

MANUAL DE DISEÑO DE SARTA PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES

**CAROLINA ÁLVAREZ GARCÍA
JUAN CARLOS FLÓREZ VALENCIA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009**

MANUAL DE DISEÑO DE SARTA PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS VERTICALES

**CAROLINA ÁLVAREZ GARCÍA
JUAN CARLOS FLÓREZ VALENCIA**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
LUIS HUMBERTO ORDUZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

NEIVA

2009

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIAS

Carolina:

Este trabajo va dedicado a mi Dios todopoderoso, a mis padres Baudilio (q.e.p.d.) y Vilma Ruth García, que con tanto esfuerzo y dedicación formaron de mi lo que soy hoy, especialmente a mi madre que siempre estuvo allí para darme un aliento en los momentos difíciles de mi carrera. De igual forma a mi esposo Carlos Gilberto Leyva que me apoyo mis tres últimos años en la universidad con sus a veces duros consejos y como no agradecer a mi chiquitín Carlos Daniel Leyva Álvarez que es la felicidad de mi hogar y de mi vida, a ellos dos les doy gracias por tenerme paciencia cuando les negué tiempo por estar dedicada a mis estudios. Por ultimo a mi hermana Alejandra Álvarez quien me colaboró con el cuidado de mi hijo y de mi casa y fue cómplice de muchos de mis días de estrés. A todos ellos y demás familiares les doy gracias por aportar un grano de arena a esta larga, dura pero feliz etapa de mi vida; por sus consejos, paciencia, colaboración, credibilidad y sobre todo por su amor fue posible que este triunfo se hiciera realidad.

Juan Carlos:

Dedico este trabajo a mis deseos de salir adelante, a mis esfuerzos por crecer; Agradezco al incansable apoyo de mi familia, cercana y lejana, que nunca voltearon el rostro al momento de darme la mano, y sobre todo a Dios, quien cruzó nuestros caminos.

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

1.	<u>INTRODUCCIÓN</u>	
1.1	SARTA DE PERFORACIÓN	14
1.2	TIPOS DE POZOS	16
2.	<u>COMPONENTES BÁSICOS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN</u>	20
2.1	BROCAS DE PERFORACIÓN	21
2.1.1	<i>Tipos de brocas</i>	21
2.1.1.1	Brocas de acción cortante y mordida	22
2.1.1.2	Brocas de acción trituradora y mordida	23
2.1.1.3	Brocas de acción cortante o abrasiva	26
2.1.1.4	Brocas de uso especial	27
2.2	BOTELLAS DE PERFORACIÓN O <i>DRILL COLLARS</i>	30
2.2.1	<i>Cuñas para tubería o slips</i>	31
2.2.2	<i>Sustituto de izamiento o lifting sub</i>	32
2.2.3	<i>Collarín de seguridad o safety clamp</i>	33
2.3	SUSTITUTO PARA LA BROCA O <i>BIT SUB</i>	34
2.3.1	<i>Válvula flotadora o float valve</i>	35
2.4	TUBERÍA PESADA DE PERFORACIÓN O HEAVY WEIGHT DRILL PIPE	36
2.5	TUBERÍA DE PERFORACIÓN O <i>DRILL PIPE</i>	38
2.6	CROSSOVERS PIN x PIN, CAJA x CAJA, PIN x CAJA	39
3.	<u>DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN</u>	40
3.1	USO DE LAS BOTELLAS DE PERFORACIÓN	41
3.1.1	<i>Selección de las botellas de perforación</i>	41
3.1.2	<i>Selección del diámetro según las fuerzas a que estén sometidas</i>	42
3.1.3	<i>Determinación el peso sobre la broca permisible</i>	46
3.1.3.1	Cálculo del peso sobre la broca permisible	51
3.1.3.2	Selección del diámetro interno de las botellas de perforación	
3.1.3.3	Correlaciones de A. Lubinski y de Dawson-Paslay	55

3.2	USO DE LA TUBERÍA PESADA DE PERFORACIÓN	62
3.2.1	<i>Tubería de transición</i>	62
3.2.2	<i>Longitud de la tubería pesada de perforación o Heavy Weight Drill Pipe</i>	63
3.3	USO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN	65
3.3.1	<i>Diseño de sarta por tensión</i>	65
3.3.2	<i>Diseño de sarta por presiones de estallido y colapso</i>	75
3.3.2.1	Presiones de estallido y colapso	75
3.3.2.2	Efecto de la tensión en el colapso de la tubería	76
3.3.2.3	Aplastamiento por cuñas	80
3.3.3	<i>Condiciones de trabajo</i>	83
3.3.3.1	Tensión y torsión de la tubería	83
4.	<u>SELECCIÓN DE COMPONENTES EN CONDICIONES ESPECIALES DE TRABAJO</u>	86
4.1	ESTABILIZADORES DE SARTA	86
4.1.1	<i>Colocación de estabilizadores en la sarta</i>	88
4.1.2	<i>Tipos de estabilizadores de sarta de perforación</i>	89
4.2	MARTILLOS DE PERFORACIÓN O DRILLING JARS	92
4.2.1	<i>Ubicación del martillo en la sarta de perforación</i>	94
4.3	SELECCIÓN DE LAS CONEXIONES DE LAS BOTELLAS DE PERFORACIÓN	96
4.4	HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN MIENTRAS SE PERFORA O MWD	99
5.	<u>FALLAS EN LA SARTA DE PERFORACIÓN</u>	102
5.1	FALLAS POR FATIGA DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN	102
5.2	FALLAS POR PEGAS DE TUBERÍA	105
5.3	FALLAS POR EXCESO DE TORQUE DURANTE LAS CONEXIONES	107
6.	<u>EJERCICIO DE APLICACIÓN Y RECOMENDACIONES</u>	111
	BIBLIOGRAFÍA	142
	ANEXOS	143

LISTA DE FIGURAS

Pág.

CAPÍTULO 1

1.1.	Principio básico de la perforación de pozos profundos	13
1.2	Composición básica de la sarta de perforación	15
1.3.	Esquema de pozo vertical	16
1.4.	Esquema de pozos desviados en tierra	17
1.5.	Esquema de pozos desviados costa afuera	18
1.6.	Esquema de la sarta de perforación de un pozo desviado	19

CAPÍTULO 2

2.1	Vistas de una broca de paleta.	22
2.2	Broca tricónica convencional	23
2.3	Broca tricónica con insertos de tungsteno	23
2.4	Vista lateral de broca tricónica	24
2.5	Estructura interna de una broca tricónica	24
2.6	Estructura interna de los conos de una broca tricónica	25
2.7	Formas de los dientes o muelas de las brocas tricónicas según la dureza de la formación	25
2.8	Insertos para broca PCD	26
2.9	Brocas de acción cortante o abrasiva	26
2.10	Brocas ensanchadoras.	27
2.11	Broca excéntricas	28
2.12	Brocas para corazonamiento	28
2.13	Proceso de una perforación radial	29
2.14	Bajando herramientas para perforar sidetrack	29
2.15	Parte superior de dos botellas de perforación diferentes Forma de las botellas de perforación	30
2.16	Cuñeros colocando una cuña	31
2.17	Cuña de tres cuerpos o pechugas para diámetros pequeños Cuña de muchos cuerpos para diámetros de tubería grandes	31

2.18	Sustituto de izamiento o lifting sub o muñeco con sus dimensiones reglamentarias	32
2.19	Collarín de seguridad o safety clamp	33
2.20	Cuñeros colocando el collarín de seguridad	33
2.21	Vistas y esquemas del bit sub	34
2.22	Válvula flotadora tipo pistón. Esquema de la posición de la válvula en el bit sub	35
2.23	Vista generalizada de las HWDP Manipulación de las HWDP	36
2.24	HWDP espiral HWDP tri-espiral	37
2.25	Tipos de crossover	39

CAPÍTULO 3

3.1	Diámetro efectivo del hueco	72
3.2	Fuerzas a las que se somete el BHA	43
3.3	Cambio de diámetro en la sarta	44
3.4	BHA curvado por excesivo peso	47
3.5	Fuerzas que afectan la sarta	49
3.6	Perforación en capas inclinadas	58
3.7	Pesos sobre la broca críticos $W_{crít}$ según los requerimientos de desviación y diámetro del pozo que podría trabajar el Drill Pipe	60
3.8	Pesos sobre la broca críticos $W_{crít}$ según los requerimientos de desviación y diámetro del pozo que podría trabajar la HWDP Fuerzas que afectan a la sarta de perforación por encima del punto neutral	61
3.9	de doblamiento cuando no se está rotando	75
3.10	Curva para corregir resistencia al colapso de la tubería de perforación por efecto de la tensión	77
3.11	Efecto de las cuñas en el colapso de la tubería	80
3.12	Reducción del espesor de pared de una tubería nueva a una tubería clase Premium	84

CAPÍTULO 4

4.1	Desalineación paralela de la sarta de perforación	87
4.2	Brocas de gran diámetro	87
4.3	Desalineación angular de la sarta de perforación	88
4.4	Tipos de estabilizadores de camisa rotatoria: de camisa integral, de aletas soldadas y de camisa reemplazable	89
4.5	Estabilizador de camisa no rotatoria	90
4.6	Colocación de estabilizadores en la sarta de perforación según la tendencia a la desviación.	91
4.7	Esquema del martillo hidráulico	93
4.8	Ejemplo de las cartas de selección de conexiones del BHA	97
4.9	Bajando la herramienta MWD	100
4.10	Estructura interna de la herramienta MWD	101
4.11	Herramienta MWD en superficie	101
4.12	Herramienta MWD al momento de introducirse en el monel durante una bajada de tubería al pozo	101

CAPÍTULO 5

5.1	Esquema de un pate-perro	103
5.2	Sección transversal de las botellas de perforación con y sin espiral Botellas con ranuras en espiral	106
5.3	Cuñeros colocando las llaves de potencia para torquear una conexión	107
5.4	Esquema de la vista superior de una llave de potencia	108
5.5	Arreglo para torquear con una llave de potencia	109
5.6	Indicador de halado e indicador de tensión	110

LISTA DE TABLAS

	<i>Pág.</i>
CAPÍTULO 2	
2.1 Grados del drill pipe	38
2.2 Clasificación según espesor de pared	38
CAPÍTULO 3	
3.1 Dureza de las formaciones	51
3.2 Peso sobre la broca	52
3.3 Relación entre el diámetro del pozo vertical y el hwdp a utilizar.	63
CAPÍTULO 4	
4.1 Arreglos de estabilizadores según la condición de perforación	91
4.2 Relación del diámetro de martillo según el diámetro del pozo	96

RESUMEN

La perforación de pozos petroleros es el proceso mediante el cual logramos comunicar la superficie con el yacimiento petrolero. Es un proceso que realiza una serie de tubos conectados entre sí, los cuales, ayudados por su propio peso y rotación, logran abrirse paso a través de las capas rocosas del subsuelo. Estos tubos, conocidos como tubería de perforación, deben tener por características su alta resistencia a las presiones y a la tensión. Entre más cerca se coloque la tubería de la broca, mayor deberá ser su peso y rigidez, y viceversa. El documento presente trata específicamente de la perforación de pozos verticales, que abarcan la mayor parte de los pozos perforados en el mundo.

Las condiciones de perforación varían para cada campo, y más específicamente hablamos de la roca que atravesará la broca. Así que para cada dureza de roca existe un tipo de broca que nos proporcionará un mayor desempeño traducido en tasas de perforación más rápidas y pozos de pared más uniforme. Dependiendo del diámetro de la broca, será el diámetro del pozo, y será el diámetro de las botellas de perforación, las cuales en el proceso de diseño estarán seguidas por la tubería pesada de perforación y la tubería de perforación.

En la práctica, si se desean mejores resultados en cuanto a construcción del pozo y seguridad en la operación, hay que considerar el uso de herramientas auxiliares como cuñas para tubería, collarines de seguridad, sustitutos de izamiento, etc., al igual que estabilizadores de tubería, tubería con surcos en espiral y martillos de perforación. El uso incorrecto o excesivo de estos componentes puede ocasionar a corto, mediano o largo plazo fallas en la sarta de perforación que en el peor de los casos pueden llevar a la pérdida del pozo perforado.

ABSTRACT

Drilling is the process that let us communicate the petroleum reservoir with the outside world. Consists in a tube string that, helped by its own weight and rotation, can cross through rock layers on subsoil. This tube string, better called Drill String, must be high-resistant to pulling and high pressures. As any tube is closer to the bit, it must be heavier and rigid, and vice versa. This document explains specifically the straight wells drilling, which constitute the biggest part of world's drilled wells.

Drilling conditions vary for every oilfield, and rather we're talking about the rock layers to cross. So, for any rock hardness we can use a special kind of bit that will give us better performances traduced in higher rates of penetration and uniform walled wells. Depending on bit size, we got the drill collars size, which are followed by the heavy weight drill pipe and drill pipe.

In practice, if we want better results in well building and safe operations, we got to use auxiliary equipment as drill collar slips, safety clamps, lift subs, etc., and some tools as drill string stabilizers, spiral drill collars and hydraulic jars. The incorrect or excessive use could cause, soon or late, drill string failing that, in worst of cases, result in drilled hole lost.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos petroleros es el proceso mediante el cual logramos comunicar la superficie con el yacimiento petrolero. Es un proceso que realiza una serie de tubos conectados entre sí, los cuales, ayudados por su propio peso y rotación, logran abrirse paso a través de las capas rocosas del subsuelo (ver Figura 1.1).



Figura 1.1. Principio básico de la perforación de pozos profundos (modificado de HorizontalDrilling.org)

Estos dos factores no deben ser tomados a la ligera, ya que entre mayor sea la profundidad que deseemos alcanzar, mayor resistencia deberá tener la tubería y el equipo de superficie mayor potencia. De la misma manera, no todas las rocas tienen la misma dureza y resistencia, por lo que a mayor dureza de esta, mayor debe ser el peso de la tubería.

1.1 SARTA DE PERFORACIÓN

La sarta de perforación, como se denomina la tubería que perfora el pozo, tiene una configuración básica que se fundamenta en el tipo de pozo, la profundidad proyectada y las condiciones de perforación.

Al contrario de la lógica, que nos diría que la tubería más gruesa debe ubicarse en la parte superior para soportar el peso de todos los tubos que tiene abajo, en perforación se utiliza encima de la broca unos tubos denominados botellas de perforación caracterizados por su elevado peso, los cuales le proporcionarán la rigidez y el peso necesario para que la broca disgregue el material rocoso fácilmente (ver Figura 1.2). Encima de las botellas de perforación se encuentra la tubería pesada de perforación que se emplea como tubería de transición entre las botellas y la tubería de perforación, que se ubica encima de la tubería pesada, y que es la tubería más delgada encargada, además de soportar el peso de toda la sarta, de transmitir el movimiento rotatorio desde el equipo de superficie hasta la broca.

Algunos accesorios son agregados a la sarta de perforación según las condiciones de trabajo o según la información que se requiera del subsuelo. Este es el caso de los estabilizadores, herramientas utilizadas para mantener centralizada la sarta y los martillos de perforación, utilizados en caso de algún atascamiento o pega de tubería en el pozo. Si se necesita conocer datos acerca de la perforación o de las capas rocosas atravesadas, se emplean dos tipos especiales de herramientas: Medición Mientras se Perfora (más conocidas por sus siglas en inglés, MWD) y Perfilando Mientras se Perfora (sus siglas en inglés, LWD)

Todos estos componentes y herramientas serán explicados en los capítulos siguientes, además de su utilización, ubicación y distribución en la sarta de perforación.

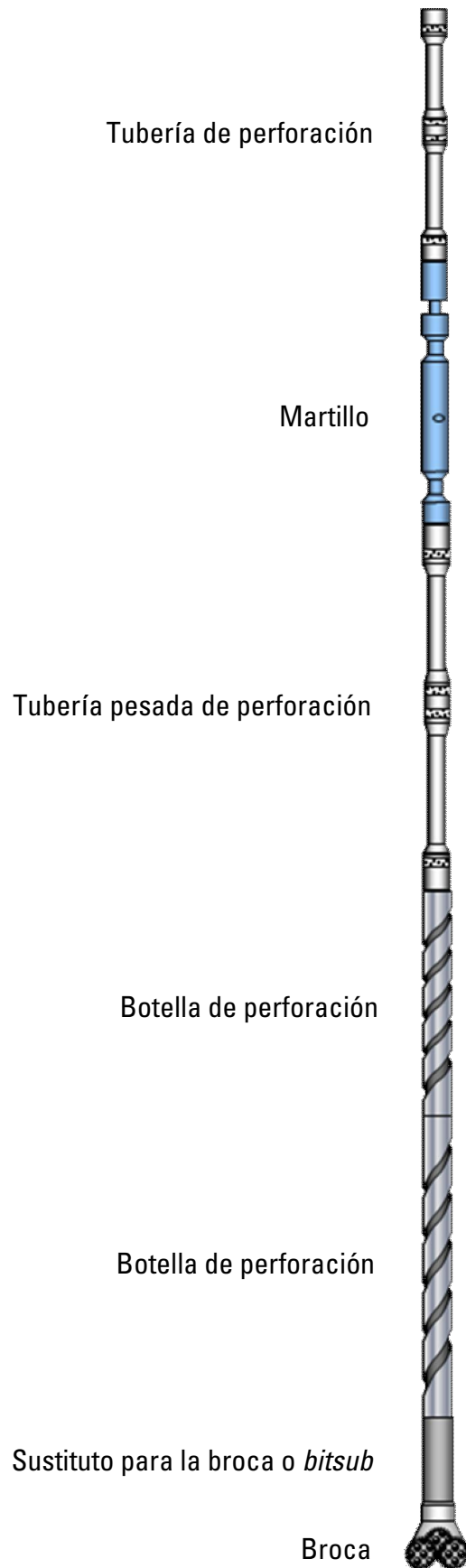


Figura 1.2 Composición básica de la sarta de perforación (tomado de Universal Tubular Technology, Inc.)

1.2 TIPOS DE POZOS

La constante búsqueda del hombre por nuevos yacimientos de petróleo lo ha llevado a desarrollar nuevas tecnologías que le permitan llegar a yacimientos que hace unas décadas hubiera sido imposible.

Cuando las características topográficas del terreno lo permiten, (ver Figura 1.3) se perfora un pozo recto o vertical. Para este pozo se emplean los componentes básicos de la sarta de perforación y no requieren de herramientas especiales para garantizar su verticalidad más que la gravedad terrestre, un diseño adecuado de la sarta de perforación, y un control adecuado del peso que se le recueste a la broca.

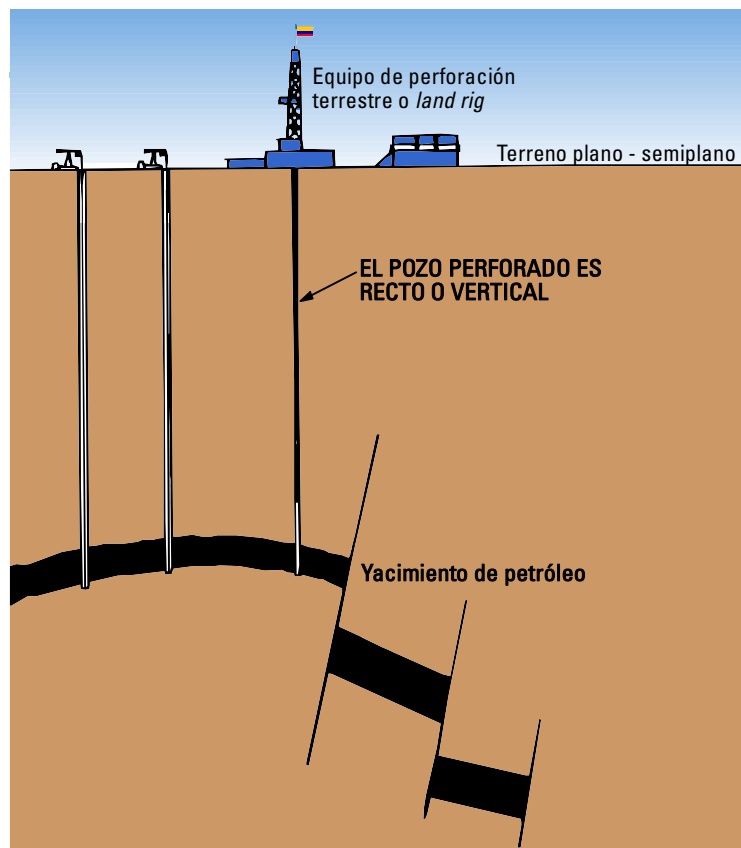


Figura 1.3. Esquema de pozo vertical

(modificado de SPE Textbook Series: Applied Drilling Engineering vol.2)

Cuando el terreno no es favorable para establecer un equipo de perforación, o simplemente el yacimiento se encuentra bajo el lecho marino, la situación es diferente (ver Figuras 1.4 y 1.5). En este caso es necesario la utilización de diferentes herramientas para guiar y monitorear el rumbo del pozo. En este caso los pozos se denominan desviados, y si su desviación es cercana a los 90 grados se denominan pozos horizontales.

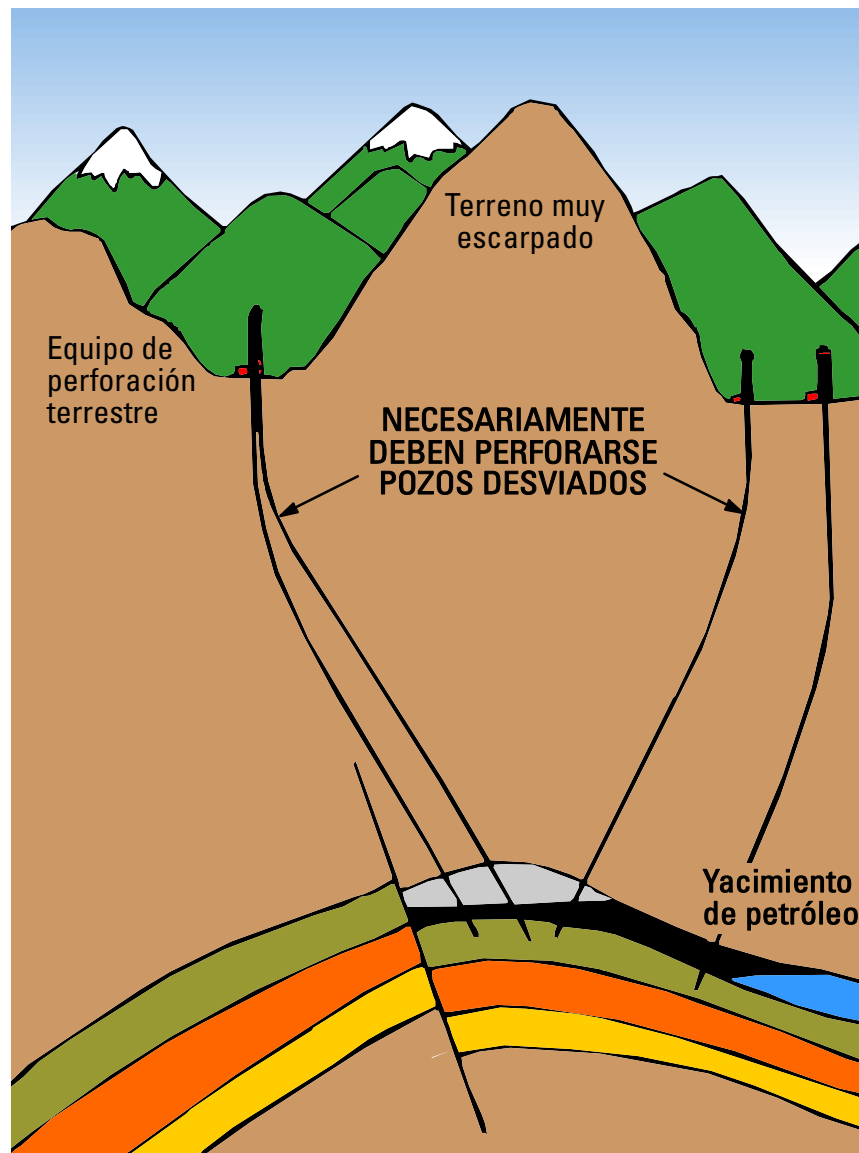


Figura 1.4. Esquema de pozos desviados en tierra
(modificado de SPE Textbook Series: Applied Drilling Engineering vol.2)

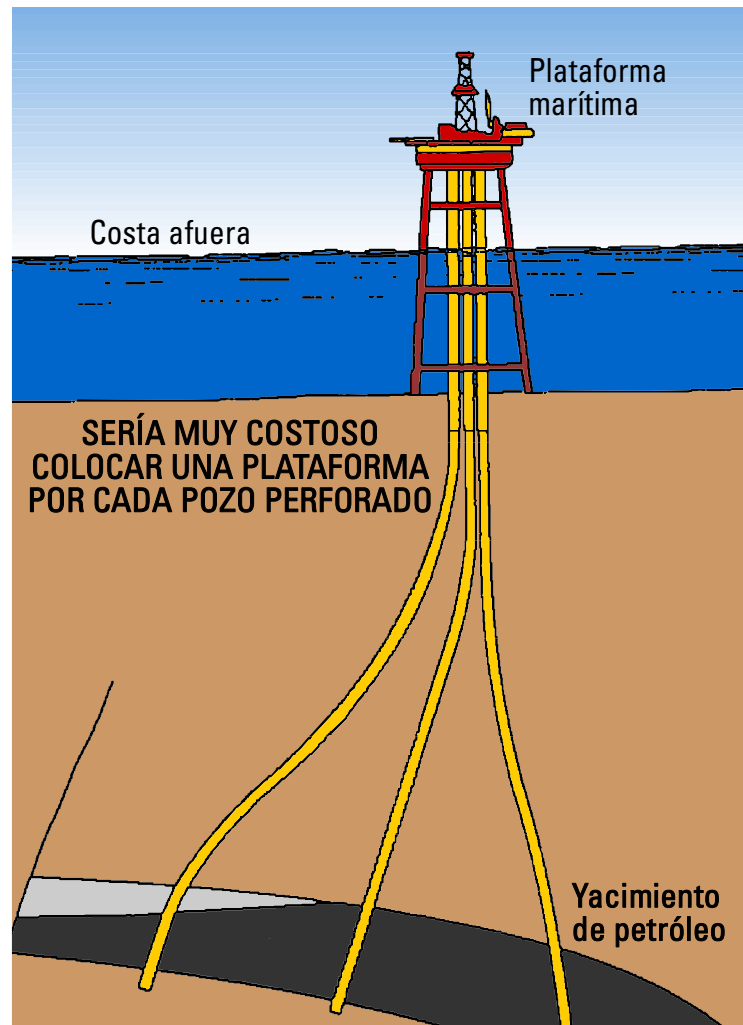


Figura 1.5. Esquema de pozos desviados costa afuera
(modificado de SPE Textbook Series: Applied Drilling Engineering vol.2)

Estas herramientas para guiar y monitorear el rumbo del pozo se ubican encima de la broca y su funcionamiento se coordina mediante señales eléctricas enviadas desde superficie a través del lodo de perforación. Otra herramienta muy importante para este tipo de pozos es el motor de fondo, una herramienta que permite que la broca gire únicamente por el caudal de lodo que lo atraviesa. Se usa especialmente cuando se va a re-direccionar el pozo (ver Figura 1.6).

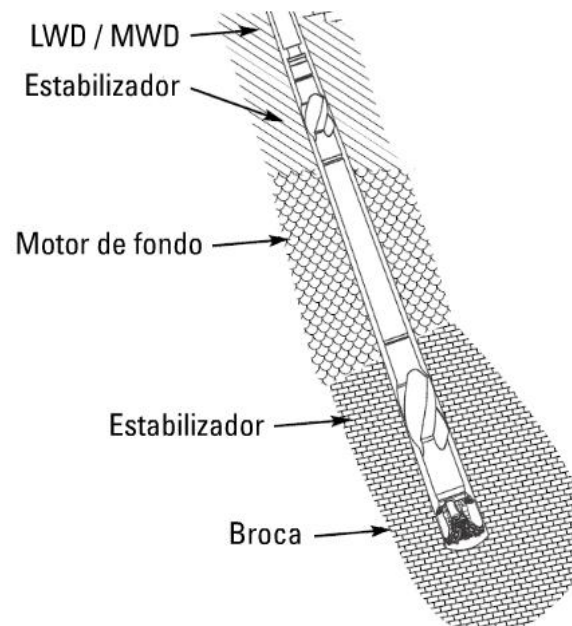


Figura 1.6. Esquema de la sarta de perforación de un pozo desviado
(modificado de Smith Services Drilco Group)

Las herramientas para la perforación y diseño de pozos direccionales está condicionado a diferentes características, desde el terreno y la profundidad que se desea alcanzar, hasta factores como la geomecánica y la relación costo/inversión del proyecto, ya que la utilización de tecnologías para perforar pozos direccionales es mucho más costosa que la misma perforación de pozos verticales.

El correcto diseño de la sarta de perforación, la selección de los componentes y la aplicación de técnicas y procedimientos adecuados durante la perforación son la base para garantizar un pozo con rumbo adecuado, con paredes estables y calibre adecuado; y sea cual sea la orientación del pozo a perforar, el principio de diseño de la sarta de perforación, selección de componentes y posibles fallas, se basa en los principios descritos en el desarrollo de los siguientes capítulos.

Capítulo 2

COMPONENTES BÁSICOS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

La sarta de perforación está compuesta por dos grupos básicos:

1. El ensamblaje de fondo de pozo
2. Sarta de tubería de perforación

El Ensamblaje de Fondo de Pozo, más conocido por sus siglas en inglés BHA (*Bottom Hole Assembly*) es el verdaderamente encargado de perforar el pozo. Su principal componente es la broca, la cual es seleccionada según la columna estratigráfica a atravesar, lo que implicará su diseño, material de fabricación, etc. Encima de la broca de perforación se colocarán las botellas de perforación, que son quienes proporcionan el peso a la broca. Encima de estas se encuentra la tubería pesada de perforación, que sirve como tubería de transición entre las botellas y la tubería de perforación. Además, a este ensamblaje se unen una serie de componentes como son estabilizadores, bitsub, martillos de perforación, etc.

La tubería de perforación, colocada exactamente encima de la tubería pesada de perforación, tiene por función soportar el peso del BHA y demás componentes de la sarta, proporcionar flexibilidad a la sarta y transmitir el movimiento rotatorio desde superficie hasta el BHA. La tubería de perforación no es la encargada de perforar el pozo.

El objetivo de esta primera sección es el de presentar los diferentes componentes de el BHA, cómo son, cómo funcionan y cómo se manipulan.

2.1 BROCAS DE PERFORACIÓN

Las brocas de perforación son el componente clave para la perforación de un pozo. Con su acción cortante y/o trituradora y/o abrasiva, logran darse paso a través de las formaciones del subsuelo.

Etimológicamente la palabra BIT (en español, broca), se cree proviene de la derivación de dos posibles raíces:

- BEETLE(Bitl) : escarabajo, cucarron.
- BIT(Bit): mordisquito, pedacito.

2.1.1 TIPOS DE BROCAS

Las brocas de perforación se clasifican de acuerdo a su acción en los diferentes materiales rocosos que van atravesando. Estos son:

- BROCAS DE ACCIÓN CORTANTE Y MORDIDA: para perforar rocas viscosas y plásticas de poca dureza y poca abrasividad.
- BROCAS DE ACCIÓN TRITURADORA Y MORDIDA: para perforar rocas no abrasivas y abrasivas de dureza media, duras, tenaces y muy tenaces.
- BROCAS DE ACCIÓN CORTANTE Y ABRASIVA: para la perforación en rocas de dureza media, así como en intercalaciones de rocas plásticas y rocas de dureza media e incluso dura.
- BROCAS DE USO ESPECIAL: para trabajos remediales del pozo, corazonamiento, etc.

2.1.1.1 Brocas de acción cortante y mordida

A este grupo pertenecen las llamadas **Brocas de Paleta** (ver Figura 2.1), utilizadas para perforar niveles de rocas viscosas y plásticas de poca dureza y poca abrasividad.

La gran ventaja de este tipo de broca es que están hechas de una sola pieza de acero, por lo cual se reduce al mínimo la posibilidad de dejar partículas en el fondo del pozo (junk).

Se usan normalmente al momento de atravesar los estratos arcillosos y otras rocas pelíticas mal consolidadas.

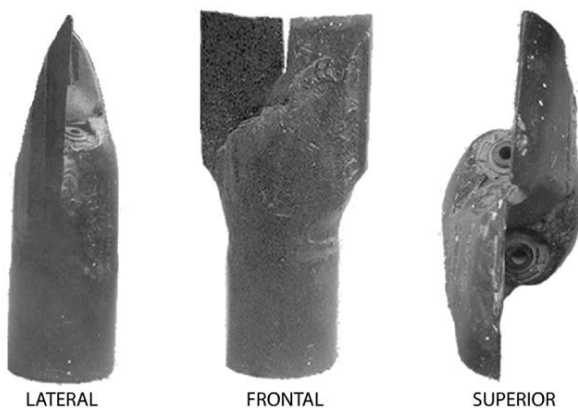


Figura 2.1 Vistas de una broca de paleta.

Los **JET NOZZLES** son orificios destinados a la expulsión del lodo de perforación con diferentes propósitos:

- Conectar el tajo principal con el tajo anular de la sarta de perforación y el pozo.

- Lubricar la broca para disminuir su desgaste por efecto de la fricción.
- Limpiar la broca y el fondo del pozo, arrastrando partículas desprendidas hasta la superficie.
- Erosionar a partir del flujo presurizado la roca y así ayudar a la broca. Para esto se emplean los Jet Nozzles de diferentes boquillas entre las que se encuentran circulares y laminares.

A medida que las formaciones se van haciendo mas duras y abrasivas rápidamente aumenta la rata de desgaste de la broca y disminuye la rata de penetración (**ROP**).

Este problema puede ser reducido cambiando la forma de los elementos cortantes y reduciendo el ángulo en que estos entran en contacto con el fondo del pozo.

De la misma forma, en rocas plásticas los ripios se pueden adherir a las paletas y así reducir su efectividad.

Para este caso, se direccionan los jet nozzles hacia la parte superior de las paletas y así limpiarlas continuamente.

Debido a los problemas de desgaste en formaciones mas duras y alas continuas pegas en la broca, este tipo ha sido desplazado completamente por otro tipo de broca en casi todas las áreas.

2.1.1.2 Brocas de acción trituradora y mordida

A este grupo pertenecen la llamadas **Brocas Tricónicas**, utilizadas para perforar niveles de rocas no abrasivas y abrasivas de dureza media, duras, tenaces y muy tenaces.

Aunque son las brocas más utilizadas por su amplio rango de materiales perforables, las brocas de cono no están hechas de una sola pieza, por lo que son más susceptibles a efectos de desgaste que las brocas compuestas de una sola pieza.



Figura 2.2 Broca tricónica convencional
(tomado de Universal Tubular Technology, Inc.)



Figura 2.3 Broca con insertos de tungsteno
(tomado de Universal Tubular Technology, Inc.)



Figura 2.4 Vista lateral de broca tricónica
(tomado de Universal Tubular Technology, Inc.)

La estructura interna de una broca tricónica es:

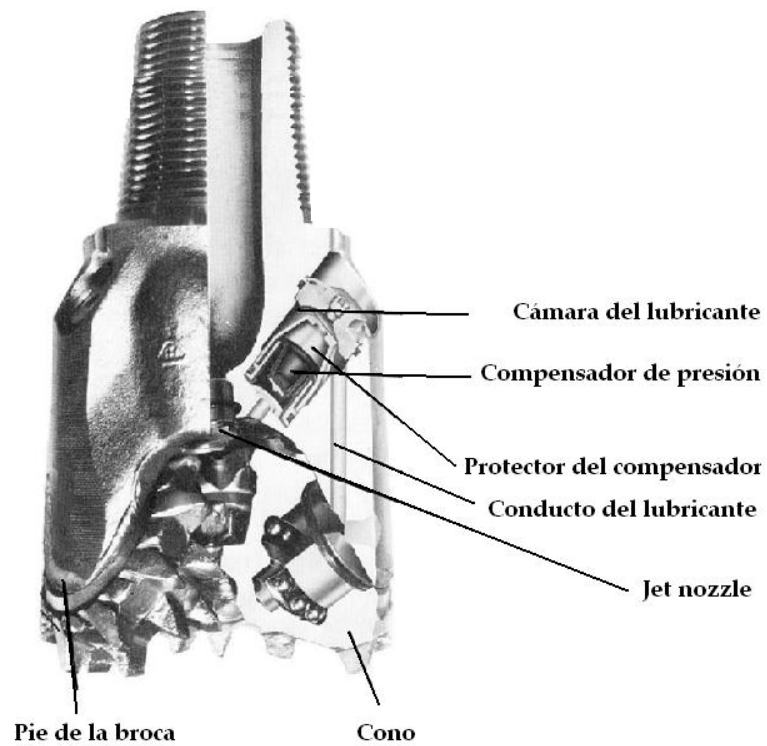


Figura 2.5. Estructura interna de una broca tricónica (tomado de Reed Hycalog).

La estructura interna de los conos:

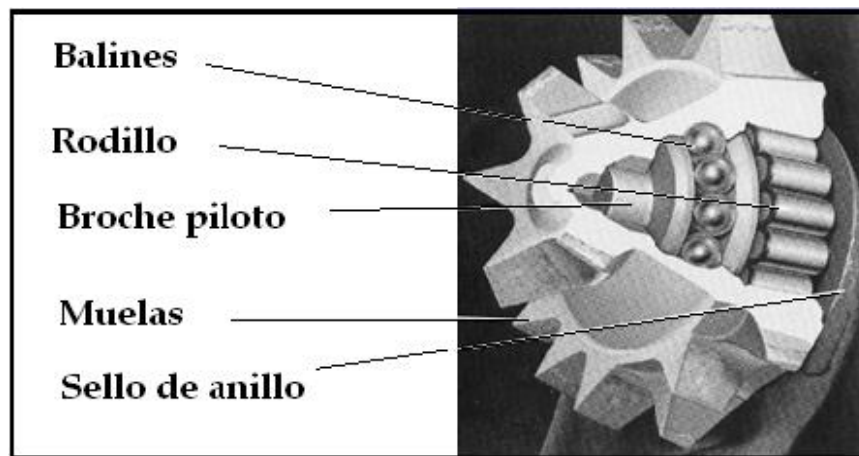


Figura 2.6. Estructura interna de los conos de una broca tricónica (tomado de Reed Hycalog).

La forma de los insertos de tungsteno está dada por el tipo de formación que se vaya a atravesar: a mayor dureza de la formación, los insertos son más cortos y redondos para así evitar su desgaste prematuro. (Ver Figura. 2.7)



Figura 2.7. Formas de los dientes o muelas de las brocas tricónicas según la dureza de formación (tomado de Reed Hycalog).

2.1.1.3 Brocas de acción cortante o abrasiva

A este grupo pertenecen las llamadas **Brocas de diamante Policristalino** (ver Figura 2.9), usadas en la perforación de rocas de dureza media, así como en intercalaciones de rocas plásticas en incluso en rocas duras. Este tipo posee la misma ventaja de las brocas de paleta, sus muelas están recubiertas de diamante policristalino sintético, para lograr una mayor resistencia a la abrasividad.

Se usan principalmente para atravesar niveles calcáreos microcristalinos, formaciones síliceas con chert y algunas ígneas como diabasas y peridotitas.

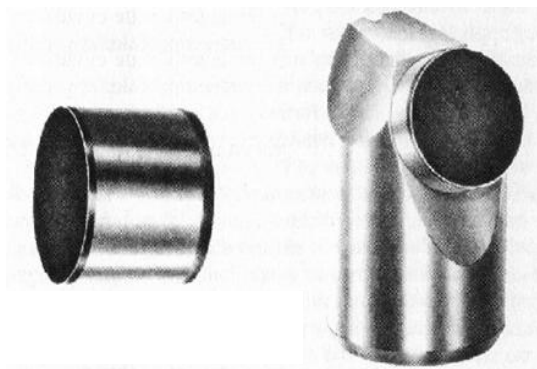


Figura 2.8. Insertos para broca PCD

(tomado de Reed Hycalog).

Las brocas de diamante policristalino son conocidas comúnmente por las siglas PCD (Polycrystalline Diamond). Para estas brocas se introdujeron las llamadas caras de perforación, que consisten en una capa de PCD de cera 1/64 de espesor que es adherida a un sustrato de tungsteno carbonado en un proceso a presiones y temperaturas elevadas.

Estas caras de perforación son conocidas como insertos o cortadores y se clasifican según el diámetro de los cortadores. La Figura 2.9 muestra ejemplos de este tipo de brocas.



Figura 2.9 Brocas de acción cortante o abrasiva. (tomado de Reed Hycalog).

2.1.1.4 Brocas de uso especial

Este grupo esta conformado por diferentes brocas que son empleadas para distintos procedimientos, ya sea toma de muestras o corazones, o para hacer trabajos remediales al pozo, como direccionamiento, ensanchamiento, etc. Estas brocas se reconocen fácilmente por sus formas no tan comunes y por su precio, que normalmente supera el de cualquier otra broca de uso común.

Algunas brocas de uso especial son:

Brocas de ensanchamiento y pulimiento:

Cuando la formación no es muy abrasiva, las brocas tricónicas perforan dejando unas paredes muy irregulares. Por esto, en caso de ser necesario bajar alguna herramienta delicada no estará de más utilizar una broca especial para pulir estas paredes, y por que nó ensanchar el pozo para su desempeño.

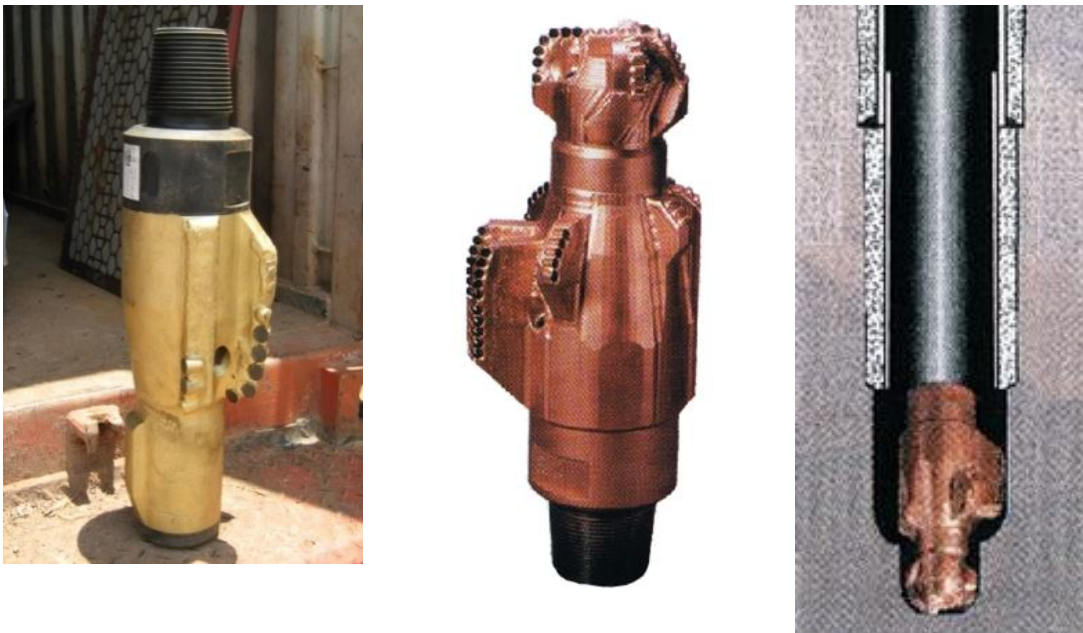


Figura 2.10. Brocas ensanchadoras (tomado de Hughes Christensen).

Brocas de direccionamiento:

Son brocas empleadas para direccionar el pozo, y se basan simplemente en la variación de su centro de masa, por lo que al comenzar a perforar dejará de tender el pozo a ser cilíndrico vertical para comenzar a tener la desviación deseada. Son llamadas también brocas excéntricas (ver Figura 2.11).



Figura 2.11 Brocas excéntricas (tomado de Reed Hycalog).

Brocas para corazonamiento:

De vez en cuando en un pozo es necesario, especialmente para estudios litoestratigráficos, obtener una muestra consistente (no en ripio) del material que tenemos en el subsuelo. Por esto es que existen brocas destinadas únicamente a la obtención de estos ejemplares conocidos como corazones. Estas brocas se caracterizan por perforar con tajo anular, es decir, que perforan dejando la roca intacta en el centro del hueco para después llevarlo hasta superficie.



Figura 2.12 Broca para corazonamiento (tomado del Servicio Geológico de los Estados Unidos USGS).

Brocas para perforación radial:

En la perforación radial, a partir de un pozo se desvían muchos más, para así lograr reducir gastos en la perforación y explotar al máximo el reservorio.

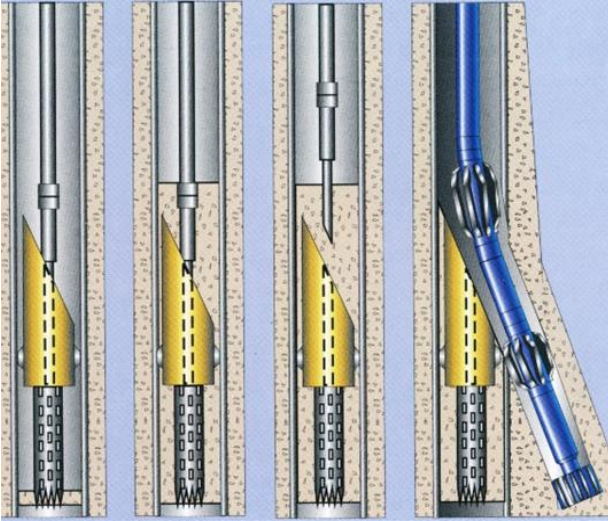


Figura 2.13 Proceso de una perforación radial. Nótese el componente de color amarillo con forma de cuña que permite desviar el trayecto del pozo en el rumbo indicado (tomado de Smith International).

Figura 2.14 Bajando herramientas para perforar sidetrack. Obsérvese la broca en la parte superior y en la parte inferior el componente en forma de cuña llamado *whipstock* (tomado de SAFOD USA).



2.2 BOTELLAS DE PERFORACIÓN O *DRILL COLLARS*

Las botellas de perforación son componentes de la sarta de perforación caracterizados por su gran espesor de pared y su rigidez. Esto los convierte en los componentes más pesados de la sarta, por lo que su principal aplicación es la de proporcionar peso a la broca de perforación evitando la desviación no deseada del pozo.

Las botellas de perforación se caracterizan por su diseño uniforme y sin cuello, el cual tiene por objetivo lograr un mayor peso por pie de longitud (ver Figura 2.15 b).).

Dado que no tienen cuello, la parte superior de las botellas tienen varias formas (ver Figura 2.15 a).

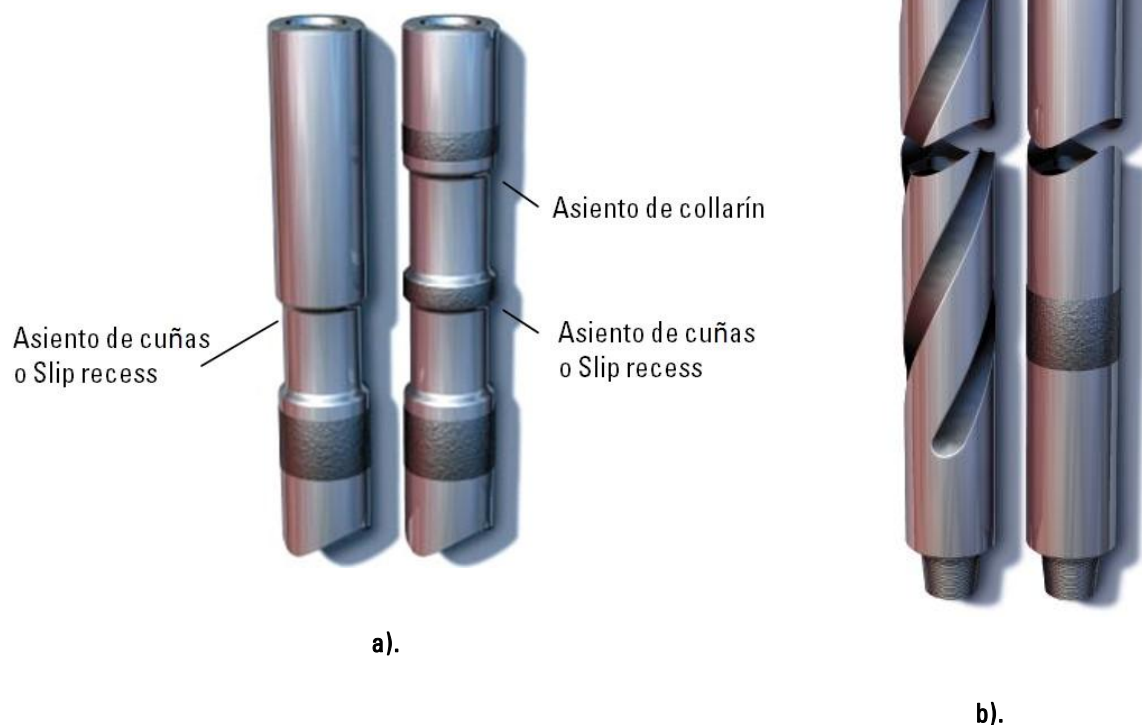


Figura 2.15. a) Parte superior de dos botellas de perforación diferentes;
b) Forma de las botellas de perforación (tomados de JA Oilfield Manufacturing, Co.)

2.2.1 CUÑAS PARA TUBERÍA O SLIPS

Cuando se está perforando, o se está metiendo o sacando tubería del pozo, es necesario asentar la tubería en el piso de trabajo o mesa para de esta forma conectar o desconectar un nuevo tubo. La herramienta empleada para esta labor se denomina Cuña y se caracteriza por sus tres agarraderas (una para cada obrero de mesa o cuñero, (ver Figura 2.16) y por su número de cuerpos o pechugas , que depende del diámetro de la tubería que asientan (ver Figura 2.17).



Figura 2.16. Cuñeros colocando la cuña.
(tomado de Schlumberger)



Figura 2.17. Arriba, cuña de tres cuerpos o pechugas para diámetros pequeños; abajo, cuña de muchos cuerpos para diámetros de tubería grandes.
(tomado de Mud King Products)

Como las botellas de perforación no tienen cuello, se requiere el uso de dos elementos especiales para su manipulación, además de las cuñas y el elevador de tubería:

- Sustituto de izamiento o *lifting sub*
- Collarín de seguridad o *safety clamp*

2.2.2 SUSTITUTO DE IZAMIENTO O *LIFTING SUB*

El sustituto de izamiento o *lifting sub*, más popularmente conocido como muñeco consiste en un aparejo que se coloca en la parte superior de las paradas de botellas, y se emplean únicamente para las corridas de tubería dentro y fuera del pozo.

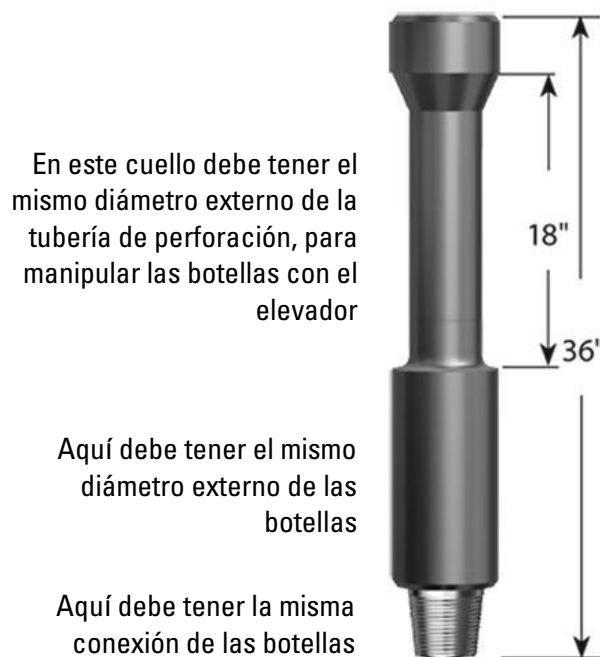


Figura 2.18 Sustituto de izamiento o *lifting sub* con sus dimensiones reglamentarias
(modificado de United Drilling Tools Ltd.)

Las botellas de perforación tienen una longitud de 29 a 30 pies. Son más cortas en comparación a la tubería de perforación con el fin de darle espacio al *lifting sub* y así no complicar tanto el trabajo del encuellador.

2.2.3 COLLARÍN DE SEGURIDAD O *SAFETY CLAMP*

El collarín de seguridad o *safety clamp* es utilizado como medida de seguridad al momento de asentar las botellas en la cuña: en caso de que el asiento de cuñas o *slip recess* en la botella no sea suficiente o ni siquiera exista (ver Figura 2.20).



Figura 2.19. Collarín de seguridad o *safety clamp* (tomado de Access Oil Tools)

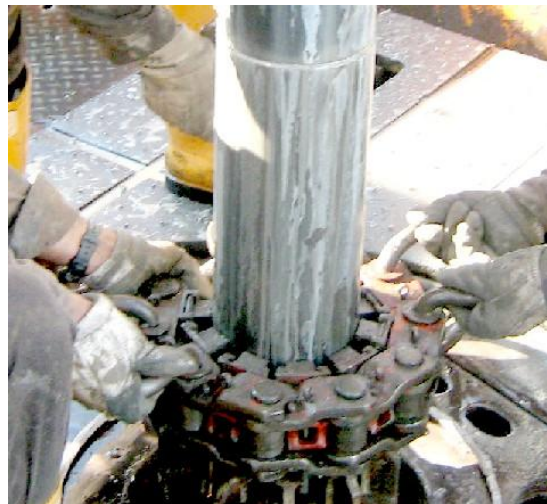


Figura 2.20 Cuñeros colocando el collarín de seguridad. Nótese que la botella que están asegurando no tiene asiento para collarín. Por esta razón es necesario cerciorarse de que quede bien ajustado para que no resbale.

2.3 SUSTITUTO PARA LA BROCA O *BIT SUB*

Encima de la broca se ubican las botellas de perforación, pero al momento de conectarlas nos encontramos con que ambas tienen conexión macho o *pin*. Por esta razón es necesario emplear un sustituto que nos permita conectar ambos componentes de la sarta.

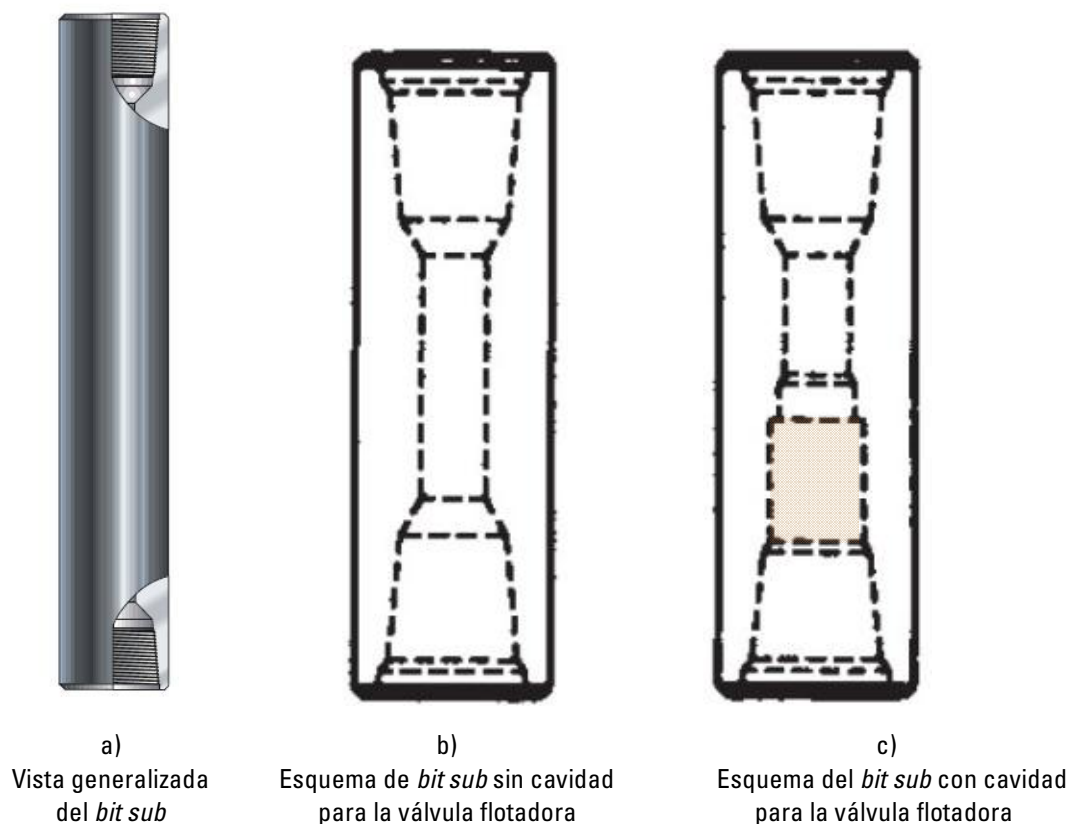


Figura 2.21. Vistas y esquemas del bit sub (tomado de Grant Prideco)

El sustituto para la broca o *bit sub* es un sustituto corto, de unos 3 a 4 pies de longitud, generalmente del mismo diámetro externo de las botellas de perforación que van encima de la broca, y que tiene ambas conexiones hembra o *caja*.

2.3.1 VÁLVULA FLOTADORA O *FLOAT VALVE*

Como factor de seguridad, se utiliza una válvula cheque encima de la broca para evitar que el flujo de lodo se devuelva por dentro de la sarta de perforación. Esta válvula es conocida como válvula flotadora o *float valve*, y se ubica en un ensanchamiento dentro del bit sub.

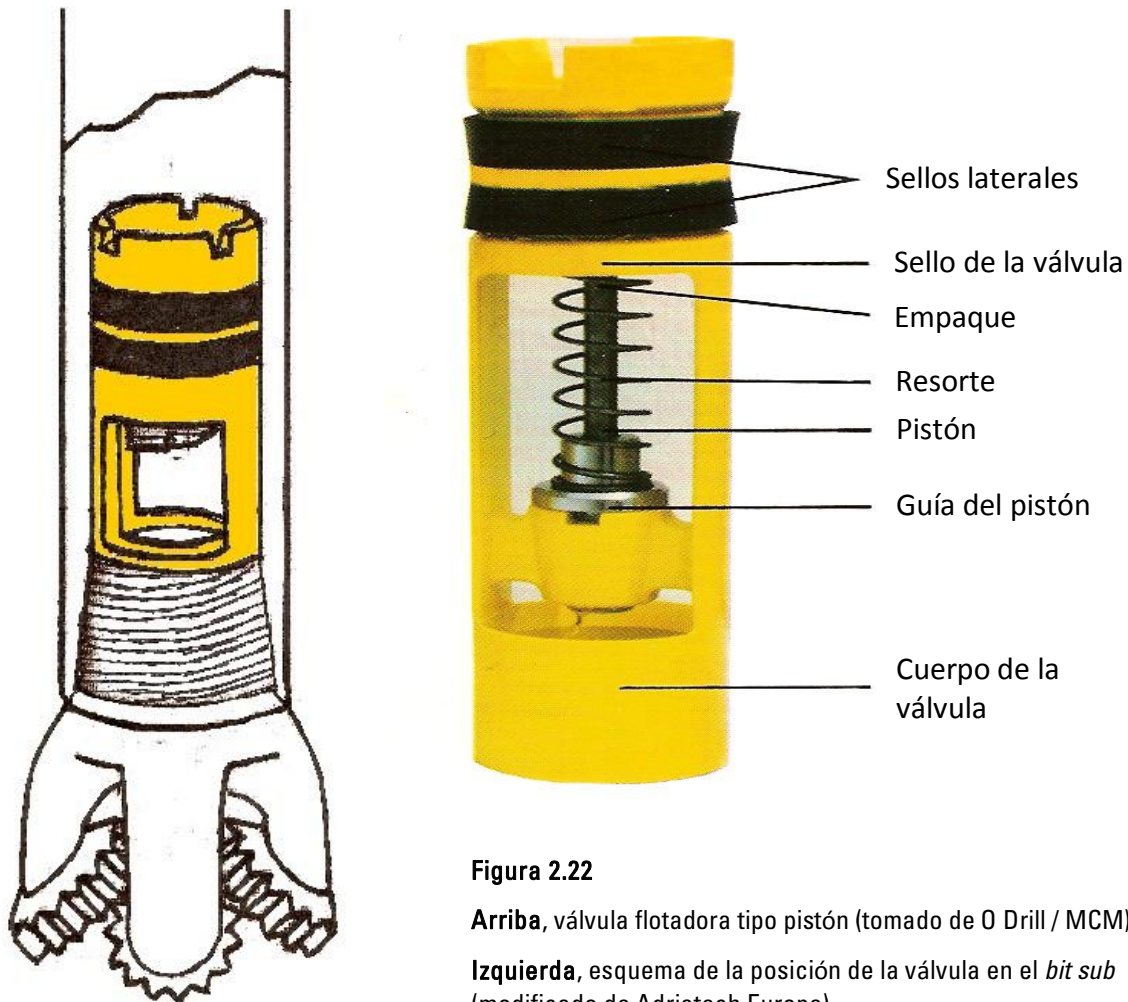


Figura 2.22

Arriba, válvula flotadora tipo pistón (tomado de O Drill / MCM).

Izquierda, esquema de la posición de la válvula en el *bit sub* (modificado de Adriatech Europe).

2.4 TUBERÍA PESADA DE PERFORACIÓN O *HEAVY WEIGHT DRILL PIPE*

La tubería pesada de perforación o *Heavy Weight Drill Pipe* (HWDP) (ver Figura 2.23), es tubería con características de las botellas y de la tubería convencional de perforación. Gracias a esto la HWDP además de ser pesada, es flexible, lo que la hace excelente para la perforación de pozos direccionales.

En pozos verticales esa es su principal desventaja, por lo que el número de HWDP en la sarta de perforación debe ser mínimo, y más bien se colocan como tubería de transición entre las pesadas y rígidas botellas y la liviana y flexible tubería de perforación, a fin de reducir los esfuerzos provenientes de la rotación transmitida a la sarta desde superficie.

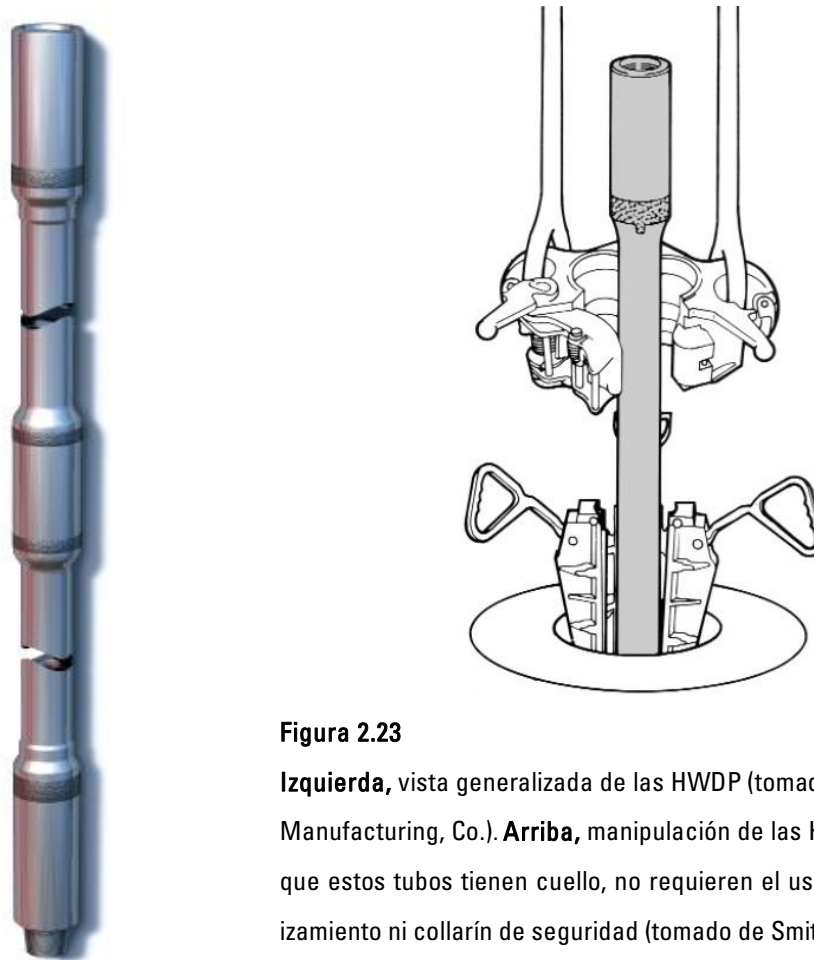


Figura 2.23

Izquierda, vista generalizada de las HWDP (tomados de JA Oilfield Manufacturing, Co.). **Arriba**, manipulación de las HWDP. Gracias a que estos tubos tienen cuello, no requieren el uso de sustituto de izamiento ni collarín de seguridad (tomado de Smith International)

La HWDP tiene forma delgada en el centro y ancha en el centro y en las juntas o *tool joints* (ver Figura 2.24). Esto facilita su manipulación y descarta el uso de sustitutos de izamiento y collarines de seguridad.

Al igual que las botellas de perforación, las HWDP también se presentan con espirales, con el fin de disminuir el riesgo de pega diferencial.

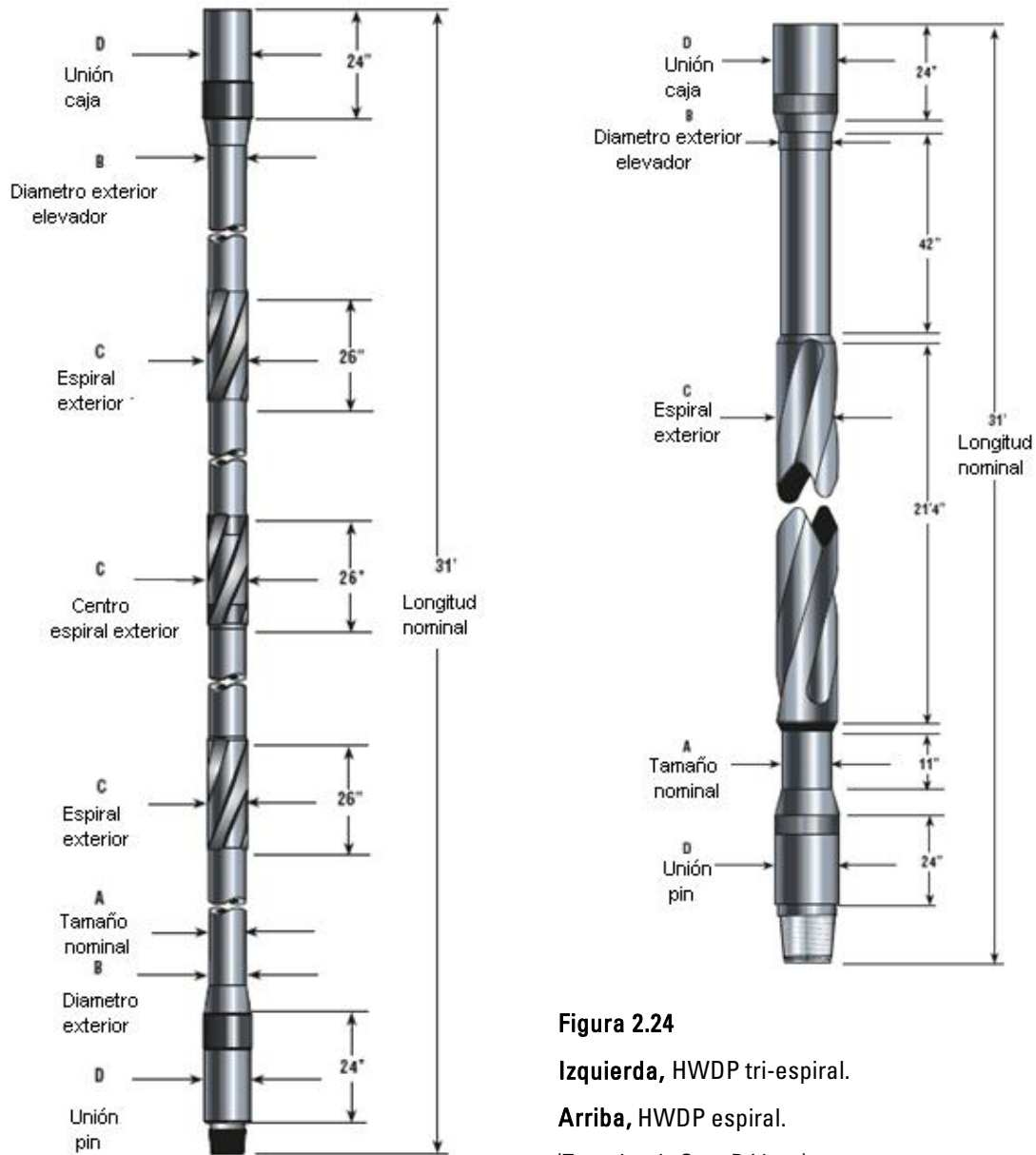


Figura 2.24
Izquierda, HWDP tri-espiral.
Arriba, HWDP espiral.
 (Tomadas de GrantPrideco)

2.5 TUBERÍA DE PERFORACIÓN O *DRILL PIPE*

La tubería de perforación o drill pipe tiene como función soportar el peso del BHA y demás componentes de la sarta, proporcionar flexibilidad a la sarta y transmitir el movimiento rotatorio desde superficie hasta el BHA, mas no realiza función directa en la perforación.

Son fabricadas en diferentes aleaciones de acero según su resistencia a la tensión por unidad de área de sección transversal. Esta resistencia es conocida como su grado.

Tabla 2.1 Grados del drill pipe

GRADO Y DESIGNACIÓN	MÍNIMO ESFUERZO DE CEDENCIA (psi)
D 55	55000
E 75	75000
X 95	95000
G 105	105000
S 135	135000

Por ejemplo, la tubería de grado S-135 soporta 135000 libras por cada pulgada cuadrada de área transversal. Entre más profundo es el pozo, mayor grado requiere la tubería de perforación.

La tubería de perforación también se clasifica según el espesor de pared que tenga con respecto a su espesor original.

Tabla 2.2 Clasificación según espesor de pared

CLASIFICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
Nueva	Tubería sin desgaste o nunca usada
Premium	Desgaste uniforme del 20% del espesor de pared
Clase 2	Desgaste uniforme del 35% del espesor de pared
Clase 3	Desgaste uniforme del 45% del espesor de pared

Su manipulación se realiza mediante cuñas y elevadores convencionales.

2.6 CROSSOVERS PIN x PIN, CAJA x CAJA, PIN x CAJA

Los crossovers son uniones que permiten la conexión entre dos tuberías ya sea de igual o diferente diámetro y dejan pasar el fluido ocasionando una reducción o aumento en el caudal de acuerdo a la combinación o por el contrario lo mantienen constante.

Se utilizan principalmente cuando se requiere conectar alguna herramienta o se necesita cambiar el diámetro de una sección de la sarta de perforación.

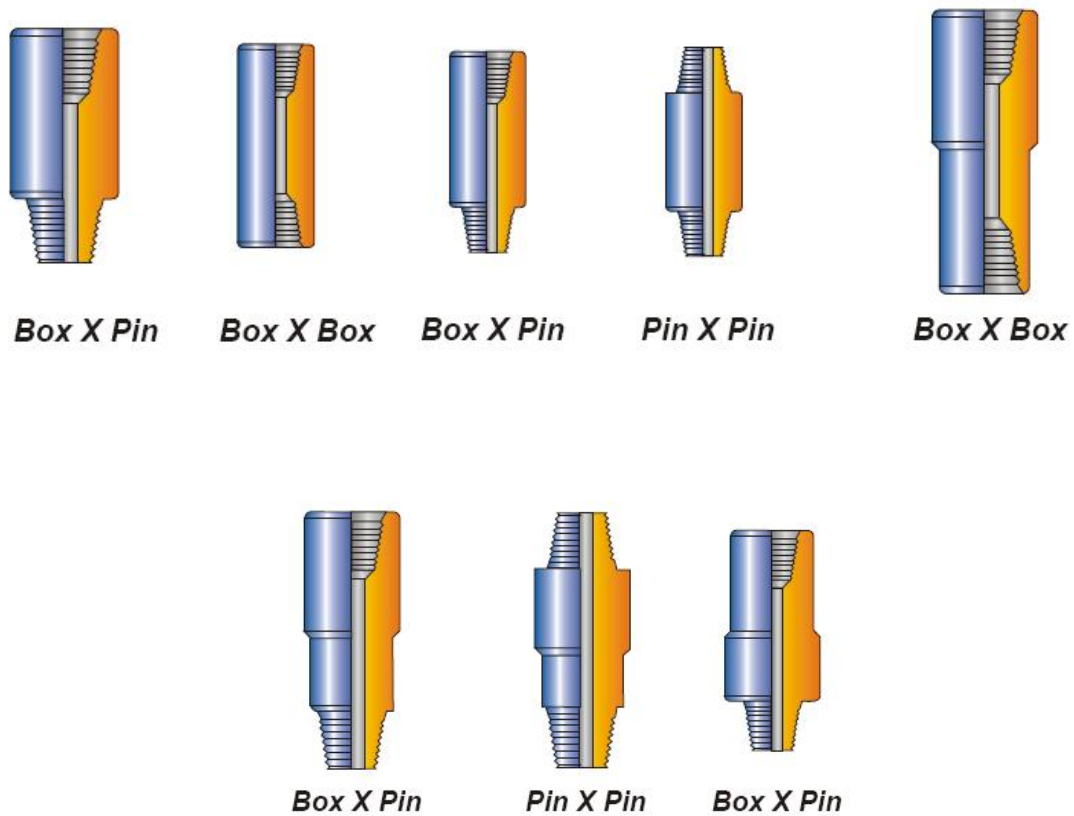


Figura 2.25 Tipos de crossover (tomado de www.ace-octg.biz/html/tubular_handling_tools.htm)

Capítulo 3

DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

El ensamblaje de fondo de pozo es uno de los puntos críticos en la perforación de pozos profundos, ya que este, además de ser el encargado de colocarle peso a la broca, es muy importante en factores como garantizar la orientación del pozo, incrementar el rendimiento de la broca, minimizar vibraciones dañinas, y minimizar problemas durante la perforación como las pegas diferenciales.

El punto de la selección de la sarta de perforación o BHA (Bottom Hole Assembly) es trabajo del dueño del pozo, es decir, la compañía operadora que necesita que alguna empresa de servicios perfore en su campo para así llegar al objetivo principal de la perforación de pozos de petróleo: producir más petróleo que a la vez produzca más dinero.

Una vez el departamento de ingeniería de yacimientos de la compañía operadora determine el diámetro ideal del pozo frente a la zona productora, el departamento de ingeniería de perforación deberá encargarse del diseño del pozo (longitud y diámetro de las secciones).

La presente sección se refiere al proceso para la selección de los componentes adecuados para los ensamblajes de fondo de pozo para la perforación de pozos verticales. La selección de la broca se realiza a partir de historiales de desempeño de otras brocas con respecto a litologías, profundidades e hidráulica de perforación, además de nuevas tecnologías desarrolladas por la compañía fabricante. Por esa razón el asunto de la selección de la broca de perforación se abordará someramente más adelante al referirnos a temas como el Peso Sobre la Broca permitido, entre otros.

3.1 USO DE LAS BOTELLAS DE PERFORACIÓN

Las Botellas de Perforación (en inglés, *Drill Collars*) son el componente principal del BHA. Se compone básicamente por un tubo con un gran espesor de pared, de manera que su peso y rigidez ayudan en las siguientes funciones:

- Proveer peso a la broca
- Proveer la resistencia y la fuerza para trabajar en compresión
- Minimizar los problemas de estabilidad de la broca causados por vibraciones, tambaleos y saltos
- Minimizar los problemas de control direccional, proveyendo rigidez al BHA

3.1.1 SELECCIÓN DE LAS BOTELLAS DE PERFORACIÓN

La selección del tamaño de las botellas de perforación se realiza en base al mínimo diámetro efectivo de hueco requerido, que en otras palabras, es el diámetro de las botellas que irán justamente encima de la broca, que será el factor limitante del movimiento lateral de la broca si se está hablando de un ensamblaje en péndulo, es decir sin estabilizadores cerca de la broca. Esta ecuación fue formulada por Arthur Lubinski a principios de la década de 1950, convirtiéndose así en uno de los primeros en utilizar las matemáticas en perforación:

$$\text{Diámetro efectivo del hueco} = \frac{\text{Diámetro de broca} + \text{Diámetro de botellas}}{2}$$

Así, sabiendo el diámetro del hueco (broca) y el del casing (según el programa del revestimiento):

$$D_{botellas} = 2(D_{ef\acute{e}c. hueco}) - D_{broca}$$

Por ejemplo, si vamos a perforar con broca de $12\frac{1}{4}$ y a bajar revestimiento de $9\frac{5}{8}$ (con diámetro externo 10.625):

$$D_{botellas} = 2(10.625) - 12.25$$

$$D_{botellas} = 9$$

El diámetro ideal de las botellas que estarán justo encima de la broca es de 9 .

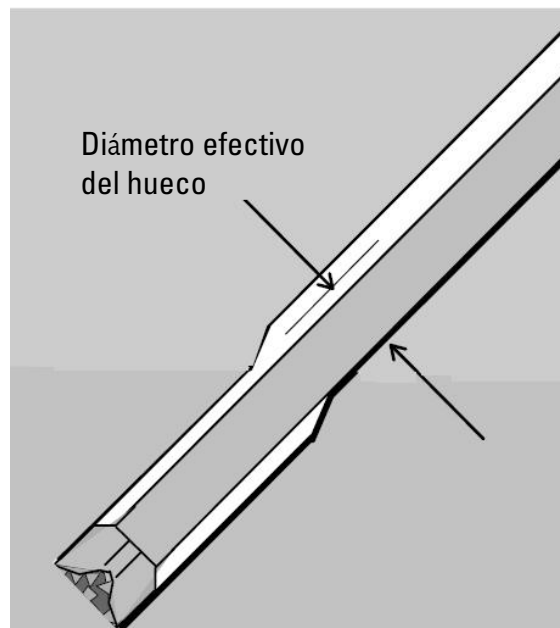


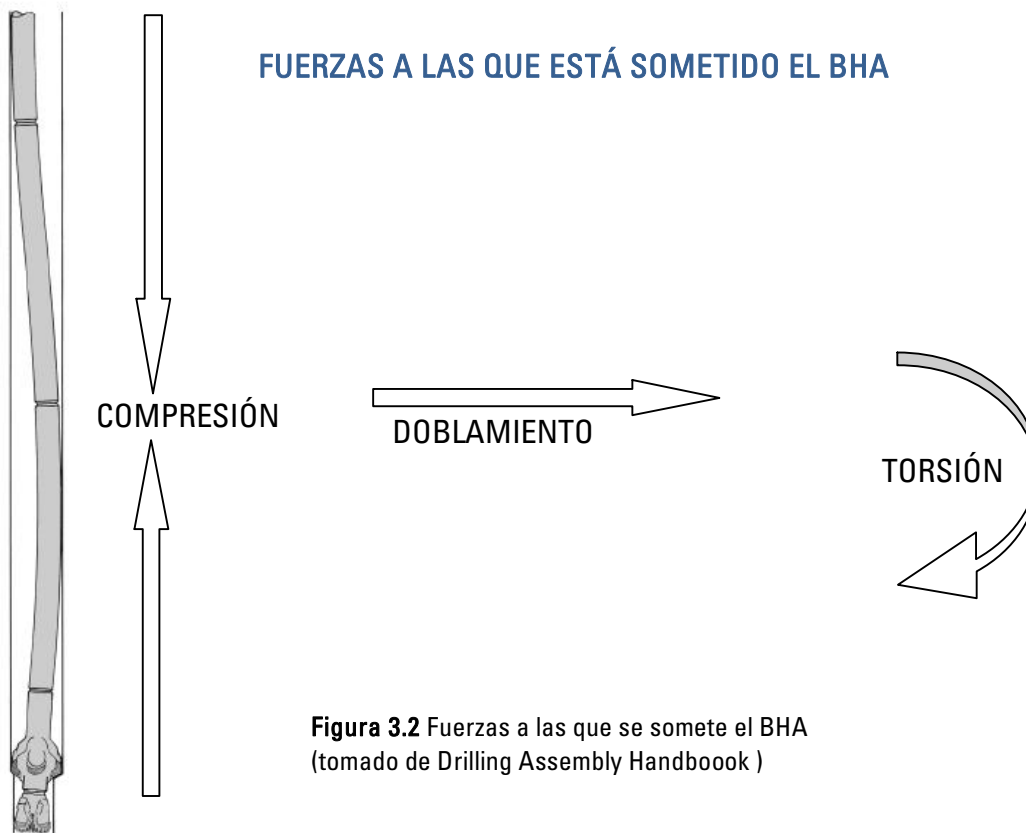
Figura 3.1 Diámetro efectivo del hueco (tomado de Drilling Assembly Handbook)

3.1.2 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO SEGÚN LA FUERZAS A QUE ESTEN SOMETIDOS

Los componentes de la sarta de perforación se seleccionan según las fuerzas a que estén sometidos. Para el caso del BHA, los componentes están sometidos a fuerzas axiales como compresión y tensión, además de fuerzas laterales de doblamiento y torsión.

Cuando los componentes del BHA son sometidos a rotación estando doblados (ver figura abajo), las fibras metálicas que componen las piezas deben alternar rápidamente de compresión a tensión y viceversa, lo que induce rápidamente a fallas por fatiga; y es precisamente en las partes donde se acumulan estos esfuerzos donde se presentará la falla. Estas partes son:

- Conexiones o *Tool Joints*
- Cambios en el tamaño de la tubería



Por esto, se debe realizar un análisis adecuado de la resistencia a los esfuerzos de cada uno de los componentes del BHA y es necesario asegurarse de que el trabajo se haga bajo ciertos rangos de tolerancia.

La resistencia al doblamiento de los componentes del BHA depende de su módulo de sección, el cual se define así:

$$Z = \frac{2 \cdot I}{OD} = \frac{\pi \cdot (OD^4 - ID^4)}{32 \cdot OD}$$

Donde:

- Z = Módulo de sección (in³)
- I = Segundo momento del área (in⁴)
- OD = Diámetro externo (in)
- ID = Diámetro interno (in)

Pero la expresión más generalizada se conoce como Relación de Resistencia al Doblamiento o *Bending Resistance Ratio* (BRR):

$$BRR = \frac{Z_1}{Z_2} = \frac{(OD_1^4 - ID_1^4) \cdot OD_2}{(OD_2^4 - ID_2^4) \cdot OD_1}$$

Donde:

OD_1 = Diámetro externo del tubo inferior

ID_1 = Diámetro interno del tubo inferior

OD_2 = Diámetro externo del tubo superior

ID_2 = Diámetro interno del tubo superior

Esta relación deberá tenerse en cuenta cada vez que se haga un cambio en el tamaño de la tubería, ya sea entre botellas de perforación, tubería pesada o tubería de perforación.

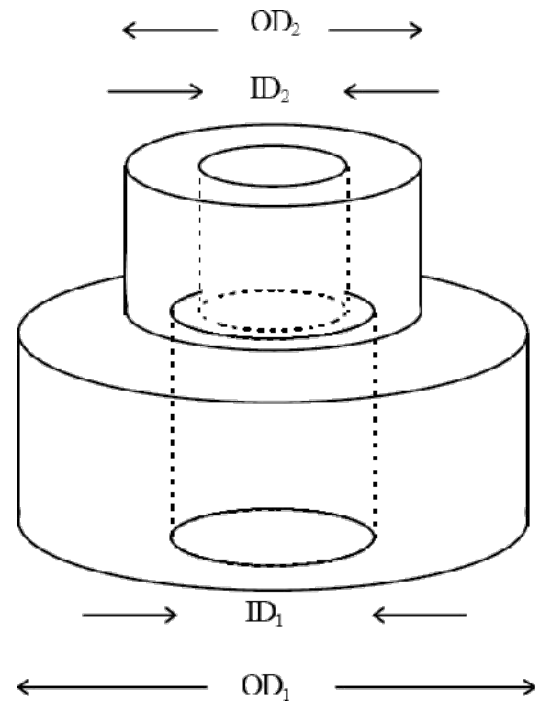


Figura 3.3 Cambio de diámetro en la sarta (tomado de Sedco-Forex)

La experiencia nos ha enseñado que el valor del BRR generalmente debe ser menor a 5.5

Por ejemplo, si se va a conectar tubería pesada de OD = 5 y ID = 3 a botellas de perforación de OD = 9 y ID = 3 , será aceptable el BRR?

$$BRR = \frac{(OD_1^4 - ID_1^4) \cdot OD_2}{(OD_2^4 - ID_2^4) \cdot OD_1} = \frac{(5^4 - 3^4) \cdot 9}{(9^4 - 3^4) \cdot 5} = 6.62$$

Como el BRR es mayor a 5.5, no es aceptable hacer la conexión; pero si en medio de estas dos conectáramos botellas de perforación de OD = 8 y ID = 3 ?

$$BRR = \frac{(OD_1^4 - ID_1^4) \cdot OD_2}{(OD_2^4 - ID_2^4) \cdot OD_1} = \frac{(9^4 - 3^4) \cdot 8}{(8^4 - 3^4) \cdot 9} = 1.44$$

Como el BRR es menor a 5.5, es aceptable hacer la conexión. Ahora al conectarle la tubería pesada:

$$BRR = \frac{(OD_1^4 - ID_1^4) \cdot OD_2}{(OD_2^4 - ID_2^4) \cdot OD_1} = \frac{(8^4 - 3^4) \cdot 5}{(5^4 - 3^4) \cdot 8} = 4.61$$

Como el BRR es menor a 5.5, es aceptable hacer la conexión.

De esta forma, el arreglo adecuado para el BHA sería: botellas de 9 x 3 en el fondo, botellas de 8 x 3 en el medio, y tubería pesada de 5 x 3 en la parte superior.

A pesar de que los valores de BRR menores a 5.5 son aceptables, la norma API RP 7G muestra que para la mayoría de conexiones de botellas de perforación, el BRR es inferior a 2.5 (ver ejemplo arriba). De la misma manera, recomienda parámetros como los siguientes:

1. Para botellas de perforación de diámetros externos iguales o inferiores a 6 , se recomiendan valores de BRR entre 2.25 y 2.75.
2. Para RPM altas, formaciones suaves, y cuando el diámetro de las botellas es pequeño en comparación con el diámetro del hueco (p. ej. broca de 12 ¼ y botellas de 8), se recomiendan BRR entre 2.25 y 2.85.

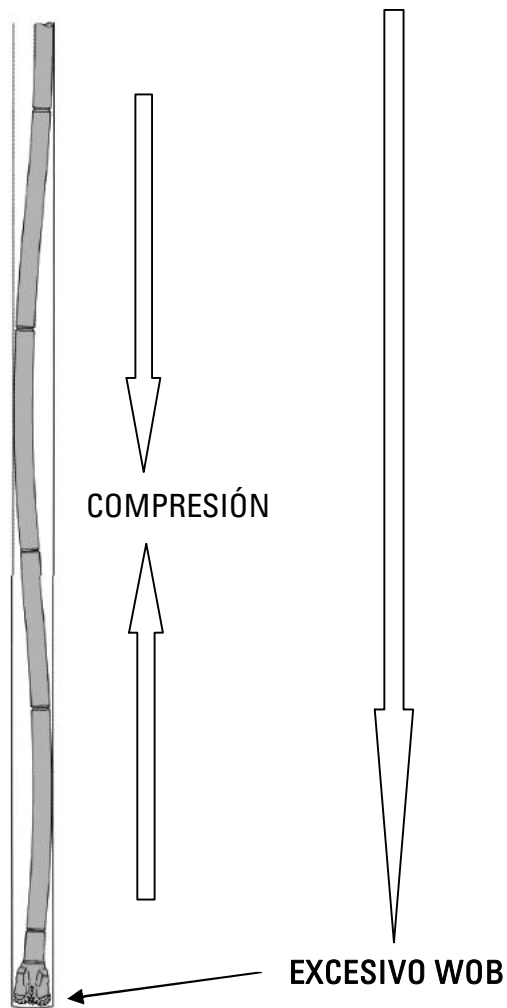
3. Para RPM bajas, formaciones duras, y cuando el diámetro de las botellas es cercano al diámetro del hueco (p. ej. broca de 12 ¼ y botellas de 10), se recomiendan BRR entre 2.25 y 3.2.
4. Para condiciones muy abrasivas donde la disminución del diámetro externo de las botellas es severa, se deben buscar BRR entre 2.5 y 3.0.

Además de las consideraciones de diámetros en las conexiones, es necesario tener en cuenta que también hay diferentes tipos de conexiones y que estos tienen un desempeño diferente según las condiciones de perforación. Por esto, recomendamos referirse al cuarto capítulo de este documento y la sección sobre Selección de las conexiones de las botellas de perforación.

3.1.3 DETERMINAR EL PESO SOBRE LA BROCA PERMISIBLE

Como se dijo anteriormente, una de las principales funciones del BHA es ayudar a garantizar la verticalidad del hueco, o dicho en palabras de campo, prevenir el *buckling* o pate-perros :

Cuando se está perforando, se trabaja la sarta en compresión. A medida que se aumenta el peso sobre la broca, la sarta tiende a curvarse (ver figura 2.4). Si a este curvamiento se le suma la rotación de la sarta, tendremos que el hueco perforado se asemejará a la forma de la sarta. Estas desviaciones del hueco se conocen como pate-perros (en inglés, *Doglegs*), y si no se toman medidas para prevenirlos, podremos favorecer pegas de tubería, o atrancamientos al momento de bajar la sarta de registro o al bajar tubería de revestimiento.



Dos métodos empleados para garantizar la verticalidad del hueco son: a) Utilizar estabilizadores y b) Perforar con WOB (*Weight On Bit* o Peso Sobre la Broca) reducidos; y aunque el fabricante de las brocas especifica un WOB máximo a aplicar a la broca, es necesario conocer el WOB adecuado para asegurarnos de que el Punto Neutral de Doblamiento quede dentro del BHA.

Figura 3.4 BHA curvado por excesivo peso (modificado de *Drilling Assembly Handbook*)

Cuando la sarta de perforación se introduce en un pozo vertical lleno de lodo de perforación, las fuerzas que actúan sobre ella son su propio peso y la presión hidrostática del lodo. Este efecto hidrostático del lodo se conoce como Boyanza y resulta de la fuerza vertical que el lodo ejerce sobre el área de la sección transversal de la sarta:

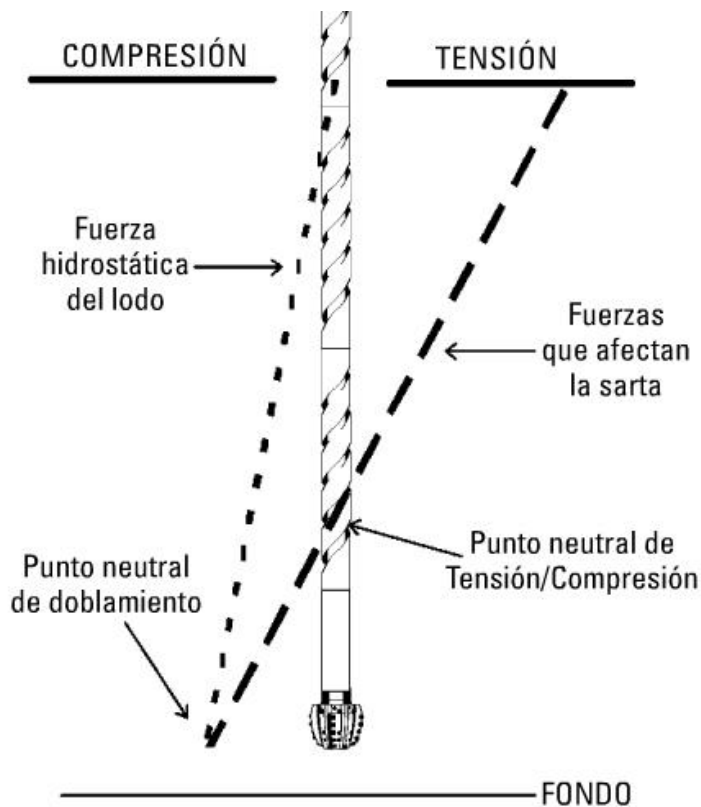
$$HL = (WT_{sarta} \cdot D) - A_{Tsarta} (0.052 \cdot MW \cdot D)$$

Donde: HL = Peso en el gancho (lb)
 WT_{sarta} = Peso de la sarta (lb/ft)
 D = Profundidad del pozo (ft)
 A_{Tsarta} = Área transversal (in²)
 MW = Peso del lodo (lb/gal)

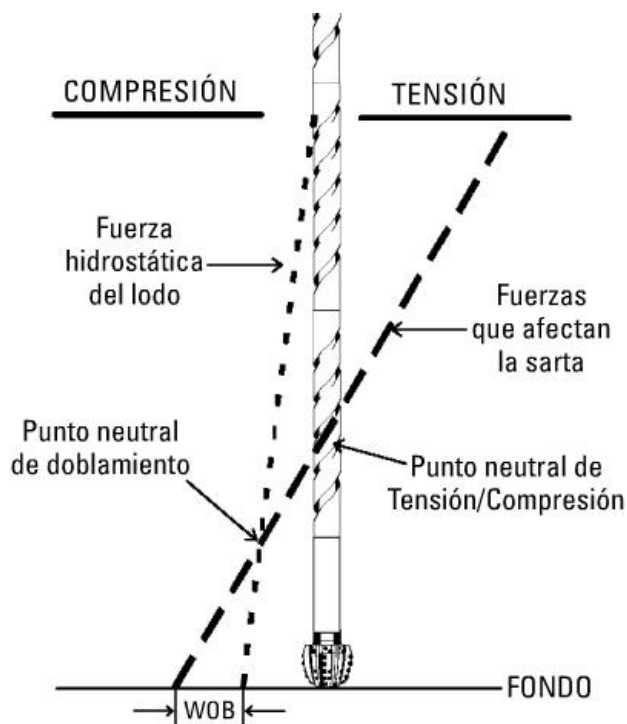
Pero una vez la broca toca el fondo del pozo, empezará a incrementarse el valor del Peso Sobre la Broca (WOB):

$$HL = (WT_{sarta} \cdot D) - A_{Tsarta} (0.052 \cdot MW \cdot D) - WOB$$

La Boyanza y el WOB actúan en el fondo de la sarta, someten la parte inferior de la sarta de perforación a la compresión y además reducen el Peso en el Gancho (en inglés, *Hook Load*). El Buckling ocurre por debajo del Punto Neutral de Doblamiento, el cual se define como el punto donde el promedio de las fuerzas radiales y tangenciales que actúan en la sarta es igual a las fuerzas axiales.



El Punto Neutral de Doblamiento ocurre cuando la boyanza iguala las fuerzas compresivas sobre la sarta. Cuando la broca no ha tocado el fondo, este punto se ubica en el fondo de la sarta y por eso no hay doblamiento.



Cuando la broca toca el fondo, el WOB comienza a aumentar a medida que el peso en el gancho (HL o en inglés, *Hook Load*) disminuye. Esto implica que hacia el fondo de la sarta de perforación existirá una compresión adicional a la de la boyanza, que va aumentando a medida que el WOB crece. El Punto Neutral de Doblamiento también se mueve hacia arriba en la sarta hasta el punto en que la boyanza iguala a la fuerza compresiva originada al descargarle peso a la broca.

Figura 3.5 Fuerzas que afectan la sarta
(modificado de Sedco-Forex)

Podemos calcular a qué altura se encuentra el Punto Neutral de Doblamiento de la siguiente forma:

$$F_{hidrostática} = (D - H) \cdot 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta}$$

$$F_{compresión} = WOB + (D \cdot 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta}) - (H \cdot WT_{sarta})$$

Si en el Punto Neutral de Doblamiento se igualan estas dos fuerzas:

$$F_{hidrostática} = F_{compresión}$$

$$(D - H) \cdot 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta} = WOB + (D \cdot 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta}) - (H \cdot WT_{sarta})$$

$$(D \cdot 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta}) - (H \cdot 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta}) = WOB + (D \cdot 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta}) - (H \cdot WT_{sarta})$$

$$H \cdot 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta} = (H \cdot WT_{sarta}) - WOB$$

$$(H \cdot WT_{sarta}) - (H \cdot 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta}) = WOB$$

$$H \cdot (WT_{sarta} - 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta}) = WOB$$

$$H = \frac{WOB}{WT_{sarta} - 0.052 \cdot MW \cdot A_{Tsarta}}$$

$$H = \frac{WOB}{\text{Boyanza lineal}}$$

Donde:

D = Profundidad del pozo (ft)

H = Altura del Punto Neutral de Doblamiento (ft)

WT_{sarta} = Peso de la sarta (lb/ft)

$F_{hidrostática}$, $F_{compresión}$ = Fuerzas que afectan la sarta (lbf)

Esto indica que la altura del Punto Neutral de Doblamiento cuando la broca ha tocado fondo es el Peso Sobre La Broca (WOB) dividido por la Boyanza por unidad de longitud en la sarta. Para prevenir que el Punto Neutral de Doblamiento quede en la tubería de perforación, es estrictamente necesario que el peso del BHA sea mayor al WOB aplicado. Para esto se maneja normalmente un factor de seguridad, en el que el WOB aplicado no sea mayor al 85% del peso del BHA sumergido en el lodo de perforación (peso boyado).

3.1.3.1 CÁLCULO DEL PESO SOBRE LA BROCA PERMISIBLE

En el diseño de un pozo, el WOB a aplicar parte del peso de las botellas de perforación únicamente. Para conocer el peso de las botellas que irán en la sarta, se estimaron valores basados en la dureza de las formaciones a atravesar y en el historial de clasificaciones de brocas para pozos ya perforados.

Tabla 3.1 Dureza de la formaciones (tomado de miliarium.com)

DUREZA DE LA FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN Y EJEMPLOS
MUY BLANDA	Formaciones blandas (pizarras arcillosas, margas, arcillas, caliza blanda), formaciones no consolidadas, etc.
BLANDA	Formaciones de dureza blanda a media (pizarras arcillosas, arcillas, caliza algo más duras que en el caso anterior).
MEDIA	Formaciones de dureza media (pizarras duras, calizas duras, dolomías). Formaciones algo abrasivas de dureza media (pizarras silíceas, esquistos, areniscas, caliza dura, dolomías).
DURA	Formaciones análogas a las anteriores, más silíceas y más duras, incluyendo cuarcitas y granitos.
MUY DURA Y ABRASIVA	Formaciones muy duras y abrasivas (areniscas, cuarcitas, basaltos, etc.)

Tabla 3.2 Peso sobre la broca (tomado de Sedco Forex)

PESO SOBRE LA BROCA PERMISIBLE	
CLASIFICACIÓN FORMACIÓN / BROCA	lb/in DE DIÁMETRO
BLANDA	2270 6750
MEDIA	4500 9000
DURA (Insertos de la broca molidos)	5600 11250
DURA(Insertos de la broca duros)	2250 9000
DURA (Desgaste de la broca por fricción)	4500 6750

Por ejemplo, si vamos a perforar un pozo con broca de 8 ½ a través de una formación arcillosa con intercalaciones arenosas (blanda a media):

Según la tabla, para formaciones blandas, el peso a aplicar por pulgada de diámetro del hueco está entre 2270 lb y 6750 lb. Si el diámetro del hueco (broca) es de 8.5 , y trabajamos con el WOB promedio:

$$WOB_{promedio} = \frac{2270 + 6750}{2} = 4510 \frac{lb}{in}$$

$$WOB = 4510 \frac{lb}{in} \times 8.5 in = 38335 lb \approx 38000 lb$$

Este peso corresponde más o menos al peso que deben tener las botellas de perforación, lo que nos permite conocer el peso máximo que se le podrá colocar a la broca:

$$WOB_{max} = 0.85 L_{DC} WT_{DC} (1 - 0.015 MW)$$

Donde: L_{DC} = Longitud de las botellas de perforación (ft)

WT_{DC} = Peso unitario de las botellas (lb/ft)

MW = Peso del lodo (lb/gal o ppg)

0.85 = Factor de seguridad del 15%

La longitud de las botellas de perforación se calcula según el peso obtenido por la tabla anterior y según el peso unitario de las botellas.

3.1.3.2 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO INTERNO DE LAS BOTELLAS DE PERFORACIÓN

Como se podrá ver en la sección de anexos, existe una gran variedad de diámetros de botellas de perforación, tanto de diámetros internos como externos. La selección del diámetro interno se realiza de acuerdo a tres factores:

1. En lo posible, que el diámetro interno de las botellas de perforación sea menor que el de la tubería pesada de perforación, y este a su vez menor al de la tubería de perforación o Drill Pipe. Esto con el objetivo de evitar caídas de presión innecesarias en el lodo (además de las pérdidas por fricción) antes de llegar a la broca.
2. Aunque no es lo ideal, a veces es necesario trabajar con las botellas de perforación que posea la compañía contratista. Así en el contrato de perforación se especifiquen los requerimientos de tubería, a veces una falla inesperada (por ejemplo, pérdida de tubería en el pozo por pegas) requiere de un nuevo diseño de sarta.
3. Se debe tener en cuenta que el diámetro interno de las botellas de perforación sea mayor que el de las herramientas que se bajarán al pozo por dentro de la sarta de perforación, como es el caso del Sistema Indicador de Desviación o *Drift Indicator System* (también conocido popularmente como *Totco*).

Por ejemplo, si vamos a utilizar botellas de perforación de OD = 6 ½ y ID = 2 ¼ con un peso unitario de 99.5 lb/ft, lodo de perforación de 10 ppg y considerando el peso sobre la broca calculado en el ejemplo anterior (38000 lb), tenemos:

$$L_{DC} = \frac{WOB}{WT_{DC}} = \frac{38000 \text{ lb}}{99.5 \text{ lb/ft}} = 381.9 \text{ ft}$$

Así:

$$WOB_{max} = 0.85 \times 381.9 \text{ ft} \times 99.5 \text{ lb/ft} (1 - 0.015 \times 10 \text{ ppg})$$

$$WOB_{max} = 27455 \text{ lb}$$

El máximo Peso Sobre la Broca a aplicar es 27500lb.

¿Por qué esto? Como se resaltaba anteriormente: () Para esto se maneja normalmente un factor de seguridad, en el que el WOB aplicado no sea mayor al 85% del peso del BHA sumergido en el lodo de perforación (peso boyado).

Si desmenuzamos la fórmula anterior, encontramos que:

$$WOB_{max} = \underbrace{0.85}_{\substack{\text{Factor de} \\ \text{Seguridad} \\ (15\%)}} \cdot \underbrace{L_{DC} \cdot WT_{DC}}_{\substack{\text{Peso de} \\ \text{las} \\ \text{botellas}}} \cdot \underbrace{(1 - 0.015 MW)}_{\substack{\text{Factor de} \\ \text{Boyanza}}}$$

Una fórmula que puede emplearse en campo para calcular el Factor de Boyanza del lodo se obtiene de la siguiente expresión:

$$BF = 1 - \frac{\textit{gravedad específica del lodo}}{\textit{gravedad específica del metal}}$$

La gravedad específica del lodo se obtiene dividiendo su densidad sobre la densidad del agua, 8.33 ppg. La gravedad específica del metal sumergido en el lodo, que normalmente es el acero, es 7.857.

$$BF = 1 - \frac{MW/8.33}{7.857} = 1 - \frac{MW}{65.5} = \frac{65.5 - MW}{65.5} = 1 - 0.015 \times MW$$

Ahora, si el Peso del Lodo se cambia, también cambia el WOB máximo:

$$WOB_{nuevo} = WOB_{anterior} \cdot \left(\frac{1 - 0.015 \times MW_{nuevo}}{1 - 0.015 \times MW_{anterior}} \right)$$

3.1.3.3 CORRELACIONES DE A. LUBINSKI Y DE DAWSON-PASLAY

Por su parte, Arthur Lubinski relacionó los WOB con los puntos de contacto de la sarta con las paredes del hueco al momento de doblarse. Según este, la sarta doblada que toca una vez la pared del pozo estará en primer orden de doblamiento. Si la sarta toca la pared del pozo en dos puntos, estará en segundo orden de doblamiento, y así sucesivamente.

$$W_{crít-I} = 1.94(EIp^2)^{1/3}$$

$$W_{crít-II} = 3.75(EIp^2)^{1/3}$$

Donde: W_{crit-I} ; $W_{crit-II}$ = WOB en primer y segundo orden de doblamiento (lb)
 E = Módulo de elasticidad de las botellas de perforación (lb/ft²)
 (para el acero, $E = 4320 \times 10^6$ lb/ft²)
 p = Peso unitario de las botellas en el lodo (lb/ft)
 I = momento de inercia de la sección transversal de las botellas de perforación con respecto a su diámetro (OD , ID en ft)

$$I = \frac{\pi}{64} (OD_{DC}^4 - ID_{DC}^4) \text{ (ft}^4\text{)}$$

Por ejemplo, cuál es el Peso Sobre la Broca a aplicar si perforamos en segundo orden de doblamiento con botellas de $OD = 6 \frac{1}{2}$ y $ID = 2 \frac{1}{4}$ sumergidas en lodo de 10 ppg?

Entonces, en segundo orden de doblamiento:

$$W_{crit-II} = 3.75 (EIp^2)^{1/3}$$

Momento de inercia:

$$I = \frac{\pi}{64} (OD_{DC}^4 - ID_{DC}^4)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \left[\left(\frac{6.5}{12} \right)^4 - \left(\frac{2.25}{12} \right)^4 \right] = 4.165 \times 10^{-3} \text{ ft}^4$$

Peso unitario de las botellas sumergidas en lodo de perforación de 10 ppg

$$BF = 1 - 0.015 \times MW$$

$$BF = 1 - 0.015 \times (10)$$

$$BF = 0.85$$

$$p = WT_{DC} \times BF$$

$$p = 99.5 \text{ lb/ft} \times 0.85$$

$$p = 84.57 \text{ lb/ft}$$

Así, el WOB a aplicar es:

$$W_{crit-II} = 3.75(EIp^2)^{1/3}$$

$$W_{crit-II} = 3.75 \left[\left(4320 \times 10^6 \text{ lb/ft}^2 \right) \left(4.165 \times 10^{-3} \text{ ft}^4 \right) \left(84.57 \text{ lb/ft} \right)^2 \right]^{1/3}$$

$$W_{crit-II} = 18930 \text{ lb}$$

Si queremos conocer la altura del Punto Neutral de Doblamiento, para así conocer la longitud mínima de las botellas de perforación:

$$H = \frac{WOB}{\text{Boyanza lineal}} = \frac{W_{crit-II}}{p} = \frac{18930 \text{ lb}}{84.57 \text{ lb/ft}} = 223.82 \text{ ft}$$

Lubinski demostró que al perforar en formaciones blandas, el WOB a aplicar debe ser menor al de primer orden de doblamiento para así evitar la desviación del hueco.

De igual forma, cuando las capas de las formaciones a perforar están muy inclinadas, es recomendable el uso de varios estabilizadores ya que la broca tenderá a perforar cada capa perpendicularmente al plano de estratificación (ver Figura 3.6)

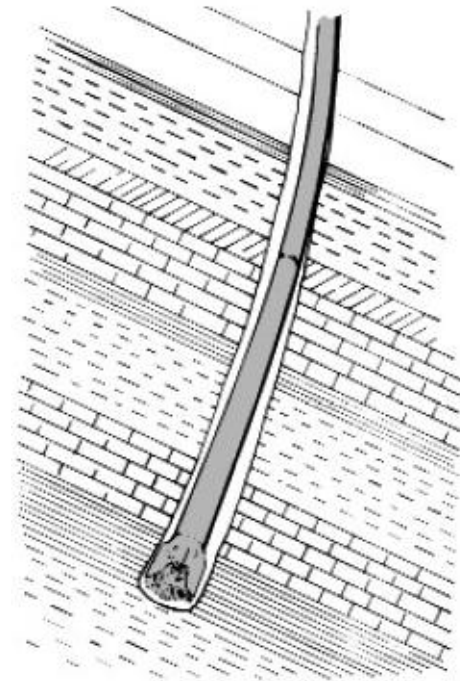


Figura 3.6 Perforación en capas inclinadas (tomado de Smith International)

Pero por el contrario, cuando el pozo es desviado, la tubería podrá soportar más WOB gracias a que esta se recuesta contra las paredes del hueco. Esta demostración fue realizada por Rapier Dawson y P. R. Paslay mediante la siguiente ecuación:

$$W_{crit} = 2 \left(\frac{EI p \sin \alpha}{r} \right)^{1/2}$$

Donde: α = Ángulo de inclinación del pozo medido desde la vertical (grados, °)

r = Distancia entre las botellas y las paredes del hueco (ft)

Resolviendo,

$$W_{crít} = 2 \left(\frac{EIpsin \alpha}{r} \right)^{1/2}$$

$$\left(\frac{W_{crít}}{2} \right)^2 = \frac{EIpsin \alpha}{r}$$

$$r = \frac{4EIpsin \alpha}{W_{crít}^2}$$

Como $r = \frac{ID_{hueco} - OD_{tubo}}{2}$,

$$ID_{hueco} = \frac{8EIpsin \alpha}{W_{crít}^2} + OD_{tubo}$$

Los gráficos a continuación, preparados para Drill Pipe de 5 y Heavy Weight Drill Pipe de 5 sumergidos en lodo de 15.5 ppg, nos permiten observar la incapacidad del Drill Pipe de trabajar en compresión en pozos verticales (dado que en la Figura 3.7 el mayor diámetro de pozo vertical a perforar en el cual se pueda utilizar DP 5 en compresión es de 6 ½ antes de que esta empiece a doblarse) y la ventaja de emplear la Heavy Weight Drill Pipe para aplicar mayor peso a la broca conservando la verticalidad del pozo (según la Figura 3.8, la HWDP de 5 soportará más de 15000 lb de compresión manteniendo la verticalidad del hueco).

Resolviendo gráficamente, tenemos:

CAPACIDAD DEL DRILL PIPE DE MANEJAR CARGAS AXIALES SEGÚN DIÁMETRO E INCLINACIÓN DEL POZO

DP 5", 19.5 lb/ft, Grado S-135. Densidad del lodo: 15.5 ppg

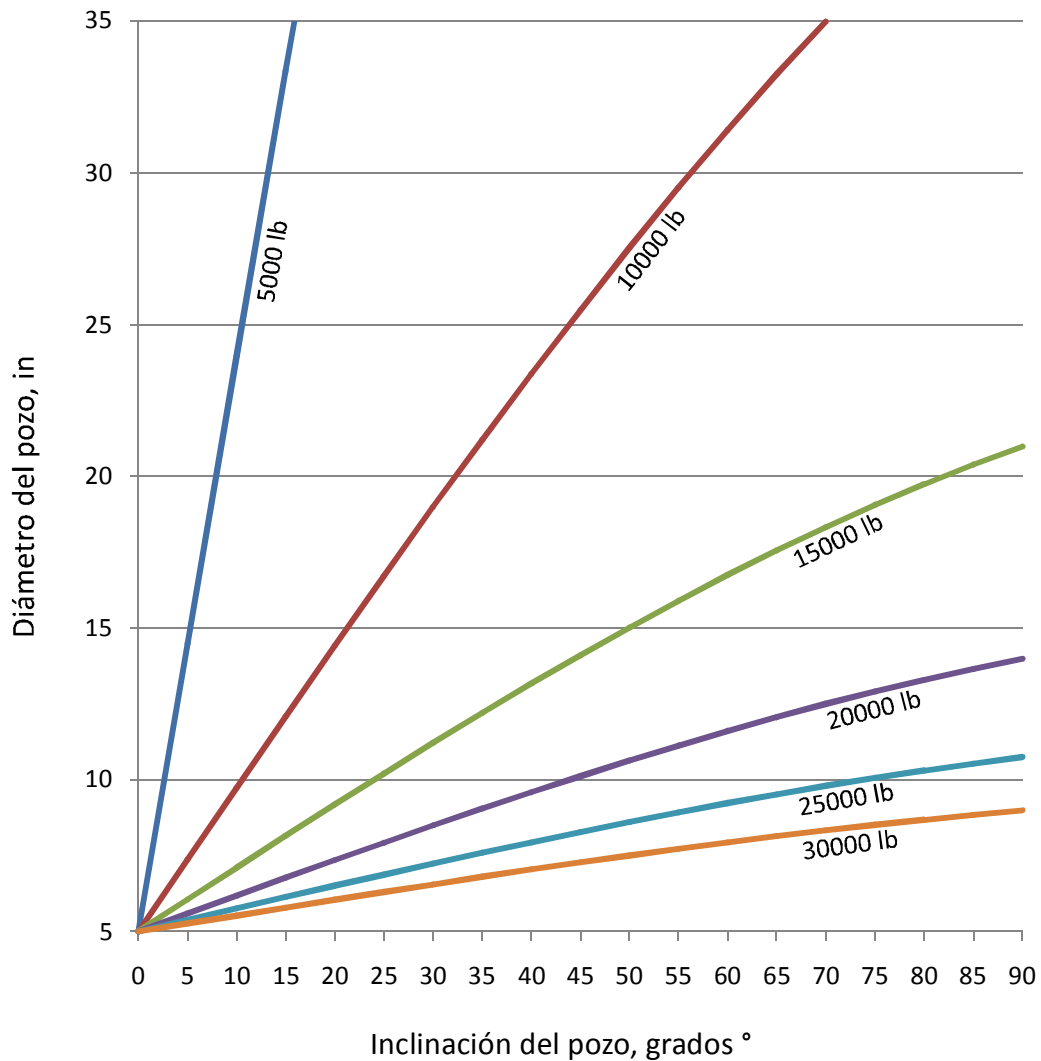


Figura 3.7 Pesos sobre la broca críticos W_{crit} según los requerimientos de desviación y diámetro del pozo que podría trabajar la Drill Pipe.

CAPACIDAD DE LA HEAVY WEIGHT DRILL PIPE DE MANEJAR CARGAS AXIALES SEGÚN DIÁMETRO E INCLINACIÓN DEL POZO

HWDP 5". Densidad del lodo: 15.5 ppg

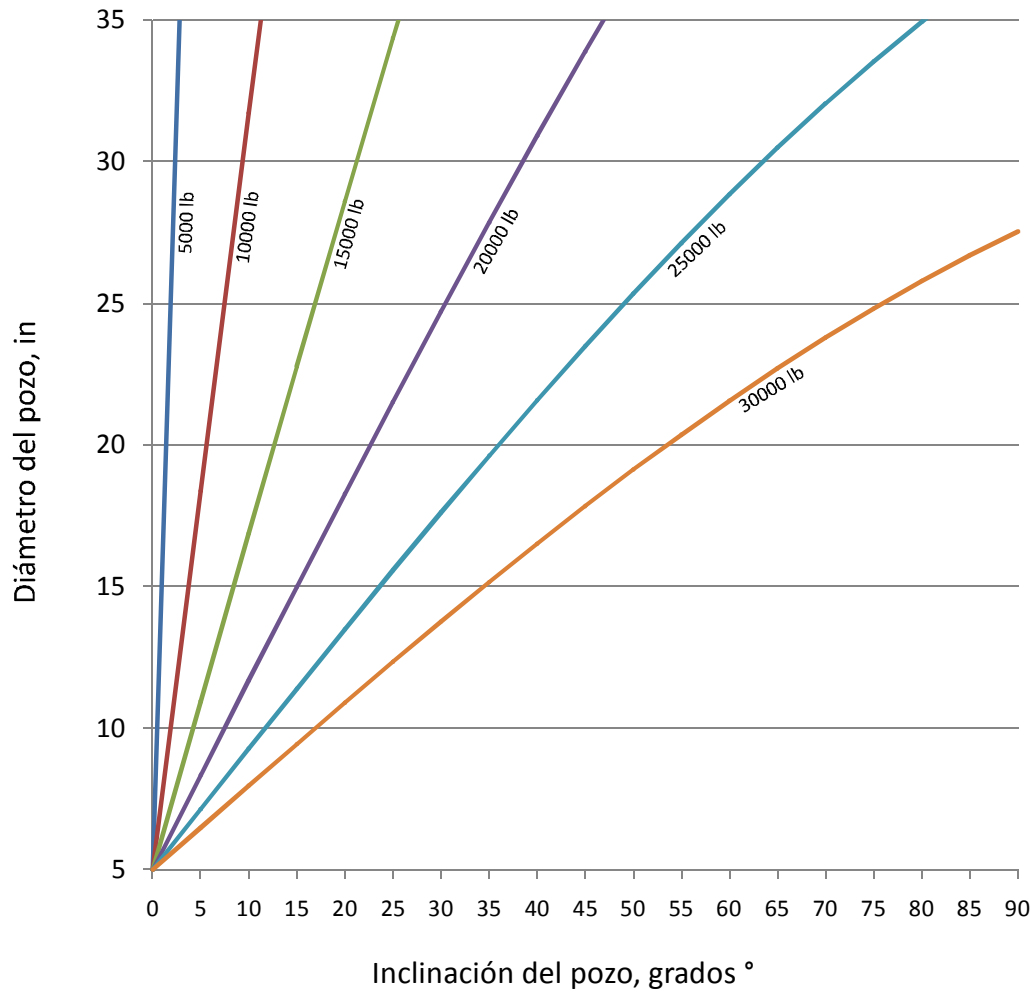


Figura 3.8 Pesos sobre la broca críticos W_{crit} según los requerimientos de desviación y diámetro del pozo que podría trabajar la Heavy Weight Drill Pipe.

3.2 USO DE LA TUBERÍA PESADA DE PERFORACIÓN O *HEAVY WEIGHT DRILL PIPE*

3.2.1 TUBERÍA DE TRANSICIÓN

Muchas de las fallas en la sarta de perforación ocurren por la fatiga acumulada cuando se conecta la tubería de perforación (o en inglés, *Drill Pipe*) directamente sobre las botellas de perforación. Este daño acelerado ocurre por la concentración de esfuerzos en el primer tubo o junta después de las botellas.

Dos factores que causan una concentración excesiva de esfuerzos en esta primera junta de Drill Pipe son:

1. La onda torsional que se mueve constantemente durante la rotación a través del flexible Drill Pipe hasta llegar a las rígidas botellas de perforación.
2. El movimiento lado a lado, las vibraciones y el constante salto entre tensión y compresión que se transmiten hacia arriba hasta el Drill Pipe

Rapier Dawson y P. R. Paslay en 1984 probaron la incapacidad del Drill Pipe de manejar cargas axiales cuando se perforan pozos verticales o con grados de inclinación bajos (ver sección 3.1.3.3).

La Tubería Pesada de Perforación (o en inglés, *Heavy Weight Drill Pipe*) se utiliza normalmente como tubería de transición entre las botellas de perforación y el Drill Pipe, con el objetivo de aislar la tubería de perforación de las cargas compresivas que causan el doblamiento.

Algunas compañías como Sedco Forex (Schlumberger) y Drilco Group (Smith Services) recomiendan no emplear HWDP para aportarle peso a la broca en pozos verticales de diámetro considerable en comparación con el diámetro de las HWDP (ver tabla abajo), dado que aunque sus condiciones de diseño le permiten trabajar en compresión, bajo doblamiento podrían afectar la verticalidad del pozo.

Tabla 3.3 Relación entre el diámetro del pozo vertical y el HWDP a utilizar (tomado de Smith International)

DIÁMETRO DE HWDP UTILIZADA	MÁXIMO DIÁMETRO DE POZO VERTICAL
3 ½"	7"
4"	8 1/8"
4 ½"	9 1/16"
5"	10 1/16"

3.2.2 LONGITUD DE LA TUBERÍA PESADA DE PERFORACIÓN O HEAVY WEIGHT DRILL PIPE

Como se dijo anteriormente, para perforar pozos verticales, la Tubería Pesada de Perforación o Heavy Weight Drill Pipe se emplea como tubería de transición entre las botellas de perforación y el Drill Pipe. El estándar DS-1™ recomienda calcular la sección de HWDP así:

$$L_{HWDP} = \frac{1}{WT_{HWDP}} \left[\frac{1.15 \cdot WOB}{BF \cdot \cos \alpha} - L_{DC} WT_{DC} \right]$$

Donde:

WOB = Peso a aplicarle a la broca (lb)

α = Ángulo de inclinación del pozo medido desde la vertical (grados,°)

WT_{DC} , WT_{HWDP} = Peso unitario de las botellas y la HWDP respectivamente (lb/ft)

L_{DC} , L_{HWDP} = Longitud de las botellas y la HWDP respectivamente (ft)

BF = Factor de Boyanza

1.15 = Factor de seguridad del 15% en exceso

Por ejemplo, continuando con el caso anterior:

$$WOB = 18930 \text{ lb}$$

$$WT_{HWDP} = 59.16 \text{ lb/ft}$$

$$\alpha = 0^\circ$$

$$L_{DC} = 223.82 \text{ ft}$$

$$WT_{DC} = 99.5 \text{ lb/ft}$$

$$BF = 0.85$$

$$L_{HWDP} = \frac{1}{WT_{HWDP}} \left[\frac{1.15 \cdot WOB}{BF \cdot \cos \alpha} - L_{DC} WT_{DC} \right]$$

$$L_{HWDP} = \frac{1}{59.16 \text{ lb/ft}} \left[\frac{1.15 \cdot (18930 \text{ lb})}{0.85 \cdot (\cos 0)} - (223.82 \text{ ft}) \cdot (99.5 \text{ lb/ft}) \right]$$

$$L_{HWDP} = 56.475 \text{ ft}$$

Este resultado nos confirma lo anteriormente mencionado sobre no emplear la Tubería Pesada de Perforación para aumentar el WOB cuando se perforan pozos verticales, sino como tubería de transición entre las rígidas y pesadas botellas de perforación y la flexible y liviana Drill Pipe. Si se perforara utilizando un equipo para paradas de 2 tubos, se utilizaría 1 parada de HWDP (aprox. 60 ft), y si se utiliza un equipo para paradas de 3 tubos, se utilizaría 1 parada de HWDP (aprox. 90 ft).

3.3 USO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN O DRILL PIPE

3.3.1 DISEÑO DE SARTA POR TENSIÓN

Cuando se manipula la sarta de perforación, cada junta de tubería debe soportar el peso de todas las que tiene debajo de ella, y aunque el peso que aguantará será menor al peso real de la tubería gracias a la boyanza del lodo, también deberá aguantar factores como el arrastre u *Over Pull* y el *Efecto Pistón*¹ durante los viajes de tubería.

$$F_{TEN} = [(L_{DP} WT_{DP}) + (L_{HWDP} WT_{HWDP}) + (L_{DC} WT_{DC})] \cdot BF$$

Donde:

F_{TEN} = Peso soportado en el tool joint conectado a la Kelly o el Top Drive (lb)

L_{DP} , L_{HWDP} , L_{DC} = Longitud de cada una de las secciones: Drill Pipe, Heavy Weight Drill Pipe y Drill Collars respectivamente (ft)

WT_{DP} , WT_{HWDP} , WT_{DC} = Peso unitario de cada una de las secciones: Drill Pipe, Heavy Weight Drill Pipe y Drill Collars respectivamente (lb/ft)

BF = Factor de Boyanza

En caso de que la sarta de perforación posea diferentes secciones además de las de la fórmula, es decir, si tenemos dos o más diámetros diferentes de Drill Collars, Heavy Weight Drill Pipe o Drill Pipe se involucran estas secciones de igual forma: multiplicando la longitud de la sección por el peso unitario de la tubería, y sumándola a las demás antes de multiplicar por el factor de boyanza. Los pesos de la broca, estabilizadores, martillo, etc., van incluidos en la longitud de las botellas de perforación

¹ El *Efecto Pistón* se presenta cuando se levanta la sarta muy rápido y el lodo, al no alcanzar a salir por los *nozzles* de la broca, es levantado junto con la sarta generando un vacío que puede ocasionar un influjo de la formación al pozo.

El valor de resistencia a la tensión está basado en el área de sección transversal, espesor de pared y esfuerzo de cedencia de la tubería, y es calculado como sigue. El esfuerzo de cedencia es definido por el API como el esfuerzo al cual la tubería sufre una deformación total. Esta deformación incluye toda la deformación elástica como la plástica (permanente).

$$F_{yield} = Y_m A_{Tsarta}$$

Donde: F_{yield} = Mínimo esfuerzo de tensión (lb)

Y_m = Mínimo esfuerzo de cedencia especificado (psi)

A_{Tsarta} = Área de sección transversal (in²)

Para evitar la deformación permanente de la tubería, es necesario trabajar con un factor de seguridad del 90% del valor obtenido en la fórmula anterior. De esta forma:

$$F_{diseño} = 0.9 (F_{yield})$$

Donde: $F_{diseño}$ = Mínimo esfuerzo de tensión por diseño (lb)

F_{yield} = Mínimo esfuerzo de tensión (lb)

0.9 = Factor de seguridad del 90%

La diferencia entre el peso soportado en la junta superior y el mínimo esfuerzo de tensión por diseño es llamada Margen de Sobre-Halado o Margen de Over Pull (MOP):

$$MOP = F_{diseño} - F_{TEN}$$

Por ejemplo, si vamos a perforar un pozo de 4000 ft con el BHA hallado anteriormente y necesitamos saber el Margen de Over Pull (MOP):

223.82 ft de DC 6 ½ (ID= 2 ¼)

56.47 ft de HWDP 5 (ID= 3)

Drill Pipe 5 , 19.5 lb/ft, Grado S-135 (ID= 4.276)

Lodo de 10 ppg (BF = 0.85)

Peso soportado por el tool joint conectado a la Kelly o el Top Drive:

$$F_{TEN} = [(L_{DC} WT_{DC}) + (L_{HWDP} WT_{HWDP}) + (L_{DP} WT_{DP})] \cdot BF$$

$$F_{TEN} = [(223.82 \text{ ft})(99.5 \text{ lb/ft}) + (56.47 \text{ ft})(591.6 \text{ lb/ft}) + (4000 \text{ ft} - 223.82 \text{ ft} - 56.47 \text{ ft})(19.5 \text{ lb/ft})] \cdot 0.85$$

$$F_{TEN} = [22270.09 \text{ lb} + 3340.76 \text{ lb} + 72534.34 \text{ lb}] \cdot 0.85$$

$$F_{TEN} = 83423.4 \text{ lb}$$

Mínimo esfuerzo de tensión:

$$F_{yield} = Y_m A_{Tsarta}$$

Para cada caso: $A_T = \frac{\pi(OD^2 - ID^2)}{4}$

Botellas de OD = 6 ½ y ID = 2 ¼

$$A_{IDC} = \frac{\pi[(6.5 \text{ in})^2 - (2.25 \text{ in})^2]}{4} \rightarrow A_{IDC} = 29.2 \text{ in}^2$$

HWDP OD = 5" y ID = 3"

$$A_{THWDP} = \frac{\pi[(5 \text{ in})^2 - (3 \text{ in})^2]}{4} \rightarrow A_{THWDP} = 12.56 \text{ in}^2$$

DP OD = 5" y ID = 4.276"

$$A_{TDP} = \frac{\pi[(5 \text{ in})^2 - (4.276 \text{ in})^2]}{4} \rightarrow A_{TDP} = 5.27 \text{ in}^2$$

Para este caso, especialmente, se debe analizar el esfuerzo mínimo de cedencia por tensión de acuerdo al orden de los componentes de la sarta: las botellas de perforación aguantan su propio peso con el de la broca y estabilizadores. La Heavy Weight Drill Pipe aguenta su propio peso y el de las botellas de perforación; mientras que el Drill Pipe aguenta su propio peso, el de la Heavy Weight y el de las botellas de perforación. Esto nos indica que es necesario realizar el análisis según la sección que más se vea afectada por el peso que aguenta, en este caso, el Drill Pipe:

$$F_{yield} = Y_m A_{Tsarta}$$

Por tablas, el grado S-135 del Drill Pipe indica 135000 libras de tensión por cada pulgada cuadrada de área transversal:

$$F_{yield} = (135000 \text{ psi})(5.27 \text{ in}^2)$$

$$F_{yield} = 711450 \text{ lb}$$

Hallamos el Margen de Over Pull:

$$MOP = F_{\text{diseño}} - F_{TEN} = 0.9 (F_{\text{yield}}) - F_{TEN}$$

$$MOP = 0.9 (711450 \text{ lb}) - 83423.4 \text{ lb}$$

$$MOP = 556881.6 \text{ lb}$$

Por qué esto? Si analizamos el ejercicio, para perforar un pozo de 4000 ft con las secciones especificadas en el enunciado manejaremos una $F_{TEN} = 83400 \text{ lb}$, mientras que por diseño y construcción el Drill Pipe 5 , 19.5 lb/ft, Grado S-135 aguanta hasta $F_{\text{yield}} = 711450 \text{ lb}$. Según este último dato, podríamos perforar un pozo de hasta 37600 ft de profundidad utilizando el mismo BHA sin que se afecte el primer tubo de Drill Pipe. Por esta razón, el Margen de Over Pull como factor de seguridad en la perforación se emplea en caso de pegas o empaquetamientos de la sarta de perforación² y en muy pocos casos como factor de seguridad para evitar la deformación y rompimiento de la tubería dentro del pozo. Dadas estas circunstancias, las compañías operadoras establecen márgenes de Over Pull basados en sus experiencias en sus campos. Normalmente establecen valores de 25000, 30000 o 50000 lb de tensión. Inmediatamente el perforador detecte estos incrementos en el peso de la sarta durante el arrastre debe avisar al Jefe de Equipo o *Tool Pusher* y el Jefe de pozo o *Company Man*, especialmente este último por ser el completo responsable de las operaciones en la perforación.

La selección adecuada del Margen de Over Pull es de suma importancia y debe ser calculado adecuadamente. Un cálculo erróneo del MOP puede desembocar en pérdida o daño permanente de la tubería de perforación y su reemplazo inevitable. Todo esto sin hablar de las operaciones de pesca posteriores a la pérdida de tubería en el pozo que incrementarían considerablemente el costo de la perforación.

En el pozo es fundamental la inspección periódica de las herramientas que salen del pozo de parte del Ingeniero de Aseguramiento de Calidad, y este a su vez avisará al Company Man de cualquier cambio significativo en la tubería, ya que, como se mostró en la sección anterior, al aumentar el desgaste de la tubería reduce su espesor de pared y consecuentemente, su resistencia a la tensión. Cuando el cambio es importante, el Company Man debe estar en capacidad de rediseñar la sarta de perforación antes de continuar perforando si es que esto afecta el trabajo seguro en el pozo.

Combinando las ecuaciones:

$$F_{TEN} = [(L_{DP} WT_{DP}) + (L_{HWDP} WT_{HWDP}) + (L_{DC} WT_{DC})] \cdot BF$$

$$\frac{F_{TEN}}{BF} = (L_{DP} WT_{DP}) + (L_{HWDP} WT_{HWDP}) + (L_{DC} WT_{DC})$$

$$\frac{F_{TEN}}{BF} - (L_{HWDP} WT_{HWDP}) - (L_{DC} WT_{DC}) = L_{DP} WT_{DP}$$

$$\frac{F_{TEN}}{WT_{DP} \cdot BF} - \left[\frac{L_{HWDP} WT_{HWDP} + L_{DC} WT_{DC}}{WT_{DP}} \right] = L_{DP}$$

² El *empaquetamiento* se presenta cuando basura o *junk* que le cayó al pozo o fragmentos rocosos desprendidos de las paredes ya perforadas caen y se acumulan sobre alguna herramienta, dificultando el paso de la sarta de perforación.

Normalmente el empaquetamiento se evidencia cuando la circulación del lodo se restringe (aumento de la presión en el Stand Pipe) y cuando se está sacando la tubería del pozo y se excede el peso de la sarta considerablemente. En estas circunstancias se prohíbe exceder el MOP porque inevitablemente se trancará la sarta y será casi imposible sacarla libremente.

Como:

$$MOP = F_{diseño} - F_{TEN}$$

$$MOP = 0.9 (F_{yield}) - F_{TEN}$$

$$F_{TEN} = 0.9 (F_{yield}) - MOP$$

Entonces:

$$L_{DP} = \frac{0.9 (F_{yield}) - MOP}{WT_{DP} \cdot BF} - \left[\frac{L_{HWDP} WT_{HWDP} + L_{DC} WT_{DC}}{WT_{DP}} \right]$$

Por ejemplo, calculemos la longitud máxima del Drill Pipe 5 , 19.5 lb/ft, Grado S-135 que soportaría el BHA:

223.82 ft de DC 6 ½ (ID= 2 ¼)

56.47 ft de HWDP 5 (ID= 3)

Drill Pipe 5 , 19.5 lb/ft, Grado S-135 (ID= 4.276)

Lodo de 10 ppg (BF = 0.85)

Además, la compañía operadora nos estableció como arrastre máximo o MOP 50000 lb.

$$L_{DP} = \frac{0.9 (F_{yield}) - MOP}{WT_{DP} \cdot BF} - \left[\frac{L_{HWDP} WT_{HWDP} + L_{DC} WT_{DC}}{WT_{DP}} \right]$$

$$L_{DP} = \frac{0.9 (711450) - 50000 \text{ lb}}{(19.5 \text{ lb/ft})(0.85)} - \left[\frac{(56.475 \text{ ft})(59.16 \text{ lb/ft}) + (223.82 \text{ ft})(99.5 \text{ lb/ft})}{19.5 \text{ lb/ft}} \right]$$

$$L_{DP} = 35614.18 \text{ ft} - 1313.4 \text{ ft}$$

$$L_{DP} = 34300.78 \text{ ft}$$

Manejando un MOP de 50000 lb, como se nombró anteriormente, el Drill Pipe 5 , 19.5 lb/ft, Grado S-135, se podría perforar un pozo de 34000 ft más la longitud de las Heavy Weight más la longitud de las botellas de perforación, y el primer tubo de la sarta aún soportaría el peso del resto, de manera que si disponemos en el taladro únicamente con este tipo de Drill Pipe, podremos usarlo sin problemas para perforar el pozo de 4000 ft del ejemplo anterior.

Con el objetivo de que el ejemplo sea más aplicado, vamos a perforar un pozo de 12000 ft y a suponer que en el taladro sólo contamos con Drill Pipe 5 , 19.5 lb/ft, Grado E-75, API Clase 2 (reducción del 35% en espesor de pared).

$$F_{yield} = (75000 \text{ psi})(5.27 \text{ in}^2)(0.65)$$

$$F_{yield} = 256912 \text{ lb}$$

Ahora:

$$L_{DP} = \frac{0.9(F_{yield}) - MOP}{WT_{DP} \cdot BF} - \left[\frac{L_{HWDP} WT_{HWDP} + L_{DC} WT_{DC}}{WT_{DP}} \right]$$

$$L_{DP} = \frac{0.9(256912) - 50000 \text{ lb}}{(19.5 \text{ lb/ft})(0.85)} - \left[\frac{(56.475 \text{ ft})(59.16 \text{ lb/ft}) + (223.82 \text{ ft})(99.5 \text{ lb/ft})}{19.5 \text{ lb/ft}} \right]$$

$$L_{DP} = 10933.4 \text{ ft} - 1313.4 \text{ ft}$$

$$L_{DP} = 9620 \text{ ft}$$

Por ahora, la sarta de perforación se compone así:

COMPONENTE	LONGITUD
Drill Collars 6 ½ (ID= 2 ¼ , 99.5 lb/ft)	223.82 ft
HWDP 5 (ID= 3 , 59.16 lb/ft)	56.47 ft
DP 5 (ID= 4.276 , 19.5 lb/ft, Grado E-75, API Clase 2)	9620 ft
TOTAL	9900.3 ft

Pero aún faltan 2100 ft de tubería para alcanzar la profundidad deseada de 12000 ft.

El Tool Pusher se comunica con sus superiores y estos le informan que tienen un lote de DP 5 , 19.5 lb/ft, Grado G-105, API Clase Premium (reducción del 20% en espesor de pared) en los patios de la compañía en Bogotá y que si se requiere la enviarán de inmediato. En el pozo se le informa al Company Man y este continúa con los cálculos:

$$F_{\text{yield}} = (105000 \text{ psi})(5.27 \text{ in}^2)(0.80)$$

$$F_{\text{yield}} = 442680 \text{ lb}$$

Ahora:

$$L_{DP2} = \frac{0.9(F_{\text{yield}}) - MOP}{WT_{DP2} \cdot BF} - \left[\frac{L_{HWDP} WT_{HWDP} + L_{DC} WT_{DC} + L_{DP1} WT_{DP1}}{WT_{DP2}} \right]$$

$$L_{DP2} = \frac{0.9(442680) - 50000 \text{ lb}}{(19.5 \text{ lb/ft})(0.85)} - \left[\frac{(56.475 \text{ ft})(59.16 \text{ lb/ft}) + (223.82 \text{ ft})(99.5 \text{ lb/ft}) + (9620 \text{ ft})(19.5 \text{ lb/ft})}{19.5 \text{ lb/ft}} \right]$$

$$L_{DP2} = 21020.3 \text{ ft} - 10933.4 \text{ ft}$$

$$L_{DP2} = 10086.9 \text{ ft}$$

Este dato indica que un solo tubo de estos puede aguantar los 9900 ft de las otras secciones más 10087 ft de su mismo tipo.

$$L_{DP2} = 12000 \text{ ft} - 9900 \text{ ft}$$

$$L_{DP2} = 2100 \text{ ft}$$

Finalmente, el Company Man puede informarle al Tool Pusher que debe pedir un lote de cómo mínimo 2100 ft de tubería DP 5 , 19.5 lb/ft, Grado G-105, API Clase Premium y que, al momento de meter la tubería al pozo, ensamble los nuevos tubos encima de la tubería Drill Pipe 5 , 19.5 lb/ft, Grado E-75, API Clase 2 para finalmente quedar así:

COMPONENTE	LONGITUD
Drill Collars 6 ½ (99.5 lb/ft)	223.82 ft
HWDP 5 (59.16 lb/ft)	56.47 ft
DP 5 (19.5 lb/ft, Grado E-75, API Clase 2)	9620 ft
DP 5 (19.5 lb/ft, Grado G-105, API Clase Premium)	2100 ft
TOTAL	12000.3 ft

3.3.2 DISEÑO DE SARTA POR PRESIONES DE ESTALLIDO Y COLAPSO

3.3.2.1 Presiones de estallido y colapso

Por encima del Punto Neutral de Doblamiento, la sarta de perforación se encuentra sometida a tensión. Este sometimiento del material ocasiona una debilidad hacia las demás fuerzas que afectan la tubería, especialmente aquellas que actúan perpendicularmente a la tensión.

La presión de estallido es la presión que el fluido ejerce sobre las paredes del tubo desde el interior. Se calcula de la siguiente forma:

$$P_{burst} = \frac{2 Y_m W_t}{OD}$$

Donde:

P_{burst} = Presión de Estallido (psi)

Y_m = Mínimo esfuerzo de cedencia especificado (psi)

W_t = Espesor de pared del tubo (in)

OD = Diámetro exterior de la tubería (in)

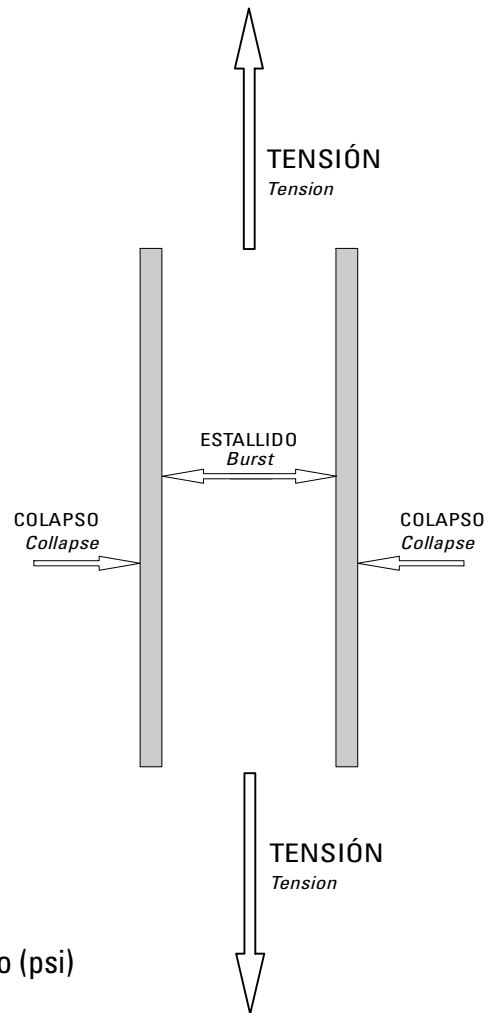


Figura 3.9 Fuerzas que afectan a la sarta de perforación por encima del punto neutral de doblamiento cuando no se está rotando.

Por ejemplo, hallemos la presión de estallido de la tubería DP 6⁵/₈ , 25.2 lb/ft, Grado Z-140, API Nueva.

Según tablas, $Y_m = 140000$ psi y $ID = 5.965$. Con este último, hallemos el espesor de pared:

$$W_t = \frac{OD - ID}{2} = \frac{6.625 \text{ in} - 5.965 \text{ in}}{2} = 0.33 \text{ in}$$

Ahora:

$$P_{burst} = \frac{2 Y_m W_t}{OD}$$

$$P_{burst} = \frac{2 (140000 \text{ psi})(0.33 \text{ in})}{(6.625 \text{ in})}$$

$$P_{burst} = 13950 \text{ psi}$$

Los esfuerzos que podrían causar el colapso de la tubería son: la presión del fluido en el espacio anular y la fuerza que ejercen las cuñas al momento de asentarles la sarta.

3.3.2.2 Efecto de la tensión en el colapso de la tubería

La tensión afecta la tubería de perforación únicamente si el peso soportado por cada tubo es superior a la carga máxima que soporte. En este momento el tubo dejaría de presentar un comportamiento elástico para presentar un comportamiento plástico. Una vez la tubería sufra deformación plástica, cualquier carga podría generar el colapso de la tubería.

La resistencia al colapso de la tubería corregida por el efecto de la tensión es calculada según dos parámetros:

$$Z = \frac{\text{Tensión o carga soportada (lb)}}{\text{Área de la sección transversal (in}^2\text{) } \times \text{ Esfuerzo de cedencia al colapso (psi)}}$$

$$R = \frac{\text{Resistencia efectiva al colapso bajo tensión (psi)}}{\text{Resistencia nominal plástica al colapso (psi)}}$$

Y se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$R = \frac{-Z + \sqrt{4 - 3Z^2}}{2}$$

Gráficamente:

RESISTENCIA AL COLAPSO CORREGIDA POR EFECTO DE LA TENSIÓN



Figura 3.10 Curva para corregir resistencia al colapso de la tubería de perforación por efecto de la tensión.

Por ejemplo, cuál es la resistencia al colapso de la primera junta de DP 5 , 19.5 lb/ft, Grado E-75, API Clase 2 del ejemplo anterior?

Debajo de esta junta se encuentran 223.82 ft de DC 6 ½ , 99.5 lb/ft y 56.47 ft de HWDP 5 .

223.82 ft de DC, sabiendo que cada botella de perforación mide en promedio 29 ft, son:

$$\text{Número de botellas} = \frac{223.82 \text{ ft}}{29 \frac{\text{ft}}{\text{botella}}} = 7.7 \text{ botellas} \cong 8 \text{ botellas}$$

Igualmente para la HWDP:

$$\text{Número de HWDP} = \frac{56.47 \text{ ft}}{30 \frac{\text{ft}}{\text{HWDP}}} = 1.8 \text{ HWDP} \cong 2 \text{ HWDP}$$

El peso soportado por la primera junta de DP será:

$$8 \text{ botellas} \cdot \left(29 \frac{\text{ft}}{\text{botella}} \right) \cdot \left(99.5 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \right) = 23084 \text{ lb}$$

$$2 \text{ HWDP} \cdot \left(30 \frac{\text{ft}}{\text{HWDP}} \right) \cdot \left(59.16 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \right) = 3550 \text{ lb}$$

COMPONENTE	PESO
8 Drill Collars 6 ½ (99.5 lb/ft)	23084 lb
2 HWDP 5 (ID= 3 , 59.16 lb/ft)	3350 lb
TOTAL	26434 lb

Espesor de pared de la tubería DP 5 , 19.5 lb/ft, Grado E-75, API Clase 2 (reducción del 35% en el espesor de pared):

$$\text{Área de la sección transversal} = (5.27 \text{ in}^2) \cdot (0.65) = 3.42 \text{ in}^2$$

Por tablas, el esfuerzo de cedencia al colapso para la tubería Grado E-75 es 85000 psi y la presión de trabajo para el colapso es de 5514 psi.

Ahora,

$$Z = \frac{\text{Tensión o carga soportada (lb)}}{\text{Área de la sección transversal (in}^2) \times \text{Esfuerzo de cedencia al colapso (psi)}}$$

$$Z = \frac{26434 \text{ lb}}{(3.42 \text{ in}^2) \cdot (85000 \text{ psi})}$$

$$Z = 0.091 = 9.1\%$$

Según el gráfico, el 9.1% del esfuerzo a la tensión reduce la resistencia al colapso al 95%.

Por la fórmula:

$$R = \frac{-Z + \sqrt{4 - 3Z^2}}{2}$$

$$R = \frac{-0.091 + \sqrt{4 - 3(0.091)^2}}{2}$$

$$R = 0.951 = 95.1\%$$

Entonces, la resistencia al colapso de la primera junta de DP 5 , 19.5 lb/ft, Grado E-75, API Clase 2 es el 95% de la presión de trabajo al colapso:

$$(5514 \text{ psi}) \cdot (0.95) = 5238 \text{ psi}$$

3.3.2.3 Aplastamiento por cuñas

Cuando la tubería se asienta en las cuñas, es necesario tener en cuenta su resistencia al colapso para evitar así su aplastamiento.

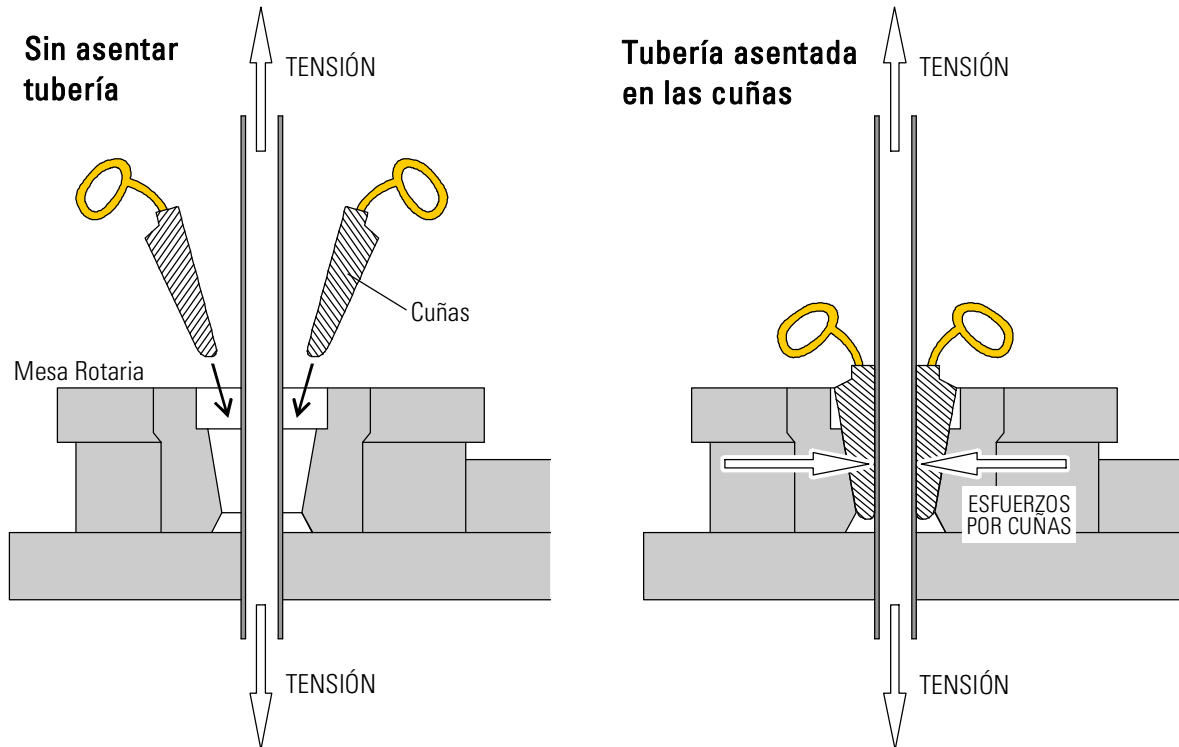


Figura 3.11 Efecto de las cuñas en el colapso de la tubería.

Los investigadores Reinhold, Spini y Vreeland analizaron el problema del aplastamiento por cuñas y propusieron la siguiente ecuación, empleada para calcular la relación entre lo que ellos llamaron esfuerzo en aro causado por la acción de las cuñas y el esfuerzo por tensión en la tubería:

$$\frac{S_H}{S_T} = \left[1 + \frac{(OD).K}{2L_s} + \left(\frac{(OD).K}{2L_s} \right)^2 \right]^{1/2}$$

Donde:

S_H = Esfuerzo en aro (psi)

S_T = Esfuerzo por tensión (psi)

OD = Diámetro exterior de la tubería (in)

K = Factor de carga lateral en las cuñas

y = Afilamiento de las cuñas, generalmente 9° 27' 45"

$$K = \frac{1}{\tan(y + z)} \quad z = \tan^{-1} \mu$$

μ = Coeficiente de fricción (aproximadamente 0.08)

L_S = Longitud de las cuñas (in)

La longitud de las cuñas es generalmente 12 o 16 in. El coeficiente de fricción varía entre 0.06 y 0.14. Gracias a que cada vez que se van a asentar cuñas se untan con grasa, se puede considerar el coeficiente de fricción 0.08.

La carga equivalente de tensión con la tubería asentada en las cuñas se calcula así:

$$T_S = T_L \cdot \left(\frac{S_H}{S_T} \right)$$

Donde:

T_S = Tensión por aplastamiento en las cuñas (lb)

T_L = Tensión por el peso de la sarta (lb)

Por ejemplo, calculemos la tensión por aplastamiento en las cuñas para la sarta del ejemplo anterior, si la asentamos en cuñas de 16 in de longitud en la junta superior de DP 5 , 19.5 lb/ft, Grado G-105, API Clase Premium:

COMPONENTE	PESO UNITARIO	LONGITUD	PESO
DC 6 ½	99.5 lb/ft	223.82 ft	22270 lb
HWDP 5"	59.16 lb/ft	56.47 ft	3340 lb
DP 5" (E-75, Clase 2)	19.5 lb/ft	9620 ft	187590 lb
DP 5" (G-105, Clase Premium)	19.5 lb/ft	2100 ft	40950 lb
TOTAL		12000.3 ft	254150 lb

$$K = \frac{1}{\tan(y+z)}$$

$$y = 9^\circ 27' 45''$$

$$z = \tan^{-1} \mu = \tan^{-1} 0.08 = 4.574$$

$$K = \frac{1}{\tan[(9^\circ 27' 45'') + 4.574]} = 4.00$$

Ahora,

$$\frac{S_H}{S_T} = \left[1 + \frac{(OD) \cdot K}{2L_S} + \left(\frac{(OD) \cdot K}{2L_S} \right)^2 \right]^{1/2}$$

$$\frac{S_H}{S_T} = \left[1 + \frac{(5)(4)}{2(16)} + \left(\frac{(5)(4)}{2(16)} \right)^2 \right]^{1/2}$$

$$\frac{S_H}{S_T} = 1.4197$$

Continuamos:

$$T_s = T_L \cdot \left(\frac{S_H}{S_T} \right)$$

$$T_s = 254150 \text{ lb} \cdot (1.4197)$$

$$T_s = 360816 \text{ lb}$$

Aunque el efecto de la tensión en la tubería al momento de asentarse en las cuñas aumentó, la resistencia a la tensión de la tubería DP 5 , 19.5 lb/ft, Grado G-105, API Clase Premium, que es 436150 lb, sigue siendo mayor, por lo cual se podrá manipular con seguridad la sarta durante la perforación y las conexiones.

3.3.3 CONDICIONES DE TRABAJO

3.3.3.1 Tensión y torsión de la tubería

Durante la perforación, la tubería de perforación es sometida tanto a tensión, como efecto de su propio peso, como a torsión, gracias a la rotación de la sarta. Al igual que para el caso del aplastamiento por cuñas, la combinación de estas dos pueden reducir considerablemente las condiciones de trabajo de la tubería de perforación. La resistencia a la torsión de la tubería cuando está sometida a tensión se calcula así:

$$Q_t = 0.096167 \frac{J}{OD} \sqrt{Y_m^2 - \frac{T_L^2}{A_{Tsarta}^2}}$$

Donde:

Q_t = Resistencia de la tubería a la torsión cuando se encuentra sometida a tensión (lb.ft)

J = Momento polar de inercia (in⁴)

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

Y_m = Mínimo esfuerzo de cedencia especificado (psi)

T_L = Tensión por el peso de la sarta (lb)

$A_{T_{sarta}}$ = Área de sección transversal (in²)

Por ejemplo, la sarta de perforación del ejemplo anterior está pegada en el pozo. El Company Man autorizó aplicar un M.O.P. de 100000 lb para halar y despegarla. Cuál es el máximo torque a aplicar?

Según el diseño, la sarta, que en su totalidad tiene un peso de 254000 lb, es soportada por la tubería DP 5", 19.5 lb/ft, Grado G-105, Clase Premium (80% de espesor de pared).

Como el desgaste de las paredes de la tubería se hace principalmente en el exterior (el lodo sube por el espacio anular llevando los ripios de la roca perforada), la sección transversal de la tubería queda como sigue:

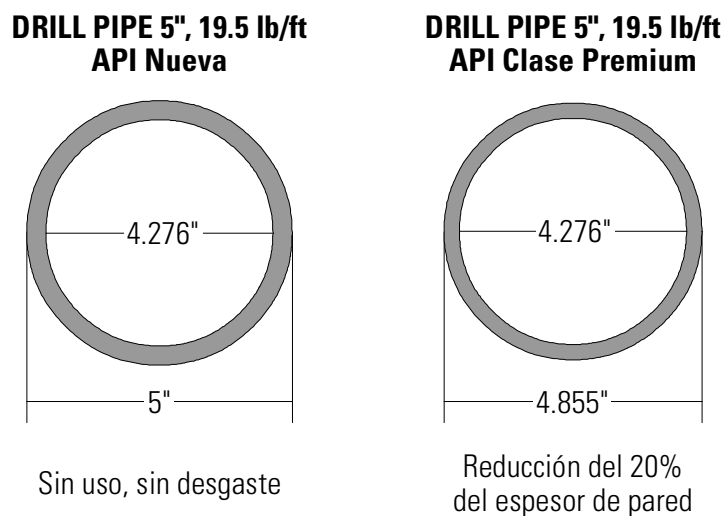


Figura 3.12 Reducción del espesor de pared de una tubería nueva a una tubería clase Premium (caso del ejemplo)

Entonces:

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

$$J = \frac{\pi}{32} [(4.855)^4 - (4.276)^4]$$

$$J = 21.72 \text{ in}^4$$

Área transversal de la tubería:

$$A_{Tsarta} = \frac{\pi [(4.855 \text{ in})^2 - (4.276 \text{ in})^2]}{4} \rightarrow A_{Tsarta} = 4.15 \text{ in}^2$$

El mínimo esfuerzo de cedencia especificado para la tubería Grado G-105 es 105000 psi.

Si la sarta pesa 254000 lb y se somete a un Over-Pull de 100000 lb, el peso que soportará la DP 5", 19.5 lb/ft, Grado G-105, Clase Premium es 354000 lb.

Finalmente,

$$Q_t = 0.096167 \frac{J}{OD} \sqrt{Y_m^2 - \frac{T_L^2}{A_{Tsarta}^2}}$$

$$Q_t = 0.096167 \frac{21.72}{4.855} \sqrt{(105000)^2 - \frac{(354000)^2}{(4.15)^2}}$$

$$Q_t = 26369 \text{ lb. ft}$$

El máximo torque que podrá aplicársele a la DP 5 , 19.5 lb/ft, Grado G-105, API Clase Premium es 26370 lb.ft.

Capítulo 4

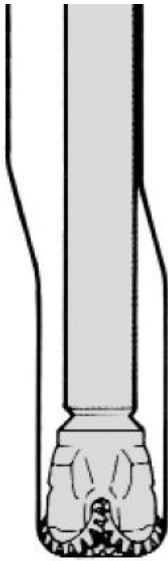
SELECCIÓN DE COMPONENTES EN CONDICIONES ESPECIALES DE TRABAJO

La perforación de pozos profundos es considerada la actividad más riesgosa de la industria petrolera gracias a la gran cantidad de riesgos no solo operacionales ni de seguridad sino también económicos, ya que una operación mal ejecutada podrá traernos, además de muertes y desastres ambientales, grandes pérdidas económicas que en otras circunstancias podrían haberse evitado.

Por esta razón es de suma importancia seleccionar adecuadamente los componentes de la sarta de perforación según las condiciones operacionales. Entre estos componentes encontramos Estabilizadores de sarta, Martillos de Perforación, Conexiones y Roscas, etc.

4.1 ESTABILIZADORES DE SARTA

Las brocas están diseñadas para trabajar alineadas con el pozo. Si existe un alineamiento efectivo, el peso que se le aplique a la broca se distribuye equitativamente entre los conos (para el caso de las brocas tricónicas) o paletas (para el caso de las brocas PCD), lo que alargará considerablemente la vida útil de la broca y su eficiencia durante la perforación. Por otro lado, si la sarta no está estabilizada, la verticalidad del hueco será la mayor afectada en el proceso de perforación. Existen dos tipos de desalineación:



Desalineación Paralela

Este tipo de desalineación ocurre cuando se utilizan botellas de perforación de diámetro muy pequeño en relación con el diámetro de la broca, lo que ocasiona que el eje de las botellas se desplace paralelamente hacia uno de los costados hasta recostarse en la pared del pozo (ver Figura 4.1). Este fenómeno ocurre principalmente cuando se cambia de una formación a otra de mayor dureza.

Figura 4.1 Desalineación paralela de la sarta de perforación (tomada de Smith International)

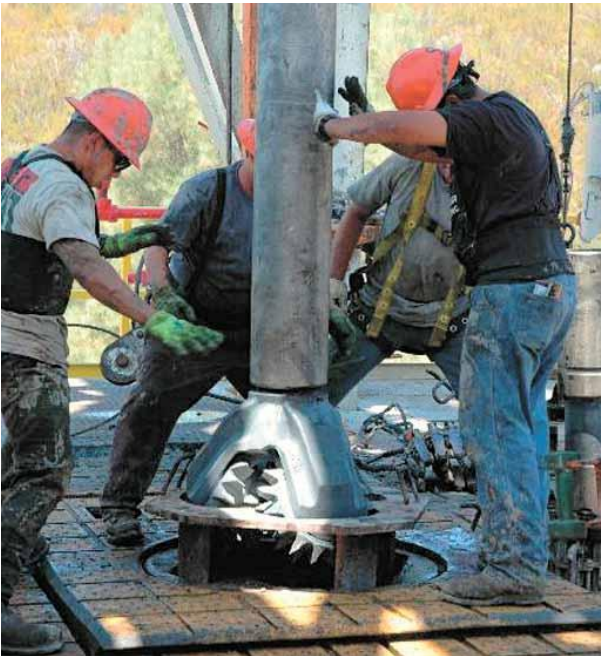


Figura 4.2 Brocas de gran diámetro. *Izquierda*, conexión de broca de $17\frac{1}{2}$ en la mesa rotaria. *Derecha*, broca de 30 .
Nótese que en ambos casos, a pesar de la diferencia en el diámetro, la conexión de ambas es $7\frac{5}{8}$ REG. (tomado de worldoil.com)

Para esto, es necesario recurrir a la ecuación de Robert Hoch (modificada de A. Lubinski) para calcular el mínimo diámetro de las botellas de perforación que se colocarán encima de la broca en relación al mínimo diámetro de pozo requerido para bajar revestimiento.

Un factor que es necesario considerar es que el máximo tamaño de conexión para las brocas de perforación utilizadas en la industria petrolera es de $7 \frac{5}{8}$ REG. Esto implica que, si no se dispone de botellas de perforación de diámetros mayores a 10 , el uso de estabilizadores es obligatorio.



Figura 4.3 Desalineación angular de la sarta de perforación (tomado de Smith International)

Desalineación Angular

Este tipo de desalineación ocurre cuando se aplica un excesivo WOB y la sarta no tiene estabilizadores (ver Figura 4.3). Si las botellas que están encima de la broca se doblan la broca tocará el fondo formando ángulo, y cada vez que gire la sarta se recostará todo el WOB sobre uno de los conos de la broca. Esto inevitablemente llevará a la falla prematura de esta.

Es importante saber que si se perfora con la sarta muy doblada (es decir, por encima del primer, segundo o incluso tercer orden de doblamiento), el pozo tenderá a quedar con la misma forma de espiral de la sarta. Este fenómeno de desviación se denomina *buckling* o torcedura del pozo.

4.1.1 COLOCACIÓN DE ESTABILIZADORES EN LA SARTA

Al momento de colocar estabilizadores en la sarta es necesario conocer los dos tipos de ensamblajes de fondo a considerar: Ensamblaje de hoyo empacado y ensamblaje en péndulo.

El ensamblaje de hoyo empacado, más conocido por su nombre en inglés *Packed Hole Assembly*, es el más utilizado para contrarrestar los problemas de desviación en los pozos. Consiste en proporcionar la mayor rigidez al BHA encima de la broca, para que ayudada por

herramientas que mantengan el eje de las botellas se logre conservar la inclinación del pozo. El resultado de perforar con este ensamblaje será un pozo bien calibrado, de paredes parejas, sin pate-perros ni torceduras. La ubicación de los estabilizadores se determina según la tendencia de las formaciones a perforar a desviar el hueco. Esta tendencia se clasifica en tendencias ligera, mediana y severa.

4.1.2 TIPOS DE ESTABILIZADORES DE SARTA DE PERFORACIÓN

Existen dos tipos principales de estabilizadores: de camisa rotatoria y no rotatoria.

Los estabilizadores de camisa rotatoria (ver Figura 4.4) tienen sus aletas ajustadas al cuerpo, de manera que cuando la sarta de perforación gira, sus aletas también lo harán a las mismas revoluciones por minuto de la broca.

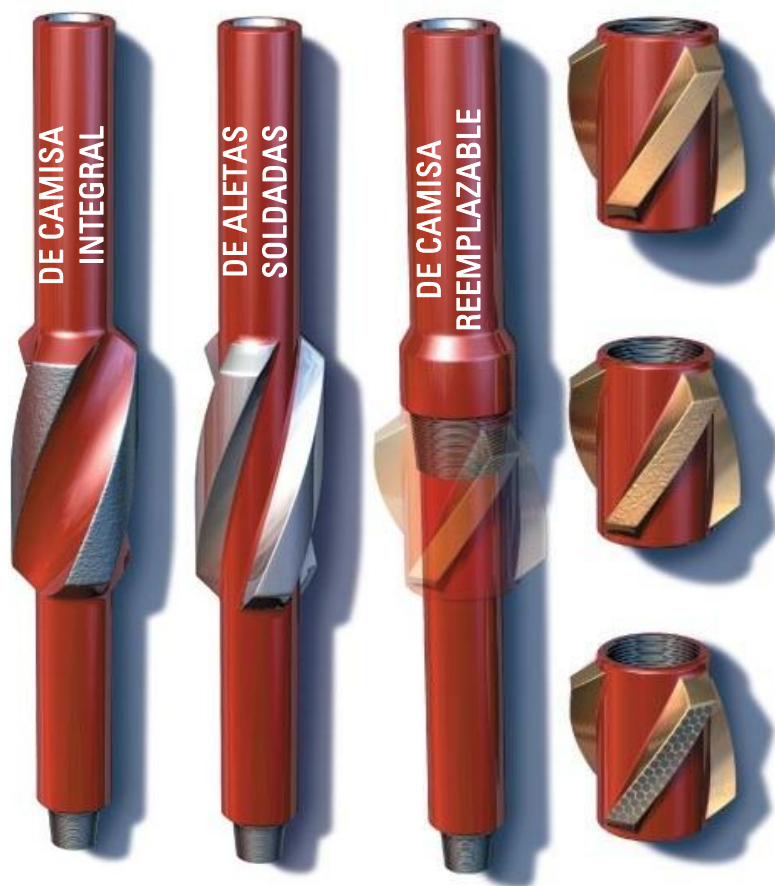


Figura 4.4 Tipos de estabilizadores de camisa rotatoria: de camisa integral, de aletas soldadas y de camisa reemplazable (tomadas de JA Oilfield Manufacturing)

Los estabilizadores de camisa no rotatoria (ver Figura 4.5) poseen una sección central más delgada alrededor de la cual se encuentra una camisa con aletas no ajustada. Así, cuando la sarta de perforación gire, el cuerpo del estabilizador también girará pero no sus aletas.

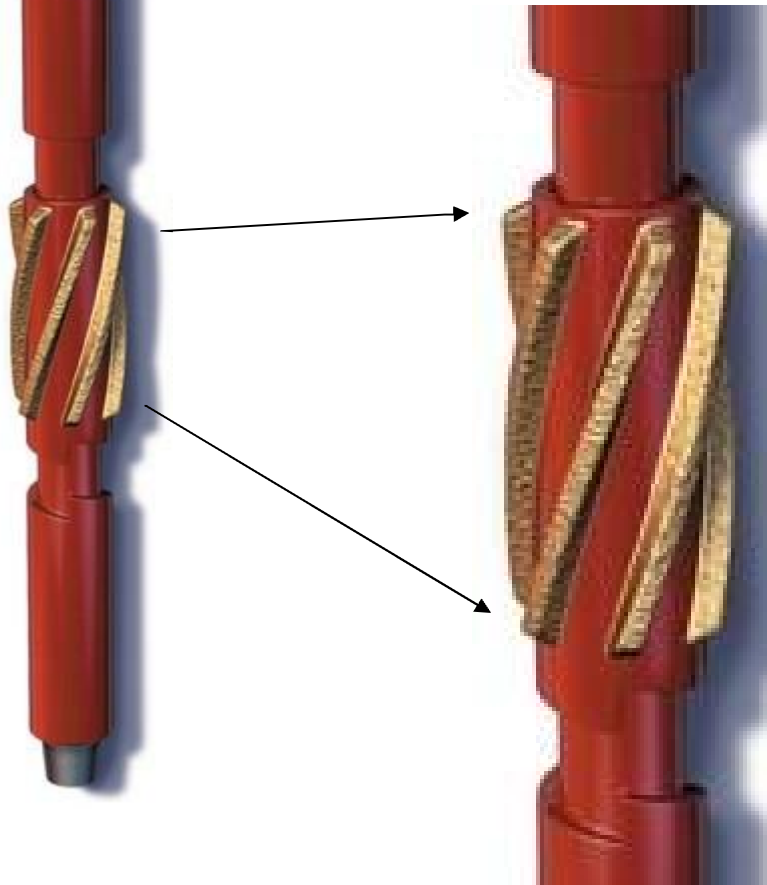


Figura 4.5 Estabilizador de camisa no rotatoria (tomada de JA Oilfield Manufacturing)

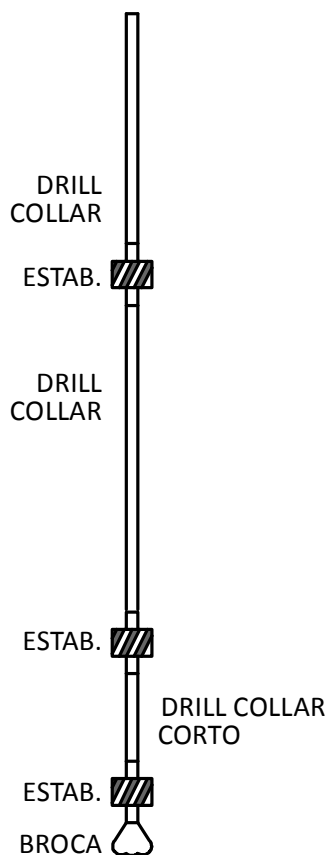
Estos estabilizadores de camisa no rotatoria son recomendados en formaciones muy duras como calizas y dolomitas, ya que al no rotar, su desgaste se reduce al mínimo. También son muy recomendados en pozos con pérdida de circulación, ya que sus aletas no giratorias dejan casi intacta la retorta que el lodo de perforación deja en las paredes del pozo haciendo más efectivo el control de pérdidas de circulación.

Según las diferentes condiciones de perforación, *Smith International* recomienda los siguientes arreglos de estabilizadores en la sarta para las diferentes tendencias de desviación del hueco:

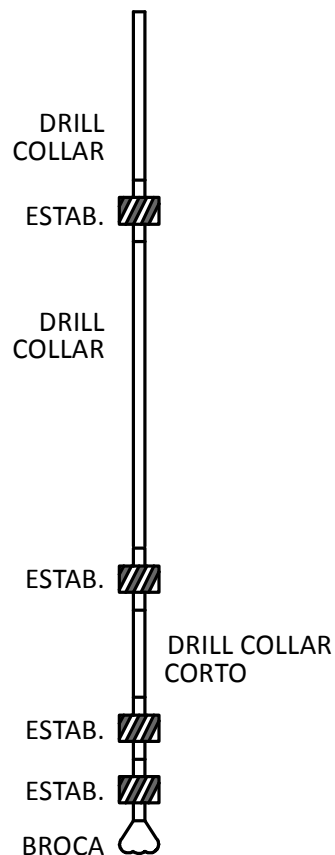
Tabla 4.1 Arreglos de estabilizadores según la condición de perforación (según Smith International)

TENDENCIA	DUREZA DE FORMACIÓN	CARACTERÍSTICAS DE ESTRATIFICACIÓN	ESTABILIZADOR RECOMENDADO
Ligera	Blanda	Horizontal	De aletas soldadas y/o camisa integral o reemplazable
Mediana	Media	Poco inclinada	De camisa integral o reemplazable
Severa	Dura	Muy inclinada	De camisa no rotatoria

TENDENCIA LIGERA



TENDENCIA MEDIANA



TENDENCIA SEVERA

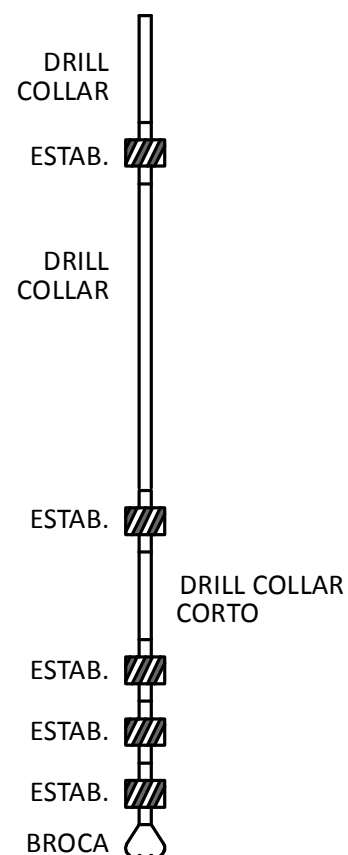


Figura 4.6 Colocación de estabilizadores en la sarta de perforación según la tendencia a la desviación.

A mayor tendencia a la desviación del hueco, el número de estabilizadores que se colocan encima de la broca aumentan. De igual forma, *Smith International* recomienda que la botella de perforación o Drill Collar que está ubicado justo encima de los primeros estabilizadores sea de poca longitud, preferiblemente de longitud en pies igual al diámetro en pulgadas del hueco, es decir, que si se perfora con broca de 8 , el Drill Collar corto debe ser de aproximadamente 8 FT de longitud. Esto con el fin de aumentar la rigidez del BHA cerca a la broca.

Los estabilizadores se denominan según sus dos diámetros externos: por ejemplo, un estabilizador 8 x 12 ³/₁₆ significa que el diámetro externo del cuerpo del estabilizador es 8 y el diámetro externo de las aletas es 12 ³/₁₆ . El diámetro de las aletas es normalmente ¹/₁₆ inferior al del hueco. Para el estabilizador del ejemplo, debe utilizarse en un pozo de 12 ¹/₄ .

4.2 MARTILLOS DE PERFORACIÓN O DRILLING JARS

Los martillos de perforación son herramientas diseñadas para ayudar a liberar la sarta de perforación pegada en el pozo. Su principio de operación consiste en intensificar la fuerza de tensión o compresión que se esté aplicando a la sarta. Existen tres tipos principales: martillos mecánicos, hidráulicos, e hidromecánicos.

Los martillos mecánicos operan usando una serie de resortes y émbolos, que intensifican la fuerza que se aplique. Según las condiciones de perforación (abrasividad de la formación, Margen de Over-Pull, etc.), la compañía que suministra los martillos los precarga a diferentes fuerzas de disparo. Cuando la sarta está pegada y el perforador comienza a halar la sarta, llegará el momento en que excederá la tensión de Over-Pull y el martillo comprimirá el sistema de resortes hasta que este responda con una fuerza muy abrupta en sentido contrario a la tensión que se estaba aplicando. Esta sacudida de la sarta permitirá

que la tubería pegada en el pozo comience a ceder, y, junto con un procedimiento adecuado de despegue (circulación, aditivos del lodo y martilleos adecuados) se libere completamente la sarta.

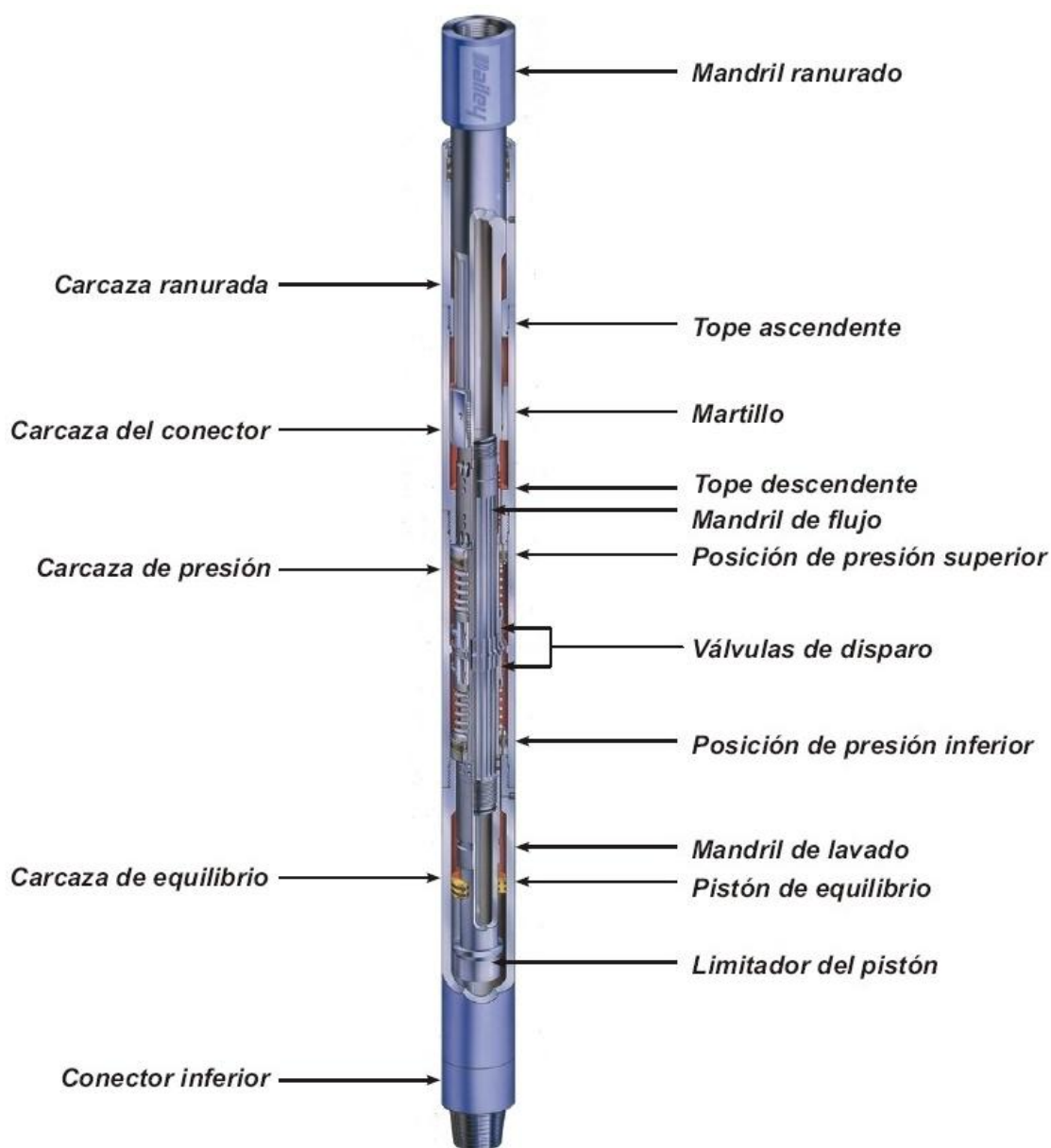


Figura 4.7 Esquema del martillo hidráulico marca Dailey® (Weatherford).

Esta misma reacción del martillo se presenta cuando se aplica mucha fuerza de compresión al martillo (por ejemplo, si el perforador aplica excesivo WOB), lo que causaría un martilleo inesperado y un posible daño en la broca y demás componentes del BHA.

Los martillos hidráulicos cambian los resortes del martillo mecánico por una serie de cámaras de fluido hidráulico y unas válvulas que ayudan a presurizar el fluido para obtener martilleos con suficiente fuerza para sacudir la sarta. Los martillos hidromecánicos combinan los mecanismos de los dos anteriores para una máxima efectividad.

4.2.1 UBICACIÓN DEL MARTILLO EN LA SARTA DE PERFORACIÓN

La ubicación del martillo en la sarta de perforación busca combinar dos factores: la efectividad del disparo o martilleo con la máxima preservación de la herramienta (ya que el martillo se desgasta tanto durante el disparo como por el torque producto de la perforación).

Diferentes software para la ubicación del martillo en la sarta, como el KENJER® SUP-R-HY Hydraulic Drilling Jar Placement Program, tienen en cuenta diferentes variables durante la perforación como son la fuerza de boyanza, en WOB mínimo y máximo a aplicar, peso del BHA, coeficiente de fricción entre la sarta y la formación, etc., para proporcionar una ubicación óptima del martillo; pero son compañías como Kingdom Drilling en su estándar JA01: *Introduction to Jars and Accelerators* que recomiendan la inclusión en el análisis de otras variables como son niveles de mayor probabilidad de pegas, zonas ladronas, pero sobre todo, información sobre problemas similares en el mismo campo y/o campos cercanos que nos den un panorama sobre qué esperar durante la perforación. Kingdom Drilling afirma que este tipo de información no es fácil introducirla a un software y por eso deja el asunto de la ubicación del martillo a personal con experiencia tanto de la compañía operadora como del fabricante de la herramienta; o simplemente lo deja a políticas de la compañía dueña del campo.

A pesar de esto, hace las siguientes recomendaciones para el posicionamiento del martillo de perforación para la perforación de pozos verticales:

- 1 Asegurarse de que el martillo de perforación se encuentre siempre por encima del Punto Neutral de Doblamiento, aún cuando se aplique el máximo WOB. Esto evitará la fatiga y daño permanente de la herramienta antes de lo normal.
- 2 Deben existir al menos dos botellas de perforación por encima de los martillos, para que, en caso de que se necesite martillar hacia abajo (en compresión), se pueda colocar suficiente peso a la herramienta para hacerla disparar.
- 3 No colocar estabilizadores encima del martillo de perforación, para así disminuir el riesgo de quedarse pegados por encima del martillo.

Por otra parte, Randy Smith Training Solutions, en su *Stuck Pipe Prevention* recomienda:

- 1 El diámetro externo del martillo debe ser igual al diámetro externo de la sección del BHA donde se va a colocar el componente. Así que por ejemplo, si se tienen botellas de $6\frac{1}{2}$, se debe colocar martillo de $6\frac{1}{2}$. Si el pozo es desviado y se coloca el martillo en la HWDP de 5 (con diámetro externo del tool joint $6\frac{5}{8}$), igualmente se colocará el martillo de $6\frac{1}{2}$.
- 2 Si la compañía operadora decide utilizar dos martillos en la sarta (lo que es llamado herramientas en *tándem*), la separación mínima entre ellos debe ser de 1500 ft.
- 3 Nunca colocar martillos de perforación directamente entre las botellas de perforación y las HWDP, ya que la acumulación de esfuerzos de torsión en este punto es excesiva y podría dañar el martillo.

Finalmente, Randy Smith proporciona la siguiente tabla para los diámetros de martillo según el diámetro de hueco:

DIÁMETRO DEL POZO	DIÁMETRO DEL MARTILLO
17 ½ y mayor	9"
12 ¼ 17 ½	8"
8 ¾ 12 ¼	6 ½"
6 ½ 7 ⅛	4 ½"

Tabla 4.2 Relación del diámetro de martillo según el diámetro del pozo
(tomada de Randy Smith Training Solutions)

4.3 SELECCIÓN DE LAS CONEXIONES DE LAS BOTELLAS DE PERFORACIÓN

Al referirnos a las conexiones de las botellas de perforación no solamente debemos pensar en los cuidados típicos, como son la aplicación del Torque adecuado, la utilización de grasa para preservar la rosca, el uso de protectores, etc., sino que también tienen gran relación con el diámetro interno y externo de las botellas, que implicarán un mejor o peor desempeño frente a las diferentes condiciones de perforación.

Las cartas de selección de las conexiones del BHA nos permiten escoger las conexiones que mostrarán mejor desempeño ante las diferentes condiciones encontradas durante la perforación. Aunque con ellas conocemos las condiciones ideales en la perforación, es absolutamente complicado y costoso para una compañía contratista de perforación poseer diferente tubería, de diferentes diámetros y diferentes conexiones para las condiciones de perforación que pronostique la compañía operadora.

Por esto, las cartas para selección de las conexiones del BHA (ver anexos) son utilizadas únicamente como referencia y casi siempre son ignoradas en el proceso de diseño de la sarta de perforación.

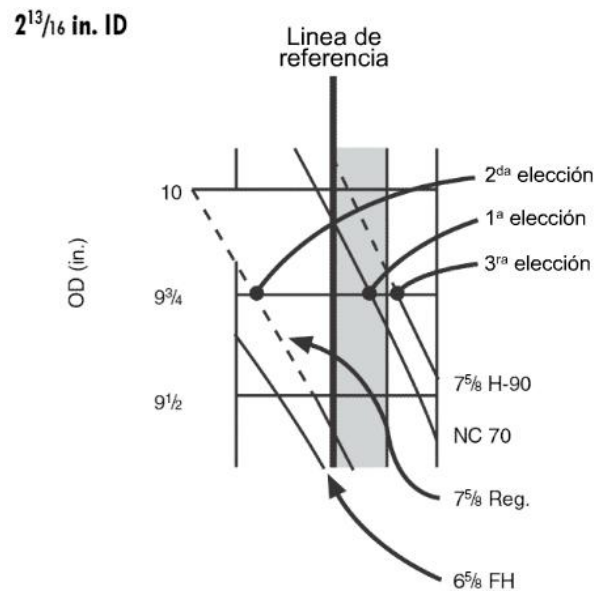


Figura 4.8 Ejemplo de las cartas de selección de conexiones del BHA (tomado de Smith International).

Las cartas están preparadas para cada diámetro interno, desde $1\frac{1}{2}$ hasta $3\frac{1}{2}$ (ver anexos). Verticalmente se encuentra el diámetro externo de las botellas de perforación a utilizar, y horizontalmente se encuentran tres áreas: un área central sombreada, una a la izquierda de la zona sombreada, y la otra a la derecha de la zona sombreada. En medio de estas, la línea de referencia. Diagonalmente atraviesan las líneas que representan las diferentes conexiones.

Estas cartas fueron preparadas según la Relación de Resistencia al Doblamiento o *BRR* para las botellas de perforación. Cuando la perforación se realiza bajo condiciones normales (poca abrasividad, corrosión nula) se selecciona de la siguiente manera:

1. Las mejores conexiones son aquellas que se encuentran en la zona sombreada. En caso de que esta zona contenga más de una conexión, la mejor será la que más se acerque a la línea de referencia.
2. El segundo mejor grupo de conexiones son las que se encuentran en la zona no sombreada de la izquierda. En caso de que esta zona contenga más de una conexión, la mejor será la que más se acerque a la línea de referencia.
3. El tercer mejor grupo de conexiones son las que se encuentran en la zona no sombreada de la derecha. En caso de que esta zona contenga más de una conexión, la mejor será la que más se acerque a la línea de referencia.

Pero cuando la perforación se realiza bajo condiciones adversas de corrosión y/o abrasividad, la selección de conexiones se realiza en orden de la resistencia de la conexión hembra (caja o *box*) de las botellas:

1. El mejor grupo de conexiones son las que se encuentran en la zona no sombreada de la izquierda. En caso de que esta zona contenga más de una conexión, la mejor será la que más se acerque a la línea de referencia.
2. El segundo grupo corresponde a aquellas que se encuentran en la zona sombreada. En caso de que esta zona contenga más de una conexión, la mejor será la que más se acerque a la línea de referencia.
3. El tercer mejor grupo de conexiones son las que se encuentran en la zona no sombreada de la derecha. En caso de que esta zona contenga más de una conexión, la mejor será la que más se acerque a la línea de referencia.

Por ejemplo, si una compañía contratista de perforación va a adquirir botellas de perforación de $9 \frac{3}{4}$ y diámetro interno $2 \frac{13}{16}$ para utilizar bajo condiciones normales de perforación, ¿cuál será la mejor conexión para estas?

Basándonos en la imagen anterior, buscamos el gráfico según el diámetro interno de las botellas. Luego nos desplazamos verticalmente buscando el diámetro externo y posteriormente la mejor conexión a utilizar. El orden de selección sería el siguiente:

- Mejor conexión: NC 70 (área sombreada)
- Segunda mejor: $7 \frac{5}{8}$ Reg (área no sombreada de la izquierda)
- Tercera mejor: $7 \frac{5}{8}$ H-90 (área no sombreada de la derecha)

Una vez seleccionada el tipo de conexión de su conveniencia, la compañía contratista de perforación entrega a la compañía fabricante de tubería las características de la tubería a adquirir: diámetro externo, diámetro interno, forma (lisa o espiral) y conexiones.

4.4 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN MIENTRAS SE PERFORA O *MWD*

Las herramientas de Medición Mientras se Perfora o más conocidas como MWD por sus significado en inglés, *Measurement While Drilling* son herramientas que permiten registrar condiciones de la perforación en tiempo real, es decir, que no es necesario parar la perforación, sacar la tubería y posteriormente bajar al pozo una herramienta de perfilaje de pozos para conocer las condiciones de fondo, sino que con una herramienta MWD colocada encima de la broca de perforación podremos conocer condiciones como temperatura, presión, trayectoria (desviación del hueco), rata de penetración, torque y arrastre, etc. al mismo tiempo que se perfora. Esto lo convierte en su principal ventaja desde el punto de vista del tiempo economizado y control sobre la perforación, pero desde el punto de vista económico no es igual de favorable. Por eso estas herramientas se utilizan principalmente en la perforación de pozos direccionales, y en pozos verticales se orienta a investigaciones muy específicas en sectores como la minería y la geotermia y algunas veces el petrolero.

A simple vista, la herramienta MWD puede parecer una botella de perforación (ver Figura 4.9), pero la herramienta que vemos externamente es solamente una carcasa conocida como monel diseñada especialmente para soportar las condiciones de la perforación en el fondo del pozo (presión, temperatura, torque, compresión, etc.). El MWD se introduce dentro de este monel (ver Figura 4.12), y, a medida que avanza la perforación, registra las características de la perforación y envía la información a través de pulsos eléctricos que llegan a superficie mediante el lodo de perforación.

Algunas variedades de MWD envían información a superficie mediante modificaciones de la presión en la tubería: una válvula presente en el MWD al modificar su abertura incrementa o disminuye la presión de bombeo aproximadamente en unos 50 psi (según fabricante del MWD). Estas variaciones en la presión son interpretadas en superficie gracias a un software especializado de la compañía de direccionamiento.



Figura 4.9. Bajando la herramienta MWD
(tomado de Baker Hughes)

Las Figuras 4.11 y 4.12 muestran la herramienta MWD en superficie y al momento de introducirse en el monel durante una bajada de tubería al pozo, respectivamente.

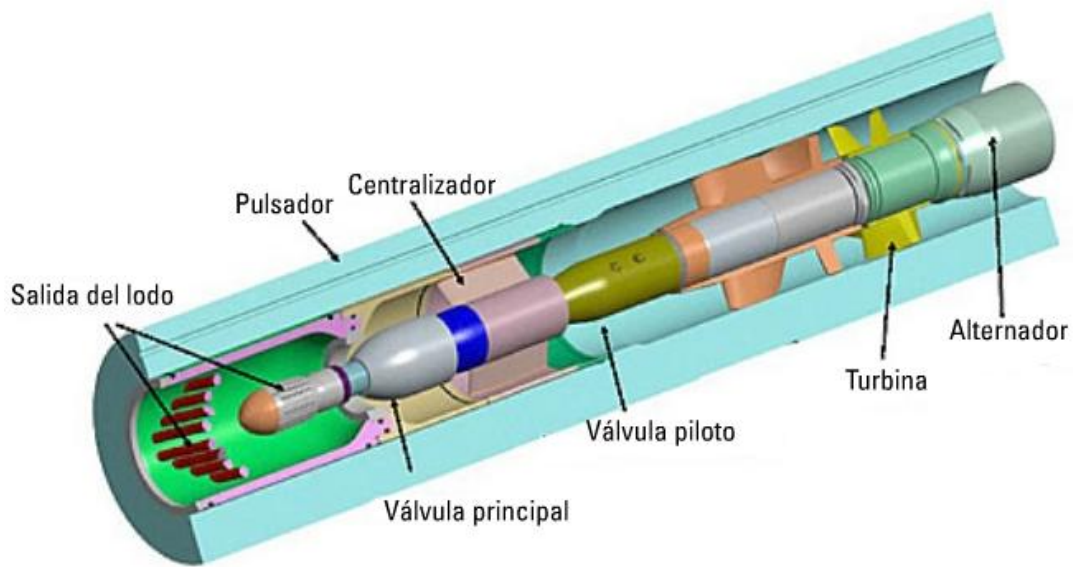


Figura 4.10. Estructura interna de la herramienta MWD (tomado de Baker Hughes).



Figura 4.11. Herramienta MWD en superficie (tomado de hakone.u-tokio.jp).



Figura 4.12. Herramienta MWD al momento de introducirse en el monel durante una bajada de tubería al pozo (tomado de hakone.u-tokio.jp).

Capítulo 5

FALLAS EN LA SARTA DE PERFORACIÓN

No es difícil imaginar las condiciones por las cuales la sarta de perforación llega a fallar dentro del pozo. Las altas temperaturas en el fondo del pozo, las presiones desarrolladas, la constante rotación y el torque originado, la tensión y/o compresión a la que se someten sus componentes, hasta la misma trayectoria del pozo se convierten en factores fundamentales que determinan el éxito o la falla de la sarta durante la perforación.

En el capítulo 2 se analizaron diferentes factores a tener en cuenta al momento de diseñar la sarta, como es la resistencia a la tensión y el colapso, además de la resistencia a la torsión mientras se perfora. Todos estos factores deben tenerse en cuenta, ya que al momento de exceder las condiciones analizadas durante el diseño, comenzará un proceso sin retorno que llevará a la falla de la sarta en alguno de sus componentes, sea del BHA o de la tubería de perforación, a mediano o largo plazo.

Existen otras condiciones que pueden llevar a la falla de la sarta de perforación:

- Fatiga de la tubería de perforación
- Las pegadas de tubería
- El exceso de torque durante las conexiones

5.1 FALLAS POR FATIGA DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Como se describió en la sección 3.1.2, en las partes desviadas del pozo, las fibras metálicas de la tubería que se encuentra en rotación cambian constantemente de estar sometidas a

tensión a estar sometidas a compresión. En una drill pipe de cualquier grado, los esfuerzos pueden variar de 50000 lb/pulg² en tensión a -20000 lb/pulg² en compresión y de nuevo a 50000 lb/pulg² en tensión en una rotación completa de la sarta (Sedco-Forex 1998), lo que durante la perforación desembocará a largo plazo en la falla inevitable de la tubería por fatiga. Esta fatiga se incrementa cuando aumenta la desviación repentina del pozo. Esta desviación repentina es conocida como *pate-perro* o en inglés, *Dogleg* (ver Figura 5.1)

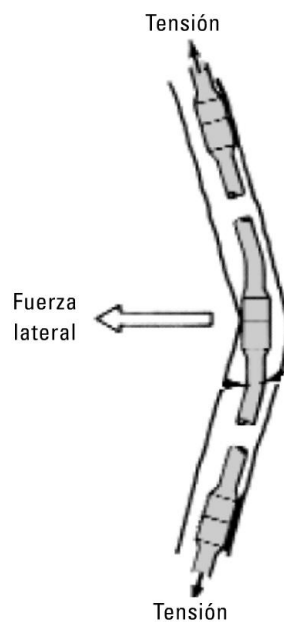


Figura 5.1. Esquema de un pate-perro. Cuando la tubería está sometida a tensión se recuesta contra la pared del pozo originando una fuerza lateral que se suma a las causas de fatiga (modificado de Smith Services Drilco Group).

Lubinski desarrolló un factor que llamó *severidad del pate-perro*, definido como la máxima desviación en grados que puede tener el pozo por cada 100 pies de profundidad, y se calcula mediante la ecuación:

$$C = \frac{432000 \sigma_b \tanh(KL)}{\pi E D K L}$$

Donde:

C = Máxima severidad del pate-perro permisible (°/100 pies)

E = Módulo de elasticidad de Young (para el acero= 30×10^6 psi)

D = Diámetro externo del drill pipe (pulg)

L = Distancia entre uniones de tubería dividido por dos ($30 \text{ pies} \times 12 \text{ pulg/pie} / 2 = 180 \text{ pulg}$)

T = Tensión por debajo de la profundidad del pate-perro (lb)

I = momento de inercia del drill pipe (pulg⁴) $I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4)$

σ_b = máximo esfuerzo de doblamiento permisible (psi)

σ_b se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

Para valores de T/A superiores a 67000 psi,

$$\sigma_b = 19500 - \left(\frac{10}{67} \frac{T}{A} \right) - \left[\frac{0.6}{448900} \left(\frac{T}{A} - 33500 \right)^2 \right]$$

Para valores de T/A superiores a 133400 psi,

$$\sigma_b = 20000 \left(1 - \frac{1}{145000} \frac{T}{A} \right)$$

Una vez excedida la severidad del pate-perro calculada mediante esta ecuación no se evidenciará fatiga en la tubería, pero marcará inicio de la deformación plástica del material que se evidenciará a medida que se utilice esta tubería para perforar otros pozos.

5.2 FALLAS POR PEGAS DE TUBERÍA

Durante la perforación, es normal que parte del lodo de perforación se filtre a las formaciones que atraviesa. Cuando se encuentra una formación permeable, cuya presión sea inferior a la presión hidrostática de la columna de lodo a esa profundidad, es normal que exista una pérdida de circulación ocasionada por este diferencial de presión. Si en ese momento ocurre que la tubería está recostada a la pared del pozo (para el caso de los pozos verticales, en las botellas de perforación que se encuentran por debajo del Punto Neutral de Doblamiento), esta quedará literalmente adherida a la pared de la formación originando una Pega Diferencial, la cual, si no se maneja adecuadamente, puede llevar a la pérdida total del pozo. Entre mayor sea el espesor de la formación que ocasiona la pega, y entre mayor sea el diferencial de presión con el lodo del pozo, más severa será la pega; y es en estas circunstancias, y en las operaciones posteriores para despegar la tubería, que se puede llegar a exceder la resistencia de la tubería a la tensión y a la torsión, originando la falla en la sarta de perforación.

Existen diferentes métodos para evitar las pegas diferenciales:

1. Manteniendo las propiedades del lodo en los niveles correctos, especialmente las características de filtrado ya que un lodo que genere una excelente retorta logra aislar el pozo de la formación evitando las pérdidas de circulación.
2. Mediante el uso de estabilizadores y ubicándolos adecuadamente en la sarta se logrará tener centralizado el BHA cercano a la broca, permitiendo la detección oportuna del problema en superficie.
3. Utilizando martillo de perforación en la sarta se puede reaccionar de una mejor manera ante una pega, ya que este nos permitirá intensificar las fuerzas de impacto en la sarta.

- Utilizando botellas de perforación con ranuras en espiral. Estas ranuras permiten que el lodo circule libremente a igual presión alrededor de la botella y previene la formación de sellos (ver Figura 5.2). Para pozos direccionales también se utilizan HWDP con ranuras en espiral, ya que por ser desviado, mayor porción de la sarta estará en contacto con las paredes del pozo al mismo tiempo.

**SECCIÓN TRANSVERSAL DE LAS BOTELLAS DE PERFORACIÓN RECOSTADAS
CONTRA LA PARED DEL HUECO**

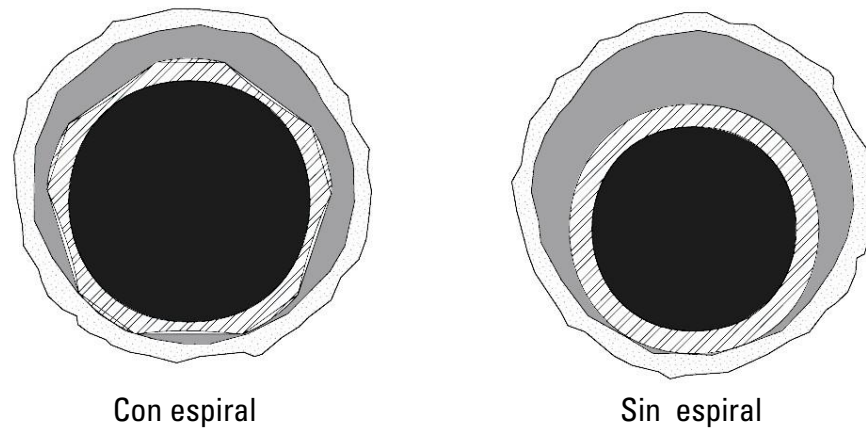


Figura 5.2

Arriba, sección transversal de las botellas de perforación con y sin espiral recostadas a la pared del pozo.

Izquierda, botellas con ranuras en espiral (tomadas de Grant PrideCo).

5.3 FALLAS POR EXCESO DE TORQUE DURANTE LAS CONEXIONES

Durante las conexiones la tubería se encuentra asentada en las cuñas por lo que la torsión originada por la rotación de la sarta durante la perforación se hace nula. En las conexiones es necesario, además de enroscar completamente los tubos, apretar las juntas, lo que en idioma petrolero se conoce como *torquear*. Para esto se utilizan las llaves de potencia o en inglés, *manual tongs*. Estas son operadas por los obreros de mesa o cuñeros (ver Figura 5.3), y su operación consiste en colocar una llave en el tubo superior y otra en el tubo inferior, y, mediante un mecanismo de potencia ya sea un gato hidráulico o un malacate (cabeza e gato o *cathead*), son haladas en dirección de apretar para así proporcionar la fuerza necesaria a la conexión.



Figura 5.3. Cuñeros colocando las llaves de potencia para *torquear* una conexión. La llave derecha se ubica en el tubo superior y la llave izquierda en el tubo inferior. Es necesario tener en cuenta que esta operación únicamente debe realizarse con la tubería asentada en las cuñas, para que no esté sometida a tensión durante este proceso (tomada de worldoil.com)

El fabricante de la tubería determina el valor adecuado del torque a aplicar: entre mayor diámetro tenga la tubería, mayor será la magnitud del torque.

¿Pero cómo se hace?

El torque se define como la fuerza aplicada multiplicado por la distancia a la que se aplica, pero en este caso, desde el punto de aplicación de la fuerza hasta el eje axial de la tubería (ver Figura 5.4). Esta distancia normalmente es de 4 a 4.2 pies.

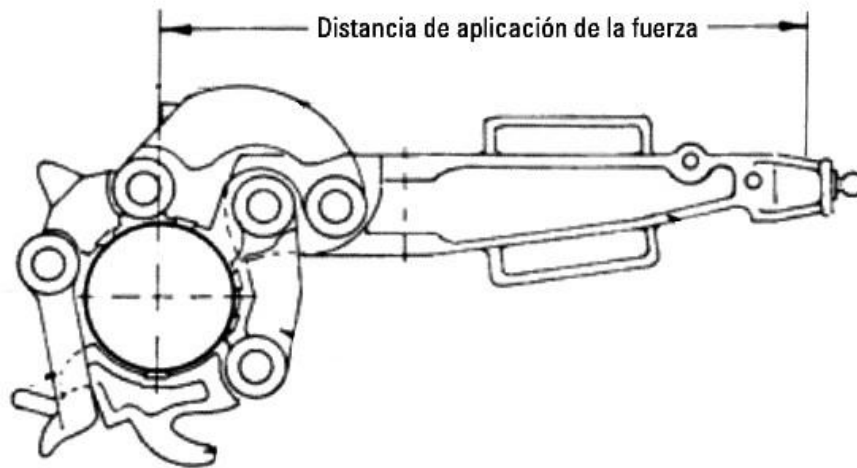


Figura 5.4. Esquema de la vista superior de una llave de potencia
(tomado de roughneckcity.com)

La fuerza con que se hala cada llave debe ser:

$$TORQUE = Fuerza \times Distancia$$

Entonces:

$$Fuerza = \frac{TORQUE}{Distancia}$$

Por ejemplo, según las tablas anexas, el torque a aplicar a una HWDP de 5 convencional es de 30000 lb.ft.

$$Fuerza = \frac{TORQUE}{Distancia} = \frac{30000 \text{ lb. ft}}{4.2 \text{ ft}} = 7142.8 \text{ lb}$$

La fuerza de halado debe ser de aproximadamente 7150 lb. Esta fuerza de halado es transformada en presión de fluido hidráulico por el indicador de halado (popularmente conocido como *marrano*) y el indicador de tensión (ver Figuras 5.5 y 5.6).

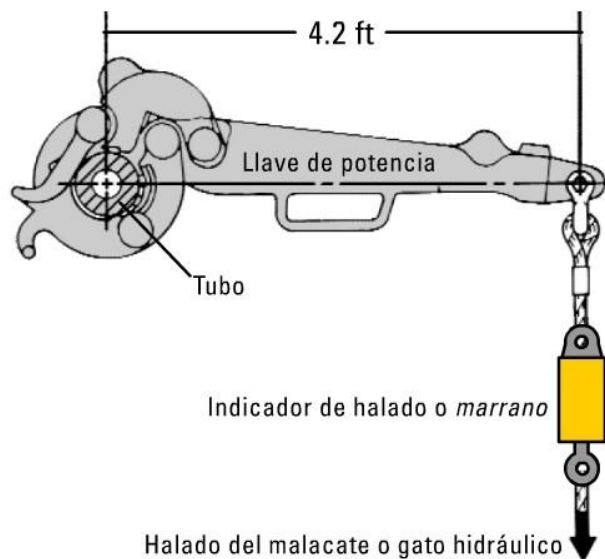


Figura 5.5 Arreglo para torquear con una llave de potencia
(modificado de Smith Services Drilco Group)



Figura 5.6 Indicador de halado e indicador de tensión. El indicador de halado posee un pistón interno que al moverse presuriza fluido hidráulico que llega al indicador de tensión a través de una manguera. Es importante aclarar que el indicador de tensión no muestra el torque sino el halado de la línea que va a la llave de potencia. (tomado de AOI Instrumentation)

Si se llega a exceder la magnitud del halado, se puede llegar a partir el pin o a quemar la rosca, disminuyendo la resistencia de los hilos de la rosca. Una vez la conexión sea sometida a tensión, lo más probable es que no soporte el peso de la sarta y se desprenda por ese punto.

Otra posibilidad es que no se aplique el suficiente halado a las llaves. Si la conexión no recibe el suficiente torque y existe pega de tubería, al momento de tensionar para despegarla, la tubería puede desenroscarse y dejar caer parte de la tubería en el pozo.

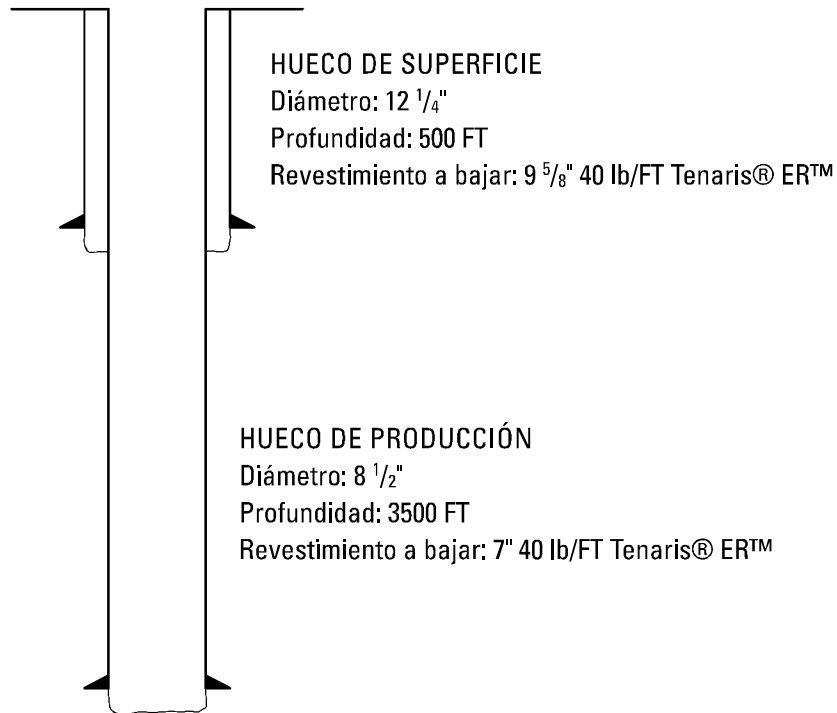
EJERCICIO DE APLICACIÓN Y RECOMENDACIONES

El presente capítulo tiene como objetivo afianzar los conceptos tratados en el desarrollo de este documento a través de un ejercicio de aplicación que muestre situaciones reales en la planeación de la perforación de un pozo profundo, como son las limitaciones de tubería disponible, hasta los formatos estándar para la presentación de los ensamblajes de fondo.

Al mismo tiempo se darán una serie de recomendaciones durante el diseño de la sarta de perforación que permitirán agilizar el proceso de diseño.

EJERCICIO DE APLICACIÓN SOBRE DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN

Cierta compañía operadora necesita perforar un pozo profundo vertical que tendrá el siguiente estado mecánico:



El departamento de geología de la operadora pronostica una secuencia de areniscas con algunas intercalaciones de arcilla y una posible aparición de un nivel calcáreo pasados los 2500 FT. Por esto establece un margen de sobre-halado máximo (MOP) de 25000 lb.

El programa de lodos de perforación determinó una densidad máxima del lodo de 9 ppg.

Como podemos ver, el pozo estará compuesto por dos secciones: el hueco superficial y el otro, el hueco de producción, que finalmente alcanzará el estrato productor. Valga la pena aclarar que la información de diámetros y longitud de secciones (diseño mecánico del pozo) corresponden a los departamentos de ingeniería de producción y yacimientos, donde determinarán según las necesidades de la operadora cuál es el radio ideal para el pozo, el área final de flujo fondo arriba, etc.

La ingeniería de perforación entra en escena únicamente en el proceso de perforar, es decir, diseño de sarta de perforación, programa de lodos de perforación, entre otros.

Por otro lado, es recomendable que en los programas de diseño se especifique el fabricante de la tubería tanto de perforación como de revestimiento, ya que, aunque el Instituto Americano del Petróleo API maneja estándares para la fabricación de materiales, las compañías están autorizadas a realizar ciertas variaciones que de no tener en cuenta podrían afectar el diseño correcto del programa, en este caso, de la sarta de perforación.

La primera parte del desarrollo de este ejercicio consistirá en diseñar la sarta para la perforación de la primera sección, pero antes de esto, es necesario conocer el inventario de tubería del equipo de perforación de la empresa contratista, para saber con qué tubería contamos y así acomodar el diseño de la sarta a los componentes disponibles.

INVENTARIO DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN*							
COMPONENTE	OD	ID	WT	GRADO	CLASE	CONEXIÓN	CANTIDAD
Drill Collar	9"	2 13/16"	195.8			7 5/8 Reg	2
Drill Collar	8	2 13/16"	150.8			6 5/8 Reg	4
Drill Collar	6 1/2	2 1/4	99.5			4 1/2 IF	10
HWDP (spiral)	5	3	59.16			4 1/2 IF	30
Drill Pipe	5	4.276	19.5	S-135	Premium	4 1/2 IF	200

*Toda la tubería del taladro es marca Grant PrideCo®.

HUECO DE SUPERFICIE

Diámetro de la sección: 12 1/4

Longitud de la sección: 500 FT

Tubería de revestimiento a bajar: casing 9 5/8 40 lb/FT Tenaris® ER

1. Determinamos el diámetro mínimo de las botellas que irán encima de la broca.

$$D_{botellas} = 2(D_{efec.hueco}) - D_{broca}$$

El diámetro efectivo del hueco corresponde al diámetro externo de las uniones o *couplings* de la tubería de revestimiento.

El fabricante, Tenaris®, debe proporcionar las tablas de datos para el casing de referencia ER :

TENARIS ER™*										
DESIGNATION			PIPE BODY				COUPLING			PIPE BODY SECTION
SIZE	NOMINAL WEIGHT		WALL THICKNESS		INSIDE DIAMETER	DRIFT DIAMETER	OUTSIDE DIAMETER	LENGTH	MAKE-UP LOSS	
in	mm	lb/ft	in	mm	in	in	in	in	in	sq in
7	177.80	20.00	0.272	6.91	6.456	6.331	7.657	10.000	4.409	5.749
		23.00	0.317	8.05	6.366	6.241	7.657	10.000	4.409	6.656
		26.00	0.362	9.19	6.276	6.151	7.657	10.000	4.409	7.549
		29.00	0.408	10.36	6.184	6.059	7.657	10.000	4.409	8.449
		32.00	0.453	11.51	6.094	5.969	7.657	10.000	4.409	9.317
		35.00	0.498	12.65	6.004	5.879	7.657	10.000	4.409	10.173
		38.00	0.543	13.79	5.914	5.789	7.657	10.000	4.409	11.029
		44.00	0.588	14.93	5.824	5.700	7.657	10.000	4.409	12.103
		49.00	0.557	14.15	7.511	7.386	9.626	10.626	4.724	14.117
		52.00	0.595	15.11	7.435	7.310	9.626	10.626	4.724	15.010
54.00	0.625	15.88	7.375	7.250	9.626	10.626	4.724	15.708		
9 5/8	214.48	36.00	0.687	17.45	7.251	7.126	9.626	10.626	4.724	17.132
		40.00	0.352	8.94	8.921	8.765	10.626	10.626	4.724	10.255
		43.50	0.395	10.03	8.835	8.679	10.626	10.626	4.724	11.454
		47.00	0.435	11.05	8.755	8.599	10.626	10.626	4.724	12.560
		53.50	0.472	11.99	8.681	8.525	10.626	10.626	4.724	13.572
		58.40	0.545	13.84	8.535	8.379	10.626	10.626	4.724	15.547
		58.40	0.595	15.11	8.435	8.279	10.626	10.626	4.724	16.879
		59.40	0.609	15.47	8.407	8.251	10.626	10.626	4.724	17.250
		61.10	0.625	15.88	8.375	8.219	10.626	10.626	4.724	17.672
		64.90	0.672	17.07	8.281	8.125	10.626	10.626	4.724	18.901
70.30	0.734	18.64	8.157	8.001	10.626	10.626	4.724	20.502		
9 7/8	250.83	62.80	0.625	15.88	8.625	8.469	10.827	10.626	4.724	18.161

El diámetro externo del coupling del casing 9 5/8 40 lb/FT Tenaris® ER es 10.626 . Ahora:

$$D_{botellas} = 2(OD_{coupling}) - D_{broca}$$

$$D_{botellas} = 2(10.626) - 12.25$$

$$D_{botellas} = 9 \text{ in}$$

El diámetro externo de las botellas de perforación que estarán encima de la broca es de 9 . En este caso, contamos en el inventario con botellas de 9 , pero en caso de que no contemos con ellas sino únicamente, por ejemplo, con botellas de 8 , podemos completar el ensamblaje mediante estabilizadores y así asegurar el mínimo diámetro efectivo requerido para el pozo.

2. Determinamos el peso sobre la broca máximo

Según la geología pronosticada para esta sección tendremos una serie de rocas blandas las cuales, según Sedco Forex (actualmente Schlumberger) requieren de aproximadamente 2270 lb por cada pulgada de diámetro de la broca. En caso de no contarse con esta información, puede determinarse el peso sobre la broca con la ecuación de Lubinski en primer orden de doblamiento, por tratarse de una secuencia blanda.

Observemos el resultado por ambos lados:

$$WOB = 2270 \frac{lb}{in} \times 12.25 in = 27807.5 lb$$

3. Hallamos la altura del Punto Neutral de Doblamiento, que es la longitud mínima de las botellas de perforación.

$$H = \frac{WOB}{WT.BF}$$

$$BF = \frac{65.5 - MW}{65.5} = \frac{65.5 - 9}{65.5} = 0.86$$

$$H = \frac{27807.5 lb}{195.8 \frac{lb}{FT} \cdot (0.86)} = 165.14 FT$$

165.14 FT, para una longitud promedio de 30 FT por botella:

$$165.14 FT \times \frac{1 \text{ botella}}{30 FT} = 5.5 \text{ botellas} \approx 6 \text{ botellas de } 9''$$

Pero en el taladro sólo se tienen 2 botellas de 9" y el resto son de 8" y 6 ½". Debemos entonces agregar botellas de otros diámetros con el fin de suplir el peso sobre la broca calculado. En esta parte es necesario tomar las botellas de las cuales contemos en mayor proporción, para así evitar de nuevo un cambio innecesario en el diámetro del BHA (que implican puntos de acumulación de esfuerzos y fatiga). Seguimos entonces el análisis para las botellas de 6 ½", hallando el peso que nos proporcionan las 2 botellas de 9":

$$2 \text{ botellas} \times 30 \frac{FT}{\text{botella}} \times 195.8 \frac{lb}{FT} = 11748 \text{ lb}$$

Queda entonces faltando:

$$27807.5 \text{ lb} - 11748 \text{ lb} = 16059.5 \text{ lb}$$

Antes de hallar la longitud de las botellas de 6 ½", debemos averiguar si se pueden conectar con las botellas de 9" hallando la Relación de Resistencia al Doblamiento o BRR:

$$BRR = \frac{(OD_1^4 - ID_1^4) \cdot OD_2}{(OD_2^4 - ID_2^4) \cdot OD_1} = \frac{(9^4 - 2.81^4) \cdot 6.5}{(6.5^4 - 2.25^4) \cdot 9} = 2.66$$

Este valor de BRR nos indica que la conexión entre las botellas de 9" y las de 6 ½" es aceptable. Ahora, las 16059.5 lb que faltan del WOB las deben proporcionar las botellas de 6 ½", hallamos cuántas botellas necesitamos:

$$16059.5 \text{ lb} \times \frac{1 FT}{99.5 \text{ lb}} \times \frac{1 \text{ botella}}{30 FT} = 5.38 \text{ botellas} \approx 6 \text{ botellas de } 6 \frac{1}{2}''$$

Con estas 6 botellas de 6 ½ llegamos al Punto Neutral de Doblamiento, que se encontraría a 165.14 FT encima de la broca, en caso de que se aplicara el máximo WOB. El BHA hasta el momento estaría conformado así:

COMPONENTE	LONGITUD*	LONGITUD ACUMULADA
Broca 12 ¼"	0.9 FT	0.9 FT
Bit Sub	3.8	4.7
2 D.C. 9" 195.8 lb/FT	60	64.7
Crossover 7 5/8" Reg PIN x 4 ½ IF CAJA**	3.5	68.2
6 D.C. 6 ½" 99.5 lb/FT	180	248.2
* Los valores de longitud individual son aproximaciones para el ejercicio. Siempre en campo debe trabajarse con la longitud exacta de cada componente.		
** Debido a que las conexiones de las botellas de 9" y de 6 ½" son diferentes, es necesario el uso de un sustituto para cambio de conexión o Crossover.		

4. Longitud de la tubería pesada de perforación o HWDP

$$L_{HWDP} = \frac{1}{WT_{HWDP}} \left[\frac{1.15 \cdot WOB}{BF \cdot \cos \alpha} - L_{DC} WT_{DC} \right]$$

Pero como tenemos 2 secciones de botellas y el pozo es vertical, la ecuación se modifica:

$$L_{HWDP} = \frac{1}{WT_{HWDP}} \left[\frac{1.15 \cdot WOB}{BF} - L_{DC1} WT_{DC1} - L_{DC2} WT_{DC2} \right]$$

$$L_{HWDP} = \frac{1}{59.16} \left[\frac{1.15 \cdot (27807.5)}{0.86} - (60 \times 195.8) - (180 \times 99.5) \right]$$

$$L_{HWDP} = 127.2 \text{ FT}$$

Estos 91.61 FT serían:

$$127.2 \text{ FT} \times \frac{1 \text{ HWDP}}{30 \text{ FT}} = 4.2 \text{ HWDP} \approx 4 \text{ HWDP de } 5''$$

La longitud de las HWDP es ahora:

$$L_{HWDP} = 4 \text{ HWDP} \times \frac{30 \text{ FT}}{1 \text{ HWDP}} = 120 \text{ FT}$$

5. Longitud de la tubería de perforación o Drill Pipe

$$L_{DP} = \frac{0.9(F_{yield}) - MOP}{WT_{DP} \cdot BF} \left[\frac{L_{HWDP} WT_{HWDP} + L_{DC1} WT_{DC1} + L_{DC2} WT_{DC2}}{WT_{DP}} \right]$$

Hallamos la fuerza de cedencia a la tensión o F_{yield} :

$$F_{yield} = Y_m \cdot A_T$$

Recordemos que Y_m es el mínimo esfuerzo de cedencia o el esfuerzo de cedencia por cada pulgada de área transversal de la tubería. Si el grado de la tubería es S-135, quiere decir que su Y_m es de 135000 lb por cada pulgada cuadrada de área transversal.

Con las tablas podemos hallar el área transversal o podemos calcularla:

$$A_T = \frac{\pi(OD^2 - ID^2)}{4} = \frac{\pi(5^2 - 4.276^2)}{4} = 5.27 \text{ in}^2$$

En las tablas se halla así:

DRILL PIPE DATA TABLES

Pipe Data

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Grade and Upset Type	Torsional Yield Strength ft-lb	Tensile Yield Strength lb	Wall Thickness in.	Nominal ID in.	Pipe Body Section Area sq in.	Pipe Body Section Modulus cu in.	Pipe Body Polar Section Modulus cu in.	Internal Pressure psi	Collapse Pressure psi
4	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
	19.50	X-95 IEU	52,100	501,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	12,037	12,026
5	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
	19.50	G-105 IEU	57,600	553,800	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	13,304	12,999
5	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
	19.50	S-135 IEU	74,100	712,100	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,105	15,672
5	19.50	Z-140 IEU	76,600	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
	19.50	Z-140 IEU	76,600	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
	19.50	Z-140 IEU	76,600	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
	19.50	Z-140 IEU	76,600	738,400	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	17,738	16,079
5	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	19,005	16,858
	19.50	V-150 IEU	82,300	791,200	0.362	4.276	5.275	5.708	11.415	19,005	16,858

Como la tubería es Clase Premium (reducción del 20%) del espesor de pared):

$$F_{yield} = Y_m \cdot A_T = (135000 \text{ lb/in}^2)(5.27 \text{ in}^2)(0.8) = 569160 \text{ lb}$$

Este dato también puede hallarse por tablas:

Drill Pipe Torsional, Tensile, and Pressure Values

Drill Pipe Torsional and Tensile Data – API Premium Class

Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	Torsional Yield Strength ^{1,2} 20% Uniform Wear						Tensile Yield Strength ² 20% Uniform Wear					
		E-75 ft-lb	X-95 ft-lb	G-105 ft-lb	S-135 ft-lb	Z-140 ft-lb	V-150 ft-lb	E-75 lb	X-95 lb	G-105 lb	S-135 lb	Z-140 lb	V-150 lb
2 3/8	4.85	3,725	4,719	5,215	6,705	6,954	7,450	76,893	97,398	107,650	138,407	143,534	153,786
	6.65	4,811	6,093	6,735	8,980	8,659	9,621	107,616	136,313	150,662	193,709	200,883	215,232
2 7/8	6.85	6,332	8,020	8,865	11,397	11,819	12,664	106,946	135,465	149,725	192,503	199,633	213,893
	10.40	8,858	11,220	12,401	15,945	16,535	17,716	166,535	210,945	233,149	299,764	310,866	333,071
3 1/2	9.50	11,094	14,052	15,531	19,968	20,708	22,187	152,979	193,774	214,171	275,363	285,562	305,959
	13.30	14,361	18,191	20,106	28,850	26,808	28,723	212,150	268,723	297,010	381,870	396,014	424,300
	15.50	16,146	20,452	22,605	29,063	30,189	32,292	250,620	317,452	350,868	451,115	467,823	501,239
4	11.85	15,310	19,392	21,433	27,557	28,578	30,619	182,016	230,554	254,823	327,630	339,764	364,033
	14.00	18,196	23,048	25,474	32,752	33,966	36,392	224,182	283,963	313,854	403,527	418,472	448,363
	15.70	20,067	25,418	28,094	36,120	37,458	40,134	253,851	321,544	355,391	456,931	473,855	507,701
4 1/2	16.60	24,139	30,576	33,795	43,450	45,060	48,278	260,165	329,542	364,231	468,297	485,641	520,330
	20.00	28,683	36,332	40,157	51,630	53,542	57,367	322,916	409,026	452,082	581,248	602,776	645,831
5	19.50	32,285	40,895	40,199	58,113	60,266	64,571	311,535	394,612	436,150	560,764	581,533	623,071
	25.60	40,544	51,356	56,762	72,979	75,682	81,088	414,690	525,274	580,566	746,443	774,088	829,380
5 1/2	21.90	39,863	50,494	55,809	71,754	74,412	79,727	344,780	436,721	482,692	620,604	643,589	689,560
	24.70	44,320	56,139	62,048	79,776	82,731	88,640	391,285	495,627	547,799	704,313	730,398	782,569
5 7/8	23.40	58,605	74,233	82,047	105,489	86,117	92,268	469,013	594,083	656,619	844,224	691,222	740,595
	26.30	65,508	82,977	91,711	117,915	95,961	102,815	533,890	676,261	747,446	961,002	785,156	841,239
6 5/8	25.20	55,766	70,637	78,072	100,379	104,096	111,532	387,465	490,790	542,452	697,438	723,270	774,932
	27.70	60,190	76,240	84,270	108,340	112,357	120,383	422,420	535,060	591,390	760,350	788,514	844,836

¹Based on the shear strength equal to 57.7% of minimum yield strength.
²Torsional and Tensile data based on 20% uniform wear on OD.

Volvemos al cálculo de la longitud del Drill Pipe:

$$L_{DP} = \frac{0.9(569160) - 25000}{(19.5)(0.86)} - \left[\frac{(120)(59.16) + (60)(195.8) + (180)(99.5)}{19.5} \right]$$

$$L_{DP} = 29054.5 - 1885 = 27169.5 \text{ FT}$$

Con este dato nos damos cuenta que la drill pipe de 5 19.5 lb/FT grado S-135 Clase Premium es más que suficiente para completar la profundidad requerida para esta sección.

La sarta de perforación para el hueco de superficie quedaría:

COMPONENTE	LONGITUD*	LONGITUD ACUMULADA
Broca 12 ¼	0.9 FT	0.9 FT
Bit Sub	3.8	4.7
2 D.C. 9 195.8 lb/FT	60	64.7
Crossover 7 5/8" Reg PIN x 4 ½ IF CAJA**	3.5	68.2
6 D.C. 6 ½ 99.5 lb/FT	180	248.2
3 HWDP 5 59.16 lb/FT spiral	90	338.2
DP 5 19.5 lb/FT S-135 Premium	161.8	500
	TOTAL	500 FT
* Los valores de longitud de cada sección son aproximaciones para el ejercicio. Siempre en campo debe trabajarse con la longitud exacta de cada componente.		

6. Verificamos la resistencia del drill pipe al colapso por efecto de la tensión

Para esto, analizamos el peso en el aire del BHA:

COMPONENTE	LONGITUD	PESO UNITARIO*	PESO TOTAL
Broca 12 ¼	0.9 FT	195.8 lb/FT	176.22 lb
Bit Sub	3.8	195.8	744.04
2 D.C. 9	60	195.8	11748
Crossover 7 5/8" Reg PIN x 4 ½ IF CAJA**	3.5	99.5	348.25
6 D.C. 6 ½	180	99.5	14925
3 HWDP 5 spiral	90	59.16	5324.4
DP 5 S-135 Premium	161.8	19.5	3155.1
TOTAL	500 FT		39405.75

* El peso unitario de algunos componentes del BHA como la broca, Bitsub y estabilizadores generalmente se asimila al de las botellas de perforación de mayor diámetro de la sarta.

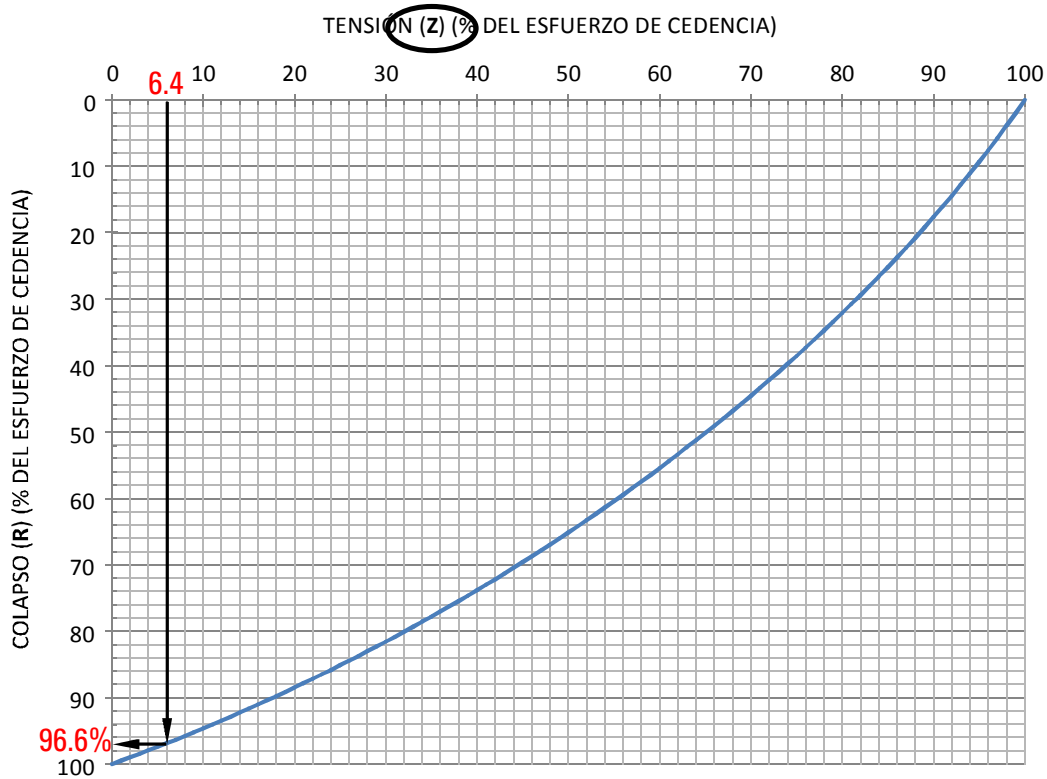
Este valor de peso total corresponde al peso que soportará la primera junta de drill pipe (la de superficie) incluyendo su propio peso. La tabla del anexo C1, muestra el esfuerzo de cedencia al colapso para la tubería grado S-135, que es 145000 lb/in². Calculamos como en la sección 3.3.2.2:

$$Z = \frac{\text{Tensión o carga soportada (lb)}}{\text{Área de la sección transversal (in}^2\text{) x Esfuerzo de cedencia al colapso (psi)}}$$

$$Z = \frac{39405.75 \text{ lb}}{(5.27 \text{ in}^2) \cdot (0.8) \cdot (145000 \text{ psi})} = 0.064 = 6.4 \%$$

Ingresamos el valor de Z al gráfico para hallar R:

RESISTENCIA AL COLAPSO CORREGIDA POR EFECTO DE LA TENSIÓN



O podemos calcularlo:

$$R = \frac{-Z + \sqrt{4 - 3Z^2}}{2} = \frac{-0.064 + \sqrt{4 - 3(0.064)^2}}{2}$$

$$R = 0.966 = 96.6\%$$

Esto nos indica que la resistencia al colapso se redujo al 96.6%.

Según tablas, la presión de colapso para la drill pipe 5 19.5 lb/FT S-135 Premium es 10029 psi.

		Drill Pipe Collapse and Internal Pressure Data – API Premium Class													
Size OD in.	Nominal Weight lb/ft	API Collapse Pressure ¹						API Minimum Internal Yield Pressure ¹							
		E-75 psi	X-95 psi	G-105 psi	S-135 psi	Z-140 psi	V-150 psi	E-75 psi	X-95 psi	G-105 psi	S-135 psi	Z-140 psi	V-150 psi		
3 3/8	4.85	8,522	10,161	10,912	12,891	13,178	13,713	9,600	12,160	13,440	17,280	17,920	19,200		
	6.65	13,378	16,945	18,729	24,080	24,972	26,756	14,147	17,920	19,806	25,465	26,408	28,295		
2 7/8	6.85	7,640	9,017	9,633	11,186	11,399	11,784	9,057	11,473	12,680	16,303	16,907	18,115		
	10.40	14,223	18,016	19,912	25,802	26,550	28,446	15,110	19,139	21,153	27,197	28,205	30,219		
1 1/2	9.50	7,074	8,284	8,813	10,093	10,259	10,548	8,709	11,031	12,192	15,675	16,256	17,417		
	13.30	12,015	15,218	16,820	21,526	22,427	24,029	12,617	15,982	17,664	22,711	23,552	25,234		
	15.50	14,472	18,331	20,260	26,049	27,014	28,943	15,394	19,499	21,522	27,710	28,736	30,789		
1 1/2	11.85	5,704	6,508	6,827	7,445	7,497	7,564	7,860	9,956	11,004	14,148	14,672	15,720		
	14.00	9,012	10,795	11,622	13,836	14,164	14,782	9,900	12,540	13,860	17,820	18,480	19,800		
	15.70	10,914	13,825	15,190	18,593	19,127	20,162	11,440	14,440	15,960	20,520	21,280	22,800		
1 1/2	16.60	7,525	8,868	9,467	10,964	11,168	11,533	8,987	11,383	12,581	16,176	16,775	17,973		
	20.00	10,975	13,901	15,350	19,806	19,349	20,402	11,467	14,524	16,053	20,640	21,404	22,933		
5	19.50	7,041	8,241	8,765	10,029	10,192	10,476	8,688	11,005	12,163	15,638	16,218	17,376		
	23.60	11,458	14,514	16,042	20,910	21,126	22,329	12,000	15,200	16,800	21,600	22,400	24,000		
5 1/2	21.90	5,730	6,542	6,865	7,496	7,550	7,612	7,876	9,977	11,027	14,177	14,703	15,753		
	24.70	7,635	9,011	9,626	11,177	11,390	11,774	9,055	11,469	12,676	16,298	16,902	18,109		
5 7/8	23.40	4,922	5,495	5,694	6,204	6,296	6,450	7,374	9,340	10,323	13,273	13,764	14,747		
	26.30	6,699	7,798	8,269	9,368	9,503	9,728	8,477	10,737	11,897	15,258	15,823	16,953		
6 5/8	25.20	2,931	3,252	3,353	3,429	3,429	3,429	5,977	7,571	8,368	10,759	11,158	11,955		
	27.70	3,615	4,029	4,222	4,562	4,582	4,592	6,557	8,305	9,179	11,802	12,240	13,114		

¹Data are based on minimum wall of 80% nominal wall. Collapse pressures are based on uniform OD wear. Internal pressures are based on uniform wear and nominal OD. Calculations for Premium Class drill pipe are based on formulas in API Bul, 5C3 Latest Edition.

Si la resistencia al colapso de la drill pipe para este caso se redujo en un 96.8%:

$$P_{colapso} = 10029 \text{ psi} \times 0.966 = 9688 \text{ psi}$$

Entonces, la resistencia al colapso por efecto de la tensión es de 9688 psi.

7. Analizamos la resistencia del drill pipe al aplastamiento por cuñas cuando está sometida a tensión

$$\frac{S_H}{S_T} = \left[1 + \frac{(OD).K}{2L_S} + \left(\frac{(OD).K}{2L_S} \right)^2 \right]^{1/2}$$

Recordemos que la longitud de las cuñas L_S es de 16 y el valor de K , según cálculos en la sección 3.3.2.3, es de 4.

$$\frac{S_H}{S_T} = \left[1 + \frac{(5).(4)}{2.(16)} + \left(\frac{(5).(4)}{2.(16)} \right)^2 \right]^{1/2} = 1.419$$

Calculamos la tensión:

$$T_S = T_L \cdot \left(\frac{S_H}{S_T} \right)$$

Recordemos en la sección anterior de este ejemplo que la tensión total en la junta superior de drill pipe para esta sarta es de 39405.75 lb.

$$T_S = 39405.75 \text{ lb} \cdot (1.419)$$

$$T_S = 55916.7 \text{ lb}$$

En las cuñas, el efecto de la tensión para la junta superior de drill pipe se aumentó a 55916.7 lb, y, como vimos en el punto 5 de este ejemplo, la resistencia a la tensión para la drill pipe 5 19.5 lb/FT S-135 Premium es de 569160 lb, lo que nos muestra que esta tubería puede soportar muchísimo más peso que el que ejercerá con esta sarta para la primera sección del pozo.

8. Uso de componentes especiales

Es necesario analizar el uso de componentes especiales, como son estabilizadores, martillos de perforación, crossovers, etc.

ESTABILIZADORES DE SARTA

Según la dureza de las formaciones a atravesar, la tendencia de la sarta a desviarse es ligera, por lo cual no es estrictamente necesario el uso de estabilizadores, más aún porque el diámetro de las botellas que van encima de la broca es el adecuado. Pero, aunque las condiciones se presten, el diseño de la sarta está regido por las políticas de la compañía operadora; de manera que ubicaremos dos estabilizadores en la sarta, como es el número común de estabilizadores en estos casos.

El primero de ellos podrá ubicarse en medio de las botellas de 9 y el segundo encima de la segunda botella de 9. Estos estabilizadores deberán ser $9 \times 12 \frac{3}{16}$.

MARTILLOS DE PERFORACIÓN

Aunque teóricamente es acertado el uso del martillo de perforación, para la primera sección de un pozo no es común su uso, especialmente por la poca profundidad, por ser una secuencia conocida, pero más aún, porque los martillos de perforación se alquilan y se pagan por horas rotadas/perforadas. Desde el momento que se coloca el martillo en la sarta para seguir perforando, este costará su tiempo de uso todo el tiempo que la broca esté tocando el fondo. Por esta razón, y para reducir precios, la mayoría de las compañías operadoras no utilizan el martillo para las primeras secciones, caso contrario con la perforación de la segunda sección, que es a mucha más profundidad.

CROSSOVERS

Según las especificaciones API 7 y API Q1, las conexiones para las botellas de perforación de 9 y $9 \frac{1}{2}$ están en el rango de NC 61 a NC 90 (NC significa *Numbered Connection*), entre las cuales se encuentran las conexiones 7 H-90, $6 \frac{5}{8}$ FH, $7 \frac{5}{8}$ Reg, $7 \frac{5}{8}$ H-90, entre otras.

En las brocas de diámetros grandes se manejan generalmente conexiones $6 \frac{5}{8}$ Reg y $7 \frac{5}{8}$ Reg.


Por el contrario, las botellas de perforación de $6 \frac{1}{2}$ tienen conexiones desde NC 46 hasta NC 50, entre las cuales, las más comunes están la $4 \frac{1}{2}$ IF, $4 \frac{1}{2}$ XH, $4 \frac{1}{2}$ IF y $5 \frac{1}{2}$ XH.


Debemos entonces utilizar un crossover que nos cambie de conexión $7 \frac{5}{8}$ Reg a $4 \frac{1}{2}$ IF, el cual colocaríamos encima del segundo estabilizador y debajo de la primera botella de $6 \frac{1}{2}$. El resto de tubería hasta superficie tiene la misma conexión $4 \frac{1}{2}$ IF.

9. Presentación del BHA en formatos estándar

Los siguientes formatos para presentación del BHA han sido adaptados por diferentes compañías para la presentación de los ensamblajes de fondo o BHA.

* El *Fishing Neck* (FN) o Cuello de Pesca es una longitud tenida en cuenta para la recuperación de cualquier herramienta que se ha quedado en el pozo (pescado o *fish*), la cual es medida desde el extremo del tubo en la caja y no es mayor a la longitud de la unión o tool joint (en caso de que la herramienta la tenga). Esta longitud es medida en campo para cada una de las herramientas que se bajará al pozo.

		PERFORACIONES USCO LTDA.		
COD: XXX-XX-001		VERSION X		PAG 1 DE 1
COMPONENTES BHA # 1: PERFORAR HUECO DE SUPERFICIE				
FECHA:	OPERADORA:	LOCACION:	BHNo. 1	BROCA No.



DESCRIPCION	CONEXIÓN	PROPIETARIO	SERIAL	OD CAJA	ID	LONG FN*	LONG	LONG PAR	LONG ACUM	TORQUE
3 HWDP 5" OD; 59.16 lb/FT	4 1/2" IF PIN x CAJA	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	6 5/8"	3"	XX	30,00	90,00	351,70	30000
			XXXXXXXXXX	6 5/8"	3"	XX	30,00		321,70	
			XXXXXXXXXX	6 5/8"	3"	XX	30,00		291,70	
6 DRILL COLLAR 6 1/2" OD; 99.5 lb/FT	4 1/2" IF PIN x CAJA	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00	180,00	261,70	29700
			XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00		231,70	
			XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00		201,70	
			XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00		171,70	
			XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00		141,70	
			XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00		111,70	
CROSSOVER 9" OD	7 5/8" REG PIN X 4 1/2" IF CAJA	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	9"	2 7/8"	XX	3,00	3,00	81,70	84400
ESTABILIZADOR 9" x 12 3/16"	7 5/8" REG PIN X CAJA	WEATHERFORD	XXXXXXXXXX	12 3/16"	2 7/8"	XX	7,00	7,00	78,70	84400
DRILL COLLAR 9" OD; 195.8 lb/FT	7 5/8" REG PIN X CAJA	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	9"	2 13/16"	XX	30,00	30,00	71,70	84400
ESTABILIZADOR 9" x 12 3/16"	7 5/8" REG PIN X CAJA	WEATHERFORD	XXXXXXXXXX	12 3/16"	2 7/8"	XX	7,00	7,00	41,70	84400
DRILL COLLAR 9" OD; 195.8 lb/FT	7 5/8" REG PIN X CAJA	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	9"	2 13/16"	XX	30,00	30,00	34,70	84400
BIT SUB 9" OD	7 5/8" REG CAJA X 7 5/8" REG BIT BEVEL	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	9"	2 3/4"	XX	3,80	3,80	4,70	84400
BROCA 12 1/4"	7 5/8" REG PIN	REED HYCALOG	XXXXXXXXXX	12 1/4"	--	--	0,90	0,90	0,90	84400

**LONGITUD TOTAL
DEL BHA: 351,7 FT**

Ing.
ASEGURAMIENTO DE CALIDAD

Ing.
COMPANY MAN

NOTA: Las compañías, al igual que las longitudes individuales, números de serie y cuellos de pesca no pertenecen a casos reales. Las compañías mencionadas son referidas únicamente con fines prácticos del ejercicio de aplicación.

HUECO DE PRODUCCIÓN

Diámetro de la sección: 8 ½

Longitud de la sección: 3500 FT

Tubería de revestimiento a bajar: casing 7 26 lb/FT Tenaris® ER

1. Determinamos el diámetro mínimo de las botellas que irán encima de la broca.

$$D_{botellas} = 2(D_{efec.hueco}) - D_{broca}$$

Según tablas, el diámetro externo del coupling del casing 9 5/8 40 lb/FT Tenaris® ER es

7.657 . Ahora:

$$D_{botellas} = 2(OD_{coupling}) - D_{broca}$$

$$D_{botellas} = 2(7.657) - 8.5$$

$$D_{botellas} = 6.8 \text{ in}$$

El diámetro externo mínimo de las botellas de perforación que deben estar encima de la broca es de 6.8 . Como no contamos con botellas de perforación de este diámetro, podemos utilizar las botellas de 6 ½ y completar el diámetro con estabilizadores de sarta.

2. Determinamos el peso sobre la broca máximo

Para esta segunda sección no existen consideraciones diferentes a las tenidas en cuenta para la primera sección con respecto al peso sobre la broca (por la uniformidad de la secuencia), pero si es necesario tener en cuenta la aparición del nivel de lutitas, ya que como se explicó anteriormente, las lutitas generan altas tendencias a desviar el pozo en dirección perpendicular al buzamiento de las capas.

$$WOB = 2270 \frac{lb}{in} \times 8.5 in = 19295 lb$$

3. Hallamos la altura del Punto Neutral de Doblamiento, que es la longitud mínima de las botellas de perforación

$$H = \frac{WOB}{WT.BF}$$

$$BF = \frac{65.5 - MW}{65.5} = \frac{65.5 - 9}{65.5} = 0.86$$

$$H = \frac{19295 lb}{99.5 \frac{lb}{FT} \cdot (0.86)} = 225.5 FT$$

225.5 FT, para una longitud promedio de 30 FT por botella:

$$225.5 FT \times \frac{1 botella}{30 FT} = 7.5 botellas \approx 8 botellas de 6 \frac{1}{2}''$$

Hallamos la nueva longitud de las botellas de 6 ½ :

$$8 botellas \times \frac{30 FT}{1 botella} = 240 FT$$

Con estas 8 botellas de 6 ½ llegamos al Punto Neutral de Doblamiento, que se encontraría a 225.5 FT encima de la broca. El BHA hasta el momento estaría conformado así:

COMPONENTE	LONGITUD*	LONGITUD ACUMULADA
Broca 12 ¼	0.9 FT	0.9 FT
Bit Sub	3.8	4.7
8 D.C. 6 ½ 99.5 lb/FT	240	244.7
* Los valores de longitud individual son aproximaciones para el ejercicio. Siempre en campo debe trabajarse con la longitud exacta de cada componente.		

Antes de hallar la longitud de la sección de HWDP, debemos averiguar si se pueden conectar con las botellas de 6 ½ hallando la Relación de Resistencia al Doblamiento o BRR:

$$BRR = \frac{(OD_1^4 - ID_1^4) \cdot OD_2}{(OD_2^4 - ID_2^4) \cdot OD_1} = \frac{(6.5^4 - 2.25^4) \cdot 5}{(5^4 - 3^4) \cdot 6.5} = 2.48$$

Como este es un valor aceptable, continuamos determinando la longitud de las HWDP.

4. Longitud de la tubería pesada de perforación o HWDP

$$L_{HWDP} = \frac{1}{WT_{HWDP}} \left[\frac{1.15 \cdot WOB}{BF \cdot \cos \alpha} - L_{DC} WT_{DC} \right]$$

$$L_{HWDP} = \frac{1}{59.16} \left[\frac{1.15 \cdot (19295)}{0.86 \cdot (1)} - (240 \times 99.5) \right]$$

$$L_{HWDP} = 32.47 \text{ FT}$$

Estos 32.47 FT serían:

$$32.47 \text{ FT} \times \frac{1 \text{ HWDP}}{30 \text{ FT}} = 1.08 \text{ HWDP} \approx 1 \text{ HWDP de } 5''$$

Podría emplearse solamente 1 junta de HWDP 5 , pero por cuestiones de manejo (colocación en la torre en los viajes de tubería), se puede aumentar su número a 2.

La longitud de las HWDP es ahora:

$$L_{HWDP} = 2 \text{ HWDP} \times \frac{30 \text{ FT}}{1 \text{ HWDP}} = 60 \text{ FT}$$

5. Longitud de la tubería de perforación o Drill Pipe

$$L_{DP} = \frac{0.9(F_{yield}) - MOP}{WT_{DP} \cdot BF} - \left[\frac{L_{HWDP} WT_{HWDP} + L_{DC} WT_{DC}}{WT_{DP}} \right]$$

Como se trata de la misma tubería de perforación, utilizamos el mismo valor para la fuerza de cedencia a la tensión o F_{yield} :

$$F_{yield} = Y_m \cdot A_T = (135000 \text{ lb/in}^2)(5.27 \text{ in}^2)(0.8) = 569160 \text{ lb}$$

Volvemos al cálculo de la longitud del Drill Pipe:

$$L_{DP} = \frac{0.9(569160) - 25000}{(19.5)(0.86)} - \left[\frac{(60)(59.16) + (240)(99.5)}{19.5} \right]$$

$$L_{DP} = 29054.5 - 1406.6 = 27647.8 \text{ FT}$$

Con este dato nos damos cuenta que la drill pipe de 5 19.5 lb/FT grado S-135 Clase Premium es más que suficiente para completar la profundidad requerida para esta sección.

La sarta de perforación para el hueco de producción queda:

COMPONENTE	LONGITUD*	LONGITUD ACUMULADA
Broca 12 ¼	0.9 FT	0.9 FT
Bit Sub	3.8	4.7
8 D.C. 6 ½ 99.5 lb/FT	240	244.7
2 HWDP 5 59.16 lb/FT spiral	60	304.7
DP 5 19.5 lb/FT S-135 Premium	3195.3	3500
	TOTAL	500 FT

* Los valores de longitud de cada sección son aproximaciones para el ejercicio. Siempre en campo debe trabajarse con la longitud exacta de cada componente.

6. Verificamos la resistencia del drill pipe al colapso por efecto de la tensión

Para esto, analizamos el peso en el aire de la sarta:

COMPONENTE	LONGITUD	PESO UNITARIO*	PESO TOTAL
Broca 12 ¼	0.9 FT	195.8 lb/FT	176.22 lb
Bit Sub	3.8	195.8	744.04
8 D.C. 6 ½	240	99.5	23880
2 HWDP 5 spiral	60	59.16	3549.6
DP 5 S-135 Premium	3195.3	19.5	62308.35
	TOTAL	500 FT	90658.2 lb

* El peso unitario de algunos componentes del BHA como la broca, Bitsub y estabilizadores generalmente se asimila al de las botellas de perforación de mayor diámetro de la sarta.

Este valor de peso total corresponde al peso que soportará la primera junta de drill pipe (la de superficie) incluyendo su propio peso. La tabla del anexo C1, muestra el esfuerzo de cedencia al colapso para la tubería grado S-135, que es 135000 lb/in². Calculamos como en la sección 3.3.2.2:

$$Z = \frac{\text{Tensión o carga soportada (lb)}}{\text{Área de la sección transversal (in}^2\text{) x Esfuerzo de cedencia al colapso (psi)}}$$

$$Z = \frac{90658.2 \text{ lb}}{(5.27 \text{ in}^2) \cdot (0.8) \cdot (145000 \text{ psi})} = 0.148 = 14.8 \%$$

Ingresamos el valor de Z para hallar R:

$$R = \frac{-Z + \sqrt{4 - 3Z^2}}{2} = \frac{-0.148 + \sqrt{4 - 3(0.148)^2}}{2}$$

$$R = 0.917 = 91.7\%$$

Esto nos indica que la resistencia al colapso se redujo al 91.7%:

$$P_{\text{colapso}} = 10029 \text{ psi} \times 0.917 = 9196.6 \text{ psi}$$

Entonces, la presión de resistencia al colapso por efecto de la tensión es de 9196.6 psi.

7. Analizamos la resistencia del drill pipe al aplastamiento por cuñas cuando está sometida a tensión

$$\frac{S_H}{S_T} = \left[1 + \frac{(OD) \cdot K}{2L_S} + \left(\frac{(OD) \cdot K}{2L_S} \right)^2 \right]^{1/2}$$

Recordemos que la longitud de las cuñas L_s es de 16 y el valor de K , según cálculos en la sección 3.3.2.3, es de 4.

$$\frac{S_H}{S_T} = \left[1 + \frac{(5) \cdot (4)}{2 \cdot (16)} + \left(\frac{(5) \cdot (4)}{2 \cdot (16)} \right)^2 \right]^{1/2} = 1.419$$

Calculamos la tensión:

$$T_S = T_L \cdot \left(\frac{S_H}{S_T} \right)$$

Recordemos en la sección anterior de este ejemplo que la tensión total en la junta superior de drill pipe para esta sarta es de 90658.2 lb.

$$T_S = 90658.2 \text{ lb} \cdot (1.419)$$

$$T_S = 128644 \text{ lb}$$

En las cuñas, el efecto de la tensión para la junta superior de drill pipe se aumentó a 128644 lb, y, como vimos en la sección 5 de este ejemplo, la resistencia a la tensión para la drill pipe 5 19.5 lb/FT S-135 Premium es de 569160 lb, lo que nos muestra que esta tubería puede soportar muchísimo más peso que el que ejercerá con esta sarta para la segunda sección del pozo.

8. Uso de componentes especiales

Es necesario analizar el uso de componentes especiales, como son estabilizadores, martillos de perforación, crossovers, etc.

ESTABILIZADORES DE SARTA

Dos factores hacen importante el uso de estabilizadores en esta sarta de perforación: primero, el diámetro de las botellas que van encima de la broca es inferior al mínimo especificado, y segundo, el nivel de lutitas pronosticado tenderá a desviar la formación en dirección perpendicular a su buzamiento.

Podremos utilizar también dos estabilizadores, pero especialmente para este caso, uno de ellos lo colocaremos encima de la broca (más exactamente del Bitsub) para una centralización más efectiva y el otro encima de la primera botella de perforación. Con respecto al diámetro de estos, siempre que se atravesen niveles de lutitas se esperarán grandes volúmenes de cortes de la formación (alta tendencia a derrumbarse); por lo que es necesario que las herramientas bajadas al pozo no hagan mucho contacto con las paredes de la formación. De esta manera, el diámetro exterior de los estabilizadores deberán estar preferiblemente $\frac{1}{4}$ por debajo del diámetro de la broca: estabilizadores $8\frac{1}{4} \times 6\frac{1}{2}$.

MARTILLOS DE PERFORACIÓN

Para esta segunda sección del pozo si es absolutamente obligatorio el uso del martillo, especialmente porque si atravesamos zonas permeables con presiones inferiores a las del pozo la probabilidad de tener una pega diferencial es muy alta. Si recordamos las recomendaciones nombradas en la sección 4.2.1, encontraremos una que sobresale para nuestro caso: el martillo de perforación debe tener suficientes componentes del BHA

encima como para garantizar un disparo en compresión. Si colocamos el martillo en las HWDP, estaría lo suficientemente lejos del Punto Neutral de Doblamiento como para evitar una falla prematura, además, si hacemos lo que recomienda Kingdom Drilling de colocarle el peso de al menos dos botellas de perforación o su equivalente en HWDP, nos damos cuenta de que el peso de 2 botellas de 99.5 lb/FT lo harán un poco más de 4 HWDP de 59.16 lb/FT (las que posee el taladro).

Rediseñamos la sarta de perforación según las modificaciones:

COMPONENTE	LONGITUD*	LONGITUD ACUMULADA
Broca 12 ¼	0.9 FT	0.9 FT
Bit Sub	3.8	4.7
8 D.C. 6 ½ 99.5 lb/FT	240	244.7
2 HWDP 5 59.16 lb/FT spiral	60	304.7
Martillo 6 ½	30	334.7
4 HWDP 5 59.16 lb/FT spiral	120	454.7
	TOTAL	454.7 FT
* Los valores de longitud de cada sección son aproximaciones para el ejercicio. Siempre en campo debe trabajarse con la longitud exacta de cada componente.		

5. Longitud de la tubería de perforación o Drill Pipe

$$L_{DP} = \frac{0.9(F_{yield}) - MOP}{WT_{DP} \cdot BF} - \left[\frac{L_{HWDP} WT_{HWDP} + L_{DC} WT_{DC}}{WT_{DP}} \right]$$

Para efectos prácticos, el peso unitario del martillo es el mismo de las botellas de perforación del mismo diámetro:

$$L_{DP} = \frac{0.9(569160) - 25000}{(19.5)(0.86)} - \left[\frac{(60 + 120)(59.16) + (240 + 30)(99.5)}{19.5} \right]$$

$$L_{DP} = 29054.5 - 1923.8 = 27130.7 \text{ FT}$$

Con este dato nos damos cuenta que la drill pipe de 5 19.5 lb/FT grado S-135 Clase Premium es más que suficiente para completar la profundidad requerida para esta sección.

La sarta de perforación para el hueco de producción queda:

COMPONENTE	LONGITUD*	LONGITUD ACUMULADA
Broca 12 ¼	0.9 FT	0.9 FT
Bit Sub	3.8	4.7
8 D.C. 6 ½ 99.5 lb/FT	240	244.7
2 HWDP 5 59.16 lb/FT spiral	60	304.7
Martillo 6 ½	30	334.7
4 HWDP 5 59.16 lb/FT spiral	120	454.7
DP 5 19.5 lb/FT S-135 Premium	3045.3	3500
	TOTAL	3500 FT

* Los valores de longitud de cada sección son aproximaciones para el ejercicio. Siempre en campo debe trabajarse con la longitud exacta de cada componente.

6. Verificamos la resistencia del drill pipe al colapso por efecto de la tensión

Para esto, analizamos el peso en el aire de la sarta:

COMPONENTE	LONGITUD	PESO UNITARIO*	PESO TOTAL
Broca 12 ¼	0.9 FT	195.8 lb/FT	176.22 lb
Bit Sub	3.8	195.8	744.04
8 D.C. 6 ½	240	99.5	23880
2 HWDP 5 spiral	60	59.16	3549.6
Martillo 6 ½	30	99.5	2985
4 HWDP 5 59.16 lb/FT spiral	120	59.16	7099.2
DP 5 19.5 lb/FT S-135 Premium	3045.3	19.5	59383.35
TOTAL	3500 FT		97817.4 lb

* El peso unitario de algunos componentes del BHA como la broca, Bitsub y estabilizadores generalmente se asimila al de las botellas de perforación de mayor diámetro de la sarta.

Este valor de peso total corresponde al peso que soportará la primera junta de drill pipe (la de superficie) incluyendo su propio peso. La tabla del anexo C1, muestra el esfuerzo de cedencia al colapso para la tubería grado S-135, que es 145000 lb/in². Calculamos como en la sección 3.3.2.2:

$$Z = \frac{\text{Tensión o carga soportada (lb)}}{\text{Área de la sección transversal (in}^2\text{) } \times \text{Esfuerzo de cedencia al colapso (psi)}}$$

$$Z = \frac{97817.4 \text{ lb}}{(5.27 \text{ in}^2) \cdot (0.8) \cdot (145000 \text{ psi})} = 0.16 = 16 \%$$

Ingresamos el valor de Z para hallar R:

$$R = \frac{-Z + \sqrt{4 - 3Z^2}}{2} = \frac{-0.16 + \sqrt{4 - 3(0.16)^2}}{2}$$

$$R = 0.91 = 91\%$$

Esto nos indica que la resistencia al colapso se redujo al 91%:

$$P_{colapso} = 10029 \text{ psi} \times 0.91 = 9126.4 \text{ psi}$$

Entonces, la presión de resistencia al colapso por efecto de la tensión es de 9126.4 psi.

7. Analizamos la resistencia del drill pipe al aplastamiento por cuñas cuando está sometida a tensión

Recordemos en la sección anterior de este ejemplo que la tensión total en la junta superior de drill pipe para esta sarta es de 97817.4 lb

$$T_S = T_L \cdot \left(\frac{S_H}{S_T} \right)$$

$$T_S = 97817.4 \text{ lb} \cdot (1.419)$$

$$T_S = 138802.9 \text{ lb}$$

En las cuñas, el efecto de la tensión para la junta superior de drill pipe se aumentó a 138803 lb, y, como la resistencia a la tensión para la drill pipe 5 19.5 lb/FT S-135 Premium es de

569160 lb, esta tubería puede soportar muchísimo más peso que el que ejercerá con esta sarta para la segunda sección del pozo.


CROSSOVERS

Se debe tener en cuenta al momento de alquilar los estabilizadores y el martillo que tengan conexión 4 ½ IF para así evitar el uso innecesario de estabilizadores.

9. Presentación del BHA en formatos estándar

Los siguientes formatos para presentación del BHA han sido adaptados por diferentes compañías para la presentación de los ensamblajes de fondo o BHA.

* El *Fishing Neck* (FN) o Cuello de Pesca es una longitud tenida en cuenta para la recuperación de cualquier herramienta que se ha quedado en el pozo (pescado o *fish*), la cual es medida desde el extremo del tubo en la caja y no es mayor a la longitud de la unión o tool joint (en caso de que la herramienta la tenga). Esta longitud es medida en campo para cada una de las herramientas que se bajará al pozo.

		PERFORACIONES USCO LTDA.		
COD: XXX - XX - 002		VERSION X	PAG 1 DE 1	
COMPONENTES BHA # 2: PERFORAR HUECO DE PRODUCCIÓN				
FECHA:	OPERADORA:	LOCACION:	BHA No. 2	BROCA No.



DESCRIPCION	CONEXION	PROPIETARIO	SERIAL	OD CAJA	ID	LONG FN*	LONG	LONG PAR	LONG ACUM	TORQUE
4 HWDP 5" OD; 59.16 lb/FT	4 1/2" IF PIN x CAJA	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	6 5/8"	3"	XX	30,00	120,00	468,70	30000
			XXXXXXXXXX	6 5/8"	3"	XX	30,00		438,70	
			XXXXXXXXXX	6 5/8"	3"	XX	30,00		408,70	
			XXXXXXXXXX	6 5/8"	3"	XX	30,00		348,70	
MARTILLO	4 1/2" IF PIN x CAJA	WEATHERFORD	XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/2"	XX	30,00	30,00	348,70	30000
2 HWDP 5" OD; 59.16 lb/FT	4 1/2" IF PIN x CAJA	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	6 5/8"	3"	XX	30,00	60,00	318,70	
			XXXXXXXXXX	6 5/8"	3"	XX	30,00		288,70	
7 DRILL COLLAR 6 1/2" OD; 99.5 lb/FT	4 1/2" IF PIN x CAJA	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00	210,00	258,70	29700
			XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00		228,70	
			XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00		198,70	
			XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00		168,70	
			XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00		138,70	
			XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00		108,70	
XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00	78,70					
ESTABILIZADOR 6 1/2" x 8 1/4"	4 1/2" IF PIN x CAJA	WEATHERFORD	XXXXXXXXXX	8 1/4"	2 5/16"	XX	7,00	7,00	48,70	29700
DRILL COLLAR 6 1/2" OD; 99.5 lb/FT	4 1/2" IF PIN x CAJA	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 1/4"	XX	30,00	30,00	41,70	29700
ESTABILIZADOR 6 1/2" x 8 1/4"	4 1/2" IF PIN x CAJA	WEATHERFORD	XXXXXXXXXX	8 1/4"	2 5/16"	XX	7,00	7,00	11,70	29700
BIT SUB 6 1/2" OD	4 1/2" IF CAJA X 4 1/2" REG BIT BEVEL	PERFOUSCO	XXXXXXXXXX	6 1/2"	2 3/4"	XX	3,80	3,80	4,70	29700
BROCA 8 1/2"	4 1/2" REG PIN	REED HYCALOG	XXXXXXXXXX	8 1/2"	--	--	0,90	0,90	0,90	30000

**LONGITUD TOTAL
DEL BHA: 468,7 FT**

Ing.
ASEGURAMIENTO DE CALIDAD

Ing.
COMPANY MAN

NOTA: Las compañías, al igual que las longitudes individuales, números de serie y cuellos de pesca no pertenecen a casos reales. Las compañías mencionadas son referidas únicamente con fines prácticos del ejercicio de aplicación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO API. *Práctica Recomendada para el Diseño de Sartas de Perforación y Límites Operacionales: API RP 7G*. Dieciseisava Edición, 1998
- BOURGOYNE, Adam y otros. *Applied Drilling Engineering*. Volumen 2. SPE Textbook Series, 1986.
- ANDREAS, M. *Drill String Design Recommendations*. Primera Edición. Schlumberger Sedco Forex, 1998.
- GRANT PRIDECO DRILLING PRODUCTS & SERVICES. *Extreme Rotary Shoulder Handbook*. 2003.
- SMITH SERVICES DRILCO GROUP. *Drilling Assembly Handbook*. 2001.
- UNITED DRILLING TOOLS LTD. *Downhole Tools Catalogue*. 2008
- FORUM OILFIELD TECHNOLOGIES, INC. *Access Oil Tools Catalogue*. 2007

ANEXOS

ANEXO A. DRILL COLLAR

A.1 PROPIEDADES MECANICAS DEL DRILL COLLAR

DIAMETRO DRILL COLLAR (in)	MINIMO ESFUERZO DE CEDENCIA (psi)	MÍNIMO ESFUERZO DE CEDENCIA A LA TENSION (psi)
3 1/8 - 6 7/8	110000	140000
7 - 11	100000	135000

A.2 DIMENSIONES PARA DRILL COLLAR

Número Drill collar (1)	Diametro Drill collar in.	Hueco + 1/16" -0"	Longitud ft	Peso Aproximado lb/ft.	Section Modular (in. ³)	Desplazamiento US gal/ft	Tipica rata de esfuerzo de flexión
NC 23-31	3 1/8	1 1/4	30	22.00	2.919	0.337	2.57:1
NC 26-35 (2 3/8 IF)	3 1/2	1 1/2	30	26.70	4.067	0.408	2.42:1
NC 31-41 (2 7/8 IF)	4 1/8	2	30 or 31	33.65	6.510	0.515	2.43:1
NC 35-47	4 3/4	2	30 or 31	46.81	10.191	0.716	2.58:1
NC 38-50 (3 1/2 IF)	5	2 1/4	30 or 31	53.29	11.769	0.815	2.38:1
NC 44-60	6	2 1/4	30 or 31	82.61	20.786	1.264	2.49:1
NC 44-60	6	2 13/16	30 or 31	75.90	20.182	1.161	2.84:1
NC 44-62	6 1/4	2 1/4	30 or 31	90.52	23.566	1.385	2.91:1
NC 46-62 (4 IF)	6 1/4	2 13/16	30 or 31	83.81	22.986	1.282	2.63:1
NC 46-65 (4 IF)	6 1/2	2 1/4	30 or 31	99.52	26.574	1.522	2.76:1
NC 46-65 (4 IF)	6 1/2	2 13/16	30 or 31	92.81	26.016	1.420	3.05:1
NC 46-67 (4 IF)	6 3/4	2 1/4	30 or 31	108.52	29.821	1.600	3.18:1
NC 50-70 (4 1/2 IF)	7	2 1/4	30 or 31	117.52	33.315	1.798	2.54:1
NC 50-70 (4 1/2 IF)	7	2 13/16	30 or 31	110.77	32.796	1.694	2.73:1
NC 50-72 (4 1/2 IF)	7 1/4	2 13/16	30 or 31	119.81	36.565	1.833	3.12:1
NC 56-77	7 3/4	2 13/16	30 or 31	139.90	44.906	2.140	2.70:1
NC 56-80	8	2 13/16	30 or 31	150.81	49.498	2.307	3.02:1
6 5/8 API Reg	8 1/4	2 13/16	30 or 31	161.81	54.382	2.472	2.93:1
NC 61-90	9	2 13/16	30 or 31	195.81	70.887	2.995	3.17:1
7 5/8 API Reg	9 1/2	3	30 or 31	217.00	83.336	3.319	2.81:1
NC 70-97	9 3/4	3	30 or 31	230.00	90.179	3.518	2.57:1
NC 70-100	10	3	30 or 31	242.97	97.380	3.717	2.81:1
8 5/8 API Reg	11	3	30 or 31	299.00	129.948	4.574	2.84:1

(Tomada de. *Extreme Rotary Shouldered Connections*. 2003 -GRANT PRIDECO.)

A.3 RANGO DE DRILL COLLAR IDEAL

Tamaño hueco (in)	Tamaño del casing a ser corrido (in)	Ideal Drill	Rango del collar	Drill collar API
		Min. (in)	Max. (in)	Rango ideal para el tamaño de inclinación (in)
6 1/8	4 1/2	3.875	4.750	4 1/8, 4 3/4
6 1/4	4 1/2	3.750	4.875	4 1/8, 4 3/4
6 3/4	4 1/2	3.250	5.125	3 1/2, 4 1/8, 4 3/4, 5
7 7/8	4 1/2	2.125	6.250	3 1/8, 3 1/2, 4 1/8, 4 3/4, 5, 6, 6 1/4
	5 1/2	4.225	6.250	4 3/4, 5, 6, 6 1/4
8 3/8	5 1/2	3.725	6.750	4 1/8, 4 3/4, 5, 6, 6 1/4, 6 1/2, 6 3/4
	6 5/8	6.405	6.750	6 1/2, 6 3/4
8 1/2	6 5/8	6.280	6.750	6 1/2, 6 3/4
	7	*6.812	6.750	6 3/4
8 3/4	6 5/8	6.030	7.125	6 1/4, 6 1/2, 6 3/4, 7
	7	6.562	7.125	6 3/4, 7
9 1/2	7	6.812	7.625	6, 6 1/4, 6 1/2, 7, 7 1/4
	7 5/8	7.500	7.875	7 3/4
9 7/8	7	5.437	8.000	6, 6 1/4, 6 1/2, 6 3/4, 7, 7 1/4, 7 3/4, 8
	7 5/8	7.125	8.000	7 1/4, 7 3/4, 8
10 5/8	7 5/8	6.375	8.500	6 1/2, 6 3/4, 7, 7 1/4, 7 3/4, 8, 8 1/4
	8 5/8	*8.625	8.500	8 1/4
11	8 5/8	8.250	8.875	8 1/4
12 1/4	9 5/8	9.000	10.125	9, 9 1/2, 9 3/4, 10
	10 3/4	*11.250	10.125	10
13 3/4	10 3/4	9.750	11.250	9 3/4, 10, 11
14 3/4	11 3/4	10.750	12.000	11, **12
17 1/2	13 3/8	11.250	13.375	**12
20	16	14.000	14.750	**14
24	18 5/8	15.500	16.750	**16
26	20	16.000	19.500	**16

(Tomada de. *Extreme Rotary Shoulder* 2003 - GRANT PRIDECO)

ANEXO B. HEAVY WEIGHT DRILL PIPE

B.1 HWDP CONVENCIONAL

HEAVY WEIGHT DRILL PIPE CONVENCIONAL																
TUBO										UNION				PESO (lb)		Torque (ft-lb)
Tamaño Unitario (in)	Dimensiones unitarias del tubo				Espirales exterior Dia. [C] (in)	Elevador Exterior Dia. [B] (in)	Propiedades mecánicas del tubo		Tamaño y Tipo de Conexión	OD [D] (in)	ID (in)	Propiedades mecánicas de las uniones		Aprox. incluye Tubo y Union		
	ID (in)	Espesor de pared (in)	Area (in ²)	Sección Modulares (in ³)			Cedencia a la tensión (lb)	Cedencia a la torsión (ft-lb)				Cedencia a la tensión (lb)	Cedencia a la torsión (ft-lb)	(1 ft)	(31 ft)	
2 7/8	1 1/2	0.688	4.727	2.161	3 5/16	2 15/16	520,000	22,400	NC26 (2 3/8 IF)	3 3/8	1 1/2	357,700	6,300	17.26	535	3,800
3 1/2	2 1/16	0.719	6.282	3.702	4	3 7/8	345,400	19,600	NC38 (3 1/2 IF)	4 3/4	2 1/8	842,400	19,200	25.65	795	11,500
3 1/2	2 1/4	0.625	5.645	3.490	4	3 7/8	310,500	18,500	NC38 (3 1/2 IF) HT38 XT39	4 3/4 4 7/8 4 7/8	2 1/4	790,900 790,900 871,400	19,200 34,200 40,700	23.48 23.96 23.96	728 743 743	11,500 20,500 24,400
4	2 9/16	0.719	7.411	5.225	4 1/2	4 3/16	407,600	27,600	NC40 (4 FH) XT39	5 1/4 4 7/8	2 9/16	838,300 729,700	27,800 37,000	29.92 28.40	928 880	14,600 22,200
4 1/2	2 3/4	0.875	9.965	7.698	5	4 11/16	548,100	40,700	NC46 (4 IF)	6 1/4	2 13/16	1,151,100	43,600	41.45	1,285	22,500
5	3	1.000	12.566	10.681	5 1/2	5 1/8	691,200	56,500	NC50 (4 1/2 IF) HT50	6 5/8	3	1,416,200	57,800 88,800	50.38	1,562	30,000 53,300
5 1/2	3 1/4	1.125	15.463	14.342	6	5 11/16	850,400	75,900	5 1/2 FH HT55	7 1/4	3 1/4	1,778,300	78,700 115,100	61.63	1,911	41,200 69,000
5 7/8	4	0.938	14.542	15.630	6 3/8	6	799,800	82,700	XT57	7	4	1,403,100	106,200	57.42	1,780	63,700
6 5/8	4 1/2	1.063	18.574	22.476	7 1/8	6 5/16	1,021,600	118,900	6 5/8 FH	8	4 1/2	1,896,100	87,900	71.43	2,214	50,500

(Tomada de *Extreme Rotary Shoulder* 2003 - GRANT PRIDECO)

B.2 HWDP TRI-SPIRAL

HEAVY WEIGHT DRILL PIPE TRI-SPIRAL																
TUBO										UNION				PESO (lb)		Torque (ft-lb)
Tamaño Unitario (in)	Dimensiones unitarias del tubo				Espirales exterior Dia. [C] (in)	Elevador Exterior Dia. [B] (in)	Propiedades mecánicas del tubo		Tamaño y Tipo de Conexión	OD [D] (in)	ID (in)	Propiedades mecánicas de las uniones		Aprox. incluye Tubo y Union		
	ID (in)	Espesor de pared (in)	Area (in ²)	Sección Modulares (in ³)			Cedencia a la tensión (lb)	Cedencia a la torsión (ft-lb)				Cedencia a la tensión (lb)	Cedencia a la torsión (ft-lb)	(1 ft)	(31 ft)	
2 7/8	1 1/2	0.688	4.727	2.161	3 5/16	2 15/16	520,000	22,400	NC26 (2 3/8 IF)	3 3/8	1 1/2	357,700	6,300	18.22	565	3,800
3 1/2	2 1/16	0.719	6.282	3.702	4	3 7/8	345,400	19,580	NC38 (3 1/2 IF)	4 3/4	2 1/8	842,400	19,200	27.05	839	11,500
3 1/2	2 1/4	0.625	5.645	3.490	4	3 7/8	310,500	18,500	NC38 (3 1/2 IF) HT38 XT39	4 3/4 4 7/8 4 7/8	2 1/4	790,900 790,900 871,400	19,200 34,200 40,700	24.88 25.36 25.36	771 786 786	11,500 20,500 24,400
4	2 9/16	0.719	7.411	5.225	4 1/2	4 3/16	407,600	27,600	NC40 (4 FH) XT39	5 1/4 4 7/8	2 9/16	838,300 729,700	27,800 37,000	31.51 29.99	977 930	14,600 22,200
4 1/2	2 3/4	0.875	9.965	7.698	5	4 11/16	548,100	40,700	NC46 (4 IF)	6 1/4	2 13/16	1,151,100	43,600	43.31	1,343	22,500
5	3	1.000	12.566	10.681	5 1/2	5 1/8	691,200	56,500	NC50 (4 1/2 IF) HT50	6 5/8	3	1,416,200	57,800 88,800	52.34	1,623	30,000 53,300
5 1/2	3 1/4	1.125	15.463	14.342	6	5 11/16	850,400	75,900	5 1/2 FH HT55	7 1/4	3 1/4	1,778,300	78,700 115,100	63.78	1,977	41,200 69,000
5 7/8	4	0.938	14.542	15.630	6 3/8	6	799,800	82,700	XT57	7	4	1,403,100	106,200	57.42	1,780	63,700
6 5/8	4 1/2	1.063	18.574	22.476	7 1/8	6 5/16	1,021,600	118,900	6 5/8 FH	8	4 1/2	1,896,100	87,900	74.67	2,315	50,500

(Tomada de *Extreme Rotary Shoulder* 2003 - GRANT PRIDECO.)

B.3 HWDP SPIRAL

HEAVY WEIGHT DRILL PIPE SPIRAL																
TUBO										UNION				PESO (lb)		
Tamaño Unitario (in)	Dimensiones unitarias del tubo				Espirales exterior Dia. [C] (in)	Elevador Exterior Dia. [B] (in)	Propiedades mecánicas del tubo		Tamaño y Tipo de Conexión	OD [D] (in)	ID (in)	Propiedades mecánicas de las uniones		Aprox. incluye Tubo y Union		Torque (ft-lb)
	ID (in)	Espesor de pared (in)	Area (in ²)	Sección Modular S (in ³)			Cedencia a la tensión (lb)	Cedencia a la torsión (ft-lb)				Cedencia a la tensión (lb)	Cedencia a la torsión (ft-lb)	(1 ft)	(31 ft)	
3 3/16	2	0.594	4.840	2.687	3 5/16	3 3/16	532,400	28,400	SLH90	3 7/8	2	407,000	12,000	19.48	604	6,300
3 1/2	2 1/4	0.625	5.645	3.490	4	3 5/8	310,500	18,500	NC38 (3 1/2 IF) HT38 XT39	4 7/8	2 1/4	790,900 790,900 871,400	22,900 34,200 40,700	30.39	942	13,100 20,500 24,400
4	2 9/16	0.719	7.411	5.225	4 1/2	4 1/8	407,600	27,600	NC40 (4 FH) XT39	5	2 9/16	838,300 729,700	20,900 40,800	28.90	896	12,600 24,500
4 1/2	2 3/4	0.875	9.965	7.698	5	4 5/8	548,100	40,700	NC46 (4 IF)	6 1/4	2 13/16	1,151,100	43,600	49.53	1,535	22,500
5	3	1.000	12.566	10.681	5 1/2	5 1/8	691,200	56,500	NC50 (4 1/2 IF) HT50	6 5/8	3	1,416,200	57,800 88,800	59.16	1,834	30,000 53,300
5 1/2	4	0.750	11,192	11.764	6	5 5/8	615,600	62,200	5 1/2 FH HT55	7	4	1,265,800	55,900 77,200	55.21	1,712	29,200 46,300
5 7/8	4	0.938	14.542	15.630	6 3/8	6	799,800	82,700	XT57	7	4	1,403,100	106,200	65.38	2,027	63,700
6 5/8	5	0.813	14.837	19.285	7 1/8	6 3/4	816,000	102,000	6 5/8 FH	8	5	1,448,400	73,700	73.40	2,275	38,400

(Tomada de *Extreme Rotary Shoulder*. 2003 - GRANT PRIDECO..)

ANEXO C. DRILL PIPE

C.1 GRADOS Y RESISTENCIAS DEL DRILL PIPE

GRADO Y DESIGNACIÓN	ESFUERZO DE CEDENCIA AL COLAPSO (psi)	MÍNIMO ESFUERZO DE CEDENCIA (psi)
D 55	65000	55000
E 75	85000	75000
X 95	110000	95000
G 105	120000	105000
S 135	145000	135000

(Tomada de Sedco Forex)

C.2 DIMENSIONES, TENSIÓN Y TORSIÓN PARA DRILL PIPE NUEVA

Drill Pipe Torsional and Tensile Data – New

Size OD	Nominal Weight	Torsional Yield Strength ¹						Tensile Yield Strength ²						
		E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150	E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150	
in.	lb/ft	ft-lb	ft-lb	ft-lb	ft-lb	ft-lb	ft-lb	lb	lb	lb	lb	lb	lb	lb
2 ³ / ₈	4.85	4,763	6,033	6,668	8,574	8,891	9,526	97,817	123,902	136,944	176,071	182,593	195,635	
	6.65	6,250	7,917	8,751	11,251	11,688	12,501	138,214	175,072	193,500	248,786	258,000	276,429	
2 ⁷ / ₈	6.85	8,083	10,238	11,316	14,549	15,087	16,165	135,902	172,143	190,263	244,624	253,684	271,804	
	10.40	11,554	14,635	16,176	20,798	21,568	23,109	214,344	271,143	300,082	385,820	400,110	428,689	
3 ¹ / ₂	9.50	14,635	16,176	20,798	25,463	26,406	28,292	194,264	246,068	271,970	349,675	362,267	388,529	
	13.30	18,551	23,498	25,972	33,392	34,629	37,103	271,569	343,988	380,197	488,825	506,929	543,139	
	15.50	21,086	26,708	29,520	37,954	39,360	42,171	322,775	408,848	451,685	580,995	602,513	645,550	
4	11.85	19,474	24,668	27,264	35,054	36,352	38,949	230,755	292,290	323,057	415,360	430,743	461,511	
	14.00	23,288	29,498	32,603	41,918	43,470	46,575	285,359	361,454	399,502	513,646	532,670	570,717	
	15.70	25,810	32,692	36,134	46,458	48,178	51,620	324,118	410,550	453,765	583,413	605,020	648,236	
4 ¹ / ₂	16.60	30,807	39,022	43,130	55,453	57,506	61,614	330,558	418,707	462,781	595,004	617,041	661,116	
	20.00	36,901	46,741	51,661	66,421	68,881	73,802	412,358	522,320	577,301	742,244	769,734	824,715	
5	19.50	41,167	52,144	57,633	74,100	76,844	82,333	395,595	501,087	553,833	712,070	738,443	791,189	
	25.60	52,257	66,192	73,159	94,062	97,546	104,513	530,144	671,515	742,201	954,259	989,602	1,060,288	
5 ¹ / ₂	21.90	50,710	64,233	70,994	91,278	94,659	101,420	437,116	553,681	611,963	786,809	815,950	874,233	
	24.70	56,574	71,660	79,204	101,833	105,605	113,148	497,222	629,814	696,111	894,999	928,147	994,444	
5 ⁷ / ₈	23.40	58,605	74,233	82,047	105,489	109,396	117,210	469,013	594,083	656,619	844,224	875,491	938,026	
	26.30	65,508	82,977	91,711	117,915	122,282	131,016	533,890	676,261	747,446	961,002	996,595	1,067,780	
6 ⁵ / ₈	25.20	70,580	89,402	98,812	127,044	131,750	141,160	489,464	619,988	685,250	881,035	913,666	978,928	
	27.70	76,296	96,640	106,813	137,331	142,417	152,589	534,199	676,651	747,878	961,556	997,169	1,068,396	

¹ Based on the shear strength equal to 57.7% of minimum yield strength and nominal wall thickness.

Minimum torsional yield strength calculated from Formula in API RP 7G Latest Edition.

² Minimum tensile strength calculated from Formula in API RP 7G Latest Edition.

(Tomada de GRANT PRIDECO - 2009)

C.3 PRESIÓN DE COLAPSO E INTERNA PARA DRILL PIPE NUEVA

		Drill Pipe Collapse and Internal Pressure Data – New												
Size OD	Nominal Weight	API Collapse Pressure ¹						API Minimum Internal Yield Pressure ¹						
		E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150	E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150	
in.	lb/ft	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi
2 3/8	4.85	11,040	13,984	15,456	19,588	19,588	20,661	10,500	13,300	14,700	18,900	19,600	21,000	21,000
	6.65	15,599	19,759	21,839	29,119	29,119	31,199	15,474	19,600	21,663	27,853	28,884	30,947	30,947
2 7/8	6.85	10,467	12,940	14,020	17,500	17,500	18,398	9,907	12,548	13,869	17,832	18,492	19,813	19,813
	10.40	16,509	20,911	23,112	30,817	30,817	33,018	16,526	20,933	23,137	29,747	30,849	33,052	33,052
3 1/2	9.50	10,001	12,077	13,055	16,158	16,158	16,943	9,525	12,065	13,335	17,145	17,780	19,050	19,050
	13.30	14,113	17,877	19,758	26,345	26,345	28,226	13,800	17,480	19,320	24,840	25,760	27,600	27,600
	15.50	16,774	21,247	23,484	31,312	31,312	33,549	16,838	21,328	23,573	30,308	31,430	33,675	33,675
4	11.85	8,381	9,978	10,708	12,894	12,894	13,404	8,597	10,889	12,036	15,474	16,048	17,194	17,194
	14.00	11,354	14,382	15,896	20,742	20,742	21,912	10,828	13,716	15,159	19,491	20,213	21,656	21,656
	15.70	12,896	16,335	18,055	24,073	24,073	25,793	12,469	15,794	17,456	22,444	23,275	24,938	24,938
4 1/2	16.60	10,392	12,765	13,825	17,228	17,228	18,103	9,829	12,450	13,761	17,693	18,348	19,658	19,658
	20.00	12,964	16,421	18,149	24,199	24,199	25,927	12,542	15,886	17,558	22,575	23,411	25,083	25,083
5	19.50	9,962	12,026	12,999	16,079	16,079	16,858	9,503	12,037	13,304	17,105	17,738	19,005	19,005
	25.60	13,500	17,100	18,900	25,200	25,200	27,000	13,125	16,625	18,375	23,625	24,500	26,250	26,250
5 1/2	21.90	8,413	10,019	10,753	12,957	12,957	13,473	8,615	10,912	12,061	15,507	16,081	17,230	17,230
	24.70	10,464	12,933	14,013	17,489	17,489	18,386	9,903	12,544	13,865	17,826	18,486	19,807	19,807
5 7/8	23.40	7,453	8,775	9,362	10,825	11,023	11,376	8,065	10,216	11,291	14,517	15,054	16,130	16,130
	26.30	9,558	11,503	12,414	14,892	15,266	15,976	9,271	11,744	12,980	16,688	17,306	18,543	18,543
6 3/8	25.20	4,788	5,321	5,500	6,121	6,121	6,260	6,538	8,281	9,153	11,768	12,204	13,075	13,075
	27.70	5,894	6,755	7,103	7,813	7,813	7,970	7,172	9,084	10,040	12,909	13,387	14,343	14,343

¹Calculations are based on formulas in API Bul, 5C3 Latest Edition.

(Tomada de GRANT PRIDECO - 2009)

C.4 DIMENSIONES, TENSION Y TORSIÓN PARA DRILL PIPE CLASE PREMIUM

		Drill Pipe Torsional and Tensile Data – API Premium Class											
Size OD	Nominal2 Weight	Torsional Yield Strength ^{1,2}					Tensile Yield Strength ²						
		20% Uniform Wear					20% Uniform Wear						
in.	lb/ft	E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150	E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150
		ft-lb	ft-lb	ft-lb	ft-lb	ft-lb	ft-lb	lb	lb	lb	lb	lb	lb
2 3/8	4.85	3,725	4,719	5,215	6,705	6,954	7,450	76,893	97,398	107,650	138,407	143,534	153,786
	6.65	4,811	6,093	6,735	8,980	8,659	9,621	107,616	136,313	150,662	193,709	200,883	215,232
2 7/8	6.85	6,332	8,020	8,865	11,397	11,819	12,664	106,946	135,465	149,725	192,503	199,633	213,893
	10.40	8,858	11,220	12,401	15,945	16,535	17,716	166,535	210,945	233,149	299,764	310,866	333,071
3 1/2	9.50	11,094	14,052	15,531	19,968	20,708	22,187	152,979	193,774	214,171	275,363	285,562	305,959
	13.30	14,361	18,191	20,106	28,850	26,808	28,723	212,150	268,723	297,010	381,870	396,014	424,300
	15.50	16,146	20,452	22,605	29,063	30,189	32,292	250,620	317,452	350,868	451,115	467,823	501,239
4	11.85	15,310	19,392	21,433	27,557	28,578	30,619	182,016	230,554	254,823	327,630	339,764	364,033
	14.00	18,196	23,048	25,474	32,752	33,966	36,392	224,182	283,963	313,854	403,527	418,472	448,363
	15.70	20,067	25,418	28,094	36,120	37,458	40,134	253,851	321,544	355,391	456,931	473,855	507,701
4 1/2	16.60	24,139	30,576	33,795	43,450	45,060	48,278	260,165	329,542	364,231	468,297	485,641	520,330
	20.00	28,683	36,332	40,157	51,630	53,542	57,367	322,916	409,026	452,082	581,248	602,776	645,831
5	19.50	32,285	40,895	40,199	58,113	60,266	64,571	311,535	394,612	436,150	560,764	581,533	623,071
	25.60	40,544	51,356	56,762	72,979	75,682	81,088	414,690	525,274	580,566	746,443	774,088	829,380
5 1/2	21.90	39,863	50,494	55,809	71,754	74,412	79,727	344,780	436,721	482,692	620,604	643,589	689,560
	24.70	44,320	56,139	62,048	79,776	82,731	88,640	391,285	495,627	547,799	704,313	730,398	782,569
5 7/8	23.40	58,605	74,233	82,047	105,489	108,117	114,268	469,013	594,083	656,619	844,224	891,222	940,595
	26.30	65,508	82,977	91,711	117,915	121,915	128,815	533,890	676,261	747,446	961,002	1,015,156	1,074,239
6 3/8	25.20	55,766	70,637	78,072	100,379	104,096	111,532	387,465	490,790	542,452	697,438	723,270	774,932
	27.70	60,190	76,240	84,270	108,340	112,357	120,383	422,420	535,060	591,390	760,350	788,514	844,836

¹Based on the shear strength equal to 57.7% of minimum yield strength.

²Torsional and Tensile data based on 20% uniform wear on OD.

(Tomada de GRANT PRIDECO - 2009)

C.5 PRESIÓN DE COLAPSO E INTERNA PARA DRILL PIPE CLASE PREMIUM

		Drill Pipe Collapse and Internal Pressure Data – API Premium Class												
Size OD	Nominal Weight	API Collapse Pressure ¹						API Minimum Internal Yield Pressure ¹						
		E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150	E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150	
in.	lb/ft	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi
2 3/8	4.85	8,522	10,161	10,912	12,891	13,178	13,713	9,600	12,160	13,440	17,280	17,920	19,200	
	6.65	13,378	16,945	18,729	24,080	24,972	26,756	14,147	17,920	19,806	25,465	26,408	28,295	
2 7/8	6.85	7,640	9,017	9,633	11,186	11,399	11,784	9,057	11,473	12,680	16,303	16,907	18,115	
	10.40	14,223	18,016	19,912	25,602	26,550	28,446	15,110	19,139	21,153	27,197	28,205	30,219	
3 1/2	9.50	7,074	8,284	8,813	10,093	10,259	10,548	8,709	11,031	12,192	15,675	16,256	17,417	
	13.30	12,015	15,218	16,820	21,626	22,427	24,029	12,617	15,982	17,664	22,711	23,552	25,234	
	15.50	14,472	18,331	20,260	26,049	27,014	28,943	15,394	19,499	21,522	27,710	28,736	30,789	
4	11.85	5,704	6,508	6,827	7,445	7,497	7,564	7,860	9,956	11,004	14,148	14,672	15,720	
	14.00	9,012	10,795	11,622	13,836	14,164	14,782	9,900	12,540	13,860	17,820	18,480	19,800	
	15.70	10,914	13,825	15,190	18,593	19,127	20,162	11,440	14,440	15,960	20,520	21,280	22,800	
4 1/2	16.60	7,525	8,868	9,467	10,964	11,168	11,533	8,987	11,383	12,581	16,176	16,775	17,973	
	20.00	10,975	13,901	15,350	18,806	19,349	20,402	11,467	14,524	16,053	20,640	21,404	22,933	
5	19.50	7,041	8,241	8,765	10,029	10,192	10,476	8,688	11,005	12,163	15,638	16,218	17,376	
	25.60	11,458	14,514	16,042	20,510	21,126	22,329	12,000	15,200	16,800	21,600	22,400	24,000	
5 1/2	21.90	5,730	6,542	6,865	7,496	7,550	7,612	7,876	9,977	11,027	14,177	14,703	15,753	
	24.70	7,635	9,011	9,626	11,177	11,390	11,774	9,055	11,469	12,676	16,298	16,902	18,109	
5 7/8	23.40	4,922	5,495	5,694	6,204	6,296	6,450	7,374	9,340	10,323	13,273	13,764	14,747	
	26.30	6,699	7,798	8,269	9,368	9,503	9,728	8,477	10,737	11,897	15,258	15,823	16,953	
6 5/8	25.20	2,931	3,252	3,353	3,429	3,429	3,429	5,977	7,571	8,368	10,759	11,158	11,955	
	27.70	3,615	4,029	4,222	4,562	4,582	4,592	6,557	8,305	9,179	11,802	12,240	13,114	

¹Data are based on minimum wall of 80% nominal wall. Collapse pressures are based on uniform OD wear. Internal pressures are based on uniform wear and nominal OD. Calculations for Premium Class drill pipe are based on formulas in API Bul. 5C3 Latest Edition.

(Tomada de GRANT PRIDECO - 2009)

C.6 DIMENSIONES, TENSION Y TORSIÓN PARA DRILL PIPE CLASE 2

		Drill Pipe Torsional and Tensile Data – API Class 2											
Size OD	Nominal Weight	Torsional Yield Strength ^{1,2}						Tensile Yield Strength ²					
		30% Uniform Wear						30% Uniform Wear					
in.	lb/ft	E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150	E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150
		ft-lb	ft-lb	ft-lb	ft-lb	ft-lb	ft-lb	lb	lb	lb	lb	lb	lb
2 3/8	4.85	3,224	4,083	4,513	5,802	6,017	6,447	66,686	84,469	93,360	120,035	124,480	133,372
	6.65	4,130	5,282	5,782	7,434	7,710	8,260	92,871	117,363	130,019	167,167	173,359	185,742
2 7/8	6.85	5,484	6,946	7,677	9,871	10,236	10,967	92,801	117,549	129,922	167,043	173,229	185,603
	10.40	7,591	9,615	10,627	13,663	14,169	15,181	143,557	181,839	200,980	258,403	267,973	287,114
3 1/2	9.50	9,612	12,176	13,457	17,302	17,943	19,225	132,793	168,204	185,910	239,027	274,880	265,586
	13.30	12,365	15,663	17,312	22,258	23,082	24,731	183,398	232,258	256,757	330,116	342,342	366,795
	15.50	13,828	17,515	19,359	24,890	25,815	27,655	215,967	273,558	302,354	388,741	403,139	431,934
4	11.85	13,281	16,823	18,594	23,907	24,792	26,563	158,132	200,301	221,385	284,638	295,180	316,264
	14.00	15,738	19,935	22,034	28,329	29,378	31,477	194,363	246,193	272,108	349,852	362,810	388,725
	15.70	17,315	21,932	24,241	31,166	32,321	34,629	219,738	278,335	307,633	395,528	410,177	439,476
4 1/2	16.60	20,908	26,483	29,271	37,634	39,028	41,816	225,771	285,977	316,080	406,388	421,439	451,542
	20.00	24,747	31,346	34,645	44,544	46,194	49,493	279,502	354,035	391,302	503,103	521,736	559,003
5	19.50	27,976	35,436	39,166	50,356	52,221	55,951	270,432	342,548	378,605	486,778	504,807	540,864
	25.60	34,947	44,267	48,926	62,905	65,235	69,895	358,731	454,392	502,223	654,715	669,630	717,461
5 1/2	21.90	34,582	43,804	48,414	62,247	64,553	69,164	299,533	379,409	419,346	539,160	559,128	599,066
	24.70	38,383	48,619	53,737	69,090	71,649	76,767	339,533	430,076	475,347	611,160	633,796	679,067
5 7/8	23.40	40,049	50,729	56,069	72,088	74,758	80,098	321,861	379,350	419,807	539,722	560,807	604,722
	26.30	44,559	56,441	62,382	80,206	83,176	89,118	365,201	462,588	511,282	657,362	681,709	730,403
6 5/8	25.20	48,497	61,430	67,896	87,295	90,528	96,994	337,236	427,166	472,131	607,026	629,508	674,473
	27.70	52,308	66,257	73,231	94,154	97,641	104,616	367,454	465,442	514,436	661,418	685,915	734,909

¹Based on the shear strength equal to 57.7% of minimum yield strength.
²Torsional and Tensile data based on 30% uniform wear on OD.

(Tomada de GRANT PRIDECO - 2009)

C.7 PRESIÓN DE COLAPSO E INTERNA PARA DRILL PIPE CLASE 2

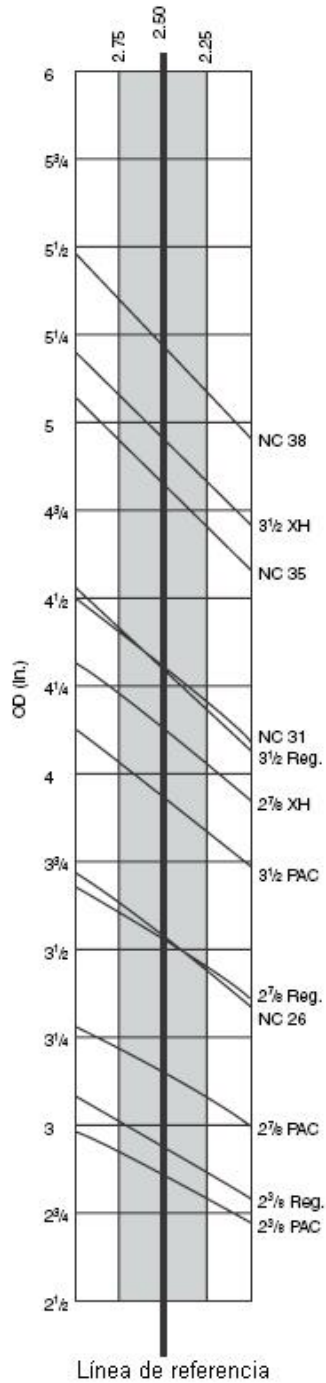
Drill Pipe Collapse and Internal Pressure Data – API Class 2

Size OD	Nominal Weight	API Collapse Pressure ¹						API Minimum Internal Yield Pressure ¹					
		E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150	E-75	X-95	G-105	S-135	Z-140	V-150
in.	lb/ft	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi	psi
2 3/8	4.85	6,852	7,996	8,491	9,664	6,852	10,063	8,400	10,640	11,760	15,120	8,400	16,800
	6.65	12,138	15,375	16,993	21,849	12,138	24,276	12,379	15,680	17,331	22,282	12,379	24,758
2 7/8	6.85	6,055	6,963	7,335	8,123	6,055	8,320	7,925	10,039	11,095	14,265	7,925	15,850
	10.40	12,938	16,388	18,113	23,288	12,938	25,876	13,221	16,746	18,509	23,798	13,221	26,442
3 1/2	9.50	5,544	6,301	6,596	7,137	5,544	7,336	7,620	9,652	10,688	13,716	7,620	15,240
	13.30	10,858	13,753	15,042	18,396	10,858	19,938	11,040	13,984	15,456	19,872	11,040	22,080
4	15.50	13,174	16,686	18,443	23,712	13,174	26,347	13,470	17,062	18,858	24,246	13,470	26,940
	11.85	4,311	4,702	4,876	5,436	4,310	5,579	6,878	8,712	9,629	12,380	6,878	13,755
4 1/2	14.00	7,295	8,570	9,134	10,520	7,295	11,031	8,663	10,973	12,128	15,593	8,663	17,325
	15.70	9,531	11,468	12,374	14,840	9,531	15,917	9,975	12,635	13,965	17,955	9,975	19,950
5	16.60	5,951	6,828	7,185	7,923	5,951	8,094	7,863	9,960	11,090	14,154	7,863	15,727
	20.00	9,631	11,598	12,520	15,033	9,631	16,135	10,033	12,709	14,047	18,060	10,033	20,067
5 1/2	19.50	5,514	6,262	6,552	7,079	5,514	7,293	7,602	9,629	10,643	13,684	7,602	15,204
	25.60	10,338	12,640	13,685	16,587	10,338	17,893	10,500	13,300	14,700	18,900	10,500	21,000
5 7/8	21.90	4,334	4,733	4,899	5,465	4,334	5,613	6,892	8,730	9,649	12,405	6,892	13,784
	24.70	6,050	6,957	7,329	8,115	6,050	8,311	7,923	10,035	11,092	14,261	7,923	15,845
6 1/8	23.40	3,608	4,023	4,215	4,553	3,608	4,582	6,452	8,172	9,033	11,613	6,452	12,904
	26.30	5,206	5,863	6,105	6,561	5,206	6,854	7,417	9,395	10,384	13,351	7,417	14,834
6 5/8	25.20	2,227	2,343	2,346	2,346	2,227	2,346	5,230	6,625	7,322	9,414	5,230	10,460
	27.70	2,750	3,023	3,099	3,132	2,765	3,148	5,728	7,255	8,019	10,310	5,737	11,475

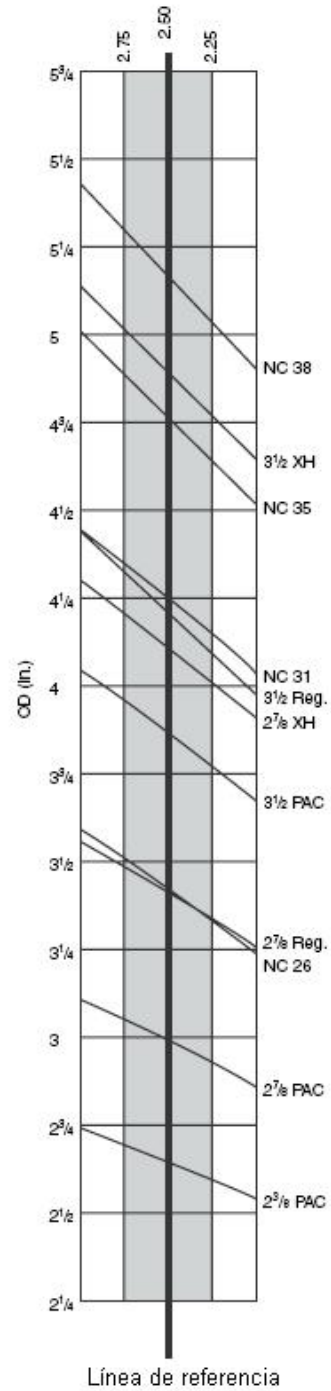
¹Data are based on minimum wall of 70% nominal wall. Collapse pressures are based on uniform OD wear. Internal pressures are based on uniform wear and nominal OD. Calculations for Class 2 are based on formulas in API Bul. 5C3 Latest Edition.

ANEXO D. CARTAS PARA LA SELECCIÓN DE CONEXIONES DE BOTELLAS

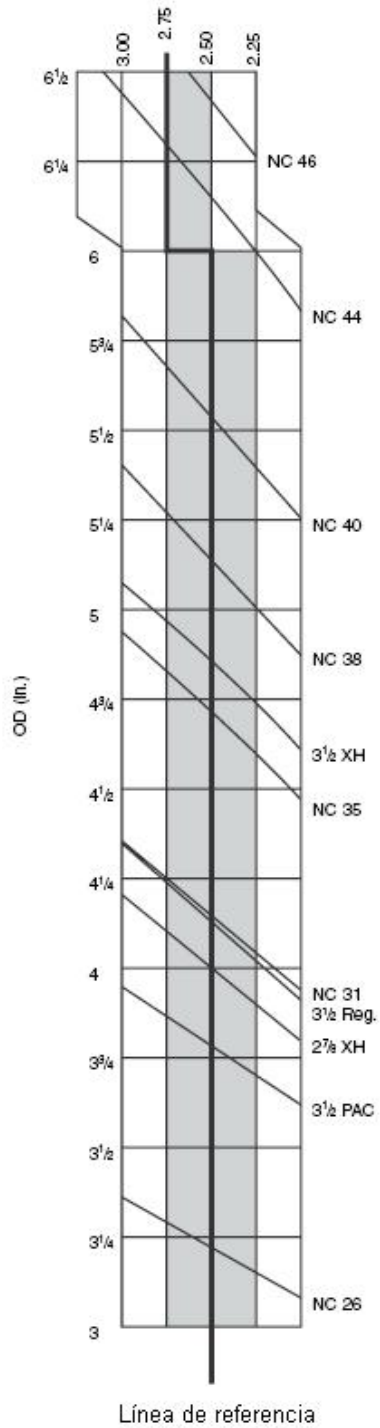
1½ in. ID



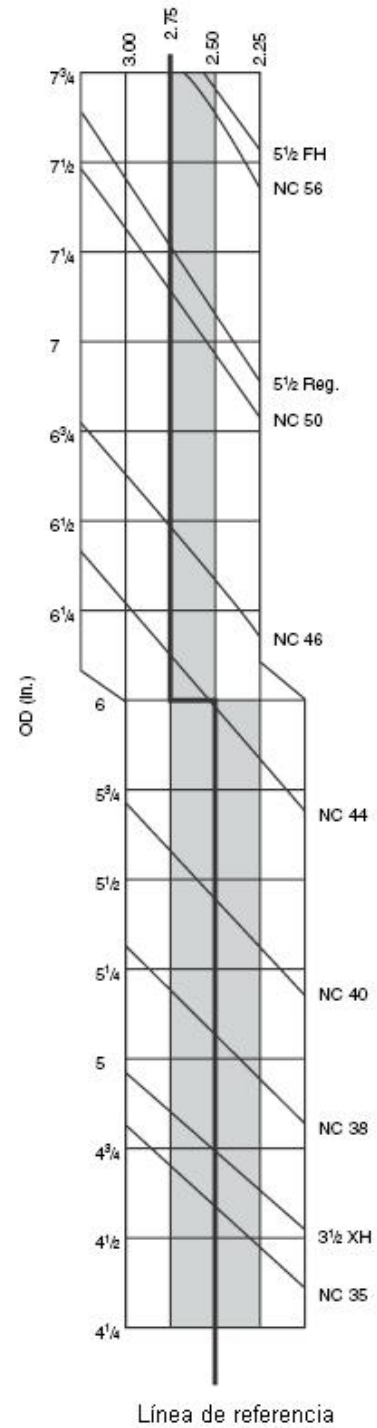
1¾ in. ID



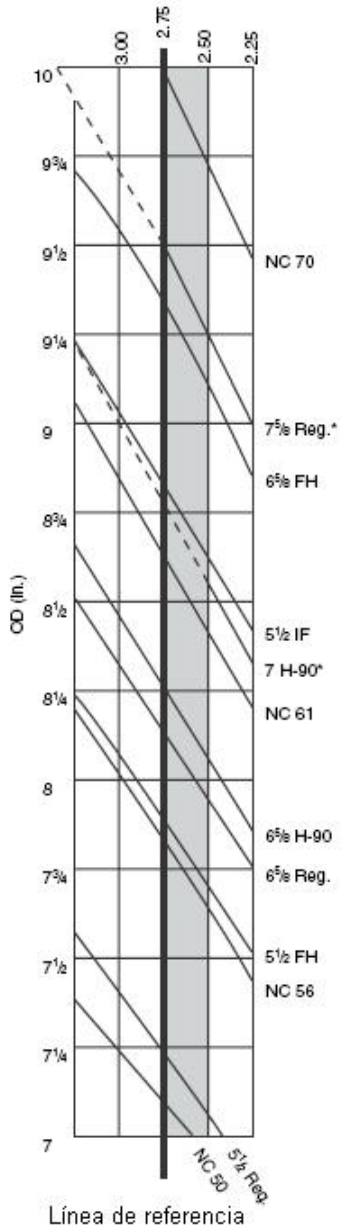
2 in. ID



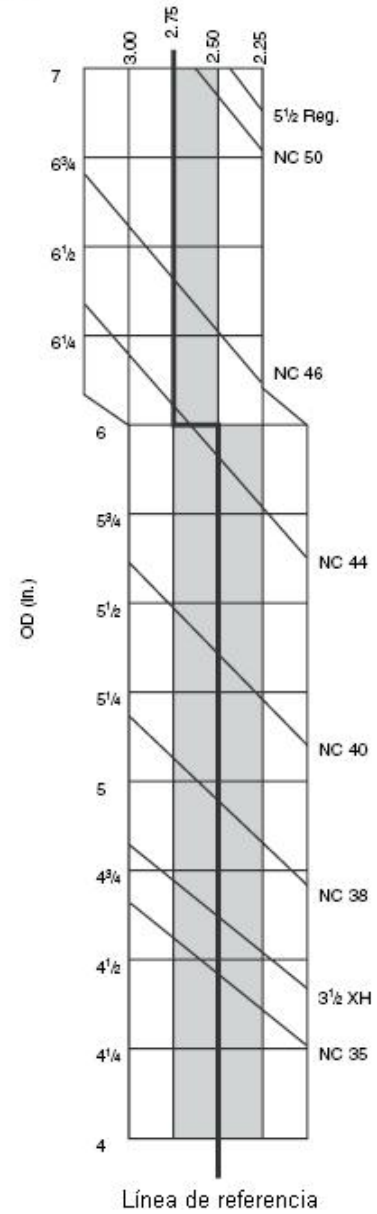
2 1/4 in. ID



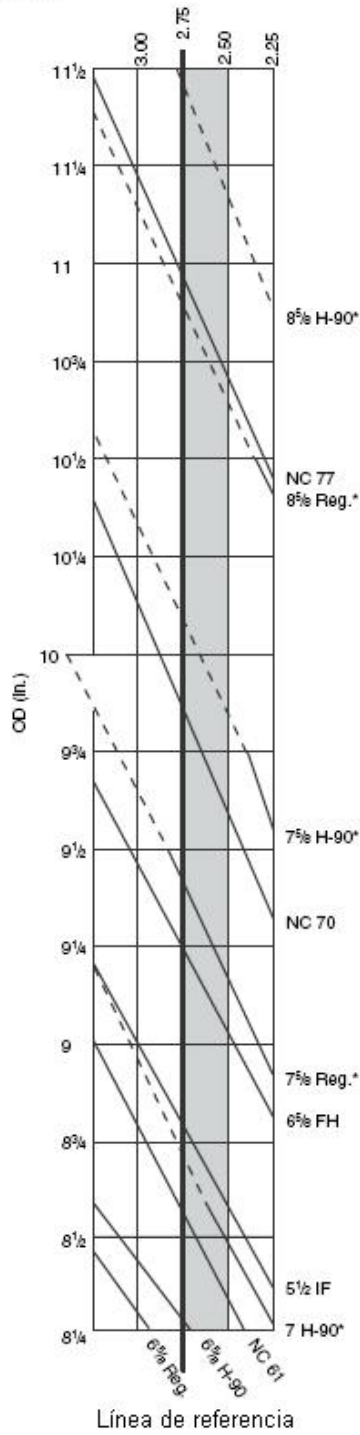
2 1/2 in. ID



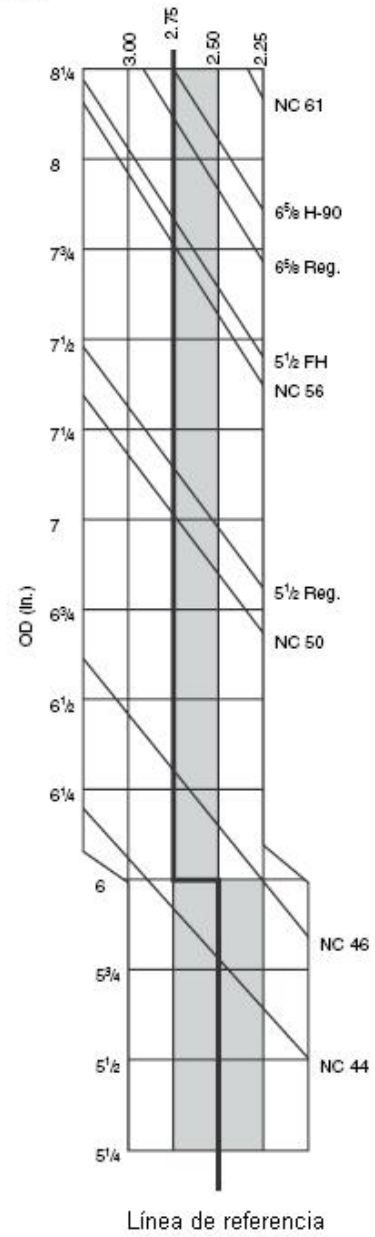
2 1/2 in. ID



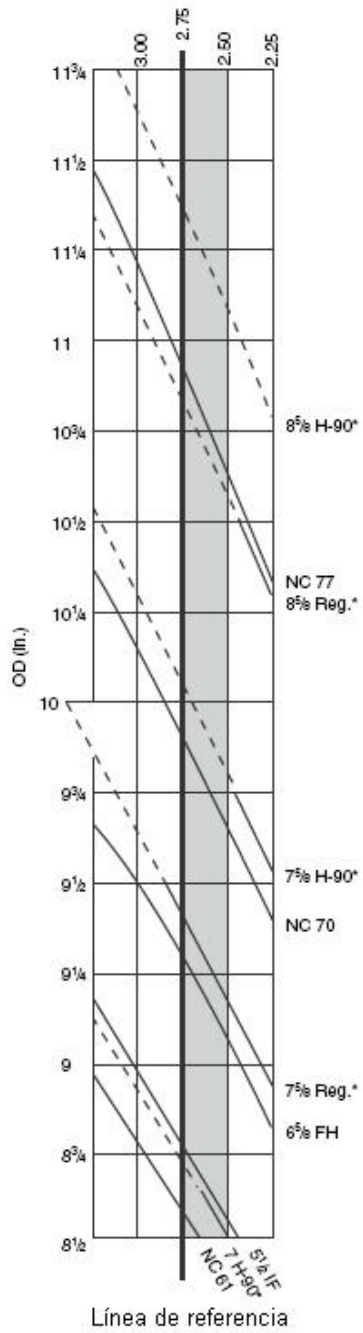
2¹³/₁₆ in. ID



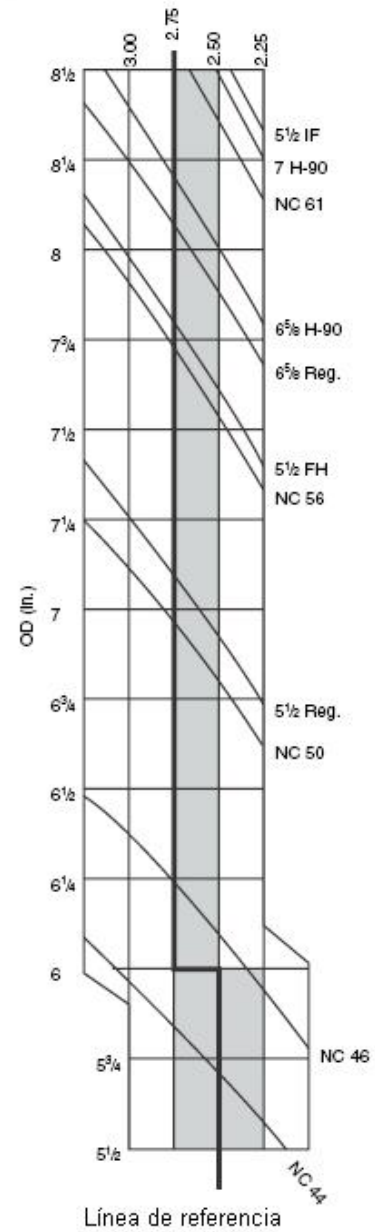
2¹³/₁₆ in. ID



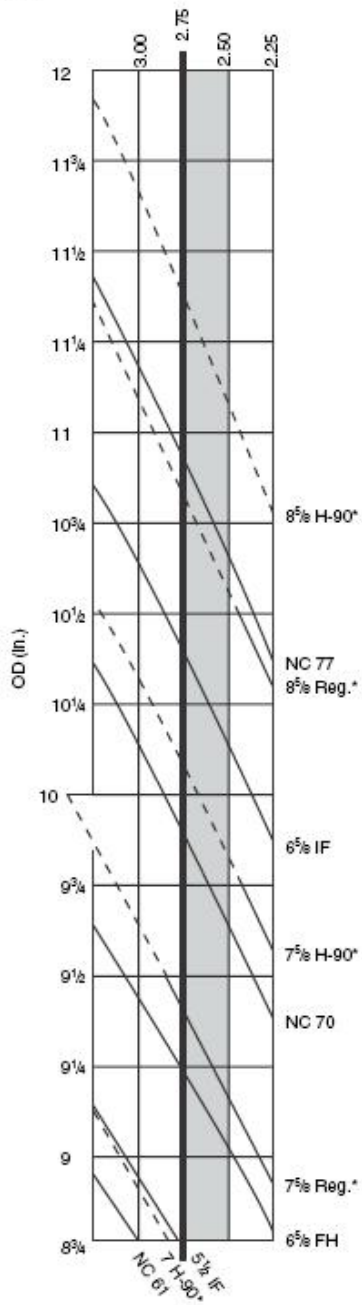
3 in. ID



3 in. ID

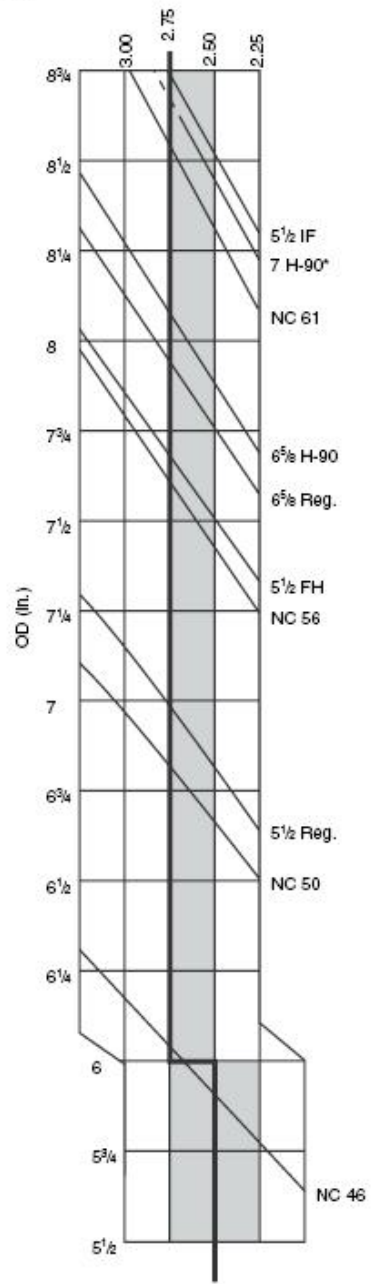


3 1/4 in. ID



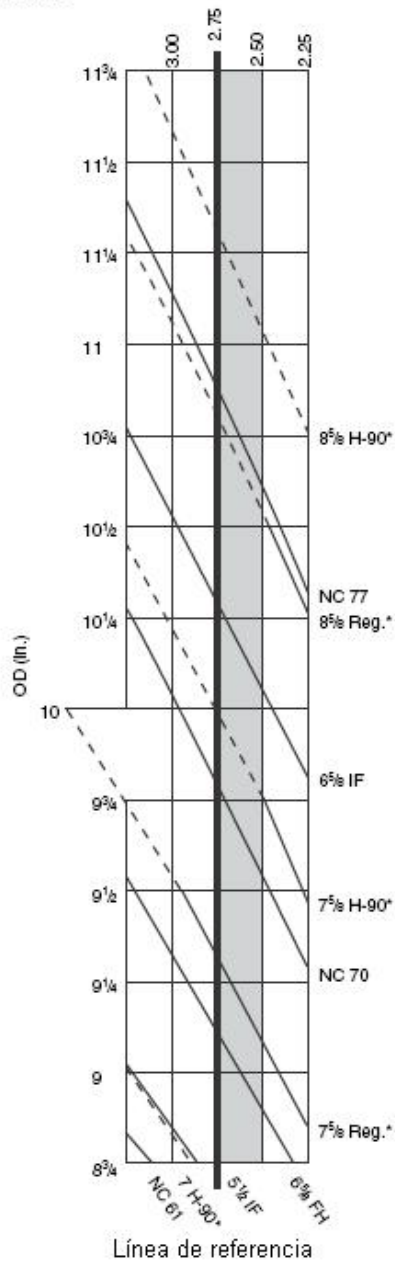
Línea de referencia

3 1/4 in. ID

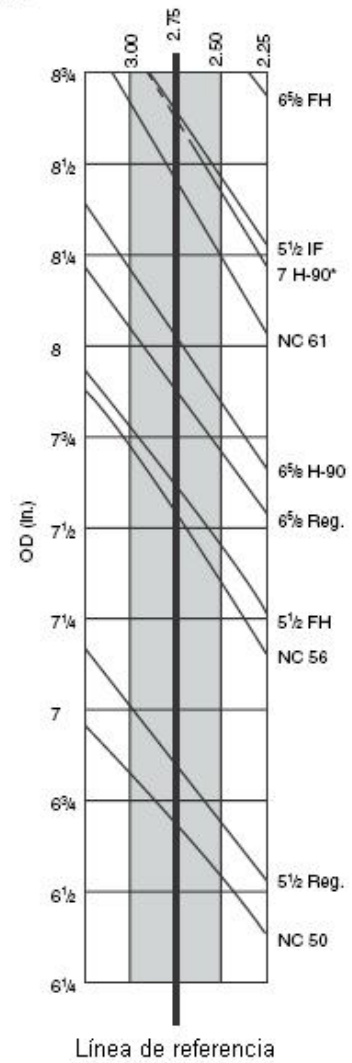


Línea de referencia

3 1/2 in. ID



3 1/2 in. ID



(Tomadas de *Drilling Assembly Handbook*. 2001- SMITH SERVICES)

ANEXO E. CASING MARCA TENARIS™ DE REFERENCIA ER™

TENARIS ER™*												
DESIGNATION			PIPE BODY				COUPLING			PIPE BODY SECTION	COUPLING CRITICAL CROSS-SECTION	TENSILE EFFICIENCY
SIZE	NOMINAL WEIGHT		WALL THICKNESS	INSIDE DIAMETER	DRIFT DIAMETER	OUTSIDE DIAMETER	LENGTH	MAKE-UP LOSS				
in	mm	lbf	in	mm	in	in	in	in	sq in	sq in	%	
7	177.80	20.00	0.272	6.91	6.456	6.331	7.657	10.000	4.409	5.749	9.517	166
		23.00	0.317	8.05	6.366	6.241	7.657	10.000	4.409	6.656	9.517	143
		26.00	0.362	9.19	6.276	6.151	7.657	10.000	4.409	7.549	9.517	126
		29.00	0.408	10.36	6.184	6.059	7.657	10.000	4.409	8.449	9.517	113
		32.00	0.453	11.51	6.094	5.969	7.657	10.000	4.409	9.317	9.517	102
		35.00	0.498	12.65	6.004	5.879	7.657	10.000	4.409	10.173	9.517	94
		38.00	0.540	13.72	5.920	5.795	7.657	10.000	4.409	10.959	9.517	87
		* 41.00	0.590	14.99	5.820	5.695	7.657	10.000	4.409	11.881	9.517	80
		* 44.00	0.640	16.26	5.720	5.595	7.657	10.000	4.409	12.788	9.517	74
		* 46.00	0.670	17.02	5.660	5.535	7.657	10.000	4.409	13.324	9.517	71
7 5/8	193.68	26.40	0.328	8.33	6.969	6.844	8.500	10.374	4.606	7.519	13.409	178
		29.70	0.375	9.53	6.875	6.750	8.500	10.374	4.606	8.540	13.409	157
		33.70	0.430	10.92	6.765	6.640	8.500	10.374	4.606	9.720	13.409	138
		35.80	0.440	11.18	6.695	6.570	8.500	10.374	4.606	10.459	13.409	128
		39.00	0.500	12.70	6.625	6.500	8.500	10.374	4.606	11.192	13.409	120
		42.80	0.562	14.27	6.501	6.376	8.500	10.374	4.606	12.470	13.409	108
		45.30	0.595	15.11	6.435	6.310	8.500	10.374	4.606	13.141	13.409	102
		47.10	0.625	15.88	6.375	6.250	8.500	10.374	4.606	13.744	13.409	98
		51.20	0.687	17.45	6.251	6.126	8.500	10.374	4.606	14.975	13.409	89
		7 3/4	196.85	46.10	0.595	15.11	6.560	6.435	8.625	10.374	4.606	13.373
8 5/8	219.08	24.00	0.264	6.71	8.097	7.972	9.626	10.626	4.724	6.934	17.092	246.5
		* 28.00	0.304	7.72	8.017	7.892	9.626	10.626	4.724	7.947	17.118	215
		32.00	0.352	8.94	7.921	7.796	9.626	10.626	4.724	9.148	17.118	187
		36.00	0.400	10.16	7.825	7.700	9.626	10.626	4.724	10.335	17.118	166
		40.00	0.450	11.43	7.725	7.600	9.626	10.626	4.724	11.557	17.118	148
		44.00	0.500	12.70	7.625	7.500	9.626	10.626	4.724	12.763	17.118	134
		49.00	0.557	14.15	7.511	7.386	9.626	10.626	4.724	14.117	17.118	121
		52.00	0.595	15.11	7.435	7.310	9.626	10.626	4.724	15.010	17.118	114
		54.00	0.625	15.88	7.375	7.250	9.626	10.626	4.724	15.708	17.118	109
		9 5/8	244.48	58.70	0.687	17.45	7.251	7.126	9.626	10.626	4.724	17.132
		* 36.00	0.352	8.94	8.921	8.765	10.626	10.626	4.724	10.255	19.015	185
		40.00	0.395	10.03	8.835	8.679	10.626	10.626	4.724	11.454	19.991	175
		43.50	0.435	11.05	8.755	8.599	10.626	10.626	4.724	12.560	18.991	151
		47.00	0.472	11.99	8.681	8.525	10.626	10.626	4.724	13.572	18.991	140
		53.50	0.545	13.84	8.535	8.379	10.626	10.626	4.724	15.547	18.991	122
		58.40	0.595	15.11	8.435	8.279	10.626	10.626	4.724	16.879	19.015	113
		59.40	0.609	15.47	8.407	8.251	10.626	10.626	4.724	17.250	19.015	110
		61.10	0.625	15.88	8.375	8.219	10.626	10.626	4.724	17.672	19.015	108
		64.90	0.672	17.07	8.281	8.125	10.626	10.626	4.724	18.901	19.015	101
		70.30	0.734	18.64	8.157	8.001	10.626	10.626	4.724	20.502	19.015	93
9 7/8	250.83	62.80	0.625	15.88	8.625	8.469	10.827	10.626	4.724	18.161	18.654	103
		67.30	0.668	16.97	8.539	8.383	10.827	10.626	4.724	19.322	18.654	96
		68.80	0.700	17.78	8.475	8.319	10.827	10.626	4.724	20.177	18.654	92
		70.40	0.707	17.96	8.461	8.305	10.827	10.626	4.724	20.363	18.654	92
		72.10	0.725	18.42	8.425	8.269	10.827	10.626	4.724	20.841	18.654	89
		73.20	0.734	18.64	8.425	8.269	10.827	10.626	4.724	20.841	18.654	89
10 3/4	273.05	40.50	0.350	8.89	10.050	9.894	11.748	10.626	4.724	11.435	21.051	184
		45.50	0.400	10.16	9.950	9.794	11.748	10.626	4.724	13.006	21.051	162
		51.00	0.450	11.43	9.850	9.694	11.748	10.626	4.724	14.561	21.051	145
		55.50	0.495	12.57	9.760	9.604	11.748	10.626	4.724	15.948	21.051	132
		60.70	0.545	13.84	9.660	9.504	11.748	10.626	4.724	17.473	21.051	120
		65.70	0.595	15.11	9.560	9.404	11.748	10.626	4.724	18.983	21.051	111
		68.80	0.636	16.15	9.478	9.322	11.748	10.626	4.724	20.207	21.051	104
		73.20	0.672	17.07	9.406	9.250	11.748	10.626	4.724	21.276	21.051	99

TENARIS ER™*												
DESIGNATION			PIPE BODY				COUPLING			PIPE BODY SECTION	COUPLING CRITICAL CROSS-SECTION	TENSILE EFFICIENCY
SIZE		NOMINAL WEIGHT	WALL THICKNESS	INSIDE DIAMETER	DRIFT DIAMETER	OUTSIDE DIAMETER	LENGTH	MAKE-UP LOSS				
in	mm	lbf	in	mm	in	in	in	in	sq in	sq in	%	
11 7/8	301.63	71.80	0.582	14.78	10.711	10.555	12.756	10.626	4.724	20.648	20.872	101
12 3/4	323.85	57.60	0.433	11.00	11.884	11.728	13.750	12.402	4.724	16.756	24.516	146
		65.10	0.492	12.50	11.766	11.610	13.750	12.402	4.724	18.947	24.516	129
		70.10	0.531	13.49	11.688	11.532	13.750	12.402	4.724	20.384	24.516	120
13 3/8	339.73	54.50	0.380	9.65	12.615	12.459	14.374	10.626	4.724	15.514	26.091	168
		61.00	0.430	10.92	12.515	12.359	14.374	10.626	4.724	17.487	26.091	149
		68.00	0.480	12.19	12.415	12.259	14.374	10.626	4.724	19.445	26.091	134
		72.00	0.514	13.06	12.347	12.191	14.374	10.626	4.724	20.768	26.091	126
		77.00	0.550	13.97	12.275	12.119	14.374	10.626	4.724	22.160	26.091	118
		80.70	0.580	14.73	12.215	12.059	14.374	10.626	4.724	23.314	26.091	112
		85.00	0.608	15.44	12.159	12.003	14.374	10.626	4.724	24.386	26.091	107
		86.00	0.625	15.88	12.125	11.969	14.374	10.626	4.724	25.036	26.091	104
13 1/2	342.90	80.40	0.576	14.63	12.348	12.192	14.500	10.626	4.724	23.386	26.330	113
13 5/8	346.08	88.20	0.625	15.88	12.375	12.219	14.626	12.402	4.724	25.525	26.145	102
		105.00	0.760	19.30	12.105	11.949	14.626	12.402	4.724	30.717	26.145	85
14	355.60	82.50	0.562	14.27	12.876	12.689	15.000	10.626	4.724	23.726	30.597	129
		94.80	0.656	16.66	12.688	12.501	15.000	10.626	4.724	27.501	30.597	111
		• 99.30	0.688	17.48	12.624	12.437	15.000	10.626	4.724	28.773	30.597	106
		• 110.00	0.772	19.61	12.456	12.268	15.000	10.626	4.724	32.084	30.597	95
		111.00	0.779	19.79	12.442	12.254	15.000	10.626	4.724	32.356	30.597	95
		114.00	0.800	20.32	12.400	12.213	15.000	10.626	4.724	33.175	30.597	92
15	381.00	109.00	0.715	18.16	13.570	13.383	16.000	12.205	5.512	32.088	34.077	106
16	406.40	65.00	0.375	9.53	15.250	15.063	17.000	9.646	4.232	18.408	33.355	181
		75.00	0.438	11.13	15.124	14.937	17.000	9.646	4.232	21.414	33.356	156
		84.00	0.495	12.57	15.010	14.823	17.000	10.626	4.724	24.112	34.870	145
		94.50	0.562	14.27	14.876	14.689	17.000	10.626	4.724	27.257	34.870	128
		109.00	0.656	16.66	14.688	14.501	17.000	10.626	4.724	31.622	34.870	110
		118.00	0.715	18.16	14.570	14.383	17.000	12.205	5.512	34.334	37.280	109
		128.00	0.781	19.84	14.438	14.251	17.000	12.205	5.512	37.341	37.280	100
18 5/8	473.08	87.50	0.435	11.05	17.755	17.568	20.000	9.646	4.232	28.858	50.353	174
		94.50	0.468	11.89	17.689	17.502	20.000	9.646	4.232	26.696	50.353	189
		96.50	0.485	12.32	17.655	17.468	20.000	9.646	4.232	27.639	50.353	182
		99.00	0.500	12.70	17.625	17.438	20.000	10.626	4.724	28.471	52.121	183
		114.00	0.579	14.71	17.467	17.280	20.000	10.626	4.724	32.825	52.121	159
		115.00	0.594	15.09	17.437	17.250	20.000	10.626	4.724	33.648	52.121	155
		126.00	0.636	16.15	17.353	17.166	20.000	10.626	4.724	35.943	52.121	145
		136.00	0.693	17.60	17.239	17.052	20.000	10.626	4.724	39.040	52.121	134
139.00	0.720	18.29	17.185	16.998	20.000	12.205	5.512	40.500	54.937	136		
20	508.00	94.00	0.438	11.13	19.124	18.937	21.000	9.646	4.232	26.918	41.516	154
		106.50	0.500	12.70	19.000	18.813	21.000	10.626	4.724	30.631	43.416	142
		118.50	0.563	14.30	18.874	18.687	21.000	10.626	4.724	34.379	43.416	126
		131.50	0.625	15.88	18.750	18.563	21.000	10.626	4.724	38.043	43.416	114
		133.00	0.635	16.13	18.730	18.543	21.000	10.626	4.724	38.632	43.416	112
		147.00	0.709	18.01	18.582	18.395	21.000	10.626	4.724	42.969	43.416	101
		169.00	0.812	20.62	18.376	18.189	21.000	10.626	4.724	48.498	43.417	89
24	609.60	159.20	0.625	15.88	22.750	22.500	25.000	10.626	4.724	45.897	51.963	113
		• 162.00	0.635	16.13	22.730	22.480	25.000	10.626	4.724	46.611	51.963	111
		• 174.00	0.688	17.48	22.624	22.374	25.000	10.626	4.724	50.387	51.963	103
24 1/2	622.30	133.00	0.500	12.70	23.500	23.250	25.591	9.646	4.232	37.699	54.330	144
		140.00	0.531	13.49	23.438	23.141	25.591	10.626	4.724	39.992	56.665	142
		162.00	0.625	15.88	23.250	23.000	25.591	10.626	4.724	46.893	56.665	121
		165.00	0.635	16.13	23.230	22.980	25.591	10.626	4.724	47.611	56.665	119
		182.00	0.709	18.01	23.082	22.832	25.591	10.626	4.724	52.996	56.665	107

ANEXO F. GLOSARIO DE EQUIVALENCIAS INGLÉS-ESPAÑOL

A_T	Área transversal de la herramienta o la sarta
BF	<i>Buoyancy Factor</i> o Factor de flotabilidad de la sarta en el lodo
D	<i>Depth</i> o Profundidad del Pozo
DP	<i>Drill Pipe</i> o Tubería de Perforación
DC	<i>Drill Collars</i> o Botellas de perforación
Drilling	Expresión generalizada para referirse a la Perforación
H	Altura del Punto Neutral de Doblamiento
HL	<i>Hook Load</i> o Peso aguantado por el gancho de la torre
$HWDP$	<i>Heavy Weight Drill Pipe</i> o Tubería Pesada de Perforación
ID	Diámetro interno de una herramienta
L	Longitud de la sección de tubería
MW	<i>Mud Weight</i> o Peso o densidad del lodo de perforación
OD	Diámetro externo de una herramienta
$W_{crít}$	Peso crítico sobre la broca según Dawson y Paslay
WOB	<i>Weight On Bit</i> o Peso Sobre la Broca
WT	<i>Unitary Weight</i> o Peso unitario de la herramienta
$Yield$ o Y_m	Esfuerzo a partir del cual el material de la tubería comienza a deformarse permanentemente

GLOSARIO DE UNIDADES

<i>in</i>	Pulgada o <i>inch</i>
<i>ft</i>	Pié o <i>feet</i>
<i>lb</i>	Libra o <i>pound</i>
<i>psi</i>	Libras por pulgada cuadrada o <i>Pounds Square Inch</i> o lb/in^2
<i>bbl</i>	Barril o <i>barrel</i>