

**OPTIMIZACION DEL DISEÑO DE REVESTIMIENTO
DEL CAMPO GIGANTE**

OSCAR FABIAN ARTUNDUAGA CAMACHO

CARLOS ALBERTO PARRA ALMARIO

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2012**

**OPTIMIZACION DEL DISEÑO DE REVESTIMIENTO
DEL CAMPO GIGANTE**

Área de Investigación: Perforación

**OSCAR FABIAN ARTUNDUAGA CAMACHO
CARLOS ALBERTO PARRA ALMARIO**

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

Director:

**LUIS HUMBERTO ORDUZ PEREZ
INGENIERO DE PETROLEOS
DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2012**

Nota de aceptación:

Firma del director

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Septiembre de 2012

DEDICATORIA

A Dios. Por haberme permitido llegar cumplir mi meta y haberme dado la vida para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor, a mi madre por sus consejos, su amor, y su apoyo incondicional por haberme dado mis valores, mi perseverancia y entrega a esta carrera y hacer de mi una persona de bien, a mis hermanas por su compañía y porque siempre me brindaron un apoyo y una voz de aliento, a mis demás familiares por que se preocuparon de una forma u otra por mi futuro y me enseñaron a seguir adelante. A mis profesores que han sido la compañía permanente en este largo y fructífero camino, por la orientación que me brindaron con dedicación y profesionalismo. Y a todas aquellas personas que contribuyeron para que pudiera alcanzar tan anhelado logro.

OSCAR FABIAN ARTUNDUAGA CAMACHO

DEDICATORIA

A Dios.

A mi madre Marleny Almario Celis por darme la vida, por ser una luchadora incansable, por brindarme todo su amor, guiarme e inculcarme la importancia del estudio.

A mí padre Germán Parra Pinzón por cuidarme, apoyarme en todas las decisiones y enseñarme que las metas que se obtienen con sacrificio y sin pasar por encima de nadie para cumplirlas, son las que mayor satisfacción te dan.

A mi hermano Germán Leonardo Parra que desafortunadamente partió al cielo dejando un vacío en mi corazón y en el de mi familia que nadie podrá llenar.

A mi hermano Diego Mauricio Parra quien ha luchado fuertemente en la vida para mejorar la calidad de vida de toda la familia.

A mi hermana Diana Marcela Parra quien siempre me ha apoyado y se ha preocupado por el bienestar de la familia a igual que mi cuñado Alexander Cruz.

A mi novia Eliana Carolina Sánchez por darme su amor, compañía y fuerzas en los momentos difíciles.

A todos mis tíos, primos, sobrinas, familiares y amigos que aportaron para hacer este sueño realidad, en especial a mi tío Ricardo Parra quien siempre me dio consejos.

CARLOS ALBERTO PARRA ALMARIO

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	12
INTRODUCCIÓN	13
1. GENERALIDADES	14
1.1 DESCRIPCIÓN DEL AREA DEL CAMPO GIGANTE.	14
1.1.1 LOCALIZACIÓN.	14
1.1.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA Y ESTRATIGRÁFICA DEL AREA DEL CAMPO GIGANTE.	15
1.1.3 TOPES ESTRATIGRÁFICOS DE LA FORMACIÓN	19
1.2 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.	20
1.2.1 FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	20
1.2.2 CLASIFICACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	21
1.2.2.1 Revestimiento Conductor	21
1.2.2.2 Revestimiento Superficial	21
1.2.2.3 Revestimiento Intermedio o de protección	22
1.2.2.4 Revestimiento de Producción	22
1.2.2.5 Camisa de Producción (Liners)	23
1.2.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	24
1.2.3.1 Diámetro de la Tubería de Revestimiento	24
1.2.3.2 Diámetro Drift	26
1.2.3.3 Longitud de la tubería de revestimiento	26
1.2.3.4 Grados del Acero	26
1.2.3.5 Conexiones	27

	Pág.
1.2.3.5.1 Conexiones API	28
1.2.3.5.1.1 Rosca redonda API con acople corto (STC)	29
1.2.3.5.1.2 Rosca API redonda con acople largo de hilos (LTC)	30
1.2.3.5.1.3 Rosca API Buttress con acople regular (BTC)	31
1.2.4 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	32
1.2.4.1 Colapso	32
1.2.4.2 Tensión	33
1.2.4.3 Estallido	33
2. PROGRAMA DE REVESTIMIENTO.	35
2.1 DIFICULTADES EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS CAFA-7 Y CAFA-8.	35
2.2 EXPLICACIONES SOBRE EL PROGRAMA DE REVESTIMIENTO.	35
2.3 PROGRAMA DE DISEÑO DE REVESTIMIENTO.	37
2.4 ESTADOS MECANICOS FINALES APLICADOS DE LOS POZOS.	38
2.4.1 Estado mecánico final aplicado del pozo CAFA-7.	38
2.4.2 Estado mecánico final aplicado del pozo CAFA-8.	39
3. METODOS DE DISEÑO DE REVESTIMIENTO.	40
3.1 Modelo Pc, Pb y T.	40
3.2 Diseño del Petroleum Engineering Handbook.	40

	Pág.
4. OPTIMIZACIÓN EN EL DISEÑO DE REVESTIDORES.	44
4.1 DISEÑO DE REVESTIMIENTO PARA EL POZO CAFA-7.	44
4.1.1 Primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T	44
4.1.2 Segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.	59
4.2 DISEÑO DE REVESTIMIENTO PARA EL POZO CAFA-8.	77
4.2.1 Primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T	77
4.2.2 Segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.	94
5. RESULTADOS	112
5.1 RESULTADOS DE DISEÑO DE REVESTIMIENTO DEL POZO CAFA-7.	112
5.2 RESULTADOS DE DISEÑO DE REVESTIMIENTO DEL POZO CAFA-8.	113
6. ECONOMIA DE LA OPTIMIZACIÓN DE LOS REVESTIMIENTO	114
6.1 COSTOS DE LOS REVESTIMIENTOS APLICADOS	115
6.2 COSTOS DE LOS REVESTIMIENTOS PROPUESTOS	115
6.2.1 Costo de la tubería de revestimiento del pozo CAFA-7.	115
6.2.1.1 Primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T	116
6.2.1.2 Segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.	116
6.2.2 Costo de la tubería de revestimiento del pozo CAFA-8.	117
6.2.2.1 Primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T.	117

	Pág.
6.2.2.2 Segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.	117
6.3 CUADROS COMPARATIVOS DE COSTOS DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.	118
7. ANALISIS DE RESULTADOS	121
8. CONCLUSIONES	122
9. RECOMENDACIONES	123
BIBLIOGRAFIA	124
ANEXOS	125

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Columna Estratigráfica	15
Tabla 1.2 Topes estratigráficos de las formaciones	20
Tabla 1.3 Diámetros más comunes de las tuberías de revestimiento	25
Tabla 1.4 Longitudes y rangos de los revestimientos	26
Tabla 1.5 Grados de acero de la tubería de revestimiento	27
Tabla 2.1 Programa de diseño de revestimiento del pozo CAFA-7 y CAFA-8	37
Tabla 4.1 Primera propuesta: datos aplicados al pozo CAFA-7	44
Tabla 4.2 Segunda propuesta: datos aplicados al pozo CAFA-7	59
Tabla 4.3 Primera propuesta: datos aplicados al pozo CAFA-8	77
Tabla 4.4 Segunda propuesta: datos aplicados al pozo CAFA-8	94
Tabla 6.1 Costos de la Tubería de Revestimiento Aplicados para CAFA-7	115
Tabla 6.2 Costos de la Tubería de Revestimiento Aplicados para CAFA-8	115
Tabla 6.3 Costos de la primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T, para CAFA-7	116
Tabla 6.4 Costos de la segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook, para CAFA-7	116
Tabla 6.5 Costos de la primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T, para CAFA-8	117
Tabla 6.6 Costos de la segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook, para CAFA-8	117
Anexos	129

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Mapa de localización del Campo Gigante.	14
Figura 1.2 Representación del diámetro de las tuberías de revestimiento.	25
Figura 1.3 Ilustración de una conexión de tuberías de revestimiento.	28
Figura 1.4 Diagrama del perfil de la Rosca Redonda de Hilos	29
Figura 1.5 Rosca API redonda con acople largo de hilos (LTC)	30
Figura 1.6 Rosca API Buttress con acople regular	31
Figura 1.7 Diagrama del perfil general de la Rosca Buttress	32
Figura 1.8 Propiedades Mecánicas de la Tubería de Revestimiento	34
Figura 2.1 Estado mecánico final aplicado al pozo CAFA-7	38
Figura 2.2 Estado mecánico final aplicado al pozo CAFA-8	39
Figura 3.1 Diagrama de flujo del modelo Pc, Pb y T.	41
Figura 3.2. Diagrama de flujo del diseño del Petroleum Engineering Handbook.	43
Figura 5.1 Resultados de diseño de revestimiento del pozo CAFA-7	112
Figura 5.2 Resultados de diseño de revestimiento del pozo CAFA-8	113
Figura 6.1 Costos de tubería de revestimiento del pozo CAFA-7	118
Figura 6.2 Costos de tubería de revestimiento del pozo CAFA-8	119
Figura 6.3 Comparación de % de inversión de tuberías de revestimiento CAFA-7	119
Figura 6.4 Comparación de % de inversión de tuberías de revestimiento CAFA-8	120

RESUMEN

En la optimización de diseño de revestimiento en el Campo Gigante, se realizará una descripción generalizada del área, como también de las características de diseño de los pozos perforados, los estados mecánicos y un breve resumen de las características de los revestimientos.

Posteriormente, contempla los métodos y análisis correspondientes para la selección de revestimientos, obteniéndose en la parte final un diseño de revestimiento optimizado, mediante la aplicación de dos métodos de diseño de revestimiento que evalúen los parámetros.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se prosigue a analizar los diseños optimizados, con el ánimo de contribuir al mejoramiento de pozos futuros y la disminución de costos de tubería de revestimiento.

INTRODUCCIÓN

La optimización de los revestimientos de los pozos de petróleo en el Campo Gigante, es el resultado de un proceso lógico de analizar los efectos e interacciones de las variables de completamiento a través de un modelo matemático, con tendencia a mejorar paulatinamente las condiciones de operación en el área, logrando alcanzar la máxima eficiencia y estabilidad del pozo, por medio de las tuberías de revestimiento.

Para el desarrollo se utilizará información de 2 pozos perforados entre 2011 y 2012 (estados mecánicos teóricos de los pozos, informes finales de terminación, geología, programa de revestimiento y cementación); a los cuales se le aplicarán dos métodos de diseño de revestimiento (el modelo Pc, Pb y T, y el método del Petroleum Engineering Handbook), con el objetivo de disminuir costos de inversión en tubería revestimiento.

1. GENERALIDADES

1.1 DESCRIPCIÓN DEL AREA DEL CAMPO GIGANTE.

1.1.1 LOCALIZACIÓN.

Abarca los municipios de Garzón y Gigante en el Departamento del Huila.

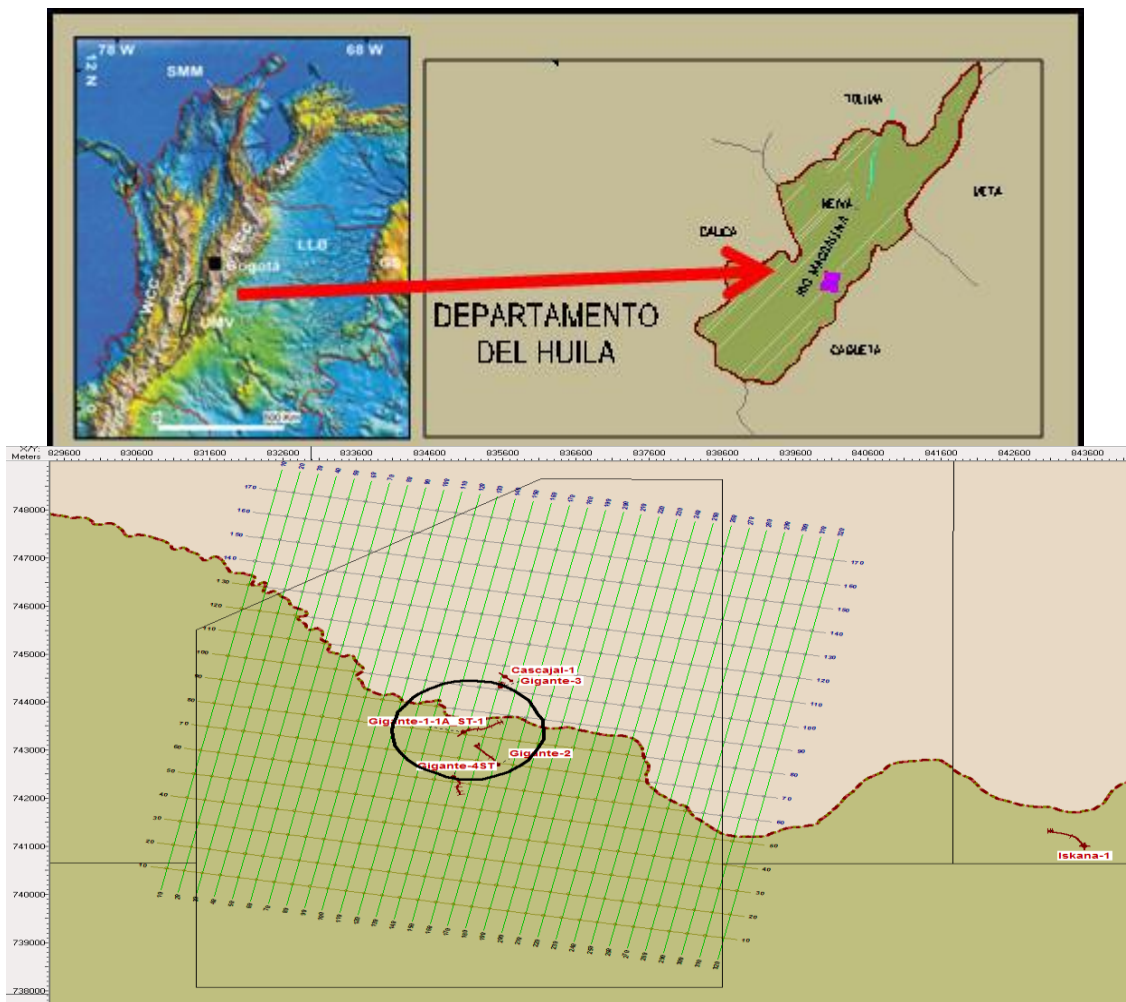


Figura 1.1 Mapa de localización del Campo Gigante.

1.1.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA Y ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA DEL CAMPO GIGANTE.

Tabla 1.1 Columna Estratigráfica

CHRONOSTRATIGRAPHY			LITHOSTRATIGRAPHY	LITHOLOGY	PETROLEUM SYSTEM	ENVIRONMENT	BASIN		
MY	SYSTEM	SERIES/STAGE							
10	TERTIARY	QUATERNARY	TERRACES, ALLUVIAL FANS				MARGINAL SAG BASIN (BACK-ARC?)		
		PLIOCENE	GUACACALLO FM, ALTA MIRALAHAR AND OTHER UNITS					ALLUVIAL AND LAHARIC	
			GGANITE FORMATION (MES)						
		MIOCENE	HONDA GROUP	VILLAMEJA FM				(R)	FLUVIAL (BRAIDED/ MEANDERING)
				LA VICTORIA FM					
				BARZALOSA FORMATION (LAGRA)					LACUSTRINE
		30	UPPER Oligocene	GUALANDAY GROUP	DOMA FM			(R)	ALLUVIAL TO FLUVIAL
		40	Eocene		FOTERILLO FM				
		50			CHOCRAL FM			(R)	
		60	PALEOCENE	GUFOYLA (GUADUS) GROUP	TERUEL FM				FLUVIAL TO COASTAL PLAIN
			SAN FRANCISCO FM		(S)				
70	MAGISTRO-TITAN	MONSERRATE LA TABLA TOBO			(R)	NEARSHORE			
80	CAMPANIAN	CUI GROUP	UPPER CHERT			OFFSHORE TO NEARSHORE			
	SANTONIAN CONIACIAN TURONIAN		NIVEL DE LUTITAY ARENAY						
90			EL COBRE SANDSTONE		(R)				
	CENOMANIAN	VILETA GROUP	LOWER CHERT			NERITIC			
100	ALBIAN		BIMBUCA FM						
110			EL FURNIM		(S)				
120	APTIAN	CABALLOS FORMATION			(R)	NEARSHORE FLUVIAL TO ESTUARINE			
130	BARREMIAN	YAM FORMATION			(R)	FLUVIAL TO ALLUVIAL			
300	SCALE CHANGE	JURASSIC	FRANDE GROUP	SILDARA FORMATION		ECONOMIC BASEMENT	VOLCANICLASTIC		
		TRASSIC		FRAYANDE FORMATION			SHALLOW MARINE		
				LUISA FORMATION			CARIBBEAN PLATFORM		
		PALEOZOIC	LOW-GRADE METAMORPHIC		CONTINENTAL REGIONS				
300		MEDIUM-GRADE METAMORPHIC			SHALLOW MARINE	PASSIVE MARGIN			
	PRECAMBRIAN	GARCEN MASSIF LA PLATA MASSIF				OFFSHORE	ACTIVE MARGIN		
						METAFELTITES			
						HIGH-GRADE METAMORPHIC GNEISS			

Formación Honda (TMH)

La formación Honda consta de conglomerados polimícticos y areniscas en el tope y arcillas de grano fino en la base de la formación. Estos sedimentos fueron depositados durante el Mioceno.

Formación Barzaloza (TMB)

Se compone exclusivamente de arcillas. La sección superior compuesta principalmente por arcillas gris con algunas intercalaciones de limolitas; las arcillas predominantemente gris verdoso, gris claro, a veces marrón rojizo a rojo ladrillo de textura homogénea. La sección inferior se compone de shale, gris verdoso, gris pardo, de textura homogénea, aspecto de jabón, frágil, brillo firme y lustre ceroso, sub-laminar, limosa, localmente gomosa y pegajosa. Estos sedimentos fueron depositados durante el Mioceno Inferior en un período de inactividad.

Grupo Gualanday:

Formación Doima (TOD)

Se compone principalmente de capas medias consolidadas de conglomerados, areniscas y capas delgadas de arcillas y limolitas. Los conglomerados están compuestos por fragmentos filosos de chert y cuarzo sub-redondeados, y algunas rocas ígneas y metamórficas, la matriz es de arena, a veces limosa de composición similar, predominantemente gris marrón oscuro, parcialmente arcillosa y en ocasiones con materia orgánica. Estos sedimentos fueron depositados durante el Oligoceno como depósitos de abanicos procedentes de las cordilleras Central y Oriental.

Formación Potrerillo (TOP)

Consta de arcillas de color rojizo y gris con intercalaciones de lechos delgados de limolitas y lentes de areniscas en algunos casos conglomeráticas. La sección basal es predominantemente arcilloso, amarillo pardo, comúnmente limolitas de color marrón oscuro, rojo y amarillo. Estos sedimentos fueron depositados durante el Oligoceno en lagos y ríos.

Formación Chicoral (TEC)

Está conformado por los miembros de Tesalia, Bache y Palermo. El primero y el segundo se componen de conglomerados masivos, ígneos y metamórficos con fragmentos líticos de cuarzo y chert negro, por lo general con buena redondez. Se compone de conglomerados muy bien consolidados, gris oscuro, gris verdoso y matriz de arenas líticas. El miembro Bache está compuesta por limolitas y arcillas con finas capas de arena. Estos sedimentos fueron depositados durante el Oligoceno.

Grupo Guaduala (TKG):

El Guaduala es la base de la formación Chicoral. Es predominantemente compuesto por arcillas de varios colores con lechos escasos de arenisca, depositados en los planos costeros. Estos sedimentos fueron depositados durante el Mastrichtiano-Paleoceno tardío, momento de la invasión marina del Cretácico y el inicio del levantamiento andino. Compuesta por las formaciones de Teruel y San Francisco.

Formación Teruel

Se compone de una secuencia de areniscas líticas de color gris, compactas, cuarzosa de grano fino a medio y arcillas de colores que varían desde el rojo, marrón rojizo hasta rojo ladrillo y púrpura, moderadamente firme a suave.

Formación San Francisco

Se compone de una secuencia homogénea de arcillas coloridas, sobre todo marrón rojizo, rojo ladrillo y morado, moderadamente firme a suave.

Formación Tobo (Monserrate)

Se compone principalmente de calizas depositadas en plataforma marina poco profunda. Estos sedimentos fueron depositados durante el Mastrichtiano al final de la invasión marina del Cretácico.

Grupo Villeta (KUV):

Se trata de una secuencia de lutitas calcáreas, gris a negro, y con algunas intercalaciones de calizas. Hacia la base, la secuencia masivas capas gruesas de margas y calizas, depositada en un ambiente marino anóxico. Estos shales representan la roca madre en la zona. Ellos se depositaron durante un largo período de tiempo, desde el Coniciano hasta el Campaniano. El Grupo Villeta se puede dividir en varias formaciones: Tetuán, Ollini, Bambuca y La Luna.

Formación Tetuán

La formación Tetuán está compuesta principalmente por calizas y margas

fosilíferas. La secuencia calcárea con intercalaciones de capas escasas de arenas de color gris oscuro a marrón, gris a crema moteado. La formación Tetuán se extiende en la parte alta, arenas de Caballos superior. Hacia el final de esta formación se produce una arenisca limpia que constituye el depósito en el campo Gigante.

Formación Caballos (KUC)

La formación Caballos es el principal reservorio de la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Se compone de depósitos de areniscas fluviales intercaladas con algunas arcillas y carbones. La arenisca es cuarzosa, translúcido, de color gris claro, de grano fino a grueso, sub-angular a redondeados, de manera ordenada, consolidada, silíceo, pobre porosidad visible. Estos sedimentos fueron depositados durante el Albiano. Estas areniscas constituyen el segundo depósito y el objetivo en el campo de Gigante.

Formación Saldaña (BST)

Consiste de tobas y rocas volcánicas extrusivas y representan el basamento económico de la cuenca.

1.1.3 TOPES ESTRATIGRAFICOS DE LA FORMACIÓN

Secuencia litológica desde superficie de los pozos Gigante: Formaciones Honda, Barzalosa, Doima, Potrerillo, Chicoral, Teruel-San Francisco (Guaduala), Toba, (Monserate), Villeta, Tetuán, Caballos y Saldaña. De acuerdo a esto, la parte superior de las formaciones, es la siguiente:

Tabla 1.2 Topes estratigráficos de las formaciones

Topes de las formaciones	Metros	Pies
Barzaloza	2297	7536
Doima	2612	8570
Potrerrillo	2980	9777
Chicoral	3309	10856
Teruel	3598	11804
San Francisco	3895	12779
Tobo	4289	14072
Villeta	4409	14465
Tetuán Ss	4919	16138
Caballos	4971	16309
Saldaña	5027	16493

1.2 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

1.2.1 FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Para garantizar la continuidad eficaz de la perforación y el buen estado del hueco, las sartas de revestimiento cumplen las siguientes funciones:

- 1º Protege las zonas perforadas (derrumbe de estratos) y aísla zonas problemáticas que se presentan durante la perforación.
- 2º Confina la producción de petróleo y/o gas a determinados intervalos.
- 3º Actúa como soporte para la instalación del equipo (impide reventones) que contrarresta, en caso necesario, las presiones subterráneas durante la perforación y luego sirven también como asiento del equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar el pozo en producción.

4º Contrarresta la pérdida de circulación del fluido de perforación.

5º Controla las presiones durante la vida productiva del pozo.

1.2.2 CLASIFICACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La longitud total de un tubo continuo usado en un pozo se llama columna de tubería de revestimiento (sarta, tramo) y pueden tener, o no, una sola dimensión en toda su longitud, estas se clasifican por la función que desempeñan al colocarse al interior de un pozo, esto es:

1.2.2.1 Revestimiento Conductor

Es la primera tubería de revestimiento y es la de mayor diámetro usada en el pozo, puede ser hincada o cementada; sirve para sentar el primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación de lodo de perforación. Teniendo las siguientes funciones:

- Actúa como soporte de las formaciones no consolidadas que se encuentran cerca de la superficie.
- Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación con el fluido de perforación.
- Permite guiar la sarta de perforación y el resto de las tuberías de revestimiento dentro del hoyo

1.2.2.2 Revestimiento Superficial

Es la tubería de revestimiento de diámetro inmediato inferior, esta proporciona una completa protección durante la perforación, su profundidad de asentamiento se

escoge de tal forma que aisle acuíferos someros, así como zonas de pérdida de circulación en especial en pozos desviados, donde la superficie de la tubería debe cubrir toda la sección de crecimiento de ángulo para prevenir derrumbes de la formación. Esta sarta es cementada generalmente hasta la superficie y sostiene las conexiones superficiales de control definitivas.

1.2.2.3 Revestimiento Intermedio o de protección

Si el pozo es excepcionalmente muy profundo, o se han encontrado problemas severos de perforación, tales como formaciones de presión anormal o zonas de pérdida de circulación, puede ser necesario colocar una columna intermedia de tubería de revestimiento para aislar, sellando el agujero ampliado o la zona que origina dificultades; su cementación juega un papel muy importante, esto para evitar comunicación detrás del revestimiento entre las zonas de hidrocarburos y cualquier otro estrato indeseable.

1.2.2.4 Revestimiento de Producción

Una vez que se han colocado todas las columnas de revestimiento necesarias se coloca este revestimiento final a través del cual el pozo será completado, producido y controlado durante toda su vida productiva. Si esta columna se coloca en la parte superior de la formación productora resulta en una terminación a hueco abierto. Si el extremo inferior de esta tubería de revestimiento se coloca abajo del horizonte productor se hace necesario perforar la tubería para permitir la comunicación entre el interior de ella y la formación productora, con esto resulta una terminación con tubería de revestimiento perforada. El revestimiento de producción debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, tener resistencia a la corrosión así como resistir las presiones que se manejan en el caso de que el pozo se fracture para aumentar su productividad.

El termino tubería de revestimiento es generalmente aplicado a sartas de tubos que se extienden desde la superficie hacia abajo hasta el extremo inferior del tramo, al que se le llama profundidad de colocación. En contraste, el termino camisa (Liner) se aplica generalmente a tramos de tubo que no llegan a la superficie. Estas camisas pueden servir como revestimiento de producción a través de varios cientos de pies en la parte inferior de un pozo.

1.2.2.5 Camisa de Producción (Liners)

Esta tubería es colgada a corta distancia sobre la zapata de la tubería de revestimiento previa, extendiéndose hasta la profundidad total del pozo. La longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería.

Se la usa para:

1. Control del pozo. El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.
2. Economía de tubería de revestimiento. Debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.
3. Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales
4. Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.

5. Auxilia en la hidráulica durante la perforación al permitir utilizar sartas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación, durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sarta más resistentes.

Hay también camisas para objetivos especiales tales como las camisas ranuradas, camisas perforadas y camisas empacadas con grava que se colocan contra las zonas productoras con el propósito de evitar que entre arena al pozo. Las camisas algunas veces se cementan en su lugar o se colocan con empacadores en su extremo superior o inferior, o en ambos extremos, y algunas veces están solamente asentadas en el fondo del pozo.

1.2.3 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

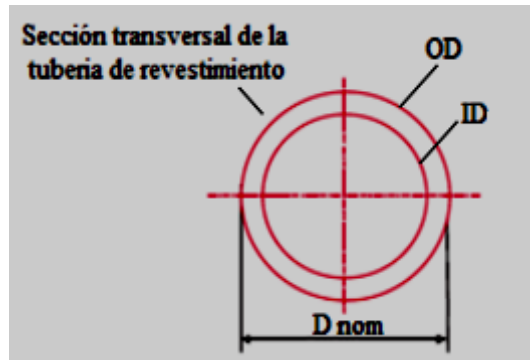
Se requieren muchos tamaños, tipos conexiones y grados de tubería de revestimiento para satisfacer las diversas necesidades de la industria petrolera. Con el propósito de establecer patrones a los que se ajusten los tipos de tubería de revestimiento más usadas, el Instituto Americano del Petróleo (API) ha elaborado especificaciones para las tuberías de revestimiento en su edición de patrones 5A, a continuación se describen esas características:

1.2.3.1 Diámetro de la Tubería de Revestimiento

El diámetro de la columna de revestimiento se encuentra en función al diámetro de la tubería de producción necesitado por la empresa operadora, para su comercialización se especifica por su diámetro nominal, número convencional que coincide teóricamente con el diámetro exterior (OD) de los tubos y se puede considerar como el diámetro teórico declarado por el fabricante. Su diámetro

interno (ID) depende del espesor, este a su vez de la presión a la cual estará sometida la tubería.

Figura 1.2 Representación del diámetro de las tuberías de revestimiento



Fuente: Autor

De acuerdo a las exigencias, los diámetros más comunes de los revestimientos son:

Tabla 1.3 Diámetros más comunes de las tuberías de revestimiento

REVESTIMIENTO	Diámetro nominal en pulgadas					
	Superficial	9 5/8	10 3/4	13 3/4	16	20
Intermedio	8 5/8	9 5/8	10 3/4	11 3/4	13 3/8	-
Producción	4 1/2	5	5 1/2	6 5/8	7	7 5/8

La profundidad a la cual puede colocarse una columna de revestimiento de estos diámetros en el pozo está en función del peso nominal (lb/pie de tubo), que se traduce en la capacidad de resistencia en tensión, aplastamiento y estallido.

1.2.3.2 Diámetro Drift

También conocido como diámetro de paso, el mismo indica el tamaño máximo que debe tener una herramienta para poder atravesar una tubería de revestimiento de cualquier tamaño.

1.2.3.3 Longitud de la tubería de revestimiento

Representa el largo aproximado de un tubo o sección de una sarta de revestimiento, dentro de esto encontramos:

Tabla 1.4 Longitudes y rangos de los revestimientos

RANGO	LONGITUD (ft)
1 (R-1)	16 – 25
2 (R-2)	25 – 34
3 (R-3)	34 – 48

1.2.3.4 Grados del Acero

La calidad de la tubería que se desea seleccionar es normada por el API, se define por una letra seguida por un número, la letra simboliza el grado de acero, y la parte numérica de la designación el grado de la tubería de revestimiento es la resistencia mínima a la deformación expresada en miles de libras por pulgada cuadrada (psi), las más usadas son: H-40, J-55, K-55, C-95, L-80, P-110.

El grado denominado N-80 tiene una cedencia (yield) de 80.000 psi, y estos varían desde el H-40, cuyo rendimiento mínimo (cedencia mínima) es de 40.000 psi, hasta el P-110 cuyo rendimiento mínimo es de es de 110,000 psi, en cambio el K-55 difiere del J-55 en su última resistencia a la tensión que es de 95.000 lbs/plg²

frente a 75.000 lbs/plg² para J-55, esta variación en la resistencia a la tensión depende de la composición química, del tratamiento térmico y proceso de templado del acero.

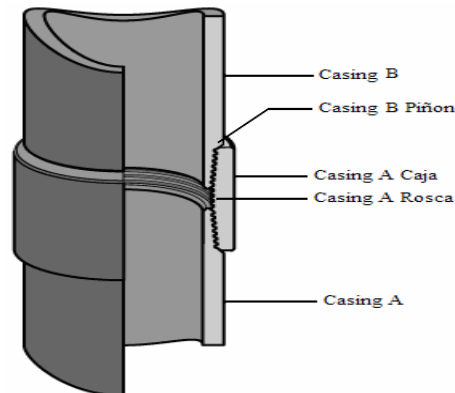
Tabla 1.5 Grados de acero de la tubería de revestimiento

Grado	Esfuerzo mínimo (Psi)	Ultimo esfuerzo (Psi)
H-40	40.000	60.000
J-55	55.000	75.000
K-55	55.000	95.000
C-75	75.000	95.000
L-80	80.000	95.000
N-80	80.000	100.000
C-90	90.000	100.000
C-95	95.000	105.000
P-110	110.000	125.000
V-150	150.000	160.000

1.2.3.5 Conexiones

Es la unión de dos tuberías para introducirse en el pozo, con la premisa que ésta sea hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo al que se someterá la tubería. Básicamente una conexión está constituida por tres elementos principales que son: un piñón una caja y la rosca.

Figura 1.3 Ilustración de una conexión de tuberías de revestimiento



Fuente: Tenaris

Normalmente todas las tuberías de revestimiento se suministran con roscas y conexiones, para los diferentes casos existen conexiones API y conexiones patentadas. De esta nos referimos con mayor énfasis a las conexiones y roscas más populares en toda la historia de la perforación de pozos petroleros, estas son las API Standard.

1.2.3.5.1 Conexiones API

Se rigen por las especificaciones STD 5B y SPEC 5CT de API. Las especificaciones STD 5B de API cubren las roscas, es decir, los filos que se observan en los extremos de la tubería, mientras que del acoplamiento y la longitud del acoplamiento, se especifican en la SPEC 5CT de API.

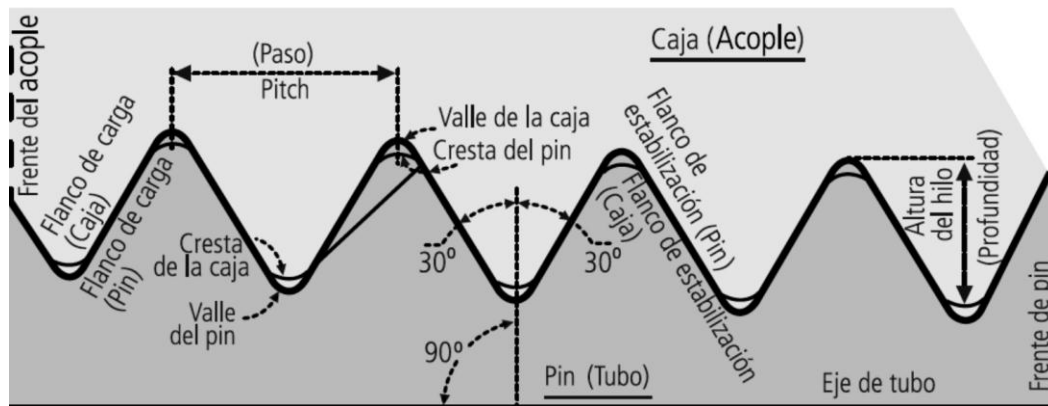
Estas roscas y conexiones API para revestimientos y tuberías de producción se clasifican de acuerdo a la forma de la rosca, con variaciones que obedecen al diámetro de la tubería, el espesor de las paredes, el grado y la longitud básica de la rosca, así tenemos las siguientes:

- API Short Round Thread Casing (STC)
- API Long Round Thread Casing (LTC)
- API Buttress Thread Casing (BTC)

1.2.3.5.1.1 Rosca redonda API con acople corto (STC)

Esta rosca redonda API con acople corto (STC) cuenta con 8 HRR (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 con un ángulo de 30° del eje vertical de la tubería. Comunes en tuberías de revestimiento, de 4 1/2" a 20".

Figura 1.4 Diagrama del perfil de la Rosca Redonda de Hilos



Fuente: Tenaris

Este tipo de rosca también se encuentra presente en las tuberías de producción que se enumeran a continuación:

IJ (Integral Joint): Conexión de junta integral de rosca redonda para tuberías de producción, en el cual el diámetro interno y externo de la tubería varía un poco, para realizar el maquinado de la rosca.

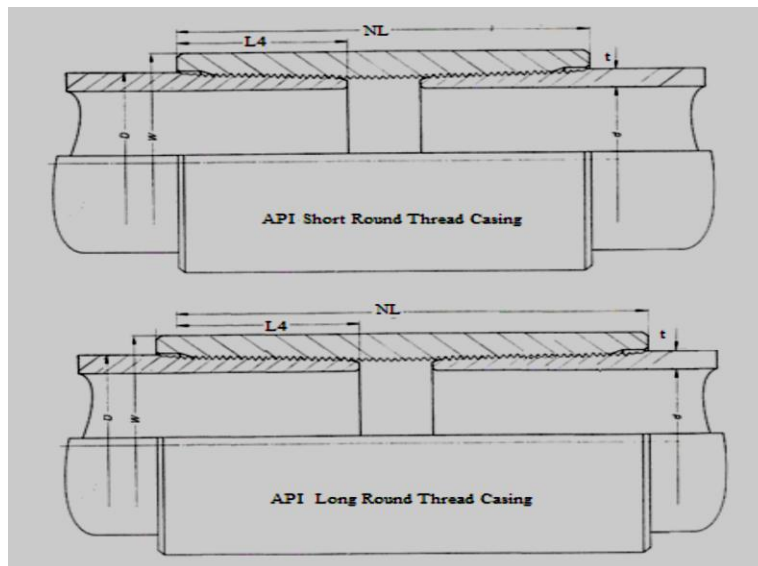
NUT (Non-Upset Tubing Thread): Conexión acoplada sin upset exterior (recalque o ensanchamiento) para tuberías de producción, en ella el diámetro exterior y el interior del tubo permanecen constantes.

EUT (External-Upset Tubing Thread): Conexión acoplada con upset exterior para tuberías de producción, en ella el diámetro exterior de la tubería aumenta y el diámetro interior del tubo permanece constante.

1.2.3.5.1.2 Rosca API redonda con acople largo de hilos (LTC)

Se diferencia de la anterior por tener un acople largo (LTC) teniendo las mismas 8 HRR presentado la misma geometría de diseño en ellas.

Figura 1.5 Rosca API redonda con acople largo (LTC)



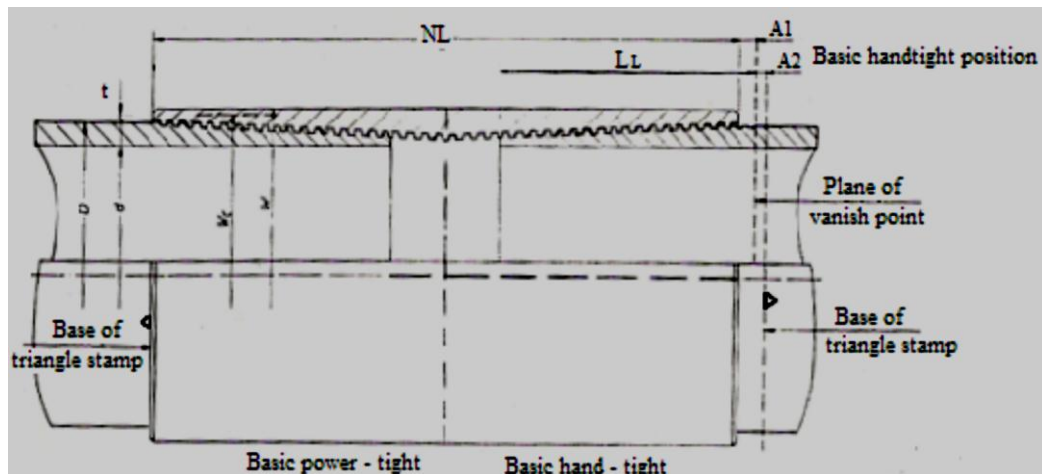
Fuente: Weatherford

1.2.3.5.1.3 Rosca API Buttress con acople regular (BTC)

La rosca API Buttress con acople regular (BTC), posee 5 roscas por pulgada, su geometría de diseño presenta un flanco de carga paralelo a un flanco de enchufe con ángulos de 3° y 10° respectivamente del eje vertical de la tubería, es decir, es una rosca cuadrada por lo que contribuye a disminuir el deslizamiento de las roscas y proporciona una alta resistencia a esfuerzos de tensión. Esta conexión es 100 % eficiente en la mayoría de los casos.

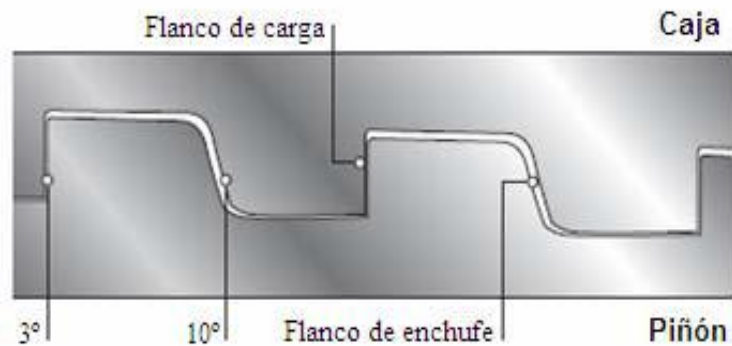
La rosca Buttress se utiliza en tuberías de revestimiento, en rangos de 4 ½ pulg hasta 20 pulg de diámetro, siendo la más actualmente usada. Su fabricación está sustentada en las normas API 5B.

Figura 1.6 Rosca API Buttress con acople regular



Fuente: Weatherford

Figura 1.7 Diagrama del perfil general de la Rosca Buttress



Fuente: Tenaris

1.2.4 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Las propiedades más importantes de las tuberías de revestimiento, son los valores promedios de:

- Colapso.
- Tensión.
- Estallido.

Las tablas proporcionadas por los fabricantes de acuerdo a las especificaciones API indican estas propiedades según los diversos tipos y grados de ellas.

1.2.4.1 Colapso.

El promedio de presión de colapso (aplastamiento) es la mínima presión requerida para aplastar el tubo, en ausencia de presión interior y carga axial. El diseño de la resistencia al aplastamiento esta generalmente basado en la carga hidrostática del

lodo en el agujero al momento de correr la tubería de revestimiento dentro del pozo.

Al analizar los factores que afectan la resistencia de la tubería de revestimiento al aplastamiento, se ha encontrado que la resistencia a la tensión del acero es uno de los elementos básicos, al aumentar esta resistencia también aumenta la resistencia al aplastamiento de la tubería. Sin embargo la resistencia al aplastamiento de una tubería se revestimiento de un grado determinado de acero se altera materialmente cuando se aplican esfuerzos en más de una dirección.

Cuando la tubería de revestimiento se coloca en un pozo las fuerzas que tienden a aplastarla no solo se deben a la presión externa ejercida sino también, al peso de la tubería abajo del punto del diseño. La carga biaxial como se la llama debido a que las cargas están en ángulo una con respecto a la otra, de hecho reduce la resistencia a la tensión del acero.

1.2.4.2 Tensión.

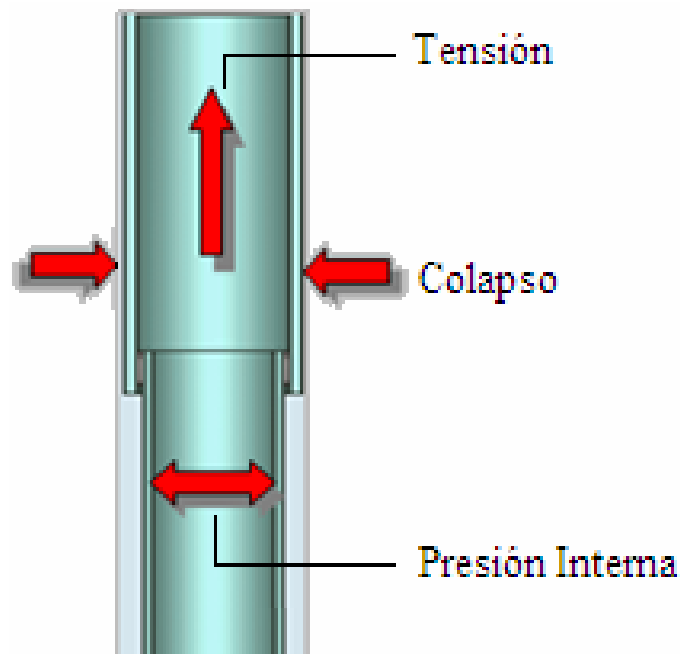
El valor de la fuerza de tensión (elongación) representa la mínima resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo para que exceda su límite a la deformación. Cualquier tramo de tubería de revestimiento en la columna debe soportar el peso de toda la tubería suspendida debajo de ella.

1.2.4.3 Estallido.

El promedio de presión interior (Estallido) se calcula como la mínima presión interior necesaria para ocasionar la ruptura del tubo en ausencia de presión exterior y carga axial de tensión.

Normalmente, en el fondo del pozo la presión exterior de la tubería de revestimiento es mayor o igual que la presión interior. Esta presión se debe ya sea a la carga hidrostática del lodo de perforación o tal vez, a la presión del agua en los poros de la roca adyacente al área cementada del espacio anular detrás de la tubería de revestimiento. Sin embargo, en la parte superior del agujero, no hay fluido con carga hidrostática que ejerza esa presión externa, cualquier presión interna que exista ahí debe ser resistida por la tubería.

Figura 1.8 Propiedades Mecánicas de la Tubería de Revestimiento



Fuente: Autor

2. PROGRAMA DE REVESTIMIENTO.

2.1 DIFILCUTADES EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS CAFA-7 Y CAFA-8.

Las dificultades en las operaciones de perforación son:

- El suelo superficial se compone principalmente de arena y conglomerado, la pérdida ocurre a menudo por encima de 600 pies del agujero.
- Las formaciones terciarias son de arenisca y lutita. La estabilidad del pozo es poca y el hueco es propenso a que la tubería se pegue y se desprenda.
- Las formaciones Chicoral a San Francisco en el sistema terciario medio e inferior son muy arcillosos y con tendencia a apretar el hueco.
- La litología de las formaciones Villeta y Tobo en la parte superior del sistema Cretácico es de piedra caliza y shale propensos a desprendimiento y la pérdida de circulación.
- Las altas presiones de formación y de colapso en la formación Villeta causa patada de gas e inestabilidad del hueco.

2.2 EXPLICACIONES SOBRE EL PROGRAMA DE REVESTIMIENTO.

- Para la sección del hueco de 26 ", revestimiento de 20" se correrá hasta 1018 ft, porque por encima de 600 pies se ha experimentado a menudo pérdida en arenas y conglomerados.
- Para la sección del hueco de 17 1/2", se utilizará broca de $\Phi=17\ 1/2"$ para perforar a aproximadamente 8577 ft (pozo CAFA-7) y 8431 ft (pozo CAFA-8) con el fin de aislar la zona de agua superficial y formación no consolidada y

reducir la longitud de hueco abierto de la siguiente sección. El revestimiento de 13 3/8 " se llevará a cabo por encima de la parte superior formación Tobo.

- Para la sección del hueco de 12 1/4 ", se utilizará broca de $\Phi=12\ 1/4$ " para perforar a la profundidad de 13226 ft (pozo CAFA-7) y 12700 ft (pozo CAFA-8). Se correrá revestimiento de 9 5/8 " en el hueco para aislar formaciones con tendencia a la pérdida de circulación (Doima y Chicoral) y también la formación San Francisco, y al mismo tiempo, para un alto rendimiento el lodo de perforación empleado es base agua, para resolver el problema de desprendimiento del hueco en el shale y la pérdida de circulación en la caliza.
- En el caso de la sección del hueco de 8 1/2 ", se utilizará broca de $\Phi=8\ 1/2$ " para perforar a una profundidad de 16310 ft (pozo CAFA-7) y 16450 ft (pozo CAFA-8). Se correrá Liner de 7 " en el hueco para aislar formaciones inestables por encima de Tetuán como Tobo y calizas de Villeta y shale del Cretácico. El Liner se cuelga 300 pies del revestimiento anterior para el pozo CAFA-7 y +/- 500 pies del revestimiento anterior para el pozos CAFA-8.
- Para la sección del pozo de 6 ", se utilizará broca de $\Phi=6$ " para perforar hasta la profundidad total propuesta y el Liner de 5 " se correrá en el hueco para su completación. El Liner se cuelga 300 pies del revestimiento anterior.

2.3 PROGRAMA DE DISEÑO DE REVESTIMIENTO.

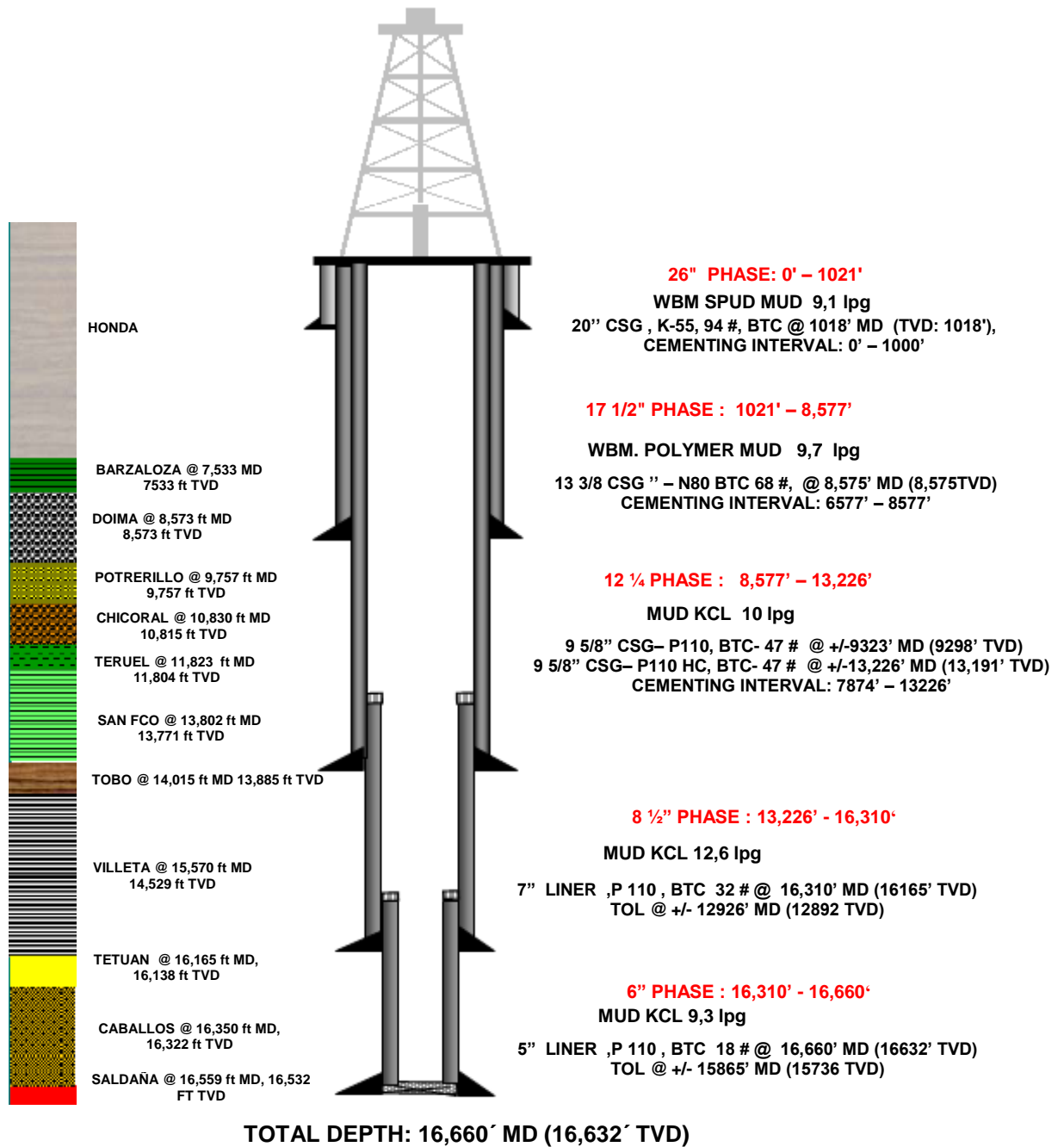
Tabla 2.1 Programa de diseño de revestimiento de los pozos CAFA-7 y CAFA-8.

Descripción de Revestimiento/Liner	Tamaño de hueco (pulg)	Tamaño del Revestimiento (pulg)	POZO CAFA-7		POZO CAFA-8	
			Revestimiento MD (pies)	Sección cementada	Revestimiento MD (pies)	Sección cementada (pies)
Revestimiento de superficie	26	20	1018	0 - 1000	1018	0 - 1020
Revestimiento intermedio	17 ½	13 3/8	8575	6577 - 8577	8428	6400 – 8431
Revestimiento intermedio	12 ¼	9 5/8	13226	7874 – 13226	12680	8231 - 12700
Liner intermedio	8 ½	7	12926 - 16310	-----	12182 - 16445	-----
Liner productor	6	5	15865 - 16660	-----	16145 - 16860	-----

2.4 ESTADOS MECANICOS FINALES APLICADOS A LOS POZOS.

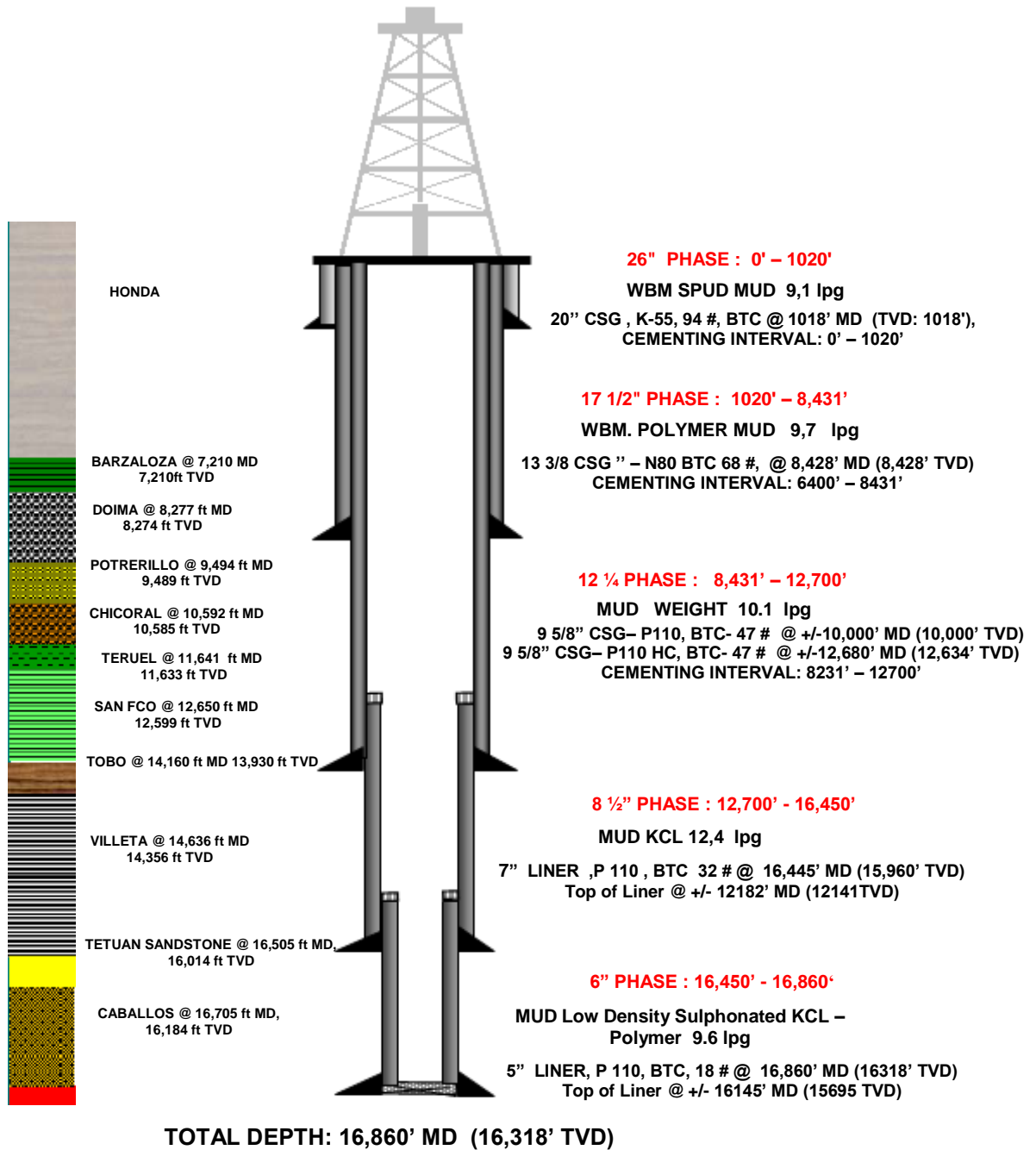
2.4.1 Estado mecánico final aplicado al pozo CAFA-7.

Figura 2.1 Estado mecánico final aplicado al pozo CAFA-7.



2.4.2 Estado mecánico final aplicado al pozo CAFA-8.

Figura 2.2 Estado mecánico final aplicado al pozo CAFA-8.



3. METODOS DE DISEÑO DE REVESTIMIENTO

3.1 Modelo Pc, Pb y T.

Inicia con Presión de Colapso (PC), continua con Tensión de Burst (Pb) y se verifica por Tensión (T).

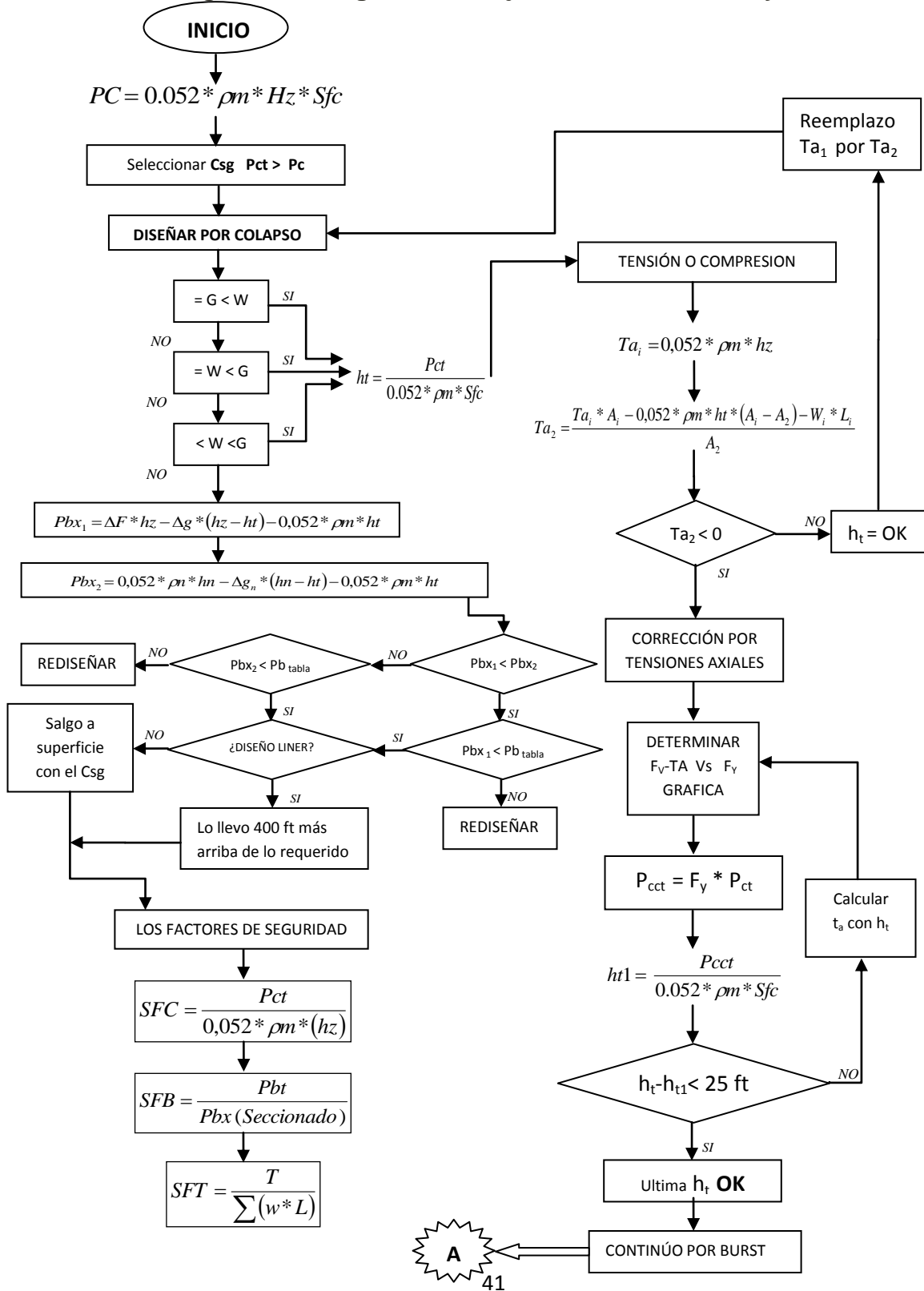
El diseño considera iniciar el diseño partiendo por Colapso desde el fondo hasta arriba, hasta donde cambie la sarta de Compresión a Tensión y se cambia el diseño a Burst (reventón) hasta finalizar el diseño y se verifica por Tensión.

3.2 Diseño Del Petroleum Engineering Handbook.

El método inicia calculando la presión de Colapso (PC), se busca en tablas una tubería que tenga una resistencia a la presión de colapso mayor.

Para reducir costos se busca una nueva tubería según los criterios $=G < W$, $=W < G$, $< G < W$, por medio de tablas teniendo en cuenta la presión de colapso que varía dependiendo de las cargas ocasionadas por el peso de la tubería, se calcula hasta que profundidad aplica la nueva tubería sin estar por debajo de los factores de seguridad.

Figura 3.1 Diagrama de flujo del modelo Pc, Pb y T.



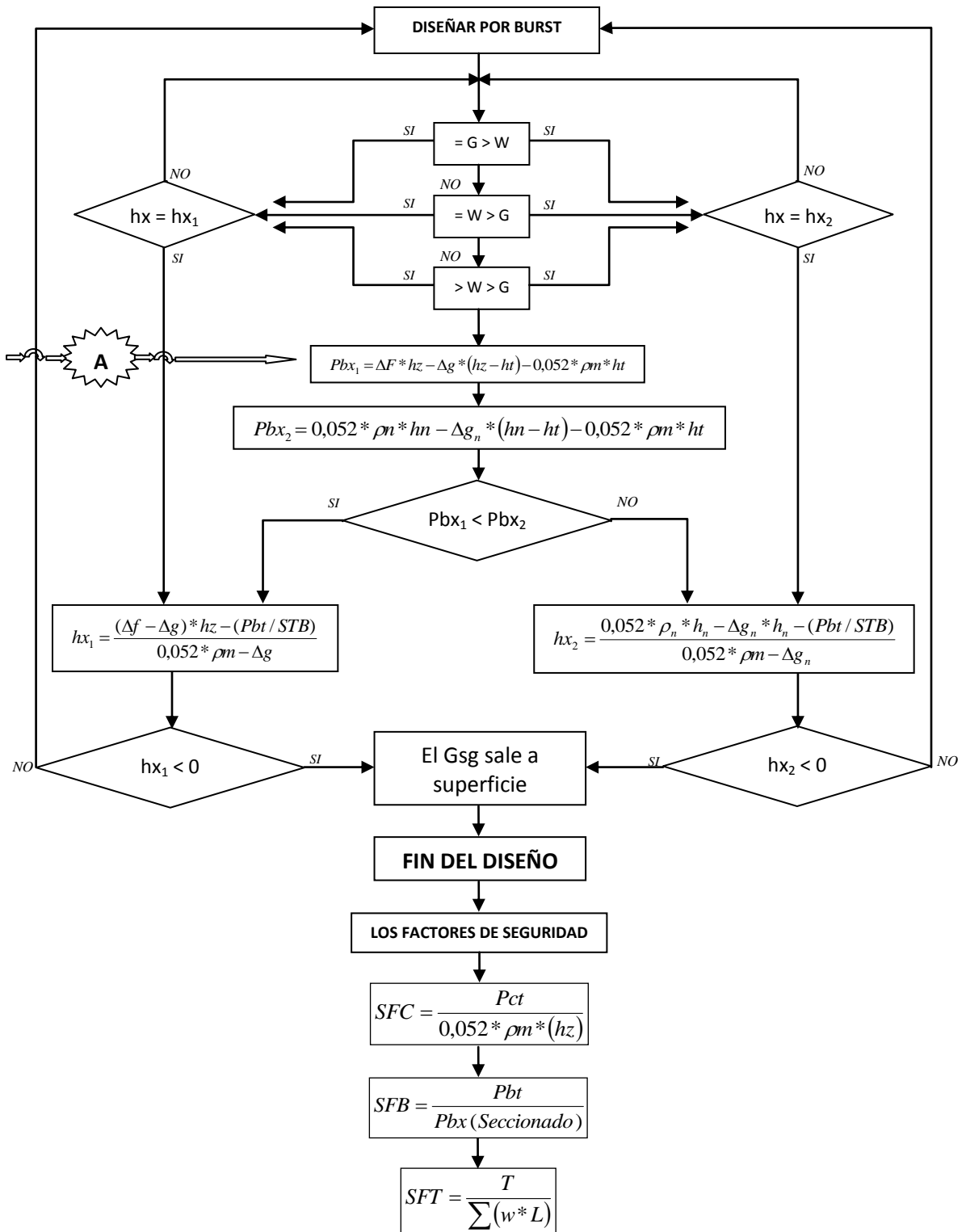
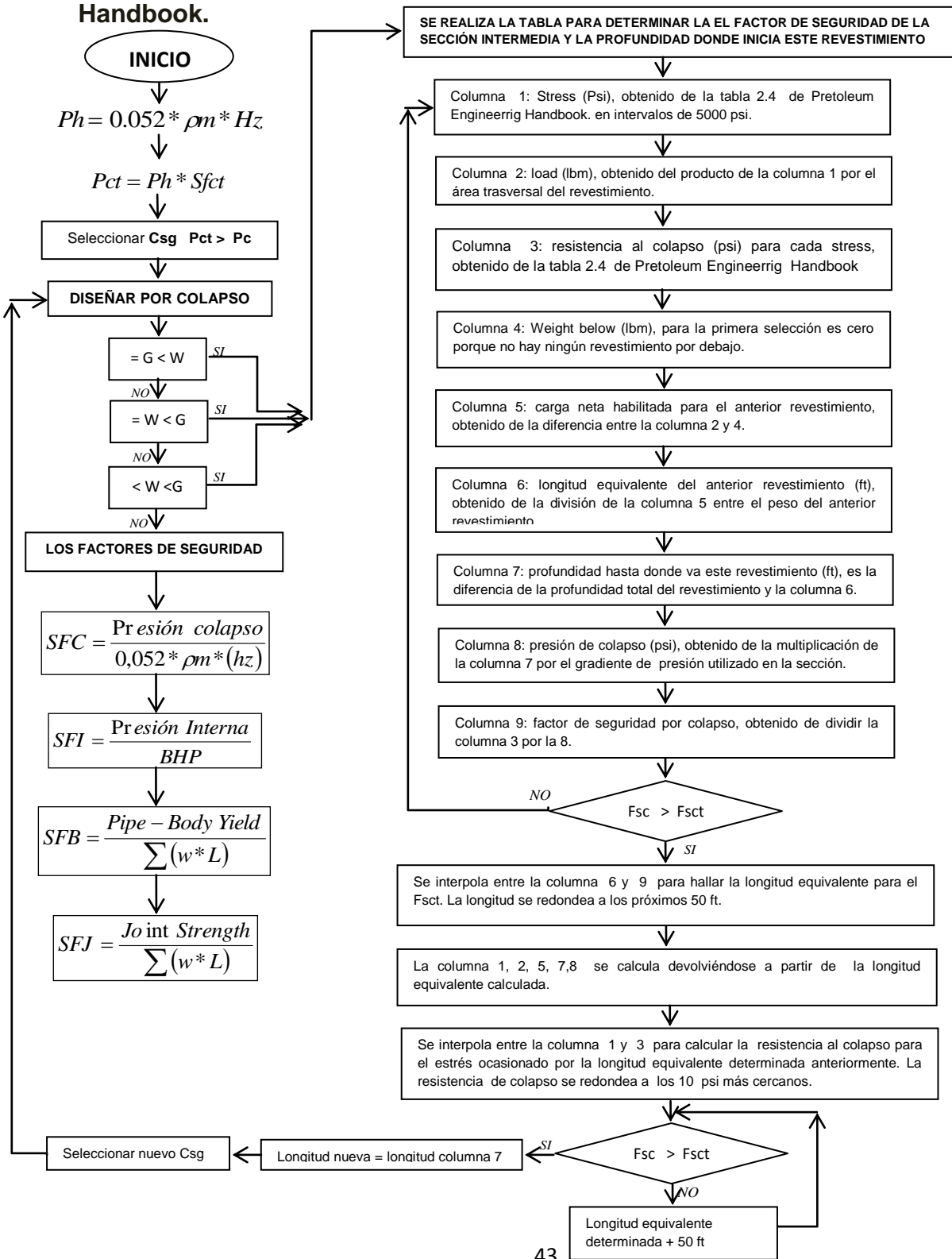


Figura 3.2. Diagrama de flujo del diseño del Petroleum Engineering Handbook.



4. OPTIMIZACIÓN EN EL DISEÑO DE REVESTIDORES

Para el desarrollo de la industria del petróleo, es muy importante mejorar los sistemas y procedimientos de explotación de hidrocarburos; por tal motivo se presentaran dos tipos de diseño de revestimiento para cada uno de los pozos, persiguiendo mejorar el impacto financiero en la selección de tubería de revestimiento. Para esto, se tomarán los datos del campo de aplicación, como estado mecánico final de cada uno de los pozos, y con base a esto se sobre diseñará, sin variar las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimientos.

Los diseños se calcularan con la longitud TVD.

4.1 DISEÑO DE REVESTIMIENTO PARA EL POZO CAFA-7.

4.1.1 Primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T.

Tabla 4.1 Primera propuesta: datos aplicados al pozo CAFA-7

Revestimiento	Hueco (pulg)	Profundidad (pies)	Altura hz (pies)	Φ CSG (in)	ρ lodo (lb/gal)	∇F	∇G	SFC	SFB	SFT
Conductor	26	1021	1018	20	9.1	0.5	0	1	1	1
Superficie	17 ½	8577	8575	13 3/8	9.7	0.51	0	0.6	1.06	2.45
Intermedio	12 ¼	13226	13191	9 5/8	10	0.55	0.1	1.03	0.82	2
Liner Intermedio	8 ½	16310	16165	7	12.6	0.55	0.16	1.01	5.45	8.1
Liner Productor	6	16660	16632	5	9.3	0.58	0.11	1.66	7.1	8

REVESTIMIENTO CONDUCTOR (Φ CSG= 20 ")

OD = 20 pulg

Densidad (ρ) = 9.1 lb/gal

Profundidad = 1018 ft

SFC = 1

$P_c = 481.72$ psi

Ecuación (1)

Seleccionar tubería de mayor P_c :

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo P_c , P_b y T.

Φ CSG= 20 "		H-40		BTC		
W	P_c	PB	T	Body Yield	ID	Drift
94	520	1530	1041000	1077000	19.124	18.936

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$=G < W$ No

$=W < G$ No

$< G < W$ No

No se cumple ninguna de las condiciones, entonces continuar diseño por BURST:

Evaluar P_{bx_1} y P_{bx_2} para $h=0$ ft.

$P_{bx_1} = 509.00$

Ecuación (10)

$P_{bx_2} = 3843.1$

Ecuación (11)

Como $Pbx_1 < Pbx_2$

Seleccionar Pbx_1 y calcular hx_1

$$hx_1 = -2157,65 \text{ ft}$$

Ecuación (12)

Como $hx(-)$, la tubería seleccionada para la primera sección resiste por Burst, hipotéticamente una columna de 2157,65 ft por encima del nivel de referencia cero (0) ft.

Longitud de la sección:

$$L = 1018 \text{ ft}$$

Verificar factores de seguridad:

$$SFC = 1.08 > 1$$

Ecuación (22)

$$SFB = 3.01 > 1$$

Ecuación (23)

$$SFT = 10.88 > 1$$

Ecuación (24)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

REVESTIMIENTO SUPERFICIE (Φ CSG= 13 3/8 ")

$$OD = 13.375 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 9.7 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 8575 \text{ ft}$$

$$SFC = 0.6$$

$$Pc = 2595.14 \text{ psi}$$

Ecuación (1)

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

Φ CSG= 13 3/8" C-75 BTC						
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
72	2600	5040	1598000	1558000	12.347	12.191

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

=G < W Si

=W < G

< G < W

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

Φ CSG= 13 3/8 " C-75 BTC						
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
68	2220	4710	1496000	1458000	12.415	12.259

Evaluar hasta qué profundidad sirve este revestimiento. Esta profundidad indica la altura hasta la cual se utilizará el primero con el objetivo de reducir costos.

$$h_{calculado} = 7335 \text{ ft} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Verificar si el revestimiento seleccionado a esta profundidad se encuentra en tensión o compresión, mediante el cálculo de cargas axiales.

$$T_{a1} = 4325.23 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (3)}$$

$$A_1 = 20.77 \text{ pulg}^2 \quad \text{Ecuación (4)}$$

$$A_2 = 19.45 \text{ pulg}^2 \quad \text{Ecuación (5)}$$

$$T_{a2} = -221.95 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (6)}$$

Como T_a (-), el revestimiento de la segunda sección en el tope se encuentra en tensión, y por lo tanto se corrigió la profundidad a la cual debe bajar este.

$$x = 0.06121 \quad \text{Ecuación (7)}$$

$$P_{cc} = 2180.91 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (8)}$$

$$\Delta h = 1239.55 \text{ ft} \quad \text{Ecuación (9)}$$

$h_{calculado}$	X	Y	P_{cc}	Δh	<25
7335	0.06121	0.98239	2180.91	1239.55	No
7206.30	0.06759	0.98020	2176.05	129.15	No
7190.24				16.06	Si

Seleccionar del **Anexo C. Tablas de factor de colapso** e interpolar Y:

	X	Y	
X1	0.06	0.983	Y1
X	0.06121	0.98239	Y
X2	0.062	0.982	Y2

	X	Y	
X1	0.066	0.981	Y1
X	0.06759	0.9802	Y
X2	0.068	0.98	Y2

La tubería por colapso aguanta desde la profundidad del zapato (hz) hasta 7190.24 ft.

Continuar diseño por BURST:

Evaluar Pbx_1 y Pbx_2 para $h=0$ ft.

$$Pbx_1 = 4373.25 \quad \text{Ecuación (10)}$$

$$Pbx_2 = 5540.22 \quad \text{Ecuación (11)}$$

Como $Pbx_1 < Pbx_2$ Seleccionar Pbx_1 y calcular hx_1

$$hx_1 = -139.07 \text{ ft} \quad \text{Ecuación (12)}$$

Como $hx(-)$, la tubería seleccionada para la primera sección resiste por BURST, hipotéticamente una columna de 139.07 ft por encima del nivel de referencia cero (0) ft.

Longitud de la primera sección:

$$hz = 8575 \text{ ft}$$

$$L = 7188 \text{ ft} \quad \text{Profundidad hasta la cual sube la primera sección.}$$

$$L = 8575 \text{ ft} - 7190 \text{ ft}$$

$$L = 1385 \text{ ft}$$

Longitud de la segunda sección:

$$L = 7190 \text{ ft} \quad \text{Hasta superficie (0 ft)}$$

Verificar factores de seguridad:

$$\text{SFC I} = 0.601 > 0.6 \quad \text{Ecuación (13)}$$

$$\text{SFC II} = 0.612 > 0.6 \quad \text{Ecuación (14)}$$

$$Pbx_{11} = 746.61 \quad \text{Ecuación (15)}$$

$$SFB \text{ I} = 6.75 > 1.06 \quad \text{Ecuación (16)}$$

$$Pbx_{12} = 4373.25 \quad \text{Ecuación (17)}$$

$$SFB \text{ II} = 1.08 > 1.06 \quad \text{Ecuación (18)}$$

$$T_{acumulado1} = 99720 \quad \text{Ecuación (19)}$$

$$SFT \text{ I} = 16.02 > 2.45 \quad \text{Ecuación (20)}$$

$$T_{acumulado2} = 588640 \quad \text{Ecuación (21)}$$

$$SFT \text{ II} = 2.54 > 2.45 \quad \text{Ecuación (22)}$$

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

REVESTIMIENTO SUPERFICIE (Φ CSG= 9 5/8 ")

$$OD = 9.625 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 10 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 13191 \text{ ft}$$

$$SFC = 1.03$$

$$Pc = 7065.10 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

Φ CSG= 9 5/8 "						
			S-95	BTC		
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
47	7100	8150	1311000	1289000	8.681	8.525

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

=G < W Si

=W < G

< G < W

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

Φ CSG= 9 5/8 "						
			S-95	BTC		
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
43.5	5600	7510	1213000	1193000	8.755	8.599

Evaluar hasta qué profundidad sirve este revestimiento. Esta profundidad indica la altura hasta la cual se utilizará el primero con el objetivo de reducir costos.

$$h_{calculado} = 10456 \text{ ft} \qquad \text{Ecuación (2)}$$

Verificar si el revestimiento seleccionado a esta profundidad se encuentra en tensión o compresión, mediante el cálculo de cargas axiales.

$$T_{a1} = 6859.32 \text{ psi} \qquad \text{Ecuación (3)}$$

$$A_1 = 13.57 \text{ pulg}^2 \qquad \text{Ecuación (4)}$$

$$A_2 = 12.56 \text{ pulg}^2 \qquad \text{Ecuación (5)}$$

$$T_{a2} = -3262.84 \text{ psi} \qquad \text{Ecuación (6)}$$

Como $T_a(-)$, el revestimiento de la segunda sección en el tope se encuentra en tensión, y por lo tanto se corrigió la profundidad a la cual debe bajar este.

$x = 0.10915$ Ecuación (7)

$P_{cc} = 5409.60 \text{ psi}$ Ecuación (8)

$\Delta h = 2735.44 \text{ ft}$ Ecuación (9)

$h_{calculado}$	X	Y	P_{cc}	Δh	<25
10456	0.10915	0.96600	5409.60	2735.44	No
10100.07	0.12177	0.96111	5382.24	355.49	No
10048.99	0.12378	0.96100	5381.60	51.08	No
10047.80				1.19	Si

Seleccionar del **Anexo C. Tablas de factor de colapso** e interpolar Y:

	X	Y	
X1	0.108	0.966	Y1
X	0.10915	0.966	Y
X2	0.11	0.966	Y2

	X	Y	
X1	0.12	0.962	Y1
X	0.12177	0.96111	Y
X2	0.122	0.961	Y2

	X	Y	
X1	0.122	0.961	Y1
X	0.12378	0.961	Y
X2	0.124	0.961	Y2

La tubería por colapso aguanta desde la profundidad del zapato (hz) hasta 10047.80 ft.

Continuar diseño por BURST:

Evaluar Pbx_1 y Pbx_2 para $h=0$ ft.

$$Pbx_1 = 5935.95 \quad \text{Ecuación (10)}$$

$$Pbx_2 = 8076.71 \quad \text{Ecuación (11)}$$

Como $Pbx_1 < Pbx_2$ Seleccionar Pbx_1 y calcular hx_1

$$hx_1 = -7672.83 \text{ ft} \quad \text{Ecuación (12)}$$

Como hx (-), la tubería seleccionada para la primera sección resiste por BURST, hipotéticamente una columna de 7672.83 ft por encima del nivel de referencia cero (0) ft.

Longitud de la primera sección:

$$hz = 13191 \text{ ft}$$

$$L = 10047 \text{ ft} \quad \text{Profundidad hasta la cual sube la primera sección.}$$

$$L = 13191 \text{ ft} - 10047 \text{ ft}$$

$$L = 3144 \text{ ft}$$

Longitud de la segunda sección:

$$L = 10047 \text{ ft} \quad \text{Hasta superficie (0 ft)}$$

Verificar factores de seguridad:

$$\text{SFC I} = 1.035 > 1.03 \quad \text{Ecuación (13)}$$

$$\text{SFC II} = 1.072 > 1.03 \quad \text{Ecuación (14)}$$

$$Pbx_{11} = 1716.21 \quad \text{Ecuación (15)}$$

$$SFB I = 4.75 > 0.82 \quad \text{Ecuación (16)}$$

$$Pbx_{12} = 5935.95 \quad \text{Ecuación (17)}$$

$$SFB II = 1.27 > 0.82 \quad \text{Ecuación (18)}$$

$$T_{acumulado1} = 147768 \quad \text{Ecuación (19)}$$

$$SFT I = 8.87 > 2 \quad \text{Ecuación (20)}$$

$$T_{acumulado2} = 584812 \quad \text{Ecuación (21)}$$

$$SFT II = 2.07 > 2 \quad \text{Ecuación (22)}$$

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

LINER INTERMEDIO Φ CSG= 7"

$$OD = 7 \text{ pulg} \quad \text{TOL} = 12892 \text{ ft (TVD)} \quad h = 3273 \text{ ft}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 12.6 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 16165 \text{ ft}$$

$$SFC = 1.01$$

$$Pc = 10697.22 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

Φ CSG= 7 "			P-110	BTC		
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
32	10780	11640	1053000	1025000	6.094	5.969

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$=G < W$ Si

$=W < G$

$< G < W$

Seleccionar del **Anexo B.** Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

Φ CSG= 7 "						
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
29	8530	11220	955000	929000	6.184	6.059

Evaluar hasta qué profundidad sirve este revestimiento. Esta profundidad indica la altura hasta la cual se utilizará el primero con el objetivo de reducir costos.

$h_{calculado} = 12890 \text{ ft}$ Ecuación (2)

El liner va colgado a 12892 ft y la base de la segunda tubería inicia en 12890 ft, lo que indica que solo se utiliza la primera tubería seleccionada.

Continuar diseño por BURST:

Evaluar Pbx_1 y Pbx_2 para TOL= 12892 ft

$Pbx_1 = 243.53$ Ecuación (26)

$Pbx_2 = -804.54$ Ecuación (28)

Como $Pbx_2 < Pbx_1$ Seleccionar Pbx_2 y calcular hx_2

$hx_2 = 7640.24 \text{ ft}$ Ecuación (29)

El liner seleccionado resiste por Burst hasta 7640.24 ft.

El diseño del liner intermedio termina y se utiliza para toda la sección, ya que este se va a colgar a 12892 ft (TOL).

Longitud de la primera sección:

$$hz=16165 \text{ ft}$$

$$TOL= 12892 \text{ ft}$$

$$L= 16165 \text{ ft} - 12892 \text{ ft}$$

$$L = 3273 \text{ ft}$$

Verificar factores de seguridad:

$$SFC I = 1.02 > 1.01 \quad \text{Ecuación (13)}$$

$$Pbx_{11} = 243.53 \quad \text{Ecuación (15)}$$

$$SFB I = 47.80 > 5.45 \quad \text{Ecuación (16)}$$

$$T_{acumulado1} = 104736.00 \quad \text{Ecuación (19)}$$

$$SFT I = 10.05 > 8.1 \quad \text{Ecuación (20)}$$

Los factores de seguridad rectificadoss son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

LINER INTERMEDIO (Φ CSG= 5")

$$OD = 5 \text{ pulg}$$

$$TOL= 15736\text{ft}$$

$$h= 896 \text{ ft}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 9.3 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 16632 \text{ ft}$$

$$SFC = 1.66$$

$$P_c = 13351.77 \text{ psi}$$

Ecuación (1)

Seleccionar tubería de mayor P_c :

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo P_c , P_b y T .

Φ CSG= 5 " P-110 BTC						
W	P_c	PB	T	Body Yield	ID	Drift
18	13470	13620	606000	580000	4.276	4.151

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$$=G < W \quad \text{Si}$$

$$=W < G$$

$$< G < W$$

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo P_c , P_b y T .

Φ CSG 5 "= P-110 BTC						
W	P_c	PB	T	Body Yield	ID	Drift
15	8850	11400	503000	481000	4.408	4.283

Evaluar hasta qué profundidad sirve este revestimiento. Esta profundidad indica la altura hasta la cual se utilizará el primero con el objetivo de reducir costos.

$$h_{\text{calculado}} = 11024 \text{ ft}$$

Ecuación (2)

El Liner va colgado a 15736 ft y la base de la segunda tubería inicia en 11024 ft, lo que indica que solo se utiliza la primera tubería seleccionada.

Verificar si el revestimiento resiste por Burst, solo se evaluará Pbx_1 ya que no se va a seguir perforando, por lo tanto no hay condiciones futuras para evaluar Pbx_2 .

TOL= 15736 ft

$$Pbx_1 = 1938.07 \quad \text{Ecuación (26)}$$

$$hx_1 = 15788.89 \text{ ft} \quad \text{Ecuación (12)}$$

El Liner seleccionado resiste por Burst hasta 15788.89 ft.

El diseño del liner intermedio termina y se utiliza para toda la sección, ya que este se va a colgar a 15736 ft (TOL).

Longitud de la sección:

$$hz = 16632 \text{ ft}$$

$$TOL = 15736 \text{ ft}$$

$$L = 16632 \text{ ft} - 15736 \text{ ft}$$

$$L = 896 \text{ ft}$$

Verificar factores de seguridad:

$$SFC I = 1.7 > 1.66 \quad \text{Ecuación (13)}$$

$$Pbx_1 = 1938.1 \quad \text{Ecuación (26)}$$

$$SFB = 7.2 > 7.1 \quad \text{Ecuación (24)}$$

$$T_{acumulado1} = 16128.0$$

Ecuación (27)

$$SFT I = 37.6 > 8$$

Ecuación (20)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

4.1.2 Segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Tabla 4.2 Segunda propuesta: datos aplicados al pozo CAFA-7

Revestimiento	Hueco (pul)	Profundidad (pies) (TVD)	Φ CSG (in)	ρ lodo (lb/gal)	SFC
Conductor	26	1018	20	9.1	1
Superficie	17 ½	8575	13 3/8	9.7	0.6
Intermedio	12 1/4	13191	9 5/8	10	1.03
Liner Intermedio	8 1/2	16165	7	12.6	1.01
Liner Productor	6	16632	5	9.3	1.66

REVESTIMIENTO CONDUCTOR ΦCSG= 20"

$$OD = 20 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 9.1 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 1018 \text{ ft}$$

$$P_h (TVD) = 481.72 \text{ psi}$$

Ecuación (32)

$$SFC = 1$$

$$P_c = 481.72 \text{ psi}$$

Ecuación (33)

Profundidad= 8575 ft

$P_h(TVD) = 4325.23$ psi

Ecuación (32)

SFC= 0.6

$P_c = 2595.14$ psi

Ecuación (33)

Seleccionar tubería de mayor P_c :

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 13 3/8"

C-75

BTC

Casing Properties						Safety factor			
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)	Fsc	FSBODY	FSI	FSJS
C-75	72	2600	1558000	5040	1598000	0.601	2.523	1.165	2.588

Factores de seguridad:

FSC = 0.601

Ecuación (34)

FSBODY = 2.523

Ecuación (35)

FSI = 1.165

Ecuación (36)

FSJS = 2.588

Ecuación (37)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

Para reducir costos se selecciona nueva tubería y se calcula hasta que profundidad resiste.

Calculo del segundo revestimiento:

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$$=G < W \quad \text{Si}$$

$$=W < G$$

$$< G < W$$

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 13 3/8" C-75 BTC

Propiedades de Casing					
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body- Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)
C-75	68	2220	1458000	4710	1496000

Seleccionar del **Anexo E**. Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial para revestimiento **C-75** y calcular hasta que el factor de seguridad de colapso se encuentre dentro del rango permitido.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
OD in 13 3/8"	Lbm 68	Grade C-75	Weight below	Net 68-lbm load availability for 72 lbm	equivalent 72 lbm	68 Lbm section bottom		
Axial load collapse								
Stress (psi)	load (lbm)	Collapse resistance (psi)	72 (lbm)	weight (lbm)	length (ft)	depth (ft)	Collapse pressure (psi)	safety factor
0	0	2220	0	0	0	8575	4325	0.513
5000	97225	2190	0	97225	1350	7225	3644	0.601
4999	97200	2190	0	97200	1350	7225	3644	0.601

factor de seguridad de colapso para el método	0.6	Ecuación (38)	
gradiente (factor del lodo)	0.50		
Área trasversal	19.445		
Longitud equivalente para el revestimiento de 72-lbm por interpolación	1258	se redondea a los próximos 50 ft	1300
resistencia al colapso por interpolación	2188	se redondea a 10 psi	2190

Interpolación para determinar la resistencia al colapso y la longitud de la primera tubería que cumpla con el factor de seguridad por colapso:

Safe-Factor	
Safe factor	length
0.518	0
0.606	1350
0.6	1258

Collapse pressure	
stress (psi)	Collapse pressure (psi)
0	2220
5000	2190
4999	2190

longitud final	1350	7225
Peso Final	97200	

Profundidad hasta donde sube la primera tubería.

Verificar factores de seguridad:

1) Joint Strength Safety Factor

Weight (lbm/ft)	Length (ft)	Weight (lbm)	Weight below top of section (lbm)	
72	1350	97200	97200	
68	7225	491300		588500

8575

Grade	Joint Strength table (lbf)	Safety factor
72	1598000	16.44
68	1496000	2.54

Ecuación (37)

2) Pipe-Body Yield Strength

Grade	Weight top (lbm)	Pipe Body- Yield Strength table (lbf)	Safety factor
72	97200	1558000	16.03
68	588500	1458000	2.48

Ecuación (35)

3) Internal-Yield-Pressure Safety Factors

Grade	Joint	Internal Pressure Resistance table (psi)	Pressure (psi)	Safety factor
72	buttress	5040	4325.23	1.17
68	buttress	4710	4325.23	1.09

Ecuación (36)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

REVESTIMIENTO INTERMEDIO (Φ CSG= 9 5/8 “)

Calculo del primer revestimiento:

$$OD = 9.625 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 10 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 13191 \text{ ft}$$

$$Ph (TDV) = 6859.32 \text{ psi} \qquad \text{Ecuación (32)}$$

$$Pc = 7065.10 \text{ psi} \qquad \text{Ecuación (33)}$$

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 9 5/8“	HC-95	BTC							
Casing Properties						Safety factor			
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)	Fsc	FSBODY	FSI	FSJS
HC-95	47	7100	1289000	8150	1311000	1.035	2.079	1.188	2.115

Verificar factores de seguridad:

$$FSC = 1.035 \qquad \text{Ecuación (34)}$$

$$FSBODY = 2.079 \qquad \text{Ecuación (35)}$$

$$FSI = 1.188 \qquad \text{Ecuación (36)}$$

$$FSJS = 2.115 \qquad \text{Ecuación (37)}$$

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

Para reducir costos se selecciona nueva tubería y se calcula hasta que profundidad resiste.

Calculo del segundo revestimiento

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

=G < W Si

=W < G

< G < W

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 9 5/8 "

HC-95

BTC

Casing Properties					
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)
HC-95	43.5	5600	1193000	7510	1213000

Seleccionar del **Anexo E**. **Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial para revestimiento HC-95** y calcular hasta que el factor de seguridad de colapso se encuentre dentro del rango permitido

1	2	3	4	5	6	7	8	9
OD in 9 5/8"	Lbm 43.5	Grade HC-95	Weight below	Net 43,5- lbm load availability for 47lbm	Equivalent 47 lbm	43.5 Lbm section bottom		
Axial load collapse								
Stress (psi)	Load (lbm)	Collapse resistance (psi)	47 (lbm)	Weight (lbm)	Length (ft)	Depth (ft)	Collapse pressure (psi)	Safety Factor
0	0	5600	0	0	0	13191	6859	0.816
5000	62795	5520	0	62795	1336	11855	6165	0.895
10000	125590	5420	0	125590	2672	10519	5470	0.991
15000	188385	5300	0	188385	4008	9183	4775	1.110
11788	148050	5380	0	148050	3150	10041	5221	1.030

Factor de seguridad de colapso para el método	1.03	Ecuación (38)	
Gradiente (factor del lodo)	0.52		
Área trasversal	12.559		
Longitud equivalente para el revestimiento de 47-lbm por interpolación	3110	se redondea a los próximo 50 ft	3150 ft
Resistencia al colapso por interpolación	5377	se redondea a 10 psi más cercano	5380 psi

Interpolación para determinar la resistencia al colapso y la longitud de la primera tubería que cumpla con el factor de seguridad por colapso:

Safe-Factor	
Safe factor	Length (ft)
0.991	2672
1.11	4008
1.03	3110

Pressure Collapse	
stress (psi)	Pressure Collapse (psi)
10000	5420
15000	5300
11788	5377

longitud final	3150 ft	10041 ft
Peso Final	148050 lbm	

Profundidad hasta donde sube la primera tubería.

Para reducir costos se selecciona nueva tubería y se calcula hasta que profundidad resiste.

Calculo del tercer revestimiento

Profundidad nueva= 10041 ft

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

=G < W Si

=W < G

< G < W

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 9 5/8 “ HC-95 BTC

Casing Properties					
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)
HC-95	40	6820	1088000	6820	1106000

Seleccionar del **Anexo E. Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial para revestimiento HC-95** y calcular hasta que el factor de seguridad de colapso se encuentre dentro del rango permitido.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
OD in 9 5/8"	Lbm 40.0	Grade HC-95	Weight below	Net 40- lbm load availability for 43,5lbm	Equivalent 43.5 lbm	40 Lbm section bottom		
Axial load collapse								
stress (psi)	load (lbm)	Collapse resistance(psi)	47 (lbm)	weight (lbm)	length (ft)	depth (ft)	Collapse pressure(psi)	safety factor
0	0	4230	148050	-148050	-3701	13742	7146	0.592
5000	57270	4170	148050	-90780	-2270	12311	6401	0.651
10000	114540	4090	148050	-33510	-838	10879	5657	0.723
15000	171810	4010	148050	23760	594	9447	4912	0.816
20000	229080	3910	148050	81030	2026	8015	4168	0.938
25000	286350	3800	148050	138300	3458	6584	3423	1.110
22704	260050	3850	148050	112000	2800	7241	3765	1.022
22878	262050	3850	148050	114000	2850	7191	3739	1.030

Factor de seguridad de colapso para el método	1.03	Ecuación (38)	
Gradiente (factor del lodo)	0.52		
Área trasversal	11.454		
Longitud equivalente para el revestimiento de 29-lbm por interpolación	2792	se redondea a los próximos 50 ft	2800 ft
Resistencia al colapso por interpolación	3851	se redondea 10 psi más cercano	3850 psi

Interpolación para determinar la resistencia al colapso y la longitud de la segunda tubería que cumpla con el factor de seguridad por colapso:

Safe-Factor	
Safe factor	Length (ft)
0.938	2026
1.11	3458
1.03	2792

Pressure collapse	
stress (psi)	Pressure collapse (psi)
20000	3910
25000	3800
22704	3851

longitud final	2850 ft	7191 ft
Peso Final	272025	

Profundidad hasta donde sube la segunda tubería.

Verificar factores de seguridad:

1) Joint Strength Safety Factor

Weight (lbm/ft)	Length (ft)	Weight (lbm)	Weight below top of section (lbm)		
40	7191	289640			561665
43.5	2850	123975		272025	
47	3150	148050	148050		

13191

Grade	Joint Strength table (lbf)	Safety factor
40	1106000	1.98
43.5	1213000	4.46
47	1311000	8.86

Ecuación (37)

2) Pipe-Body Yield Strength

Grade	Pipe Body- Yield Strength table (lbf)	Safety factor
40	1088000	1.94
43.5	1193000	4.39
47	1289000	8.71

Ecuación (35)

3) Internal-Yield-Pressure Safety Factors

Weight (lbm/ft)	Joint	Internal Pressure Resistance table (psi)	Pressure (psi)	Safety factor
40	BUTTRESS	6820	6859.32	0.99
43.5	BUTTRESS	7510	6859.32	1.09
47	BUTTRESS	8150	6859.32	1.19

Ecuación (36)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

LINER INTERMEDIO (Φ CSG= 7 “)

Calculo del primer revestimiento

$$OD = 7 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 12.6 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 16165 \text{ ft}$$

$$Ph = 10591.31 \text{ psi Ecuación (32)}$$

$$\text{SFC} = 1.01$$

$$Pc = 10697.22 \text{ psi Ecuación (33)}$$

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

CSG= 7 " P-110 BTC						Safety factor			
Casing Properties									
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)	FSC	FSBODY	FSI	FSJS
P-110	32	10780	1025000	12460	1053000	1.0178	1.982	1.176	2.036

Verificar factores de seguridad:

$$\text{FSC} = 1.0178 \text{ Ecuación (34)}$$

$$\text{FSBODY} = 21.982 \text{ Ecuación (35)}$$

$$FSI = 1.176$$

Ecuación (36)

$$FSJS = 2.036$$

Ecuación (37)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

Para reducir costos se selecciona nueva tubería y se calcula hasta que profundidad resiste.

Calculo del segundo revestimiento

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$$=G < W \quad \text{Si}$$

$$=W < G$$

$$< G < W$$

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 7 " P-110 BTC

Propiedades de Casing					
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)
P-110	29	8530	929000	11220	955000

Seleccionar del **Anexo E**. **Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial para revestimiento P-110** y calcular hasta que el factor de seguridad de colapso se encuentre dentro del rango permitido.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
OD in 7"	Lbm 29	Grade P-110	Weight below	Net 29- lbm load availability for 32 lbm	equivalent 32 lbm	29 Lbm section bottom		
Axial load collapse								
stress (psi)	load (lbm)	Collapse resistance (psi)	32 (lbm)	weight (lbm)	length (ft)	depth (ft)	Collapse pressure (psi)	safety factor
0	0	8530	0	0	0	16165	10591	0.805
5000	42245	8420	0	42245	1320	14845	9726	0.866
10000	84490	8290	0	84490	2640	13525	8861	0.936
15000	126735	8160	0	126735	3960	12205	7996	1.020
14582	123200	8170	0	123200	3850	12315	8069	1.013

Factor de seguridad de colapso para el método	1.01	
Gradiente (factor del lodo)	0.6552	
Área trasversal	8.449	
Longitud equivalente para el revestimiento de 32-lbm por interpolación	3803	se redondea a los próximos 50 ft
Resistencia al colapso por interpolación	8171	se redondea a los 10 psi mas cercano

Ecuación (38)

	3850 ft
	8170 psi

Interpolación para determinar la resistencia al colapso y la longitud de la primera tubería que cumpla con el factor de seguridad por colapso:

Safety factor	
Safety factor	Length (ft)
0.936	2640
1.02	3960
1.01	3803

Pressure Collapse	
stress (psi)	Pressure Collapse (psi)
10000	8290
15000	8160
14582	8171

longitud final	3850 ft	12315 ft
Peso Final	123200 lbm	

Profundidad hasta donde sube la primera tubería.

Debido a que la primera tubería sube hasta 12315 ft, se utilizará solo ésta.

LINER PRODUCTOR (Φ CSG= 5 ")

Calculo del primer revestimiento

$$OD = 5 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad} = 9.3 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 16632 \text{ ft}$$

$$Ph(TVD) = 8034.24 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (32)}$$

$$SFC = 1.66$$

$$Pc = 13351.77 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (33)}$$

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento.
Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 5 " P-110 BTC

Casing Properties						Safety factor			
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)	Fsc	FSBODY	FSI	FSJS
P-110	18	13470	580000	13940	606000	1.675	1.937	1.733	2.024

Verificar factores de seguridad:

$$FSC = 1.675 \quad \text{Ecuación (34)}$$

$$FSBODY = 1.937 \quad \text{Ecuación (35)}$$

$$FSI = 1.733 \quad \text{Ecuación (36)}$$

$$FSJS = 2.024 \quad \text{Ecuación (37)}$$

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

Para reducir costos se selecciona nueva tubería y se calcula hasta que profundidad resiste.

Calculo del segundo revestimiento

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

=G < W Si

=W < G

< G < W

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 5 " P-110 BTC

Casing Properties					
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)
P-110	15	8850	481000	11400	503000

Seleccionar del **Anexo E**. **Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial para revestimiento P-110** y calcular hasta que el factor de seguridad de colapso se encuentre dentro del rango permitido.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
OD in 5"	Lbm 15	Grade P-110	Weight below	Net 15-lbm load availability for 18 lbm	equivalent 18 lbm	15 Lbm section bottom		
Axial load collapse								
stress (psi)	load (lbm)	Collapse resistance (psi)	18 (lbm)	weight (lbm)	length (ft)	depth (ft)	Collapse pressure (psi)	safety factor
0	0	8850	0	0	0	16632	8043	1.100
5000	21870	8730	0	21870	1215	15417	7456	1.171
10000	43740	8600	0	43740	2430	14202	6868	1.252
15000	65610	8460	0	65610	3645	12987	6281	1.347
20000	87480	8300	0	87480	4860	11772	5693	1.458
25000	109350	8130	0	109350	6075	10557	5105	1.592
30000	131220	7940	0	131220	7290	9342	4518	1.757
27160	118800	8050	0	118800	6600	10032	4851	1.659
27366	119700	8050	0	119700	6650	9982	4827	1.668

factor de seguridad de colapso para esta sección	1.66		
gradiente (factor del lodo)	0.4836	Ecuación (38)	
Área trasversal	4.374		
Longitud equivalente para el revestimiento de 18-lbm por interpolación	6576	Se redondea a los próximos 50 ft	6600 ft
Resistencia al colapso por interpolación	8048	se redondea a los 10 psi más cercano	8050 psi

Interpolación para determinar la resistencia al colapso y la longitud de la primera tubería que cumpla con el factor de seguridad por colapso:

Safety factor	
Safety factor	Length (ft)
1.592	6075
1.757	7290
1.66	6576

Pressure collapse	
stress (psi)	Pressure collapse (psi)
25000	8130
30000	7940
27160	8048

longitud final	6650 ft	9982 ft
Peso Final	118800 lbm	

Profundidad hasta donde sube la primera tubería.

La tubería va colgada a 15746 ft y la base de la segunda tubería inicia en 9982 ft, lo que indica que solo se utiliza la primera tubería seleccionada.

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

4.2 DISEÑO DE REVESTIMIENTO PARA EL POZO CAFA-8.

4.2.1 Primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T.

Tabla 4.3 Primera propuesta: datos aplicados al pozo CAFA-8

Revestimiento	Hueco (pul)	Profundidad (pies)	Altura hz (pies)	ΦCSG (in)	ρ lodo (lb/gal)	∇F	∇G	SFC	SFB	SFT
Conductor	26	1020	1018	20	9.1	0.5	0	1	1	1
Superficie	17 ½	8431	8428	13 3/8	9.7	0.52	0	0.61	1.07	2.48
Intermedio	12 1/4	12700	12634	9 5/8	10.1	0.56	0.1	1.04	0.83	2.2
Liner Intermedio	8 1/2	16450	15960	7	12.4	0.56	0.15	1.01	5.24	6.9
Liner Productor	6	16860	16318	5	9.3	0.59	0.11	1.59	7.4	8.1

REVESTIMIENTO CONDUCTOR (Φ CSG= 20 ")

$$OD = 20 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 9.1 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 1018 \text{ ft}$$

$$\text{SFC} = 1$$

$$P_c = 481.72 \text{ psi}$$

Ecuación (1)

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

Φ CSG= 20 "			H-40	BTC		
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
94	520	1530	1041000	1077000	19.124	18.936

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$=G < W$ No

$=W < G$ No

$< G < W$ No

No se cumple ninguna de las condiciones, entonces continuar diseño por BURST:

Evaluar Pbx_1 y Pbx_2 para $h=0$ ft.

$$Pbx_1 = 519.18 \quad \text{Ecuación (10)}$$

$$Pbx_2 = 3769.93 \quad \text{Ecuación (11)}$$

Como $Pbx_1 < Pbx_2$ Seleccionar Pbx_1 y calcular hx_1

$$hx_1 = -2136.14 \text{ ft} \quad \text{Ecuación (12)}$$

Como $hx_1(-)$, la tubería seleccionada para la primera sección resiste por Burst, hipotéticamente una columna de 2136.14 ft por encima del nivel de referencia cero (0) ft.

Longitud de la sección:

$$L = 1018 \text{ ft}$$

Verificar factores de seguridad:

$$\text{SFC} = 1.08 > 1 \quad \text{Ecuación (23)}$$

$$\text{SFB} = 2.95 > 1 \quad \text{Ecuación (24)}$$

$$\text{SFT} = 10.88 > 1 \quad \text{Ecuación (25)}$$

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

REVESTIMIENTO SUPERFICIE (Φ CSG= 13 3/8 ")

$$OD = 13.375 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 9.7 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 8428 \text{ ft}$$

$$\text{SFC} = 0.61$$

$$P_c = 2593.16 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Seleccionar tubería de mayor P_c :

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo P_c , P_b y T.

Φ CSG= 13 3/8 " C-75 BTC						
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
72	2600	5040	1598000	1558000	12.347	12.191

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$$=G < W \quad \text{Si}$$

$$=W < G$$

$$< G < W$$

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

Φ CSG= 13 3/8 " C-75 BTC						
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
68	2220	4710	1496000	1458000	12.415	12.259

Evaluar hasta qué profundidad sirve este revestimiento. Esta profundidad indica la altura hasta la cual se utilizará el primero con el objetivo de reducir costos.

$$h_{calculado} = 7215 \text{ ft} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Verificar si el revestimiento seleccionado a esta profundidad se encuentra en tensión o compresión, mediante el cálculo de cargas axiales.

$$T_{a1} = 4251.08 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (3)}$$

$$A_1 = 20.77 \text{ pulg}^2 \quad \text{Ecuación (4)}$$

$$A_2 = 19.45 \text{ pulg}^2 \quad \text{Ecuación (5)}$$

$$T_{a2} = -197.98 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (6)}$$

Como $T_a(-)$, el revestimiento de la segunda sección en el tope se encuentra en tensión, y por lo tanto se corrigió la profundidad a la cual debe bajar este.

$$x = 0.05989 \quad \text{Ecuación (7)}$$

$$Pcc = 2182.26 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (8)}$$

$$\Delta h = 1212.81 \text{ ft} \quad \text{Ecuación (9)}$$

$h_{calculado}$	X	Y	Pcc_1	Δh	<25
7215	0.05989	0.98239	2182.26	1212.81	No
7092.54	0.06595	0.98100	2177.82	122.66	No
7078.11				14.43	Si

Seleccionar del **Anexo C. Tablas de factor de colapso** e interpolar Y:

	X	Y	
X1	0.058	0.983	Y1
X	0.05989	0.983	Y
X2	0.06	0.983	Y2

	X	Y	
X1	0.064	0.981	Y1
X	0.06595	0.981	Y
X2	0.066	0.981	Y2

La tubería por colapso aguanta desde la profundidad del zapato (hz) hasta 7078.11 ft.

Continuar diseño por BURST:

Evaluar Pbx_1 y Pbx_2 para $h=0$ ft.

$$Pbx_1 = 4382.56 \quad \text{Ecuación (10)}$$

$$Pbx_2 = 5400.04 \quad \text{Ecuación (11)}$$

$$\text{SFT I} = 16.44 > 2.48$$

Ecuación (20)

$$T_{\text{acumulado2}} = 578504$$

Ecuación (21)

$$\text{SFT II} = 2.59 > 2.48$$

Ecuación (22)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

REVESTIMIENTO SUPERFICIE (Φ CSG= 9 5/8 ")

$$OD = 9.625 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 9.7 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 8428 \text{ ft}$$

$$\text{SFC} = 0.61$$

$$P_c = 6900.79 \text{ psi}$$

Ecuación (1)

Seleccionar tubería de mayor P_c :

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo P_c , P_b y T .

Φ CSG= 9 5/8 "			S-95	BTC		
W	P_c	PB	T	Body Yield	ID	Drift
47	7100	8150	1311000	1289000	8.681	8.525

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$$=G < W \quad \text{Si}$$

$$=W < G$$

$$< G < W$$

Φ CSG= 9 5/8 " P-110 HC BTC

W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
43.5	5600	7510	1213000	1193000	8.755	8.599

Evaluar hasta qué profundidad sirve este revestimiento. Esta profundidad indica la altura hasta la cual se utilizará el primero con el objetivo de reducir costos.

$$h_{calculado} = 10253 \text{ ft} \qquad \text{Ecuación (2)}$$

Verificar si el revestimiento seleccionado a esta profundidad se encuentra en tensión o compresión, mediante el cálculo de cargas axiales.

$$T_{a1} = 6635.38 \text{ psi} \qquad \text{Ecuación (3)}$$

$$A_1 = 13.57 \text{ pulg}^2 \qquad \text{Ecuación (4)}$$

$$A_2 = 12.56 \text{ pulg}^2 \qquad \text{Ecuación (5)}$$

$$T_{a2} = -2176.07 \qquad \text{Ecuación (6)}$$

Como T_a (-), el revestimiento de la segunda sección en el tope se encuentra en tensión, y por lo tanto se corrigió la profundidad a la cual debe bajar este.

$$x = 0.09642 \qquad \text{Ecuación (7)}$$

$$P_{cc} = 5436.42 \text{ psi} \qquad \text{Ecuación (8)}$$

$$\Delta h = 2381.50 \text{ ft} \qquad \text{Ecuación (9)}$$

$h_{calculado}$	X	Y	P_{cc1}	Δh	<25
10253	0.09642	0.97079	5436.42	2381.50	No
9953.02	0.105662	0.96719	5416.26	299.49	No
9916.11	0.10708	0.96646	5412.19	36.90	No
9908.66				7.45	Si

Seleccionar del **Anexo C. Tablas de factor de colapso** e interpolar Y:

	X	Y	
X1	0.096	0.971	Y1
X	0.09642	0.97535	Y
X2	0.098	0.97	Y2

	X	Y	
X1	0.104	0.968	Y1
X	0.10562	0.96719	Y
X2	0.106	0.967	Y2

	X	Y	
X1	0.106	0.967	Y1
X	0.10708	0.96646	Y
X2	0.108	0.966	Y2

La tubería por colapso aguanta desde la profundidad del zapato (hz) hasta 9908.66 ft.

Continuar diseño por BURST:

Evaluar Pbx_1 y Pbx_2 para $h=0$ ft.

$$Pbx_1 = 5811.64$$

Ecuación (10)

$$Pbx_2 = 8139.46$$

Ecuación (11)

Como $Pbx_1 < Pbx_2$

Seleccionamos Pbx_1 y calcular hx_1

$$hx_1 = -8626.21 \text{ ft}$$

Como hx (-), la tubería seleccionada para la primera sección resiste por BURST, hipotéticamente una columna de 8626.21 ft por encima del nivel de referencia cero (0) ft.

Longitud de la primera sección:

$$hz = 12634 \text{ ft}$$

$$L = 9908 \text{ ft} \quad \text{Profundidad hasta la cual sube la primera sección.}$$

$$L = 12634 \text{ ft} - 9908 \text{ ft}$$

$$L = 2726 \text{ ft}$$

Longitud de la segunda sección:

$$L = 9908 \text{ ft} \quad \text{Hasta superficie (0 ft)}$$

Verificar factores de seguridad:

$$\text{SFC I} = 1.070 > 1.04 \quad \text{Ecuación (13)}$$

$$\text{SFC II} = 1.076 > 1.04 \quad \text{Ecuación (14)}$$

$$Pbx_{11} = 159876 \quad \text{Ecuación (15)}$$

$$\text{SFB I} = 5.10 > 0.83 \quad \text{Ecuación (16)}$$

$$Pbx_{12} = 5811.64 \quad \text{Ecuación (17)}$$

$$\text{SFB II} = 1.29 > 0.83 \quad \text{Ecuación (18)}$$

$$T_{acumulado1} = 128122 \quad \text{Ecuación (19)}$$

$$\text{SFT I} = 10.23 > 2.2 \quad \text{Ecuación (20)}$$

$$T_{acumulado2} = 559120 \quad \text{Ecuación (21)}$$

$$\text{SFT II} = 2.3 > 2.2 \quad \text{Ecuación (22)}$$

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

LINER INTERMEDIO (Φ CSG= 7")

$OD = 7$ pulg TOL= 12141 ft (TVD) $h = 3819$ ft

Densidad (ρ) = 12.4 lb/gal

Profundidad = 15960 ft

SFC = 1.01

$P_c = 10393.92$ psi Ecuación (1)

Seleccionar tubería de mayor P_c :

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo P_c , P_b y T .

Φ CSG= 7 "						
			P-110	BTC		
W	P_c	PB	T	Body Yield	ID	Drift
32	10780	12640	1053000	1025000	6.094	5.969

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

=G < W Si

=W < G

< G < W

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo P_c , P_b y T .

Φ CSG= 7 " P-110 BTC

W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
29	8530	11220	955000	929000	6.184	6.059

Evaluar hasta qué profundidad sirve este revestimiento. Esta profundidad indica la altura hasta la cual se utilizará el primero con el objetivo de reducir costos.

$$h_{calculado} = 13098 \text{ ft} \qquad \text{Ecuación (2)}$$

El Liner va colgado a 12141 ft y la base de la segunda tubería inicia en 13098 ft, lo que indica que solo se utiliza la primera tubería seleccionada.

Verificar si el revestimiento seleccionado a esta profundidad se encuentra en tensión o compresión, mediante el cálculo de cargas axiales.

$$T_{a1} = 10291.008 \text{ psi} \qquad \text{Ecuación (3)}$$

$$A_1 = 9.32 \text{ pulg}^2 \qquad \text{Ecuación (4)}$$

$$A_2 = 8.45 \text{ pulg}^2 \qquad \text{Ecuación (5)}$$

$$T_{a2} = -358.78 \qquad \text{Ecuación (6)}$$

Como T_a (-), el revestimiento de la segunda sección en el tope se encuentra en tensión, y por lo tanto se corrigió la profundidad a la cual debe bajar este.

$$x = 0.09859 \qquad \text{Ecuación (7)}$$

$$P_{cc} = 8271.60 \text{ psi} \qquad \text{Ecuación (8)}$$

$$\Delta h = 2862.07 \text{ ft} \qquad \text{Ecuación (9)}$$

$h_{calculado}$	X	Y	Pcc_1	Δh	<25
13098	0.09859	0.96971	8271.60	2862.07	No
12701.15	0.11225	0.96487	8230.37	396.77	No
12637.84	0.11443	0.96400	8222.92	63.31	No
12626.40				11.44	Si

Seleccionar del **Anexo C. Tablas de factor de colapso** e interpolar Y:

	X	Y	
X1	0.098	0.97	Y1
X	0.09859	0.96971	Y
X2	0.1	0.969	Y2

	X	Y	
X1	0.112	0.965	Y1
X	0.11225	0.96487	Y
X2	0.114	0.964	Y2

	X	Y	
X1	0.114	0.964	Y1
X	0.11443	0.964	Y
X2	0.116	0.964	Y2

La tubería por colapso aguanta desde la profundidad del zapato (hz) hasta 12626.40 ft.

Continuar diseño por BURST:

Evaluar Pbx_1 y Pbx_2 para TOL= 12141 ft.

$$Pbx_1 = 536.23$$

Ecuación (26)

$$Pbx_2 = 68.91$$

Ecuación (28)

Como $Pbx_2 < Pbx_1$ Seleccionar Pbx_2 y calcular hx_2
 $hx_2 = 8266.06$ ft Ecuación (29)

La tubería seleccionada para la segunda sección resiste por BURST, hipotéticamente una columna de 8266.06 ft.

Longitud de la primera sección:

$hz = 15960$ ft
 $L = 12626$ ft Profundidad hasta la cual sube la primera
 $L = 15960$ ft – 12626 ft
 $L = 3334$ ft

Longitud de la segunda sección:

$TOL = 12141$ ft
 $L = 12626$ ft
 $L = 12626$ ft – 12141 ft
 $L = 485$ ft Longitud < 500 ft, no cumple.

La longitud mínima de tubería según el método es de 500 ft, por lo tanto solo se usará para esta sección la primera tubería.

Verificar factores de seguridad:

$SFC I = 10.475 > 1.01$ Ecuación (13)

$Pbx_{11} = 296.2552$ Ecuación (15)

$SFB I = 42.058 > 5.24$ Ecuación (16)

$$T_{acumulado1} = 106688$$

Ecuación (19)

$$SFT I = 9.870 > 6.9$$

Ecuación (20)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

LINER INTERMEDIO (Φ CSG= 5")

$$OD = 5 \text{ pulg}$$

$$TOL = 15695 \text{ ft}$$

$$h = 623 \text{ ft}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 9.3 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 16318 \text{ ft}$$

$$SFC = 1.59$$

$$Pc = 12952.05 \text{ psi}$$

Ecuación (1)

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

Φ CSG= 5 "			P-110	BTC		
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
18	13470	13620	606000	580000	4.276	4.151

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$$=G < W \quad \text{Si}$$

$$=W < G$$

$$< G < W$$

Seleccionar del **Anexo B**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

Φ CSG= 5 " P-110 BTC						
W	Pc	PB	T	Body Yield	ID	Drift
15	8850	11400	503000	481000	4.408	4.283

Evaluar hasta qué profundidad sirve este revestimiento. Esta profundidad indica la altura hasta la cual se utilizará el primero con el objetivo de reducir costos.

$$h_{calculado} = 11150 \text{ ft} \qquad \text{Ecuación (2)}$$

El Liner va colgado a 15695 ft y la base de la segunda tubería inicia en 11150 ft, lo que indica que solo se utiliza la primera tubería seleccionada.

Verificar si el revestimiento resiste por Burst, solo se evaluará Pbx_1 ya que no se va a seguir perforando, por lo tanto no hay condiciones futuras para evaluar Pbx_2 .

$$TOL = 15695 \text{ ft}$$

$$Pbx_1 = 1724 \qquad \text{Ecuación (26)}$$

$$hx_1 = 15395.94 \text{ ft} \qquad \text{Ecuación (12)}$$

El liner seleccionado resiste por Burst hasta 15395.94 ft.

El diseño del liner productor termina y se utiliza para toda la sección, ya que este se va a colgar a 15695 ft (TOL).

Longitud de la sección:

$$hz = 16318 \text{ ft}$$

$$TOL = 15695 \text{ ft}$$

$$L = 16318 \text{ ft} - 15695 \text{ ft}$$

$$L = 623 \text{ ft}$$

Verificar factores de seguridad:

$$SFC I = 1.7 > 1.59$$

Ecuación (13)

$$Pbx_1 = 1724.1$$

Ecuación (26)

$$SFB I = 7.9 > 7.4$$

Ecuación (16)

$$T_{acumulado1} = 11214.0$$

Ecuación (27)

$$SFT I = 54.0 > 8.1$$

Ecuación (20)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

4.2.2 Segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Tabla 4.4 Segunda propuesta: datos aplicados al pozo CAFA-8

Revestimiento	Hueco (pul)	Profundidad (pies) (TVD)	Φ CSG (in)	ρ lodo (lb/gal)	SFC
Conductor	26	1018	20	9.1	1
Superficie	17 ½	8428	13 3/8	9.7	0.61
Intermedio	12 1/4	12634	9 5/8	10.1	1.04
Liner Intermedio	8 1/2	15960	7	12.4	1.01
Liner Productor	6	16318	5	9.3	1.59

REVESTIMIENTO CONDUCTOR (Φ CSG= 20 “)

$$OD = 20 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 9.1 \text{ lb/gal}$$

$$Ph (TVD) = 481.72 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (32)}$$

$$SFC = 1$$

$$Pc = 481.72 \text{ psi} \quad \text{Ecuación (33)}$$

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 20 "

H-40

BTC

Casing Properties						Safety factor			
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)	Fsc	FSBODY	FSI	FSJS
H-40	94	520	1077000	1530	1041000	1.079	11.255	3.176	10.879

Verificar factores de seguridad:

$FSC = 1.079$ Ecuación (34)

$FSBODY = 11.255$ Ecuación (35)

$FSI = 3.176$ Ecuación (36)

$FSJS = 10.879$ Ecuación (37)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

REVESTIMIENTO SUPERFICIE (Φ CSG= 13 3/8 ")

Calculo del primer revestimiento

$OD = 13.375$ pulg

Densidad (ρ)= 9.7

$Ph (TDV) = 4351.08$ psi Ecuación (32)

SFC= 0.61

$Pc = 2593.16$ psi Ecuación (33)

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 13 3/8 "						C-75	BTC		
Casing Properties						Safety factor			
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)	Fsc	FSBODY	FSI	FSJS
C-75	72	2600	1558000	5040	1598000	0.612	2.567	1.186	2.633

Verificar factores de seguridad:

$$FSC = 0.612$$

Ecuación (34)

$$FSBODY = 2.567$$

Ecuación (35)

$$FSI = 1.186$$

Ecuación (36)

$$FSJS = 2.633$$

Ecuación (37)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

Para reducir costos se selecciona nueva tubería y se calcula hasta que profundidad resiste.

Calculo del segundo revestimiento

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$$=G < W \quad \text{Si}$$

$$=W < G$$

$$< G < W$$

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 13 3/8 " C-75 BTC

Casing Properties					
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)
C-75	68	2220	1458000	4710	1496000

Seleccionar del **Anexo E**. Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial para revestimiento C-75 y calcular hasta que el factor de seguridad de colapso se encuentre dentro del rango permitido.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
OD in 13 3/8"	Lbm 68	Grade C-75	Weight below	Net 68-lbm load availability for 72 lbm	equivalent 72 lbm	68 Lbm section bottom		
Axial load collapse								
stress (psi)	load (lbm)	Collapse resistance (psi)	72 (lbm)	weight (lbm)	length (ft)	depth (ft)	Collapse pressure (psi)	safety factor
0	0	2220	0	0	0	8428	4251	0.522
5000	97225	2190	0	97225	1350	7078	3570	0.613
4999	97200	2190	0	97200	1350	7078	3570	0.613

Factor de seguridad de colapso para el método	0.61	Ecuación (38)	
Gradiente (factor del lodo)	0.50		
Área transversal	19.445		
Longitud equivalente para el revestimiento de 72-lbm por interpolación	1305	Se redondea a los próximos 50 ft	1350 ft
resistencia al colapso por interpolación	2190	Se redondea a los 10 psi más cercanos	2190 psi

Interpolación para determinar la resistencia al colapso y la longitud de la primera tubería que cumpla con el factor de seguridad por colapso:

Safety Factor	
Safety factor	Length (ft)
0.522	0
0.613	1350
0.61	1305

Pressure Collapse	
stress (psi)	Pressure collapse (psi)
0	2220
5000	2190
4999	2190

longitud final	1350 ft	7080 ft
Peso Final	97200 lbm	

Profundidad hasta donde sube la primera tubería.

Factores de seguridad:

1) Joint Strength Safety Factor

Weight (lbm/ft)	Length (ft)	weight (lbm)	weight below top of section (lbm)	
72	1350	97200	97200	
68	7078	481304		578504

8428

Weight (lbm/ft)	Joint Strength table (lbf)	Safety factor
72	1598000	16.44
68	1496000	2.59

Ecuación (37)

2) Pipe-Body Yield Strength

Weight (lbm/ft)	Weight top (lbm)	Pipe Body- Yield Strength table (lbf)	Safety factor
72	97200	1558000	16.03
68	578504	1458000	2.52

Ecuación (35)

3) Internal-Yield-Pressure Safety Factors

Weight (lbm/ft)	Joint	Internal Pressure Resistance table (psi)	Pressure (psi)	Safety factor
72	buttress	5040	4251.0832	1.19
68	buttress	4710	4251.0832	1.11

Ecuación (36)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

REVESTIMIENTO INTERMEDIO (Φ CSG= 9 5/8 ")

Calculo del primer revestimiento

$$OD = 9.625 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 10.1 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Profundidad} = 12634 \text{ ft}$$

$$Ph = 6635.384 \text{ psi}$$

Ecuación (32)

$$\text{SFC} = 1.04$$

$$Pc = 6900.79 \text{ psi}$$

Ecuación (33)

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ SG= 9 5/8"

HC-95

BTC

Casing Properties						Safety factor			
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)	Fsc	FSBODY	FSI	FSJS
HC-95	47	7100	1289000	8150	1311000	1.070	2.171	1.228	2.208

Verificar factores de seguridad:

$$FSC = 1.070$$

Ecuación (34)

$$FSBODY = 2.171$$

Ecuación (35)

$$FSI = 1.228$$

Ecuación (36)

$$FSJS = 2.208$$

Ecuación (37)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y esta bien elaborado.

Para reducir costos se selecciona nueva tubería y se calcula hasta que profundidad resiste.

Calculo del segundo revestimiento

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$$=G < W \quad \text{Si}$$

$$=W < G$$

$$< G < W$$

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

ΦCSG= 9 5/8 " HC-95 BTC

Casing Properties					
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body- Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)
HC-95	43.5	5600	1193000	7510	1213000

Seleccionar del **Anexo E. Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial para revestimiento HC-95** y calcular hasta que el factor de seguridad de colapso se encuentre dentro del rango permitido.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
OD in 9 5/8"	Lbm 43.5	Grade HC-95	Weight below	Net 43,5-lbm load availability for 47lbm	equivalent 47 lbm	43.5 Lbm section bottom		
Axial load collapse			47	weight	length	depth	Collapse pressure	safety factor
stress (psi)	load (lbm)	Collapse resistance (psi)	(lbm)	(lbm)	(ft)	(ft)	(psi)	
0	0	5600	0	0	0	12634	6635	0.844
5000	62795	5520	0	62795	1336	11298	5934	0.930
10000	125590	5420	0	125590	2672	9962	5232	1.036
15000	188385	5300	0	188385	4008	8626	4530	1.170
10291	129250	5410	0	129250	2750	9884	5191	1.042

factor de seguridad de colapso para el método	1.04	Ecuación (38)	
Gradiente (factor del lodo)	0.5252		
Área trasversal	12.559		
Longitud equivalente para el revestimiento de 47-lbm por interpolación	2712	Se redondea a los próximo 50 ft	2750 ft
Resistencia al colapso por interpolación	5413	Se redondea a los 10 psi más cercanos	5410 psi

Interpolación para determinar la resistencia al colapso y la longitud de la primera tubería que cumpla con el factor de seguridad por colapso:

Safety factor	
Safety factor	Length (ft)
1.036	2672
1.17	4008
1.04	2712

Pressure collapse	
Stress (psi)	Pressure collapse (psi)
10000	5420
15000	5300
10291	5413

longitud final	2750 ft	9884 ft
Peso Final	12950 lbm	

Profundidad hasta donde sube la primera tubería.

Para reducir costos se selecciona nueva tubería y se calcula hasta que profundidad resiste.

Calculo del tercer revestimiento

Profundidad nueva= 9884 ft

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

=G < W Si

=W < G

< G < W

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

ΦCSG= 9 5/8 " HC-95 BTC

Casing Properties					
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)
HC-95	40	6820	1088000	6820	1106000

Seleccionar del **Anexo E. Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial para revestimiento HC-95** y calcular hasta que el factor de seguridad de colapso se encuentre dentro del rango permitido.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
OD in 9 5/8"	Lbm 40.0	Grade HC-95	Weight below	Net 68-lbm load availability for 72 lbm	equivalent 43.5 lbm	40 lbm section bottom		
Axial load collapse								
stress (psi)	load (lbm)	collapse resistance (psi)	47 (lbm)	weight (lbm)	length (ft)	depth (ft)	collapse pressure (psi)	safety factor
0	0	4230	129250	-129250	-3231	13115	6888	0.614
5000	57270	4170	129250	-71980	-1800	11684	6136	0.680
10000	114540	4090	129250	-14710	-368	10252	5384	0.760
15000	171810	4010	129250	42560	1064	8820	4632	0.866
20000	229080	3910	129250	99830	2496	7388	3880	1.008
25000	286350	3800	129250	157100	3928	5957	3128	1.215
20888	239250	3890	129250	110000	2750	7134	3747	1.038
21063	241250	3890	129250	112000	2800	7084	3721	1.046

factor de seguridad de colapso para el método	1.04	Ecuación (38)	
gradiente (factor del lodo)	0.5252		
Área trasversal	11.454		
Longitud equivalente para el revestimiento de 43,5-lbm por interpolación	2717	se redondea a los próximos 50 ft	2750 ft
resistencia al colapso por interpolación	3890	se redondea a los 10 psi mas cercano	3890 psi

Interpolación para determinar la resistencia al colapso y la longitud de la segunda tubería que cumpla con el factor de seguridad por colapso:

Safety factor	
Safety factor	Length (ft)
1.008	2496
1.215	3928
1.04	2717

Pressure collapse	
Stress (psi)	Pressure collapse (psi)
20000	3910
25000	3800
20888	3890

longitud final	2800 ft	7084 ft
Peso Final	251050 lbm	

Profundidad hasta donde sube la segunda tubería.

Factores de seguridad:

1) Joint Strength Safety Factor

Weight (lbm/ft)	length (ft)	weight (lbm)	weight below top of section (lbm)		
40	7084	283360			534410
43.5	2800	121800		251050	
47	2750	129250	129250		

12634

Weight (lbm/ft)	Joint Strength tables (lbf)	Factor de seguridad
40	1106000	2.07
43.5	1213000	4.83
47	1311000	10.14

Ecuación (37)

2) Pipe-Body Yield Strength

Weight (lbm/ft)	Pipe Body- Yield Strength table (lbf)	Safety factor
40	1088000	2.04
43.5	1193000	4.75
47	1289000	9.97

Ecuación (35)

3) Internal-Yield-Pressure Safety Factors

Grade	Joint	Internal Pressure Resistance table (psi)	Pressure (psi)	Safety factor
40	BUTTRESS	6820	6635.37	1.03
43.5	BUTTRESS	7510	6635.37	1.13
47	BUTTRESS	8150	6635.37	1.23

Ecuación (36)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

LINER INTERMEDIO (Φ CSG= 7 ")

$$OD = 7 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 12.4 \text{ lb/gal}$$

$$Ph = 10291.01 \text{ psi}$$

Ecuación (32)

$$SFC = 1.01$$

$$Pc = 10393.92 \text{ psi}$$

Ecuación (33)

Seleccionar tubería de mayor Pc:

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento.

Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 7 "

P-110

BTC

Casing Properties						Safety factor			
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)	Fsc	FSBODY	FSI	FSJS
P-110	32	10780	1025000	12460	1053000	1.0475	2.007	1.211	2.062

Verificar factores de seguridad:

FSC = 1.0475 Ecuación (34)

FSBODY = 2.007 Ecuación (35)

FSI = 1.211 Ecuación (36)

FSJS = 2.062 Ecuación (37)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y esta bien elaborado.

Para reducir costos se selecciona nueva tubería y se calcula hasta que profundidad resiste.

Calculo del segundo revestimiento

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

=G < W Si

=W < G

< G < W

Seleccionar del **Anexo D.** Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG 7"= P-110 BTC

Casing Properties					
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)
P-110	29	8530	929000	11220	955000

Seleccionar del **Anexo E. Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial para revestimiento P-110** y calcular hasta que el factor de seguridad de colapso se encuentre dentro del rango permitido.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
OD in 7"	Lbm 29	Grade P-110	Weight below	Net 29-lbm load availability for 32lbm	equivalent 32 lbm	29 Lbm section bottom		
stress (psi)	load (lbm)	Collapse resistance (psi)	32 (lbm)	weight (lbm)	length (ft)	depth (ft)	Collapse pressure(psi)	safety factor
0	0	8530	0	0	0	15960	10291	0.829
5000	42245	8420	0	42245	1320	14640	9440	0.892
10000	84490	8290	0	84490	2640	13320	8589	0.965
15000	126735	8160	0	126735	3960	12000	7737	1.055
12499	105600	8230	0	105600	3300	12660	8163	1.008
12688	107200	8230	0	107200	3350	12610	8131	1.012

Factor de seguridad de colapso para el método	1.01	Ecuación (38)	
Gradiente (factor del lodo)	0.6448		
Área transversal	8.449		
Longitud equivalente para el revestimiento de 32-lbm por interpolación	3300	se redondea a los próximos 50 ft	3300 ft
Resistencia al colapso por interpolación	8225	se redondea a los 10 psi más cercano	8230 psi

Interpolación para determinar la resistencia al colapso y la longitud de la primera tubería que cumpla con el factor de seguridad por colapso:

Safety factor	
Safe factor	Length (ft)
0.965	2640
1.055	3960
1.01	3300

Collapse pressure	
stress (psi)	Collapse pressure (psi)
10000	8290
15000	8160
12499	8225

longitud final	3350 ft	12610 ft	Profundidad hasta donde sube la primera tubería.
Peso Final	107200		

Debido a que la primera tubería sube hasta 12610 ft, se utilizara otra tubería. Pero como:

$$TOL = 12141 \text{ ft}$$

$$L = 12610 \text{ ft} - 12141 \text{ ft}$$

$$L = 469 \text{ ft} \quad \text{Longitud} < 500 \text{ ft, no cumple.}$$

La longitud mínima de tubería según el método es de 500 ft, por lo tanto solo se usará para esta sección la primera tubería.

LINER PRODUCTOR (Φ CSG= 5 ")

Calculo del primer revestimiento

$$OD = 5 \text{ pulg}$$

$$\text{Densidad } (\rho) = 9.3$$

Profundidad = 16318 ft

$P_h = 7891.38 \text{ psi}$

Ecuación (32)

$P_c = 12547.30 \text{ psi}$

Ecuación (33)

Seleccionar tubería de mayor P_c :

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

$\Phi \text{ CSG} = 5 \text{ ''}$

P-110

BTC

Casing Properties						Safety factor			
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)	Fsc	FSBODY	FSI	FSJS
P-110	18	13470	580000	13940	606000	1.707	1.975	1.766	2.063

Verificar factores de seguridad:

$F_{SC} = 1.707$

Ecuación (34)

$F_{SBODY} = 1.975$

Ecuación (35)

$F_{SI} = 1.766$

Ecuación (36)

$F_{SJS} = 2.063$

Ecuación (37)

Los factores de seguridad calculados son mayores que los mínimos requeridos, no obstante el diseño sirve y está bien elaborado.

Para reducir costos se selecciona nueva tubería y se calcula hasta que profundidad resiste.

Calculo del segundo revestimiento

Seleccionar tubería de revestimiento según criterios:

$$=G < W \quad \text{Si}$$

$$=W < G$$

$$< G < W$$

Seleccionar del **Anexo D**. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Φ CSG= 5 " P-110 BTC

Casing Properties					
Grade	Weight (lbm/ft)	Collapse pressure (psi)	Pipe Body-Yield Strength (lbf)	Internal Pressure Resistance (psi)	Joint Strength (lbf)
P-110	15	8850	481000	11400	503000

Seleccionar del **Anexo E**. Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial para revestimiento P-110 y calcular hasta que el factor de seguridad de colapso se encuentre dentro del rango permitido.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
OD in 5"	Lbm 15	Grade P-110	Weight below	Net 15-lbm load availability for 18 lbm	equivalent 18 lbm	15 Lbm section bottom		
Axial load collapse						18	weight	length
stress (psi)	load (lbm)	Collapse resistance (psi)	(lbm)	(lbm)	(ft)	(ft)	(psi)	factor
0	0	8850	0	0	0	16318	7891	1.121
5000	21870	8730	0	21870	1215	15103	7304	1.195
10000	43740	8600	0	43740	2430	13888	6716	1.280
15000	65610	8460	0	65610	3645	12673	6129	1.380
20000	87480	8300	0	87480	4860	11458	5541	1.498
25000	109350	8130	0	109350	6075	10243	4954	1.641
23251	101700	8200	0	101700	5650	10668	5159	1.589
23457	102600	8200	0	102600	5700	10618	5135	1.597

Factor de seguridad de colapso para el método	1.59	Ecuación (38)	
Gradiente (factor del lodo)	0.4836		
Área transversal	4.374		
Longitud equivalente para el revestimiento de 18-lbm por interpolación	5642	se redondea a los próximo 50 ft	5650 ft
Resistencia al colapso por interpolación	8196	Se redondea a los 10 psi más cercano	8200 psi

Interpolación para determinar la resistencia al colapso y la longitud de la primera tubería que cumpla con el factor de seguridad por colapso:

Safety factor	
Safety factor	Length (ft)
1.498	4860
1.641	6075
1.59	5642

Pressure collapse	
stress (psi)	Pressure collapse (psi)
25000	8130
30000	7940
23251	8196

longitud final	5700
Peso Final	102600

Debido a que la primera tubería sube hasta 10618 ft, se utilizará solo la primera tubería.

5. RESULTADOS

5.1 RESULTADOS DE DISEÑO DE REVESTIMIENTO DEL POZO CAFA-7.

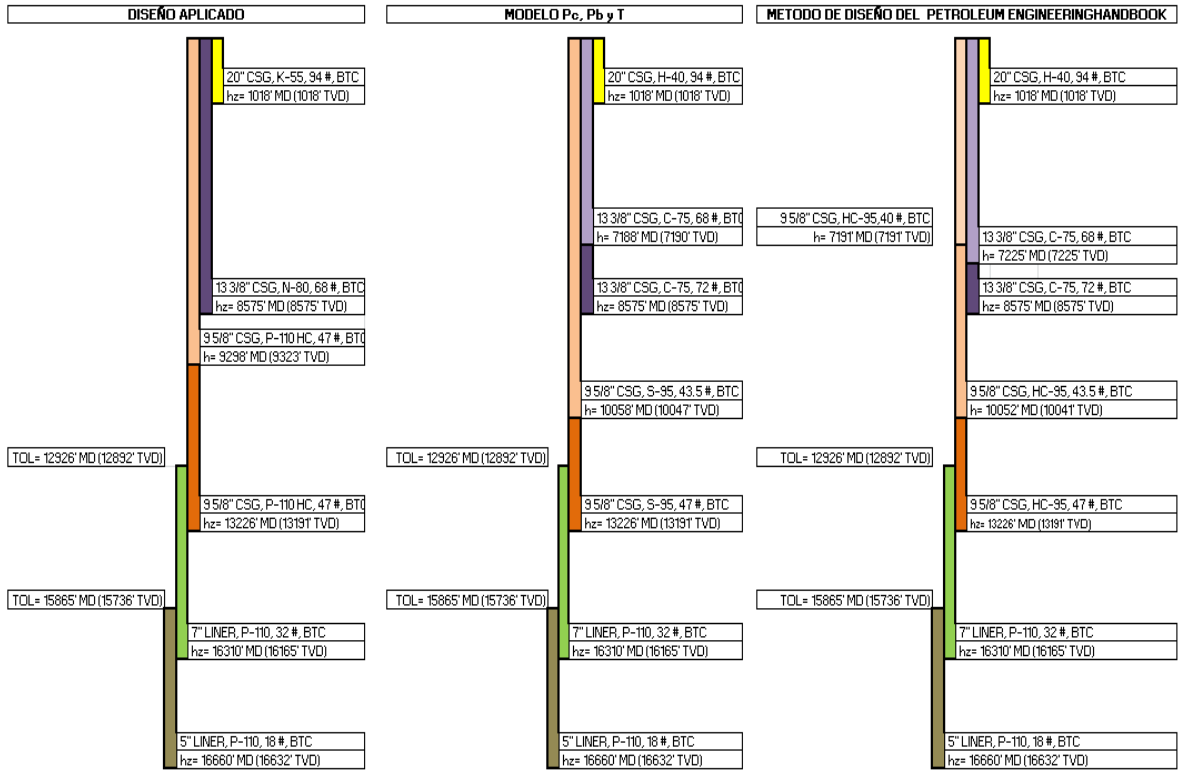


Figura 5.1. Resultados de diseño de revestimiento del pozo CAFA-7

5.2 RESULTADOS DE DISEÑO DE REVESTIMIENTO DEL POZO CAFA-8.

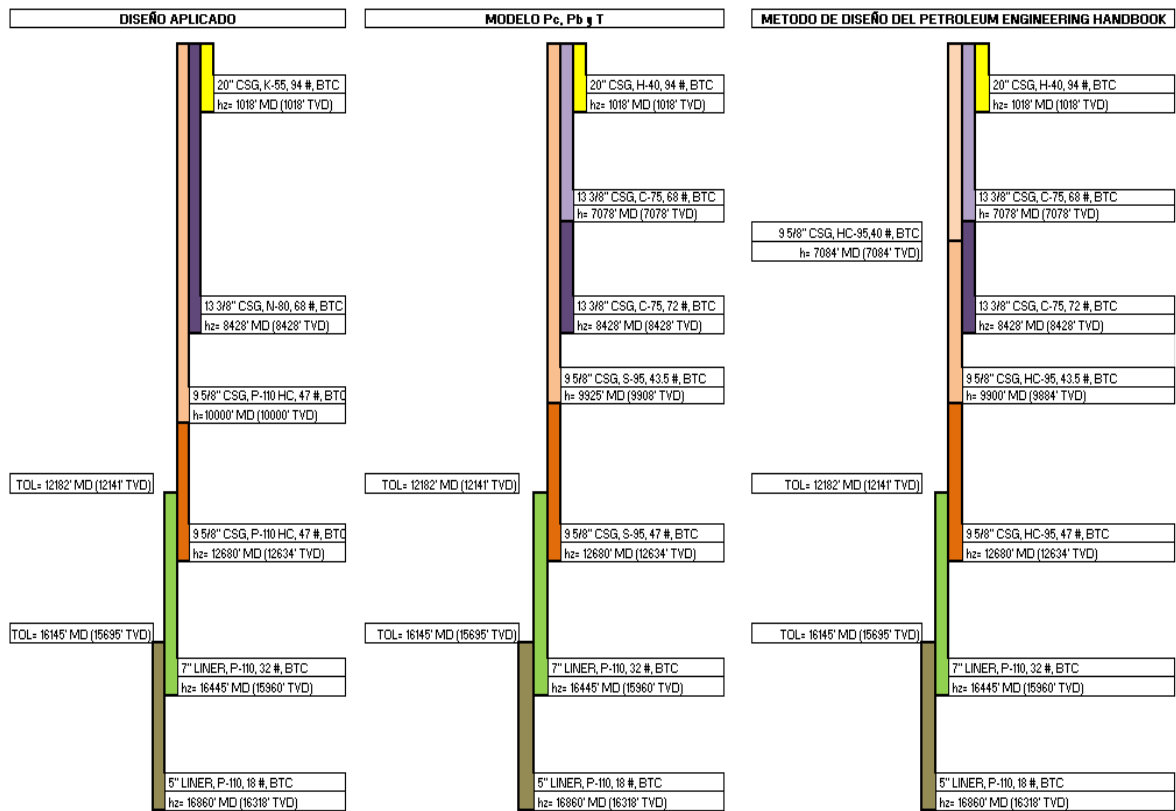


Figura 5.2 Resultado de diseño de revestimiento del pozo CAFA-8

6. ECONOMIA DE LA OPTIMIZACIÓN DE LOS REVESTIMIENTOS

La industria petrolera, como cualquier industria que compite, está, continuamente buscando medios para reducir costos, mejorar el rendimiento y disminuir el riesgo de todo proyecto.

Parte de los insumos que demanda un pozo, son los revestimientos, que se han convertido en uno de las piezas más costosas de un programa de perforación: los estudios han demostrado que el costo promedio aproximado varía del 15 al 30 % de la inversión total de un pozo bien terminado. Por lo tanto, una importante responsabilidad del ingeniero de perforación, es él de seleccionar un diseño de revestimiento menos costoso, que le permita perforar y operar con seguridad el pozo durante toda su vida.

Los ahorros que pueden lograrse a través de un diseño óptimo, así como el riesgo de fracaso de un diseño inadecuado, justifican un considerable esfuerzo de ingeniería en esta fase del programa de perforación.

Se analizará desde el punto de vista comparativo, una relación entre los costos de los programas de revestimiento existentes en el campo de aplicación y las propuestas.

Los costos de la tubería se harán con las longitudes MD, ya que indica la longitud total de cada una de las secciones de revestimiento.

6.1 COSTOS DE LOS REVESTIMIENTOS APLICADOS

Tabla 6.1 Costos de la Tubería de Revestimiento Aplicados para CAFA-7

Revestimiento	Diámetro (pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	Conexión	Costo (USD/pie)	Longitud (pies)	Costo Final USD
Conductor	20	K-55	94	BTC	71.18	1018	72466.13
Superficie	13.375	N-80	68	BTC	57.14	8575	489997.80
Intermedio	9.625	P-110 HC	47	BTC	53.10	3903	207236.03
	9.625	P-110	47	BTC	49.17	9323	458372.75
Liner intermedio	7	P-110	32	BTC	38.27	3384	129499.25
Liner productor	5	P-110	18	BTC	27.20	795	21624.64
TOTAL							1379197

Tabla 6.2 Costos de la Tubería de Revestimiento Aplicados para CAFA-8

Revestimiento	Diámetro (pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	Conexión	Costo (USD/pie)	Longitud (pies)	Costo Final USD
Conductor	20	K-55	94	BTC	71.18	1018	72466.13
Superficie	13.375	N-80	68	BTC	57.14	8428	481597.83
Intermedio	9.625	P-110 HC	47	BTC	53.10	2680	142298.89
	9.625	P-110	47	BTC	49.17	10000	491658.00
Liner intermedio	7	P-110	32	BTC	38.27	4263	163136.91
Liner productor	5	P-110	18	BTC	27.20	715	19448.57
TOTAL							1370606

6.2 COSTOS DE LOS REVESTIMIENTOS PROPUESTOS

A continuación se analizarán las propuestas con dos métodos de diseño de revestimiento para cada uno de los pozos (CAFA-7 y CAFA-8).

6.2.1 Costo de la tubería de revestimiento del pozo CAFA-7.

6.2.1.1 Primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T.

Tabla 6.3 Costos de la primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T, para CAFA-7.

Revestimiento	Diámetro (pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	Conexión	Costo (USD/pie)	Longitud (pies)	Costo Final U\$D
Conductor	20	H-40	94	BTC	69.70	1018	70952.26
Superficie	13.375	C-75	72	BTC	64.05	1385	88715.48
	13.375	C-75	68	BTC	61.49	7190	442083.62
Intermedio	9.625	S-95	47	BTC	48.29	3168	152992.22
	9.625	S-95	43.5	BTC	43.87	10058	441235.41
Liner intermedio	7	P-110	32	BTC	38.27	3384	129499.25
Liner productor	5	P-110	18	BTC	27.20	795	21624.64
TOTAL							1347103

6.2.1.2 Segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Tabla 6.4 Costos de la segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook, para CAFA-7.

Revestimiento	Diámetro (pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	Conexión	Costo (USD/pie)	Longitud (pies)	Costo Final U\$D
Conductor	20	H-40	94	BTC	69.70	1018	70952.26
Superficie	13.375	C-75	72	BTC	64.05	1350	86473.58
	13.375	C-75	68	BTC	61.49	7225	444235.63
Intermedio	9.625	HC-95	47	BTC	50.06	3174	158892.34
	9.625	HC-95	43.5	BTC	46.79	2861	133864.47
	9.625	HC-95	40	BTC	44.09	7191	317038.25
Liner intermedio	7	P-110	32	BTC	38.27	3384	129499.25
Liner productor	5	P-110	18	BTC	27.20	795	21624.64
TOTAL							1362580

6.2.2 Costo de la tubería de revestimiento del pozo CAFA-8.

6.2.2.1 Primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T.

Tabla 6.5 Costos de la primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T, para CAFA-8.

Revestimiento	Diámetro (pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	Conexión	Costo (USD/pie)	Longitud (pies)	Costo Final USD
Conductor	20	H-40	94	BTC	69.70	1018	70952.26
Superficie	13.375	C-75	72	BTC	64.05	1350	86473.58
	13.375	C-75	68	BTC	61.49	7078	435197.20
Intermedio	9.625	S-95	47	BTC	48.29	2755	133047.22
	9.625	S-95	43.5	BTC	43.87	9925	435400.82
Liner intermedio	7	P-110	32	BTC	38.27	4263	163136.91
Liner productor	5	P-110	18	BTC	27.20	715	19448.57
TOTAL							1343657

6.2.2.2 Segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

Tabla 6.6 Costos de la segunda propuesta: Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook, para CAFA-8.

Revestimiento	Diámetro (pulg)	Grado	Peso (lb/pie)	Conexión	Costo (USD/pie)	Longitud (pies)	Costo Final USD
Conductor	20	H-40	94	BTC	69.70	1018	70952.26
Superficie	13.375	C-75	72	BTC	64.05	1350	86473.58
	13.375	C-75	68	BTC	61.49	7078	435197.20
Intermedio	9.625	HC-95	47	BTC	50.0606	2780	139168.47
	9.625	HC-95	43.5	BTC	46.7894	2816	131758.95
	9.625	HC-95	40	BTC	44.0882	7084	312320.81
Liner intermedio	7	P-110	32	BTC	38.27	4263	163136.91
Liner productor	5	P-110	18	BTC	27.20	715	19448.57
TOTAL							1358457

6.3 CUADROS COMPARATIVOS DE COSTOS DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

A continuación se compara los costos de inversión de las tuberías de revestimiento y el porcentaje de inversión aplicado con los diseños propuestos.

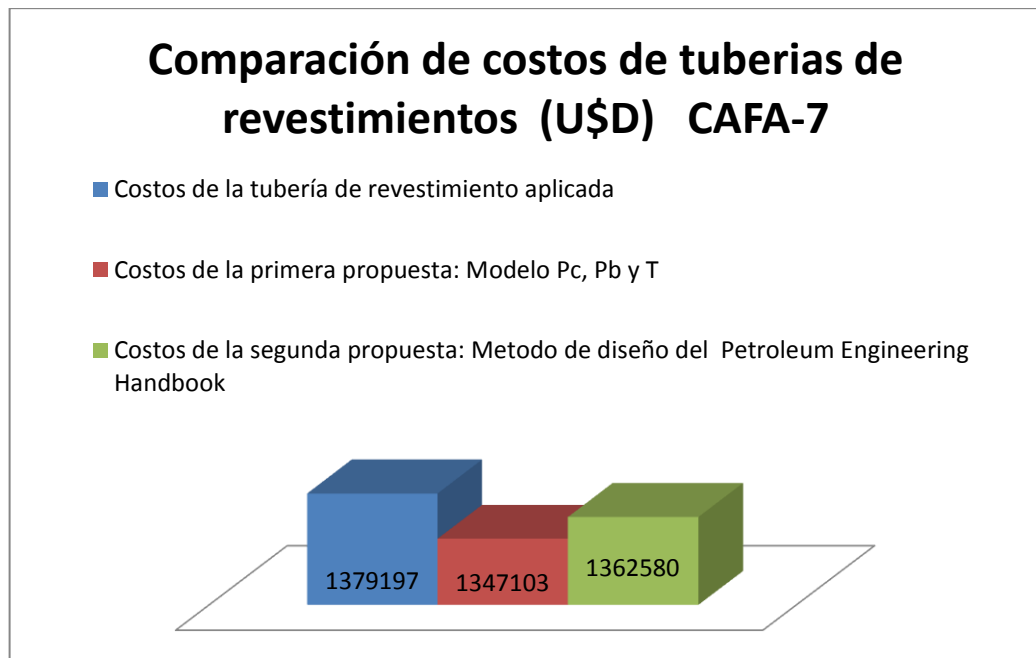


Figura 6.1 Costos de tubería de revestimiento del pozo CAFA-7

Comparación de costos de tuberías de revestimientos (U\$D) CAFA-8

- Costos de la tubería de revestimiento aplicada
- Costo de la primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T
- Costos de la segunda propuesta: Metodo de diseño del Petroleum Engineering Handbook

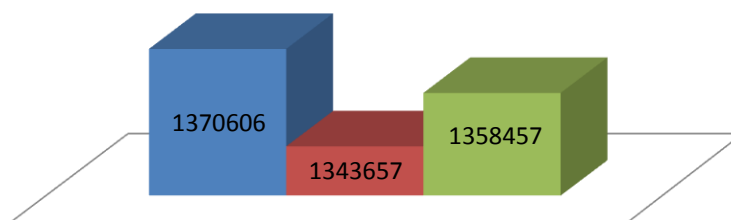


Figura 6.2 Costos de tubería de revestimiento del pozo CAFA-8

Comparación de % de inversión de tuberías de revestimientos CAFA-7

- % de inversión revestimiento aplicado
- % de inversión de la primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T
- % de inversión de la segunda propuesta: Metodo de diseño del Petroleum Engineering Handbook

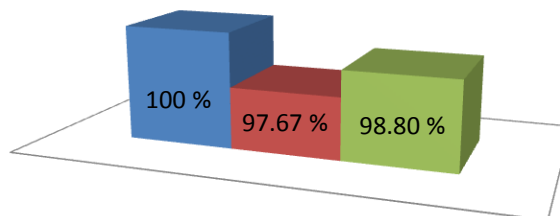


Figura 6.3 Comparación de % de inversión de tuberías de revestimientos CAFA-7

Comparación de % de inversión de tuberías de revestimientos CAFA-8

- % de inversión revestimiento aplicado
- % de inversión de la primera propuesta: Modelo Pc, Pb y T
- % de inversión de la segunda propuesta: Metodo de diseño del Petroleum Engineering Handbook

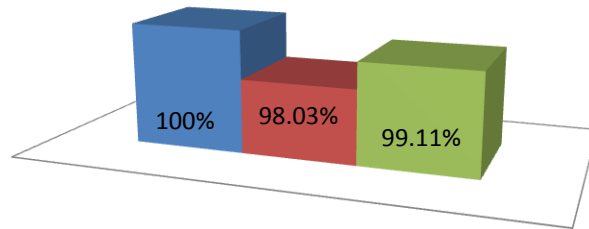


Figura 6.4 Comparación de % de inversión de tuberías de revestimientos CAFA-8

7. ANALISIS DE RESULTADOS

- Los diseños propuestos fueron calculados con los valores de asentamiento de los revestimientos, características y factores de seguridad reales, por lo tanto los resultados son confiables
- Los dos diseños propuestos reducen el costo de inversión en la tubería de revestimiento entre 0.89-2.33 %, que representa en precio varios miles de dólares.
- El revestimiento conductor de 20 pulgadas, para los diseños propuestos y el aplicado, es de solo una sola tubería y en la selección, dos grados cumplían con los factores de seguridad, sin embargo la economía favorecía al H-40 de 94 lbs/ft.
- El revestimiento de 13 3/8 pulgadas para ambos diseños propuestos, dio como resultados tubería de igual grado, pero de diferente profundidad de asentamiento.
- El revestimiento intermedio de 9 5/8 pulgadas, en ambos diseños propuestos tenemos como resultado tuberías de diferentes grados debido al uso de tablas diferentes a la hora de seleccionar estos, y contaba con otros grados que cumplían con las factores de seguridad.
- En los diseños propuestos, los Liners de 5 y 7 pulgadas, dos tuberías se colocarían con el propósito de disminuir costo, sin embargo no cumplían con la longitud mínima de 500 ft (TVD), por lo tanto se corrió solo una.

8. CONCLUSIONES

- Los diseños optimizados de las tuberías de revestimientos no ponen en riesgo la integridad del pozo, ni tampoco presentan alguna desventaja con respecto a los resultados del diseño aplicado.
- Se logró el objetivo, de diseñar de dos formas diferentes y reducir costos en la tubería de revestimiento.
- La metodología adoptada en esta investigación para la selección de tuberías de revestimiento es aplicable teóricamente a todos los campos petroleros en desarrollo.
- El modelo Pc, Pb y T, es el que más nos reduce costos, debido a que uno de sus propósitos es el de cumplir con los estándares de resistencia pero teniendo en cuenta el precio de la tubería.

9. RECOMENDACIONES

- Extender los estudios expuestos en esta tesis a otros campos petroleros, para poner en práctica la eficiencia de estos diseños y la integridad de los pozos.
- Buscar más métodos de diseño de revestimiento, con el objetivo de disminuir los costos de inversión de tuberías.

BIBLIOGRAFIA

ORDUZ PEREZ, Luis Humberto. Selección de Tuberías en Completamiento de Pozos. Curso de Completamiento de Pozos. Universidad Surcolombiana Neiva-Huila. 2010.

Howard B. Bradley. Petroleum Engineering Handbook. Casing, Tubing, and Line Pipe. Society of Petroleum Engineers. Richardson, TX USA. Tercera edición. ©Copyright 1987.

Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers. Richardson, TX USA. ©Copyright 1986.

Preston L. Moore. Drilling Practices Manual. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma USA. ©Copyright 1986.

SPECIFICATIONS SPEC 5A: SPECIFICATION FOR CASING, TUBING, END DRILL PIPE. Covers seamless steel drill pipe, and seamless and welded steel casing and tubing in various grades. Processes of Manufacture, chemical and physical requirements, methods of test, and dimensions are included.

BUL 5C3: BULLETIN OF FORMULAS AND CALCULATIONS FOR REVESTIMIENTO, TUBING, DRILL PIPE, AND LINE PIPE PROPERTIES. Provides formulas used in the calculations of various properties, also back ground information regarding their development and use.

WEATHERFORD. Completion Engineering Data Handbook for Completions, Remedial Stimulation, Workovers, & Fishing, Houston TX, USA. 2003.

ANEXOS

Anexo A. Ecuaciones

$$1) Pc = 0.052 * \rho * hz * SFC$$

$$2) h_{calculado} = \frac{Pc}{0.052 * \rho * SFC}$$

$$3) T_{a1} = 0.052 * \rho * hz$$

$$4) A_1 = \left(\frac{\pi}{4}\right) * (OD^2 - ID^2)$$

$$5) A_2 = \left(\frac{\pi}{4}\right) * (OD^2 - ID^2)$$

$$6) T_{a2} = \frac{(T_{a1} * A_1) - 0.052 * \rho * h_{calculado} * (A_1 - A_2) - W * (hz - h_{calculado})}{A_2}$$

$$7) x = \frac{W * (hz - h_{calculado})}{Body Yield}$$

$$8) Pcc = Pc * Y$$

$$9) \Delta h = hz - h_{calculado}$$

$$10) Pb_{x_1} = (\nabla F * hz) - \nabla G * (hz - 0) - 0.052 * \rho * 0$$

$$11) Pb_{x_2} = (0.052 * \rho n * hn) - \nabla G n * (hn - h) - 0.052 * \rho * h$$

$$12) hx_1 = \frac{hz * (\nabla F - \nabla G) - \left(\frac{PB}{SFB}\right)}{(0.052 * \rho) - \nabla G n}$$

$$13) SFC I = \frac{Pc}{0.052 * \rho * hz}$$

$$14) SFC II = \frac{Pc}{0.052 * \rho * h_{corregido}}$$

$$15) Pb_{x_{11}} = (\nabla F * hz) - \nabla G * (hz - h_{corregido}) - 0.052 * \rho * h_{corregido}$$

$$16) SFB I = PB / Pb_{x_{11}}$$

$$17) Pb_{x_{12}} = (\nabla F * hz) - \nabla G * (hz - 0) - 0.052 * \rho * 0$$

$$18) SFB \text{ II} = PB/Pb_{x_{12}}$$

$$19) T_{acumulado1} = W * (hz - hcorregido)$$

$$20) SFT \text{ I} = \frac{T}{T_{acumulado1}}$$

$$21) T_{acumulado2} = T_{acumulado1} + W * (hcorregido - 0)$$

$$22) SFT \text{ II} = \frac{T}{T_{acumulado2}}$$

$$23) SFC = \frac{Pc}{0.052 * \rho * h * SFC}$$

$$24) SFB = PB/Pb_{x_1}$$

$$25) SFT = \frac{T}{W * hz}$$

$$26) Pb_{x_1} = (\nabla F * hz) - \nabla G * (hz - TOL) - 0.052 * \rho * TOL$$

$$27) T_{acumulado1} = W * (hz - TOL)$$

$$28) Pb_{x_2} = (0.052 * \rho n * hn) - \nabla G n * (hn - TOL) - 0.052 * \rho * TOL$$

$$29) hx_2 = \frac{hz * (\nabla F - \nabla G) - \left(\frac{PB}{SFB}\right)}{(0.052 * \rho) - \nabla G n}$$

$$30) Pb_{x_{12}} = (\nabla F * hz) - \nabla G * (hz - TOL) - 0.052 * \rho * TOL$$

$$31) T_{acumulado2} = T_{acumulado1} + W * (hcorregido - TOL)$$

$$32) Ph = 0.052 * \rho * hz$$

$$33) Pc = Ph * SFC$$

$$34) SFC = \frac{\text{Presión colapso}}{0,052 * \rho m * (hz)}$$

$$35) SFB = \frac{\text{Pipe - Body Yield}}{\sum(w * L)}$$

$$36) SFI = \frac{\text{Presión Interna}}{BHP}$$

$$37) SFJS = \frac{\text{Joint Strength}}{\sum(w * L)}$$

$$38) \text{Gradiente de presión} = 0,052 * \rho$$

Anexo B. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Modelo Pc, Pb y T.

OD (inch)	Nominal Weight T & C (lbs/ft)	Grade	Collapse	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	ID (inch)	Drift Diameter (inch)	
				PE	STC	LTC	BTC				API	SP. DR.
5	13	J-55	4140	4870	169	182	252	208	0.253	4.494	4.369	
5	13	K-55	4140	4870	186	201	309	208	0.253	4.494	4.369	
5	15	J-55	5560	5700	207	223	293	241	0.296	4.408	4.283	
5	15	K-55	5560	5700	228	246	359	241	0.296	4.408	4.283	
5	15	L-80	7250	8290		295	379	350	0.296	4.408	4.283	
5	15	HCL-80	9380	8290		31	408	350	0.296	4.408	4.283	
5	15	N-80	7250	8290		311	396	350	0.296	4.408	4.283	
5	15	HCN-80	9380	8290		311	408	350	0.296	4.408	4.283	
5	15	S-95	9380	9840		342	441	416	0.296	4.408	4.283	
5	15	P-110	8850	11400		388	503	481	0.296	4.408	4.283	
5	15	V-150	10250	15540		497	651	656	0.296	4.408	4.283	
5	18	L-80	10500	10140		377	457	422	0.362	4.276	4.151	
5	18	HCL-80	11880	10140		396	492	422	0.362	4.276	4.151	
5	18	N-80	10500	10140		396	477	422	0.362	4.276	4.151	
5	18	HCN-80	11880	10140		396	492	422	0.362	4.276	4.151	
5	18	S-95	12040	12040		436	532	501	0.362	4.276	4.151	
5	18	P-110	13470	12040		495	606	580	0.362	4.276	4.151	
5	18	Q-125	14830	15840		535	661	659	0.362	4.276	4.151	
5	18	LS-140	16080	17740		594	735	738	0.362	4.276	4.151	
5	18	V-150	16860	19010		634	785	791	0.362	4.276	4.151	
5	21.4	L-80	12760	12240		466	510	501	0.437	4.126	4.001	
5	21.4	N-80	12760	12240		490	537	501	0.437	4.126	4.001	
5	21.4	P-110	17550	16820		613	671	689	0.437	4.126	4.001	
5	21.4	Q-125	19940	19120		662	724	783	0.437	4.126	4.001	
5	23.2	L-80	13830	13380		513	510	543	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	HCL-80	15820	13380		540	516	543	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	N-80	13830	13380		540	537	543	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	HCN-80	15820	13380		540	537	543	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	S-95	16430	15890		594	590	645	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	P-110	19020	18400		675	671	747	0.478	4.044	3.919	
5	23.2	Q-125	21620	20910		729	724	849	0.478	4.044	3.919	
5	24.1	L-80	14400	14000		538	510	566	0.5	4	3.875	
5	24.1	N-80	14400	14000		558	537	566	0.5	4	3.875	
5	24.1	P-110	19800	19250		708	671	778	0.5	4	3.875	
5	24.1	Q-125	22500	21880		765	724	884	0.5	4	3.875	
5	24.1	V-150	27000	26250		907	858	858	0.5	4	3.875	

OD (inch)	Nominal Weight T & C (lbs/ft)	Grade	Collapse	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	ID (inch)	Drift Diameter (inch)		Maximum Setting Depth
				PE	STC	LTC	BTC				API	SP. DR.	STC/ft
7	20	H-40	1970	2720	176			230	0.272	6.456	6.331		
7	20	J-55	2270	3740	234	257	373	316	0.272	6.456	6.331		
7	20	K-55											
7	20	WC-50*											
7	23	J-55	3270	4360	284	313	432	366	0.317	6.366	6.241	6.25	
7	23	K-55	3270	4360	309	341	522	366	0.317	6.366	6.241	6.25	
7	23	WC-50*	3110	4000*	261	287		333	0.317	6.366	6.241		
7	23	L-80	3830	6340		435	565	532	0.317	6.366	6.241	6.25	
7	23	HCL-80	5650	6340		435	614	532	0.317	6.366	6.241	6.25	
7	23	N-80	3830	6340		442	588	532	0.317	6.366	6.241	6.25	
7	23	HCN-80	5650	6340		485	614	532	0.317	6.366	6.241	6.25	
7	23	S-95	5650	7530		512	659	632	0.317	6.366	6.241	6.25	
7	23	P-110	4440	8720				732	0.317	6.241	6.241	6.25	
7	23	HCP-110	5710*	8720				732	0.317	6.241	6.241	6.25	
7	26	J-55	4320	4980	334	367	490	41	0.362	6.276	6.151		
7	26	K-55	4320	4980	364	401	592	415	0.362	6.276	6.151		
7	26	WC-50*	4060	4600*	306	337		377	0.362	6.276	6.151		
7	26	L-80	5410	7240		511	641	604	0.362	6.276	6.151		
7	26	HCL-80	7800	7240		570	696	604	0.362	6.276	6.151		
7	26	N-80	5410	7240		519	667	604	0.362	6.276	6.151		
7	26	HCN-80	7800	7240		570	696	604	0.362	6.276	6.151		
7	26	S-95	7800	8600		602	747	717	0.362	6.276	6.151		
7	26	HCP-110	7800	9950		693	853	830	0.362	6.276	6.151		
7	26	P-110	6230	9950		639	853	830	0.362	6.276	6.151		
7	29	L-80	7020	8160		587	718	676	0.408	6.184	6.059	6.125	
7	29	HCL-80	9200	8160		655	780	676	0.408	6.184	6.059	6.125	
7	29	N-80	7020	8160		597	746	676	0.408	6.184	6.059	6.125	
7	29	HCN-80	9200	8160		655	780	676	0.408	6.184	6.059	6.125	
7	29	S-95	9200	9690		692	836	803	0.408	6.184	6.059	6.125	
7	29	P-110	8530	11220		797	955	929	0.408	6.184	6.059	6.125	
7	29	HCP-110	9200	11220		797	955	929	0.408	6.184	6.059	6.125	
7	32	L-80	8610	9060		661	791	745	0.453	6.094	5.969	6	
7	32	HCL-80	10400	9060		738	832	745	0.453	6.094	5.969	6	
7	32	N-80	8610	9060		672	823	745	0.453	6.094	5.969	6	
7	32	HCN-80	10400	9060		738	860	745	0.453	6.094	5.969	6	
7	32	S-95	10400	10760		779	922	885	0.453	6.094	5.969	6	
7	32	P-110	10780	12460		897	1053	1025	0.453	6.094	5.969	6	
7	32	Q-125	11720	14160		996	1152	1165	0.453	6.094	5.969	6	
7	32	V-125	13020	16990		1180	1370	1398	0.453	6.094	5.969	6	
7	35	L-80	10180	9960		734	833	814	0.498	6.004	5.879		
7	35	HCL-80	11600	9960		819	832	814	0.498	6.004	5.879		
7	35	N-80	10180	9960		746	876	814	0.498	6.004	5.879		
7	35	HCN-80	11600	9960		819	876	814	0.498	6.004	5.879		
7	35	S-95	11650	11830		865	964	966	0.498	6.004	5.879		
7	35	P-110	13020	13700		996	1096	1119	0.498	6.004	5.879		
7	35	Q-125	14310	15560		1106	1183	1272	0.498	6.004	5.879		
7	35	V-125	16220	18680		1311	1402	1526	0.498	6.004	5.879		
7	38	L-80	11390	10800		801	832	877	0.54	5.92	5.795		
7	38	HCL-80	12700	10800		831	832	877	0.54	5.92	5.795		
7	38	N-80	11390	10800		814	876	877	0.54	5.92	5.795		
7	38	HCN-80	12700	10800		831	876	877	0.54	5.92	5.795		
7	38	S-95	13440	12830		944	964	1041	0.54	5.92	5.795		

7	38	P-110	15140	14850		1087	1096	1205	0.54	5.92	5.795		
7	38	Q-125	16750	16880		1207	1183	1370	0.54	5.92	5.795		
7	38	V-125	19240	20250		1430	1402	1644	0.54	5.92	5.795		
7	41	P-110	16990	16230		1111	1096	1307	0.59	5.82	5.695		
7	41	Q-125	19300	18440		1244	1183	1485	0.59	5.82	5.695		
7	41	V-125	22820	22130		1488	1402	1782	0.59	5.82	5.695		

OD (inch)	Nominal Weight T & C (lbs/ft)	Grade	Collapse	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	ID (inch)	Drift Diameter (inch)	
				PE	STC	LTC	BTC				API	SP. DR.
9.625	32.3	H-40	1370	2270	254			365	0.312	9.001	8.845	
9.625	32.3	WC-40	1370	2300*	241			365	0.312	9.001	8.845	
9.625	36	H-40	1720	2560	294			410	0.352	8.921	8.765	
9.625	36	J-55	2020	3520	394	453	639	564	0.352	8.921	8.765	
9.625	36	K-55	2020	3520	423	489	755	564	0.352	8.921	8.765	
9.625	36	HCK-55	2980	3520	526	605	829	564	0.352	8.921	8.765	
9.625	36	WC-50*	1930	3200*	361	415		513	0.352	8.921	8.765	
9.625	40	J-55	2570	3950	452	520	714	630	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	K-55	2570	3950	486	561	843	630	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	WC-50*	2480	3600*	414	476		573	0.395	8.835	8.679	
9.625	40	HCK-55	4230	3950	604	64	926	630	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	L-80	3090	5750		727	947	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	HCL-80	4230	5750		837	1042	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	N-80	3090	5750		737	979	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	HCN-80	4230	5750		837	1042	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	S-95	4230	6820		858	1106	1088	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	43.5	L-80	3810	6330		813	1038	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	HCL-80	5600	6330		936	1142	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	N-80	3810	6330		825	1074	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	HCN-80	5600	6330		936	1142	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	S-95	5600	7510		959	1213	1193	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	HCP-110	5600	8700		1106	1388	1381	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	47	HCL-80	7100	6870		1027	1234	1086	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	N-80	4760	6870		905	1161	1086	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	HCN-80	7100	6870		1027	1234	1086	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	S-95	7100	8150		1053	1311	1289	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	HCP-110	7100	9440		1213	1500	1493	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	P-110	5300	9440		1213	1500	1493	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	HCQ-125	7100	10730		1361	1650	1697	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	Q-125	5640	10730		1361	1650	1697	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	53.5	L-80	6620	7930		1047	1286	1244	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	HCL-80	8850	7930		1205	1414	1244	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	N-80	6620	7930		1062	1329	1244	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	HCN-80	8850	7930		1205	1414	1244	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	S-95	8850	9410		1235	1502	1477	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	HCP-110	8850	10900		1422	1718	1710	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	P-110	7950	10900		1422	1718	1710	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	HCQ-125	8850	12390		1595	1890	1943	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	Q-125	8440	12390		1595	1890	1943	0.545	8.535	8.379	8.5
9.625	53.5	V-150	8960	14860		1909	2251	2332	0.545	8.535	8.379	8.5

OD (inch)	Nominal Weight T & C (lbs/ft)	Grade	Collapse	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	ID (inch)	Drift Diameter (inch)	
				PE	STC	LTC	BTC				API	SP. DR.
13.375	48	H-40	740	1730	322		607	541	0.33	12.715	12.559	
13.375	48	WC-40	740	1700*	308			541	0.33	12.715	12.559	
13.375	54.5	J-55	1130	2730	514		909	853	0.38	12.615	12.459	
13.375	54.5	K-55	1130	2730	547		1038	853	0.38	12.615	12.459	
13.375	54.5	HCK-55	1400	2730	689		1194	853	0.38	12.615	12.459	
13.375	54.5	WC-50*	1110	2500*	470				0.38	12.615	12.459	
13.375	61	J-55	1540	3090	595		1025	962	0.43	15.515	12.359	
13.375	61	K-55	1540	3090	633		1169	962	0.43	15.515	12.359	
13.375	61	HCK-55	2040	3090	798		1345	962	0.43	15.515	12.359	
13.375	61	WC-50*	1490	2800*	544			874	0.43	15.515	12.359	
13.375	68	J-55	1950	3450	675		1140	1069	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	K-55	1950	3450	718		1300	1069	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	HCK-55	2850	3450	905		1496	1069	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	C-75	2220	4710	905		1496	1558	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	L-80	2260	5020	952		1545	1556	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	HCL-80	2910	5020	1093		1732	1556	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	N-80	2260	5020	963		1585	1556	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	HCN-80	2910	5020	1103		1732	1556	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	S-95	2910	5970	1125		1812	1847	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	HCP-110	2910	6910	1297		2079	2139	0.48	12.415	12.259	
13.375	68	P-110	2340	6910	1297		2079	2139	0.48	12.415	12.259	
13.375	72	C-75	2600	5040	978		1598	1558	0.514	12.347	12.191	
13.375	72	L-80	2670	5380	1029		1650	1661	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	HCL-80	3470	5380	1181		1850	1661	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	N-80	2670	5380	1040		1693	1661	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	HCN-80	3470	5380	1192		1850	1661	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	S-95	3470	6390	1215		1935	1973	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	HCP-110	3470	7400	1402		2221	2284	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	P-110	2890	7400	1402		2221	2284	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	HCQ-125	3470	8410	1577		2463	2596	0.514	12.347	12.191	12.25
13.375	72	Q-125	2880	8410	1577		2463	2596	0.514	12.347	12.191	12.25

OD (inch)	Nominal Weight T & C (lbs/ft)	Grade	Collapse	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	ID (inch)	Drift Diameter (inch)	
				PE	STC	LTC	BTC				API	SP. DR.
20	94	H-40	520	1530	581		1041	1077	0.438	19.124	18.936	
20	94	J-55	520	2110	783	907	1402	1480	0.438	19.124	18.936	
20	94	K-55	520	2110	824	955	1470	1480	0.438	19.124	18.936	
20	106.5	J-55	770	2410	913	1056	1595	1685	0.5	19	18.812	
20	106.5	K-55	770	2410	960	1113	1683	1685	0.5	19	18.812	
20	106.5	N-80	770	3500	1307	1514	2281	2450	0.5	19	18.812	
20	133	K-55	1500	3060	1253	1453	2123	2125	0.635	18.73	18.542	
20	133	L-80	1600	4450	1692	1958	2849	3091	0.635	18.73	18.542	
20	133	N-80	1600	4450	1707	1976	2877	3091	0.635	18.73	18.542	
20	169	K-55	2500	3910	1402	1732	2689	2692	0.812	18.376	18.188	
20	169	L-80	3020	5680	2202	2549	3610	3916	0.812	18.376	18.188	
20	169	N-80	3020	5680	2221	2573	3645	3916	0.812	18.376	18.188	

Fuente: API Casing Design

Anexo C. Tabla de factor de colapso.

X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
0.000	1.000	0.100	0.969	0.200	0.929	0.300	0.879	0.400	0.818	0.500	0.746
0.002	0.999	0.102	0.969	0.202	0.928	0.302	0.878	0.402	0.817	0.502	0.744
0.004	0.999	0.104	0.968	0.204	0.927	0.304	0.877	0.404	0.816	0.504	0.743
0.006	0.998	0.106	0.967	0.206	0.926	0.306	0.876	0.406	0.814	0.506	0.741
0.008	0.998	0.108	0.966	0.208	0.926	0.308	0.875	0.408	0.813	0.508	0.739
0.010	0.997	0.110	0.966	0.210	0.925	0.310	0.874	0.410	0.812	0.510	0.738
0.012	0.997	0.112	0.965	0.212	0.924	0.312	0.872	0.412	0.810	0.512	0.736
0.014	0.996	0.114	0.964	0.214	0.923	0.314	0.871	0.414	0.809	0.514	0.735
0.016	0.996	0.116	0.964	0.216	0.922	0.316	0.870	0.416	0.808	0.516	0.733
0.018	0.995	0.118	0.963	0.218	0.921	0.318	0.869	0.418	0.806	0.518	0.731
0.020	0.995	0.120	0.962	0.220	0.920	0.320	0.868	0.420	0.805	0.520	0.730
0.022	0.994	0.122	0.961	0.222	0.919	0.322	0.867	0.422	0.804	0.522	0.728
0.024	0.994	0.124	0.961	0.224	0.918	0.324	0.866	0.424	0.802	0.524	0.726
0.026	0.993	0.126	0.960	0.226	0.917	0.326	0.864	0.426	0.801	0.526	0.725
0.028	0.992	0.128	0.959	0.228	0.916	0.328	0.863	0.428	0.799	0.528	0.723
0.030	0.992	0.130	0.958	0.230	0.915	0.330	0.862	0.430	0.798	0.530	0.721
0.032	0.991	0.132	0.958	0.232	0.914	0.332	0.861	0.432	0.797	0.532	0.720
0.034	0.991	0.134	0.957	0.234	0.913	0.334	0.860	0.434	0.795	0.534	0.718
0.036	0.990	0.136	0.956	0.236	0.912	0.336	0.859	0.436	0.794	0.536	0.716
0.038	0.989	0.138	0.955	0.238	0.911	0.338	0.857	0.438	0.792	0.538	0.715
0.040	0.989	0.140	0.954	0.240	0.910	0.340	0.856	0.440	0.791	0.540	0.713
0.042	0.988	0.142	0.954	0.242	0.909	0.342	0.855	0.442	0.789	0.542	0.711
0.044	0.988	0.144	0.953	0.244	0.908	0.344	0.854	0.444	0.788	0.544	0.709
0.046	0.987	0.146	0.952	0.246	0.907	0.346	0.853	0.446	0.787	0.546	0.708
0.048	0.986	0.148	0.951	0.248	0.906	0.348	0.851	0.448	0.785	0.548	0.706
0.050	0.986	0.150	0.950	0.250	0.905	0.350	0.850	0.450	0.784	0.550	0.704
0.052	0.985	0.152	0.950	0.252	0.904	0.352	0.849	0.452	0.782	0.552	0.703
0.054	0.985	0.154	0.949	0.254	0.903	0.354	0.848	0.454	0.781	0.554	0.701
0.056	0.984	0.156	0.948	0.256	0.902	0.356	0.847	0.456	0.779	0.556	0.699
0.058	0.983	0.158	0.947	0.258	0.901	0.358	0.845	0.458	0.778	0.558	0.697
0.060	0.983	0.160	0.946	0.260	0.900	0.360	0.844	0.460	0.776	0.560	0.696
0.062	0.982	0.162	0.946	0.262	0.899	0.362	0.843	0.462	0.775	0.562	0.694
0.064	0.981	0.164	0.945	0.264	0.898	0.364	0.842	0.464	0.773	0.564	0.692
0.066	0.981	0.166	0.944	0.266	0.897	0.366	0.840	0.466	0.772	0.566	0.690
0.068	0.980	0.168	0.943	0.268	0.896	0.368	0.839	0.468	0.770	0.568	0.689
0.070	0.980	0.170	0.942	0.270	0.895	0.370	0.838	0.470	0.769	0.570	0.687
0.072	0.979	0.172	0.941	0.272	0.894	0.372	0.837	0.472	0.767	0.572	0.685
0.074	0.978	0.174	0.941	0.274	0.893	0.374	0.835	0.474	0.766	0.574	0.683
0.076	0.978	0.176	0.940	0.276	0.892	0.376	0.834	0.476	0.764	0.576	0.681
0.078	0.977	0.178	0.939	0.278	0.891	0.378	0.833	0.478	0.763	0.578	0.679
0.080	0.976	0.180	0.938	0.280	0.890	0.380	0.831	0.480	0.761	0.580	0.678
0.082	0.976	0.182	0.937	0.282	0.889	0.382	0.830	0.482	0.760	0.582	0.676
0.084	0.975	0.184	0.936	0.284	0.888	0.384	0.829	0.484	0.758	0.584	0.674
0.086	0.974	0.186	0.935	0.286	0.887	0.386	0.828	0.486	0.757	0.586	0.672
0.088	0.974	0.188	0.935	0.288	0.886	0.388	0.826	0.488	0.755	0.588	0.670
0.090	0.973	0.190	0.934	0.290	0.885	0.390	0.825	0.490	0.754	0.590	0.668
0.092	0.972	0.192	0.933	0.292	0.884	0.392	0.824	0.492	0.752	0.592	0.667
0.094	0.971	0.194	0.932	0.294	0.882	0.394	0.823	0.494	0.750	0.594	0.665
0.096	0.971	0.196	0.931	0.296	0.881	0.396	0.821	0.496	0.749	0.596	0.663
0.098	0.970	0.198	0.93	0.298	0.88	0.398	0.82	0.498	0.747	0.598	0.661

Fuente: Applied Drilling Engineering

Anexo D. Tablas para selección de tuberías de revestimiento. Método de diseño del Petroleum Engineering Handbook.

2-4

PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OD (in.)	Nominal Weight and Coupling (lbm/ft)	Grade	Wall Thickness (in.)	ID (in.)	Threaded and Coupled			Extreme Line		Collapse Resistance (psi)	Pipe-Body Yield Strength (1,000 lbf)
					Drift Diameter (in.)	OD of Coupling (in.)	OD Special Clearance Coupling (in.)	Drift Diameter (in.)	OD of Box Power-tight (in.)		
4½	9.50	H-40	0.205	4.090	3.965	5.000	—	—	—	2,760	111
	9.50	J-55	0.205	4.090	3.965	5.000	—	—	—	3,310	152
	10.50	J-55	0.224	4.052	3.927	5.000	4.875	—	—	4,010	165
	11.60	J-55	0.250	4.000	3.875	5.000	4.875	—	—	4,960	184
	9.50	K-55	0.205	4.090	3.965	5.000	—	—	—	3,310	152
	10.50	K-55	0.224	4.052	3.927	5.000	4.875	—	—	4,010	165
	11.60	K-55	0.250	4.000	3.875	5.000	4.875	—	—	4,960	184
	11.60	C-75	0.250	4.000	3.875	5.000	4.875	—	—	6,100	250
	13.50	C-75	0.290	3.920	3.795	5.000	4.875	—	—	8,140	288
	11.60	L-80	0.250	4.000	3.875	5.000	4.875	—	—	6,350	267
	13.50	L-80	0.290	3.920	3.795	5.000	4.875	—	—	8,540	307
	11.60	N-80	0.250	4.000	3.875	5.000	4.875	—	—	6,350	267
	13.50	N-80	0.290	3.920	3.795	5.000	4.875	—	—	8,540	307
	11.60	C-90	0.250	4.000	3.875	5.000	4.875	—	—	6,820	300
	13.50	C-90	0.290	3.920	3.795	5.000	4.875	—	—	9,300	345
	11.60	C-95	0.250	4.000	3.875	5.000	4.875	—	—	7,030	317
	13.50	C-95	0.290	3.920	3.795	5.000	4.875	—	—	9,660	364
	11.60	HC-95	0.250	4.000	3.875	5.000	4.875	—	—	8,650	317
	13.50	HC-95	0.290	3.920	3.795	5.000	4.875	—	—	10,380	364
	15.10	HC-95	0.337	3.826	3.701	5.000	4.875	—	—	12,330	419
	11.60	P-110	0.250	4.000	3.875	5.000	4.875	—	—	7,580	367
	13.50	P-110	0.290	3.920	3.795	5.000	4.875	—	—	10,680	422
	15.10	P-110	0.337	3.826	3.701	5.000	4.875	—	—	14,350	485
	15.10	Q-125	0.337	3.826	3.701	5.000	4.875	—	—	15,840	551
	16.60	Q-125	0.375	3.750	3.625	5.000	4.875	—	—	19,100	608
	19.10	Q-125	0.437	3.626	3.501	5.000	4.875	—	—	21,920	697
	15.10	V-150	0.337	3.826	3.701	5.000	4.875	—	—	18,110	661
	16.60	V-150	0.375	3.750	3.625	5.000	4.875	—	—	22,330	729
19.10	V-150	0.437	3.626	3.501	5.000	4.875	—	—	26,300	837	
5	11.50	J-55	0.220	4.560	4.435	5.563	—	—	—	3,060	182
	13.00	J-55	0.253	4.494	4.369	5.563	5.375	—	—	4,140	208
	15.00	J-55	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	4.151	5.360	5,560	241
	11.50	K-55	0.220	4.560	4.435	5.563	—	—	—	3,060	182
	13.00	K-55	0.253	4.494	4.369	5.563	5.375	—	—	4,140	208
	15.00	K-55	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	4.151	5.360	5,560	241
	15.00	C-75	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	4.151	5.360	6,940	328
	18.00	C-75	0.362	4.276	4.151	5.563	5.375	4.151	5.360	9,960	396
	21.40	C-75	0.437	4.126	4.001	5.563	5.375	—	—	11,970	470
	23.20	C-75	0.478	4.044	3.919	5.563	5.375	—	—	12,970	509
	24.10	C-75	0.500	4.000	3.875	5.563	5.375	—	—	13,500	530
	15.00	L-80	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	4.151	5.360	7,250	350
	18.00	L-80	0.362	4.276	4.151	5.563	5.375	4.151	5.360	10,500	422
	21.40	L-80	0.437	4.126	4.001	5.563	5.375	—	—	12,760	501
	23.20	L-80	0.478	4.044	3.919	5.563	5.375	—	—	13,830	543
	24.10	L-80	0.500	4.000	3.875	5.563	5.375	—	—	14,400	566
	15.00	N-80	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	4.151	5.360	7,250	350
	18.00	N-80	0.362	4.276	4.151	5.563	5.375	4.151	5.360	10,500	422
	21.40	N-80	0.437	4.126	4.001	5.563	5.375	—	—	12,760	501
	23.20	N-80	0.478	4.044	3.919	5.563	5.375	—	—	13,830	543
	24.10	N-80	0.500	4.000	3.875	5.563	5.375	—	—	14,400	566
	15.00	C-90	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	4.151	5.366	7,840	394
	18.00	C-90	0.362	4.276	4.151	5.563	5.375	4.151	5.366	11,530	475
	21.40	C-90	0.437	4.126	4.001	5.563	5.375	—	—	14,360	564
	23.20	C-90	0.478	4.044	3.919	5.563	5.375	—	—	15,560	611
	24.10	C-90	0.500	4.000	3.875	5.563	5.375	—	—	16,200	636

*Non-API weights and grades.

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

Plain End or Extreme Line	Internal Pressure Resistance ¹ (psi)														Joint Strength ^{2,3} (1,000 lb)				Standard Joint	Optional Joint
	Buttress Thread							Threaded and Coupled												
	Round Thread		Regular Coupling		Special Clearance Coupling		Round Thread	Regular Coupling		Special Clearance Coupling		Special Clearance Coupling								
	Short	Long	Same Grade	Higher Grade	Same Grade	Higher Grade		Short	Long	Higher Grade ⁴	Higher Grade ⁴	Higher Grade ⁴	Higher Grade ⁴							
3.190	3.190	—	—	—	—	—	77	—	—	—	—	—	—	—	—					
4.380	4.380	—	—	—	—	—	101	—	—	—	—	—	—	—	—					
4.790	4.790	—	4.790	4.790	4.790	4.790	132	—	203	203	203	203	—	—	—					
5.350	5.350	5.350	5.350	5.350	5.350	5.350	154	162	225	225	225	225	—	—	—					
4.380	4.380	—	—	—	—	—	112	—	—	—	—	—	—	—	—					
4.790	4.790	—	4.790	4.790	4.790	4.790	146	—	249	249	249	249	—	—	—					
5.350	5.350	5.350	5.350	5.350	5.350	5.350	170	180	277	277	277	277	—	—	—					
7.290	—	7.290	7.290	—	7.290	—	—	212	288	—	288	—	—	—	—					
8.460	—	8.460	8.460	—	7.490	—	—	257	331	—	320	—	—	—	—					
7.780	—	7.780	7.780	7.780	7.780	7.780	—	212	291	—	291	—	—	—	—					
9.020	—	9.020	9.020	9.020	7.990	9.020	—	257	334	—	320	—	—	—	—					
7.780	—	7.780	7.780	7.780	7.780	7.780	—	223	304	304	304	304	—	—	—					
9.020	—	9.020	9.020	9.020	7.990	9.020	—	270	349	349	337	349	—	—	—					
8.750	—	8.750	8.750	—	8.750	—	—	223	309	—	309	—	—	—	—					
10.150	—	10.150	10.150	—	9.000	—	—	270	355	—	337	—	—	—	—					
9.240	—	9.240	9.240	—	9.240	—	—	234	325	325	325	—	—	—	—					
10.710	—	10.710	10.710	—	9.490	—	—	284	374	374	353	—	—	—	—					
9.240	—	9.240	9.240	9.240	9.240	9.240	—	245	338	338	338	338	—	—	—					
10.710	—	10.710	10.710	10.710	9.500	10.710	—	297	388	388	370	388	—	—	—					
12.450	—	12.450	11.630	12.450	9.500	11.000	—	357	446	446	370	421	—	—	—					
10.690	—	10.690	10.690	10.690	10.690	10.690	—	279	385	385	385	385	—	—	—					
12.410	—	12.410	12.410	12.410	10.990	12.410	—	338	443	443	421	443	—	—	—					
14.420	—	14.420	13.460	14.420	10.990	13.910	—	406	509	509	421	509	—	—	—					
16.380	—	16.380	15.300	—	12.490	—	—	438	554	—	—	—	—	—	—					
18.230	—	16.650	15.300	18.230	12.490	14.980	—	496	579	611	454	539	—	—	—					
21.240	—	16.650	15.300	18.370	12.490	14.980	—	588	579	686	454	539	—	—	—					
19.660	—	19.660	18.360	—	14.980	—	—	519	658	—	539	—	—	—	—					
21.880	—	19.980	18.360	—	14.980	—	—	588	686	—	539	—	—	—	—					
25.490	—	19.980	18.360	—	14.980	—	—	697	686	—	539	—	—	—	—					
4.240	4.240	—	—	—	—	—	133	—	—	—	—	—	—	—	—					
4.870	4.870	4.870	4.870	4.870	4.870	4.870	169	182	252	252	252	252	—	—	—					
5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.130	5.700	207	223	293	293	287	293	328	—	—					
4.240	4.240	—	—	—	—	—	147	—	—	—	—	—	—	—	—					
4.870	4.870	4.870	4.870	4.870	4.870	4.870	186	201	309	309	309	309	—	—	—					
5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.130	5.700	228	246	359	359	359	359	416	—	—					
7.770	—	7.770	7.770	—	6.990	—	—	295	375	—	364	—	416	—	—					
9.500	—	9.500	9.290	—	6.990	—	—	376	452	—	364	—	446	—	—					
11.470	—	10.140	9.290	—	6.990	—	—	466	510	—	364	—	—	—	—					
12.550	—	10.140	9.290	—	7.000	—	—	513	510	—	364	—	—	—	—					
13.130	—	10.140	9.290	—	6.990	—	—	538	510	—	364	—	—	—	—					
8.290	—	8.290	8.290	8.290	7.460	8.290	—	295	379	—	364	—	416	—	—					
10.140	—	10.140	9.910	10.140	7.460	10.140	—	376	457	—	364	—	446	—	—					
12.240	—	10.810	9.910	—	7.460	—	—	466	510	—	364	—	—	—	—					
13.380	—	10.810	9.910	—	7.460	—	—	513	510	—	364	—	—	—	—					
14.000	—	10.810	9.910	—	7.460	—	—	538	510	—	364	—	—	—	—					
8.290	—	8.290	8.290	8.290	7.460	8.290	—	311	396	396	383	396	437	—	—					
10.140	—	10.140	9.910	10.140	7.460	10.140	—	396	477	477	383	477	469	—	—					
12.240	—	10.810	9.910	12.240	7.460	10.250	—	490	537	566	383	479	—	—	—					
13.380	—	10.810	9.910	13.380	7.460	10.250	—	540	537	614	383	479	—	—	—					
14.000	—	10.810	9.910	13.620	7.460	10.250	—	567	537	639	383	479	—	—	—					
9.320	—	9.320	9.320	—	8.400	—	—	311	404	—	383	—	430	—	—					
11.400	—	11.400	11.150	—	8.400	—	—	396	487	—	383	—	469	—	—					
13.770	—	12.170	11.150	—	8.400	—	—	490	537	—	383	—	—	—	—					
15.060	—	12.170	11.150	—	8.400	—	—	540	537	—	383	—	—	—	—					
15.750	—	12.170	11.150	—	8.400	—	—	567	537	—	383	—	—	—	—					

¹ Some joint strengths listed in Col. 20 through 27 are greater than the corresponding pipe body yield strength listed in Col. 12.
² Internal pressure resistance is the lowest of the internal yield pressure of the pipe, the internal yield pressure of the coupling, or the internal pressure leak resistance at the E or E₁ plane.
³ For P-110 casing, the next higher grade is 150YS, a non-API steel grade having a minimum yield strength of 150,000 psi.

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OD (in.)	Nominal Weight, Threads and Coupling (lbm/ft)	Grade	Wall Thickness (in.)	ID (in.)	Threaded and Coupled			Extreme Line			Pipe-Body Yield Strength (1,000 lbf)
					Drift Diameter (in.)	OD of Coupling (in.)	Special Clearance Coupling (in.)	Drift Diameter (in.)	OD of Box Powertight (in.)	Collapse Resistance (psi)	
5	15.00	C-95	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	4.151	5.360	8,110	416
	18.00	C-95	0.362	4.276	4.151	5.563	5.375	4.151	5.360	12,030	501
	21.40	C-95	0.437	4.126	4.001	5.563	5.375	—	—	15,160	595
	23.20	C-95	0.478	4.044	3.919	5.563	5.375	—	—	16,430	645
	24.10	C-95	0.500	4.000	3.875	5.563	5.375	—	—	17,100	672
	15.00	HC-95	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	—	—	9,380	416
	18.00	HC-95	0.362	4.276	4.151	5.563	5.375	—	—	11,880	501
	23.20	HC-95	0.478	4.044	3.919	5.563	5.375	—	—	15,820	645
	15.00	P-110	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	4.151	5.360	8,850	481
	18.00	P-110	0.362	4.276	4.151	5.563	5.375	4.151	5.360	13,470	580
	21.40	P-110	0.437	4.126	4.001	5.563	5.375	—	—	17,550	689
	23.20	P-110	0.478	4.044	3.919	5.563	5.375	—	—	19,020	747
	24.10	P-110	0.500	4.000	3.875	5.563	5.375	—	—	19,800	778
	15.00	Q-125	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	—	—	9,480	547
	18.00	Q-125	0.362	4.276	4.151	5.563	5.375	—	—	14,830	659
	23.20	Q-125	0.478	4.044	3.919	5.563	5.375	—	—	21,620	849
24.10	Q-125	0.500	4.000	3.875	5.563	—	—	—	22,500	884	
15.00	V-150	0.296	4.408	4.283	5.563	5.375	—	—	10,250	656	
18.00	V-150	0.362	4.276	4.151	5.563	5.375	—	—	16,860	791	
23.20	V-150	0.478	4.044	3.919	5.563	5.375	—	—	25,940	1,019	
5½	14.00	H-40	0.244	5.012	4.887	6.050	—	—	—	2,620	161
	14.00	J-55	0.244	5.012	4.887	6.050	—	—	—	3,120	222
	15.50	J-55	0.275	4.950	4.825	6.050	5.875	4.653	5.860	4,040	248
	17.00	J-55	0.304	4.892	4.767	6.050	5.875	4.653	5.860	4,910	273
	14.00	K-55	0.244	5.012	4.887	6.050	—	—	—	3,120	222
	15.50	K-55	0.275	4.950	4.825	6.050	5.875	4.653	5.860	4,040	248
	17.00	K-55	0.304	4.892	4.767	6.050	5.875	4.653	5.860	4,910	273
	17.00	C-75	0.304	4.892	4.767	6.050	5.875	4.653	5.860	6,040	372
	20.00	C-75	0.361	4.778	4.653	6.050	5.875	4.653	5.860	8,410	437
	23.00	C-75	0.415	4.670	4.545	6.050	5.875	4.545	5.860	10,470	497
	17.00	L-80	0.304	4.892	4.767	6.050	5.875	4.653	5.860	6,280	397
	20.00	L-80	0.361	4.778	4.653	6.050	5.875	4.653	5.860	8,830	466
	23.00	L-80	0.415	4.670	4.545	6.050	5.875	4.545	5.860	11,160	530
	17.00	N-80	0.304	4.892	4.767	6.050	5.875	4.653	5.860	6,280	397
	20.00	N-80	0.361	4.778	4.653	6.050	5.875	4.653	5.860	8,830	466
	23.00	N-80	0.415	4.670	4.545	6.050	5.875	4.545	5.860	11,160	530
	17.00	C-90	0.304	4.892	4.767	6.050	5.875	4.653	5.860	6,740	447
	20.00	C-90	0.361	4.778	4.653	6.050	5.875	4.653	5.860	9,630	525
	23.00	C-90	0.415	4.670	4.545	6.050	5.875	4.545	5.860	12,380	597
	26.00	C-90	0.476	4.548	4.423	6.050	5.875	—	—	14,240	676
	35.00	C-90	0.650	4.200	4.075	6.050	5.875	—	—	18,760	891
	17.00	C-95	0.304	4.892	4.767	6.050	5.875	4.653	5.860	6,940	471
	20.00	C-95	0.361	4.778	4.653	6.050	5.875	4.653	5.860	10,010	554
	23.00	C-95	0.415	4.670	4.545	6.050	5.875	4.545	5.860	12,940	630
	17.00	HC-95	0.304	4.892	4.767	6.050	5.875	—	—	8,580	471
	20.00	HC-95	0.361	4.778	4.653	6.050	5.875	—	—	10,630	554
	23.00	HC-95	0.415	4.670	4.545	6.050	5.875	—	—	12,450	630
	17.00	P-110	0.304	4.892	4.767	6.050	5.875	4.653	5.860	7,480	546
	20.00	P-110	0.361	4.778	4.653	6.050	5.875	4.653	5.860	11,100	641
	23.00	P-110	0.415	4.670	4.545	6.050	5.875	4.545	5.860	14,540	729
	17.00	Q-125	0.304	4.892	4.767	6.050	5.875	—	—	7,890	620
	20.00	Q-125	0.360	4.778	4.653	6.050	5.875	—	—	12,080	729
23.00	Q-125	0.415	4.670	4.545	6.050	5.875	—	—	16,070	829	
26.80	Q-125	0.500	4.500	4.375	6.050	5.875	—	—	20,660	982	
20.00	V-150	0.361	4.778	4.653	6.050	5.875	—	—	13,460	874	
23.00	V-150	0.415	4.670	4.545	6.050	5.875	—	—	18,390	995	
26.80	V-150	0.500	4.500	4.375	6.050	5.875	—	—	24,790	1,178	

*Non-API weights or grades

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

Plain End or Extreme Line	Internal Pressure Resistance† (psi)														Joint Strength** (1 000 lbf)			
	Buttress Thread														Threaded and Coupled			
	Round Thread		Regular Coupling		Special Clearance Coupling		Round Thread		Regular Coupling		Special Clearance Coupling		Extreme Line					
	Short	Long	Same Grade	Higher Grade	Same Grade	Higher Grade	Short	Long	Regular Coupling	Higher Grade ¹	Special Clearance Coupling	Higher Grade ¹	Standard Joint	Optional Joint				
9.840	—	9.840	9.840	—	8.850	—	—	326	424	—	402	—	—	459	—			
12.040	—	12.040	11.770	—	8.850	—	—	416	512	—	402	—	—	493	—			
14.530	—	12.840	11.770	—	8.850	—	—	515	563	—	402	—	—	—	—			
15.890	—	12.850	11.770	—	8.860	—	—	567	563	—	402	—	—	—	—			
16.630	—	12.850	11.770	—	8.850	—	—	595	563	—	402	—	—	—	—			
9.840	—	9.840	9.840	9.840	8.860	9.840	—	342	441	441	422	441	—	—	—			
12.040	—	12.040	11.770	12.040	8.860	10.260	—	436	532	532	422	422	479	—	—			
15.890	—	12.850	11.770	13.630	8.860	10.260	—	594	591	671	422	479	—	—	—			
11.400	—	11.400	11.400	11.400	10.250	11.400	—	388	503	503	479	503	547	—	—			
13.940	—	13.940	13.620	13.940	10.250	13.940	—	495	606	606	479	606	587	—	—			
16.820	—	14.870	13.620	16.820	10.250	13.980	—	613	671	720	479	613	—	—	—			
18.400	—	14.880	13.630	18.400	10.260	13.990	—	675	671	780	479	613	—	—	—			
19.250	—	14.870	13.620	18.580	10.250	13.980	—	708	671	812	479	613	—	—	—			
12.950	—	12.950	12.950	—	—	—	—	420	548	—	—	—	—	—	—			
15.840	—	15.840	15.490	—	—	—	—	535	661	—	—	—	—	—	—			
20.910	—	16.000	15.490	—	—	—	—	729	725	—	—	—	—	—	—			
21.880	—	16.000	15.490	—	—	—	—	765	725	—	—	—	—	—	—			
15.540	—	15.540	15.540	—	13.990	—	—	497	651	—	613	—	—	—	—			
19.010	—	16.000	18.590	—	13.990	—	—	634	785	—	613	—	—	—	—			
25.090	—	16.000	18.590	—	13.990	—	—	864	859	—	613	—	—	—	—			
3.110	3.110	—	—	—	—	—	—	130	—	—	—	—	—	—	—			
4.270	4.270	—	—	—	—	—	—	172	—	—	—	—	—	—	—			
4.810	4.810	4.810	4.810	4.810	4.730	4.810	202	217	300	300	300	300	339	339	—			
5.320	5.320	5.320	5.320	5.320	4.730	5.320	229	247	329	329	318	329	372	372	—			
4.270	4.270	—	—	—	—	—	—	189	—	—	—	—	—	—	—			
4.810	4.810	4.810	4.810	4.810	4.730	4.810	222	239	366	366	366	366	429	429	—			
5.320	5.320	5.320	5.320	5.320	4.730	5.320	252	272	402	402	402	402	471	471	—			
7.250	—	7.250	7.250	—	6.450	—	—	327	423	—	403	—	471	471	—			
8.610	—	8.610	8.430	—	6.450	—	—	403	497	—	403	—	497	479	—			
9.900	—	9.260	8.430	—	6.450	—	—	473	550	—	403	—	549	479	—			
7.740	—	7.740	7.740	7.740	6.880	7.740	—	338	428	—	403	—	471	471	—			
9.190	—	9.190	8.990	9.190	6.880	9.190	—	416	503	—	403	—	497	479	—			
10.560	—	9.880	8.990	10.560	6.880	9.460	—	489	550	—	403	—	549	479	—			
7.740	—	7.740	7.740	7.740	6.880	7.740	—	348	446	446	424	446	496	496	—			
9.190	—	9.190	8.990	9.190	6.880	9.190	—	428	524	524	424	524	523	504	—			
10.560	—	9.880	8.990	10.560	6.880	9.460	—	502	579	596	424	530	577	504	—			
8.710	—	8.710	8.710	—	7.740	—	—	356	456	—	424	—	496	496	—			
10.340	—	10.340	10.120	—	7.740	—	—	438	536	—	424	—	523	504	—			
11.880	—	11.110	10.120	—	7.740	—	—	514	580	—	424	—	577	504	—			
13.630	—	11.110	10.120	—	7.740	—	—	598	580	—	424	—	—	—	—			
18.610	—	11.110	10.120	—	7.740	—	—	614	580	—	424	—	—	—	—			
9.190	—	9.190	9.190	—	8.170	—	—	374	480	—	445	—	521	521	—			
10.910	—	10.910	10.680	—	8.170	—	—	460	563	—	445	—	549	530	—			
12.540	—	11.730	10.680	—	8.170	—	—	540	608	—	445	—	606	530	—			
9.190	—	9.190	9.190	9.190	8.170	9.190	—	392	498	498	466	498	—	—	—			
10.910	—	10.910	10.680	10.910	8.170	9.460	—	482	585	585	466	530	—	—	—			
12.540	—	11.730	10.680	12.370	8.170	9.460	—	566	638	665	466	530	—	—	—			
10.640	—	10.640	10.640	10.640	9.460	10.640	—	445	568	568	530	568	620	620	—			
12.640	—	12.640	12.360	12.640	9.460	11.880	—	548	667	667	530	667	654	630	—			
14.520	—	13.160	12.360	14.520	9.460	11.880	—	643	724	759	530	668	722	630	—			
12.090	—	12.090	12.090	12.090	10.770	12.090	—	481	620	620	573	620	—	—	—			
14.360	—	14.360	14.360	14.070	10.770	12.920	—	592	728	728	573	679	—	—	—			
16.510	—	16.510	15.210	14.070	10.770	12.920	—	694	783	828	573	679	—	—	—			
19.890	—	19.890	15.210	14.070	10.770	12.920	—	842	783	928	573	679	—	—	—			
17.230	—	17.230	16.880	—	12.920	—	—	701	865	—	678	—	—	—	—			
19.810	—	18.250	16.880	—	12.920	—	—	823	928	—	678	—	—	—	—			
23.860	—	18.250	16.880	—	12.920	—	—	998	928	—	678	—	—	—	—			

* Some joint strengths listed in Col. 20 through 27 are greater than the corresponding pipe body yield strength listed in Col. 12.
 † Internal pressure resistance is the lowest of the internal yield pressure of the pipe, the internal yield pressure of the coupling, or the internal pressure leak resistance at the E, or E₁ plane.
 ‡ For P-110 casing the next higher grade is 150YS, a non-API steel grade having a minimum yield strength of 150 000 psi.

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
OD (in.)	Nominal Weight, Threads and Coupling (lbm/ft)	Grade	Wall Thickness (in.)	ID (in.)	Threaded and Coupled			Extreme Line			Pipe-Body Yield Strength (1,000 lbf)		
					Drift Diameter (in.)	OD of Coupling (in.)	OD Special Clearance Coupling (in.)	Drift Diameter (in.)	OD of Box Powertight (in.)	Collapse Resistance (psi)			
6 5/8	20.00	H-40	0.288	6.049	5.924	7.390	—	—	—	—	2,520	229	
	20.00	J-55	0.288	6.049	5.924	7.390	7.000	—	—	—	2,970	315	
	24.00	J-55	0.352	5.921	5.796	7.390	7.000	5.730	7.000	—	4,560	382	
	20.00	K-55	0.288	6.049	5.924	7.390	7.000	—	—	—	2,970	315	
	24.00	K-55	0.352	5.921	5.796	7.390	7.000	5.730	7.000	—	4,560	382	
	24.00	C-75	0.352	5.921	5.796	7.390	7.000	5.730	7.000	—	5,550	520	
	28.00	C-75	0.417	5.791	5.666	7.390	7.000	5.666	7.000	—	7,790	610	
	32.00	C-75	0.475	5.675	5.550	7.390	7.000	5.550	7.000	—	9,800	688	
	24.00	L-80	0.352	5.921	5.796	7.390	7.000	5.730	7.000	—	5,760	555	
	28.00	L-80	0.417	5.791	5.666	7.390	7.000	5.666	7.000	—	8,170	651	
	32.00	L-80	0.475	5.675	5.550	7.390	7.000	5.550	7.000	—	10,320	734	
	24.00	N-80	0.352	5.921	5.796	7.390	7.000	5.730	7.000	—	5,760	555	
	28.00	N-80	0.417	5.791	5.666	7.390	7.000	5.666	7.000	—	8,170	651	
	32.00	N-80	0.475	5.675	5.550	7.390	7.000	5.550	7.000	—	10,320	734	
	24.00	C-90	0.352	5.921	5.796	7.390	7.000	5.730	7.000	—	6,140	624	
	28.00	C-90	0.417	5.791	5.666	7.390	7.000	5.666	7.000	—	8,880	732	
	32.00	C-90	0.475	5.675	5.550	7.390	7.000	5.550	7.000	—	11,330	826	
	24.00	C-95	0.352	5.921	5.796	7.390	7.000	5.730	7.000	—	6,310	659	
	28.00	C-95	0.417	5.791	5.666	7.390	7.000	5.666	7.000	—	9,220	773	
	32.00	C-95	0.475	5.675	5.550	7.390	7.000	5.550	7.000	—	11,810	872	
	24.00	P-110	0.352	5.921	5.796	7.390	7.000	5.730	7.000	—	6,730	763	
	28.00	P-110	0.417	5.791	5.666	7.390	7.000	5.666	7.000	—	10,160	895	
	32.00	P-110	0.475	5.675	5.550	7.390	7.000	5.550	7.000	—	13,220	1,009	
	*	24.00	Q-125	0.352	5.921	5.796	7.390	7.000	—	—	—	7,020	867
	*	28.00	Q-125	0.417	5.791	5.666	7.390	7.000	—	—	—	10,990	1,017
	*	32.00	Q-125	0.475	5.675	5.550	7.390	7.000	—	—	—	14,530	1,147
	*	24.00	V-150	0.352	5.921	5.796	7.390	7.000	—	—	—	7,340	1,041
	*	28.00	V-150	0.417	5.791	5.666	7.390	7.000	—	—	—	12,120	1,220
	*	32.00	V-150	0.475	5.675	5.550	7.390	7.000	—	—	—	16,500	1,317
	7	17.00	H-40	0.231	6.538	6.413	7.656	—	—	—	—	1,420	196
20.00		H-40	0.272	6.456	6.331	7.656	—	—	—	—	1,970	230	
20.00		J-55	0.272	6.456	6.331	7.656	—	—	—	—	2,270	316	
23.00		J-55	0.317	6.366	6.241	7.656	7.375	6.151	7.390	—	3,270	366	
26.00		J-55	0.362	6.276	6.151	7.656	7.375	6.151	7.390	—	4,320	415	
20.00		K-55	0.272	6.456	6.331	7.656	—	—	—	—	2,270	316	
23.00		K-55	0.317	6.366	6.241	7.656	7.375	6.151	7.390	—	3,270	366	
26.00		K-55	0.362	6.276	6.151	7.656	7.375	6.151	7.390	—	4,320	415	
23.00		C-75	0.317	6.366	6.241	7.656	7.375	6.151	7.390	—	3,750	499	
26.00		C-75	0.362	6.276	6.151	7.656	7.375	6.151	7.390	—	5,220	566	
29.00		C-75	0.408	6.184	6.059	7.656	7.375	6.059	7.390	—	6,730	634	
32.00		C-75	0.453	6.094	5.969	7.656	7.375	5.969	7.390	—	8,200	699	
35.00		C-75	0.498	6.004	5.879	7.656	7.375	5.879	7.530	—	9,670	763	
38.00		C-75	0.540	5.920	5.795	7.656	7.375	5.795	7.530	—	10,680	822	
23.00		L-80	0.317	6.366	6.241	7.656	7.375	6.151	7.390	—	3,830	532	
26.00		L-80	0.362	6.276	6.151	7.656	7.375	6.151	7.390	—	5,410	604	
29.00		L-80	0.408	6.184	6.059	7.656	7.375	6.059	7.390	—	7,020	676	
32.00		L-80	0.453	6.094	5.969	7.656	7.375	5.969	7.390	—	8,610	745	
35.00		L-80	0.498	6.004	5.879	7.656	7.375	5.879	7.530	—	10,180	814	
38.00		L-80	0.540	5.920	5.795	7.656	7.375	5.795	7.530	—	11,390	877	
23.00		N-80	0.317	6.366	6.241	7.656	7.375	6.151	7.390	—	3,830	532	
26.00		N-80	0.362	6.276	6.151	7.656	7.375	6.151	7.390	—	5,410	604	
29.00		N-80	0.408	6.184	6.059	7.656	7.375	6.059	7.390	—	7,020	676	
32.00		N-80	0.453	6.094	5.969	7.656	7.375	5.969	7.390	—	8,610	745	
35.00	N-80	0.498	6.004	5.879	7.656	7.375	5.879	7.530	—	10,180	814		
38.00	N-80	0.540	5.920	5.795	7.656	7.375	5.795	7.530	—	11,390	877		

*Non-API weights or grades

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OD (in.)	Nominal Weight, Threads and Coupling (lbm/ft)	Grade	Wall Thickness (in.)	ID (in.)	Threaded and Coupled			Extreme Line			Pipe-Body Yield Strength (1,000 lbf)
					Drift Diameter (in.)	OD of Coupling (in.)	OD Special Clearance Coupling (in.)	Drift Diameter (in.)	OD of Box Powertight (in.)	Collapse Resistance (psi)	
7	23.00	C-90	0.317	6.366	6.241	7.656	7.375	6.151	7.390	4,030	599
	26.00	C-90	0.362	6.276	6.151	7.656	7.375	6.151	7.390	5,740	679
	29.00	C-90	0.408	6.184	6.059	7.656	7.375	6.059	7.390	7,580	760
	32.00	C-90	0.453	6.094	5.969	7.656	7.375	5.969	7.390	9,380	839
	35.00	C-90	0.498	6.004	5.879	7.656	7.375	5.879	7.530	11,170	915
	38.00	C-90	0.540	5.920	5.795	7.656	7.375	5.795	7.530	12,820	986
	23.00	C-95	0.317	6.366	6.241	7.656	7.375	6.151	7.390	4,140	632
	26.00	C-95	0.362	6.276	6.151	7.656	7.375	6.151	7.390	5,880	717
	29.00	C-95	0.408	6.184	6.059	7.656	7.375	6.059	7.390	7,830	803
	32.00	C-95	0.453	6.094	5.969	7.656	7.375	5.969	7.390	9,750	885
	35.00	C-95	0.498	6.004	5.879	7.656	7.375	5.879	7.530	11,650	966
	38.00	C-95	0.540	5.920	5.795	7.656	7.375	5.795	7.530	13,440	1,041
	23.00	HC-95	0.317	6.366	6.241	7.656	7.375	—	—	5,650	632
	26.00	HC-95	0.362	6.276	6.151	7.656	7.375	—	—	7,800	717
	29.00	HC-95	0.408	6.184	6.059	7.656	7.375	—	—	9,200	803
	32.00	HC-95	0.453	6.094	5.969	7.656	7.375	—	—	10,400	885
	35.00	HC-95	0.498	6.004	5.879	7.656	7.375	—	—	11,600	966
	38.00	HC-95	0.540	5.920	5.795	7.656	7.375	—	—	12,700	1,041
	26.00	P-110	0.362	6.276	6.151	7.656	7.375	6.151	7.390	6,230	830
	29.00	P-110	0.408	6.184	6.059	7.656	7.375	6.059	7.390	8,530	929
	32.00	P-110	0.453	6.094	5.969	7.656	7.375	5.969	7.390	10,780	1,025
	35.00	P-110	0.498	6.004	5.879	7.656	7.375	5.879	7.530	13,020	1,119
	38.00	P-110	0.540	5.920	5.795	7.656	7.375	5.795	7.530	15,140	1,205
	29.00	Q-125	0.408	6.184	6.059	7.656	7.375	—	—	9,100	1,056
32.00	Q-125	0.453	6.094	5.969	7.656	7.375	—	—	11,720	1,165	
35.00	Q-125	0.498	6.004	5.879	7.656	7.375	—	—	14,310	1,272	
38.00	Q-125	0.540	5.920	5.795	7.656	7.375	—	—	16,750	1,370	
42.70	Q-125	0.625	5.750	5.625	7.656	7.375	—	—	20,330	1,565	
29.00	V-150	0.408	6.184	6.059	7.656	7.375	—	—	9,790	1,267	
32.00	V-150	0.453	6.094	5.969	7.656	7.375	—	—	13,020	1,388	
35.00	V-150	0.498	6.004	5.879	7.656	7.375	—	—	16,220	1,526	
38.00	V-150	0.540	5.920	5.795	7.656	7.375	—	—	19,240	1,644	
42.70	V-150	0.625	5.750	5.625	7.656	7.375	—	—	24,390	1,878	
7 $\frac{1}{2}$	24.00	H-40	0.300	7.025	6.900	8.500	—	—	—	2,030	276
	26.40	J-55	0.328	6.969	6.844	8.500	8.125	6.750	8.010	2,890	414
	26.40	K-55	0.328	6.969	6.844	8.500	8.125	6.750	8.010	2,890	414
	26.40	C-75	0.328	6.969	6.844	8.500	8.125	6.750	8.010	3,280	564
	29.70	C-75	0.375	6.875	6.750	8.500	8.125	6.750	8.010	4,650	641
	33.70	C-75	0.430	6.765	6.640	8.500	8.125	6.640	8.010	6,300	729
	39.00	C-75	0.500	6.625	6.500	8.500	8.125	6.500	8.010	8,400	839
	42.80	C-75	0.562	6.501	6.376	8.500	8.125	—	—	10,240	935
	45.30	C-75	0.595	6.435	6.310	8.500	8.125	—	—	10,790	986
	47.10	C-75	0.625	6.375	6.250	8.500	8.125	—	—	11,290	1,031
	26.40	L-80	0.328	6.969	6.844	8.500	8.125	6.750	8.010	3,400	602
	29.70	L-80	0.375	6.875	6.750	8.500	8.125	6.750	8.010	4,790	683
	33.70	L-80	0.430	6.765	6.640	8.500	8.125	6.640	8.010	6,560	778
	39.00	L-80	0.500	6.625	6.500	8.500	8.125	6.500	8.010	8,820	895
	42.80	L-80	0.562	6.501	6.376	8.500	8.125	—	—	10,810	998
	45.30	L-80	0.595	6.435	6.310	8.500	8.125	—	—	11,510	1,051
	47.10	L-80	0.625	6.375	6.250	8.500	8.125	—	—	12,040	1,100
	26.40	N-80	0.328	6.969	6.844	8.500	8.125	6.750	8.010	3,400	602
	29.70	N-80	0.375	6.875	6.750	8.500	8.125	6.750	8.010	4,790	683
	33.70	N-80	0.430	6.765	6.640	8.500	8.125	6.640	8.010	6,560	778
	39.00	N-80	0.500	6.625	6.500	8.500	8.125	6.500	8.010	8,820	895
	42.80	N-80	0.562	6.501	6.376	8.500	8.125	—	—	10,810	998
	45.30	N-80	0.595	6.435	6.310	8.500	8.125	—	—	11,510	1,051
	47.10	N-80	0.625	6.375	6.250	8.500	8.125	—	—	12,040	1,100

*Non-API weights or grades

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OD (in.)	Nominal Weight, Threads and Coupling (lbm/ft)	Grade	Wall Thickness (in.)	ID (in.)	Threaded and Coupled			Extreme Line			Pipe-Body Yield Strength (1,000 lbf)
					Drift Diameter (in.)	OD of Coupling (in.)	Special Clearance Coupling (in.)	Drift Diameter (in.)	OD of Box Powertight (in.)	Collapse Resistance (psi)	
7 $\frac{7}{8}$	26.40	C-90	0.328	6.969	6.844	8.500	8.125	6.750	8.010	3,610	677
	29.70	C-90	0.375	6.875	6.750	8.500	8.125	6.750	8.010	5,040	769
	33.70	C-90	0.430	6.765	6.640	8.500	8.125	6.640	8.010	7,050	875
	39.00	C-90	0.500	6.625	6.500	8.500	8.125	6.500	8.010	9,620	1,007
	42.80	C-90	0.562	6.501	6.376	8.500	8.125	—	—	11,890	1,122
	45.30	C-90	0.595	6.435	6.310	8.500	8.125	—	—	12,950	1,183
	47.10	C-90	0.625	6.375	6.250	8.500	8.125	—	—	13,540	1,237
	26.40	C-95	0.328	6.969	6.844	8.500	8.125	6.750	8.010	3,710	714
	29.70	C-95	0.375	6.875	6.750	8.500	8.125	6.750	8.010	5,140	811
	33.70	C-95	0.430	6.765	6.640	8.500	8.125	6.640	8.010	7,280	923
	39.00	C-95	0.500	6.625	6.500	8.500	8.125	6.500	8.010	10,000	1,063
	42.80	C-95	0.562	6.501	6.376	8.500	8.125	—	—	12,410	1,185
	45.30	C-95	0.595	6.435	6.310	8.500	8.125	—	—	13,660	1,248
	47.10	C-95	0.625	6.375	6.250	8.500	8.125	—	—	14,300	1,306
	26.40	HC-95	0.328	6.969	6.844	8.500	8.125	—	—	4,850	714
	29.70	HC-95	0.375	6.875	6.750	8.500	8.125	—	—	7,150	811
	33.70	HC-95	0.430	6.765	6.640	8.500	8.125	—	—	8,800	923
	39.00	HC-95	0.500	6.625	6.500	8.500	8.125	—	—	10,600	1,063
	45.30	HC-95	0.595	6.435	6.310	8.500	8.125	—	—	12,900	1,248
	29.70	P-110	0.375	6.875	6.750	8.500	8.125	6.750	8.010	5,350	940
	33.70	P-110	0.430	6.765	6.640	8.500	8.125	6.640	8.010	7,870	1,069
	39.00	P-110	0.500	6.625	6.500	8.500	8.125	6.500	8.010	11,080	1,231
	42.80	P-110	0.562	6.501	6.376	8.500	8.125	—	—	13,920	1,372
	45.30	P-110	0.595	6.435	6.310	8.500	8.125	—	—	15,430	1,446
47.10	P-110	0.625	6.375	6.250	8.500	8.125	—	—	16,550	1,512	
29.70	Q-125	0.375	6.875	6.750	8.500	8.125	—	—	5,670	1,068	
33.70	Q-125	0.430	6.765	6.640	8.500	8.125	—	—	8,350	1,215	
39.00	Q-125	0.500	6.625	6.500	8.500	8.125	—	—	12,060	1,399	
42.80	Q-125	0.562	6.501	6.376	8.500	8.125	—	—	15,350	1,559	
45.30	Q-125	0.595	6.435	6.310	8.500	8.125	—	—	17,090	1,643	
47.10	Q-125	0.625	6.375	6.250	8.500	8.125	—	—	18,700	1,718	
29.70	V-150	0.375	6.875	6.750	8.500	8.125	—	—	6,060	1,282	
33.70	V-150	0.430	6.765	6.640	8.500	8.125	—	—	8,850	1,458	
39.00	V-150	0.500	6.625	6.500	8.500	8.125	—	—	13,440	1,679	
45.30	V-150	0.595	6.435	6.310	8.500	8.125	—	—	19,660	1,971	
8 $\frac{5}{8}$	28.00	H-40	0.304	8.017	7.892	9.625	—	—	—	1,610	318
	32.00	H-40	0.352	7.921	7.796	9.625	—	—	—	2,200	366
	24.00	J-55	0.264	8.097	7.972	9.625	—	—	—	1,370	381
	32.00	J-55	0.352	7.921	7.796	9.625	9.125	7.700	9.120	2,530	503
	36.00	J-55	0.400	7.825	7.700	9.625	9.125	7.700	9.120	3,450	568
	24.00	K-55	0.264	8.097	7.972	9.625	—	—	—	1,370	381
	32.00	K-55	0.352	7.921	7.796	9.625	9.125	7.700	9.120	2,530	503
	36.00	K-55	0.400	7.825	7.700	9.625	9.125	7.700	9.120	3,450	568
	36.00	C-75	0.400	7.825	7.700	9.625	9.125	7.700	9.120	4,000	775
	40.00	C-75	0.450	7.725	7.600	9.625	9.125	7.600	9.120	5,330	867
	44.00	C-75	0.500	7.625	7.500	9.625	9.125	7.500	9.120	6,660	957
	49.00	C-75	0.557	7.511	7.386	9.625	9.125	7.386	9.120	8,180	1,059
	36.00	L-80	0.400	7.825	7.700	9.625	9.125	7.700	9.120	4,100	827
	40.00	L-80	0.450	7.725	7.600	9.625	9.125	7.600	9.120	5,520	925
	44.00	L-80	0.500	7.625	7.500	9.625	9.125	7.500	9.120	6,950	1,021
	49.00	L-80	0.557	7.511	7.386	9.625	9.125	7.386	9.120	8,580	1,129

*Non-API weights or grades.

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
	Internal Pressure Resistance† (psi)								Joint Strength** (1,000 lbf)							
Plain End or Extreme Line	Buttress Thread								Threaded and Coupled							
	Round Thread		Regular Coupling		Special Clearance Coupling		Round Thread		Regular Coupling		Special Clearance Coupling		Extreme Line			
	Short	Long	Same Grade	Higher Grade	Same Grade	Higher Grade	Short	Long	Regular Coupling	Higher Grade‡	Special Clearance Coupling	Higher Grade‡	Standard Joint	Optional Joint		
6.780	—	6.780	6.780	—	6.780	—	—	532	681	—	681	—	737	737		
7.750	—	7.750	7.750	—	7.370	—	—	625	773	—	773	—	737	737		
8.880	—	8.880	8.880	—	7.370	—	—	733	880	—	804	—	806	784		
10.330	—	10.330	10.330	—	7.370	—	—	867	1,013	—	804	—	896	784		
11.610	—	11.610	11.020	—	7.370	—	—	984	1,129	—	804	—	—	—		
12.290	—	11.800	11.020	—	7.370	—	—	1,045	1,189	—	804	—	—	—		
12.910	—	11.800	11.020	—	7.370	—	—	1,100	1,239	—	804	—	—	—		
7.150	—	7.150	7.150	—	7.150	—	—	560	716	—	716	—	774	774		
8.180	—	8.180	8.180	—	7.780	—	—	659	813	—	812	—	774	774		
9.380	—	9.380	9.380	—	7.780	—	—	772	925	—	812	—	846	823		
10.900	—	10.900	10.900	—	7.780	—	—	914	1,065	—	812	—	941	823		
12.250	—	11.800	11.620	—	7.780	—	—	1,037	1,187	—	812	—	—	—		
12.970	—	11.800	11.630	—	7.780	—	—	1,101	1,251	—	854	—	—	—		
13.630	—	11.800	11.620	—	7.780	—	—	1,159	1,300	—	812	—	—	—		
7.150	—	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	—	568	740	740	740	740	—	—		
8.180	—	8.180	8.180	8.180	7.780	8.030	—	668	841	841	841	841	—	—		
9.380	—	9.380	9.380	9.380	7.780	8.030	—	783	957	957	885	957	—	—		
10.900	—	10.900	10.900	10.900	7.780	8.030	—	926	1,101	1,101	885	1,005	—	—		
12.970	—	11.800	11.630	12.680	7.780	8.030	—	1,116	1,293	1,293	885	1,005	—	—		
9.470	—	9.470	9.470	9.470	9.000	9.470	—	769	960	960	960	960	922	922		
10.860	—	10.860	10.860	10.860	9.000	10.860	—	901	1,093	1,093	967	1,093	1,008	979		
12.620	—	11.800	12.620	12.620	8.030	8.030	—	1,066	1,258	1,258	967	1,237	1,120	979		
14.190	—	11.800	12.680	12.680	8.030	8.030	—	1,210	1,402	1,402	967	1,287	—	—		
15.020	—	11.800	12.680	12.680	8.030	8.030	—	1,285	1,477	1,477	1,005	1,287	—	—		
15.780	—	11.800	12.680	12.680	8.030	8.030	—	1,353	1,545	1,545	967	1,237	—	—		
10.760	—	10.760	10.760	—	8.030	—	—	861	1,052	—	1,052	—	—	—		
12.340	—	11.800	12.340	—	8.030	—	—	1,009	1,197	—	1,086	—	—	—		
14.340	—	11.800	12.680	—	8.030	—	—	1,194	1,379	—	1,086	—	—	—		
16.120	—	11.800	12.680	—	—	—	—	1,355	1,536	—	—	—	—	—		
17.070	—	11.800	12.680	—	8.030	—	—	1,439	1,619	—	1,086	—	—	—		
17.930	—	11.800	12.680	—	—	—	—	1,515	1,673	—	—	—	—	—		
12.910	—	11.800	12.680	—	8.030	—	—	1,030	1,252	—	1,252	—	—	—		
14.800	—	11.800	12.680	—	8.030	—	—	1,207	1,424	—	1,287	—	—	—		
17.210	—	11.800	12.680	—	8.030	—	—	1,428	1,640	—	1,287	—	—	—		
20.480	—	11.800	12.680	—	8.030	—	—	1,721	1,926	—	1,287	—	—	—		
2.470	2.470	—	—	—	—	—	—	233	—	—	—	—	—	—		
2.860	2.860	—	—	—	—	—	—	279	—	—	—	—	—	—		
2.950	2.950	—	—	—	—	—	—	244	—	—	—	—	—	—		
3.930	3.930	3.930	3.930	3.930	3.930	3.930	—	372	417	579	579	579	686	686		
4.460	4.460	4.460	4.460	4.460	4.060	4.460	—	434	486	654	654	654	688	688		
2.950	2.950	—	—	—	—	—	—	263	—	—	—	—	—	—		
3.930	3.930	3.930	3.930	3.930	3.930	3.930	—	402	452	690	690	690	869	869		
4.460	4.460	4.460	4.460	4.460	4.060	4.460	—	468	526	780	780	780	871	871		
6.090	—	6.090	6.090	—	5.530	—	—	648	847	—	839	—	871	871		
6.850	—	6.850	6.850	—	5.530	—	—	742	947	—	839	—	942	886		
7.610	—	7.610	7.610	—	5.530	—	—	834	1,046	—	839	—	1,007	886		
8.480	—	8.480	8.480	—	5.530	—	—	939	1,157	—	839	—	1,007	886		
6.490	—	6.490	6.490	6.490	5.900	6.490	—	678	864	—	839	—	871	871		
7.300	—	7.300	7.300	7.300	5.900	7.300	—	776	966	—	839	—	942	886		
8.120	—	8.120	8.120	8.120	5.900	8.120	—	874	1,066	—	839	—	1,007	886		
9.040	—	9.040	9.040	9.040	5.900	8.120	—	983	1,180	—	839	—	1,007	886		
6.490	—	6.490	6.490	6.490	5.900	6.340	—	688	895	895	883	895	917	917		
7.300	—	7.300	7.300	7.300	5.900	6.340	—	788	1,001	1,001	883	1,001	992	932		
8.120	—	8.120	8.120	8.120	5.900	6.340	—	887	1,105	1,105	883	1,103	1,060	932		
9.040	—	9.040	9.040	9.040	5.900	6.340	—	997	1,222	1,222	883	1,103	1,060	932		

† Some joint strengths listed in Col. 20 through 27 are greater than the corresponding pipe body yield strength listed in Col. 12.
 ‡ Internal pressure resistance is the lowest of the internal yield pressure of the pipe, the internal yield pressure of the coupling, or the internal pressure leak resistance at the E₁ or E₂ plane.
 § For P-110 casing the next higher grade is 150YS, a non-API steel grade having a minimum yield strength of 150,000 psi.

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
OD (in.)	Nominal Weight, Threads and Coupling (lbm/ft)	Grade	Wall Thickness (in.)	ID (in.)	Threaded and Coupled			Extreme Line			Pipe-Body Yield Strength (1,000 lbf)	
					Drift Diameter (in.)	OD of Coupling (in.)	OD Special Clearance Coupling (in.)	Drift Diameter (in.)	OD of Box Powertight (in.)	Collapse Resistance (psi)		
8 5/8	36.00	N-80	0.400	7.825	7.700	9.625	9.125	7.700	9.120	4,100	827	
	40.00	N-80	0.450	7.725	7.600	9.625	9.125	7.600	9.120	5,520	925	
	44.00	N-80	0.500	7.625	7.500	9.625	9.125	7.500	9.120	6,950	1,021	
	49.00	N-80	0.557	7.511	7.386	9.625	9.125	7.386	9.120	8,580	1,129	
	36.00	C-90	0.400	7.825	7.700	9.625	9.125	7.700	9.120	4,250	930	
	40.00	C-90	0.450	7.725	7.600	9.625	9.125	7.600	9.120	5,870	1,040	
	44.00	C-90	0.500	7.625	7.500	9.625	9.125	7.500	9.120	7,490	1,149	
	49.00	C-90	0.557	7.511	7.386	9.625	9.125	7.386	9.120	9,340	1,271	
	36.00	C-95	0.400	7.825	7.700	9.625	9.125	7.700	9.120	4,350	982	
	40.00	C-95	0.450	7.725	7.600	9.625	9.125	7.600	9.120	6,020	1,098	
	44.00	C-95	0.500	7.625	7.500	9.625	9.125	7.500	9.120	7,740	1,212	
	49.00	C-95	0.557	7.511	7.386	9.625	9.125	7.386	9.120	9,710	1,341	
	*	36.00	HC-95	0.400	7.825	7.700	9.625	9.125	—	—	6,060	982
	*	40.00	HC-95	0.450	7.725	7.600	9.625	9.125	—	—	7,900	1,098
	*	44.00	HC-95	0.500	7.625	7.500	9.625	9.125	—	—	9,100	1,212
	*	49.00	HC-95	0.557	7.511	7.386	9.625	9.125	—	—	10,400	1,341
		40.00	P-110	0.450	7.725	7.600	9.625	9.125	7.600	9.120	6,390	1,271
		44.00	P-110	0.500	7.625	7.500	9.625	9.125	7.500	9.120	8,420	1,404
		49.00	P-110	0.557	7.511	7.386	9.625	9.125	7.386	9.120	10,740	1,553
	*	40.00	Q-125	0.450	7.725	7.600	9.625	9.125	—	—	6,630	1,445
*	44.00	Q-125	0.500	7.625	7.500	9.625	9.125	—	—	8,980	1,595	
	49.00	Q-125	0.557	7.511	7.386	9.625	9.125	—	—	11,660	1,765	
*	44.00	V-150	0.500	7.625	7.500	9.625	9.125	—	—	9,640	1,914	
*	49.00	V-150	0.557	7.511	7.386	9.625	9.125	—	—	12,950	2,118	
9 5/8	32.30	H-40	0.312	9.001	8.845	10.625	—	—	—	1,370	365	
	36.00	H-40	0.352	8.921	8.765	10.625	—	—	—	1,720	410	
	36.00	J-55	0.352	8.921	8.765	10.625	10.125	—	—	2,020	564	
	40.00	J-55	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	2,570	630	
	36.00	K-55	0.352	8.921	8.765	10.625	10.125	—	—	2,020	564	
	40.00	K-55	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	2,570	630	
	40.00	C-75	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	2,990	859	
	43.50	C-75	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	3,730	942	
	47.00	C-75	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	4,610	1,018	
	53.50	C-75	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	6,350	1,166	
	40.00	L-80	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	3,090	916	
	43.50	L-80	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	3,810	1,005	
	47.00	L-80	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	4,760	1,086	
	53.50	L-80	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	6,620	1,244	
	40.00	N-80	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	3,090	916	
	43.50	N-80	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	3,810	1,005	
	47.00	N-80	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	4,760	1,086	
	53.50	N-80	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	6,620	1,244	
	40.00	C-90	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	3,250	1,031	
	43.50	C-90	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	4,010	1,130	
	47.00	C-90	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	5,000	1,221	
	53.50	C-90	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	7,120	1,399	
	40.00	C-95	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	8.599	10.100	3,320	1,088	
	43.50	C-95	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	4,120	1,193	
	47.00	C-95	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	5,090	1,289	
	53.50	C-95	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	7,340	1,477	
	*	40.00	HC-95	0.395	8.835	8.679	10.625	10.125	—	—	4,230	1,088
	*	43.50	HC-95	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	—	—	5,600	1,193
	*	47.00	HC-95	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	—	—	7,100	1,289
	*	53.50	HC-95	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	—	—	8,850	1,477
	*	58.40	HC-95	0.595	8.435	8.279	10.625	10.125	—	—	9,950	1,604
	*	61.10	HC-95	0.625	8.375	8.219	10.625	10.125	—	—	10,500	1,679
	43.50	P-110	0.435	8.755	8.599	10.625	10.125	8.599	10.100	4,420	1,381	
	47.00	P-110	0.472	8.681	8.525	10.625	10.125	8.525	10.100	5,300	1,493	
	53.50	P-110	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	8.379	10.100	7,950	1,710	

* Non-API weights or grades

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27		
Internal Pressure Resistance† (psi)							Joint Strength** (1,000 lbf)									
Plain End or Extreme Line	Buttress Thread						Threaded and Coupled									
	Round Thread			Special Clearance Coupling			Buttress Thread				Special Clearance Coupling				Extreme Line	
	Short	Long	Same Grade	Higher Grade	Same Grade	Higher Grade	Round Thread	Regular Coupling	Regular Coupling Higher Grade†	Special Coupling	Special Coupling Higher Grade‡	Standard Joint	Optional Joint			
7.300	—	7.300	7.300	—	6.340	—	—	749	928	—	883	—	917	917		
8.220	—	8.220	8.220	—	6.340	—	—	858	1,038	—	883	—	992	992		
9.130	—	9.130	9.130	—	6.340	—	—	965	1,146	—	883	—	1,060	932		
10.170	—	10.170	10.170	—	6.340	—	—	1,085	1,268	—	883	—	1,060	932		
7.710	—	7.710	7.710	—	6.340	—	—	789	976	—	—	—	963	963		
8.670	—	8.670	8.670	—	6.340	—	—	904	1,092	—	—	—	1,042	979		
9.640	—	9.640	9.640	—	6.340	—	—	1,017	1,206	—	—	—	1,113	979		
10.740	—	10.380	10.740	—	6.340	—	—	1,114	1,334	—	—	—	1,113	979		
7.710	—	7.710	7.710	7.710	6.340	6.340	—	800	1,008	1,008	—	1,008	—	—		
8.670	—	8.670	8.670	8.670	6.340	6.340	—	916	1,127	1,127	—	1,104	—	—		
9.640	—	9.640	9.640	9.640	6.340	6.340	—	1,030	1,244	1,244	—	1,104	—	—		
10.740	—	10.380	10.740	10.740	6.340	6.340	—	1,159	1,377	1,377	—	1,104	—	—		
10.040	—	10.040	10.040	10.040	6.340	6.340	—	1,055	1,288	1,288	1,103	1,288	1,240	1,165		
11.160	—	10.380	11.160	11.160	6.340	6.340	—	1,186	1,423	1,423	1,103	1,412	1,326	1,165		
12.430	—	10.380	11.230	11.230	6.340	6.340	—	1,335	1,574	1,574	1,103	1,412	1,326	1,165		
11.410	—	10.380	11.230	—	6.340	—	—	1,182	1,415	—	—	—	—	—		
12.680	—	10.380	11.230	—	6.340	—	—	1,330	1,562	—	—	—	—	—		
14.130	—	10.380	11.230	—	6.340	—	—	1,496	1,728	—	—	—	—	—		
15.220	—	10.380	11.230	—	6.340	—	—	1,591	1,859	—	—	—	—	—		
16.950	—	10.380	11.230	—	6.340	—	—	1,789	2,056	—	—	—	—	—		
2.270	2.270	—	—	—	—	—	—	254	—	—	—	—	—	—		
2.560	2.560	—	—	—	—	—	—	294	—	—	—	—	—	—		
3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	394	453	639	639	639	639	—	—		
3.950	3.950	3.950	3.950	3.950	3.660	3.950	452	520	714	714	714	714	770	770		
3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	3.520	423	489	755	755	755	755	—	—		
3.950	3.950	3.950	3.950	3.950	3.660	3.950	486	561	843	843	843	843	975	975		
5.390	—	5.390	5.390	—	4.990	—	—	694	926	—	—	—	975	975		
5.930	—	5.930	5.930	—	4.990	—	—	776	1,016	—	—	—	975	975		
6.440	—	6.440	6.440	—	4.990	—	—	852	1,098	—	—	—	1,032	1,032		
7.430	—	7.430	7.430	—	4.990	—	—	999	1,257	—	—	—	1,173	1,053		
5.750	—	5.750	5.750	—	5.140	—	—	727	947	—	—	—	975	975		
6.330	—	6.330	6.330	—	5.140	—	—	813	1,038	—	—	—	975	975		
6.870	—	6.870	6.870	—	5.140	—	—	893	1,122	—	—	—	1,032	1,032		
7.930	—	7.930	7.930	—	5.140	—	—	1,047	1,286	—	—	—	1,173	1,053		
5.750	—	5.750	5.750	5.750	5.140	5.140	—	737	979	979	—	979	1,027	1,027		
6.330	—	6.330	6.330	6.330	5.140	5.140	—	825	1,074	1,074	—	1,074	1,027	1,027		
6.870	—	6.870	6.870	6.870	5.140	5.140	—	905	1,161	1,161	—	1,161	1,086	1,086		
7.930	—	7.930	7.930	7.930	5.140	5.140	—	1,062	1,329	1,329	—	1,329	1,235	1,109		
6.460	—	6.460	6.460	—	5.140	—	—	804	1,021	—	—	—	1,027	1,027		
7.120	—	7.120	7.120	—	5.140	—	—	899	1,119	—	—	—	1,027	1,027		
7.720	—	7.720	7.720	—	5.140	—	—	987	1,210	—	—	—	1,086	1,086		
8.820	—	8.460	8.920	—	5.140	—	—	1,157	1,386	—	—	—	1,235	1,109		
6.820	—	6.820	6.820	—	5.140	—	—	847	1,074	—	—	—	1,078	1,078		
7.510	—	7.510	7.510	—	5.140	—	—	948	1,178	—	—	—	1,078	1,078		
8.150	—	8.150	8.150	—	5.140	—	—	1,040	1,273	—	—	—	1,141	1,141		
9.410	—	8.460	8.460	—	5.140	—	—	1,220	1,458	—	—	—	1,297	1,164		
6.820	—	6.820	6.820	6.820	5.140	5.140	—	858	1,106	1,106	—	1,106	—	—		
7.510	—	7.510	7.510	7.510	5.140	5.140	—	959	1,213	1,213	—	1,213	—	—		
8.150	—	8.150	8.150	8.150	5.140	5.140	—	1,053	1,311	1,311	—	1,082	1,229	—		
9.410	—	8.460	9.160	9.160	5.140	5.140	—	1,235	1,502	1,502	—	1,082	1,229	—		
10.280	—	8.460	9.160	9.160	5.140	5.140	—	1,357	1,631	1,631	—	1,082	1,229	—		
10.800	—	8.460	9.160	9.160	5.140	5.140	—	1,430	1,707	1,707	—	1,082	1,229	—		
8.700	—	8.700	8.700	8.700	5.140	5.140	—	1,106	1,389	1,388	—	1,388	1,283	1,283		
9.440	—	9.440	9.160	9.160	5.140	5.140	—	1,213	1,500	1,500	—	1,500	1,358	1,358		
10.900	—	9.670	9.160	9.160	5.140	5.140	—	1,422	1,718	1,718	—	1,229	1,544	1,386		

† Some joint strengths listed in Col. 20 through 27 are greater than the corresponding pipe body yield strength listed in Col. 12.
 † Internal pressure resistance is the lowest of the internal yield pressure of the pipe, the internal yield pressure of the coupling, or the internal pressure leak resistance at the E, or E' plane.
 † For P-110 casing the next higher grade is 150YS, a non-API steel grade having a minimum yield strength of 150,000 psi.

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OD (in.)	Nominal Weight, Threads and Coupling (lbm/ft)	Grade	Wall Thickness (in.)	ID (in.)	Threaded and Coupled			Extreme Line			Pipe-Body Yield Strength (1,000 lbf)
					Drift Diameter (in.)	OD of Coupling (in.)	OD Special Clearance Coupling (in.)	Drift Diameter (in.)	OD of Box Powertight (in.)	Collapse Resistance (psi)	
9 $\frac{5}{8}$	47.00	Q-125	0.472	8.681	8.525	10.625	—	—	—	5,640	1,697
	53.50	Q-125	0.545	8.535	8.379	10.625	—	—	—	8,440	1,943
	58.40	Q-125	0.595	8.435	8.279	10.625	10.125	—	—	10,530	2,110
	61.10	Q-125	0.625	8.375	8.219	10.625	10.125	—	—	11,800	2,209
	53.50	V-150	0.545	8.535	8.379	10.625	10.125	—	—	8,960	2,332
	58.40	V-150	0.595	8.435	8.279	10.625	10.125	—	—	11,560	7,532
	61.10	V-150	0.625	8.375	8.219	10.625	10.125	—	—	13,120	2,651
	70.30	V-150	0.734	8.157	8.001	10.625	10.125	—	—	18,800	3,075
	10 $\frac{3}{4}$	32.75	H-40	0.279	10.192	10.036	11.750	—	—	—	840
40.50		H-40	0.350	10.050	9.894	11.750	—	—	—	1,390	457
40.50		J-55	0.350	10.050	9.894	11.750	11.250	—	—	1,580	629
45.50		J-55	0.400	9.950	9.794	11.750	11.250	9.794	11.460	2,090	715
51.00		J-55	0.450	9.850	9.694	11.750	11.250	9.694	11.460	2,700	801
40.50		K-55	0.350	10.050	9.894	11.750	11.250	—	—	1,580	629
45.50		K-55	0.400	9.950	9.794	11.750	11.250	9.794	11.430	2,090	715
51.00		K-55	0.450	9.850	9.694	11.750	11.250	9.694	11.460	2,700	801
51.00		C-75	0.450	9.850	9.694	11.750	11.250	9.694	11.460	3,110	1,092
55.50		C-75	0.495	9.760	9.604	11.750	11.250	9.604	11.460	3,920	1,196
51.00		L-80	0.450	9.850	9.694	11.750	11.250	9.694	11.460	3,220	1,165
55.50		L-80	0.495	9.760	9.604	11.750	11.250	9.604	11.460	4,020	1,276
51.00		N-80	0.450	9.850	9.694	11.750	11.250	9.694	11.460	3,220	1,165
55.50		N-80	0.495	9.760	9.604	11.750	11.250	9.604	11.460	4,020	1,276
51.00		C-90	0.450	9.850	9.694	11.750	11.250	9.694	11.460	3,400	1,310
55.50		C-90	0.495	9.760	9.604	11.750	11.250	9.604	11.460	4,160	1,435
51.00		C-95	0.450	9.850	9.694	11.750	11.250	9.694	11.460	3,480	1,383
55.50		C-95	0.495	9.760	9.604	11.750	11.250	9.604	11.460	4,290	1,515
51.00		HC-95	0.450	9.850	9.694	11.750	11.250	—	—	4,460	1,383
55.50		HC-95	0.495	9.760	9.604	11.750	11.250	—	—	5,950	1,515
60.70		HC-95	0.545	9.660	9.504	11.750	11.250	—	—	7,550	1,660
65.70		HC-95	0.595	9.560	9.404	11.750	11.250	—	—	8,640	1,803
71.10		HC-95	0.650	9.450	9.294	11.750	11.250	—	—	9,600	1,959
51.00		P-110	0.450	9.850	9.694	11.750	11.250	9.694	11.460	3,660	1,602
55.50		P-110	0.495	9.760	9.604	11.750	11.250	9.604	11.460	4,610	1,754
60.70		P-110	0.545	9.660	9.504	11.750	11.250	9.504	11.460	5,880	1,922
65.70		P-110	0.595	9.560	9.404	11.750	11.250	—	—	7,500	2,088
55.50		Q-125	0.495	9.760	9.604	11.750	11.250	—	—	4,850	1,993
60.70		Q-125	0.545	9.660	9.504	11.750	11.250	—	—	6,070	2,184
65.70		Q-125	0.595	9.560	9.404	11.750	11.250	—	—	7,920	2,373
71.10		Q-125	0.650	9.450	9.294	11.750	11.250	—	—	9,990	2,573
73.20		Q-125	0.672	9.406	9.250	11.750	11.250	—	—	10,810	2,660
79.20		Q-125	0.734	9.282	9.126	11.750	11.250	—	—	13,150	2,887
60.70		V-150	0.545	9.660	9.504	11.750	11.250	—	—	6,550	2,621
65.70		V-150	0.595	9.560	9.404	11.750	11.250	—	—	8,320	2,847
71.10		V-150	0.650	9.450	9.294	11.750	11.250	—	—	10,880	3,094
73.20	V-150	0.672	9.406	9.250	11.750	11.250	—	—	11,900	3,191	
79.20	V-150	0.734	9.282	9.126	11.750	11.250	—	—	14,790	3,464	
11 $\frac{3}{4}$	42.00	H-40	0.333	11.084	10.928	12.750	—	—	—	1,070	478
	47.00	J-55	0.375	11.000	10.844	12.750	—	—	—	1,510	737
	54.00	J-55	0.435	10.880	10.724	12.750	—	—	—	2,070	850
	60.00	J-55	0.489	10.772	10.616	12.750	—	—	—	2,660	952
	47.00	K-55	0.375	11.000	10.844	12.750	—	—	—	1,510	737
	54.00	K-55	0.435	10.880	10.724	12.750	—	—	—	2,070	850
	60.00	K-55	0.489	10.772	10.616	12.750	—	—	—	2,660	952

*Non-API weights or grades.

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27		
Internal Pressure Resistance ¹ (psi)														Joint Strength ^{2,3} (1,000 lbf)		
Plain End or Extreme Line	Buttress Thread										Threaded and Coupled				Extreme Line Standard Joint	Extreme Line Optional Joint
	Round Thread		Regular Coupling		Special Clearance Coupling		Round Thread		Buttress Thread		Regular Coupling		Special Clearance Coupling			
	Short	Long	Same Grade	Higher Grade	Same Grade	Higher Grade	Short	Long	Regular Coupling	Higher Grade ¹	Special Clearance Coupling	Higher Grade ¹	Standard Joint	Optional Joint		
10.730	—	9.670	9.160	—	5.140	—	—	1.361	1.650	—	—	—	—	—		
12.390	—	9.670	9.160	—	5.140	—	—	1.595	1.890	—	—	—	—	—		
13.520	—	9.670	9.160	—	5.140	—	—	1.754	2.052	—	1.328	—	—	—		
14.200	—	9.670	9.160	—	5.140	—	—	1.848	2.149	—	1.328	—	—	—		
12.390	—	9.670	9.160	—	5.140	—	—	1.595	2.251	—	1.574	—	—	—		
13.520	—	9.670	9.160	—	5.140	—	—	1.754	2.444	—	1.574	—	—	—		
14.200	—	9.670	9.160	—	5.140	—	—	1.848	2.559	—	1.574	—	—	—		
16.680	—	9.670	9.160	—	5.140	—	—	2.185	2.812	—	1.574	—	—	—		
1.820	1.820	—	—	—	—	—	205	—	—	—	—	—	—	—		
2.280	2.280	—	—	—	—	—	314	—	—	—	—	—	—	—		
3.130	3.130	—	3.130	3.130	3.130	3.130	420	—	700	700	700	700	—	—		
3.580	3.580	—	3.580	3.580	3.290	3.580	493	—	796	796	796	796	975	—		
4.030	4.030	—	4.030	4.030	3.290	4.030	565	—	891	891	822	891	1,092	—		
3.130	3.130	—	3.130	3.130	3.130	3.130	450	—	819	819	819	819	—	—		
3.580	3.580	—	3.580	3.580	3.290	3.580	528	—	931	931	931	931	1,236	—		
4.030	4.030	—	4.030	4.030	3.290	4.030	606	—	1,043	1,043	1,041	1,043	1,383	—		
5.490	5.490	—	5.490	—	4.150	—	756	—	1,160	—	1,041	—	1,383	—		
6.040	6.040	—	6.040	—	4.150	—	843	—	1,271	—	1,041	—	1,515	—		
5.860	5.860	—	5.860	—	4.150	—	794	—	1,190	—	1,041	—	1,383	—		
6.450	6.450	—	6.450	—	4.150	—	884	—	1,303	—	1,041	—	1,515	—		
5.860	5.860	—	5.860	5.860	4.150	4.150	804	—	1,228	1,228	1,096	1,228	1,456	—		
6.450	6.450	—	6.450	6.450	4.150	4.150	895	—	1,345	1,345	1,096	1,345	1,595	—		
6.590	6.590	—	6.590	—	4.150	—	692	—	1,287	—	1,112	—	1,456	—		
7.250	6.880	—	7.250	—	4.150	—	771	—	1,409	—	1,112	—	1,595	—		
6.960	6.880	—	6.960	—	4.150	—	927	—	1,354	—	1,151	—	1,529	—		
7.660	6.880	—	7.450	—	4.150	—	1,032	—	1,483	—	1,151	—	1,675	—		
6.960	6.880	—	6.960	6.960	4.150	4.150	737	—	1,392	1,392	1,223	1,389	—	—		
7.660	6.880	—	7.450	7.450	4.150	4.150	821	—	1,524	1,524	1,223	1,389	—	—		
8.430	6.880	—	7.450	7.450	4.150	4.150	914	—	1,670	1,670	1,223	1,389	—	—		
9.200	6.880	—	7.450	7.450	4.150	4.150	1,005	—	1,814	1,814	1,223	1,389	—	—		
10.050	6.880	—	7.450	7.450	4.150	4.150	1,105	—	1,971	1,971	1,223	1,389	—	—		
8.060	7.860	—	7.450	7.450	4.150	4.150	1,080	—	1,594	1,594	1,370	1,594	1,820	—		
8.860	7.860	—	7.450	7.450	4.150	4.150	1,203	—	1,745	1,745	1,370	1,745	1,993	—		
9.760	7.860	—	7.450	7.450	4.150	4.150	1,338	—	1,912	1,912	1,370	1,754	2,000	—		
10.650	7.860	—	7.450	7.450	4.150	4.150	1,472	—	2,077	2,077	1,370	1,754	—	—		
10.070	7.860	—	7.450	—	4.150	—	1,351	—	1,925	—	1,501	—	—	—		
11.090	7.860	—	7.450	—	—	—	1,503	—	2,109	—	1,501	—	—	—		
12.110	7.860	—	7.450	—	—	—	1,653	—	2,291	—	1,501	—	—	—		
13.230	7.860	—	7.450	—	4.150	—	1,817	—	2,489	—	1,501	—	—	—		
13.670	7.860	—	7.450	—	4.150	—	1,882	—	2,568	—	1,501	—	—	—		
14.940	7.860	—	7.450	—	4.150	—	2,063	—	2,639	—	1,501	—	—	—		
13.310	7.860	—	7.450	—	4.150	—	1,798	—	2,513	—	1,779	—	—	—		
14.530	7.860	—	7.450	—	4.150	—	1,918	—	2,730	—	1,779	—	—	—		
15.870	7.860	—	7.450	—	4.150	—	2,174	—	2,966	—	1,779	—	—	—		
16.410	7.860	—	7.450	—	4.150	—	2,252	—	3,060	—	1,779	—	—	—		
17.920	7.860	—	7.450	—	4.150	—	2,469	—	3,127	—	1,779	—	—	—		
1.980	1.980	—	—	—	—	—	307	—	—	—	—	—	—	—		
3.070	3.070	—	3.070	3.070	—	—	477	—	807	807	—	—	—	—		
3.560	3.560	—	3.560	3.560	—	—	568	—	931	931	—	—	—	—		
4.010	4.010	—	4.010	4.010	—	—	649	—	1,042	1,042	—	—	—	—		
3.070	3.070	—	3.070	3.070	—	—	509	—	935	935	—	—	—	—		
3.560	3.560	—	3.560	3.560	—	—	606	—	1,079	1,079	—	—	—	—		
4.010	4.010	—	4.010	4.010	—	—	693	—	1,208	1,208	—	—	—	—		

¹ Some joint strengths listed in Col. 20 through 27 are greater than the corresponding pipe body yield strength listed in Col. 12.
² Internal pressure resistance is the lowest of the internal yield pressure of the pipe, the internal yield pressure of the coupling, or the internal pressure leak resistance at the E₁ or E₂ plane.
³ For P-110 casing the next higher grade is 150YS, a non-API steel grade having a minimum yield strength of 150,000 psi.

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OD (in.)	Nominal Weight, Threads and Coupling (lbm/ft)	Grade	Wall Thickness (in.)	ID (in.)	Threaded and Coupled			Extreme Line		Collapse Resistance (psi)	Pipe-Body Yield Strength (1,000 lbf)
					Drift Diameter (in.)	OD of Coupling (in.)	OD Special Clearance Coupling (in.)	Drift Diameter (in.)	OD of Box Powertight (in.)		
11 $\frac{3}{4}$	60.00	C-75	0.489	10.772	10.616	12.750	—	—	—	3,070	1,298
	60.00	L-80	0.489	10.772	10.616	12.750	—	—	—	3,180	1,384
	60.00	N-80	0.489	10.772	10.616	12.750	—	—	—	3,180	1,384
	60.00	C-90	0.489	10.772	10.616	12.750	—	—	—	3,360	1,557
	60.00	C-95	0.489	10.772	10.616	12.750	—	—	—	3,440	1,644
	60.00	HC-95	0.489	10.772	10.616	12.750	—	—	—	4,410	1,644
	60.00	P-110	0.489	10.772	10.616	12.750	—	—	—	3,610	1,903
	60.00	Q-125	0.489	10.772	10.616	12.750	—	—	—	3,680	2,162
	66.70	Q-125	0.547	10.656	10.500	12.750	—	—	—	4,980	2,407
	66.70	V-150	0.547	10.656	10.500	12.750	—	—	—	5,200	2,888
13 $\frac{3}{8}$	48.00	H-40	0.330	12.715	12.559	14.375	—	—	—	740	541
	54.50	J-55	0.380	12.615	12.459	14.375	—	—	—	1,130	853
	61.00	J-55	0.430	12.515	12.359	14.375	—	—	—	1,540	962
	68.00	J-55	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	1,950	1,069
	54.50	K-55	0.380	12.615	12.459	14.375	—	—	—	1,130	853
	61.00	K-55	0.430	12.515	12.359	14.375	—	—	—	1,640	962
	68.00	K-55	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	1,950	1,069
	68.00	C-75	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,220	1,458
	72.00	C-75	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,600	1,558
	68.00	L-80	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,260	1,556
	72.00	L-80	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,670	1,661
	68.00	N-80	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,260	1,556
	72.00	N-80	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,670	1,661
	68.00	C-90	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,320	1,750
	72.00	C-90	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,780	1,869
	68.00	C-95	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,330	1,847
	72.00	C-95	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,820	1,973
	72.00	HC-95	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	3,470	1,973
	86.00	HC-95	0.625	12.125	11.969	14.375	—	—	—	6,240	2,378
	68.00	P-110	0.480	12.415	12.259	14.375	—	—	—	2,330	2,139
	72.00	P-110	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,880	2,284
	72.00	Q-125	0.514	12.347	12.191	14.375	—	—	—	2,800	2,596
	76.60	Q-125	0.547	12.281	12.125	14.375	—	—	—	3,490	2,756
	92.50	Q-125	0.672	12.031	11.875	14.375	—	—	—	5,950	3,352
92.50	V-150	0.672	12.031	11.875	14.375	—	—	—	6,400	4,023	
100.30	V-150	0.734	11.907	11.751	14.375	—	—	—	8,090	4,373	
16	65.00	H-40	0.375	15.250	15.062	17.000	—	—	—	630	736
	75.00	J-55	0.438	15.124	14.936	17.000	—	—	—	1,020	1,178
	84.00	J-55	0.495	15.010	14.822	17.000	—	—	—	1,410	1,326
	75.00	K-55	0.438	15.124	14.936	17.000	—	—	—	1,020	1,178
	84.00	K-55	0.495	15.010	14.822	17.000	—	—	—	1,410	1,326
18 $\frac{5}{8}$	87.50	H-40	0.435	17.755	17.567	20.000	—	—	—	630*	994
	87.50	J-55	0.435	17.755	17.567	20.000	—	—	—	630*	1,367
	87.50	K-55	0.435	17.755	17.567	20.000	—	—	—	630*	1,367
20	94.00	H-40	0.438	19.124	18.936	21.000	—	—	—	520*	1,077
	94.00	J-55	0.438	19.124	18.936	21.000	—	—	—	520*	1,480
	106.50	J-55	0.500	19.000	18.812	21.000	—	—	—	770*	1,685
	133.00	J-55	0.635	18.730	18.542	21.000	—	—	—	1,500	2,125
	94.00	K-55	0.438	19.124	18.936	21.000	—	—	—	520*	1,480
	106.50	K-55	0.500	19.000	18.812	21.000	—	—	—	770*	1,685
	133.00	K-55	0.635	18.730	18.542	21.000	—	—	—	1,500	2,125

*Non-API weights or grades.

TABLE 2.3—MINIMUM PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING (continued)

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27		
Joint Strength** (1,000 lbf)																
Internal Pressure Resistance† (psi)																
Plain End or Extreme Line	Threaded and Coupled															
	Buttress Thread						Buttress Thread								Extreme Line	
	Round Thread		Regular Coupling		Special Clearance Coupling		Round Thread		Regular Coupling		Special Clearance Coupling		Standard Joint	Optional Joint		
	Short	Long	Same Grade	Higher Grade	Same Grade	Higher Grade	Short	Long	Regular Coupling	Higher Grade‡	Special Coupling	Higher Grade‡				
5.460	5.460	—	5.460	—	—	—	869	—	1,361	—	—	—	—	—		
5.830	5.820	—	5.830	—	—	—	913	—	1,399	—	—	—	—	—		
5.830	5.820	—	5.830	—	—	—	924	—	1,440	1,440	—	—	—	—		
6.550	5.820	—	6.300	—	—	—	1,011	—	1,517	—	—	—	—	—		
6.920	5.820	—	6.300	—	—	—	1,066	—	1,596	—	—	—	—	—		
6.920	5.820	—	6.300	—	—	—	1,078	—	1,638	—	—	—	—	—		
8.010	5.820	—	6.300	6,300	—	—	1,242	—	1,877	1,877	—	—	—	—		
9.100	6.650	—	6.300	—	—	—	1,395	—	2,074	—	—	—	—	—		
10.180	6.650	—	6.300	—	—	—	1,582	—	2,308	—	—	—	—	—		
12.220	6.650	—	6.300	—	—	—	1,893	—	2,752	—	—	—	—	—		
1.730	1.730	—	—	—	—	—	322	—	—	—	—	—	—	—		
2.730	2.730	—	2,730	2,730	—	—	514	—	909	909	—	—	—	—		
3.090	3.090	—	3,090	3,090	—	—	595	—	1,025	1,025	—	—	—	—		
3.450	3.450	—	3,450	3,450	—	—	675	—	1,140	1,140	—	—	—	—		
2.730	2.730	—	2,730	2,730	—	—	547	—	1,038	1,038	—	—	—	—		
3.090	3.090	—	3,090	3,090	—	—	633	—	1,169	1,169	—	—	—	—		
3.450	3.450	—	3,450	3,450	—	—	718	—	1,300	1,300	—	—	—	—		
4.710	4.550	—	4,710	—	—	—	905	—	1,496	—	—	—	—	—		
5.040	4.550	—	4,930	—	—	—	978	—	1,598	—	—	—	—	—		
5.020	4.550	—	4,930	—	—	—	952	—	1,545	—	—	—	—	—		
5.380	4.550	—	4,930	—	—	—	1,029	—	1,650	—	—	—	—	—		
5.020	4.550	—	4,930	4,930	—	—	963	—	1,585	1,585	—	—	—	—		
5.380	4.550	—	4,930	4,930	—	—	1,040	—	1,693	1,693	—	—	—	—		
5.650	4.550	—	4,930	—	—	—	1,057	—	1,683	—	—	—	—	—		
6.050	4.550	—	4,930	—	—	—	1,142	—	1,797	—	—	—	—	—		
5.970	4.550	—	4,930	—	—	—	1,114	—	1,772	—	—	—	—	—		
6.390	4.550	—	4,930	—	—	—	1,204	—	1,893	—	—	—	—	—		
6.390	4.550	—	4,930	—	—	—	1,215	—	1,935	—	—	—	—	—		
7.770	4.550	—	4,930	—	—	—	1,507	—	2,333	—	—	—	—	—		
6.910	4.550	—	4,930	4,930	—	—	1,297	—	2,079	2,079	—	—	—	—		
7.400	4.550	—	4,930	4,930	—	—	1,402	—	2,221	2,221	—	—	—	—		
8.400	4.550	—	4,930	—	—	—	1,576	—	2,463	—	—	—	—	—		
8.950	4.550	—	4,930	—	—	—	1,690	—	2,615	—	—	—	—	—		
10.990	4.550	—	4,930	—	—	—	2,113	—	3,181	—	—	—	—	—		
13.190	4.550	—	4,930	—	—	—	2,529	—	3,795	—	—	—	—	—		
14.410	4.550	—	4,930	—	—	—	2,776	—	3,863	—	—	—	—	—		
1.640	1,640	—	—	—	—	—	439	—	—	—	—	—	—	—		
2.630	2,630	—	2,630	2,630	—	—	710	—	1,200	1,200	—	—	—	—		
2.980	2,980	—	2,980	2,980	—	—	817	—	1,351	1,351	—	—	—	—		
2.630	2,630	—	2,630	2,630	—	—	752	—	1,331	1,331	—	—	—	—		
2.980	2,980	—	2,980	2,980	—	—	865	—	1,499	1,499	—	—	—	—		
1.630	1,630	—	—	—	—	—	559	—	—	—	—	—	—	—		
2.250	2,250	—	2,250	2,250	—	—	754	—	1,329	1,329	—	—	—	—		
2.250	2,250	—	2,250	2,250	—	—	794	—	1,427	1,427	—	—	—	—		
1.530	1,530	1,530	—	—	—	—	581	—	—	—	—	—	—	—		
2.110	2,110	2,110	2,110	2,110	—	—	784	907	1,402	1,402	—	—	—	—		
2.410	2,400	2,400	2,320	2,320	—	—	913	1,057	1,596	1,596	—	—	—	—		
3.060	2,400	2,400	2,320	2,320	—	—	1,192	1,380	2,012	2,012	—	—	—	—		
2.110	2,110	2,110	2,110	2,110	—	—	824	955	1,479	1,479	—	—	—	—		
2.410	2,400	2,400	2,320	2,320	—	—	960	1,113	1,683	1,683	—	—	—	—		
3.060	2,400	2,400	2,320	2,320	—	—	1,253	1,453	2,123	2,123	—	—	—	—		

** Some joint strengths listed in Col. 20 through 27 are greater than the corresponding pipe body yield strength listed in Col. 12.
 † Internal pressure resistance is the lowest of the internal yield pressure of the pipe, the internal yield pressure of the coupling, or the internal pressure leak resistance at the E- or E- plane.
 ‡ For P-110 casing the next higher grade is 150YS, a non-API steel grade having a minimum yield strength of 150,000 psi.

Fuente: Petroleum Engineers Handbook

Anexo E. Tablas de mínima resistencia al colapso bajo carga axial.

TABLE 2.4a - MINIMUM COLLAPSE RESISTANCE UNDER AXIAL LOAD, GRADE H-40

do (in)	Weight (lbm/ft)	do/e	Area (sq in)	Axial Stress (psi)												
				-10000	-5000	0	5000	10000	15000	20000	25000	30000	35000	40000	45000	50000
4 1/2	9.5	21.95	2766	2930	2860	2760	2640	2500	2320	2100	1840	---	---	---	---	---
5 1/2	14	22.54	4029	2770	2710	2620	2510	2380	2220	2010	1760	---	---	---	---	---
6 5/8	20	23	5734	2650	2600	2502	2420	2290	2140	1950	1710	---	---	---	---	---
7	17	30.3	4912	1490	1460	1420	1380	1320	1260	1170	1080	---	---	---	---	---
7	20	25.74	5749	2050	2020	1970	1910	1830	1730	1590	1420	---	---	---	---	---
7 5/8	24	25.42	6904	2120	2080	2030	1960	1880	1770	1630	1450	---	---	---	---	---
8 5/8	28	28.37	7947	1690	1650	1610	1550	1490	1410	1320	1200	---	---	---	---	---
8 5/8	32	24.5	9149	2310	2260	2200	2120	2020	1900	1740	1550	---	---	---	---	---
9 5/8	32.3	30.85	9128	1430	1410	1370	1330	1280	1220	1140	1050	---	---	---	---	---
9 5/8	36	27.34	10254	1810	1770	1720	1660	1600	1520	1420	1290	---	---	---	---	---
10 3/4	32.75	38.53	9178	860	850	840	830	810	780	750	700	---	---	---	---	---
10 3/4	40.5	30.71	11435	1450	1420	1390	1340	1290	1230	1150	1050	---	---	---	---	---
11 3/4	42	35.29	11944	1070	1060	1040	1010	980	940	890	830	---	---	---	---	---
13 3/8	48	40.53	13524	740	740	740	730	720	700	670	640	---	---	---	---	---
16	65	42.67	18408	630	630	630	630	630	620	600	570	---	---	---	---	---
18 5/8	87.5	42.82	24858	630	630	630	630	620	610	590	570	---	---	---	---	---
20	94	45.66	26918	520	520	520	520	520	510	510	490	---	---	---	---	---

TABLE 2.4c - MINIMUM COLLAPSE RESISTANCE UNDER AXIAL LOAD, GRADE C-75

do (in)	Weight (lbm/ft)	do/e	Area (sq in)	Axial Stress (psi)												
				-10000	-5000	0	5000	10000	15000	20000	25000	30000	35000	40000	45000	50000
4 1/2	11.6	18	3338	6330	6220	6100	5970	5810	5640	5440	5220	4980	4710	4400	4060	3660
4 1/2	13.5	15.52	3836	8500	8330	8140	7920	7680	7420	7130	6810	6450	6060	5610	5010	4370
5	15	16.89	4374	7220	7090	6940	6770	6580	6370	6140	5870	5580	5260	4900	4500	4040
5	18	13.81	5275	10440	10220	9960	9680	9340	8920	8460	7970	7440	6860	6250	5590	4870
5	21.4	11.44	6264	12680	12340	11970	11550	11090	10590	10050	9460	8830	8150	7420	6630	5780
5	23.2	10.46	6791	13750	13380	12970	12520	12020	11480	10890	10260	9570	8840	8040	7190	6270
5	24.1	10	7069	14310	13930	13500	13030	12510	11950	11340	10680	9960	9200	8370	7480	6520
5 1/2	17	18.09	4962	6260	6160	6040	5910	5750	5580	5390	5170	4930	4670	4360	4020	3630
5 1/2	20	15.24	5828	8790	8610	8410	8180	7930	7660	7350	7020	6650	6240	5700	5100	4440
5 1/2	23	13.25	6.63	11090	10800	10470	10100	9700	9260	8790	8280	7730	7130	6490	5800	5060
6 5/8	24	18.82	6937	5740	5650	5550	5430	5300	5150	4980	4790	4580	4340	4070	3760	3410
6 5/8	28	15.89	8133	8130	7970	7790	7590	7370	7120	6840	6540	6200	5830	5420	4900	4270
6 5/8	32	13.95	9177	10270	10050	9800	9520	9210	8830	8380	7890	7370	6800	6190	5530	4820
7	23	22.08	6656	3830	3790	3750	3700	3650	3580	3490	3400	3280	3140	2980	2790	2570
7	26	19.34	7549	5390	5310	5220	5120	5000	4860	4710	4540	4340	4120	3870	3580	3250
7	29	17.16	8449	6990	6870	6730	6570	6390	6180	5960	5710	5430	5120	4780	4390	3950
7	32	15.45	9317	8570	8400	8200	7990	7750	7480	7180	6860	6500	6100	5630	5030	4390
7	35	14.06	10172	10130	9910	9670	9400	9100	8760	8320	7840	7310	6750	6150	5490	4790
7	38	12.96	10959	11320	11020	10680	10310	9900	9450	8970	8450	7880	7280	6630	5920	5160
7 5/8	26.4	23.25	7519	3390	3340	3280	3220	3160	3120	3060	2990	2900	2800	2670	2510	2330
7 5/8	29.7	20.33	8541	4780	4720	4650	4560	4470	4360	4230	4090	3930	3740	3520	3270	2990
7 5/8	33.7	17.73	9720	6540	6430	6300	6150	5990	5810	5600	5370	5120	4840	4520	4160	3750
7 5/8	39	15.25	11192	8770	8600	8400	8170	7920	7650	7340	7010	6640	6230	5700	5100	4440
7 5/8	42.8	13.57	12470	10760	10520	10240	9880	9490	9060	8600	8100	7560	6980	6350	5680	4950
7 5/8	45.3	12.82	13141	11430	11130	10790	10410	10000	9550	9060	8530	7960	7350	6690	5980	5210
7 5/8	47.1	12.2	13475	11960	11640	11290	10890	10460	9990	9480	8930	8330	7690	7000	6260	5450
8 5/8	36	21.56	10336	4090	4050	4000	3940	3880	3800	3700	3590	3460	3310	3130	2930	2690
8 5/8	40	19.17	11557	5500	5420	5330	5220	5100	4960	4800	4620	4420	4190	3930	3640	3300
8 5/8	44	17.25	12763	6920	6800	6660	6500	6320	6120	5900	5650	5380	5070	4730	4350	3920
8 5/8	49	15.48	14118	8540	8370	8180	7960	7720	7450	7160	6840	6480	6080	5620	5030	4380
9 5/8	40	24.37	11454	3080	3030	2990	2930	2870	2800	2720	2640	2580	2500	2400	2270	2120
9 5/8	43.5	22.13	12559	3800	3770	3730	3680	3620	3560	3470	3380	3260	3130	2970	2780	2560
9 5/8	47	20.39	13572	4740	4680	4610	4530	4440	4330	4210	4060	3900	3720	3500	3260	2970
9 5/8	53.5	17.66	15547	6590	6480	6350	6200	6040	5850	5650	5410	5160	4870	4550	4190	3780
10 3/4	51	23.89	14561	3210	3160	3110	3050	2980	2910	2840	2780	2710	2620	2510	2370	2200
10 3/4	55.5	21.72	15947	4010	3970	3920	3870	3800	3730	3640	3530	3400	3260	3090	2890	2650
11 3/4	60	24.03	17300	3170	3120	3070	3020	2950	2870	2800	2740	2670	2580	2480	2340	2180
13 3/8	68	27.86	19445	2260	2240	2220	2190	2160	2120	2070	2020	1960	1880	1790	1690	1580
13 3/8	72	26.02	20768	2660	2630	2600	2560	2510	2450	2390	2320	2230	2140	2040	1950	1840

TABLE 2.4g - MINIMUM COLLAPSE RESISTANCE UNDER AXIAL LOAD, GRADE HC-95

do (in)	Weight (lbm/ft)	do/e	Area (sq in)	Axial Stress (psi)												
				-10000	-5000	0	5000	10000	15000	20000	25000	30000	35000	40000	45000	50000
4 1/2	11.6	18	3338	8840	8760	8650	8520	8370	8190	8000	7770	7530	7260	6960	6630	6270
4 1/2	13.5	15.52	3836	10610	10510	10380	10220	10040	9830	9600	9330	9030	8710	8350	7950	7520
4 1/2	15.1	13.35	4407	12600	12480	12330	12150	11930	11680	11400	11080	10730	10340	9920	9450	8930
5	15	16.89	4374	9590	9500	9380	9240	9070	8890	8670	8430	8160	7870	7540	7190	6800
5	18	13.81	5275	12140	12030	11880	11700	11490	11250	10980	10680	10340	9970	9550	9100	8610
5	23	10.46	6791	16170	16020	15820	15580	15310	14990	14620	14220	13770	13270	12720	12120	11460
5 1/2	17	18.09	4962	8770	8690	8580	8450	8300	8130	7930	7710	7470	7200	6900	6570	6220
5 1/2	20	15.24	5828	10870	10760	10630	10470	10280	10070	9830	9550	9250	8920	8550	8140	7700
5 1/2	23	13.25	6630	12730	12600	12450	12260	12040	11790	11510	11190	10840	10440	10010	9540	9020
7	23	22.08	6656	5780	5720	5650	5570	5470	5350	5220	5080	4920	4740	4540	4330	4090
7	26	19.34	7549	7970	7900	7800	7680	7550	7390	7210	7010	6790	6540	6270	5980	5650
7	29	17.16	8449	9400	9310	9200	9060	8900	8710	8500	8270	8010	7720	7400	7050	6660
7	32	15.45	9317	10630	10530	10400	10240	10060	9850	9610	9350	9050	8720	8360	7970	7530
7	35	14.06	10172	11860	11740	11600	11430	11220	10990	10720	10430	10100	9730	9330	8890	8400
7	38	12.96	10959	12980	12860	12700	12510	12290	12030	11740	11410	11050	10650	10210	9730	9200
7 5/8	26.4	23.25	7519	4960	4910	4850	4780	4690	4590	4480	4360	4220	4070	3900	3720	3510
7 5/8	29.7	20.33	8541	7310	7240	7150	7040	6920	6770	6610	6430	6220	6000	5750	5480	5180
7 5/8	33.7	17.73	9720	9000	8910	8800	8670	8510	8340	8130	7910	7660	7380	7080	6740	6370
7 5/8	39	15.25	11192	10840	10730	10600	10440	10260	10040	9800	9530	9220	8890	8520	8120	7680
7 5/8	45.3	12.82	12141	13190	13060	12900	12710	12480	12220	11920	11590	11230	10820	10370	9880	9350
8 5/8	36	21.56	10336	6190	6140	6060	5970	5860	5740	5600	5450	5270	5080	4870	4640	4390
8 5/8	40	19.17	11557	8080	8000	7900	7780	7640	7480	7300	7100	6880	6630	6350	6050	5720
8 5/8	44	17.25	12763	9300	9210	9100	8960	8800	8620	8410	8180	7920	7630	7320	6970	6590
8 5/8	49	15.48	14118	10630	10530	10400	10240	10060	9850	9610	9350	9050	8720	8360	7970	7530
9 5/8	40	24.37	11454	4320	4280	4230	4170	4090	4010	3910	3800	3680	3550	3400	3240	3060
9 5/8	43.5	22.13	12559	5720	5670	5600	5520	5420	5300	5180	5030	4870	4700	4500	4290	4060
9 5/8	47	20.39	13572	7260	7190	7100	6990	6870	6730	6560	6380	6180	5960	5710	5440	5140
9 5/8	53.5	17.66	15547	9050	8960	8850	8720	8560	8380	8180	7950	7700	7420	7120	6780	6410
9 5/8	58.4	16.18	16879	10170	10070	9950	9800	9630	9430	9200	8940	8660	8350	8000	7620	7210
9 5/8	61.1	13.8	15708	10730	10630	10500	10340	10160	9950	9710	9440	9140	8810	8440	8040	7610
10 3/4	51	23.89	14561	4560	4520	4460	4390	4310	4220	4120	4010	3880	3740	3590	3420	3230
10 3/4	55.5	21.72	15947	6080	6020	5950	5860	5760	5640	5500	5350	5180	4990	4780	4560	4310
10 3/4	60.7	19.72	17473	7720	7640	7550	7440	7300	7150	6980	6790	6570	6330	6070	5780	5470
10 3/4	65.7	18.07	18982	8830	8750	8640	8510	8360	8180	7990	7770	7520	7250	6950	6620	6260
10 3/4	71.1	16.54	20625	9810	9720	9600	9460	9290	9090	8870	8630	8350	8050	7720	7350	6950
11 3/4	60	24.03	17.3	4510	4460	4410	4340	4270	4180	4080	3960	3840	3700	3550	3380	3190
13 3/8	72	26.02	20768	3550	3510	3470	3420	3360	3290	3210	3120	3020	2910	2790	2660	2510
13 3/8	86	21.4	25035	6380	6320	6240	6150	6040	5910	5770	5610	5430	5230	5020	4780	4520

TABLE 2.4h - MINIMUM COLLAPSE RESISTANCE UNDER AXIAL LOAD, GRADE P-110

do (in)	Weight (lbm/ft)	do/e	Area (sq in)	Axial Stress (psi)												
				-10000	-5000	0	5000	10000	15000	20000	25000	30000	35000	40000	45000	50000
4 1/2	11.6	18	3338	7720	7650	7580	7490	7390	7290	7170	7040	6900	6740	6560	6370	6160
4 1/2	13.5	15.52	3836	10980	10840	10680	10510	10330	10130	9920	9690	9440	9170	8880	8560	8230
5	15	16.89	4374	9060	8960	8850	8730	8600	8460	8300	8130	7940	7740	7520	7270	7010
5	18	13.81	5275	13900	13700	13470	13230	12970	12690	12390	12060	11720	11350	10960	10530	10080
5	21.4	11.44	6264	18290	17940	17550	17140	16700	16230	15740	15210	14660	14080	13470	12820	12140
5	23.2	10.46	6791	19830	19440	19020	18570	18100	17590	17060	16490	15890	15260	14600	13900	13160
5	24.1	10	7069	20640	20230	19800	19330	18840	18310	17750	17160	16540	15880	15190	14470	13700
5 1/2	17	18.09	4962	7620	7550	7480	7400	7300	7200	7090	6960	6820	6660	6490	6300	6100
5 1/2	20	15.24	5828	11410	11260	11100	10920	10720	10510	10280	10040	9780	9490	9190	8860	8500
5 1/2	23	13.25	6630	15030	14800	14540	14270	13980	13670	13330	12980	12590	12190	11750	11220	10620
6 5/8	24	18.82	6937	6830	6790	6730	6670	6590	6510	6420	6320	6200	6080	5930	5780	5600
6 5/8	28	15.89	8133	10430	10300	10160	10000	9830	9650	9450	9240	9010	8760	8490	8190	7880
6 5/8	32	13.95	9177	13640	13440	13220	12980	12730	12460	12160	11850	11510	11150	10770	10350	9910
7	26	19.34	7549	6310	6270	6230	6180	6120	6050	5980	5890	5800	5690	5560	5420	5270
7	29	17.16	8449	8720	8630	8530	8420	8290	8160	8010	7850	7680	7480	7270	7040	6790
7	32	15.45	9317	11090	10940	10780	10610	10430	10230	10010	9770	9520	9250	8950	8640	8300
7	35	14.06	10172	13430	13240	13020	12790	12540	12280	11990	11680	11350	11000	10620	10220	9780
7	38	12.96	10959	15650	15400	15140	14850	14540	14210	13860	13480	13080	12570	12020	11450	10840
7 5/8	26.4	23.25	7519	3970	3950	3920	3890	3860	3810	3770	3710	3650	3580	3500	3410	3310
7 5/8	29.7	20.33	8541	5440	5390	5350	5320	5290	5250	5200	5140	5080	5000	4910	4800	4680
7 5/8	33.7	17.73	9720	8030	7960	7870	7780	7760	7560	7430	7290	7140	6970	6790	6580	6360
7 5/8	39	15.25	11192	11400	11250	11080	10900	10710	10500	10270	10030	9760	9480	9170	8850	8490
7 5/8	42.8	13.57	12.47	14370	14160	13920	13670	13390	13100	12780	12450	12080	11700	11290	10850	10380
7 5/8	45.3	12.82	13141	15950	15700	15430	15140	14820	14480	14120	13710	13220	12690	12140	11560	10950
7 5/8	47.1	12.2	13745	17260	16920	16550	16170	15750	15310	14840	14350	13830	13280	12700	12090	11460
8 5/8	40	19.17	11557	6480	6440	6390	6340	6270	6200	6120	6030	5930	5810	5680	5540	5370
8 5/8	44	17.25	12763	8610	8520	8420	8310	8190	8060	7920	7760	7590	7400	7190	6970	6720
8 5/8	49	15.48	14118	11040	10900	10740	10570	10390	10190	9970	9740	9480	9210	8920	8610	8270
9 5/8	43.5	22.13	12559	4490	4460	4420	4370	4320	4270	4200	4130	4050	3970	3870	3810	3750
9 5/8	47	20.39	13572	5410	5350	5300	5270	5240	5200	5160	5100	5030	4960	4870	4770	4650
9 5/8	53.5	17.66	15547	8110	8040	7950	7850	7750	7630	7500	7360	7200	7030	6840	6640	6410
10 3/4	51	23.89	14561	3700	3680	3660	3640	3610	3570	3530	3490	3430	3370	3300	3220	3230
10 3/4	55.5	21.72	15947	4690	4650	4610	4560	4510	4440	4370	4300	4210	4140	4090	4020	3950
10 3/4	60.7	19.72	17473	5950	5920	5880	5840	5790	5740	5670	5600	5510	5410	5300	5180	5030
10 3/4	65.7	18.07	18982	7640	7580	7500	7420	7320	7220	7100	6980	6840	6680	6510	6320	6110
11 3/4	60	24.03	17300	3640	3620	3610	3580	3560	3520	3490	3440	3390	3330	3260	3190	3100
13 3/8	68	27.86	19445	2340	2340	2340	2340	2340	2340	2340	2330	2330	2310	2290	2270	2230
13 3/8	72	26.02	20768	2880	2880	2880	2880	2870	2860	2850	2830	2800	2760	2720	2670	2620

Fuente: Petroleum Engineers Handbook

Anexo F. Abreviaturas

BTC= Rosca Buttress

CSG= Casing o revestimiento

Ft= Pies

∇F = Gradiente de fractura

G= Grado del acero

∇G = Gradiente de gas

h= Profundidad

Δh = Diferencia de profundidades

ID= Diámetro interno

L= Longitud

MD= Distancia total

OD= Diámetro exterior

Pb= Presión de Burst

Pc= Presión de colapso

Psi= Presión

Pulg= Pulgadas

SFC= Factor de seguridad por colapso

SFB= Factor de seguridad por Burst

SFT= Factor de seguridad por tensión

TVD= Profundidad vertical verdadera

T= Tensión

W= peso

Anexo G. Símbolos

ρ = Densidad

Φ = Diámetro

Δ = Diferencial

∇ = Gradiente