

**PARÁMETROS DE DISEÑO PARA SARTAS DE PERFORACIÓN SEGÚN LA  
NORMA API RP7G 1998 Y VALIDACIÓN CON EL DISEÑO UTILIZADO EN LA  
PERFORACIÓN DEL POZO YEAN 1 DEL CAMPO VEGA**

**JERSON ARLOTH ESPINOSA PERDOMO**

**CÓDIGO: 2004202210**

**ANDERSON ADRIAN BARREIRO ESQUIVEL**

**CÓDIGO: 2004201273**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2013**

**PARÁMETROS DE DISEÑO PARA SARTAS DE PERFORACIÓN SEGÚN LA  
NORMA API RP7G 1998 Y VALIDACIÓN CON EL DISEÑO UTILIZADO EN LA  
PERFORACIÓN DEL POZO YEAN 1 DEL CAMPO VEGA**

**JERSON ARLOTH ESPINOSA PERDOMO**

**CÓDIGO: 2004202210**

**ANDERSON ADRIAN BARREIRO ESQUIVEL**

**CÓDIGO: 2004201273**

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

**Director:**

**LUIS HUMBERTO ORDUZ PEREZ**

**Ingeniero de Perforación y Completamiento**

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

**NEIVA**

**2013**

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

**Firma del Director**

---

**Firma del jurado**

---

**Firma del jurado**

**Neiva, 25 de Enero de 2013**

## **DEDICATORIA**

*A Dios. Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.*

*A mis padres Mayi Landy y Libardo, a mi abuela Isabel. Por apoyarme en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.*

*A mí siempre incondicional novia Leidy, a todos mis familiares y amigos que hicieron parte de este camino y siempre estuvieron apoyándome durante los momentos difíciles a ellos gracias.*

### ***ANDERSON ADRIAN BARREIRO ESQUIVEL***

*Esta tesis se la dedico a Dios y a mis padres Arloth Espinosa Perdomo y Flor Ángela Perdomo Aros por brindarme todo su apoyo incondicional, comprensión, y por haberme dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi carácter, mi empeño, mi perseverancia, mi coraje para conseguir mis objetivos.*

*A mi esposa Alejandra Guilombo Narváez y mi hija María Camila Espinosa Guilombo, por brindarme todo su amor, apoyo y haber llenado mi vida de motivación para seguir siempre adelante.*

### ***JERSON ARLOTH ESPINOSA PERDOMO***

# CONTENIDO

	pág.
<b>RESUMEN.....</b>	<b>11</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>12</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>13</b>
<b>1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN .....</b>	<b>14</b>
<b>1.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL .....</b>	<b>14</b>
1.1.1 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES .....	14
1.1.2 POZOS HORIZONTALES.....	16
<b>2. SARTAS DE PERFORACIÓN .....</b>	<b>18</b>
<b>2.1 FUNCIONES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN .....</b>	<b>18</b>
<b>2.2 COMPONENTES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN .....</b>	<b>18</b>
2.2.1 COLLARES Ó BOTELLAS DE PERFORACIÓN ( <i>DRILL COLLARS</i> ).....	19
2.2.2 TUBERÍA DE PERFORACIÓN EXTRA PESADA. ( <i>HWDP</i> ) <i>HEAVY WEIGHT DRILL PIPE</i> .....	20
2.2.3 TUBERÍA DE PERFORACIÓN ( <i>DP</i> ) <i>DRILL PIPE</i> .....	20
<b>2.3 ELEMENTOS AUXILIARES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN .....</b>	<b>29</b>
2.3.1 SUSTITUTO PARA LA BROCA O <i>BIT SUB</i> .....	29
2.3.2 ESTABILIZADORES.....	30
2.3.3 ESCARIADOR ( <i>ROLLER REAMERS</i> ). .....	32
2.3.4 SUSTITUTO FLOTADOR ( <i>FLOAT SUB</i> ).....	32
2.3.5 <i>CROSS-OVERS</i> .....	33
<b>2.4 COMPONENTES ESPECIALES .....</b>	<b>34</b>
2.4.1 MOTOR DE FONDO. ....	34
2.4.2 <i>BENT HOUSING</i> . ....	36
<b>2.5 PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA PERFORACIÓN .....</b>	<b>37</b>
2.5.1 USO DE ESTABILIZADORES.....	37
2.5.2 MARTILLOS DE PERFORACIÓN O <i>DRILLING JARS</i> .....	42
2.5.2.1 MARTILLOS MECÁNICOS. ....	42
<b>3. GENERALIDADES DE DISEÑO DE SARTAS DE PERFORACIÓN .....</b>	<b>46</b>

<b>3.1 TIPOS DE DISEÑO .....</b>	<b>46</b>
3.1.1 DISEÑO MECÁNICO. ....	46
3.1.2 DISEÑO DIRECCIONAL. ....	46
3.1.3 DISEÑO HIDRÁULICO. ....	46
<b>3.2 PUNTO NEUTRO.....</b>	<b>46</b>
<b>3.3 ANÁLISIS DE LA RECOMENDACIÓN PRÁCTICA API-RP7G.....</b>	<b>47</b>
<b>4. DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN SEGÚN LOS LINEAMIENTOS DE LA NORMA API-RP7G .....</b>	<b>49</b>
<b>4.1 DISEÑO DE LOS DRILL COLLARS (DC).....</b>	<b>49</b>
4.1.1 LONGITUD DE LOS DRILL COLLARS (DC). ....	49
4.1.2 CONEXIONES DE LOS DRILL COLLARS .....	50
4.1.3 RAZÓN O RELACIÓN DE RESISTENCIA A LA FLEXIÓN O BSR (BENDING STRENGTH RATIO). .....	50
4.1.4 RELACIÓN DE RIGIDEZ PARA TRANSICIONES DE DIÁMETROS DIFERENTES (SR.....	52
<b>4.2 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE).....</b>	<b>54</b>
4.2.1 DISEÑO POR TENSIÓN. ....	54
4.2.2 COLAPSO DEBIDO A LA PRESIÓN EXTERNA DEL FLUIDO. ....	57
4.2.3 PRESIÓN INTERNA.....	59
4.2.4 RESISTENCIA TORSIONAL. ....	59
<b>4.3 LIMITACIONES RELACIONADAS CON LA DESVIACIÓN DEL POZO.....</b>	<b>60</b>
4.3.1 ANÁLISIS DE FATIGA .....	60
4.3.2 DAÑOS POR FATIGA.....	61
4.3.3 EFECTO DE LA TENSIÓN EN EL COLAPSO DE LA TUBERÍA. ....	63
<b>5. EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN DEL POZO YEAN 1 DEL CAMPO VEGA, SEGÚN LOS LINEAMIENTOS DE LA NORMA API-RP7G.....</b>	<b>65</b>
<b>5.1 INFORMACIÓN GENERAL .....</b>	<b>65</b>
<b>5.2 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (PRIMERA SECCIÓN) .....</b>	<b>65</b>
5.2.1 DISEÑO DE LOS COLLARES DE PERFORACIÓN (DC).....	70
5.2.2 LONGITUD DE LOS HWDP. ....	74
<b>5.3 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DP).....</b>	<b>75</b>
5.3.1 CÁLCULO DEL PESO AJUSTADO. ....	75
5.3.2 PESO AJUSTADO APROXIMADO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN, LB/FT.....	75
5.3.3 PESO APROXIMADO DE LAS JUNTAS, LB. ....	76
5.3.4 LONGITUD AJUSTADA DE LA JUNTA, FT.....	76
5.3.5 PESO APROXIMADO DE LA JUNTA MÁS LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN, LB/FT. ....	77
5.3.6 DISEÑO DE LOS DRILL PIPE POR TENSIÓN. ....	77

5.3.7 CEDENCIA TORSIONAL “ <i>TORSIONAL YIELD</i> ” .....	78
5.3.8 DISEÑO DE LOS <i>DRILL PIPE</i> POR COLAPSO. ....	78
<b>5.4 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (SEGUNDA SECCIÓN).....</b>	<b>81</b>
<b>5.4.1 DISEÑO DE LOS COLLARES DE PERFORACIÓN (DC).....</b>	<b>82</b>
5.4.2 LONGITUD DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN EXTRAPESADA ( <i>HWDP</i> ). ....	83
<b>5.5 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DP).....</b>	<b>84</b>
5.5.1 DISEÑO DE LOS <i>DRILL PIPE</i> POR TENSIÓN. ....	84
5.5.2 DISEÑO DE LOS <i>DRILL PIPE</i> POR COLAPSO. ....	85
<b>5.6 COMPARACIÓN DEL DISEÑO DE LAS SARTAS DE PERFORACIÓN UTILIZADAS EN EL POZO YEAN 1 DEL CAMPO VEGA, CON DEL DISEÑO PROPUESTO SEGÚN LOS LINEAMIENTOS DE LA NORMA API-RP7G.....</b>	<b>88</b>
5.6.1 PRIMERA SECCIÓN. ....	88
5.6.2 SEGUNDA SECCIÓN. ....	90
<b>6. CONCLUSIONES.....</b>	<b>94</b>
<b>ABREVIATURAS .....</b>	<b>96</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>98</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>100</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Pozo tipo “J” .....	14
Figura 2. Pozo tipo “J reducida” .....	15
Figura 3. Pozo tipo “S” .....	16
Figura 4. Collares ó botellas de perforación ( <i>drill collars</i> ) .....	19
Figura 5. Tubería de perforación extrapesada. ( <i>HWDP</i> ) <i>heavy weight drill pipe</i> ...	21
Figura 6. Partes principales de la tubería de perforación.....	22
Figura 7. Sustituto para la broca o <i>bit sub</i> .....	29
Figura 8. Tipo de estabilizadores .....	32
Figura 9. Sustituto flotador ( <i>float sub</i> ).....	33
Figura 10. <i>Cross-overs</i> .....	33
Figura 11. Motor de fondo.....	34
Figura 12. Bent housing.....	36
Figura 13. Efecto de la ubicación de los estabilizadores .....	38
Figura 14. Arreglos de estabilizadores para construir inclinación .....	38
Figura 15. Arreglos de estabilizadores para mantener inclinación.....	39
Figura 16. Arreglos de estabilizadores para disminuir inclinación.....	39
Figura 17. Esquema de la herramienta MWD.....	40
Figura 18. Herramienta MWD en superficie.....	41
Figura 19. Herramienta MWD al momento de introducirse en el collar no magnético durante una bajada de tubería al pozo .....	41
Figura 20. Martillo mecánico .....	42
Figura 21. Martillo hidráulico .....	43
Figura 22. Tipos de BHA según la ubicación del punto neutro .....	47
Figura 23. Razón o Relación de Resistencia a la Flexión o <i>BSR</i> .....	51
Figura 24. Ejemplo de aplicación .....	53
Figura 25. Cambio de diámetro de la sarta.....	54
Figura 26. Curva para corregir la resistencia al colapso de la tubería de perforación por efecto de la tensión.....	64
Figura 27. Estado mecánico del pozo YEAN 1 .....	67
Figura 28. Columna estratigráfica .....	68
Figura 29. Relación de resistencia al doblamiento ( <i>BSR</i> ).....	73
Figura 30. Resistencia al colapso por efecto de la tensión .....	81
Figura 31. Resistencia al colapso por efecto de la tensión. ....	88

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Relación entre el diámetro del pozo vertical y el HWDP a utilizar .....	22
Cuadro 2. Rango de longitud de la tubería de perforación .....	23
Cuadro 3. Grados del acero.....	24
Cuadro 4. Clasificación de la tubería de perforación usada.....	25
Cuadro 5. Conexiones intercambiables .....	28
Cuadro 6. Tipos de estabilizadores.....	31
Cuadro 7. Relación del diámetro del hueco con el diámetro del motor.....	35
Cuadro 8. Relación del diámetro de martillo según el diámetro del pozo .....	45
Cuadro 9. Rangos recomendados de BSR.....	52
Cuadro 10. Sarta de perforación utilizada en la primera sección.....	66
Cuadro 11. Sarta de perforación utilizada en la segunda sección .....	66
Cuadro 12. Topes de formación.....	69
Cuadro 13. Datos de la primera sección del pozo YEAN 1.....	70
Cuadro 14. Inventario de tubería para la perforación del pozo YEAN 1 .....	70
Cuadro 15. Relación de resistencia al doblamiento ( <i>BSR</i> ).....	72
Cuadro 16. Peso total en el aire y en el lodo de la sarta de perforación (Primera sección) .....	80
Cuadro 17. Datos para el diseño de la segunda sección.....	81
Cuadro 18. Peso total en el aire y en el lodo de la sarta de perforación (Segunda sección) .....	86
Cuadro 19. Comparación entre el diseño de la sarta de perforación utilizada en la primera sección y el diseño óptimo.....	89
Cuadro 20. Comparación entre el diseño de la sarta de perforación utilizada en la segunda sección y el diseño óptimo .....	92

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
Anexo A. Diámetros apropiados para <i>drill collars</i> . .....	100
Anexo B. New drill pipe dimensional data.....	101
Anexo C. <i>New drill pipe torsional and tensile data</i> .....	102
Anexo D. <i>New drill pipe collapse and internal pressure data</i> .....	103
Anexo E. <i>Upset drill pipe for weld-on tool joints dimensions and weights</i> .....	104
Anexo F. <i>Tool joint, taper shoulder, and, square shoulder</i> .....	105
Anexo G. <i>Tool joint dimensions for grade E75, X95, G105 and S135</i> .....	106
Anexo H. Factor de boyancia.....	107
Anexo I. Razón o Relación de Resistencia a la Flexión o BSR ( <i>Bending strength ratio</i> ).....	108

## RESUMEN

El diseño de sartas de perforación asociado a la correcta selección de sus componentes permite diseñar y alcanzar una buena geometría, dirección, rumbo y desplazamiento de la broca; además de evitar problemas operacionales que puedan generarse.

En este documento se encuentra una compilación asociada a los componentes que puede tener una sarta de perforación (*drill collars*, *HWDP*, tubería de perforación, estabilizadores, *crossovers*, *bit sub*, rimadores, martillo, entre otros).

El diseño de la sarta de perforación se realiza con base a la norma *API-RP7G* (*Recommended practice for drill stem and operating limits*), donde se muestran los parámetros de diseño para sartas de perforación como: diseño por tensión, diseño por colapso, punto neutro, *BSR*, *SR*, esfuerzo de cedencia, margen de jalón (*MOP*), colapso debido a la presión externa del fluido, resistencia torsional, daños por fatiga, la severidad del “pata de perro”, efecto de la tensión en el colapso de la tubería, entre otros.

También se realiza la evaluación y optimización del pozo YEAN 1 (ya perforado) del campo VEGA, según los lineamientos de diseño de sartas de perforación de la norma *API-RP7G*.

## ABSTRACT

The design of drill strings associated with the correct selection of the components allow to design and achieve good geometry, direction, and displacement direction of the bit, in addition to avoid operational problems that may arise.

This document provides a compilation associated components can have a drill string (drill collars, HWDP, drill pipe, stabilizers, crossovers, bit sub, rhyesters, hammers, etc.).

The design of the drill string is carried out based on the standard API-RP7G (Recommended practice for drill steam and operating limits), which displays the design parameters for drill strings as stress design, design for collapse, neutral, BSR, SR, effortyield, margin milestone (MOP) collapse due to external fluid pressure, torsional strength, fatigue damage, the severity of the "dogleg", the effect of tension in the collapse of the pipe, among others.

An evaluation and optimization of the well YEAN (already drilled) VEGA field along the lines of drill strings design of API-RP7G will be also carried out.

## INTRODUCCIÓN

La perforación de un pozo implica el uso de diversos componentes dentro de los cuales se encuentra la sarta de perforación que es indispensable para llegar a la profundidad final del pozo, sostener la broca y permitir el flujo del lodo de perforación. Por lo tanto, es importante contar con unos buenos parámetros de diseño de la sarta de perforación encaminado a obtener y mantener la dirección del pozo para llegar al objetivo programado, mejorando el desempeño de la broca, la hidráulica y la obtención de la mejor rata de penetración reduciendo el tiempo de perforación y minimizando los problemas que se puedan presentar durante la misma.

Un mal diseño de la sarta de perforación puede ocasionar problemas como atascamientos, pegas, derrumbes, patas de perro, escalonamiento del pozo, e incluso la sarta de perforación puede fallar debido a los esfuerzos no considerados en su diseño. Estos problemas representan paradas para realizar operaciones remediales que aumentan el costo de la perforación, así como altos riesgos de seguridad que puedan ocasionarse en superficie.

Para obtener un buen diseño de la sarta de perforación es imprescindible conocer a fondo los parámetros y factores asociados al diseño de la sarta, conforme a los lineamientos planteados en la norma *API RP7G* 1998; la cual se aplica en el diseño óptimo de la sarta de perforación del pozo YEAN 1 del campo VEGA, objeto del presente proyecto.

# 1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN

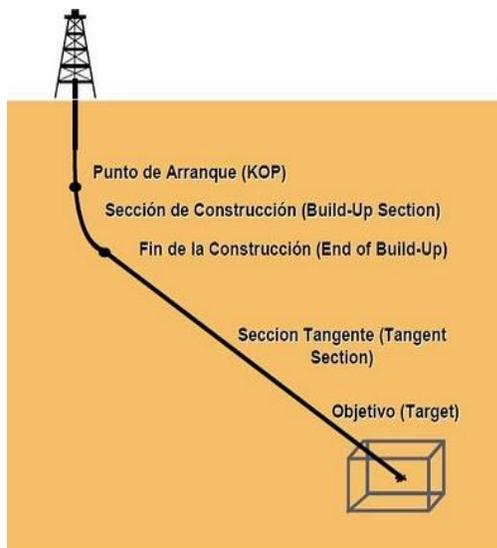
## 1.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional es el procedimiento que se encarga de desviar un pozo en base a una trayectoria planificada hacia un objetivo determinado, ubicado a cierta profundidad, cuya posición posee dirección y un desplazamiento con respecto al eje vertical del pozo.

### 1.1.1 Tipos de pozos direccionales

**1.1.1.1 Tipo “J”.** Este tipo de pozos presenta un punto de arranque (*KOP*) a poca profundidad con ángulos de desviación relativamente altos y una sección de construcción de ángulo permanente hasta el punto final. Este tipo de perfil se aplica en pozos profundos con un amplio desplazamiento horizontal y a pozos moderadamente profundos con un desplazamiento horizontal moderado, donde no se requiere de una tubería intermedia.

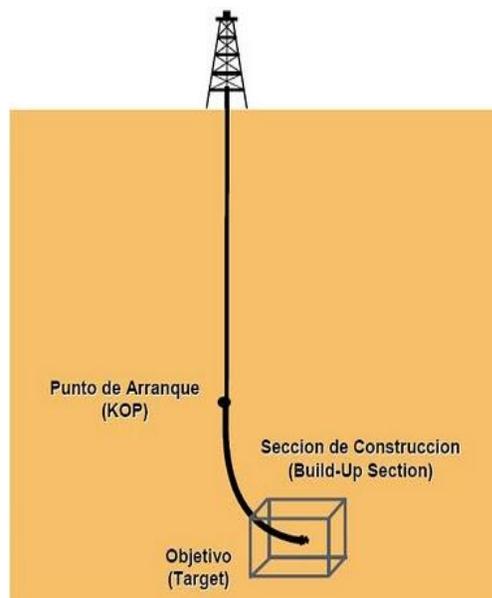
**Figura 1. Pozo tipo “J”**



Fuente Ingenieriadepetroleo.com

**1.1.1.2 Tipo “J reducida”.** La desviación se comienza cuando se alcanza una buena profundidad (más o menos correspondiente al 80% de la profundidad del pozo) y el ángulo promedio de inclinación se mantiene hasta llegar al objetivo...Véase figura 2...Esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como las de perforación de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera reperfurar o reubicar la sección inferior del pozo.

**Figura 2. Pozo tipo “J reducida”**



Fuente Ingeniería de petróleo.com

**1.1.1.3 Tipo “S”.** Es el pozo de configuración en “S”. La desviación se inicia también cerca de la superficie. La inclinación se mantiene, lo mismo que en el Tipo J, hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral. Seguidamente se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical para llegar al objetivo. Esta configuración, que puede traer consigo algunos problemas como pegas diferenciales, patas de perro, etc., se usa principalmente para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo.

**1.1.2 Pozos horizontales.** La perforación horizontal es un procedimiento utilizado para interceptar una formación productora con el objetivo de aumentar el área de drenaje del reservorio.

**Figura 3. Pozo tipo “S”**



Fuente Ingeniería de petróleo.com

### 1.1.2.1 Tipos de pozos horizontales

**1.1.2.1.1 Perforación de radio largo o curvatura convencional.** Estos pozos son perforados con equipos de perforación y ensamblajes de fondo convencionales o con motores direccionales. El método de radio largo puede ser definido como un agujero con al menos una sección en la cual la inclinación del pozo se incrementa de  $1^\circ$  a  $6^\circ/100$  ft, con un radio de 1000-3000 ft y una sección horizontal que va desde 2000-5000 ft. Este método ofrece usos limitados para su desarrollo y por esta razón es más empleada cuando se requiere alcanzar objetivos alejados de la localización superficial, tales como plataformas de

perforación costa afuera y localizaciones remotas. En esta técnica el punto de desviación (*KOP*) se encuentra cerca de la superficie para permitir que el objetivo sea alcanzado a la profundidad correcta y como la longitud de la sección de construcción es grande, se incrementa la longitud de las formaciones encontradas.

**1.1.2.1.2 Perforación de radio medio.** Este método usa técnicas derivadas de la tecnología del campo tradicional. Estos pozos se pueden perforar con tasas de desvío de 8° a 20° por cada 100 ft, con un radio de 125-700 ft y una sección horizontal de 1500 – 3000 ft, dependiendo de la formación. Los sistemas de radio medio pueden ser más económicos cuando se emplean en yacimientos fracturados, en problemas de conificación de agua y gas, en yacimientos con poca energía y en formaciones de poco espesor.

**1.1.2.1.3 Perforación de radio corto.** Para la perforación de este tipo de pozos se utilizan equipos especializados ya que abarca un amplio rango de índices de construcción fuera de los otros sistemas empleando herramientas articuladas o flexibles para perforar curvaturas del rango de 60° a 120° / 100 ft, con un radio de 20 a 40 ft. Esta técnica es empleada en muchos yacimientos de tamaño limitado, ya que el pozo puede ser cambiado a horizontal y terminado con menos desplazamiento del requerido por un pozo de radio largo.

## 2. SARTAS DE PERFORACIÓN

Son componentes metálicos armados secuencialmente que conectan la broca de perforación que está en el fondo, con el sistema de impulsión rotario que está en la superficie. La sarta de perforación está compuesta por dos grupos básicos:

- El ensamblaje de fondo de pozo (*Bottom Hole Assembly*) (*BHA*).
- Tubería de perforación.

### 2.1 FUNCIONES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

- Transmitir la rotación a la broca.
- Transmitir y soportar cargas axiales.
- Transmitir y soportar cargas de torsión.
- Colocar el peso sobre la broca para perforar.
- Guiar y controlar la trayectoria del pozo.
- Permitir la circulación de fluidos para limpiar el pozo y enfriar la broca.

### 2.2 COMPONENTES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

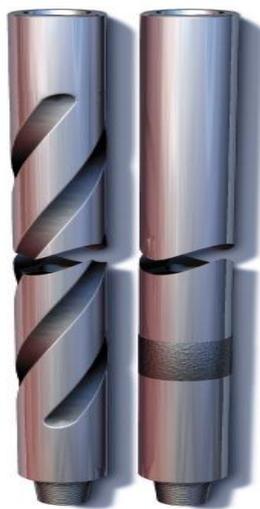
- Botellas de perforación (*drill collars*).
- Tubería de transición (*HWDP*).
- Tubería de perforación (*drill pipe*).
- Herramientas especiales:
  - Substitutos
  - *Cross-over*
  - Estabilizadores
  - Martillos
  - Motores de fondo
  - Turbinas

- Camisas desviadas (*benthousing*)
- *MWD / LWD*
- Otras herramientas (cesta, ampliadores, etc).

**2.2.1 Collares ó botellas de perforación (*drill collars*).** Los *drill collars* son tubos de pared gruesa, rígidos y de alto peso, que son la parte más importante del ensamblaje de fondo (*Bottom Hole Assembly*) (*BHA*), posicionados entre el *heavy weight drill pipe* (*HWDP*) y la broca. Cumplen varias funciones importantes:

- Proporcionar peso a la broca.
- Proporcionar la resistencia para que los *drill collars* estén siempre en compresión.
- Proporcionar el peso para asegurar que la tubería de perforación siempre se mantenga en tensión para evitar que esta se tuerza.
- Proporcionar rigidez o consistencia para que la dirección del pozo se mantenga.
- Producir un efecto de péndulo, permitiendo que los pozos casi verticales puedan ser perforados.

**Figura 4. Collares ó botellas de perforación (*drill collars*)**



Fuente *JA Oilfield Manufacturing, Co.*

### **2.2.1.1 Collares ó botellas de perforación no magnéticos (*non-magnetic drill collar*).**

- Los instrumentos de medición magnética que se corren en el pozo deben colocarse en un *drill collar* no magnético de suficiente longitud para permitir la medición del campo magnético de la tierra, sin que haya ninguna interferencia magnética causada por el acero a través de este collar.
- Usualmente, los *drill collar* no magnéticos son lisos (no tienen forma de espiral).
- Son fabricados con acero inoxidable austenítico de alta calidad y resistentes a la corrosión.

### **2.2.2 Tubería de perforación extra pesada. (*HWDP*) *heavy weight drill pipe*.**

Las tuberías *HWDP* son de mayor espesor de pared y acoples más largos que la tubería de perforación estándar *drill pipe* (*DP*). Además tienen un refuerzo metálico externo en el centro del cuerpo del tubo y se encuentran con diseño en espiral o liso. A esta clase de tubería más pesada se le sitúa normalmente directamente encima de los *drill collars* en la sarta de perforación para obtener mayor peso y estabilidad, pero además de tener peso, es flexible, lo que la hace excelente para la perforación de pozos direccionales.

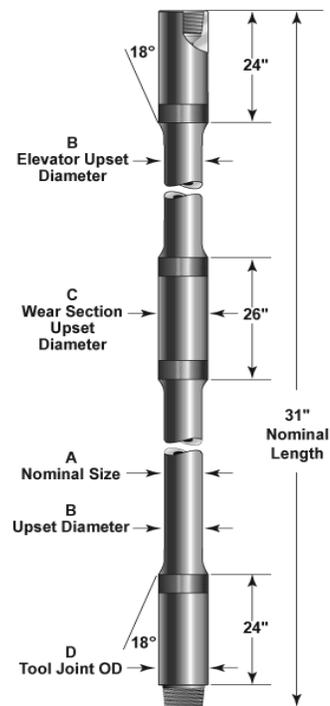
Al igual que la tubería estándar los *heavy weight drill pipe* (*HWDP*) se consiguen en diferentes diámetros e ID (*inside diameter*-diámetro interior) variable según su peso por unidad de longitud. Los *heavy weight drill pipe* se diferencian exteriormente porque tiene las cajas de conexión (*tool Joints*) más largas que la tubería normal...Véase figura 5...

**2.2.3 Tubería de perforación (*DP*) *drill pipe*.** La tubería de perforación, también conocida como barra de perforación, o *drill pipe*, es un elemento que constituye la mayor parte de la sarta de perforación...véase figura 6...; estas son columnas de tubos de acero cuyas longitudes oscilan entre los 18 ft. y algunos llegan a los 45

ft., están provistos de extremos con roscas especiales cónicas llamadas uniones, la de rosca exterior se denomina espiga o “pín” y la de rosca interior caja o “box”; las uniones de algunas tuberías están cubiertas con material duro llamado bandas de metal duro (*Hardband*). Los diámetros de tubería más comúnmente usados van de 3 1/2” a 5”, estos dependerán del tamaño y profundidad del pozo.

La tubería de perforación o *drill pipe* tiene como función soportar el peso del *BHA* y demás componentes de la sarta de la sarta de perforación, proporcionar flexibilidad a la sarta y transmitir el movimiento rotatorio desde superficie hasta el *BHA*.

**Figura 5. Tubería de perforación extrapesada. (*HWDP*) heavy weight drill pipe**



Fuente *National oilwell varco.*

**2.2.3.1 Operación.** Las tuberías de perforación trabajan como elementos de la sarta de perforación los cuales se juntan por medio de conexiones, permitiendo alcanzar la longitud necesaria para perforar hasta la profundidad final del pozo;

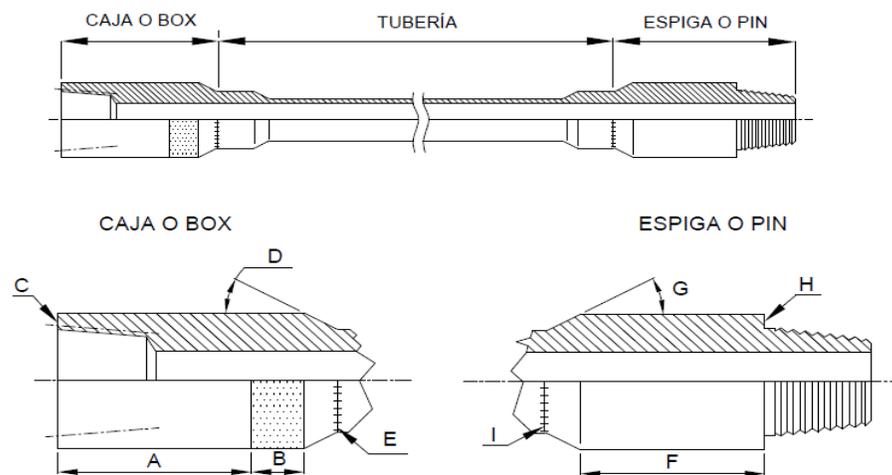
además esta gira junto con el vástago “kelly”, el cual es el encargado de transmitir el movimiento a la sarta y esta a su vez a la barrena.

**Cuadro 1. Relación entre el diámetro del pozo vertical y el HWDP a utilizar**

Diámetro de HWDP utilizada	Máximo diámetro de pozo vertical
3 1/2"	7"
4"	8 1/8"
4 1/2"	9 1/16"
5"	10 1/16"

Fuente *Smith International.*

**Figura 6. Partes principales de la tubería de perforación**



Donde:

A: Área de llave en la caja

B: Área de material duro (*Hardband*)

C: Sello en la caja

D: Hombro de elevador

E: Soldadura en caja

F: Área de llave en espiga

G: Hombro de espiga

H: Sello en la espiga

I: Soldadura en la espiga

Fuente Optimización de procedimientos de inspección para tubería de perforación (*drill pipe*).

Con el fin de lubricar la barrena y de conducir hacia la superficie el ripio causado por la perforación se utiliza el fluido de perforación, el cual es conducido hacia abajo por el interior de la tubería.

En un pozo profundo, la parte superior de la tubería de perforación está sometida a considerable tensión durante el proceso de perforación, debido a que la mayor parte del peso de la tubería se sostiene desde la torre.

**2.2.3.2 Fabricación.** La tubería de perforación está fabricada siguiendo las Normas *API* como la *API-SPEC 5D*, y se elabora en tres distintos rangos dependiendo de su longitud.

**Cuadro 2. Rango de longitud de la tubería de perforación**

Rango de longitud	Longitud (ft)
R-1	18-22
R-2	27-30
R-3	38-45

Fuente *API-SPEC 5D*

**2.2.3.3 Grado de la tubería.** El grado de la tubería de perforación describe la resistencia mínima a la cedencia del material.

En la mayoría de los diseños de sarta de perforación, se opta por incrementar el grado del material (acero) en lugar de aumentar el peso del tubular.

Los tubos de perforación pertenecen a uno de los cuatro grados *API (API SPEC 5D)*...Véase cuadro 3...

**2.2.3.4 Clasificación de la tubería de perforación usada.** A diferencia de la tubería de revestimiento y la tubería de producción, que normalmente se usan

nuevas, la tubería de perforación normalmente se utiliza ya usada. Por lo tanto tiene varias clases...Véase cuadro 4...

**Cuadro 3. Grados del acero**

<b>Grado y designación</b>	<b>Mínimo esfuerzo de cedencia (psi)</b>	<b>Esfuerzo de cedencia promedio (psi)</b>
<b>D – 55</b>	55000	65000
<b>E – 75</b>	75000	85000
<b>X – 95</b>	95000	110000
<b>G – 105</b>	105000	120000
<b>S – 135</b>	135000	145000

Fuente Modificado de API-SPEC 5D

### **2.2.3.5 Pesos de la tubería de perforación.**

**2.2.3.5.1 Peso del tubular con extremo plano.** Se refiere al peso por pie del cuerpo del tubo, sin acoples. Es un número de referencia pero no exacto. Se emplea para especificar el tubular, y se refiere tan sólo al cuerpo.

**2.2.3.5.2 Peso nominal.** Se refiere a una norma obsoleta. (Peso de un tubo de Rango I con conexiones) actualmente se usa para referirse a una clase de tubo de perforación.

**2.2.3.5.3 Peso aproximado.** El peso promedio por pie del tubo y de las conexiones de un tubo Rango II. Este peso aproximado es el número que se debe usar en los cálculos de la carga del gancho.

**Cuadro 4. Clasificación de la tubería de perforación usada**

Condición	Clase premium (Dos bandas blancas)	Clase 2 (Banda amarilla)	Clase 3 (Banda naranja o roja)
I. CONDICIONES EXTERIORES			
A. Desgaste de pared del OD.	Pared remanente no menor que 80%	Pared remanente no menor que 70%	Cualquier imperfección o daño que exceda la Clase 2
B. Sumido y Aplastado	Reducción de diámetro no mayor que 3% del OD.	Reducción de diámetro no mayor que 4% del OD.	
Estrujado, Acuellado	Reducción de diámetro no mayor que 3% del OD.	Reducción de diámetro no mayor que 4% del OD.	
C. Área de Cuñas			
Daños mecánicos Cortes Desgarraduras	Profundidad no exceda el 10% del promedio de pared adyacente <sup>3</sup>	Profundidad no exceda el 20% del promedio de pared adyacente	
D. Variaciones de Diámetro Inducidos por esfuerzos			
1. Estiramiento	Reducción de diámetro no mayor que 3% del OD.	Reducción de diámetro no mayor que 4% del OD.	
2. Expansión	Aumento de diámetro no mayor que 3% del OD.	Aumento de diámetro no mayor que 4% del OD.	
E. Corrosión, cortes y desgarraduras			
1. Corrosión	Pared remanente no menor que 80%		
2. Cortes y desgarraduras			
Longitudinal	Pared remanente no menor que 80%		
Transversal	Pared remanente no menor que 80%		
F. Grietas 2	Ninguna	Ninguna	Ninguna

Fuente Norma API-RP7G

#### Cuadro 4. (Continuación)

Condición	Clase premium (Dos bandas blancas)	Clase 2 (Banda amarilla)	Clase 3 (Banda naranja)
II. CONDICIONES INTERIORES			
A. Picaduras por corrosión	Pared remanente no menor que 80% en la base de la mayor picadura	Pared remanente no menor que 70% en la base de la mayor picadura	
B. Erosión y desgaste de pared	Pared remanente no menor que 80%	Pared remanente no menor que 70%	
C. Grietas 2	Ninguna	Ninguna	Ninguna
La Clasificación Premiun es recomendada para servicio donde se anticipa que el limite torsional o tensil para el trabajo de la sarta de tubería de perforación Clase 2 será excedido. La Clase Premiun deberá ser identificada con dos bandas blancas y una marca permanente en el hombro a 18 grados del pin.			
2 En cualquier clasificación donde grietas y lavados aparezcan, el tubo debe ser identificado con una banda roja y considerado no apto para posterior servicio de perforación.			
3 El promedio de pared adyacente es determinado midiendo el espesor de pared en cada lado del corte o desgarradura adyacente a la mayor penetración.			

Fuente Norma *API-RP7G*

El peso Ajustado incluye el cuerpo del tubo y el de los acoples en los extremos. Es mayor que el peso nominal por tener el peso extra de los acoples y metal adicional que se agrega en los extremos del tubo para aumentar la rigidez.

El espesor adicional agregado en los extremos se denomina “Refuerzo” y su función es reducir la frecuencia de fallas del tubular en los puntos donde se une a los acoples.

Los refuerzos a su vez puede ser de tres tipos: Refuerzo Interno (*IU*), Refuerzo Exterior (*EU*) y Refuerzo Interno y Externo (*IEU*).

### **2.2.3.6 Juntas de tubería de perforación.**

**2.2.3.6.1 Junta *IU (internal upset)*, refuerzo interno.** El diámetro interno de la junta es menor que el diámetro interno de la tubería. El diámetro externo de la junta es aproximadamente igual al diámetro externo del tubo.

**2.2.3.6.2 Junta *EU (external upset)*, refuerzo exterior.** El diámetro interno de la junta es aproximadamente igual que el diámetro interno de la tubería. El diámetro externo de la junta es mayor que diámetro externo el del tubo.

**2.2.3.6.3 Junta *IEU (internal external upset)*, refuerzo interno y externo.** En esta junta el diámetro interno de la junta es menor que el diámetro interno de la tubería, y el diámetro externo de la junta es mayor que el diámetro externo del tubo. Las juntas *IEU* son las más resistentes disponibles.

### **2.2.3.7 Conexiones en la sarta de perforación.**

Tipo de roscas:

Reg: Regular

NC: Conexiones numeradas

IF: Flujo interno

H-90: *Hughes*

FH: Agujero completo

### **2.2.3.8 Causas más comunes de fallas en tubería.**

- El mayor causante de las fallas de la tubería de perforación se debe al proceso de corrosión-fatiga, estas fallas por lo general empiezan en el interior de la tubería, formando grietas diminutas que se abren en la superficie y se cierran al estar trabajando la tubería en rotación y tensión o compresión, y los fluidos corrosivos que se bombean metiéndolos y sacándolos de la grieta de modo que ésta es agrandada tanto por falla

mecánica como por corrosión hasta que el tramo de tubería debe desecharse o finalmente falla.

**Cuadro 5. Conexiones intercambiables**

Conexiones	Abreviatura	NC 26	NC 31			NC 38	NC 40	NC 46	NC 50
<i>Int Flush</i>	IF	2 3/8	2 7/8			3 1/2		4	4 1/2
<i>Full Hole</i>	FH						4		
<i>Extra Hole</i>	XH			2 7/8	3 4/8			4 1/2	5
<i>DbIStreamline</i>	DSL			3 1/2			4 1/2		5 1/2
<i>Slim Hole</i>	SH	2 7/8	3 1/2		4	4 1/2			
<i>Ext Flush</i>	EF				4 1/2				

Fuente Schlumberger. Diseño de sartas de perforación y de herramientas de fondo. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

- Un choque violento, el cual puede ser causado por el exceso de peso en la broca también puede producir fatiga y consecuentemente falla de la tubería.
- Un tramo de tubería puede fallar por la aplicación de una tensión excesiva, estas fallas generalmente se dan en la parte superior del pozo y se debe a que la carga por unidad de área excede la capacidad de tensión del componente más débil.
- Las fallas por torsión, casi siempre ocurren en la unión de la tubería en la parte superior del pozo, y se manifiesta como una elongación de la espiga o una expansión en la caja, depende de cuál sea la más débil.
- La presencia de partículas extrañas pueden causar mucha fricción, arrancando partes del metal, las cuales se conglomerarán perjudicando a la rosca o a la superficie del tope que harán fallar la junta. Por esto es muy importante que las roscas y los topes se conserven limpios y protegidos con un lubricante adecuado para roscas.

- La presencia de sulfuro puede causar agrietamiento, esto suele darse cuando la tubería de perforación opera en presencia de sulfuro de hidrógeno, y es más común en las espigas de las conexiones rotatorias.
- Además las uniones están expuestas al desgaste superficial debido al rozamiento en las paredes del pozo. Para evitar este desgaste las uniones de algunas tuberías se cubren con material duro llamado bandas de metal duro.

## 2.3 ELEMENTOS AUXILIARES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

**2.3.1 Sustituto para la broca o *bit sub*.** Encima de la broca se ubican los *drill collars*, 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...Véase figura 7...

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

**Figura 7. Sustituto para la broca o *bit sub***



Fuente *Grant Prideco*

**2.3.2 Estabilizadores.** Estos son unos tramos cortos de tubería, (*Subs.*) posicionados entre los *drill collars* con el fin de mantenerlos centrados dentro del hueco, mantener el pozo derecho y por medio de la acción de corte mantener el diámetro correcto en las paredes del pozo. El diámetro completo del pozo se consigue con unas 'Cuchillas' montadas en el cuerpo del estabilizador, las cuales pueden estar hechas de aluminio o caucho macizo, o más comúnmente, de acero con insertos de carburo de tungsteno dispuestos en la caras cortantes.

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".

Los estabilizadores se usan para:

- Controlar el comportamiento direccional del pozo.
- Ayudan a concentrar el peso de la herramienta de fondo sobre la broca.
- Reducen al mínimo el doblamiento y las vibraciones que causan el desgaste de los acoples que dañan los componentes de la herramientas de fondo tales como los *MWDs*.
- Reducen el torque de perforación al evitar que haya contacto del collar con las paredes del pozo y los mantiene concéntricos dentro del hueco.
- Ayudan a evitar el que la tubería se pegue por presión diferencial y también la formación de asientos de llave.

#### **2.3.2.1 Estabilizador de aletas soldadas.**

- Se usan para centrar en el pozo collares de perforación.
- No son recomendados para perforar formaciones duras, por peligro de fatiga de las aletas.

- Mejor rendimiento en pozos con formaciones suaves porque permiten un mejor flujo del lodo. Relativamente baratos.

**Cuadro 6. Tipos de estabilizadores**

<b>Camisa reemplazable</b>	<b>Valioso en donde la logística es un problema</b>
<b>Aleta Soldada</b>	Para pozos de diámetro grande y en formaciones blandas
<b>Aleta Integral</b>	Durabilidad máxima para aplicaciones rudas. Los de mayor uso en la actualidad
<b>Camisa no rotaria</b>	Para formaciones muy duras o abrasivas
<b>Escariador de rodillos</b>	Para formaciones duras

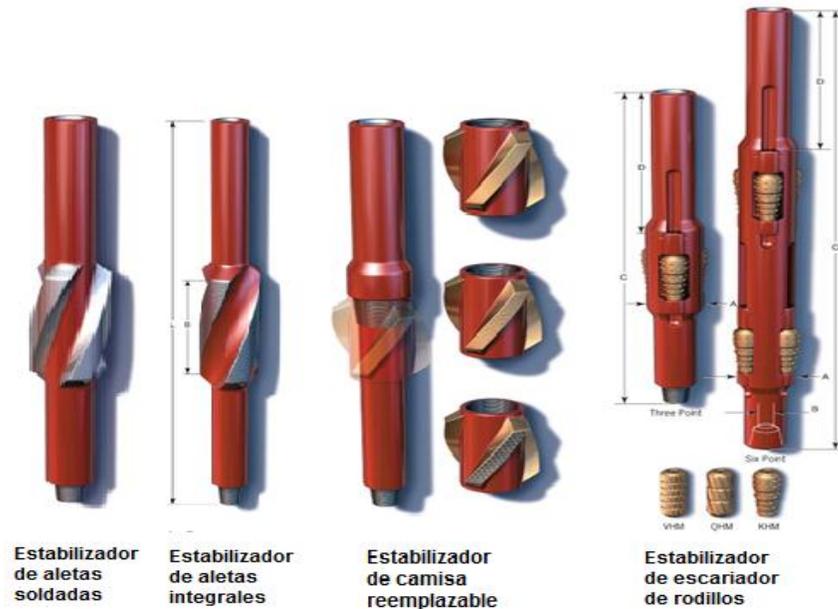
Fuente *Schlumberger*. Diseño de sartas de perforación y de herramientas de fondo. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

**2.3.2.2 Estabilizador de aletas integral.**

- Son hechos de un solo cuerpo en el cual las aletas fueron contorneadas.
- Son más costosos que los de aleta soldada.
- Tienen revestimiento de metal duro de larga duración con insertos de carburo de tungsteno.
- Es recomendado para formaciones abrasivas.

**2.3.2.3 Estabilizador de Camisa Reemplazable.** Son de camisa cómodamente reemplazable en el equipo de perforación, los canales profundos entre la camisa y las aletas quedan al ras con el OD de los DC, lo que garantiza libre circulación a través del estabilizador. Existen en configuraciones de dos piezas y tres piezas.

**Figura 8. Tipo de estabilizadores**



Modificado de Diseño de sartas de perforación y de herramientas de fondo.  
Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

### **2.3.3 Escariador (*roller reamers*).**

- Estos dispositivos son diseñados para mantener el calibre del hueco, reducen el torque y estabilizan la sarta de perforación.
- Son particularmente usados en formaciones muy abrasivas.
- Ayudan a repasar y evitar, las patas de perros y ojos de llave.
- Pueden ser diseñados de 3 y 6 puntos de escariado. Sus cortadores están disponibles para formaciones suaves, medias y duras y estos pueden ser cambiados en la locación.

**2.3.4 Sustituto flotador (*float sub*).** Es una conexión sustituta (*pin x box*) el cual debe alojar una válvula flotadora. Comúnmente colocada sobre el motor de fondo. En arreglos de fondo de pozo convencionales la válvula flotadora es insertada dentro del sustituto de la broca (arreglos pendulares). Los diseños de las válvulas flotadoras van desde el solenoide hasta el tipo charnela. Algunas empresas no

usan esta válvula porque les trae problemas al momento de hacer un control de pozo.

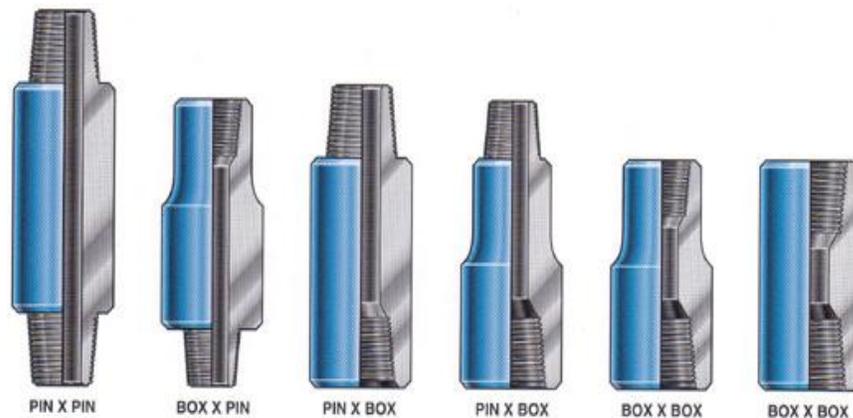
**Figura 9. Sustituto flotador (*float sub*)**



Fuente *Import export bulletin board (imexbb).*

**2.3.5 Cross-overs.** Los *Cross-Overs* son pequeñas secciones de tubería que permiten conectar entre sí tuberías de diferente rosca y diámetro.

**Figura 10. *Cross-overs***



Fuente *Cross-overs.inc*

## 2.4 COMPONENTES ESPECIALES

**2.4.1 Motor de fondo.** Los motores de fondo constituyen el último desarrollo en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Pueden utilizarse para perforar tanto pozos verticales como direccionales. Los motores direccionales perforan en dos modos: modo de rotación y orientado, o deslizante.

En el modo de rotación, la mesa giratoria del equipo de perforación o una unidad de comando superior, hace girar toda la sarta de perforación para transmitir potencia hacia la barrena. Durante el modo de deslizamiento, la sarta de perforación no gira; en cambio, el flujo de lodo se desvía hacia el motor de fondo de pozo para hacer girar la barrena. En el modo deslizante, solo gira la barrena; la porción de la sarta de perforación que no gira simplemente sigue detrás junto con el conjunto direccional.

**Figura 11. Motor de fondo**



Fuente Integradora de perforaciones y servicios (IPS).

Entre las principales ventajas proporcionadas por el empleo de los motores de fondo se pueden mencionar las siguientes:

- Proporcionan un mejor control de la desviación.
- Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.
- Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la barrena.

- Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.
- Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.

El uso de motores de fondo, reduce los riesgos de pescados, hacer óptima la perforación y en consecuencia, disminuye los costos totales de perforación. El motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, requiere del empleo de un codo desviador ajustable (*benthousing*). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio del ángulo.

Los motores de fondo pueden trabajar (en la mayoría de los casos) con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua o aceite), lodos con aditivos e incluso con materiales obturantes. Aunque los fluidos con alto contenido de sólidos reducen en forma significativa la vida de la herramienta. El contenido de gas o aire en el fluido pueden provocar daños por cavitación en el hule del estator.

El tipo y diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

- Diámetro del agujero.
- Programa hidráulico.
- Ángulo del agujero al comenzar la operación de desviación.
- Accesorios (estabilizadores, *drill collars*, codos, etc.).

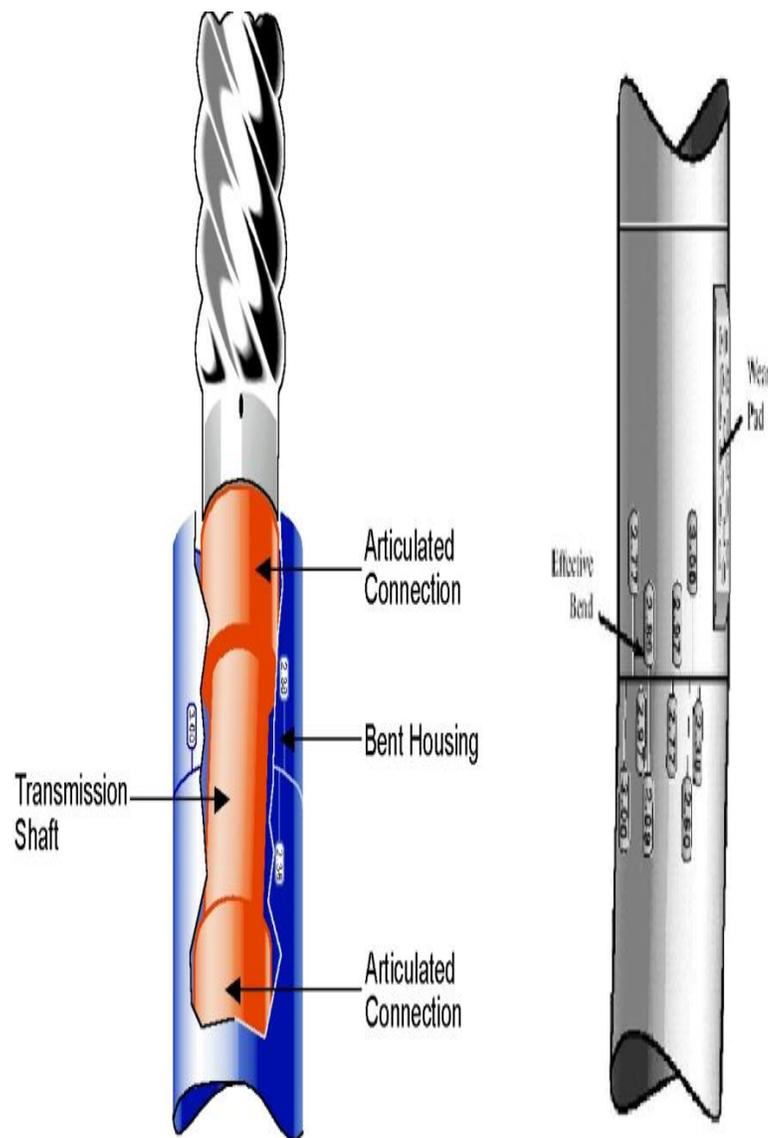
**Cuadro 7. Relación del diámetro del hueco con el diámetro del motor**

Diámetro del hueco (in)	Diámetro de motor (in)
5 7/8 a 7 7/8	4 3/4
7 7/8 a 9 7/8	6 3/4
9 7/8 a 12 1/4	8
12 1/4 a 17 1/2	9 1/2
17 1/2 a 26	11 3/4

Fuente Motores de fondo.ppt

**2.4.2 Bent housing.** Es una conexión la cual se conecta en la parte superior de los motores de fondo o turbinas. El ángulo generalmente va de 1° a 3° en incrementos de ½°. Este elemento fuerza a la broca a seguir un ángulo de curvatura mientras perfora...Véase figura 12...

**Figura 12. Bent housing**



Fuente *Directional technology drilling.*

## 2.5 PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA PERFORACIÓN

### 2.5.1 Uso de estabilizadores.

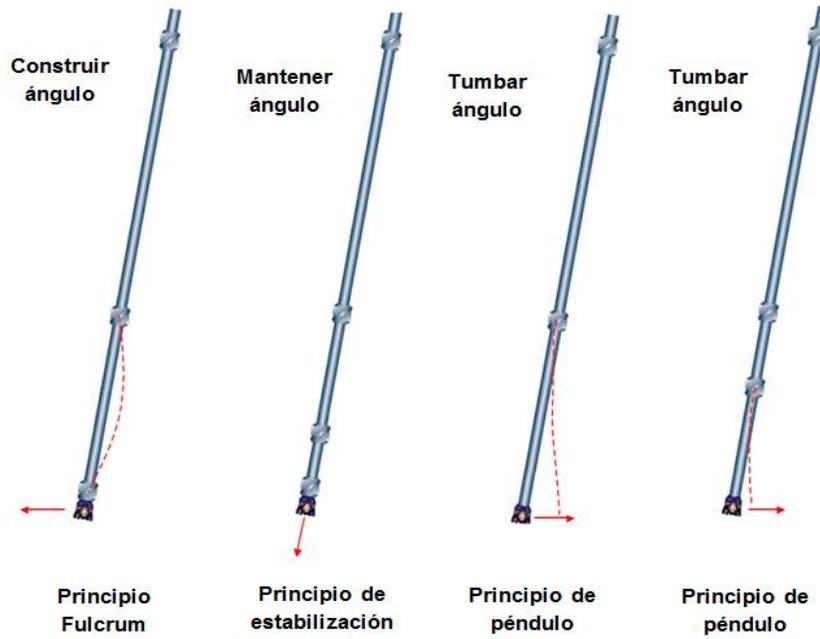
**2.5.1.1 Principio de péndulo.** Este principio básico se aplica para disminuir o “tumbar” el ángulo de inclinación de un pozo. El efecto de péndulo es la tendencia de la sarta de perforación de colgar verticalmente debido a la fuerza de gravedad. El efecto pendular se produce removiendo el estabilizador puesto encima de la broca, pero dejando el estabilizador superior, si el pozo se desvía de la vertical, la fuerza de la gravedad actúa sobre la broca y los *drill collar* haciéndolos volver a la dirección vertical a no ser que una fuerza se les oponga.

**2.5.1.2 Principio Fulcrum.** Consiste en un estabilizador insertado en la sarta justo encima de la broca seguida de 40-120 ft de *drill collars* antes de colocar el siguiente estabilizador que construirá el ángulo cuando se le aplique peso. El aplicar peso causará que los *drill collars* se flexionen y que cerca del estabilizador de la broca se cree un *Fulcrum* o punto de pivote. Esto crea una fuerza de oposición en la broca la cual crea una curvatura hacia arriba en el agujero hasta que el peso es reducido.

**2.5.1.3 Principio de estabilización.** Se utilizan tres estabilizadores colocados en la sarta de tal forma que el espaciamiento entre ellos sea corto, la herramienta de fondo va a resistirse a seguir una curva y forzará la barrena a perforar en una trayectoria relativamente recta. Las Herramientas de Fondo con este tipo de configuración se llaman “Ensamblés Empacados”.

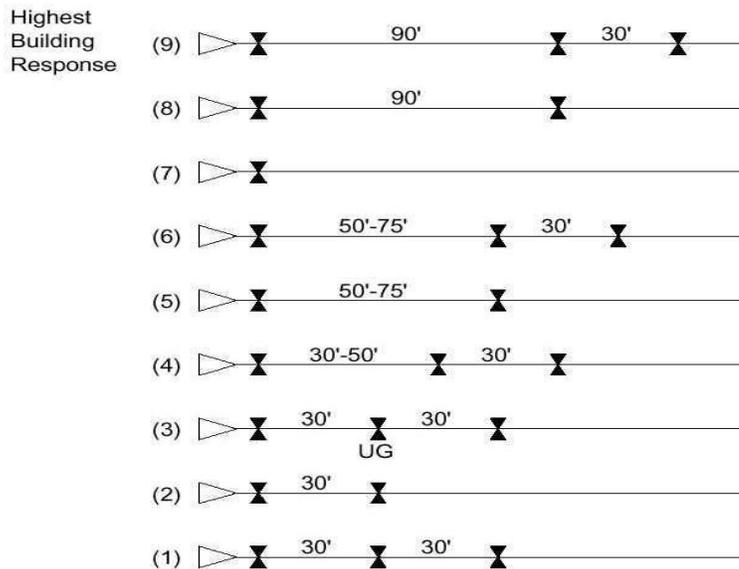
Mejora el rendimiento y la vida de la broca. (Pues la obliga a rotar sobre su eje verdadero). Mejora las condiciones en el pozo para perforar, registrar y sentar revestimiento. Permite que se aplique mayor peso de perforación a las formaciones que se sabe ocasionan problemas de desviación.

**Figura 13. Efecto de la ubicación de los estabilizadores**



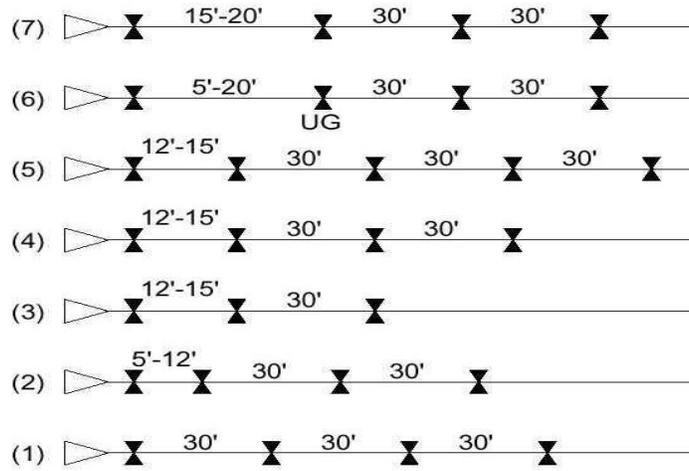
Modificado de Diseño de sartas de perforación y de herramientas de fondo.  
Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

**Figura 14, Arreglos de estabilizadores para construir inclinación**



Fuente Diseño de sartas de perforación y de herramientas de fondo.  
Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

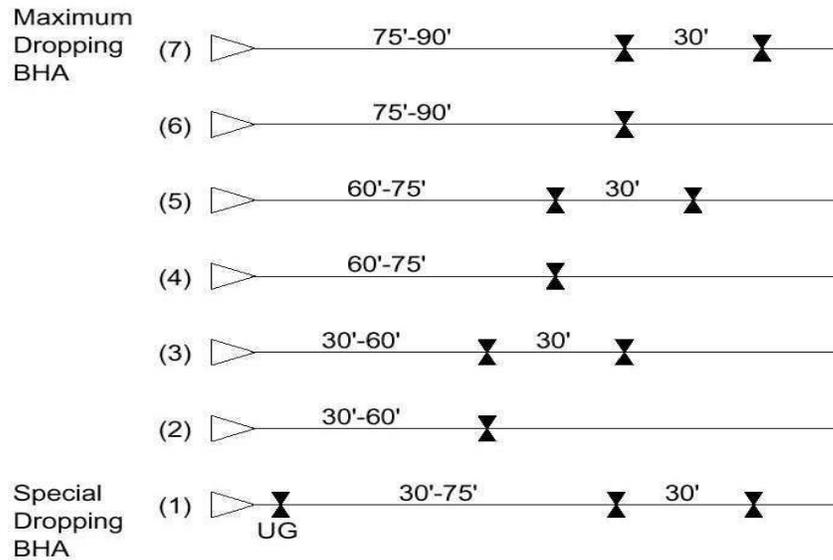
**Figura 15. Arreglos de estabilizadores para mantener inclinación**



(2) Can Vary From Positive to Negative Tendency  
 (1) Special Holding BHA to Achieve Positive Tendency

Fuente                      Diseño de sartas de perforación y de herramientas de fondo.  
                                  Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

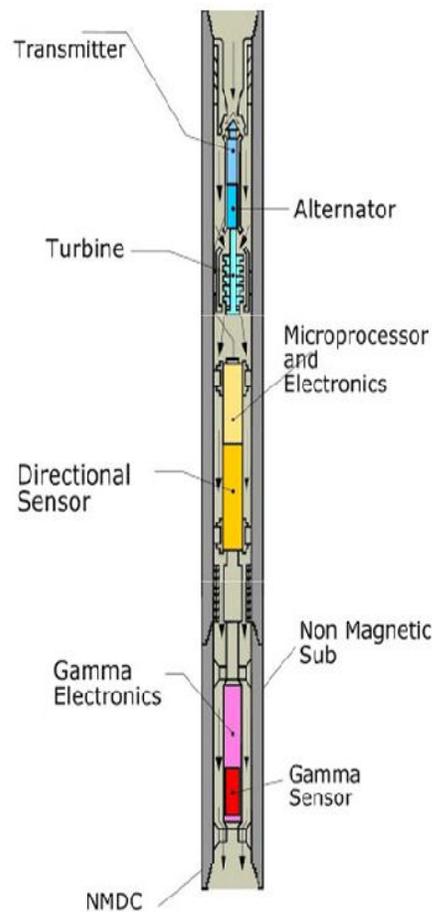
**Figura 16. Arreglos de estabilizadores para disminuir inclinación**



Fuente                      Diseño de sartas de perforación y de herramientas de fondo.  
                                  Programa de entrenamiento acelerado para supervisores.

**2.5.1.4 MWD (measurement while drilling).** El sistema MWD es un procedimiento de medición que se realiza pozo abajo mediante un dispositivo electromecánico localizado en el *BHA* cerca de la broca, el cual proporciona una gran variedad de datos direccionales que incluyen parámetros como: radioactividad, resistividad de la formación, geonavegación, temperatura anular, torque en el interior del pozo, peso de la broca, desviación del hueco, azimut y el ángulo en la cara de la herramienta. Estas medidas geológicas son enviadas a superficie a través del lodo mediante una onda continua de pulsos de presión y finalmente decodificados en sistema binario; la información se registra en tiempo real y se almacena en una cinta magnética.

**Figura 17. Esquema de la herramienta MWD**



Fuente [Directionaldrilling.blogspot.com](http://Directionaldrilling.blogspot.com)

**Figura 18. Herramienta MWD en superficie**



Fuente *hakone.u-tokio.jp.*

**Figura 19. Herramienta MWD al momento de introducirse en el collar no magnético durante una bajada de tubería al pozo**

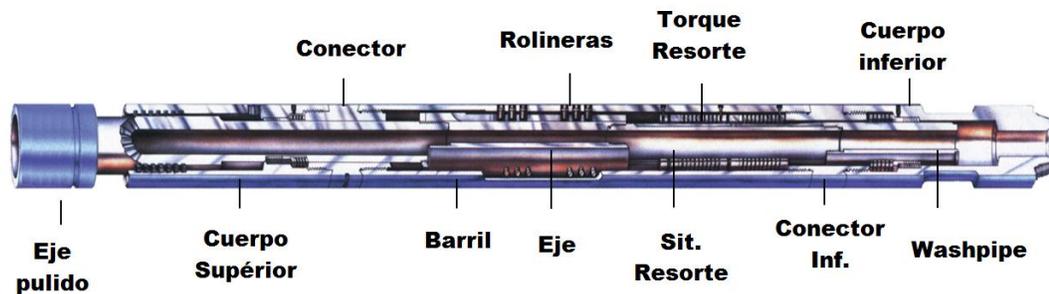


Fuente *hakone.u-tokio.jp.*

**2.5.2 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.

**2.5.2.1 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.

**Figura 20. Martillo mecánico**

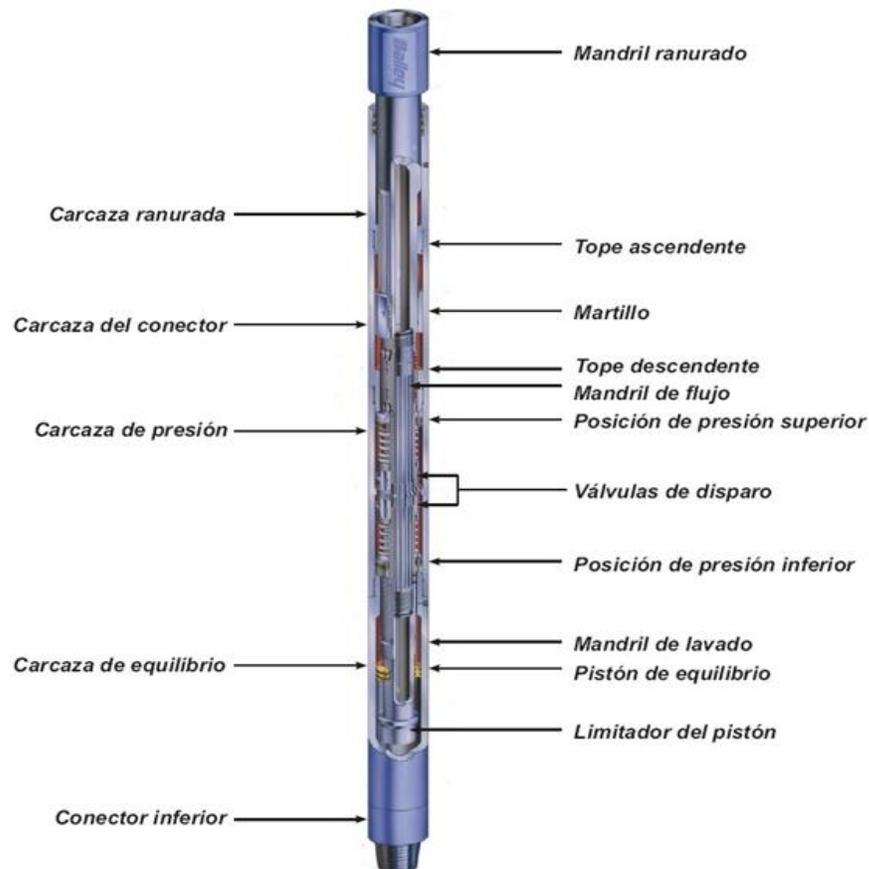


Fuente *Dailey®*

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 martillos adecuados) se libere completamente la sarta. 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*.

**2.5.2.2 Martillos hidráulicos.** El Martillo Hidráulico usa un depósito de aceite en conjunto con un orificio de regulación y un área de desvío. Cuando la sarta se pega, una sobrecarga es aplicada. A medida que la fuerza es aplicada al mandril deslizante, el aceite comenzará a comprimirse en el depósito, forzando al aceite a purgarse lentamente a través del orificio de regulación. Esto permite un tiempo para que la sarta de perforación establezca una energía de esfuerzo interno requerida para el efecto de percusión ó martilleo. Cuando el pistón sobre el mandril alcanza el área de desviación o bypass, el aceite se purga casi instantáneamente. El martillo se acelera velozmente hacia el yunque, impactándolo y transfiriendo la energía almacenada a la sarta de perforación en el punto de pega.

**Figura 21. Martillo hidráulico**



Fuente **Dailey®**

**2.5.2.3 Guía para el uso de martillos en pozos verticales.** En pozos verticales se debe ubicar de tal forma que:

- Se encuentren por encima del punto neutro de pandeo aun cuando el peso máximo sobre la broca se aplica.
- Se encuentran por lo menos dos collares de perforación por encima del martillo.
- Tienen sustitutos de prevención de pega diferencial, si existe el riesgo de pegamiento diferencial.
- No se deben colocar estabilizadores por encima de los martillos.
- Utilizar aceleradores en secciones no profundas del pozo (Verificar qué será posible engatillar y accionar el martillo antes de bajarlo).

**2.5.2.4 Guías para el uso de martillos en pozos desviados y horizontales.**

- No baje los martillos si estos presentan un pandeo. (Esto es fácil decirlo, pero complicado de ejecutarlo. Los martillos no se deben bajar por debajo del punto neutro de pandeo en pozos de 45° grados de desviación. En pozos horizontales los martillos se pueden bajar en la sección de 90 grados sin que estos sufran un pandeo). El área en la sarta en la que se debe evitar la ubicación de martillos es el área de presión del punto neutro. Este es el punto de la sarta donde la tensión en el acero es cero y se encuentra siempre por encima del punto neutro de pandeo.
- Si se utiliza dos martillos o dos martillos y un acelerador, asegúrese de que el perforador este totalmente atento y claro en el uso de este sistema.
- Utilice martillos con sustitutos de prevención de pega diferencial si el pegamiento diferencial es un riesgo.
- Es importante calcular las lecturas de peso a las cuales el martillo se engatilla (carga) y se acciona. El arrastre en el pozo puede evitar que el perforador verifique que los martillos estén abiertos o cerrados en el indicador de peso.

- En la perforación de pozos horizontales, un problema común es la incapacidad de lograr la suficiente fuerza para que un martillo ubicado horizontalmente se accione o dispare hacia abajo.

**Cuadro 8. Relación del diámetro de martillo según el diámetro del pozo**

<b>Diámetro del pozo</b>	<b>Diámetro del martillo</b>
17 ½" y mayor	9"
12 ¼" – 17 ½"	8"
8 ¾" – 12 ¼"	6 ½"
6 ½" – 7 1/8"	4 ½"

Fuente *Randy Smith training solutions.*

### 3. GENERALIDADES DE DISEÑO DE SARTAS DE PERFORACIÓN

#### 3.1 TIPOS DE DISEÑO

**3.1.1 Diseño Mecánico.** Describe las limitaciones de la tubería de perforación y de los collares a los esfuerzos de:

- Tensión
- Sobre-Tensión Permisible
- Estallido
- Colapso
- Torsión
- Pandeo

**3.1.2 Diseño Direccional.** Describe la tendencia de la sarta de perforación a causar la desviación del hueco hacia una predeterminada dirección.

**3.1.3 Diseño Hidráulico.** Describe la influencia que tiene la geometría interna y externa de la sarta sobre las pérdidas friccionales en un sistema circulante de fluidos. El análisis recomienda el uso de tubería de perforación (TP) de 5 ½" o 6-5/8" para pozos ultra profundos y la conexión de la TP con la espiga hacia arriba para mejorar la hidráulica en la perforación de pozos someros.

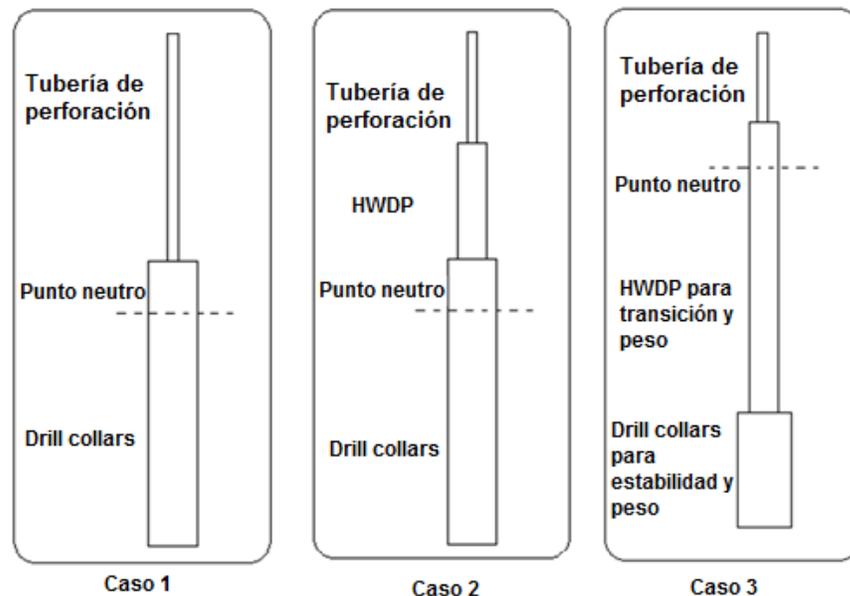
#### 3.2 PUNTO NEUTRO

Es una sección de transición en la cual se pasa del estado de compresión a tensión. Pueden suceder tres casos:

- En el caso 1 no hay tubería de transición (*HWDP*) y el peso sobre la broca lo aplica el 85% de la longitud de los *drill collars*.

- En el caso 2 se utiliza *HWDP* sobre los *drill collars* como zona de transición para suavizar el cambio abrupto en la sarta. Todo el peso sobre la broca es aplicado por el 85% de la longitud de los *drill collars*.
- En el caso 3 se utilizan los *drill collars* necesarios para el control direccional para reducir la tendencia a atascarse por presión diferencial. El peso sobre la broca es aplicado por el 100% de la longitud de los *drill collars* más el 85% de la longitud de los *HWDP*.

**Figura 22. Tipos de BHA según la ubicación del punto neutro**



Modificada de Curso de diseño de sarta de perforación. PDVSA.

### 3.3 ANÁLISIS DE LA RECOMENDACIÓN PRÁCTICA *API-RP7G*

La recomendación práctica del *API* está titulada como: “*Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits*” (Recomendación Práctica para el Diseño y Límites de Operación de la Sarta de Perforación).

Esta práctica recomendada envuelve no solamente la selección de los elementos de la sarta de perforación, sino también la consideración de todo el ángulo de

control del hueco, fluidos de perforación, peso, velocidad de rotación y otros procedimientos operacionales.

Para un mejor manejo de esta práctica el *API* ha dividido en diferentes secciones las cuales se detalla a continuación.

En las secciones 1, 2 y 3 se establecen: el alcance, las referencias y algunas definiciones utilizadas en la recomendación práctica. En las secciones 4, 5, 6 y 7 se proveen procedimientos para el uso en la selección de los componentes de la sarta de perforación. Las secciones 8, 9, 10, 11, 12 y 15 están relacionadas las limitaciones de operación, las cuales pueden reducir la capacidad normal de la sarta de perforación.

La sección 13 contiene un sistema de clasificación para las tuberías de perforación y producción usadas, procedimientos de inspección e identificación para otros elementos de la sarta de perforación. La sección 14 contiene afirmaciones referidas a soldadura en herramientas de perforación.

## 4. DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN SEGÚN LOS LINEAMIENTOS DE LA NORMA *API-RP7G*

Para efectuar los cálculos de diseño de sargas de perforación según los lineamientos de la norma *API-RP7G* se necesita la siguiente información previa:

- Profundidad anticipada del pozo o sección.
- Tamaño del hueco.
- Máxima densidad esperada del lodo para la sección.
- Factor de seguridad por tensión y margen de *overpull*.
- Factor de seguridad por colapso.
- Longitudes de los *drill collar*, OD, ID y peso por pie.
- Tamaños disponibles de *drill pipe* e inspección de clase.
- *WOB*.

### 4.1 DISEÑO DE LOS *DRILL COLLARS (DC)*

#### 4.1.1 Longitud de los *drill collars (DC)*.

$$L_c = \frac{Bit_{wm}}{\cos\alpha * NP * K_b * W_c}$$

Donde:

$L_c$  = Longitud de los *drill collars*, ft.

$Bit_{wm}$  = Peso sobre la broca lbs.

$\alpha$  = ángulo del pozo con respecto a la vertical.

$NP$  = Punto neutral.

$K_b$  = Factor de flotabilidad.

$W_c$  = Peso de los *drill collars* lb/ft.

El factor de diseño punto neutral determina la posición del punto neutral, por ejemplo 0.85 significa que el punto neutro será 85% de la longitud de la sarta de collares medida desde el fondo.

**4.1.2 Conexiones de los *drill collars*.** Las conexiones (roscas) de la tubería de perforación no tienen características de liberación de esfuerzo puesto que el cuerpo flexible se dobla fácilmente y absorbe la mayor parte del esfuerzo de doblamiento que se aplica. Por lo tanto las conexiones de la tubería de perforación están sujetas a menos doblamiento que el cuerpo de la misma.

En cambio los DC y otros componentes de la herramienta de fondo son mucho más rígidos que la tubería de perforación y en ellos gran parte de los esfuerzos por doblamiento se transfieren a las conexiones. Estos esfuerzos por doblamiento pueden causar falla por fatiga en las conexiones.

La norma *API-RP7G* dice que las características de liberación de esfuerzos se deben especificar en todas las conexiones de las herramientas de fondo tamaño NC-38 o mayores.

Estas características son benéficas también para la tubería pesada *HWDP* Las ranuras de liberación de esfuerzos en el pin no se recomiendan en conexiones más pequeñas que NC-38 porque pueden debilitar la resistencia a la tensión y la resistencia de torsión de la conexión. Las conexiones de caja ensanchada se podrían usar en las conexiones más pequeñas.

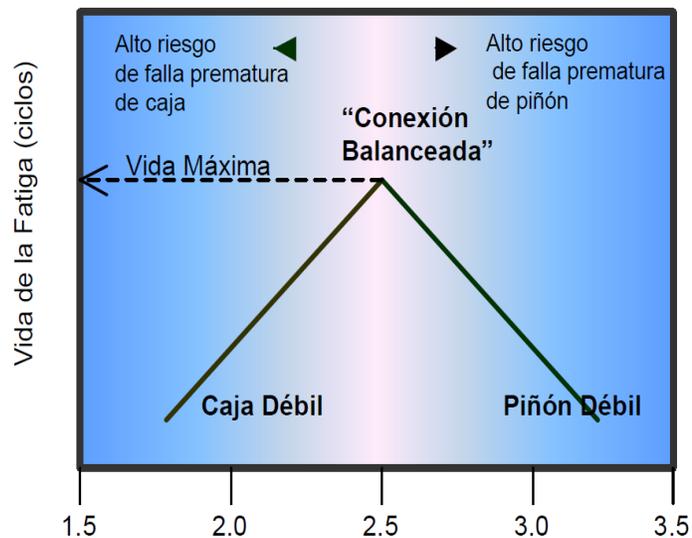
**4.1.3 Razón o Relación de Resistencia a la Flexión o *BSR (Bending strength ratio)*.** La razón de Resistencia a la Flexión es la rigidez relativa de la caja con respecto al perno de una conexión dada. Describe el balance entre dos miembros de una conexión y cómo es probable que se comporten en un ambiente cíclico de rotación.

El *BSR* se puede calcular por medio de ecuaciones indicadas sección A-10 página 135 de las norma *API-RP7G* ó de una manera más practica usando las figuras 26-32 de la misma norma...Véase anexo I...

En la actualidad los catálogos de tuberías traen en sus tablas el valor exacto de *BSR* para tuberías *drill collars*.

El capítulo 5° “Propiedades de los *drill collars*” establece que una conexión que tiene una relación de resistencia a la flexión de 2.50:1 es generalmente aceptada como una conexión balanceada promedio. Sin embargo, el rango aceptable puede variar de 3.20:1 a 1.90:1, dependiendo de las condiciones de perforación. Cuando la razón de resistencia a la flexión es superior se tienden a ver fallas de pernos o pines. Cuando la razón de resistencia a la flexión es inferior se tienden a ver más fallas en las cajas. Sin embargo, la experiencia en campo ha mostrado que: Un collar de perforación de 8” que tiene una razón de resistencia a la flexión de 2.5 normalmente falla en la caja. Un collar de perforación de 4-3/4” que tiene una razón de resistencia a la flexión tan baja como 1.8 muy rara vez falla en la caja.

**Figura 23. Razón o Relación de Resistencia a la Flexión o *BSR***



Fuente Diseño de sargas de perforación PDVSA.

La norma considera que la mínima relación aceptable de resistencia a la flexión en una zona de trabajo puede no ser aceptable en otra. Experiencias prácticas de operación local basadas en el predominio de fallas recientes y otras condiciones se deben tener en cuenta al determinar la mínima relación aceptable de resistencia a la flexión para un tipo de operación y área particular.

**Cuadro 9. Rangos recomendados de BSR.**

<b>OD Collar</b>	<b>Rango tradicional de BSR</b>	<b>Rango recomendado de BSR</b>
< 6 in	2.25-2.75	1.8-2.5
6 – 7 7/8 in	2.25-2.75	2.25-2.75
≥ 8 in	2.25-2.75	2.5-3.2

Fuente NS14-Drill-String-Design.

**4.1.3.1 Ejemplo de aplicación de las figuras 26-32 de la norma API-RP7G.**

Para un *drill collar* (7 x 2 13/16) in:

- Escoger la figura adecuada dependiendo el ID del *drill collar*.
- Ubicar el OD del *drill collar* y trazar una línea horizontal hacia la derecha hasta cortar con el tipo de conexión.
- Trazar una línea vertical hacia abajo desde el punto escogido en el paso 2, y leer el *BSR*.

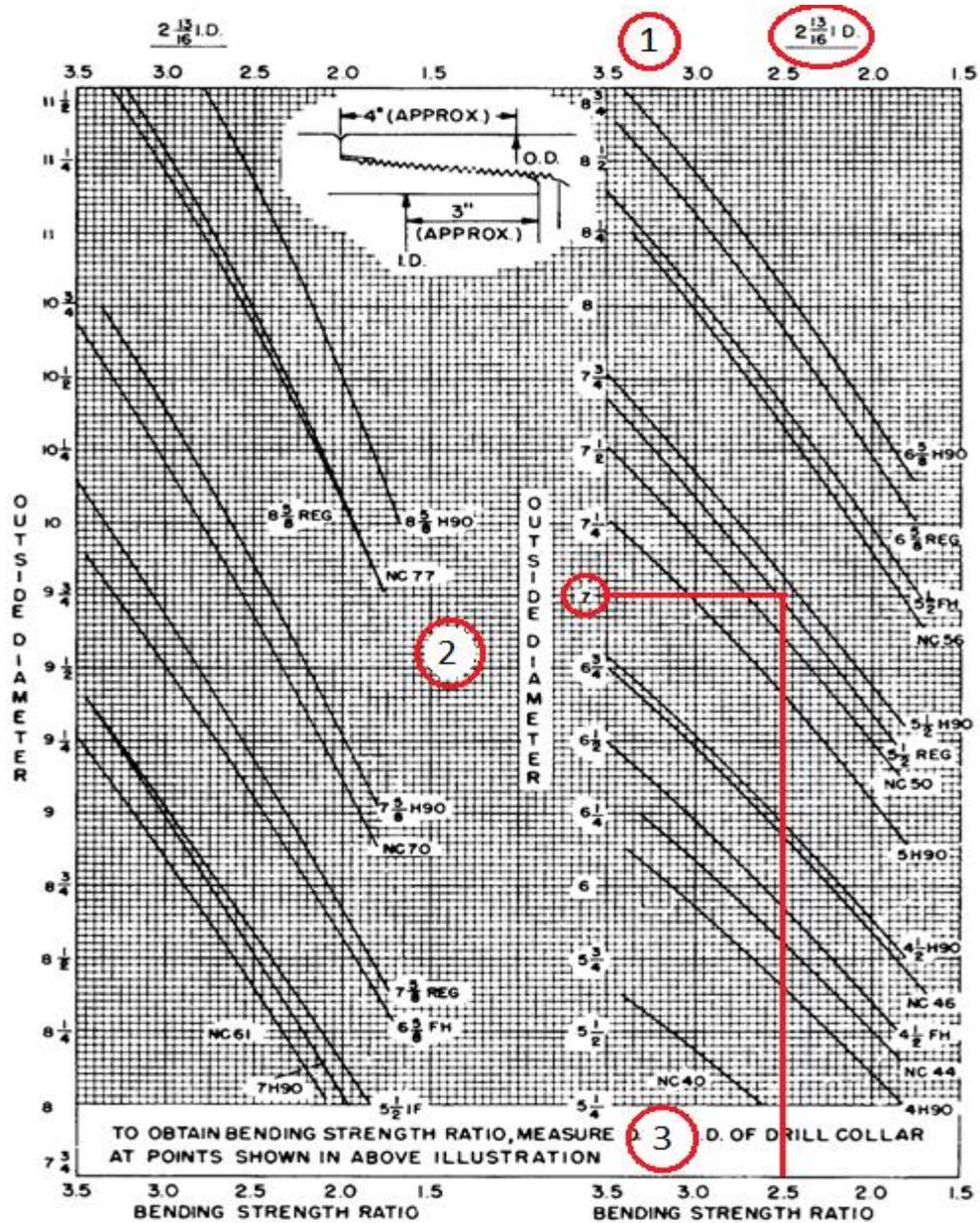
La selección de la conexión más indicada será la que se encuentre más cercana a un *BSR* de 2.5 en un rango de 2.25 - 2.75. La segunda mejor selección son las conexiones que se encuentren a la izquierda de 2.25. La tercera mejor selección son las conexiones que se encuentren a la derecha de 2.75. Para este caso la mejor conexión es una 5 ½ REG...Véase figura 24...

**4.1.4 Relación de rigidez para transiciones de diámetros diferentes (SR).** La SR debe compararse para ayudar a cuantificar la brusquedad del cambio de sección y determinar la necesidad de tubería de transición.

Basados en experiencia de campo, en una transición de un tamaño de DC o tubería a otro, la razón de rigidez ( $SR$ ) no deberá exceder:

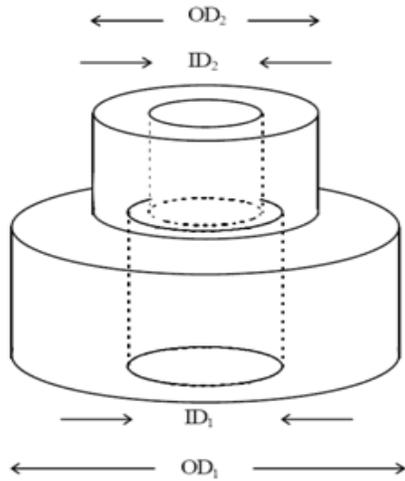
- 5.5 para perforación de rutina.
- 3.5 para perforación en condiciones severas o difíciles.

Figura 24. Ejemplo de aplicación



Fuente Norma API-RP7G. Figura 29.

**Figura 25. Cambio de diámetro de la sarta**



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

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

Fuente NS14-Drill-String-Design.

## 4.2 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN (DRILL PIPE)

**4.2.1 Diseño por tensión.** El diseño de la sarta para cargas de tensión estática requiere de la suficiente resistencia en la parte superior de cada sección de tubería en peso, grado y clasificación, con el objeto de soportar el peso flotado de la tubería de menor grado, tubería extra pesada (*HWDP*), *drill collars*, estabilizadores y broca. La carga es calculada como se muestra en la siguiente ecuación. El peso de la broca los estabilizadores son despreciables o están incluidos en el peso de los *drill collars*.

$$P = [(L_{dp} * W_{dp}) + (L_c * W_c)]K_b$$

Donde:

$P$  = Carga flotada de la sección de tubería, lb.

$L_{dp}$  = Longitud de la tubería de perforación, ft.

$W_{dp}$  = Peso por ft, del ensamble de tubería en el aire.

$L_c$  = Longitud de los *drill collars*, ft.

$W_c$  = Peso por ft, de los *drill collars*, ft.

$K_b$  = Factor de flotación.

En cualquier cuerpo flotante o inmerso en un líquido actúa una fuerza de flotación igual al peso del líquido desplazado. Esta fuerza tiende a reducir el peso efectivo de la sarta y alcanza a ser de apreciable magnitud en el caso de lodos pesados.

La norma *API-RP7G* muestra los datos de cargas de tensión en las tablas 2, 4, 6 y 8 para varios tamaños, grados y clases de tuberías de perforación. Es importante notar que los valores de resistencia a la tensión mostrados en la tabla son valores teóricos basados sobre áreas mínimas, espesor de pared y resistencia a la cedencia.

La resistencia a la cedencia (como lo define el *API*) es el punto específico que incluye las deformaciones elásticas como algunas deformaciones plásticas (permanentes). Si la tubería alcanza los valores de carga mostrados en las tablas descritas es probable que un esfuerzo permanente ocurra, para prevenir esta condición un factor de diseño de aproximadamente 90% de los valores de tensión tabulado de la tabla es algunas veces usado. Sin embargo una mejor práctica demanda un factor específico para el grado particular de la tubería involucrada.

$$P_a = P_t * 0.9$$

Donde:

$P_a$  = Máximo diseño permisible de carga en tensión, lb.

$P_t$  = Carga de tensión teórica de tablas, lb.

0.9 = Una constante relacionada al límite proporcional de resistencia a la cedencia.

**4.2.1.1 Margen de jalón o *Margin of overpull (MOP)*.** El margen para jalar es un valor de tensión que se reserva el diseñador para asegurar que se puede jalar la tubería en caso de alguna pega. Y se define como la diferencia entre la carga calculada  $P$  y la máxima tensión permisible.

$$MOP = P_a - P$$

Donde:

$MOP$  = Margen de jalón.

$P_a$  = Máximo diseño permisible de carga en tensión lb.

$P$  = Carga flotada de la sección de tubería, lb.

**4.2.1.2 Factor de diseño.** El rango de factor de diseño varía entre 1.1 y 1.5, el valor más comúnmente utilizado es de 1.3. El propósito del factor del diseño es el asegurar un diseño sobrado de tubería en la parte superficial, cuando esta se encuentre totalmente cargada.

$$SF = \frac{P_a}{P}$$

Donde:

$SF$  = Factor de seguridad.

$P_a$  = Máximo diseño permisible de carga en tensión, lb.

$P$  = Carga flotada de la sección de tubería, lb.

La determinación de la máxima longitud de un tamaño específico de tubería grado y clase se realiza para un determinado pozo combinado las ecuaciones anteriores. Esto origina la ecuación siguiente:

$$\frac{P_t * 0.9}{SF * W_{dp} * K_b} - \frac{W_c L_c}{W_{dp}} = L_{dp}$$

y/o

$$\frac{P_t * 0.9 - MOP}{W_{dp} * K_b} - \frac{W_c L_c}{W_{dp}} = L_{dp}$$

Donde:

$P_t$  = Carga de tensión teórica de tablas, lb.

0.9 = Una constante relacionada al límite proporcional de resistencia a la cedencia.

SF = Factor de seguridad.

$W_{dp}$  = Peso por ft, del ensamble de tubería en el aire.

$K_b$  = Factor de flotación.

$W_c$  = Peso por ft, de los *drill collars*, ft.

$L_c$  = Longitud de los *drill collars*, ft.

$L_{dp}$  = Longitud de la tubería de perforación, ft.

Si la sarta a diseñar está compuesta de dos o más tuberías de perforación de diferente grado, dimensiones e inspección de clases, la tubería que tiene la más baja capacidad debe estar situada justamente arriba de los *drill collars* y la máxima longitud de estas es calculada mediante las ecuaciones anteriores. La siguiente tubería a diseñar debe ser más resistente a la tensión y está situada arriba de la primera tubería de perforación diseñada y el término  $L W$  en las ecuaciones anteriores es remplazado por otro que representa el peso en el aire de los *drill collars* más el peso de la primera tubería diseñada.

**4.2.2 Colapso debido a la presión externa del fluido.** La tubería de perforación puede en cierto momento estar sujeta a una presión externa, la cual es más alta que la presión interna. Esta condición normalmente ocurre en las pruebas de

producción llevadas a cabo con la sarta, las cuales podrían resultar en un colapso en las tuberías de perforación. La presión diferencial requerida para producir colapso se determinó en el *API RP7G* para varios tamaños, grados e inspección de clases de tuberías de perforación y aparecen en las tablas 3, 5, 7 y 9 (de la norma). Los valores tabulados serían divididos por un conveniente factor de seguridad para establecer la presión de colapso permisible.

$$\frac{P_p}{SF} = P_{ac}$$

Donde:

$P_p$  = Presión de colapso teórico, psi.

$SF$  = Factor de seguridad.

$P_{ac}$  = Presión al colapso permisible, psi.

Cuando el fluido de perforación se encuentra nivelado dentro y fuera de la tubería de perforación y a condición que su densidad sea constante; la presión al colapso es cero a cualquier profundidad, por lo que no existe presión diferencial. Cuando no hay fluido dentro de la tubería de perforación, pero si en el exterior de esta, la actual presión al colapso es calculada de la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{L W_g}{19.251}$$

$$P_c = \frac{L W_f}{144}$$

Donde:

$P_c$  = Presión al colapso neta psi.

$L$  = Longitud a la cual  $P_c$  actúa, ft.

$W_g$  = peso del fluido de perforación, lb/gal.

$W_f$  = peso del fluido de perforación, lb/ft<sup>3</sup>.

Cuando existe fluido en la tubería de perforación, pero este no llena la totalidad de la tubería y ocasiona que la presión hidrostática en el interior de la tubería sea menor que la presión hidrostática externa, entonces la presión al colapso se calcula de la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{L W_g - (L - Y)W'_g}{19.251}$$

$$P_c = \frac{L W_f - (L - Y)W'_f}{144}$$

Donde:

$P_c$  = Presión al colapso neta, psi.

L = Longitud a la cual  $P_c$  actúa, ft.

$W_g$  = peso del fluido de perforación, lb/gal.

Y = Profundidad del fluido dentro de la tubería de perforación, ft.

$W'_g$  = Peso del fluido de perforación dentro de la tubería de perforación, lb/gal.

$W'_f$  = Peso del fluido de perforación dentro de la tubería de perforación, lb/ft<sup>3</sup>.

**4.2.3 Presión interna.** Ocasionalmente la tubería de perforación está sujeta a una presión interna neta las tablas 3, 5, 7 y 9 de la norma *API-RP7G*. Contienen los valores calculados de la presión Diferencial interna de cedencia de la tubería de perforación. Este valor dividido por un factor de seguridad resultará en una presión interna permisible.

**4.2.4 Resistencia torsional.** La resistencia torsional de una tubería de perforación alcanza hacer crítica cuando se perfora agujeros desviados, agujeros profundos o cuando la tubería se encuentra pegada. Los valores calculados de resistencia

torsional para varias dimensiones, grados e inspección de clases de tuberías de perforación son provistos en las tablas 2, 4, 6 y 8 de la norma *API-RP7G*. Las bases para estos cálculos están descritas en el apéndice “A”. El actual torque aplicado a la tubería durante la perforación es difícil de medir pero es aproximado mediante la siguiente ecuación.

$$T = \frac{HP * 5,250}{RPM}$$

Donde:

*T* = Torque deliberado para la tubería de perforación, ft-lb.

*HP* = Caballos de fuerza usados para producir rotación a la tubería.

*RPM* = Revoluciones por minuto.

### **4.3 LIMITACIONES RELACIONADAS CON LA DESVIACIÓN DEL POZO**

**4.3.1 Análisis de fatiga.** La mayoría de las fallas de tubería de perforación son un resultado de la fatiga, ocurre en un cambio brusco de ángulo (pata de perro), a través del cual se forman esfuerzos de pandeo cíclico.

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 tubería de perforación de cualquier grado, los esfuerzos pueden variar de 50000 psi en tensión a -20000 psi en compresión y de nuevo a 50000 psi 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 “pata de perro” o en inglés, “*Dogleg*”.

**4.3.2 Daños por fatiga.** La tubería de perforación sufre fatiga cuando se hace girar en una sección del pozo en el que hay un cambio de ángulo y/o dirección del pozo, comúnmente se conoce como “pata de perro”.

**4.3.2.1 La severidad del “pata de perro”.** Debido a que la tensión en la tubería es un factor crítico, un “pata de perro” a poca profundidad en un pozo profundo a menudo se convierte en una fuente de dificultades. La Rotación fuera de fondo no es una buena práctica, ya que la carga de tracción adicional resulta de los *drill collars* en suspensión.

*Lubinski y Nicholson* desarrollaron un factor que llamaron “severidad del pata de perro”, definido como la máxima desviación en grados que puede tener el pozo por cada 100 pies, también han publicado métodos de cálculo de las fuerzas en juntas y condiciones necesarias para daños por fatiga a ocurrir. Haciendo referencia a las figuras 36 y 37 de la norma *API-RP7G*, tenga en cuenta que es necesario permanecer a la izquierda de las curvas de fatiga para reducir daños por fatiga. Programas (software) para planificar y perforar pozos para minimizar la fatiga han sido reportados por *Schenck y Wilson*. Tales programas (*software*) son necesarios para reducir daños por fatiga.

Las curvas en las figuras 36, 37 y 38 (también las figuras 41, 42, y 43) de la norma *API-RP7G* son de rango 2 tubos de perforación, es decir, para conjuntos de longitudes de 30 ft. Esta longitud tiene un efecto sobre las curvas. La información de la fatiga también está disponible para Rango 3 (45 ft) de tubería de perforación. Las curvas en las figuras 36, 37 y 38 son independientes del diámetro externo de la junta, sin embargo, la porción de la curva para la cual no está la tubería y el pozo en contacto entre las juntas (líneas discontinuas en las figuras 36 y 38) se hace más largo cuando el diámetro exterior de la junta se vuelve más pequeño, y viceversa.

La llegada de las calculadoras de bolsillo hace que sea fácil utilizar las siguientes ecuaciones en lugar de las curvas de las figuras 36 y 37 (de la norma *API RP 7G*).

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

Donde:

C = Máxima severidad del pata de perro permisible (°/100 ft)

E = Módulo de elasticidad de *Young* (para el acero= 30 x 106 psi)

D = Diámetro externo del *drill pipe* (in)

L = Distancia entre uniones de tubería dividido por dos (30 ft x 12 in/ft / 2 = 180 in)

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

I = momento de inercia del *drill pipe* (in<sup>4</sup>)  $I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4)$

$\sigma_b$  = máximo esfuerzo de doblamiento permisible (psi)

$\sigma_b$  se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

Para valores de T/A superiores a 67000 psi:

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

Para valores de T/A superiores a 133400 psi,

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

Una vez excedida la severidad del “pata de 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.

**4.3.2.2 Acción correctiva para reducir la fatiga.** Si se presentan o se sospecha que existe “pata de perro” de suficiente magnitud, es una buena práctica ensanchar la sarta de perforación para el área del “pata de perro”. Esto reduce la severidad del cambio de ángulo en el pozo. Con referencia a la figura 40, la resistencia a la fatiga de la tubería de perforación se reducirá considerablemente cuando se utiliza en un fluido de perforación corrosivo. Para muchos fluidos de perforación base agua la resistencia a la fatiga de la sarta de perforación puede aumentarse mediante el mantenimiento de un pH de 9.5 o más alto.

Varios métodos están disponibles para supervisar y controlar la corrosividad de los fluidos de perforación. La técnica de monitoreo más usada es el uso de un anillo de corrosión insertado en la sarta de perforación. Para una descripción de esta técnica véase *API Recommended Practice 13B-1, Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water-Based Drilling Fluids*.

**4.3.3 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:

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

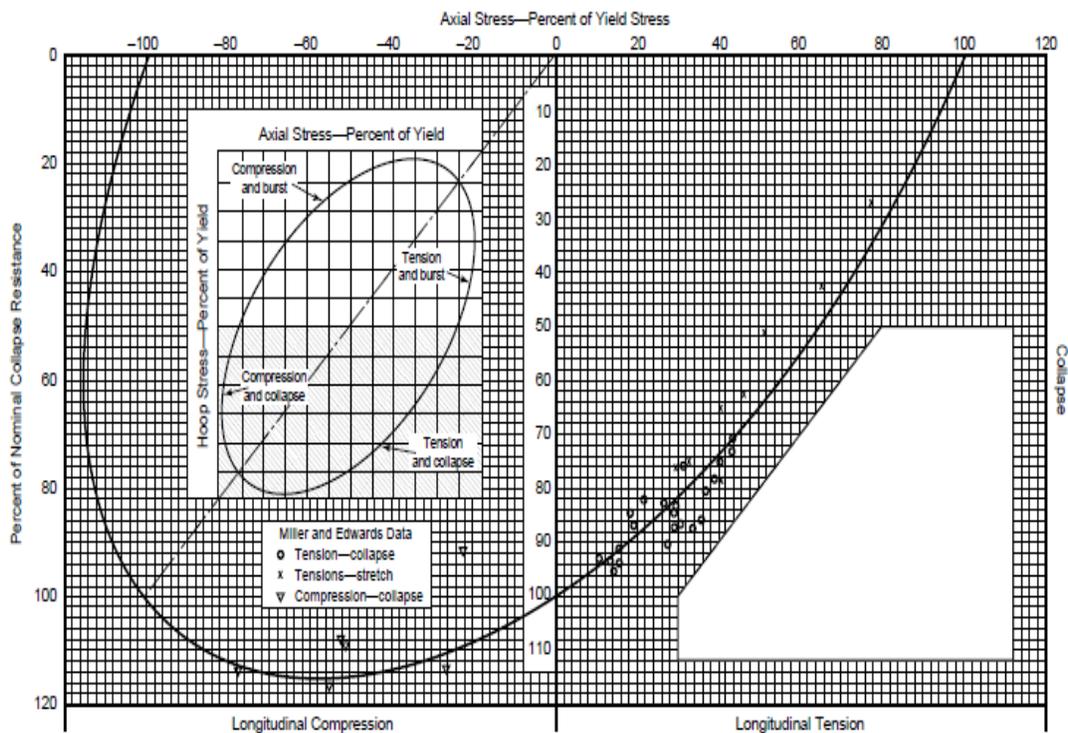
$$R = \frac{\textit{Resistencia efectiva al colapso bajo tensión (psi)}}{\textit{Resistencia nominal plástica al colapso (psi)}}$$

Y se relacionan mediante la siguiente ecuación:

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

El valor de “R” también se puede determinar gráficamente de la siguiente manera: Se entra a la figura 81 de la norma *API-RP7G* con el valor correspondiente de “Z” en la parte superior derecha con la escala horizontal y se baja verticalmente para interceptar porción derecha de la elipse. Proceder horizontalmente hacia la izquierda e interceptar la resistencia al colapso nominal (centro escala vertical).

**Figura 26. Curva para corregir la resistencia al colapso de la tubería de perforación por efecto de la tensión**



Note: Applies only in a noncorrosive environment.

Figure 81—Ellipse of Biaxial Yield Stress<sup>12</sup> or Maximum Shear-Strain Energy Diagram  
After Holmquist and Nadai, Collapse of Deep Well Casing, *API Drilling and Production Practice* (1939)

Fuente Norma *API-RP7G*. Figura 81.

## 5. EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN DEL POZO YEAN 1 DEL CAMPO VEGA, SEGÚN LOS LINEAMIENTOS DE LA NORMA API-RP7G

### 5.1 INFORMACIÓN GENERAL

Para realizar la evaluación y optimización del diseño de la sarta de perforación del pozo YEAN 1 según los lineamientos de la norma *API-RP7G* se requiere información específica y a veces clasificada del proyecto de perforación del pozo, se cuenta con el documento llamado ***DRLING PROCEDURE*** donde se encuentra toda la información necesaria para realizar el diseño.

Es pertinente aclarar que el nombre del pozo (YEAN 1) y su ubicación (campo VEGA) que son utilizados en la realización de este documento no corresponden a los verdaderos, debido a que se requiere información multidisciplinaria y no todas las empresas autorizan la utilización de la misma.

Se debe hacer énfasis en que los datos para el diseño de la sarta de perforación son reales y se utilizan con fines académicos en la elaboración de este documento.

### 5.2 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (PRIMERA SECCIÓN)

Para efectuar los cálculos de longitudes según el capítulo 7 de la norma *API-RP7G* se necesita la siguiente información:

- Profundidad anticipada del pozo o sección.
- Tamaño del hueco.
- Máxima densidad esperada del lodo para la sección.
- Factor de seguridad por tensión y margen de *overpull*.
- Factor de seguridad por colapso.

- Longitudes de los *drill collar*, *OD*, *ID* y peso por pie.
- Tamaños disponibles de *drill pipe* e inspección de clase.
- *WOB*.

**Cuadro 10. Sarta de perforación utilizada en la primera sección**

<i>Item Description</i>	<i>No. Joints</i>	<i>OD (in)</i>	<i>ID (in)</i>	<i>Longitud (ft)</i>
Broca PDC	1	12.25	-	1.1
Bit sub with float	1	8	2.812	3
Drill collar	1	8	2.812	30
Integral Stabilizer	1	12.25	2.812	6
Cross over	1	8*6.5	2.812	3
Drill Collar	1	6.5	2.812	30
HWDP	5	5	3.000	150
Drill Pipe	-	5	4.267	To TD

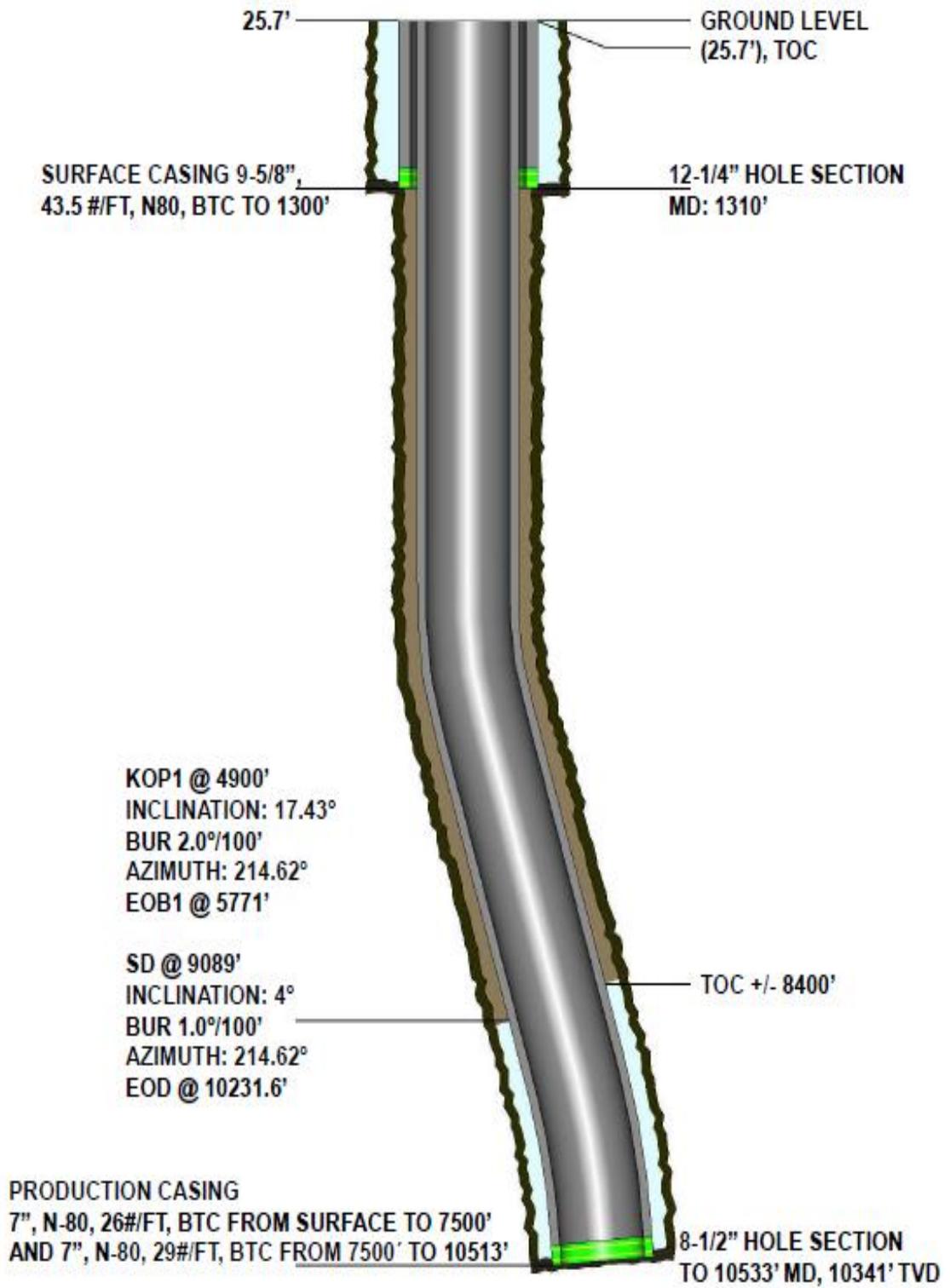
Fuente *Drilling procedure* pozo YEAN 1.

**Cuadro 11. Sarta de perforación utilizada en la segunda sección**

<i>Item Description</i>	<i>No. Joints</i>	<i>OD (in)</i>	<i>ID (in)</i>	<i>length (ft)</i>
PDC BIT	1	8.500	3	1
Motor de desplazamiento positivo	1	7	2.875	30
Bit sub	1	6.750	2.875	3
Stabilizer	1	6.750	2.813	6.5
MDW Positive pulse	1	6.750	3.000	30
NM Drill collar	1	6.500	2.813	30
Drill collar	3	6.500	2.813	90
HWDP	18	5.000	3.000	540
Drilling jar	1	6.500	2.750	32
HWDP	4	5.000	3.000	120
Drill pipe	-	5.000	4.267	To TD

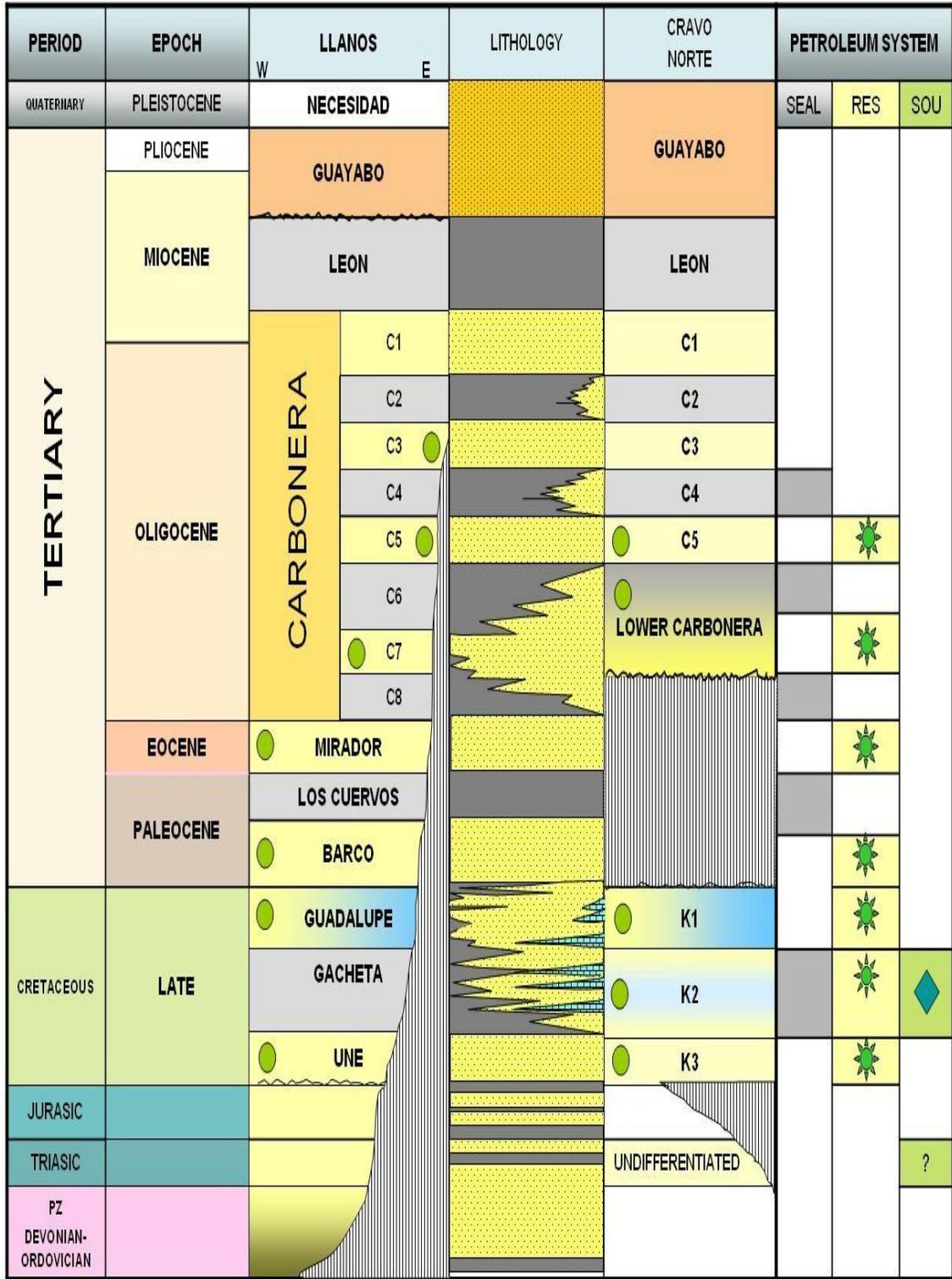
Fuente *Drilling procedure* pozo YEAN 1.

**Figura 27. Estado mecánico del pozo YEAN 1**



Fuente *Drilling procedure* pozo YEAN 1.

Figura 28. Columna estratigráfica



Fuente *Drilling procedure pozo YEAN 1.*

**Cuadro 12. Topes de formación**

<b>Formación</b>	<b>MD (ft)</b>	<b>TVD (ft)</b>	<b>TVDSS (ft)</b>
LEO	7623	7525	-6984
C1	7925	7812	-7271
C2	8334	8203	-7662
C3	8469	8332	-7791
C4	8731	8581	-8040
C5	8947	8788	-8247
C5c	9134	8967	-8426
LC	9283	9110	-8569
M1A1	9336	9161	-8620
M1A2	9349	9173	-8632
GUAFITA	9404	9226	-8685
M2A	9444	9265	-8724
M2B	9479	9299	-8758
CRET	9642	9458	-8917
K2A	9945	9756	-9215
K2B	10086	9895	-9354
K2C	10186	9995	-9454
K3	10302	10110	-9569
TD	10534	10341	-9800

Donde:

*MD*: Profundidad medida.

*TVD*: Profundidad vertical total.

*TVDSS*: Profundidad vertical total sobre el nivel del mar.

*TD*: Profundidad total.

Fuente *Drilling procedure* pozo YEAN 1.

**Cuadro 13. Datos de la primera sección del pozo YEAN 1**

<b>PRIMERA SECCIÓN</b>	
<b>Profundidad (ft)</b>	de 0 a 1310
<b>Broca (in)</b>	12 ¼
<b>Máxima densidad del lodo (lpg)</b>	9.0
<b>FS por tensión</b>	1.3
<b>FS por colapso</b>	0.85
<b>Angulo de inclinación</b>	0°
<b>WOB (lb)</b>	2000-10000

Fuente *Drilling procedure* pozo YEAN 1.

**Cuadro 14. Inventario de tubulares para la perforación del pozo YEAN 1**

<b>INVENTARIO DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN</b>							
<b>COMPONENTE</b>	<b>OD</b>	<b>ID</b>	<b>WT(lb/ft)</b>	<b>GRADO</b>	<b>CLASE</b>	<b>CONEXIÓN</b>	<b>CANTIDAD</b>
<i>Drill Collar</i>	8"	2 13/16"	150.81			B 6 5/8" REG	1
<i>Drill Collar</i>	6 ½"	2 13/16"	91.7			B NC-50	6
<i>HWDP</i>	5"	3"	51.06			NC-50 6-5/8 X 2-3/4	30
<i>Drill Pipe</i>	5"	4.276"	19.5	S-135	New	NC-50 6-5/8 X 2-3/4	500

Fuente *Drilling procedure* pozo YEAN 1.

### 5.2.1 Diseño de los collares de perforación (DC).

**5.2.1.1 Diámetro externo de los collares de perforación (DC).** Tubería de revestimiento a bajar: *casing* 9 5 / 8 43,5 lb/FT Tenaris® ER. El diámetro externo

del acoplamiento (*coupling*) del *casing* 9 5 / 8 43,5 lb/FT Tenaris® ER es 10.626.

Ahora:

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

$$D_{botellas} = 2(10,626") - 12,25"$$

$$D_{botellas} = 9"$$

El diámetro externo de las botellas de perforación que deben estar encima de la broca es de 9". En este caso no se tienen en el inventario botellas de 9", sino únicamente se cuenta con botellas de 8" y 6,5", por consiguiente se debe completar el ensamblaje mediante el uso de estabilizadores para asegurar el mínimo diámetro efectivo requerido para el pozo.

**5.2.1.2 Longitud de los collares de perforación (DC).** Con la máxima densidad del lodo=9.0 lpg se entra a la tabla 11 de la norma API-RP7G y se lee el factor de boyancia "Kb". Para este caso: 0.862... Véase anexo H...

$$L_c = \frac{Bit_{wm}}{\cos\alpha * NP * K_b * W_c}$$

$$L_c = \frac{6000 lb}{\cos(0^\circ) * 1 * 0.862 * 150.81 lb/ft}$$

$$L_c = 46.15 ft$$

46,15 ft, para una longitud de 30 ft por DC:

$$46.15 ft * \frac{1 DC}{30 ft} = 1.538 DC \approx 2 DC de 8"$$

Pero en el taladro sólo se tiene 1 DC de 8" y el resto son de 6 ½". Se debe entonces seleccionar *drill collars* de otros diámetros con el fin de suplir el peso

sobre la broca. En esta parte es necesario utilizar las botellas con las cuales se cuenta en mayor proporción, para así evitar de nuevo un cambio innecesario en el diámetro del *BHA* (que implica puntos de acumulación de esfuerzos y fatiga). Se sigue entonces el análisis para las botellas de 6 ½”, hallando el peso que proporciona la botella de 8”:

$$1DC * \frac{30ft}{DC} * 150.81 \frac{lb}{ft}$$

Entonces 1 DC pesa 4524.3 lb. Como el peso sobre la broca es de 6000 lb, queda faltando:

$$(6000-4524.3) lb=1475.7 lb$$

Y se distribuirán en los DC de 6 ½ in.

**5.2.1.3 Relación de resistencia al doblamiento (BSR).** Antes de seleccionar la longitud de los *DC* de 6 ½ in, se debe averiguar si se pueden conectar con las botellas de 8 in, hallando la relación de resistencia al doblamiento según la sección A -10 pág. 135 de la *API-RP7G*.

El valor de *BSR* indica sí la conexión entre las botellas de 9” y las de 6 ½” es aceptable...Véase cuadro 15...

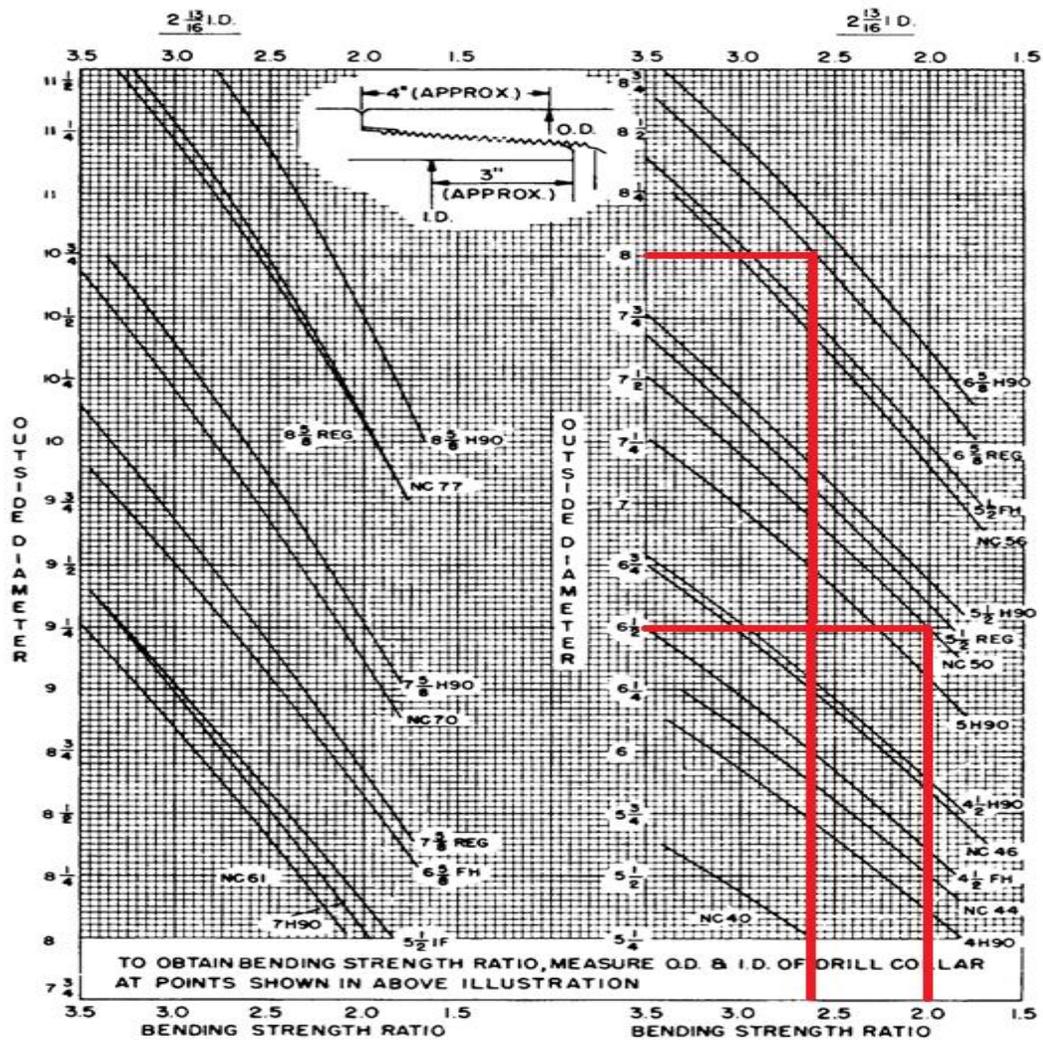
**Cuadro 15. Relación de resistencia al doblamiento (BSR)**

COMPONENTE	OD	ID	WT(lb/ft)	CONEXIÓN	BSR
<i>Drill Collar</i>	8”	2 13/16”	150.81	B 6 5/8” REG	2.65
<i>Drill Collar</i>	6 ½”	2 13/16”	91.7	NC-50	2.03

Fuente *Grant prideco drilling products and services.*

Según la norma *API-RP7G* los rangos de valores balanceados de *BSR* están entre 2.25:1 y 2.75:1. Pero la norma también determina que el rango aceptable puede variar de 3.20:1 a 1.90:1, dependiendo de las condiciones de perforación en las cuales se debe tener en cuenta el predominio de fallas recientes en pozos vecinos y otras condiciones que influyen para determinar la mínima relación aceptable de resistencia a la flexión para un tipo de operación y área particular. Por lo tanto la selección de los *drill collar* para la sarta de perforación del pozo YEAN 1 cumple con este parámetro de la norma *API-RP7G*.

**Figura 29. Relación de resistencia al doblamiento (*BSR*)**



Fuente Norma *API-RP7G*. Figura 29.

**5.2.1.4 Relación de rigidez para transiciones (SR).** Ahora se determina la relación de rigidez para transiciones (*SR*).

$$SR = \frac{(8^4 - 2.8125^4) * 6.5}{(6.5^4 - 2.8125^4) * 8} = 1.90$$

Este valor de *SR* indica que la conexión entre las botellas de 8" y las de 6 ½" es aceptable. Las 1475.7 lb que faltan del *WOB* las deben proporcionar las botellas de 6 ½, ahora se determinan cuántas *DC* se necesitan:

$$1475.7 * \frac{1ft}{91,7 \frac{lb}{ft}} * \frac{1DC}{30 ft} = 0,536 DC \approx 1 DC \text{ de } 6 \frac{1}{2} "$$

**5.2.2 Longitud de los *HWDP*.** Ahora se calcula la longitud de los *HWDP* teniendo en cuenta que se requiere un *BHA* caso 3 (el punto neutro actúa en los *HWDP*) y con un *NP*=0,85

$$L_{HWDP} = \frac{Bit_{wm}}{\cos\alpha * NP * K_b * W_{HWDP}}$$

$$L_{HWDP} = \frac{6000 lb}{\cos 0^\circ * 0,85 * 0.862 * 51,06 lb/ft}$$

$$L_{HWDP} = 160,38 ft$$

160,38 *ft* para una longitud de 30 *ft* por collar:

$$160.38 ft * \frac{1 DC}{30 ft} = 5.346 HWDP \approx 5 HWDP \text{ de } 5"$$

Entonces la longitud de los *HWDP* sería:

$$5 \text{ HWDP} * \frac{30 \text{ ft}}{1 \text{ HWDP}} = 150 \text{ ft}$$

### 5.3 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN (*DP*)

**5.3.1 Cálculo del peso ajustado.** Para calcular el peso ajustado aproximado del cuerpo del tubo con la junta para una tubería de perforación de 5" OD, 19.5 lb/ft, grado S con conexión NC50 y acople tipo *IEU* (con refuerzo interno y externo) y dimensiones 6.625" OD x 2.75" ID. Se realizan los siguientes cálculos (Apéndice A norma *API-RP7G*):

#### 5.3.2 Peso ajustado aproximado de la tubería de perforación, lb/ft.

$$W_{\text{Ajust Aprox DP}} = \text{Plain End Weight} + \frac{\text{Upset Weight}}{29.4}$$

De la tabla 7 de las especificaciones para tubería de perforación (*API SPEC 5D*):

El peso del refuerzo en acople "*Upset Weigth*" *IEU* para tubería de 5 in. 19.5 lb/ft es 16.82 lb y el peso del tubo sin refuerzo "*Plain end*" = 17,95 Lb/ft...Véase anexo E...

$$W_{\text{Ajust Aprox DP}} = 17.95 \text{ lb/ft} + \frac{16.82 \text{ lb}}{29.4}$$

$$W_{\text{Ajust Aprox DP}} = 17.95 \text{ lb/ft} + \frac{16.82 \text{ lb}}{29.4}$$

$$W_{\text{Ajust Aprox DP}} = 18.52 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}$$

### 5.3.3 Peso aproximado de las juntas, lb.

$$W_{Aprox Tool Joint} = 0.222L(D^2 - d^2) + 0.167(D^3 - D_{TE}^3) - 0.501d^2(D - D_{TE})$$

Donde:

L: Longitud combinada del *pin* y el *box*, in.

D: Diámetro externo del pin, in.

d: Diámetro interno del pin, in.

D<sub>TE</sub>: Diámetro del *box* en el refuerzo del elevador, in.

Las dimensiones para L, D, d, y D<sub>TE</sub> se encuentran en “*API Specification 7*”, figura 6 y tabla 7, el acople NC50, 6.625” OD, 2.75” ID para una tubería con peso nominal 19.5 lb/ft está disponible en Grado S-135 (columnas 4, 5, 6, 11 y 13 de la Tabla)...Véase anexos F y G...

L = 17 in, D<sub>TE</sub> = 5.125 in, D = 6.625 in, y d = 2.75 in

$$W_{Aprox Tool Joint} = 0.222 * 17''(6.625''^2 - 2.75''^2) + 0.167(6.625''^3 - 5.125''^3) - 0.501 * 2.75''^2(5.125 - 5.125'')$$

$$W_{Aprox Tool Joint} = 157,50 \text{ lbs}$$

### 5.3.4 Longitud ajustada de la Junta, ft.

$$L_{Ajust Tool Joint} = \frac{L + 2.253(D - D_{TE})}{12}$$

$$L_{Ajust Tool Joint} = \frac{17'' + 2.253(6.625'' - 5.125'')}{12}$$

$$L_{Ajust Tool Joint} = 1.698 \text{ ft}$$

### 5.3.5 Peso aproximado de la junta más la tubería de perforación, lb/ft.

$$W_{Aprox Tool Joint+DP} = \frac{(W_{Ajust Aprox DP} * 29.4 + W_{Aprox Tool Joint})}{L_{Ajust Tool Joint} + 29.4}$$

$$W_{Aprox Tool Joint+DP} = \frac{(18.52 \frac{lb}{ft} * 29.4 + 157,50 lbs)}{1.698 ft + 29.4}$$

$$W_{Aprox Tool Joint+DP} = 22.6 lb/ft$$

### 5.3.6 Diseño de los *drill pipe* por Tensión.

#### 5.3.6.1 Calculo de la longitud de la tubería de perforación (DP).

$$L_{dp} = \frac{(P_{t1} * 0,9)}{SF * W_{dp} * K_b} - \frac{(W_{c1} * L_{c1}) + (W_{c2} * L_{c2}) + (W_{HWDP} * L_{HWDP})}{W_{dp}}$$

$P_{t1} = 712070 lb$  Tabla 2, columna 10, página 5 *API RP7G*.

$$L_{dp} = \frac{(712070 lb * 0,9)}{(1.3 * 22.6 lb/ft * 0,862)} - \frac{(150.81 lb/ft * 30 ft) + (91.7 lb/ft * 30 ft) + (51.06 lb/ft * 150 ft)}{22.6 lb/ft}$$

$$L_{dp} = 24644.18 ft$$

Este resultado indica que la tubería de perforación (*Drill pipe*) de 5", grado "S", 19.5 lb/ft resiste por efectos de tensión hasta una profundidad mucho mayor a la requerida en la perforación de la primera sección del pozo YEAN 1 que es de 1300 ft, así la sarta de perforación final consistirá de lo siguiente...Véase cuadro 16...

**5.3.7 Cedencia torsional “Torsional yield”.** Para la tubería de perforación de 5”, grado “S”, 19.5 lb/ft nueva, la cedencia torsional es de 74100 lb-ft de la tabla 2, columna 6 de la norma *API RP7G*...Véase anexo D...

### **5.3.8 Diseño de los *drill pipe* por colapso.**

**5.3.8.1 Presión de colapso.** Para la tubería de perforación de 5”, grado “S”, 19.5 lb/ft nueva, la presión de colapso es de 15672 psi de la tabla 3, columna 6 de la norma *API-RP7G*...Véase anexo C...

#### **5.3.8.2 Presión de colapso en el fondo de la tubería de perforación:**

$$P_c = \frac{L W_g}{19.251}$$

$$P_c = \frac{1100ft * 9lb/gal}{19.251}$$

$$P_c = 514.26 \text{ psi}$$

Este resultado indica que la tubería es resistente al colapso por un muy alto margen de presión. Teóricamente la tubería de perforación de 5”, grado “S”, 19.5 lb/ft nueva es resistente al colapso hasta una profundidad de:

$$L_{max} = \frac{P_c * 19.251}{W_g}$$

$$L_{max} = \frac{15672 \text{ psi} * 19.251}{9 \text{ lb/gal}}$$

$$L_{max} = 33522.41 \text{ ft}$$

**5.3.8.3 Resistencia de la tubería de perforación (*drill pipe*) al colapso por efecto de la tensión.** El valor del peso total en el aire corresponde al peso que soportará la primera junta de la tubería de perforación (*drill pipe*) (la de superficie) incluyendo su propio peso. El esfuerzo de cedencia al colapso para la tubería grado S-135, que es 145000 psi...Véase cuadro 3...

**5.3.8.3.1 Área transversal.** Para la tubería de perforación de 5", grado "S", 19.5 lb/ft nueva: 5.2746" de la tabla 1, columna 10 de la norma *API RP7G*...Véase anexo B...

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

$$Z = \frac{39794.3 \text{ lb}}{5.2746 \text{ in}^2 * 145000 \text{ psi}}$$

$$Z = 0.052 = 5.2\%$$

Ahora se entra a la figura 81 de la norma *API-RP7G* con 5.2% en la parte superior derecha con la escala horizontal y se baja verticalmente para interceptar la porción derecha de la elipse. Proceder horizontalmente hacia la izquierda e interceptar la resistencia al colapso nominal (centro escala vertical). 97.3%...Véase figura 30...

También se puede calcular con la siguiente ecuación:

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

$$R = \frac{-0.052 + \sqrt{4 - 3(0.052)^2}}{2}$$

$$R = 0.973 = 97.3\%$$

**Cuadro 16. Peso total en el aire y en el lodo de la sarta de perforación (Primera sección)**

Componente	Longitud (ft)	Peso en el aire (lb)	Peso en el lodo de 9 lb/gal (lb)
Collar de perforación <i>Drill collars</i> 8" OD * 2 13/16" ID	30	4524.3	3900
Collar de perforación <i>Drill collars</i> 6 1/2" OD * 2 13/16" ID	30	2751	2371.4
Tubería de perforación extrapesada <i>Heavy weigth drill pipe</i>	150	7659	6602.1
Tubería de perforación <i>Drill pipe</i> Grado S, Nueva	1100	24860	21429.3
Total	1310	39794.3	34302.8

Lo cual indica que la resistencia al colapso se redujo al 97.3%. Ahora se calcula la resistencia al colapso corregida:

$$15672 \text{ psi} * 0.973 = 15248.9 \text{ psi}$$

Ahora se calcula la longitud máxima corregida a la que pueden llegar los DP.

$$L_{max} = \frac{P_c * 19.251}{W_g}$$

$$L_{max} = \frac{15248.9 \text{ psi} * 19.251}{9 \text{ lb/gal}}$$

$$L_{max} = 32617.39 \text{ ft}$$

**Figura 30. Resistencia al colapso por efecto de la tensión**

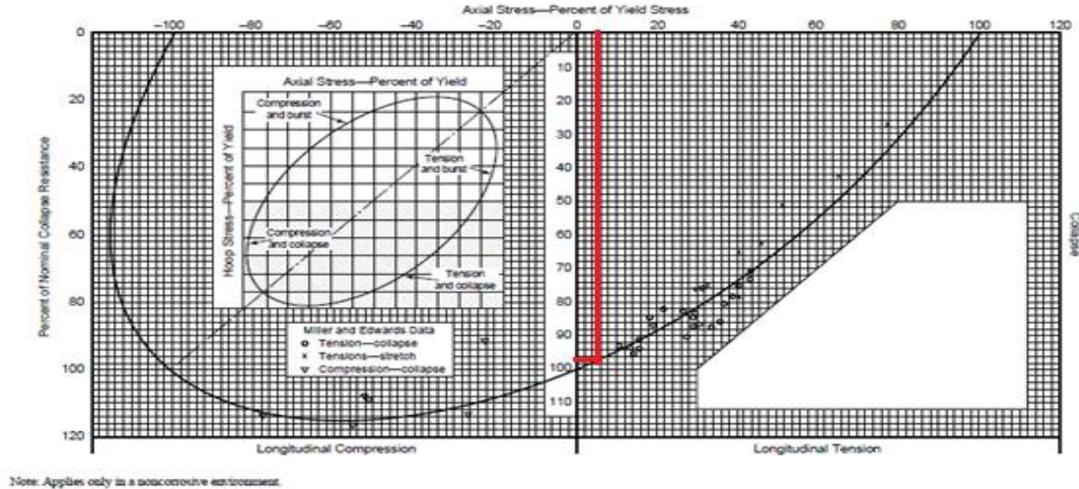


Figure 81—Ellipse of Biaxial Yield Stress<sup>12</sup> or Maximum Shear-Strain Energy Diagram After Holmquist and Nadai, Collapse of Deep Well Casing, API Drilling and Production Practice (1939)

Fuente Norma *API-RP7G*. Figura 81.

## 5.4 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (SEGUNDA SECCIÓN)

**Cuadro 17. Datos para el diseño de la segunda sección**

<b>SEGUNDA SECCIÓN</b>	
<b>Profundidad (ft) TVD</b>	de 1300 a 10341
<b>Broca (in)</b>	8 ½
<b>Máxima densidad del lodo (lpg)</b>	10.2
<b>FS por tensión</b>	1.3
<b>FS por colapso</b>	0.85
<b>Angulo de inclinación (°)</b>	17.43
<b>WOB máximo (lb)</b>	35000

Fuente *Drilling procedure* pozo YEAN 1.

#### 5.4.1 Diseño de los collares de perforación (DC)

**5.4.1.1 Diámetro externo de los collares de perforación (DC).** Tubería de revestimiento a bajar: *casing* 7", 29 lb/ft, N-80, BTC, R-3 Tenaris® ER. El diámetro externo del *coupling* del *casing* 29 lb/ft, N-80, BTC, R-3 Tenaris® ER es 7.656".

Ahora:

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

$$D_{botellas} = 2(7.656") - 8.5"$$

$$D_{botellas} = 6.812"$$

El diámetro externo de los *drill collars* que deben estar encima de la broca es de entre 6 ½" y 7". En este se tienen en el inventario botellas 6,5".

**5.4.1.2 Longitud de los collares de perforación.** Con la máxima densidad del lodo=10.2 lpg se entra a la tabla 11 de la norma *API RP7G* y se lee el factor de boyancia "Kb". Para este caso: 0.844...Véase anexo H...

$$L_c = \frac{Bit_{wm}}{\cos\alpha * NP * K_b * W_c}$$

$$L_c = \frac{10000 \text{ lb}}{\cos(17.43^\circ) * 1 * 0.844 * 91.7 \text{ lb/ft}}$$

$$L_c = 135.43 \text{ ft}$$

En este caso se tiene NP=1, debido a que la compañía que perforó este pozo estimó que era necesario que el punto neutro actuara en los *HWDP* (*BHA* caso 3). 135.43 FT, para una longitud de 30 FT por DC:

$$135.43 \text{ ft} * \frac{1 \text{ botella}}{30 \text{ ft}} = 4.514 \text{ botellas} \approx 5 \text{ botellas de } 6 \frac{1}{2}''$$

**5.4.1.3 Resistencia al Doblamiento o BSR.** En el diseño de la primera sección se determinó el valor de esta relación ( $BSR=2.03$ ). La norma *API-RP7G* establece que una conexión que tiene una relación de resistencia a la flexión de 2.50:1 es generalmente aceptada como una conexión balanceada promedio. Sin embargo, el rango aceptable puede variar de 3.20:1 a 1.90:1, dependiendo de las condiciones de perforación.

La mínima relación aceptable de resistencia a la flexión en una zona de trabajo puede no ser aceptable en otra. Experiencias prácticas de operación local basadas en el predominio de fallas recientes y otras condiciones se deben tener en cuenta al determinar la mínima relación aceptable de resistencia a la flexión para un tipo de operación y área particular. Por lo tanto el valor de la resistencia al doblamiento (*BSR*) en este caso en particular esta dentro de los límites aceptables de este parámetro de la norma.

**5.4.2 Longitud de la tubería de perforación extrapesada (*HWDP*).** Ahora se calcula la longitud de los *HWDP* teniendo en cuenta que se requiere un *BHA* caso 3 (el punto neutro actúa en los *HWDP*) y con un  $NP=0,85$ .

$$L_{HWDP} = \frac{Bit_{wm}}{\cos\alpha * NP * K_b * W_{HWDP}}$$

$$L_{HWDP} = \frac{25000 \text{ lb}}{\cos(17.43^\circ) * 0.85 * 0.844 * 51.06 \text{ lb/ft}}$$

$$L_{HWDP} = 715.3 \text{ ft}$$

286.14 *ft* para una longitud de 30 *ft* por *HWDP*:

$$715.3 \text{ ft} * \frac{1 \text{ HWDP}}{30 \text{ ft}} = 23.9 \text{ HWDP} \approx 24 \text{ HWDP de 5"}$$

Entonces la longitud de los *HWDP* sería:

$$24 \text{ HWDP} * \frac{30 \text{ ft}}{1 \text{ HWDP}} = 720 \text{ ft}$$

En el diseño de la primera sección se realizaron los cálculos correspondientes para determinar el peso ajustado aproximado para una tubería de perforación de 5" OD, 19.5 lb/ft, grado "S" con conexión NC50 y acople tipo *IEU* (con refuerzo interno y externo) y dimensiones 6.625" OD x 2.75" ID...Véase sección 5.3.6...

## 5.5 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN (*DP*)

### 5.5.1 Diseño de los *drill pipe* por Tensión.

#### 5.5.1.1 Cálculo de la longitud de la tubería de perforación (*drill pipe*).

$$L_{dp} = \frac{(P_{t1} * 0,9)}{SF * W_{dp} * K_b} - \frac{(W_{c1} * L_{c1}) + (W_{HWDP} * L_{HWDP})}{W_{dp}}$$

$P_{t1} = 712070 \text{ lb}$  Tabla 2, columna 10, página 5 *API RP7G*...Véase anexo D...

$$L_{dp} = \frac{(712070 \text{ lb} * 0,9)}{(1.3 * 22.6 \text{ lb/ft} * 0,844)} - \frac{(91.7 \text{ lb/ft} * 150 \text{ ft}) + (51.06 \text{ lb/ft} * 720 \text{ ft})}{22.6 \text{ lb/ft}}$$

$$L_{dp} = 23609.3 \text{ ft}$$

Este resultado indica que la tubería de perforación (*Drill pipe*) de 5", grado "S", 19.5 lb/ft resiste por efectos de tensión hasta una profundidad mayor a la requerida en la perforación de la segunda sección del pozo YEAN 1 que es de 10533 ft, así la sarta de perforación consistirá de lo siguiente...Véase cuadro 19...

**5.5.1.2 Cedencia torsional "*Torsional yield*".** Para la tubería de perforación de 5", grado "S", 19.5 lb/ft nueva: 74100 lb-ft de la tabla 2, columna 6 de la norma *API- RP7G*...Véase anexo D...

**5.5.2 Diseño de los *drill pipe* por colapso.**

**5.5.2.1 Presión de colapso.** Para la tubería de perforación de 5", grado "S", 19.5 lb/ft nueva: 15672 psi de la tabla 3, columna 6 de la norma *API-RP7G*...Véase anexo C...

**5.5.2.2 Presión de colapso en el fondo de la tubería de perforación.**

$$P_c = \frac{L W_g}{19.251}$$

$$P_c = \frac{9663ft * 10.2lb/gal}{19.251}$$

$$P_c = 5104 psi$$

Este resultado indica que la tubería es resistente al colapso por un alto margen de presión. Teóricamente la tubería de perforación de 5", grado "S", 19.5 lb/ft nueva es resistente al colapso hasta una profundidad de:

$$L_{max} = \frac{P_c * 19.251}{W_g}$$

$$L_{max} = \frac{15672 \text{ psi} * 19.251}{10.2 \text{ lb/gal}}$$

$$L_{max} = 29578.6 \text{ ft}$$

**5.5.2.3 Resistencia de la tubería de perforación (*drill pipe*) al colapso por efecto de la tensión.** El valor del peso total en el aire corresponde al peso que soportará la primera junta de la tubería de perforación (*drill pipe*) (la de superficie) incluyendo su propio peso. La tabla de la página 110 de la norma *API-RP7G* muestra el esfuerzo de cedencia al colapso para la tubería grado S-135, que es 145000 psi...Véase cuadro 3...

**Cuadro 18. Peso total en el aire y en el lodo de la sarta de perforación (Segunda sección)**

Componente	Longitud (ft)	Peso en el aire (lb)	Peso en el lodo de 9 lpg
Collar de perforación <i>Drill collars</i> 6 1/2" OD * 2 13/16" ID	150	13755	11609.2
Tubería de perforación extrapesada <i>Heavy weigth drill pipe HWDP</i> 5" OD * 3" ID	720	36763.2	31028.1
Tubería de perforación <i>Drill pipe</i> Grado S, Nueva	9663	218383.8	184315.9
Total	10533	268902	226953.2

**5.5.2.3.1 Área transversal.** Para la tubería de perforación de 5", grado "S", 19.5 lb/ft nueva: 5.2746" de la tabla 1, columna 10 de la norma *API RP7G*...Véase anexo B...

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

$$Z = \frac{268902 \text{ lb}}{5.2746 \text{ in}^2 * 145000 \text{ psi}}$$

$$Z = 0.352 = 35.2\%$$

Ahora se entra a la figura 81 de la norma *API-RP7G* con 35.2% en la parte superior derecha con la escala horizontal y se baja verticalmente para interceptar porción derecha de la elipse. Proceder horizontalmente hacia la izquierda e interceptar la resistencia al colapso nominal (centro escala vertical). Reducción del 78%...Véase figura 31...También se puede calcular con la siguiente ecuación:

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

$$R = \frac{-0.352 + \sqrt{4 - 3(0.352)^2}}{2}$$

$$R = 0.78 = 78\%$$

Lo cual indica que la resistencia al colapso se redujo al 78%. Ahora se calcula la resistencia al colapso corregida:

$$15672 \text{ psi} * 0.78 = 12224.2 \text{ psi}$$

**Figura 31. Resistencia al colapso por efecto de la tensión.**

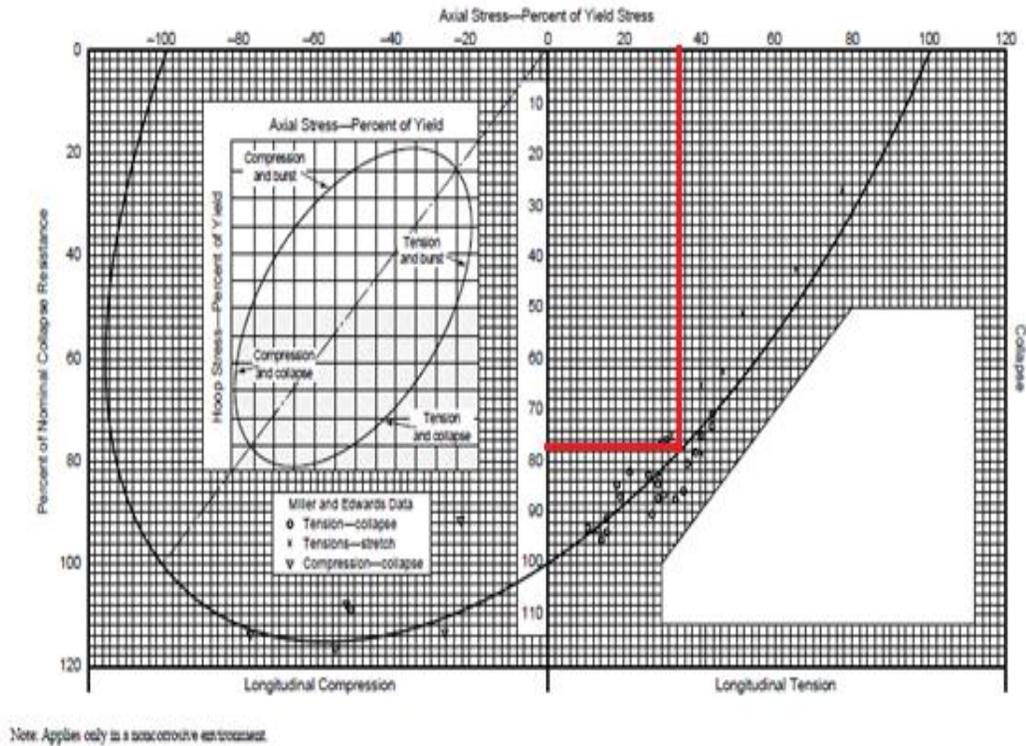


Figure 81—Ellipse of Biaxial Yield Stress<sup>2</sup> or Maximum Shear-Strain Energy Diagram  
After Holmquist and Nadai, Collapse of Deep Well Casing, API Drilling and Production Practice (1939)

Fuente Norma *API-RP7G*.

## 5.6 COMPARACIÓN DEL DISEÑO DE LAS SARTAS DE PERFORACIÓN UTILIZADAS EN EL POZO YEAN 1 DEL CAMPO VEGA, CON DEL DISEÑO PROPUESTO SEGÚN LOS LINEAMIENTOS DE LA NORMA API-RP7G

**5.6.1 Primera sección.** En el siguiente cuadro se muestran los componentes de la sarta de perforación diseñada acorde a los lineamientos de la norma API RP7G de 1998 y la sarta utilizada en la perforación de la primera sección del pozo YEAN 1... Véase cuadro 19...

Es pertinente hacer énfasis en que la sarta de perforación utilizada en la perforación de la primera sección del pozo YEAN 1 del campo VEGA es la misma que se obtuvo como resultado del diseño realizado con la norma *API RP7G*, por lo tanto se puede establecer que cumple con los lineamientos de la norma anteriormente mencionada.

**Cuadro 19. Comparación entre el diseño de la sarta de perforación utilizada en la primera sección y el diseño óptimo**

<i>Item Description</i>	<i>Sarta utilizada en el pozo YEAN 1</i>				<i>Sarta óptima</i>			
	<i>No. Joints</i>	<i>OD (in)</i>	<i>ID (in)</i>	<i>Lenght (ft)</i>	<i>No. Joints</i>	<i>OD (in)</i>	<i>ID (in)</i>	<i>Lenght (ft)</i>
Broca PDC	1	12.25	-	1.1	NA	NA	NA	NA
<i>Bit Sub with float sub</i>	1	8	2.812	3	NA	NA	NA	NA
<i>Drill Collar</i>	1	8	2.812	30	1	8	2.812	30
<i>Integral Stabilizer</i>	1	12.25	2.812	6	1	12.25	2.812	6
<i>Cross Over</i>	1	8*6.5	2.812	3	1	8*6.5	2.812	3
<i>Drill Collar</i>	1	6.5	2.812	30	1	6.5	2.812	30
<i>HWDP</i>	5	5	3.000	150	5	5	3.000	150
<i>Drill Pipe</i>	-	5	4.267	<i>To TD</i>	-	5	4.267	<i>To TD</i>

NA: No aplica.

### 5.6.1.1 Uso de componentes especiales.

**5.6.1.1.1 Estabilizadores.** Según el cálculo realizado en el diseño de los collares de perforación (*Drill collars*) se debe utilizar un estabilizador de 12.25 in., ubicarlo en medio de dos collares de perforación para evitar que el pozo en esta sección tienda a desviarse y suplir la necesidad de utilizar collares de perforación (*Drill collars*) de 9 in. (como se recomienda). Esta consideración es práctica debido a que en muchas ocasiones se trabaja con la tubería disponible basados en

experiencias de campo y teniendo en cuenta que por razones económicas resulta inviable trasladar al lugar de la perforación los collares de perforación diseñados teóricamente.

**5.6.1.1.2 Cross Over.** Debido a que el *BHA* contiene dos diámetros diferentes de collares de perforación (DC) se debe utilizar un *cross-over* para que permita conectar entre sí tuberías de diferente rosca y diámetro. Para este caso en particular un *cross-over* de 8\* 6.5”.

**5.6.1.1.3 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, 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 implicará un costo. Por esta razón, para reducir costos, 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.

**5.6.2 Segunda sección.** En el siguiente cuadro se muestran los componentes de la sarta de perforación diseñada acorde a los lineamientos de la norma API RP7G de 1998 y la sarta utilizada en la perforación de la segunda sección del pozo YEAN 1...Véase cuadro 20...

La sarta de perforación utilizada en la segunda sección del pozo YEAN 1 cuenta con elementos propios de perforación direccional que no están especificados en la norma *API-RP7G*, como son: Motores de fondo, *MWD*, *LWD*, etc. Por lo tanto no son incluidos como parte del diseño óptimo de la sarta de perforación.

Las diferencias que existen entre el diseño óptimo realizado acorde a los lineamientos de la norma *API-RP7G* y la sarta de perforación utilizada en el pozo

YEAN 1 obedecen a distintos parámetros propios de la perforación direccional que no están especificados en la recomendación práctica. Así como también a políticas internas de las empresas prestadoras de servicio, las cuales cuentan con software especializados que incluyen parámetros de perforación direccional que son establecidos en base a experiencias prácticas.

Sin embargo los resultados demuestran que la información que se encuentra en la recomendación práctica es la base para el diseño de sartas de perforación y se corrobora con los resultados obtenidos en el presente diseño.

#### **5.6.2.1 Diferencias entre diseños.**

- En el diseño según la norma *API-RP7G* se obtuvo un *drill collar* más.
- En el diseño según la norma *API-RP7G* se obtuvieron dos *HWDP* más.
- En el diseño según la norma *API-RP7G* el martillo de perforación se ubicó entre los *HWDP* 20 Y 21.
- El diseño según la norma *API-RP7G* no incluye el *MWD* porque esta herramienta va dentro del *drill collar* no magnético y su peso para efectos de diseño es despreciable.

#### **5.6.2.2 Uso de componentes especiales.**

**5.6.2.2.1 Estabilizador.** La norma *API-RP7G* no establece específicamente el uso de estabilizadores cuando se utiliza un motor de fondo, sin embargo debido a las características del pozo, al funcionamiento en sí del *BHA* con motor de fondo y al cálculo de los diámetros de las botellas de perforación que deben ir encima de la broca, se debe utilizar un estabilizador de entre 6.5 y 7 in., por consiguiente se considera aceptable el uso del estabilizador de 6.75 in. Además, el diseño de la sarta está regido por políticas de la compañía operadora.

**Cuadro 20. Comparación entre el diseño de la sarta de perforación utilizada en la segunda sección y el diseño óptimo**

<i>Item Description</i>	<i>Sarta utilizada en el pozo YEAN 1</i>				<i>Sarta optima</i>			
	<i>No. Joints</i>	<i>OD (in)</i>	<i>ID (in)</i>	<i>Lenght (ft)</i>	<i>No. Joints</i>	<i>OD (in)</i>	<i>ID (in)</i>	<i>Lenght (ft)</i>
<i>PDC BIT</i>	1	8.500	3	1	NA	NA	NA	NA
Motor de desplazamiento positivo	1	7	2.875	30	NA	NA	NA	NA
<i>Bit sub</i>	1	6.750	2.875	3	NA	NA	NA	NA
<i>Stabilizer</i>	1	6.750	2.813	6.5	1	6.750	2.813	6.5
<i>MDW Positive pulse</i>	1	6.750	3.000	30	NA	NA	NA	NA
<i>NM Drill collar</i>	1	6.500	2.813	30	NA	NA	NA	NA
<i>Drill collar</i>	3	6.500	2.813	90	5	6.500	2.813	150
<i>HWDP</i>	18	5.000	3.000	540	20	5.000	3.000	600
<i>Drilling jar</i>	1	6.500	2.750	32	1	6.500	2.750	32
<i>HWDP</i>	4	5.000	3.000	120	4	5.000	3.000	120
<i>Drill pipe</i>	-	5.000	4.267	To TD	-	5.000	4.267	To TD

NA: No aplica.

**5.6.2.2.2 Martillo.** Para la segunda sección del pozo si es absolutamente obligatorio el uso del martillo, debido a que la probabilidad de tener una pega diferencial es muy alta.

Se debe tener en cuenta que el martillo de perforación puede usarse en tensión o en compresión, pero nunca en la zona de transición. Según el manual de operaciones para martillos de la empresa *PTI*, para utilizar el martillo en la zona de tensión se debe asegurar que por debajo del martillo halla un 20% más del *WOB* máximo y como el factor de seguridad según la norma *API-RP7G* es el 85% esto

quiere decir que para este caso no se tendrá por debajo del martillo 1.2 veces el *WOB* máximo. Entonces el martillo se debe colocar en la zona de compresión justo debajo del punto neutro.

El punto neutro estará en el 85% de la longitud de los *HWDP* y como la longitud total de los *HWDP* es 720 ft, el punto neutro se encontrará en 612 ft de *HWDP* justo en el tubular número 21, de esta manera el martillo se debe colocar después de la junta número 20.

## 6. CONCLUSIONES

- El diseño de la sarta de perforación utilizada en el pozo YEAN 1 del campo VEGA, cumple con todos los parámetros de diseño, según los lineamientos de la norma *API-RP7G*.
- Los criterios utilizados en el diseño de sartas de perforación varían dependiendo de experiencias prácticas de operación y de políticas propias de cada empresa, pero se deben cumplir parámetros mínimos establecidos en la norma *API-RP7G* ya que son la base para un buen diseño de sartas de perforación
- El uso de componentes especiales de la sarta de perforación está condicionado no solo al tipo de pozo a perforar (vertical o desviado), también al tipo y cantidad de tubulares disponible en el taladro, debido a que por razones económicas resulta inviable trasladar al lugar de la perforación la tubería seleccionada teóricamente, Pero deben cumplir con los requerimientos mínimos efectuados en el diseño de tubulares y conexiones.
- Aunque los *drill collars* de 6 ½" utilizados en la sarta de perforación del pozo YEAN 1 del campo VEGA no se encuentran en el rango óptimo de BSR (2.25:1 y 2.75:1), según la norma *API-RP7G*, esta también determina que el rango aceptable puede variar entre 3.20:1 a 1.90:1, dependiendo de las condiciones de perforación y la experiencia de campo, por lo tanto se considera aceptable el uso de estos *drill collars* en la sarta de perforación.
- La norma *API-RP7G* no abarca el diseño de componentes como motores de fondo, estabilizadores, agitadores, martillos, *MWD's* y *LWD's*, etc., por

consiguiente se presenta dificultad para determinar el uso correcto de estos componentes en la sarta de perforación.

- Los resultados demuestran que la información que se encuentra en la recomendación práctica es la base para el diseño de sartas de perforación y se corrobora con los diseños óptimos obtenidos en el presente documento.
- Para la segunda sección, el diseño que se realizó según la norma *API-RP7G*, no incluye el *MWD* porque esta herramienta va dentro del *drill collar* no magnético y su peso para efectos de diseño es despreciable.

## ABREVIATURAS

- API*: Instituto Americano del Petróleo, (*American Petroleum Institute*).
- BHA*: Ensamblaje de Fondo, (*Bottom Hole Assembly*).
- BSR*: Razón o relación de resistencia a la flexión, (*Bending Strength Ratio*).
- BUR*: Tasa de Construcción de ángulo (*Build up Rate*).
- DC*: Collar de perforación, (*Drill Collar*).
- DP*: Tubería de perforación, (*Drill Pipe*).
- DP*: Tubería de perforación, (*drill pipe*).
- EU*: Refuerzo externo, (*external upset*).
- Ft*: pie o pies. (*Feet*).
- HWDP*: Tubería extrapesada de perforación, (*Heavy Weight Drill Pipe*).
- ID*: Diámetro interno, (*inside diameter*).
- In*: Pulgadas, (*inches*).
- IEU*: Refuerzo interno y externo, (*internal external upset*).
- IU*: Refuerzo interno, (*internal upset*).
- KOP*: Punto de inicio de desviación, (*Kick of Point*).
- Lb*: Libras.
- Lpg*: Libras por galon.
- LWD*: Registro durante la perforación, (*Loggin While Drilling*).
- MD*: Profundidad medida, (*Mesearument Depth*).
- MOP*: Margen de jalón (*margin of overpull*).
- MWD*: Medición durante la perforación, (*measurement while drilling*).
- Psi*: Libras sobre pulgada cuadrada, (*Pounds square inches*).
- ROP*: Tasa de penetración, (*Rate of Penetration*).
- RPM*: Revoluciones por minuto.
- TD*: Profundidad total, (*Total Depth*).
- TVD*: Profundidad Vertical Verdadera, (*True Vertical Depth*).

*TVDS*: Profundidad vertical verdadera sobre el nivel del mar. (*True Vertical Depth Subsea*)

*WOB*: Peso sobre la broca, (*Weight on bit*).

## BIBLIOGRAFÍA

- *AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits (Recomendación Práctica para el Diseño y Límites de Operación de la Sarta de Perforación). API-RP7G. 16 ed. Washington. 1998.*
- *AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for drill pipe (Especificaciones para tubería de perforación) API-SPEC5D. 5 ed. Washington. 2001.*
- *AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Rotary Drill Stem (Especificaciones para los elementos de la perforación rotaria) API-SPEC7. 40 ed. Washington. 2006.*
- *ANDREAS, M. Drill String Design Recommendations. Schlumberger – Sedco Forex. 1 ed. 1998.*
- *CAROLINA ÁLVAREZ GARCÍA - JUAN CARLOS FLÓREZ VALENCIA. Manual de diseño de sarta para la perforación de pozos verticales. Tesis. Neiva. 2009.*
- *DRILCO. Manual Drilco de conjuntos de perforación. Houston Texas. 1978.*
- *FEARNLEY PROCTER GROUP. Drill String Design Manual. Scotland NS-14. 2004.*
- *GRANT PRIDECO – DRILLING PRODUCTS & SERVICES. Extreme Rotary Shoulder Handbook. 2003.*

- *SCHLUMBERGER*. Diseño de sartas de perforación y herramientas de fondo. Programa acelerado para supervisores.
- *SCHLUMBERGER-OILFIELD REVIEW*. Lo mejor de ambos mundos: Un sistema rotativo direccional híbrido. *Houston Texas*. 2012.
- WILIAN ORLANDO ACOSTA FREIRE-EDWIN ROLANDO SALAZAR BALLADARES. optimización de procedimientos de inspección para tubería de perforación (*drill pipe*), tubería de producción (*tubing*) y tubería de revestimiento (*casing*) de pozos petroleros utilizando ensayos no destructivos. Tesis. Quito-Ecuador. 2007.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS (ICONTEC). Norma técnica colombiana (NTC) 1486. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Santafé de Bogotá D.C. Sexta actualización. 2008.

## ANEXOS

### Anexo A. Diámetros apropiados para *drill collars*.

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

Fuente      Manual de diseño de sarta para la perforación de pozos verticales

## Anexo B. New drill pipe dimensional data

Table 1—New Drill Pipe Dimensional Data

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Size OD in. <i>D</i>	Nominal Weight Threads and Couplings, lb/ft	Plain End Weight <sup>1</sup> lb/ft	Wall Thickness in.	ID in. <i>d</i>	Section Area Body of Pipe <sup>2</sup> sq. in. <i>A</i>	Polar Sectional Modulus <sup>3</sup> cu. in. <i>Z</i>
2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	4.85	4.43	.190	1.995	1.3042	1.321
	6.65	6.26	.280	1.815	1.8429	1.733
2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	6.85	6.16	.217	2.441	1.8120	2.241
	10.40	9.72	.362	2.151	2.8579	3.204
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	9.50	8.81	.254	2.992	2.5902	3.923
	13.30	12.31	.368	2.764	3.6209	5.144
	15.50	14.63	.449	2.602	4.3037	5.847
4	11.85	10.46	.262	3.476	3.0767	5.400
	14.00	12.93	.330	3.340	3.8048	6.458
	15.70	14.69	.380	3.240	4.3216	7.157
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	13.75	12.24	.271	3.958	3.6004	7.184
	16.60	14.98	.337	3.826	4.4074	8.543
	20.00	18.69	.430	3.640	5.4981	10.232
	22.82	21.36	.500	3.500	6.2832	11.345
5	16.25	14.87	.296	4.408	4.3743	9.718
	19.50	17.93	.362	4.276	5.2746	11.415
	25.60	24.03	.500	4.000	7.0686	14.491
5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	19.20	16.87	.304	4.892	4.9624	12.221
	21.90	19.81	.361	4.778	5.8282	14.062
	24.70	22.54	.415	4.670	6.6296	15.688
6 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	25.20	22.19	.330	5.965	6.5262	19.572
	27.70	24.22	.362	5.901	7.1227	21.156

Fuente      Norma *API-RP7G.1998*

## Anexo C. New drill pipe torsional and tensile data

Table 2—New Drill Pipe Torsional and Tensile Data

(1) Size OD in.	(2) Nominal Weight Threads and Couplings lb/ft	(4) Torsional Data Torsional Yield Strength, ft-lb				(8) Tensile Data Based on Minimum Values Load at the Minimum Yield Strength, lb			
		(3) E75	(4) X95	(5) G105	(6) S135	(7) E75	(8) X95	(9) G105	(10) S135
2 1/8	4.85	4763.	6033.	6668.	8574.	97817.	123902.	136944.	176071.
	6.65	6250.	7917.	8751.	11251.	138214.	175072.	193500.	248786.
2 7/8	6.85	8083.	10238.	11316.	14549.	135902.	172143.	190263.	244624.
	10.40	11554.	14635.	16176.	20798.	214344.	271503.	300082.	385820.
3 1/2	9.50	14146.	17918.	19805.	25463.	194264.	246068.	271970.	349676.
	13.30	18551.	23498.	25972.	33392.	271569.	343988.	380197.	488825.
	15.50	21086.	26708.	29520.	37954.	322775.	408848.	451885.	580995.
4	11.85	19474.	24668.	27264.	35054.	230755.	292290.	323057.	415360.
	14.00	23288.	29498.	32603.	41918.	285359.	361454.	399502.	513646.
	15.70	25810.	32692.	36134.	46458.	324118.	410550.	453765.	583413.
4 1/2	13.75	25907.	32816.	36270.	46633.	270034.	342043.	378047.	486061.
	16.60	30807.	39022.	43130.	55453.	330558.	418707.	462781.	595004.
	20.00	36901.	46741.	51661.	66421.	412358.	522320.	577301.	742244.
	22.82	40912.	51821.	57276.	73641.	471239.	596903.	659734.	848230.
5	16.25	35044.	44389.	49062.	63079.	328073.	415559.	459302.	590531.
	19.50	41167.	52144.	57633.	74100.	395595.	501087.	553833.	712070.
	25.60	52257.	66192.	73159.	94062.	530144.	671515.	742201.	954259.
5 1/2	19.20	44074.	55826.	61703.	79332.	372181.	471429.	521053.	669925.
	21.90	50710.	64233.	70994.	91278.	437116.	553681.	611963.	786809.
	24.70	56574.	71660.	79204.	101833.	497222.	629814.	696111.	894999.
6 1/8	25.20	70580.	89402.	98812.	127044.	489464.	619988.	685250.	881035.
	27.70	76295.	96640.	106813.	137330.	534199.	676651.	747877.	961556.

Fuente Norma API-RP7G.1998

## Anexo D. New drill pipe collapse and internal pressure data

Table 3—New Drill Pipe Collapse and Internal Pressure Data

(1) Size OD in.	(2) Nominal Weight Threads and Couplings lb/ft	(3)–(6) Collapse Pressure Based on Minimum Values, psi				(7)–(10) Internal Pressure at Minimum Yield Strength, psi			
		(3) E75	(4) X95	(5) G105	(6) S135	(7) E75	(8) X95	(9) G105	(10) S135
		2 1/8	4.85	11040.	13984.	15456.	19035.	10500.	13300.
	6.65	15599.	19759.	21839.	28079.	15474.	19600.	21663.	27853.
2 1/8	6.85	10467.	12940.	14020.	17034.	9907.	12548.	13869.	17832.
	10.40	16509.	20911.	23112.	29716.	16526.	20933.	23137.	29747.
3 1/2	9.50	10001.	12077.	13055.	15748.	9525.	12065.	13335.	17145.
	13.30	14113.	17877.	19758.	25404.	13800.	17480.	19320.	24840.
	15.50	16774.	21247.	23484.	30194.	16838.	21328.	23573.	30308.
4	11.85	8381.	9978.	10708.	12618.	8597.	10889.	12036.	15474.
	14.00	11354.	14382.	15896.	20141.	10828.	13716.	15159.	19491.
	15.70	12896.	16335.	18055.	23213.	12469.	15794.	17456.	22444.
4 1/2	13.75	7173.	8412.	8956.	10283.	7904.	10012.	11066.	14228.
	16.60	10392.	12765.	13825.	16773.	9829.	12450.	13761.	17693.
	20.00	12964.	16421.	18149.	23335.	12542.	15886.	17558.	22575.
	22.82	14815.	18765.	20741.	26667.	14583.	18472.	20417.	26250.
5	16.25	6938.	8108.	8616.	9831.	7770.	9842.	10878.	13986.
	19.50	9962.	12026.	12999.	15672.	9503.	12037.	13304.	17105.
	25.60	13500.	17100.	18900.	24300.	13125.	16625.	18375.	23625.
5 1/2	19.20	6039.	6942.	7313.	8093.	7255.	9189.	10156.	13058.
	21.90	8413.	10019.	10753.	12679.	8615.	10912.	12061.	15507.
	24.70	10464.	12933.	14013.	17023.	9903.	12544.	13865.	17826.
6 1/8	25.20	4788.	5321.	5500.	6036.	6538.	8281.	9153.	11768.
	27.70	5894.	6755.	7103.	7813.	7172.	9084.	10040.	12909.

Fuente Norma API RP7G.1998

## Anexo E. Upset drill pipe for weld-on tool joints dimensions and weights

Table 7—Upset Drill Pipe for Weld-on Tool Joints  
Dimensions and Weights (Group 1)

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Calculated Weight						Upset Dimensions, in. <sup>e,f</sup>								
Designations <sup>a</sup>		Outside Diameter <i>D</i>	Wall Thickness in. <i>t</i>	Inside Diameter in. <i>d</i>	Plain End lb/ft <i>w<sub>pe</sub></i>	Upset <sup>d</sup> lb <i>e<sub>w</sub></i>	Outside Diameter <sup>2</sup> + <sup>1</sup> / <sub>8</sub> . - <sup>1</sup> / <sub>32</sub>	Inside Diameter at End of Pipe. <sup>c</sup> ± <sup>1</sup> / <sub>16</sub>	Length of Internal Upset <sup>g</sup> + <sup>1</sup> / <sub>2</sub> <sup>h</sup> - <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	Length of Internal Taper. <sup>g</sup> Min.	Length of External Upset. Min.	Length of External Taper		Length End of Pipe to Taper Fadeout. Max. <i>L<sub>eu</sub> + m<sub>eu</sub></i>
Size	Weight											Min.	Max.	
Internal Upset Drill Pipe														
2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	10.40	2.875	0.362	2.151	9.72	3.20	2.875	1 <sup>5</sup> / <sub>16</sub>	1 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	—	—	—
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	9.50	3.500	0.254	2.992	8.81	4.40	3.500	2 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	1 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	—	—	—	—	—
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	13.30	3.500	0.368	2.764	12.32	4.40	3.500	1 <sup>5</sup> / <sub>16</sub>	1 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	—	—	—
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	15.50	3.500	0.449	2.602	14.64	3.40	3.500	1 <sup>5</sup> / <sub>16</sub>	1 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	—	—	—
*4	11.85	4.000	0.262	3.476	10.47	4.20	4.000	2 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	1 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	—	—	—	—	—
4	14.00	4.000	0.330	3.340	12.95	4.60	4.250	2 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	1 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	2	—	—	—	—
*4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	13.75	4.500	0.271	3.958	12.25	5.21	4.750	3 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	1 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	—	—	—	—	—
*5	16.25	5.000	0.296	4.408	14.88	6.61	5.000	3 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	1 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	—	—	—	—	—
External-Upset Drill Pipe														
2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub>	6.65	2.375	0.280	1.815	6.27	1.80	2.656	1.815	—	—	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	4
2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub>	10.40	2.875	0.362	2.151	9.72	2.40	3.219	2.151	—	—	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	4
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	9.50	3.500	0.254	2.992	8.81	2.60	3.938	2.992	—	—	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	4
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	13.30	3.500	0.368	2.764	12.32	4.00	3.938	2.602	2 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	2	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	4
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	15.50	3.500	0.449	2.602	14.64	2.80	3.938	2.602	—	—	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	4
*4	11.85	4.000	0.262	3.476	10.47	5.01	4.500	3.476	—	—	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	4
4	14.00	4.000	0.330	3.340	12.95	5.01	4.563	3.340	—	—	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	4
*4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	13.75	4.500	0.271	3.958	12.25	5.61	5.063	3.958	—	—	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	4
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	16.60	4.500	0.337	3.826	15.00	5.61	5.063	3.826	—	—	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	4
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	20.00	4.500	0.430	3.640	18.71	5.61	5.063	3.640	—	—	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—	4
Internal-External Upset Drill Pipe														
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	16.60	4.500	0.337	3.826	15.00	8.11	4.750	3 <sup>5</sup> / <sub>32</sub>	2 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—
4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	20.00	4.500	0.430	3.640	18.71	8.61	4.781	3	2 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	2	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—
5	19.50	5.000	0.362	4.276	17.95	8.61	5.188	3 <sup>11</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	2	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—
5	25.60	5.000	0.500	4.000	24.05	7.81	5.188	3 <sup>7</sup> / <sub>16</sub>	2 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	2	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—
5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	21.90	5.500	0.361	4.778	19.83	10.61	5.750	4	2 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	2	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—
5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	24.70	5.500	0.415	4.670	22.56	9.01	5.750	4	2 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	2	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	1	1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	—
6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	25.20	6.625	0.330	5.965	22.21	25.90	7.000	5.315	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2	3	—	—	5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>
6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	27.70	6.625	0.362	5.901	24.24	24.03	7.000	5.315	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	2	3	—	—	5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>

Fuente *API -SPEC5D. Tabla 7.*

**Anexo F. Tool joint, taper shoulder, and, square shoulder**

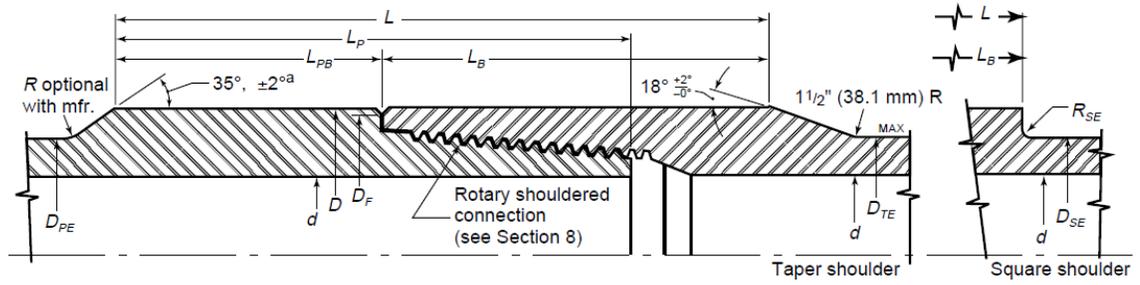


Figure 6—Tool Joint, Taper Shoulder, and Square Shoulder

Fuente *API SPEC 7*

## Anexo G. Tool joint dimensions for grade E75, X95, G105 and S135

Table 7—Tool Joint Dimensions For Grades E75, X95, G105, and S135 Drill Pipe

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Drill Pipe				Tool Joint										
Tool Joint Designation <sup>a</sup>	Size and Style	Nom. Wt. <sup>b</sup> lb/ft	Grade	Outside Dia. of Pin and Box	Inside Dia. of Pin <sup>c</sup>	Bevel Dia. of Pin and Shoulder	Total Length of Tool Joint	Pin Tong Space	Box Tong Space	Combined Length of Pin and Box	Dia. of Pin at Upset Max.	Dia. of Box at Upset Max.	Torsional Ratio, Pin to Drill Pipe	
				$\pm 1/32$ <i>D</i>	$+1/64 -1/32$ <i>d</i>	$\pm 1/64$ <i>D<sub>F</sub></i>	$+1/4 -3/8$ <i>L<sub>P</sub></i>	$\pm 1/4$ <i>L<sub>PB</sub></i>	$\pm 1/4$ <i>L</i>	<i>D<sub>PK</sub></i>	<i>D<sub>TK</sub></i>			
NC26	2 3/8 EU	6.65	E75	3 3/8	1 3/4	3 17/64	10	7	8	15	2 9/16	2 9/16	1.10	
			X95	3 3/8	1 3/4	3 17/64	10	7	8	15	2 9/16	2 9/16	0.87	
			G105	3 3/8	1 3/4	3 17/64	10	7	8	15	2 9/16	2 9/16	0.79	
NC31	2 7/8 EU	10.40	E75	4 1/8	2 1/8	3 61/64	10 1/2	7	9	16	3 3/16	3 3/16	1.03	
			X95	4 1/8	2	3 61/64	10 1/2	7	9	16	3 3/16	3 3/16	0.90	
			G105	4 1/8	2	3 61/64	10 1/2	7	9	16	3 3/16	3 3/16	0.82	
			S135	4 3/8	1 5/8	3 61/64	10 1/2	7	9	16	3 3/16	3 3/16	0.82	
NC38 <sup>d</sup>	3 1/2 EU	9.50	E75	4 3/4	2 11/16	4 37/64	11 1/2 <sup>d</sup>	8	10 1/2	18 1/2	3 7/8	3 7/8	0.91	
NC38	3 1/2 EU	13.30	E75	4 3/4	2 11/16	4 37/64	12	8	10 1/2	18 1/2	3 7/8	3 7/8	0.98	
			X95	5	2 9/16	4 37/64	12	8	10 1/2	18 1/2	3 7/8	3 7/8	0.87	
			G105	5	2 7/16	4 37/64	12	8	10 1/2	18 1/2	3 7/8	3 7/8	0.86	
			S135	5	2 1/8	4 37/64	12	8	10 1/2	18 1/2	3 7/8	3 7/8	0.80	
			E75	5	2 9/16	4 37/64	12	8	10 1/2	18 1/2	3 7/8	3 7/8	0.97	
			X95	5	2 7/16	4 37/64	12	8	10 1/2	18 1/2	3 7/8	3 7/8	0.83	
			G105	5	2 1/8	4 37/64	12	8	10 1/2	18 1/2	3 7/8	3 7/8	0.90	
NC40	3 1/2 EU	15.50	S135	5 1/2	2 1/4	5 1/64	11 1/2	7	10	17	3 7/8	3 7/8	0.87	
	4 IU	14.00	E75	5 1/4	2 13/16	5 1/64	11 1/2	7	10	17	4 3/16	4 3/16	1.01	
			X95	5 1/4	2 11/16	5 1/64	11 1/2	7	10	17	4 3/16	4 3/16	0.86	
			G105	5 1/2	2 7/16	5 1/64	11 1/2	7	10	17	4 3/16	4 3/16	0.93	
			S135	5 1/2	2	5 1/64	11 1/2	7	10	17	4 3/16	4 3/16	0.87	
NC46	4 EU	14.00	E75	6	3 1/4	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 1/2	4 1/2	1.43	
			X95	6	3 1/4	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 1/2	4 1/2	1.13	
			G105	6	3 1/4	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 1/2	4 1/2	1.02	
			S135	6	3	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 1/2	4 1/2	0.94	
			E75	6	3 3/8	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 11/16	4 11/16	1.20	
	4 1/2 IEU	13.75	16.60	E75	6 1/4	3 1/4	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 11/16	4 11/16	1.09
				X95	6 1/4	3	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 11/16	4 11/16	1.01
				G105	6 1/4	3	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 11/16	4 11/16	0.91
				S135	6 1/4	2 3/4	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 11/16	4 11/16	0.81
				E75	6 1/4	3	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 11/16	4 11/16	1.07
4 1/2 IEU	20.00	20.00	X95	6 1/4	2 3/4	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 11/16	4 11/16	0.96	
			G105	6 1/4	2 1/2	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 11/16	4 11/16	0.96	
			S135	6 1/4	2 1/4	5 23/32	11 1/2	7	10	17	4 11/16	4 11/16	0.81	
			E75	6 5/8	3 3/4	6 1/16	11 1/2	7	10	17	5	5	1.32	
			X95	6 5/8	3 3/4	6 1/16	11 1/2	7	10	17	5	5	1.23	
NC50	4 1/2 EU	13.75	E75	6 5/8	3 3/4	6 1/16	11 1/2	7	10	17	5	5	0.97	
			X95	6 5/8	3 3/4	6 1/16	11 1/2	7	10	17	5	5	0.88	
			G105	6 5/8	3 3/4	6 1/16	11 1/2	7	10	17	5	5	0.88	
			S135	6 5/8	3 1/2	6 1/16	11 1/2	7	10	17	5	5	0.81	

Fuente **API-SPEC 7**

## Anexo H. Factor de boyancia

Table 11—Buoyancy Factors

(1)	(2)	(3)
Mud Density lb/gal	Mud Density lb/cu ft	Buoyancy Factor, Kb
8.4	62.84	.872
8.6	64.33	.869
8.8	65.83	.866
9.0	67.32	.862
9.2	68.82	.859
9.4	70.32	.856
9.6	71.81	.853
9.8	73.31	.850
10.0	74.80	.847
10.2	76.30	.844
10.4	77.80	.841
10.6	79.29	.838
10.8	80.79	.835
11.0	82.29	.832
11.2	83.78	.829
11.4	85.28	.826
11.6	86.77	.823
11.8	88.27	.820
12.0	89.77	.817
12.2	91.26	.814
12.4	92.76	.811
12.4	92.76	.811
12.6	94.25	.807
12.8	95.75	.804
13.0	97.25	.801
13.2	98.74	.798
13.4	100.24	.795
13.6	101.74	.792
13.8	103.23	.789
13.8	103.23	.789
14.0	104.73	.786
14.2	106.22	.783
14.4	107.72	.780
14.6	109.22	.777
14.8	110.71	.774
15.0	112.21	.771
15.2	113.70	.768
15.4	115.20	.765
15.6	116.70	.762
15.8	118.19	.759
16.0	119.69	.756
16.2	121.18	.752
16.4	122.68	.749
16.6	124.18	.746
16.8	125.67	.743
17.0	127.17	.740
17.2	128.66	.737
17.4	130.16	.734
17.6	131.66	.731
17.8	133.15	.728
18.0	134.65	.725
18.5	138.39	.717
19.0	142.13	.710
19.5	145.87	.702
20.0	149.61	.694

Fuente Norma API RP7G.1998. Tabla 11.

## Anexo I. Razón o Relación de Resistencia a la Flexión o BSR (*Bending strength ratio*).

### A.10 Drill Collar Bending Strength Ratio

The bending strength ratios in Figures 26 through 32 were determined by application of Equation A.17. The effect of stress-relief features was disregarded.

$$\begin{aligned}
 BSR &= \frac{Z_B}{Z_P} \\
 &= \frac{0.098 \frac{(D^4 - b^4)}{D}}{0.098 \frac{(R^4 - d^4)}{R}} \quad (A.17) \\
 &= \frac{\frac{D^4 - b^4}{D}}{\frac{R^4 - d^4}{R}},
 \end{aligned}$$

where

- $BSR$  = bending strength ratio,
- $Z_B$  = box section modulus, cu. in.,
- $Z_P$  = pin section modulus, cu. in.,
- $D$  = outside diameter of pin and box (Figure A-4), in.,
- $d$  = inside diameter or bore (Figure A-4), in.,
- $b$  = thread root diameter of box threads at end of pin (Figure A-4), in.,
- $R$  = thread root diameter of pin threads  $\frac{3}{4}$  inch from shoulder of pin (Figure A-4), in.

To use Equation A.17, first calculate:

*Dedendum*,  $b$ , and  $R$

$$\text{Dedendum} = \frac{H}{2} - f_m, \quad (A.18)$$

where

- $H$  = thread height not truncated, in.,
- $f_m$  = root truncation, in.

$$b = C - \frac{tpr(L_{pc} - .625)}{12} + (2 \times \text{dedendum}), \quad (A.19)$$

Fuente Norma API RP7G.1998. Apéndice A.10.

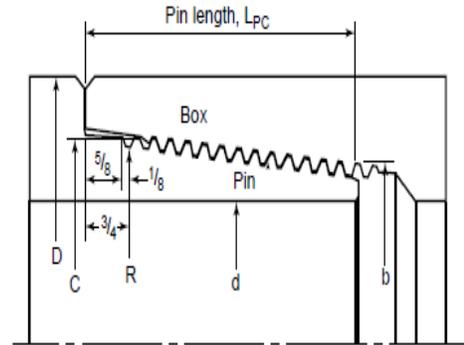


Figure A-4—Rotary Shouldered Connection Location of Dimensions for Bending Strength Ratio Calculations

where

$C$  = pitch diameter at gauge point, in.,

$tpr$  = taper, in./ft.

$$R = C - (2 \times \text{dedendum}) - (tpr \times \frac{1}{8} \times \frac{1}{12}) \quad (A.20)$$