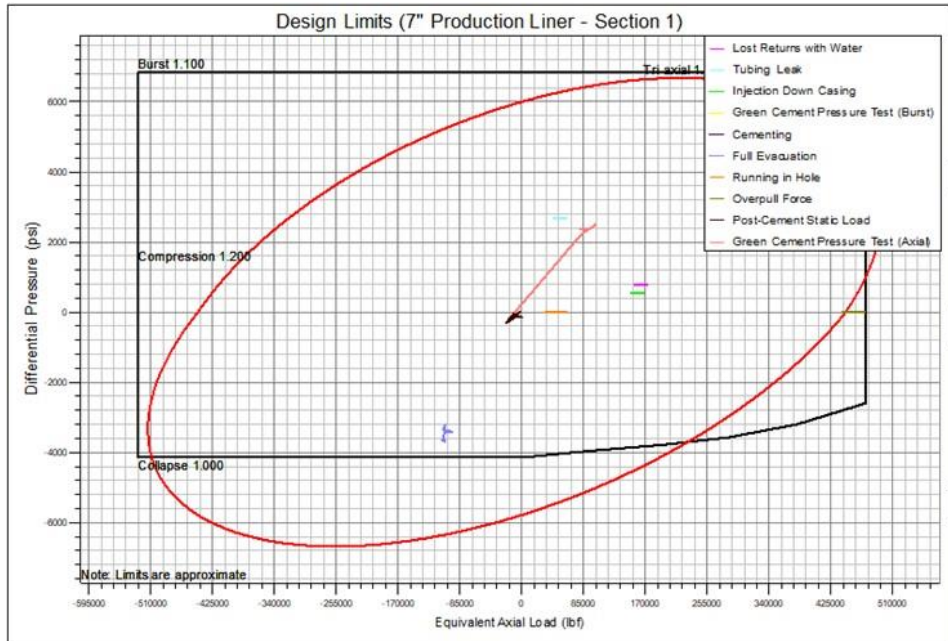
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 48. Límites de diseño sección optimizada 9 5/8”



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 49. Límites de diseño sección optimizada 7”



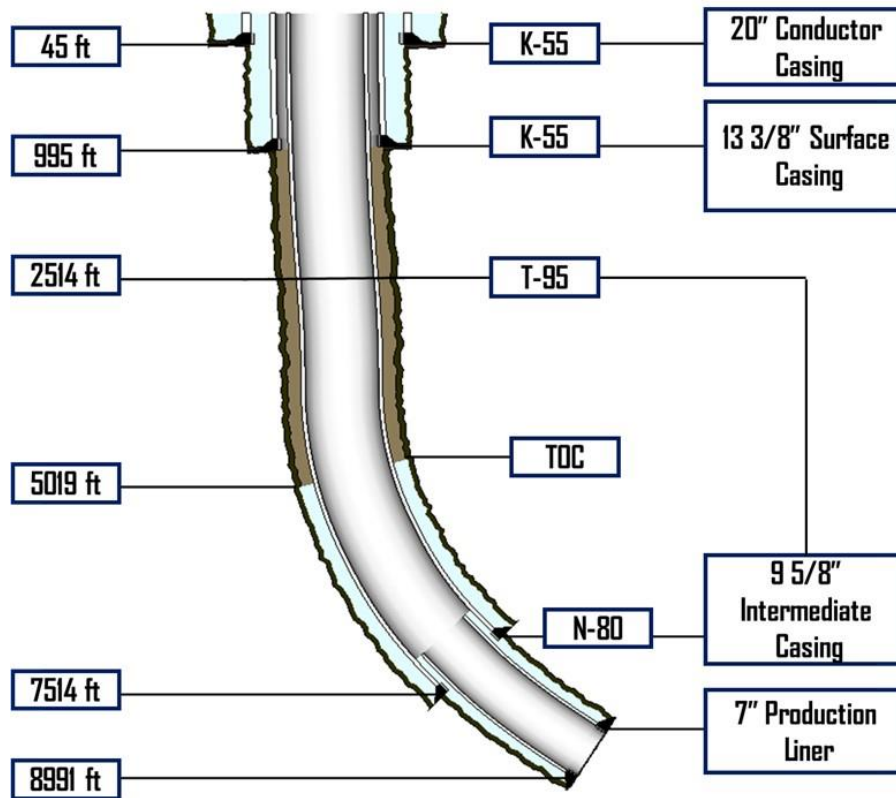
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

4. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LOS DISEÑOS DE REVESTIMIENTO

A continuación, se presenta la posibilidad de optimizar el diseño de revestimiento inicial para el pozo Ecopetrol 1, a partir de un análisis comparativo entre los dos diseños planteados tanto en el aspecto técnico como en el económico, enfocándose en obtener el mejor escenario económico.

4.1 APLICACIÓN DEL MODELO AL POZO

Figura 50. Estado mecánico Minimum Cost



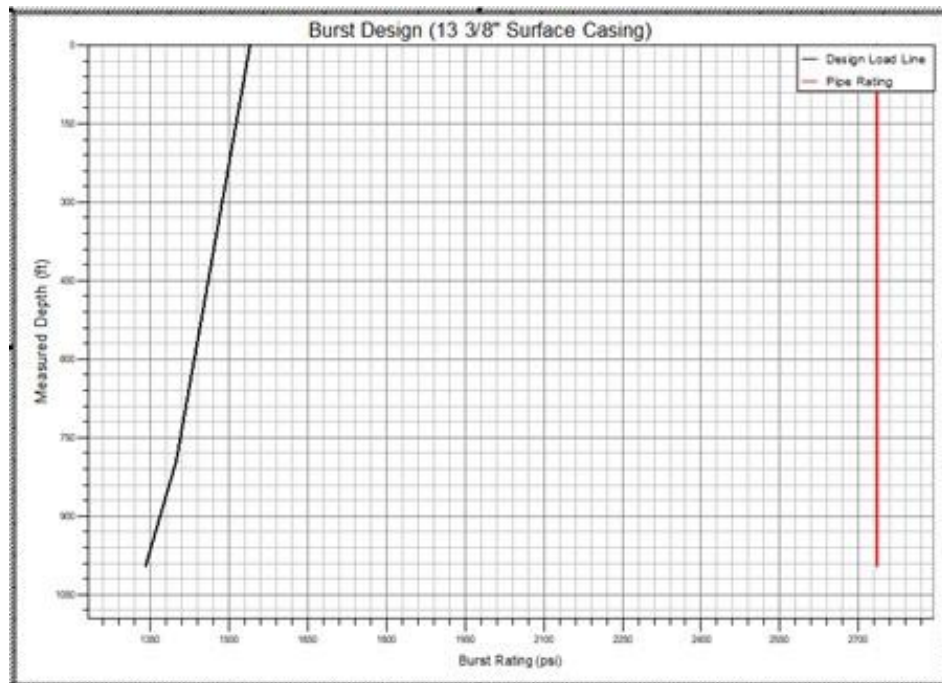
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Se aplica el modelo Minimum Cost al pozo Ecopetrol 1 analizando los tipos de cargas presentes, y además se comparará el modelo actual con el modelo alternativo mediante su costo total y su viabilidad económica seleccionando la mejor alternativa de diseños de tuberías de revestimiento.

4.1.1 Resultados de cargas

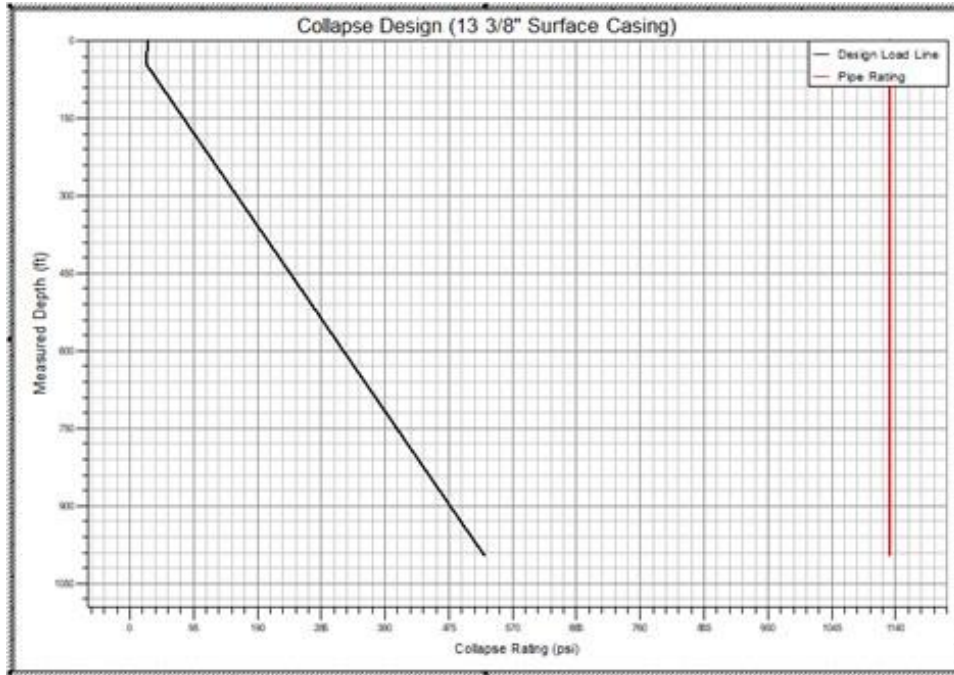
4.1.1.1 Sección optimizada 13 3/8"

Figura 51. Estallido sección optimizada 13 3/8"



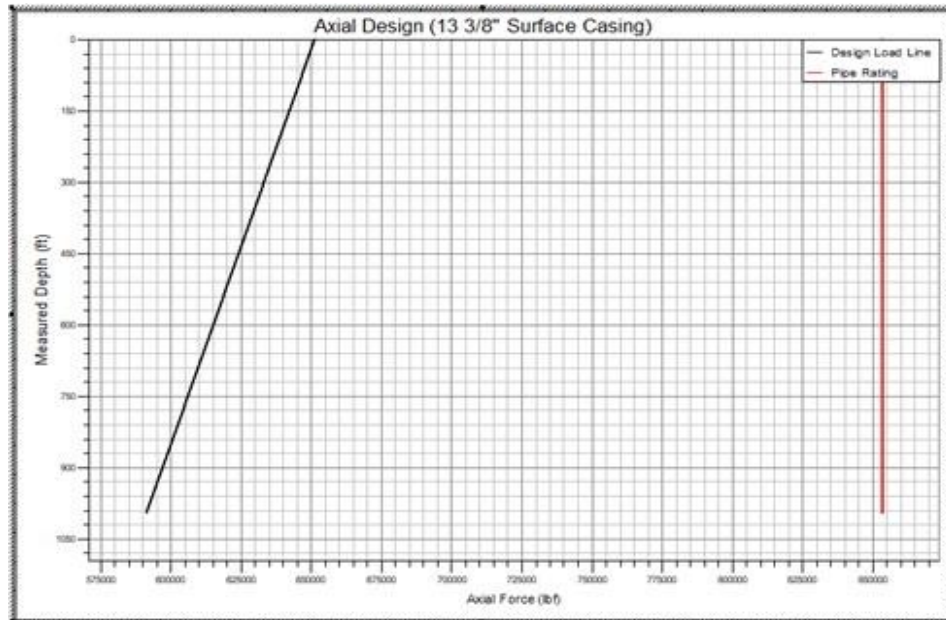
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 52. Colapso sección optimizada 13 3/8"



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

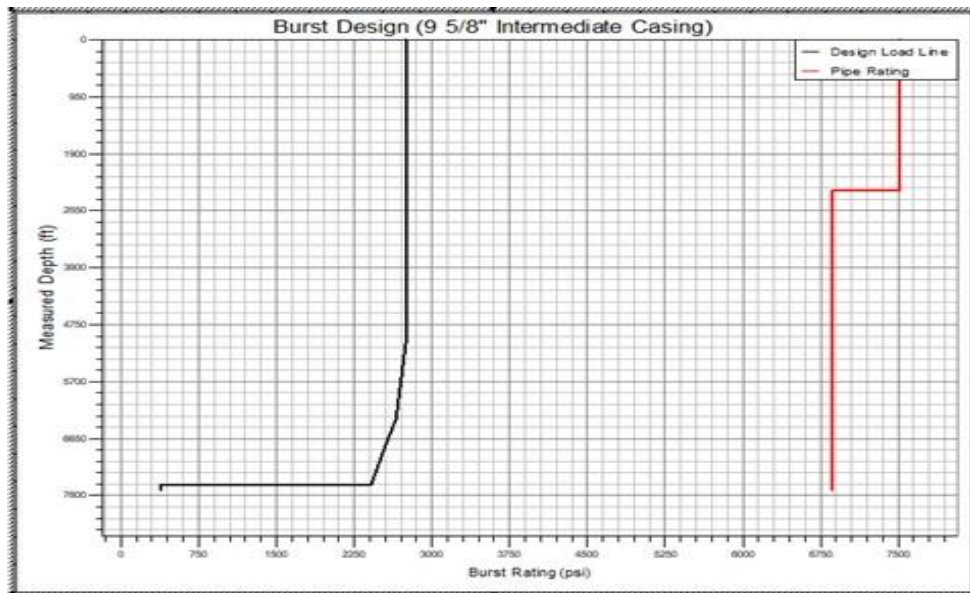
Figura 53. Carga axial sección optimizada 13 3/8"



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

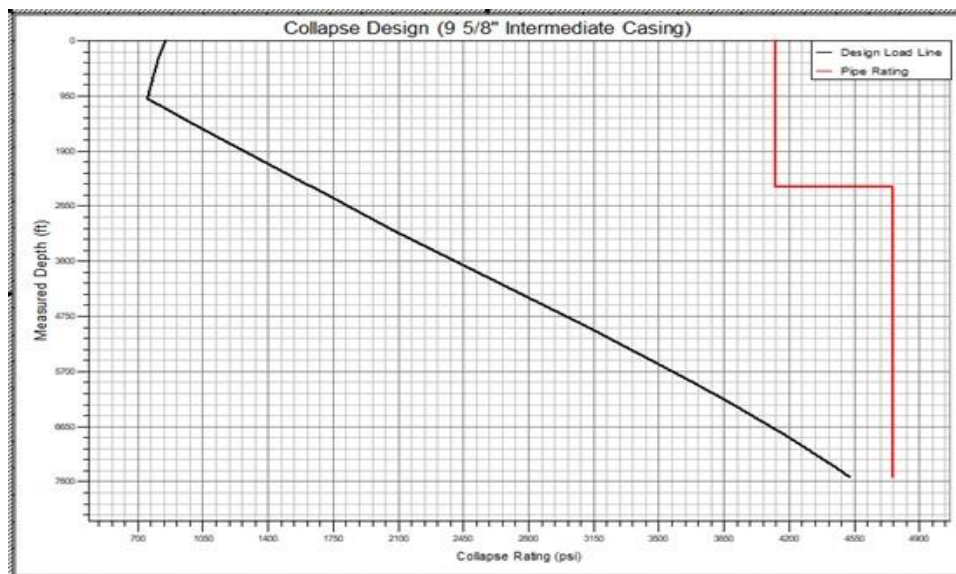
4.1.1.2 Sección optimizada 9 5/8"

Figura 54. Estallido sección optimizada 9 5/8"



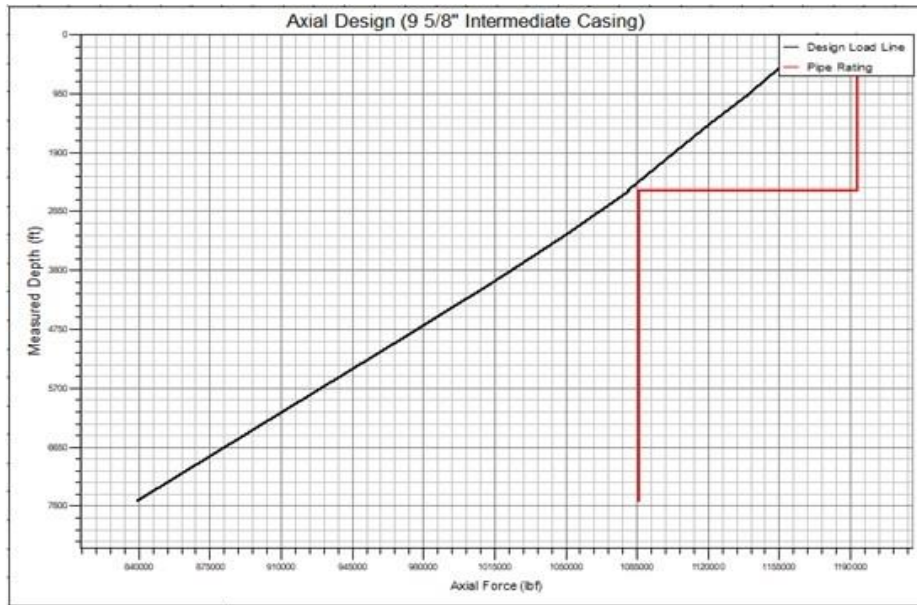
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 55. Colapso sección optimizada 9 5/8"



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

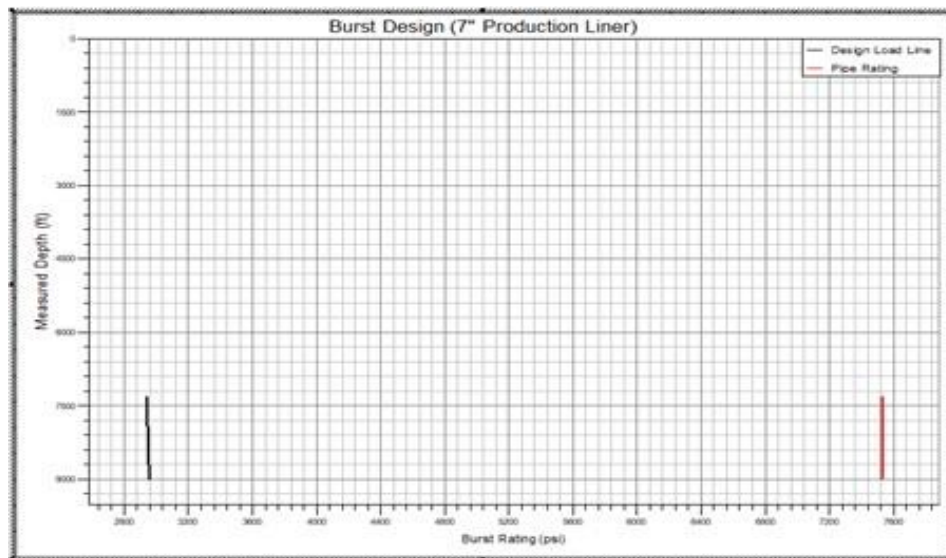
Figura 56. Carga axial sección optimizada 9 5/8"



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

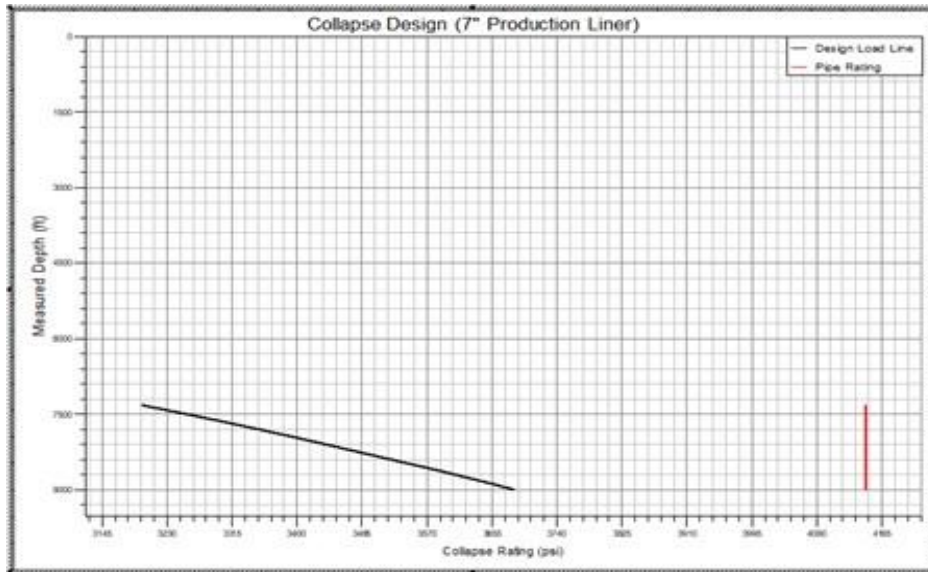
4.1.1.3 Sección optimizada 7"

Figura 57. Estallido sección optimizada 7"



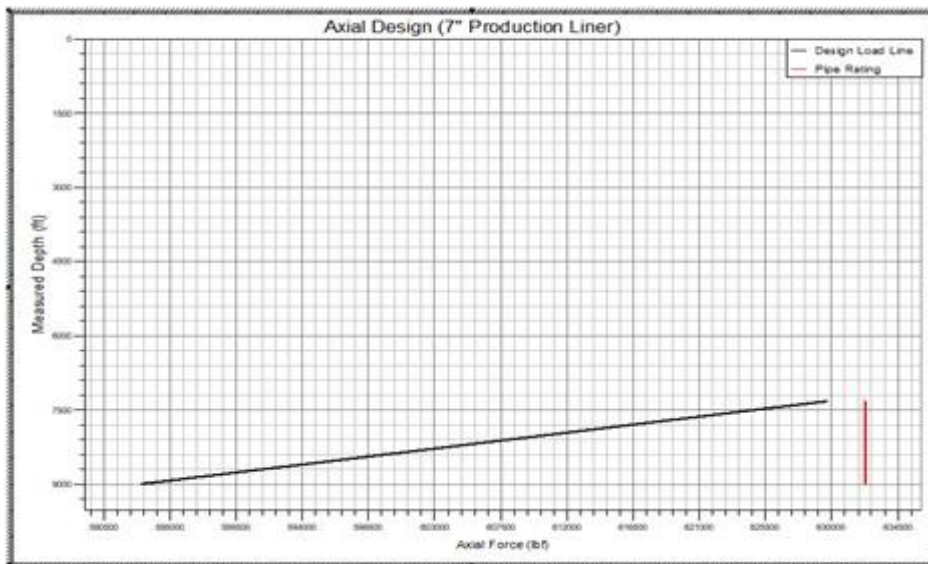
Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 58. Colapso sección optimizada 7"



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 59. Carga axial sección optimizada 7"



Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

De acuerdo con los resultados de cargas obtenidos en cada sección de revestimiento, se contempla que la línea de carga (línea negra) no se intercepta con las especificaciones de tubería (línea roja) en ninguna de las secciones optimizadas, lo que indica que el diseño aplicado soporta las cargas, respetando los márgenes de diseño preestablecidos.

Teniendo en cuenta este análisis, el diseño de tubería optimizado cumple los parámetros técnicos para ser aplicado al pozo.

4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.2.1 Costos de las tuberías de revestimiento. Se debe tener en cuenta que el costo por unidad de masa de las tuberías de revestimiento varía constantemente, pero normalmente tiene una tendencia alcista, ya que su principal componente es el acero que posee cada vez mayor demanda mundial.

La producción y la demanda mundial del acero se presenta mediante la **Figura 60** la cual indica que mientras más aumenta el costo del acero, aumenta el costo de la tubería de revestimiento, ya que se tiene como referencia el precio de la tubería K-55.

Figura 60. Producción y demanda mundial de acero

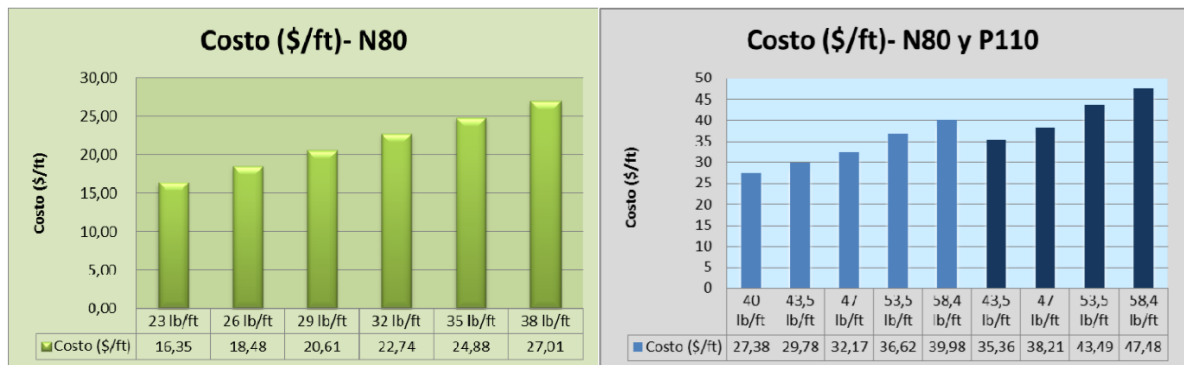


Fuente: World Steel Association, EIU, steelland.ru

Se podría decir que el costo de las tuberías de revestimiento va en función del precio a nivel mundial del acero.

Se realizan graficas demostrativas de que el aumento de peso de la tubería en algunos casos representa menos costos de inversión que al aumentar el grado del acero, esto se debe realizar con la mayor cautela posible, ya que llega a un punto en el que se presenta lo contrario.

Figura 61. Costo por pie de tubería N-80 y P-110



Fuente: Departamento de perforación Escuela Politécnica Nacional

4.2.2 Comparación de los diseños de revestimiento. Una vez detallados los aspectos técnicos involucrados en la implementación de cada una de las opciones de diseño propuesto, se calcularon los costos aproximados para cada uno de los diseños.

4.2.3 Precio de referencia tubería K-55. El software Stresscheck tiene en cuenta como precio base de referencia la tubería de grado K-55 en dólares/Ton (tonelada) para el cálculo de costos generales de todas las tuberías de revestimiento. Se decide tomar esta unidad como patrón de referencia para el análisis comparativo (económico) de los diseños de revestimiento.

4.2.3.1 K-55 (700 \$USD/Ton)

Figura 62. Costos diseño actual de pozo (700 \$USD/Ton)

Well Summary									
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost(\$)
Conductor Casing	20", 94.000 ppf, K-55	N/A	0.0-45.0	18.936					1,481
									Total = 1,481
Surface Casing	13 3/8", 54.500 ppf, K-55	N/A	0.0-995.0	12.459	1.95	2.14	1.70	1.50	18,975
									Total = 18,975
Intermediate Casing	9 5/8", 43.500 ppf, N-80	N/A	0.0-4695.3	8.625	2.53	1.28	1.12	0.99	90,056
	9 5/8", 47.000 ppf, P-110	N/A	4695.3-7514.0	8.625	3.78	1.17	1.98	1.67	68,156
									Total = 158,212
Production Liner	7", 26.000 ppf, P-110	N/A	7319.0-8991.0	6.151	3.71	1.69	1.83	1.54	22,371
									Total = 22,371
									Total = 201,039

You have chosen to turn off all flags for this spreadsheet.

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 63. Costos diseño optimizado de pozo (700 \$USD/Ton)

Well Summary									
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost(\$)
Conductor Casing	20", 94.000 ppf, K-55	N/A	0.0-45.0	18.936					1,481
									Total = 1,481
Surface Casing	13 3/8", 54.500 ppf, K-55	N/A	0.0-995.0	12.459	1.95	2.14	1.70	1.50	18,975
									Total = 18,975
Intermediate Casing	9 5/8", 43.500 ppf, T-95	N/A	0.0-2514.0	8.625	3.01	2.53	1.32	1.16	53,598
	9 5/8", 47.000 ppf, N-80	N/A	2514.0-7514.0	8.625	2.75	1.05	1.31	1.12	103,650
									Total = 157,248
Production Liner	7", 23.000 ppf, T-95	N/A	7319.0-8991.0	6.250	2.80	1.12	1.41	1.19	18,843
									Total = 18,843
									Total = 196,547

You have chosen to turn off all flags for this spreadsheet.

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Para el precio de referencia de la tubería K-55 (700 \$USD/Ton) se obtiene una optimización en la sección intermedia y de producción en el diseño optimizado con respecto al diseño actual del pozo. Se tuvo un ahorro total de 4492 \$USD equivalente a la suma de 15.000.000 COP aproximadamente, aplicando el modelo de Minimum Cost.

Tabla 12. Costo sección 9 5/8" diseño actual de pozo (700 \$USD/Ton)

Sección 9 5/8 "			
Sarta	OD/Peso/Grado	Intervalo MD (ft)	Costo
Casing intermedio	9 5/8", 43,5#, N-80	0 - 4695	\$ 90.056,00
	9 5/8", 47,0#, P-110	4695 - 7514	\$ 68.156,00
		TOTAL	\$ 158.212,00

Tabla 13. Costo sección 9 5/8" diseño optimizado de pozo (700 \$USD/Ton)

Sección 9 5/8 "			
Sarta	OD/Peso/Grado	Intervalo MD (ft)	Costo
Casing intermedio	9 5/8", 43,5#, T-95	0 - 2514	\$ 53.558,00
	9 5/8", 47,0#, N-80	2514 - 7514	\$ 103.650,00
		TOTAL	\$ 157.248,00

En la sección intermedia se sigue manteniendo la combinación de dos tipos de tubería. Los cambios que se obtuvieron con el diseño optimizado con respecto al diseño actual se efectuaron en el grado de la tubería y la longitud de los intervalos. Para el primer intervalo se tenía una tubería de grado N-80 con una longitud de 4695 ft, el cual fue optimizado a una tubería de grado T-95 de una longitud de 2514 ft. El segundo intervalo tenía una tubería de grado P-110 con una longitud de 2819 ft, que al optimizarse se cambió a una tubería de grado N-80 con longitud de 5000 ft.

Finalmente se logra una reducción de costos de 964 \$USD equivalentes a 3.200.000 COP aproximadamente, para esta sección.

Tabla 14. Costo sección 7" diseño actual de pozo (700 \$USD/Ton)

Sección 7 "			
Sarta	OD/Peso/Grado	Intervalo MD (ft)	Costo
Liner de producción	7", 26,0#, P-110	7319 - 8991	\$ 22.371,00
		TOTAL	\$ 22.371,00

Tabla 15. Costo sección 7" diseño optimizado de pozo (700 \$USD/Ton)

Sección 7 "			
Sarta	OD/Peso/Grado	Intervalo MD (ft)	Costo
Liner de producción	7", 23,0#, T-95	7319 - 8991	\$ 18.843,00
		TOTAL	\$ 18.843,00

Para la sección de producción se mantiene la misma longitud de tubería. Los cambios que se obtuvieron con el diseño optimizado con respecto al diseño actual se efectuaron en el grado de la tubería y en su peso. La tubería propuesta en el diseño optimizado tiene un peso de 23 lb/ft y grado T-95, en comparación con el diseño actual del pozo esta tubería resulta ser más liviana y de menor grado, cumpliendo con los parámetros técnicos establecidos.

Finalmente se logra una reducción de costos de 3528 \$USD equivalentes a 11.700.000 COP aproximadamente, para la sección del liner.

4.2.3.2 K-55 (900 \$USD/Ton): Se realiza un cambio en el precio de la unidad de referencia para realizar un análisis económico más completo, y ver que tanto afecta los costos y la reducción de estos, ya que esta información brinda una mejor perspectiva o criterio a la hora de tomar una decisión.

Figura 64. Costos diseño actual de pozo (900 \$USD/Ton)

Well Summary									
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost(\$)
Conductor Casing	20", 94.000 ppf, K-55	N/A	0.0-45.0	18.936					1,903 Total = 1,903
Surface Casing	13 3/8", 54.500 ppf, K-55	N/A	0.0-995.0	12.459	1.95	2.14	1.70	1.50	24,396 Total = 24,396
Intermediate Casing	9 5/8", 43.500 ppf, N-80	N/A	0.0-4695.3	8.625	2.53	1.28	1.12	0.99	115,786
	9 5/8", 47.000 ppf, P-110	N/A	4695.3-7514.0	8.625	3.78	1.17	1.98	1.67	87,629 Total = 203,415
Production Liner	7", 26.000 ppf, P-110	N/A	7319.0-8991.0	6.151	3.71	1.69	1.83	1.54	28,763 Total = 28,763
									Total = 258,477

You have chosen to turn off all flags for this spreadsheet.

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Figura 65. Costos diseño optimizado de pozo (900 \$USD/Ton)

Well Summary									
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost(\$)
Conductor Casing	20", 94.000 ppf, K-55	N/A	0.0-45.0	18.936					1,903 Total = 1,903
Surface Casing	13 3/8", 54.500 ppf, K-55	N/A	0.0-995.0	12.459	1.95	2.14	1.70	1.50	24,396 Total = 24,396
Intermediate Casing	9 5/8", 43.500 ppf, T-95	N/A	0.0-2514.0	8.625	3.01	2.53	1.32	1.16	68,912
	9 5/8", 47.000 ppf, N-80	N/A	2514.0-7514.0	8.625	2.75	1.05	1.31	1.12	133,264 Total = 202,176
Production Liner	7", 23.000 ppf, T-95	N/A	7319.0-8991.0	6.250	2.80	1.12	1.41	1.19	24,227 Total = 24,227
									Total = 252,702

You have chosen to turn off all flags for this spreadsheet.

Fuente: StressCheck (HALLIBURTON)

Para el precio de referencia de la tubería K-55 (900 \$USD/Ton) se obtiene un aumento de los costos en los dos casos de diseño, este aumento trae consigo una mayor diferencia de costos, y por lo tanto una reducción de 5800 \$USD equivalentes a 19.200.000 COP aproximadamente, demostrando que, al cambiar el precio de la unidad de referencia, se logra efectivamente un cambio en los costos y por consiguiente la reducción de estos. Por lo que al aumentar el precio de la unidad de referencia se logra una mayor reducción de costos.

Tabla 16. Costo sección 9 5/8" diseño actual de pozo (900 \$USD/Ton)

Sección 9 5/8 "			
Sarta	OD/Peso/Grado	Intervalo MD (ft)	Costo
Casing intermedio	9 5/8", 43,5#, N-80	0 - 4695	\$ 115.786,00
	9 5/8", 47,0#, P-110	4695 - 7514	\$ 87.629,00
		TOTAL	\$ 203.415,00

Tabla 17. Costo sección 9 5/8" diseño optimizado de pozo (900 \$USD/Ton)

Sección 9 5/8 "			
Sarta	OD/Peso/Grado	Intervalo MD (ft)	Costo
Casing intermedio	9 5/8", 43,5#, T-95	0 - 2514	\$ 68.912,00
	9 5/8", 47,0#, N-80	2514 - 7514	\$ 133.264,00
		TOTAL	\$ 202.176,00

Para la sección intermedia se logra una reducción de costos de 1239 \$USD equivalentes a 4.130.000 COP aproximadamente.

Tabla 18. Costo sección 7" diseño actual de pozo (900 \$USD/Ton)

Sección 7 "			
Sarta	OD/Peso/Grado	Intervalo MD (ft)	Costo
Liner de producción	7", 26,0#, P-110	7319 - 8991	\$ 28.763,00
		TOTAL	\$ 28.763,00

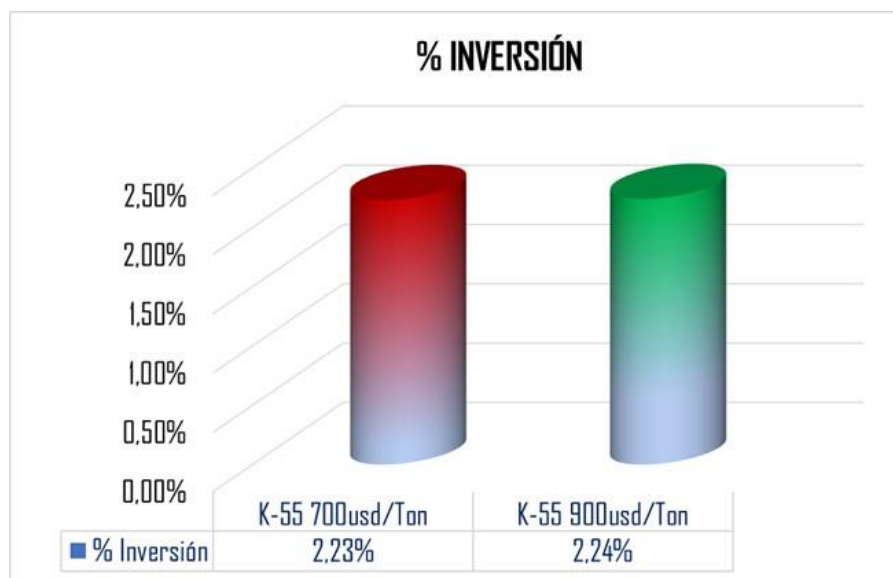
Tabla 19. Costo sección 7" diseño optimizado de pozo (900 \$USD/Ton)

Sección 7 "			
Sarta	OD/Peso/Grado	Intervalo MD (ft)	Costo
Liner de producción	7", 23,0#, T-95	7319 - 8991	\$ 24.227,00
		TOTAL	\$ 24.227,00

Para la sección del liner de producción se logra una reducción de costos de 4536 \$USD equivalentes a 15.200.000 COP aproximadamente.

4.2.3.3 Análisis económico de escenarios optimizados: Debido a las variaciones que se pueden dar por causa del cambio de precios en el mercado, y las condiciones específicas a las que se proyecte el diseño, se decide calcular el porcentaje de inversión equivalente al ahorro (optimización) con respecto al diseño de revestimiento actual, para los diferentes escenarios (K-55 700 Usd/Ton, K-55 900 Usd/Ton).

Figura 66. % Inversión ahorrada para los escenarios optimizados



El porcentaje de inversión representa el ahorro de costos de inversión de capital. Por lo que se observa que al variar los precios de la unidad de referencia se sigue obteniendo el mismo % de ahorro de inversión. Esto significa que al tener un mayor precio la relación en porcentaje se mantiene, pero se obtienen mayores beneficios debido a la optimización.

Tabla 20. Ahorro de escenarios optimizados

Escenario	Ahorro (USD)	Ahorro (COP)
K-55 700 usd/Ton	\$4.492,00	\$15.000.000,00
K-55 900 usd/Ton	\$5.800,00	\$19.200.000,00

5. CONCLUSIONES

- ✓ Se comprobó que las profundidades de asentamiento que se tienen del diseño de revestimiento actual son las más adecuadas según el análisis de presiones de poro, presiones de fractura, problemas de hueco y condiciones geológicas presentes.
- ✓ Se realizó la selección de los modelos de optimización de costos más completos que tuvieran un procedimiento reproducible, logrando demostrar que el modelo de Minimum Cost es el modelo de optimización de costos más adecuado, y por lo tanto es elegido para implementación en el pozo.
- ✓ Se escogió el software StressCheck como herramienta de diseño de revestimiento debido a las características específicas dentro de las cuales se incluyen el modelo escogido (Minimum Cost) y el manejo de cálculos de cargas complejas.
- ✓ Se logró simular el diseño de revestimiento actual en el software StressCheck, y se observó que el diseño cumple con los parámetros técnicos establecidos como factores de diseño y soporte de cargas.
- ✓ Se logra aplicar satisfactoriamente el modelo seleccionado al campo de estudio, utilizando el software StressCheck, obteniendo un diseño de revestimiento optimizado el cual ofrece resistencia mecánica, funcionalidad y un beneficio económico de aproximadamente 4200 \$USD tomando como punto de referencia el diseño actual del pozo.

6. RECOMENDACIONES

- Se propone implementar el modelo Minimum Cost con la ayuda del software StressCheck a un pozo con mayor grado de complejidad con la finalidad de evaluar diferentes escenarios para la optimización de costos.
- Es importante utilizar un diseño preliminar que este sobre-especificado en relación a los pesos y grados de tubería, cuando se esté realizando una optimización de costos de revestimiento en el software StressCheck.
- Se recomienda utilizar otros programas de diseño de tuberías de revestimiento para analizar el manejo de cargas y la reducción de costos en comparación con el software StressCheck.

BIBLIOGRAFÍA

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 Specification 5CT. Specification for casing and tubing. Eight edition. July, 2005.

AULES ALMEIDA, Eduardo Augusto. Estudio de la factibilidad de tubería de revestimiento de 20" y 13 3/8" para pozos a perforar en el CSSFD. 2013

BASSANTE MUÑOZ, Alfonsina. Evaluación y optimización de tuberías de revestimiento para pozos a perforar en los campos shushufindi y oso. 2013

CHEVRON. Casing Design manual october. 2005

ECOPETROL. Perforación y completamiento gerencia general. 2018

LANDMARK, H. StressCheck Software Release 5000.1.13. (161778). 2015

PDVSA. Manual de diseño de revestidores. 1998. 2(13).

RABIA, Hussain. Fundamentals of casing design. Volumen 1. Oxford, Great Britain. 1987. p.

_____. Well engineering & construction. Cap, I, II, III, IV y V.

RAHMAN, S., & CHILINGARIAN, G. V. Casing design: Theory and practice. In Journal of Petroleum Science and Engineering (Vol. 16). 2002

RIVERA GONZÁLEZ, Julio Cesar. Evaluación técnica de la tubería de revestimiento usada en el pozo anh-patia-1-st-p perforado en convenio con la universidad industrial de Santander y la agencia nacional de hidrocarburos. 2013

ROQUE, J. L., MAIDLA, E. E., PETROLEUM, C., & WAGNER, R. R. Casing Cost Optimization for Complex Loading Situations. (February), 1996. 24–29.

TENARIS. Manual de uso de casing y tubing. 5p