

**DEFINICIÓN DE ESTÁNDARES OPERATIVOS PARA CABEZALES DE  
POZOS Y SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE SUPERFICIE**

**ERWIN HUMBERTO LÓPEZ CARRILLO  
SERGIO ANDRÉS PARRA NIÑO**

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

**2007**

**DEFINICIÓN DE ESTÁNDARES OPERATIVOS PARA CABEZALES DE  
POZOS Y SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE SUPERFICIE**

**ERWIN HUMBERTO LÓPEZ CARRILLO  
SERGIO ANDRÉS PARRA NIÑO**

**Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos.**

**Director**

**FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA  
INGENIERO DE PETRÓLEOS - ECOPETROL S.A.**

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

**2007**

## **DEDICATORIA**

*A Dios, fuente inquebrantable de amor y bondad, que con su misericordia e iluminación hace posible que se alcancen nuestros sueños*

*A Mis Padres, a quienes amo y aprecio. En los momentos de alegrías y tristezas me han brindado su apoyo incondicional, su amor y su comprensión, y para mí, han sido y serán, el verdadero ejemplo a seguir.*

*A Diana, Leidy y Carlos; mis adorados hermanos quienes han sido mi soporte y la fuente de energía para seguir adelante. Doy a gracias a la Vida por esta familia que me dio*

*A Sergio, Alejo, Wilson, Gustavo, Roberto, Fabio, Frank, Jackson, Jorge y demás amigos, quienes han estado conmigo para afrontar los momentos más difíciles vividos en la universidad.*

*Al viejo Wilmer, este donde estés este triunfo es como si fuera en parte tuya, ya que confió en mí hasta el fin.*

***Erwin Humberto López Carrillo***

*A Dios, por que su amor, compañía, guía y su luz durante toda mi vida me mantuvieron la esperanza viva, por llenar de tanta alegría mi corazón y darme a mi familia, por que su comprensión y misericordia hace posible que se alcancen nuestras metas.*

*A Mis Padres y mi mamá Cándida, a quienes adoro. En momentos de alegría y tristeza siempre confiaron en mi, son mi ejemplo a seguir; su guía, apoyo, amor y comprensión serán los mejores regalos que dios me a podido dar. A mamá Cándida que desde el cielo al lado de dios me cuidas y me llenas alegría y esperanza.*

*A Diego, Juan Carlos, Elvis Javier, mis queridos hermanos quienes siempre me apoyaron y su confianza y aprecio me dieron fuerzas para seguir adelante.*

*A Blanca, su amor y cariño me brindo fortaleza para no desfallecer y seguir adelante.*

*A Erwin, Alejo, Gustavo, Julissa, Jackson, Wilson, Roberto, Fabio, Frank, Jorge, Pitin, German, y al viejo Wilmer compañero de mil batallas y demás amigos; gracias a su ayuda, apoyo y animo en los momentos difíciles vividos en la universidad.*

*Sergio Andrés Larra Niño*

## *AGRADECIMIENTOS*

*Agradecimiento muy especial al Ingeniero Fredy Abelardo Nariño Remolina, por la colaboración, la confianza y el apoyo que nos ha brindado para la realización de este proyecto. Sin su guía no sería posible la realización de este mundo de ideas.*

## RESUMEN

### **TÍTULO:**

DEFINICIÓN DE ESTÁNDARES OPERATIVOS PARA CABEZALES DE POZOS Y SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE SUPERFICIE \*

### **AUTORES:**

ERWIN HUMBERTO LÓPEZ CARRILLO  
SERGIO ANDRÉS PARRA NIÑO \*\*

### **PALABRAS CLAVE:**

Cabezal de pozo, árbol de pozo, levantamiento artificial, esquemas de recolección, diseño, operación, mantenimiento.

### **DESCRIPCIÓN:**

La implementación de un manual que permita diseñar, operar y mantener un sistema de recolección; además del ensamble necesario en cabeza de pozo para un levantamiento artificial es de vital importancia en la industria de los hidrocarburos; pues se genera un impacto positivo sobre las operaciones rutinarias que se llevan en un campo de hidrocarburos.

Inicialmente se realiza una descripción breve pero concisa de los equipos que hacen parte de un sistema de recolección de hidrocarburos, de los cabezales y árbol de pozo para cualquier sistema de levantamiento. Seguidamente se desarrollan unos esquemas de recolección estándar que se puede implementar en cualquier campo y además se muestra una guía de su diseño, teniendo en cuenta las más estrictas normas estándares internacionales competentes para asegurar confiabilidad y seguridad en el sistema de recolección a implementar.

En los cabezales y árboles de pozo se implementan ensambles estándar para cualquier tipo de levantamiento usado en pozo, teniendo en cuenta la presión de trabajo, dimensión de equipo y condiciones de seguridad necesarias. Adicionalmente, se muestran medidas disponibles de los equipos necesarios en un ensamble de cabezal y árbol de pozo, con las secuencias típicas de instalación necesarias y pruebas desarrolladas para asegurar una mayor confiabilidad en los trabajos realizados. 69

El impacto generado por la implementación de esta metodología estándar, permitirá la reducción considerable de tiempo, costos y sobredimensionamientos de los equipos implicados. Además, las recomendaciones mencionadas para la operación y mantenimiento permitirán que los equipos operen con mayor efectividad, asegurando una mayor vida útil de los equipos y reduciendo factores de riesgo considerables tanto para la organización que opere el campo y a terceros.

---

\* TRABAJO DE GRADO

\*\*FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS, ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS; ING. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA.

## SUMMARY

**TITLE:**

DEFINITION OF OPERATIVE STANDARDS FOR WELLHEAD AND SURFACE GATHERING SYSTEMS\*

**AUTHORS:**

ERWIN HUMBERTO LÓPEZ CARRILLO  
SERGIO ANDRÉS PARRA\*\*

**KEYWORDS:**

Wellhead, Christmas tree, artificial lift, gathering schemes, design, operation, maintenance

**DESCRIPTION:**

To implement of handbook that allow design, operation and maintenance at gathering system; in addition the assembly's necessary in wellhead by an artificial lift is vitality important at Hydrocarbons Industry, because be generate a positive impact over routine operations which to carry in a hydrocarbon field.

Initially be realizing a brief description but concise of equipments that have part of hydrocarbons Gathering system, Wellhead and Christmas tree for any lift systems. As follows is development a standard gathering schemes which can implement at any field and besides showing a design handbook, having accounted the strictest international standards rules adequate for guarantee trustable and safety in the gathering system to implement.

At Wellheads and Christmas tree be implement standard assemblies for any lift system using in well, having accounted the working pressure, equipment dimension and necessary safety conditions. In addition, showing sizes and dimensions available for necessary equipment at wellhead and christmas tree assemblies, with the typical installation procedures and development tests necessities for guarantee high trustable in the realized working.

The impact generated for implementation of this standard methodology, will allow reduce substantial time, costs and to avoid the equipment oversize or the design of unnecessary devices. In addition, the recommendations mentions for operation and maintenance should allow which equipments operate with high effectively, ensuring greater useful life of equipment and reduce significant risk factors for the organization that operates the field and to others.

---

\* DEGREE PROJECT

\*\*PHYSICAL-CHEMICAL ENGINEERINGS FACULTY, PETROLEUM ENGINEERING; ENG. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	
1. FLUJO EN TUBERIAS HORIZONTALES Y PROBLEMAS EN TUBERIAS ASOCIADOS CON LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	1
1.1 PATRONES DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS HORIZONTALES	3
1.2 FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS HORIZONTALES	7
1.2.1 Correlaciones para determinar caídas de presión y holdup	8
1.2.2 Variables en flujo multifásico	10
1.2.3 Regímenes de flujo en tuberías horizontales	12
1.3 ESCAMAS Y CORROSIÓN EN SISTEMAS DE RECOLECCIÓN	14
1.3.1 Escamas o incrustaciones	14
1.3.2 Corrosión	16
2. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS IMPLICADOS EN CABEZALES DE POZO, ARBOL DE POZO Y SISTEMAS DE RECOLECCIÓN	20
2.1 EQUIPOS UTILIZADOS EN EL ENSAMBLE CONVENCIONAL DEL CABEZAL DE POZO	20
2.1.1 Casing head	21
2.1.2 Casing spool	25
2.1.3 Casing hanger	27
2.1.4 Tubing head – Tubing spool	34
2.1.5 Tubing hanger	40
2.2 EQUIPOS UTILIZADOS EN EL ENSAMBLE MULTITAZA DEL CABEZAL DE POZO	43
2.2.1 Cabezal sistema multitaza	43
2.2.2 Colgadores para sistema multitaza	46

2.2.3 Sellos packoff para sistema multitaza	47
2.2.2 Herramientas de servicio para sistemas multitaza	50
2.3 EQUIPOS UTILIZADOS EN EL ENSAMBLE CONVENCIONAL DEL ÁRBOL DE POZO	50
2.3.1 Tubing head adapter/Bonnet	52
2.3.2 Tees y cruz de flujo	57
2.3.3 Tree caps	58
2.3.4 Válvulas	59
2.3.5 Medidores de presión	66
2.3.6 Stuffing box	67
2.3.7 Preventora de varillas para bombeo mecánico	69
2.3.8 Tee de bombeo y Preventora de varillas para PCP	70
2.3.9 Flanches o bridas	71
2.4 ARBOL DE POZO SISTEMA BLOQUE COMPUESTO	73
2.5 EQUIPOS PRESENTES EN SISTEMAS DE RECOLECCIÓN	75
2.5.1 Line pipe	75
2.5.2 Bridas para line pipe	78
2.5.3 Válvulas	81
2.5.4 Medidores de presión	83
3. DISEÑO DE SISTEMAS DE RECOLECCIÓN	85
3.1 ESQUEMAS DE RECOLECCIÓN	87
3.2 DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO	91
3.3 DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS	92
3.4 ECUACIONES BÁSICAS DE DISEÑO EN RECOLECCIÓN	93
3.4.1 Diámetro de tubería a usar	93
3.4.2 Espesor de pared a utilizar	97
4. CONFIGURACIONES DE ARBOL DE POZO PARA DIFERENTES TIPOS DE LEVANTAMIENTO	102

4.1 ENSAMBLE DEL ÁRBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR FLUJO NATURAL	103
4.2 ENSAMBLE DEL ÁRBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT	104
4.3 ENSAMBLE DEL ÁRBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO	104
4.4 ENSAMBLE DEL ÁRBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO	105
4.5 ENSAMBLE DEL ÁRBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	106
4.6 ENSAMBLE DEL ÁRBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	106
5. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE CABEZALES DE POZO Y LINEAS DE FLUJO EN SISTEMAS DE RECOLECCIÓN	108
5.1 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LINEAS EN RECOLECCIÓN	108
5.2 PROCEDIMIENTO DE ENSAMBLE DEL CABEZAL DE POZO	109
5.2.1 Procedimiento de instalación para casing head	110
5.2.2 Procedimiento de instalación para casing hanger	112
5.2.3 Procedimiento de instalación para casing spool	115
5.2.4 Procedimiento de instalación para tubing head	117
5.2.5 Procedimiento de instalación para tubing spool	117
5.3 SECUENCIA TÍPICA DE INSTALCIÓN DEL CABEZAL DE POZO Y ÁRBOL DE PRODUCCIÓN	117
5.4 CONTROL DE CALIDAD EN CABEZALES	121
6. ESTÁNDARES GUIA PARA CABEZALES DE POZO Y SISTEMAS DE RECOLECCIÓN	127

ANEXO A.	150
ANEXO B.	161
ANEXO C.	167
ANEXO D.	199
ANEXO E.	208
CONCLUSIONES	145
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	147

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama flujo burbuja	4
Figura 2. Diagrama flujo neblina	4
Figura 3. Diagrama flujo tapón de gas	5
Figura 4. Diagrama flujo estratificado	5
Figura 5. Diagrama flujo ondulante	6
Figura 6. Diagrama flujo tapón de líquido	6
Figura 7. Diagrama flujo anular	7
Figura 8. Regímenes de flujo en tuberías horizontales	13
Figura 9. Incrustaciones en las tuberías de producción	15
Figura 10. Efectos de la corrosión en tuberías	16
Figura 11. Casing head con apoyo inferior plato base y salidas apernadas	23
Figura 12. Salidas laterales del casing head con conexión bridada	24
Figura 13. Casing Spool	25
Figura 14. Detalles de cada elemento que hacen parte de un Casing spool	26
Figura 15. Casing hanger instalado	28
Figura 16. Casing hanger de cuñas envolventes	29
Figura 17. Casing hanger de cuñas envolventes con sello de activación manual	30
Figura 18. Casing hanger tipo mandrel	31
Figura 19. Casing hanger tipo mandrel fluted	32
Figura 20. Ensamble de un tubing head/spool	35
Figura 21. Esquema básico de un tubing spool	36
Figura 22. Esquema de compatibilidades de un ensamble de tubing head	37
Figura 23. Tornillos guía y tornillos prisioneros	38
Figura 24. Mecanismo de activación de los tornillos prisioneros	39
Figura 25. Tubing hanger tipo TC1	41
Figura 26. Tubing hanger usado en completamiento dual	41
Figura 27. Tubing hanger con sello energizante packoff	42
Figura 28. Tubing hanger para ESP	42
Figura 29. Cabezal de pozo multitaza	43
Figura 30. Colgadores de tubería de revestimiento para sistema multitaza	46
Figura 31. Sello packoff para sistema multitaza	48
Figura 32. Casing hanger tipo mandrel fluted	49
Figura 33. Casing hanger de cuñas envolventes para sistema multitaza	49
Figura 34. Tubing head adapter B1	52

Figura 35. Tubing head adapter BO2	53
Figura 36. Tubing head adapter B2S	54
Figura 37. Tubing head adapter B2P	55
Figura 38. Tubing head adapter para sistema ESP	56
Figura 39. Tees y cruz de flujo usados en árbol de pozos	57
Figura 40. Tees y desviadores de flujo	58
Figura 41. Tree caps usados en el tope de un ensamble de árbol de pozo	59
Figura 42. Válvula de compuerta usada en árbol de pozo	60
Figura 43. Válvula choke ajustable	61
Figura 44. Válvula choke positivo	62
Figura 45. Válvula cheque Regular swing	64
Figura 46. Válvula cheque full opening swing	65
Figura 47. Válvula cheque regular lift	66
Figura 48. Manómetro	67
Figura 49. Stuffing box usado en bombeo mecánico	68
Figura 50. Stuffing box en PCP	69
Figura 51. Preventora de varillas	70
Figura 52. Unidad dual Preventora y te de flujo en PCP	71
Figura 53. Bridas tipo 6B	72
Figura 54. Árbol de pozo bloque compuesto	74
Figura 55. Unión de líneas usando bridas roscadas	80
Figura 56. Múltiples de entrada	86
Figura 57. Esquema de recolección en líneas de producción individuales para cada pozo.	89
Figura 58. Esquema de recolección con líneas colectoras independientes para separador general y de prueba	90
Figura 59. Esquema de recolección con redes de colectores para líneas de prueba y general.	90
Figura 60. Mandril de prueba de drift en árboles de pozo	124
Figura 61. Disposición de instalación de un manómetro	165
Figura 62. Colector de típico de muestreo	169
Figura 63. Presentación gráfica de producción de hierro contra tiempo	173
Figura 64. Cupón circular y un montaje típico con bridas	179
Figura 65. Dispositivo digital usado en el monitoreo de la corrosión externa en líneas enterradas	185
Figura 66. Cupón de scale ubicado en líneas de flujo	201
Figura 67. Raspadores usados para limpieza de líneas	206
Figura 68. Dimensiones del Casing head	209
Figura 69. Dimensiones del Casing spool	211
Figura 70. Dimensiones para un Casing hanger C22	211
Figura 71. Dimensiones Casing hanger C29	212

Figura 72. Dimensiones de un Tubing head	213
Figura 73. Dimensiones de Tees y cruces para arboles de pozo.	220
Figura 74. Dimensiones Choque ajustable	221
Figura 75. Dimensiones Choke positivo	222
Figura 76. Dimensiones Válvula de Compuerta	223

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. Comportamiento de flujo en tuberías horizontales	150
ANEXO B. Criterios de selección e instalación de medidores de presión tipo Bourdon	161
ANEXO C. Monitoreo y control de corrosión en sistemas de recolección	167
ANEXO D. Control y remoción de incrustaciones	199
ANEXO E. Dimensiones de equipos para cabezal y árbol de pozo en los diferentes levantamientos	208

## INTRODUCCION

Para producir los fluidos de los pozos de un campo petrolero se hace necesario tener una serie de equipos o sistemas que se pueden ubicar tanto en el subsuelo como en superficie. En los equipos y herramientas ubicados en superficie encontramos el cabezal de pozo con sus correspondientes válvulas de control y el sistema de levantamiento utilizado en el pozo, adicionalmente las líneas de recolección, formando una red o sistema que lleva los fluidos producidos de cada pozo hasta el manifold de entrada, el cual distribuye la producción al sistema de tratamiento en la batería.

Es importante implementar y mantener un esquema de producción, que permita la mayor eficiencia de los equipos y a la vez evite contratiempos que lleven a la parada de producción, cosa indeseable en la industria de los hidrocarburos. Para lograr los resultados favorables en la Ingeniería de Producción se hace necesario tener unos Estándares Operativos que guíen al Ingeniero en el diseño, operación y mantenimiento de su sistema de recolección con el objetivo de reducir tiempos de adquisición de información y ejecución de actividades para lograr eficacia en todos los procesos involucrados.

Este trabajo permite contemplar de una manera clara y concisa los procedimientos acordes con el diseño, operación y mantenimiento de cabezales de pozo y sistemas de recolección de superficie basados en Normas Técnicas Internacionales, que le dan sustento y gran utilidad para su aplicación en los diferentes Campos Petroleros en Colombia y en especial a

aquellas empresas operadoras que aún no posean algún estándar definido en esta área.

## **1. FLUJO EN TUBERIAS HORIZONTALES Y PROBLEMAS EN TUBERIA ASOCIADOS CON LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS.**

Para la recolección de fluidos producidos se utilizan una serie de tuberías que van desde el fondo de pozo hasta las baterías de recolección en superficie, son generalmente de acero y poseen unas especificaciones necesarias para su aplicación. Es necesario conocer el comportamiento del fluido cuando viaja a través de la tubería, para predecir caídas de presión y otros parámetros necesarios para el diseño de líneas que se ubican principalmente en superficie, donde la mayoría de metodologías de diseño asimilan una tubería horizontal para simplificación de cálculos con muy poco margen de error. Debido a que los fluidos producidos contienen aceite, agua y gas hacen más complejo el análisis y se necesitan correlaciones empíricas para cualquier cálculo necesario.

### **1.1 PATRONES DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS HORIZONTALES**

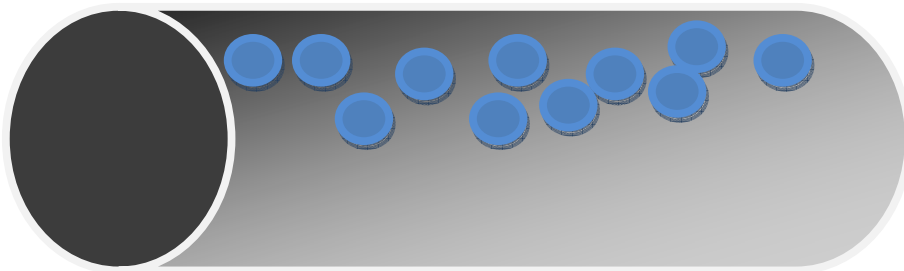
Se habla de flujo multifásico cuando intervienen tanto la fase líquida como gaseosa en el fluido producido, en la fase líquida intervienen dos fluidos inmiscibles que son el aceite y el agua. Generalmente las caídas de presión son muy altas en este tipo de flujo debido a la presencia de la fase gaseosa que se desliza sobre la líquida en presencia de una interfase que puede ser regular o irregular. Debido a las variaciones en presión y velocidad de una fase a la otra, se pueden presentar diferentes patrones de flujo que han sido definidos por Beggs y Brill<sup>1</sup> de la siguiente forma:

---

<sup>1</sup> BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pág. 88.

- ✚ Flujo burbuja: La fase líquida actúa como fase continua que transporta el gas disperso en forma de burbujas, que se van alojando en la parte superior de la tubería.

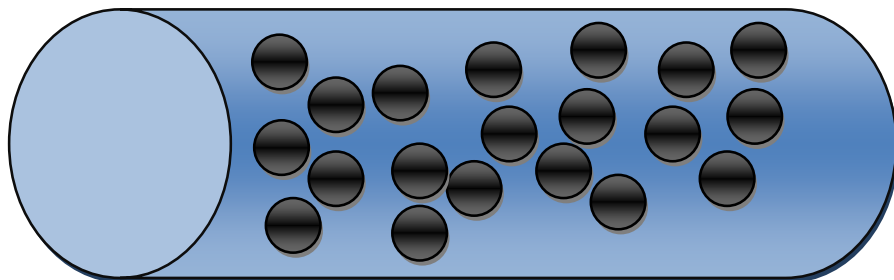
Figura 1. Diagrama Flujo Burbuja.



Fuente: Tomado y adaptado de BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

- ✚ Flujo neblina: La fase gaseosa actúa como fase continua y transporta el líquido disperso en suspensión en forma de gotas.

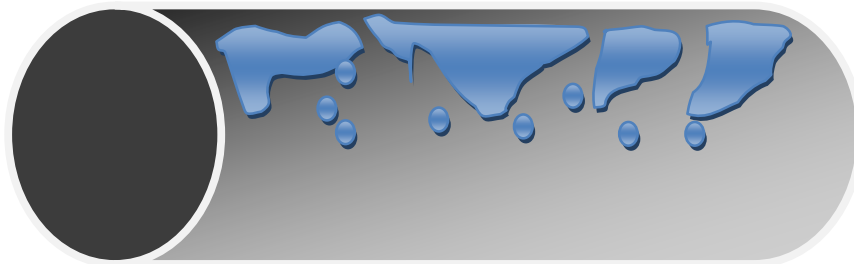
Figura 2. Diagrama Flujo neblina.



Fuente: Tomado y adaptado de BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

- ✚ Flujo Tapón de Gas: Las burbujas de gas aumentan de tamaño considerable alcanzado la parte superior de la tubería, el líquido sigue siendo la fase continua.

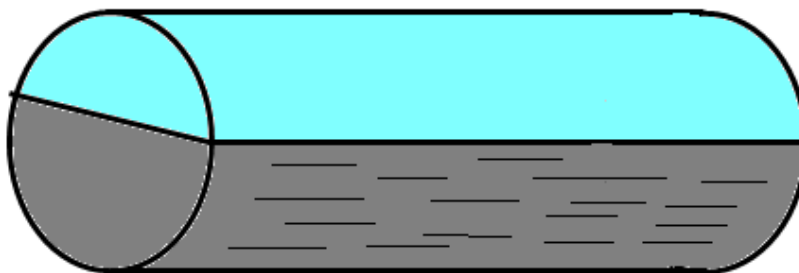
Figura 3. Diagrama flujo tapón de gas.



Fuente: Tomado y adaptado de BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

- ✚ Flujo Estratificado: La fase gaseosa se desarrolla totalmente ubicándose en la parte superior de la tubería y se separa de la fase líquida por una interfase definida y lisa.

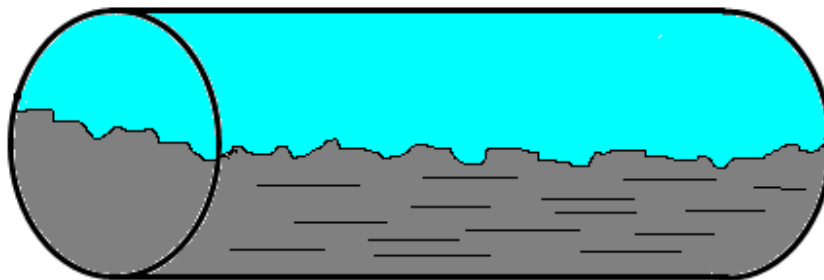
Figura 4. Diagrama flujo estratificado.



Fuente: Tomado y adaptado de BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

- ✚ Flujo Ondulante: La velocidad del gas es relativamente alta y hace que se rompa la continuidad en la interfase permitiendo que se generen ondulaciones en la superficie del líquido.

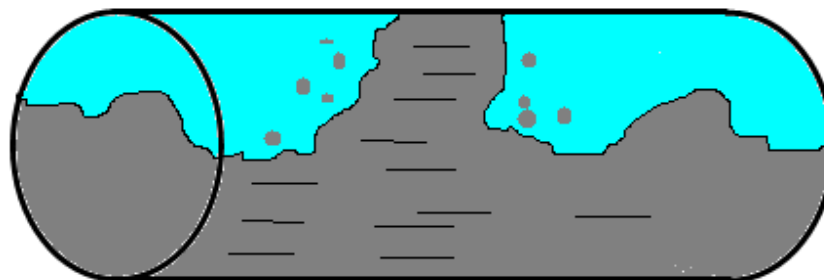
Figura 5. Diagrama flujo ondulante.



Fuente: Tomado y adaptado de BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

- ✚ Flujo Tapón de Líquido: Las ondulaciones generadas por la alta velocidad del gas alcanzan la parte superior de la tubería, hay gran turbulencia en el sistema.

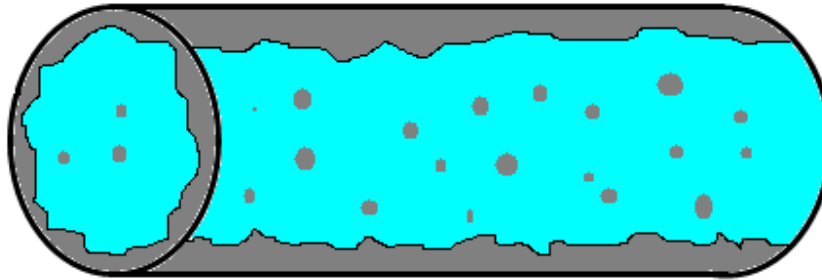
Figura 6. Diagrama flujo tapón de líquido.



Fuente: Tomado y adaptado de BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

- ✚ Flujo Anular: La fase líquida se adhiere a las paredes de la tubería y el gas fluye por el interior arrastrando gotas de líquido en suspensión.

Figura 7. Diagrama flujo anular.



Fuente: Tomado y adaptado de BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

## 1.2 FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS HORIZONTALES

Para flujo multifásico en líneas horizontales se han desarrollado diferentes ecuaciones empíricas para tratar de describir el efecto de la presencia de una fase líquida y una fase gaseosa. Lamentablemente no existe una correlación que maneje todos los problemas de diseño de líneas de recolección que actúen bajo flujo multifásico. Diferentes experiencias de campo muestran que algunas correlaciones trabajan bien solo para ciertos parámetros definidos como el diámetro de la línea.

Se mostrarán las correlaciones más usadas y el ingeniero decidirá cual es la más conveniente para sus cálculos.

En flujo multifásico se trata de determinar la caída de presión y la predicción del holdup, donde el holdup hace referencia al nivel de líquido presente en la línea en un instante determinado.

### 1.2.1 Correlaciones para determinar caídas de presión y holdup<sup>2</sup>

Todas las correlaciones desarrolladas para describir el flujo multifásico se basan sobre una ecuación de flujo monofásico, representando las propiedades del fluido como homogéneas para la mezcla. La ecuación general es dada como:

$$\frac{\partial P}{\partial L} = \rho_m \sin \theta \frac{g}{g_c} + \frac{f_{tp} \rho_f V_m^2}{2g_c} + \frac{\rho_a V_m}{g_c} \frac{\partial V_m}{\partial L}$$

Ecuación 1.

Donde:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

Ecuación 2.

$\rho_m$  = Densidad de la mezcla

$H_L$  = Nivel de líquido en la línea

$\rho_f$ ,  $\rho_a$  = Densidad en términos de la fricción y aceleración

$f$  = Factor de fricción

$\rho_L$ ,  $\rho_g$  = Densidad del líquido y del gas

Como se puede observar, el término del gradiente de presión posee tres términos que consisten en un término gravitacional, friccional y de aceleración.

---

<sup>2</sup>ARYA, Atul, y GOULD, Thomas. Comparison of Two Phase liquid Holdup and Pressure Drop Correlations Across Flow Regime Boundaries for Horizontal and inclined Pipes. SPE 10169, 1981.

Las correlaciones más utilizadas para manejar flujo multifásico en tuberías horizontales son las siguientes:

**a. Correlación de Beggs and Brill**

Esta correlación esta basada en un estudio extensivo de sistemas agua-aire en tuberías de 1 a 1.5 pulgadas. Se debe determinar inicialmente el régimen de flujo que se obtiene de una grafica log-log de contenido de líquido y el número de Froude. El nivel de líquido es entonces calculado de correlaciones para el régimen existente en tuberías únicamente.

**b. Correlación MB Mukherjee and Brill**

Es también una correlación empírica basada en flujo de Kerosene-aire para tuberías de 1.5 pulgadas, también estos autores usaron mezclas de Aceite Lube liviano con aire. Las correlaciones para determinar el holdup fueron desarrolladas como función del régimen de flujo y la inclinación de la tubería, el factor de fricción se presenta como una función del régimen de flujo y el holdup

**c. Correlación de Eaton**

Esta correlación es resultado de una investigación de flujo de gas y liquido en tuberías horizontales, con datos obtenidos de campo. Los datos necesarios para construir esta correlación se obtuvieron usando fluidos como agua, destilados del crudo y aceite crudo para la fase líquida; para la fase gaseosa los autores usaron gas natural

Para determinar el holdup de líquido se usan correlaciones que contienen parámetros de flujo que se determina con el patrón de flujo existente.

### 1.2.2 Variables en flujo multifásico

Como se mostró en la ecuación 2, se introduce la variable  $H_L$  para manejar el flujo en términos relativos del nivel de líquido, a continuación se mostraran otras ecuaciones que se utilizan para calcular las pérdidas de presión en tuberías.

#### a. Nivel de líquido

El nivel de líquido  $H_L$  hace referencia a la fracción que ocupa el líquido en un elemento de tubería en cierto instante cualquiera y se define así:

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en el elemento de tubería}}{\text{Volumen del elemento de tubería}}$$

Ecuación 3.

Como se menciona anteriormente, para determinar este parámetro se pueden usar las diferentes correlaciones desarrollados para flujo multifásico.

#### b. Nivel de gas

El nivel de gas  $H_g$  hace referencia a la fracción que ocupa el gas en un elemento de tubería en un instante cualquiera y se define así:

$$H_g = 1 - H_L$$

Ecuación 4.

### c. Nivel de líquido no deslizante

El nivel de líquido no deslizante  $\lambda_L$ , se define como la relación del volumen de líquido en un elemento de tubería que podría existir si el gas y el líquido atravesaran a la misma velocidad, dividido por el volumen del elemento de tubería. Este puede ser calculado de la relación de flujos instantáneos así:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g}$$

Ecuación 5.

Donde:

$q_L$  = Caudal de líquido (aceite+agua)

$q_g$  = Caudal de gas

### d. Nivel de gas no deslizante

Se define similarmente al nivel de líquido no deslizante, las dos fases fluyen a la misma velocidad permitiendo que no existan deslizamientos relativos de una fase a otra, se define así

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L$$

Ecuación 6.

### e. Velocidad

El término de velocidad usado en la mayoría de correlaciones de flujo multifásico, se basan en la velocidad superficial que asemeja la velocidad que tuviera cada fase si fluyera sola a través de toda la sección transversal de la tubería, pero se debe tener en cuenta que en flujo multifásico el área seccional disponible para flujo es menor para cada fase. Las velocidades superficiales para cada fase en una tubería se definen como:

$$V_{Sg} = \frac{q_g}{A}$$

Ecuación 7.

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A}$$

Ecuación 8.

Donde:

$V_{Sg}$  = Velocidad superficial del gas

$V_{SL}$  = Velocidad superficial del líquido

A = Área transversal de flujo en la línea

Teniendo claro las velocidades superficiales claras se definen la Velocidad de la mezcla  $V_m$ :

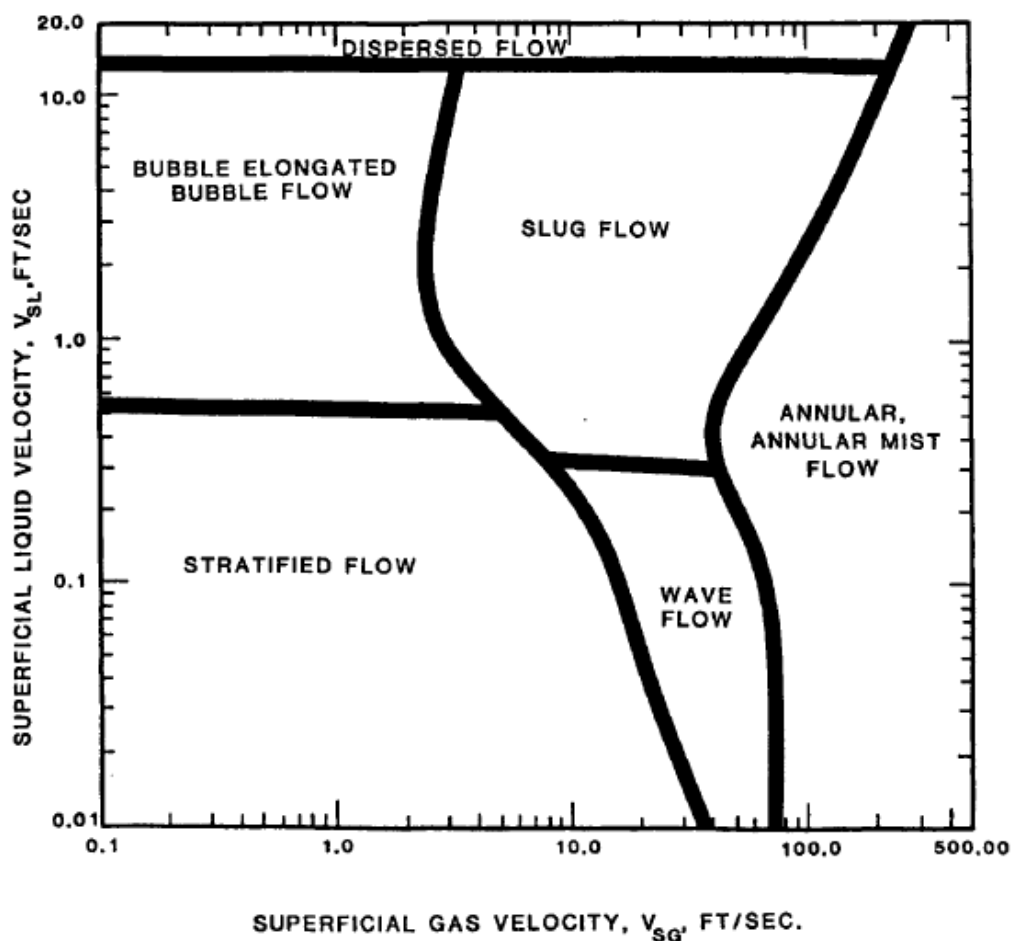
$$V_m = V_{Sg} + V_{SL}$$

Ecuación 9.

### **1.2.3 Regímenes de flujo en tuberías horizontales.**

Teniendo claro las definiciones de aquellas variables que ayudan a describir el flujo multifásico en tuberías, los diferentes patrones de flujo ya descritos anteriormente dependen principalmente de las velocidades superficiales del líquido y del gas. La figura 8. muestra el efecto de estos dos variables sobre el régimen de flujo gobernante, aunque se debe tener en cuenta que esta grafica se debe usar como una medida cualitativa del estudio de flujo en una tubería horizontal.

Figura 8. Regímenes de flujo en tuberías horizontales.



Fuente: Arnold, Ken. Surface Production Operations. Vol 1.

En muchas líneas de flujo multifásico presentes en campo, el flujo tapón de líquido es muy común en líneas que van cuesta abajo sobre algún desnivel en el terreno, aunque hay veces que la velocidad del gas es muy alta y no permite desarrollar el flujo tapón; por esta razón no se observa claramente el régimen de flujo tapón de líquido totalmente<sup>3</sup>.

<sup>3</sup>ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations VI Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986. Pág. 266.

### **1.3 ESCAMAS Y CORROSION EN SISTEMAS DE RECOLECCION**

La producción de hidrocarburos lleva consigo problemas en las tuberías de producción, ya sea en el tubing de producción o en las líneas de recolección en superficie; entre los problemas más comunes se encuentran las incrustaciones (o escamas) y la corrosión. Un problema serio en las incrustaciones es el taponamiento de válvulas, codos, tubos y demás accesorios, tanto en el cabezal como en el sistema de recolección se pueden presentar altas caídas de presión, restricción al flujo y reducción en la capacidad de transporte de fluidos producidos.

#### **1.3.1 Escamas o incrustaciones**

Las incrustaciones son consideradas uno de los problemas más severos en la producción de hidrocarburos, generalmente se trata de un conjunto de depósitos que se alojan en los orificios cañoneados, los revestidores, las tuberías de producción, válvulas, bombas y equipos de completamiento de pozo. Las incrustaciones generan taponamiento en los canales de flujo, reduciendo el área para flujo y por consiguiente reduciendo el caudal del fluido transportado. La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por la precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o como resultado de la sobresaturación de componentes minerales presentes en el agua asociada al crudo cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Siempre que un pozo de gas o de petróleo produzca agua o se inyecte agua como método de recobro, surge la posibilidad de que se formen las incrustaciones.

Figura 9. Incrustaciones en las tuberías de producción.



Tomado de "Full Scale Attack," Review, 30 The BP Technology.1998

Las incrustaciones en la industria petrolera están compuestas principalmente de minerales que pueden ser solubles en ácido o insolubles en ácido, de acuerdo a esto los minerales que forman las incrustaciones son principalmente carbonatos, sulfatos y óxidos de hierro. En las tablas 1 y 2 se resumen los minerales que forman las incrustaciones:

<b>Depósitos solubles en ácido</b>	<b>Fórmula química</b>	<b>Nombre del mineral</b>
Carbonato de Calcio	$\text{CaCO}_3$	Calcita
Carbonato de Hierro	$\text{FeCO}_3$	Siderita
Sulfuro de Hierro	$\text{FeS}$	Trolita
Oxido de hierro	$\text{Fe}_3\text{O}_4$	Magnetita
	$\text{Fe}_2\text{O}_3$	Hematita
Hidróxido de magnesio	$\text{Mg}(\text{OH})_2$	Beustita

Tabla 1. Minerales presentes en las incrustaciones solubles en ácido.  
Tomado de "Estimulación de Pozos", Halliburton Handbook.

<b>Depósitos insolubles en ácido</b>	<b>Fórmula química</b>	<b>Nombre del mineral</b>
Sulfato de Calcio	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Yeso
Sulfato de Calcio	$\text{CaSO}_4$	Anhidrita
Sulfato de Bario	$\text{BaSO}_4$	Barita
Sulfato de Estroncio	$\text{SrSO}_4$	Celestita
Sulfato de Bario- Estroncio	$(\text{BaSr}(\text{S})_4)_2$	

Tabla 2. Minerales presentes en las incrustaciones insolubles en ácido.  
Tomado de “Estimulación de Pozos”, Halliburton Handbook.

### 1.3.2 Corrosión

Debido a que los diferentes equipos implicados en las facilidades de superficie están fabricados en materiales metálicos, son blancos de la corrosión. La corrosión se define como el deterioro de un material metálico a consecuencia de un ataque electroquímico de su entorno, además diversos factores tanto físicos o químicos son triviales en el desarrollo de un ataque corrosivo.

Figura 10. Efectos de la Corrosión en tuberías.



Tomado de Construsur.com

La corrosión principalmente es un fenómeno electroquímico donde se genera y establece un flujo de electrones, esto se debe a la diferencia de potencial creada entre el metal y el entorno. El metal que se corroe (reacción de oxidación) actúa como ánodo, de donde se liberan los electrones; el medio que percibe los electrones dados actúa como cátodo (reacción de reducción), este tipo de reacciones se dan en las celdas electroquímicas.

La velocidad a la que un material se corroe es lenta y continua, todo depende del ambiente donde se encuentre; a medida que pasa el tiempo se va creando una capa fina de material en la superficie, que van formándose inicialmente como manchas hasta que aparecen imperfecciones en la superficie del metal. Los tipos de corrosión más conocidos son los siguientes:

- ✚ Uniforme: Se caracteriza por una reacción química o electroquímica que actúa uniformemente sobre toda la superficie metálica expuesta al ambiente corrosivo. Este tipo de corrosión representa la mayor destrucción de los metales, es común observarla en los aceros.
  
- ✚ Galvánica: Se presenta al poner en contacto dos metales distintos en contacto, pues se puede presentar una diferencia en sus potenciales electroquímicos y se conduce a una corrosión. El acero galvanizado, que es acero recubierto de zinc, es un ejemplo en que un metal (zinc) se sacrifica para proteger a otro (acero).
  
- ✚ Por picadura: Es una forma de ataque corrosivo donde se producen imperfecciones y huecos sobre la superficie del metal. La picadura no se detecta fácilmente debido a que los pequeños agujeros causados por la picadura pueden estar cubiertos con los productos de la corrosión.

- ✚ Por grietas: Forma de corrosión electroquímica localizada que se puede presentar en grietas, hendiduras y bajo superficies protegidas; donde pueden existir soluciones estancadas. Ocurre en flanches, remaches, pernos, entre válvulas y sus asientos.
- ✚ Intergranular: Ataque de corrosión localizada, se ubica en los límites de grano de una aleación.
- ✚ Por esfuerzo: Fractura causada por el efecto simultáneo de esfuerzos de tensión y un ambiente corrosivo actuando sobre el metal.
- ✚ Erosiva: El movimiento relativo de un fluido corrosivo respecto a una superficie metálica, puede acelerar el proceso de corrosión. Este tipo de corrosión se caracteriza por la aparición sobre la superficie del metal de surcos, valles, picaduras y agujeros.
- ✚ Cavitación: Se debe al efecto de burbujas de aire o vapor que se generan en el fluido que esta en contacto con el metal.
- ✚ Por rozamiento. Tiene lugar entre la interfase de materiales bajo carga, sometidos a vibración y deslizamiento. Originándose surcos y agujeros rodeados de productos resultantes de la corrosión.

En los equipos instalados en los cabezales de pozo, especialmente en pozos de gas con alta presión, se puede presentar daños graves debido al efecto de la corrosión. Las altas velocidades y turbulencias en el interior de los equipos impiden los procesos de inhibición. Además los pozos que producen gases ácidos, usualmente someten las cabezas de pozo al ataque corrosivo.

Para las líneas de recolección se puede presentar acumulación y depositación de desechos que ayudan en la corrosión, generándose picaduras y debilitamiento en las paredes de la tubería. La corrosión interna de líneas de flujo puede ser prevenida por inhibidores y/o recubrimientos. La protección catódica junto con los recubrimientos son usados para prevenir la corrosión con suelos, aguas estancadas, aire y demás agentes que afectan la parte exterior de las tuberías.

## **2. DESCRIPCION DE EQUIPOS IMPLICADOS EN CABEZALES DE POZO, ARBOL DE POZO Y SISTEMAS DE RECOLECCION**

En este capítulo se especificaran los diferentes equipos implicados en los cabezales de pozo, árbol de pozo y sistemas de recolección, se hará una descripción detallada de estos sistemas y equipos, se mostrarán los materiales en que están fabricados, medidas disponibles juntamente con sus rangos de operación.

### **2.1 EQUIPOS UTILIZADOS EN EL ENSAMBLE CONVENCIONAL DEL CABEZAL DE POZO.**

Existen dos diseños específicos de cabezales de pozo, estos son el cabezal tipo seccionado (convencional) y el cabezal con sistema multitaza (Multibowl); las principales diferencias son la disposición del ensamble, la configuración de la parte interna y el tipo de instalación.

Los cabezales de pozo consisten principalmente en un conjunto de conexiones bridadas, válvulas, colgadores y otros elementos suplementarios que permiten controlar la presión y la tasa de flujo de un pozo. Las principales funciones de un cabezal son las siguientes:

- ✚ Suspenden la sarta de completamiento y la sarta de tubería de producción.
- ✚ Aislar el espacio anular entre el casing y el tubing.
- ✚ Proporcionar una conexión entre el pozo y las líneas en superficie.

En el anexo E se muestran las dimensiones de los equipos necesarios para un ensamble de cabezal de pozo. En esta sección se dará una demostración breve de los elementos comunes que hacen parte del cabezal de pozo, entre estos están:

### **2.1.1 CASING HEAD**

El casing head es la sección más baja del ensamble del cabezal de pozo, por lo cual es sometido a un esfuerzo de tensión equivalente al peso de toda la sarta de tubería y a esfuerzos de compresión los cuales son equivalentes al peso de los equipos en superficie. En la figura 11 se observa una configuración de casing head. Entre las características operativas del casing head encontramos:

- ✚ Su principal característica operativa es soportar la sarta de revestimiento (casing), en el interior este equipo se diseña en espacio especial para permitir el acoplamiento conjunto de un dispositivo llamado casing hanger. La función principal del casing hanger es centrar y sellar el espacio anular entre la pared del pozo y la tubería de revestimiento.
- ✚ El espacio de acoplamiento entre el casing head y el casing hanger (llamado por algunos fabricantes “tasa”), debe tener un perfil característico para soportar el peso y el tipo de casing hanger a utilizar.
- ✚ El casing head permite conectarse o adaptarse al equipo de control del pozo (BOP) y aislar el mismo de la atmósfera.

Cuando la aplicación de esfuerzos sobre el casing head es demasiado grande debido al tamaño y longitud de la tubería de revestimiento, este dispositivo se puede usar con un plato base, para una distribución más efectiva del peso; el casing head se conectará directamente a la tubería de revestimiento con los puntos de apoyo en el plato base.

### **CLASIFICACIÓN DE LOS CASING HEAD**

La clasificación de los diferentes tipos de casing head depende de características operativas, configuración de conexión y completamiento del pozo en superficie; estas pautas de clasificación e identificación son:

✚ Tamaño nominal.

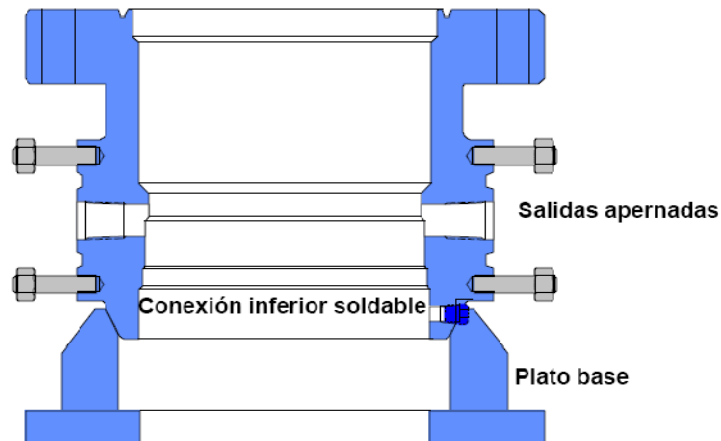
✚ Presión de trabajo.

✚ Tipos de conexión.

El tamaño nominal se refiere al tamaño del casing donde se instalará el casing head; por ejemplo un casing head para casing de 20" es un casing head de 20" nominal. La conexión inferior es la que va a fijar el casing head a la tubería de revestimiento y la conexión superior tiene que ser compatible con la BOP; estas conexiones pueden ser con bridas API u otras.

La parte de la conexión de salida superior del casing head se caracteriza por tener un perfil característico, el cual está definido por la forma del espacio del acoplamiento superior del mismo; diseño del espacio de acoplamiento superior determina las capacidades de carga, diseño de sellos, y la compatibilidad de los componentes que se van a instalar en la parte superior.

Figura 11. Casing Head con apoyo inferior plato base y salidas apernadas



Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray.

Muchas compañías fabricantes de equipos para ensamble de cabezales de pozo designan el modelo del casing head por el diseño del espacio de acoplamiento superior e inferior.

### REQUERIMIENTOS BÁSICOS

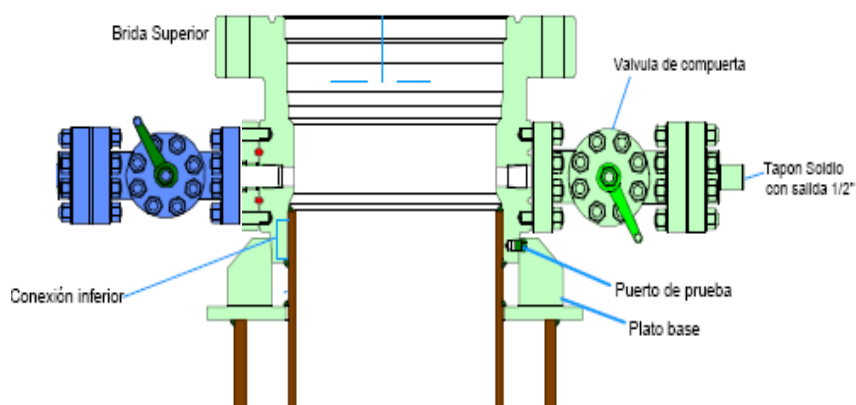
Para los requerimientos del casing head se deben tener en cuenta lo siguiente:

- ✚ Conexión superior API bridada: La conexión superior del casing head, sirve como punto de acople con la(s) BOP durante las operaciones de perforación y completamiento, así como también para los casing o tubing spool subsiguientes, y los equipos de ensamble del cabezal; la conexión mas usada es la de tipo BRIDA-API.
- ✚ Conexión inferior con arreglo para soldadura o con rosca: Esta conexión debe ser capaz de soportar cargas asociadas con el casing head y todo el equipo del ensamble del cabezal, BOP (para

operaciones de perforación o Workover), pruebas de presión, sarta de tuberías, y el equipo de producción. Las conexiones mas comúnmente utilizadas en la industria petrolera son las de tipo soldadura y roscas; estas conexiones son especificas para cada aplicación, las conexiones roscadas se utilizan en tamaños pequeños de casing head y operación de baja presión, la conexión soldada es recomendada para tamaños grandes de casing head y aplicaciones en alta presión.

- ✚ Salidas laterales API apernadas, API bridadas, API roscadas: Los tipos de casing head generalmente tienen 2 salidas orientadas a 180°, que proveen acceso a la parte interna del cabezal. Las salidas tienen la misma presión de trabajo que la conexión superior del casing head y tienen por lo general una o dos válvulas instaladas, o bridas ciegas si las salidas no están en uso.

Figura 12. Salidas laterales del casing head con conexión bridada

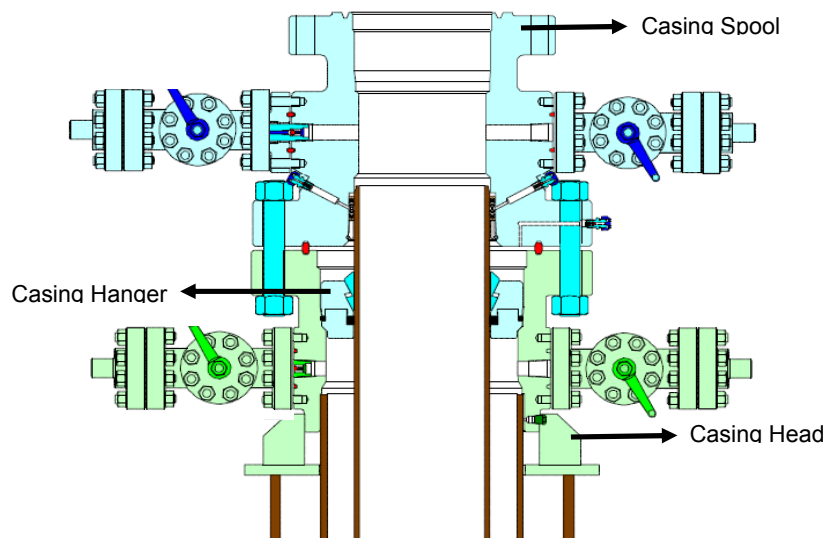


Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray.

### 2.1.2 CASING SPOOL.

El Casing Spool es instalado sobre cada sarta de tubería intermedia de revestimiento para un ensamble convencional de cabezales de pozo; su instalación con los sellos packoff permiten aislar el anular del casing previamente ensamblado en el cabezal anterior de cambios de presión durante la perforación, este dispositivo posee un perfil de taza superior que le permite acoplarse con el casing hanger para soportar el peso de otra sarta de tubería y además tiene conexiones superiores e inferiores que le proporcionan conexiones para adaptarse al cabezal previamente instalado, adaptarse a la BOP para seguir perforando y para permitir el ensamble con el siguiente cabezal una vez este asentado el casing. Según las características especiales que se requieran, el casing spool puede proveer una reducción en el diámetro de la conexión superior con respecto a la conexión inferior, lo cual permite continuar con el ensamble estándar del cabezal del pozo.

Figura 13. Casing Spool.



Tomado de Manual de Entrenamiento, Vetco Gray.

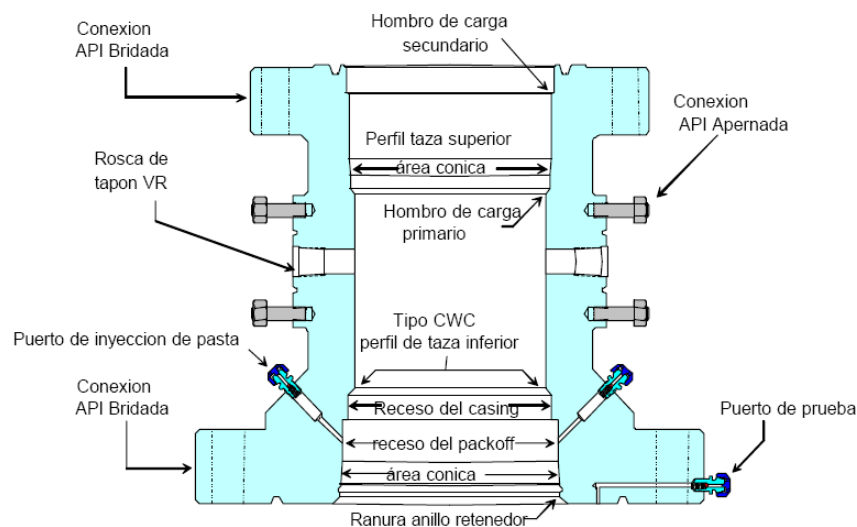
Las especificaciones típicas que se deben tener en cuenta en el momento de determinar el tipo de Casing Spool son:

- ❖ Tamaño nominal: Diámetro interno de casing para el cual fue diseñado.
- ❖ Tipo/Modelo: Diseño y especificaciones de la taza superior e inferior.
- ❖ Máxima presión de trabajo de la brida superior.
- ❖ Tamaño y rango de presión de las salidas del cabezal: conexiones laterales e inferior – superior.

### OPCIONES BASICAS DEL CASING SPOOL.

Las conexiones superior e inferior del casing spool son de tipo bridadas; para las salidas laterales se cuentan con tres tipos de conexiones, conexión bridada, conexión apernada y conexión roscada; las conexiones en las salidas laterales de tipo apernada y roscada cuentan con un perfil para el tapón VR (Valve Removal).

Figura 14. Detalles de cada elemento que hacen parte de un Casing Spool



Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray.

## **CONFIGURACION DE TAZA SUPERIOR E INFERIOR.**

La configuración para el perfil de taza superior en los casing spool es idéntico a el que esta especificado para el casing head, esto permite que los componentes como el casing hanger este especificado de la misma manera para los dos cabezales.

El diseño de la taza inferior es un perfil mecanizado en la parte baja del bore del spool, en esta área se ajusta y sella el diámetro externo del tope de la sarta de casing suspendido en el cabezal anterior; este perfil inferior permite la instalación de sellos secundarios o packoff, así como de superficies para obtener sello metal-metal.

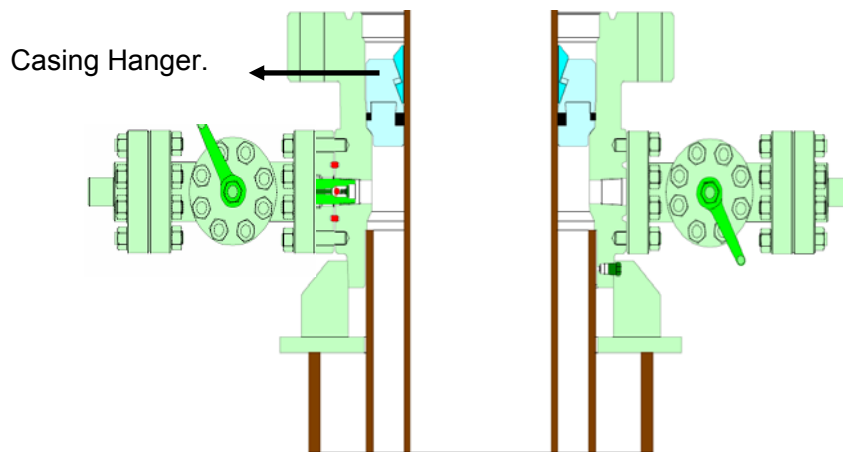
### **2.1.3 CASING HANGER.**

El Casing hanger o colgador de tubería (casing) es un dispositivo que posee la funcionalidad de soportar el peso del casing, centrar la sarta de tubería y sellar la comunicación con el anular de una sarta de tubería en el cabezal del pozo. Básicamente los tipos de casing hanger se dividen en tres clases principales.

- ✚ Casing hanger tipo cuñas envolventes: las cuñas del casing hanger se activan ocasionando que estas muerdan las paredes del tubo y soporten todo el peso de la tubería, este tipo de colgador no provee sello en el espacio anular.
  
- ✚ Casing hanger tipo cuñas envolventes con sello: Este tipo de colgador tiene la misma funcionalidad del tipo de cuñas envolvente sencillo y además posee un mecanismo de sello automático del espacio anular entre esa sarta de tubería y la sarta de tubería instalada inmediatamente anterior.

- ✚ Casing hanger tipo Mandrel: Este tipo de colgador tiene una característica especial en la instalación, la cual se hace mediante roscado de esta herramienta en el último tubo de la tubería; esto permite el soporte del peso de la sarta y la activación del mecanismo de sello con el anular.

Figura 15. Casing Hanger instalado



Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray.

Debido a que la función principal del casing hanger es soportar el peso de tubería de revestimiento, este dispositivo debe funcionar con diseños característicos en la parte interna del cabezal como lo son los perfiles de tazas superiores (Top Bowl) la cual tiene una superficie cónica (taper), para que el mecanismo de activación de las cuñas funcione efectivamente sobre el casing, esto permite que se pueda tolerar las cargas ocasionadas por el peso de la tubería sin evidenciar deflexión o reducción significativa de las dimensiones y de las propiedades mecánicas del revestidor y/o del colgador. El casing hanger además debe diseñarse para contener las cargas de presión aplicadas durante las pruebas del cabezal y BOP.

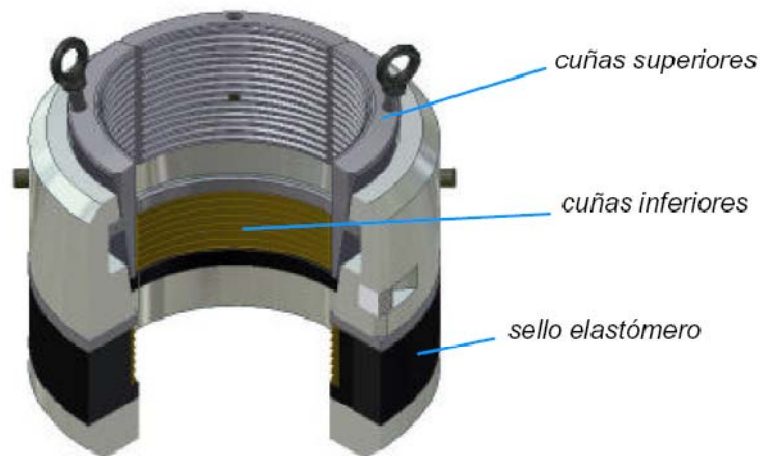
## TIPOS DE CASING HANGER DE CUÑAS ENVOLVENTES.

El casing hanger tipo cuñas envolventes pueden instalarse alrededor del casing desde la mesa rotaria y bajarse a través de la BOP, o instalarse directamente en el cabezal del pozo levantando la BOP. El mecanismo del elemento integral de sello actúa de tal forma que al proporcionarle la carga del peso de la tubería este se activa, dado que el sello se encuentra entre el diámetro externo del casing y el diámetro interno del cabezal; comprimido y moldeado a la taza, con esto se proporciona un apoyo de carga suficiente para retener la presión que los fluidos ejercen sobre este dispositivo.

El tipo de colgador de cuña envolventes puede subdividirse en tres categorías dependiendo de mecanismo de sello:

- ✚ Casing hanger de cuñas envolventes sin elemento integral de sello.
- ✚ Casing hanger de cuñas envolventes con elemento integral de sello activado por peso.

Figura 16. Casing hanger de cuñas envolventes.

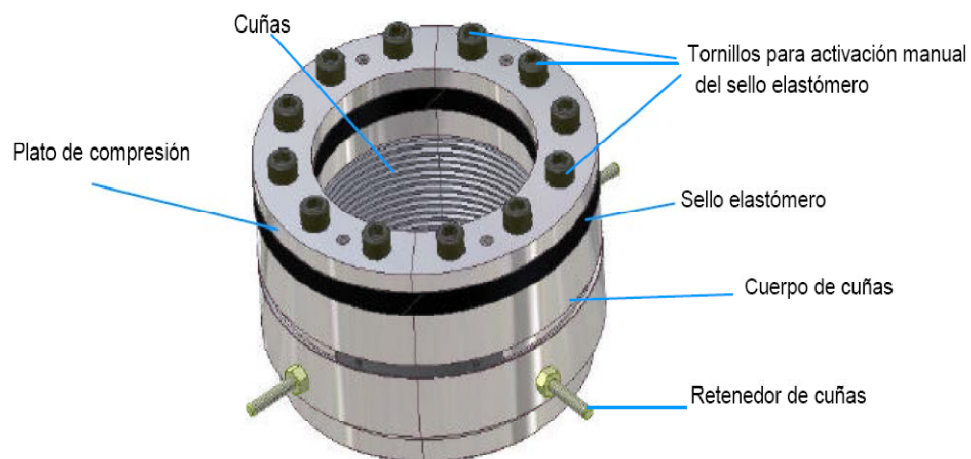


Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray.

Este colgador envolvente tiene un sello packoff incorporado (sello elastómero), cuerpo de cuñas y cuñas; es de fácil instalación. El elemento integral de sello actúa cuando el elastómero se expande a causa de la compresión causada por la carga del peso de la tubería, logrando de esta forma un sello efectivo del anular del casing antes de remover la BOP y cortar la tubería.

- ✚ Casing hanger de cuñas envolventes con elemento integral de sello de activación manual.

Figura 17. Casing hanger de cuñas envolventes con sello de activación manual



Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray.

El colgador es una unidad sencilla que combina un sello elastómero, cuerpo de cuñas y cuñas, es de fácil instalación en los casing head o casing spool, tiene un elemento integral de sello activado mecánicamente por tornillos.

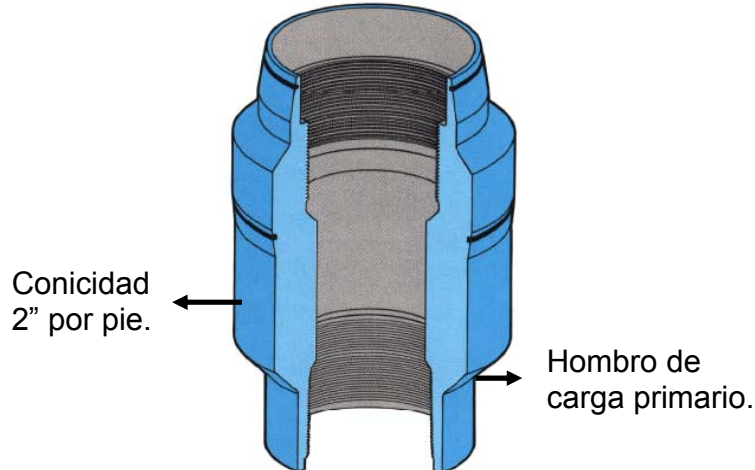
## TIPOS DE CASING HANGER MANDREL.

El Casing hanger mandrel es un colgador de una sola pieza que tiene rosca interna que hace juego con la rosca del casing, es roscado en la parte final de la sarta de tubería y es bajado a través de la BOP hasta que descansa en el hombro de carga con una junta de levantamiento (landing joint) compuesta de casing o tubería de perforación (drill pipe); el diámetro externo del colgador viene de acuerdo a la configuración de la parte interna del cabezal (bore) donde se va a instalar. Tiene un hombro de carga primario de 45° y 2" por pie de conicidad para proporcionar el mecanismo sello metal-metal.

El casing hanger tipo Mandrel se subdivide en dos categorías:

- ✚ Casing hanger tipo mandrel de doble conicidad con elemento integral de sello.

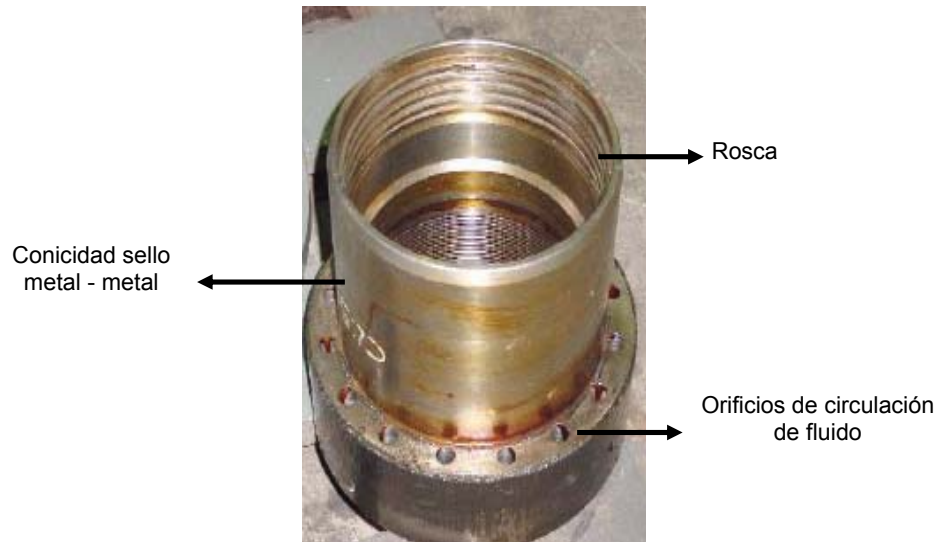
Figura 18. Casing hanger tipo mandrel.



Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray.

- ✚ Casing hanger tipo mandrel fluted, este tipo de colgador permite la circulación de lodo o cemento a través del espacio anular, pero requiere un elemento adicional para el sello del anular (packoff).

Figura 19. Casing hanger tipo mandrel fluted



Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray

Una de las limitaciones del casing hanger tipo mandrel es que una vez que este es instalado y asentado en el cabezal, el anular es sellado y el fluido podría no circular a través del colgador; por esta razón la cementación del pozo se hace antes de que se asiente completamente el colgador. El casing hanger mandrel tipo fluted tiene orificios en el cuerpo que le permiten al fluido circular alrededor del colgador.

El sello del anular en una ensamble con colgador tipo fluted requiere de una instalación por separado de un packoff después de completada la cementación.

### **CAPACIDADES DE CARGA DEL CASING HANGER.**

Los tipos principales de casing hanger emplean el mecanismo de cuñas o la conexión roscada para soportar la sarta de casing. Para el caso de los

colgadores tipo Mandrel, la capacidad de carga esta determinada por los siguientes parámetros:

1. Capacidad máxima del hombro de carga del colgador.
2. Capacidad máxima de la taza del cabezal.
3. Capacidad máxima de la rosca del casing.

La capacidad de carga del colgador mandrel va estar limitada por el menor valor de capacidad máxima de estos tres parámetros.

Para los colgadores de cuñas envolventes la capacidad de carga depende de los siguientes parámetros:

1. Diseño de las cuñas.
2. Mínima capacidad de resistencia del cuerpo del tubo.
3. Capacidad máxima del hombro de carga del colgador.
4. Capacidad máxima de la taza del cabezal.

Para el caso del casing hanger tipo cuñas envolventes se debe tener especial cuidado en las cargas aplicadas sobre el casing debido a que las cuñas suspenden el peso del tubo; las cuñas ejercen la acción de carga radialmente sobre la sarta y la deforman hacia adentro. Si la carga es suficiente para deformar el tubo más allá de su límite, la parte interna del casing se puede reducir por debajo de su tolerancia y el colgador podría fallar. Otro parámetro a tener en cuenta son las cargas ejercidas durante las pruebas de presión del cabezal, por lo cual estas pruebas deben ser controladas para evitar la deformación del casing.

Cuando se usa un casing hanger de cuñas envolventes y el área de las cuñas se encuentra expuesta a cargas originadas por las pruebas de presión

del cabezal, la prueba se debe realizar con un protector de prueba; en determinado caso en que no se cuente con esta herramienta, la prueba de presión debe ser controlada y no se debe exceder la presión calculada a partir de la siguiente formula:

$$PP = \frac{0,8 CP [MPBY - HL]}{MPBY}$$

Ecuación 10.

Donde:

PP = Presión máxima de prueba

CP = Presión de colapso del revestidor

MPBY = Mínima carga de tensión a la cual la tubería empieza a deformarse

HL = Carga suspendida en el casing hanger.

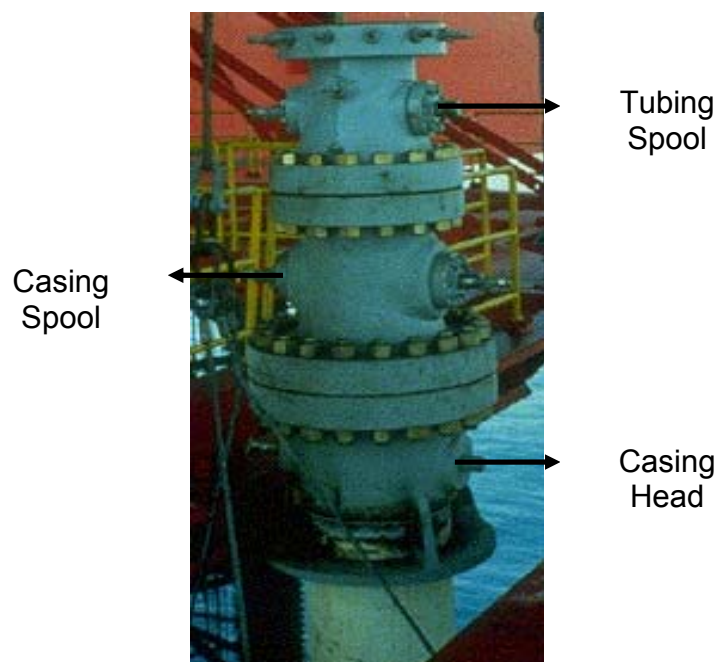
#### **2.1.4 TUBING HEAD – TUBING SPOOL.**

En diversas ocasiones se genera confusión en el momento de especificar el tubing head y el tubing spool, estos términos son usados de manera intercambiable frecuentemente sin discriminar las diferencias; el tubing head es un cabezal que es montado directamente sobre la primera sarta de tubería por lo cual el tubing head es usado en pozos completados con una sola sarta de casing, esto es usualmente en pozos de baja presión y poca profundidad. El tubing spool es un cabezal que es montado en el tope de un ensamble previo de cabezales.

El tubing spool es instalado sobre la sarta del casing de producción en un ensamble convencional de cabezales de pozos, este dispositivo juntamente

con el sello packoff provee un aislamiento de las presiones ocasionadas por la producción del pozo; además tiene un perfil de taza superior que le permite acoplarse con un tubing hanger para soportar el peso de la tubería de producción así como el perfil para tener los prisioneros (Lockdown Screws)

Figura 20. Ensamble de un Tubing head/spool



Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray.

Las especificaciones típicas que se deben tener en cuenta en el momento de determinar el tipo de Tubing Spool son:

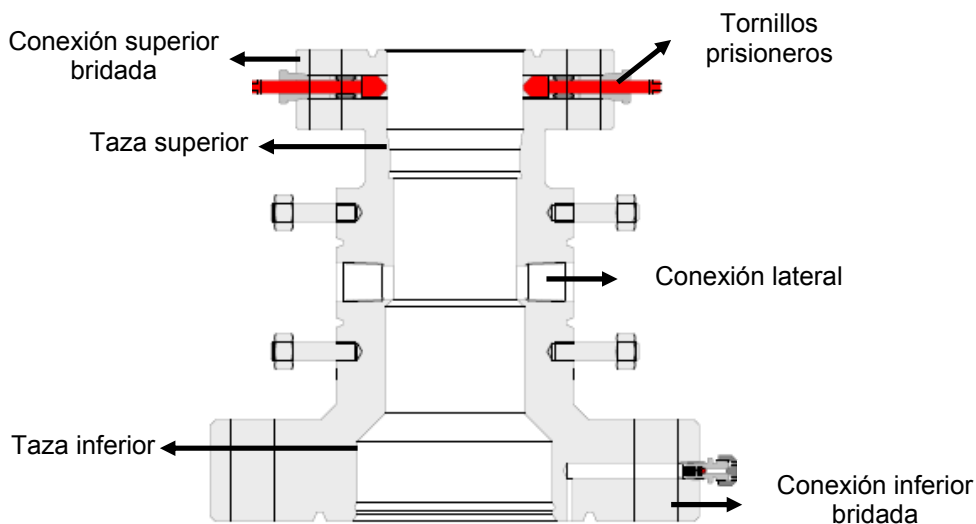
1. Tamaño nominal: Diámetro externo de la tubería para el cual es diseñado.
2. Modelo/Tipo: Diseños de tazas superior/inferior.

3. Máximo rango de presión de trabajo: Presión de trabajo en la conexión superior.
4. Tamaño y rango de presión de las salidas del cabezal: conexiones laterales e inferior - superior.

### OPCIONES BASICAS DEL TUBING SPOOL.

La conexión superior es de tipo bridada, proporciona un medio para conectarse a la BOP usada en las operaciones de completamiento, además permite el medio para conectarse al árbol de navidad o equipo de bombeo una vez que la tubería de producción ha sido instalada en el pozo. Para las salidas laterales se cuentan con tres tipos de conexiones: bridada, roscada y apernada; en las salidas apernada y bridada se cuenta con un perfil para el tapón de remoción de válvula (VR).

Figura 21. Esquema básico de un Tubing Spool.



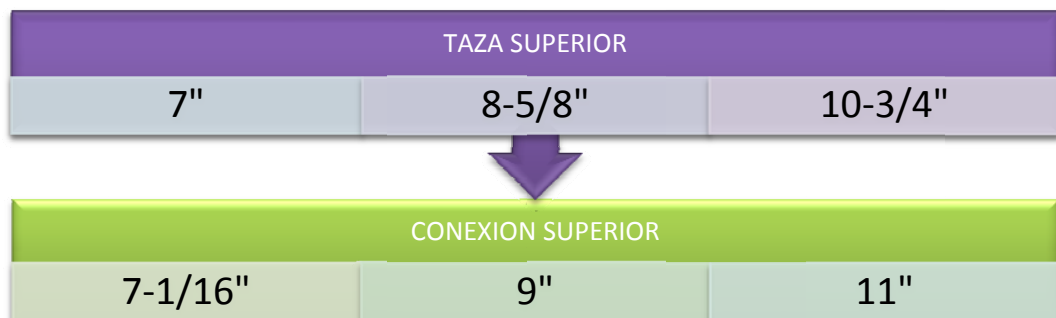
Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray.

## CONFIGURACION DE TAZA SUPERIOR E INFERIOR

Existe una gran variedad de configuraciones para perfiles de taza superior, esta depende las especificaciones y condiciones particulares del ensamble que se necesite; los tamaños nominales de taza superior son estándar para tamaños nominales de conexiones superiores, pero son diseñados según especificaciones del diámetro del colgador que se usara con el tubing spool/head, por esta razón el tamaño nominal de la taza no es el mismo que el tamaño nominal de la conexión superior.

Los tamaños estándar de taza nominal y su compatibilidad con las conexiones superiores se observan en la figura 22:

Figura 22. Esquema de compatibilidades en un ensamble de Tubing Head



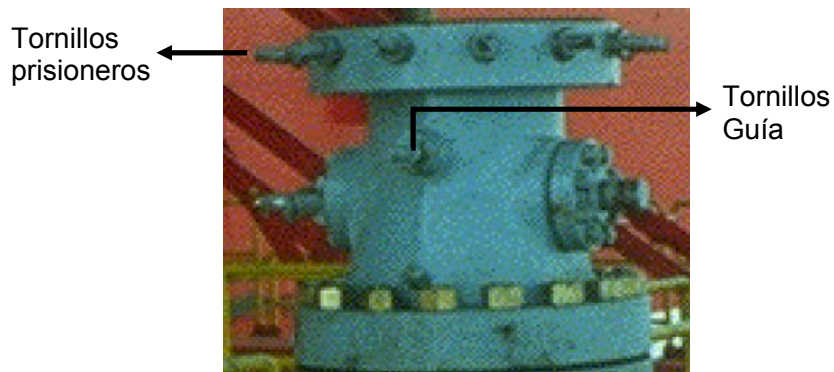
Fuente: Autores

La configuración de la taza superior del tubing spool tiene las mismas características que la del casing spool para tamaños nominales de 10-3/4" o mayores; para tamaños nominales de taza más pequeños, las configuraciones son diferentes debido a que los requerimientos de carga y sello son diferentes.

Una de las características especiales de la taza superior del tubing spool es la de proporcionar un medio mecánico de aseguramiento de la tubería de

producción debido a que esta no es cementada y puede experimentar expansión por calor durante la producción; este mecanismo de aseguramiento de la tubería se logra la mayoría de las veces mediante tornillos prisioneros (Lockdown Screws), los cuales usualmente se encuentran ubicados en la conexión superior del tubing spool; dependiendo de las especificaciones particulares del tubing spool también puede tener dos tornillos guías (Guide Screws) los cuales están ubicados en el cuerpo del spool, estos son similares a los tornillos prisioneros normales excepto que están localizados a 90° de las salidas laterales y justo debajo del hombro de carga primario; su función principal es la proveer una orientación positiva del colgador de producción (Tubing Hanger) cuando este es asentado en la taza del cabezal.

Figura 23. Tornillos guía y tornillos prisioneros.



Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco Gray.

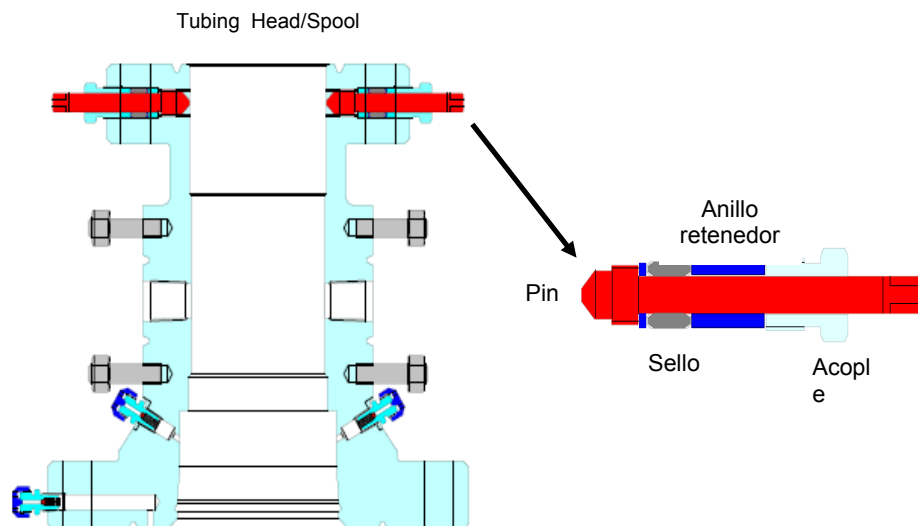
El diseño de la taza inferior del tubing spool tiene las mismas características dadas en el casing spool; el tamaño nominal de la taza inferior del tubing spool depende de especificación del diámetro externo del casing de producción y de los efectos producidos por el aumento de temperatura; una de las especificaciones que se debe tener en cuenta es la selección del sello anular packoff del tubing spool, debido a que este sello usado con el casing

de producción esta expuesto a presiones y fluidos del pozo, por lo cual la selección del sello debe contemplar la protección total contra las presiones, la corrosión y los efectos térmicos de aumento de temperatura

### **MECANISMO DE ACTIVACION DE LOS TORNILLOS PRISIONEROS.**

El colgador o tubing hanger debe tener un mecanismo para asegurarse en su sitio dado que la tubería de producción no es cementada y se debe mantener el control del pozo cuando no hay BOP o arbolito; el método estándar es a través de los llamados prisioneros (lockdown screws). Cuando los tornillos prisioneros son apretados, la nariz cónica de estos incide con el perfil superior del cuerpo del tubing hanger, fijándolo de esta manera en posición. Dependiendo de la configuración del tubing spool los tornillos prisioneros también son utilizados para activar el mecanismo manual de sello elastómero del colgador.

Figura 24. Mecanismo de Activación de los Tornillos prisioneros



. Tomado de manual de Entrenamiento Vetco Gray.

La Especificación API-6A requiere que los tornillos prisioneros retengan el colgador y selle al máximo rango de presión de trabajo aplicado a través del

área anular del sello. Esta característica especial dada por la especificación 6A trae como resultado diseñar las conexiones superiores de los tubing spool con un número específico de tornillos prisioneros.

#### **2.1.5 TUBING HANGER.**

El tubing hanger o colgador de tubería de producción es un dispositivo que posee la funcionalidad de soportar el peso del tubing, centrar la sarta de tubería y proporciona un sello primario para evitar la comunicación anular con una sarta casing en el cabezal del pozo.

Este dispositivo se instala en la taza superior del tubing head o tubing spool y son corridos a través de la BOP; están disponibles para cualquier tipo de completamiento de producción. La utilización de este dispositivo junto con los sellos packoff permiten manipular la sarta de tubing para ajustar empaques o desplazamiento de fluido mientras proporciona sello anular entre la sarta de tubing y casing.

Existen básicamente dos clases de tubing hanger: el tipo de cuñas envolventes y tipo mandrel; la configuración de estos colgadores son las mismas que se especifican para los casing hanger. Dependiendo de las características especiales y de los requerimientos del completamiento de producción así como del tipo de levantamiento que se requiere para el pozo, están disponibles diferentes tipos de colgadores los cuales se describen a continuación:

#### **TIPO TC 1A EN**

Este colgador posee un cuello extendido donde se puede ubicar una válvula de contra presión, posee salidas roscadas y son equipados para soportar presiones de 15000 psi, además puede equiparse con línea de control para válvula de seguridad en fondo SSV.

Figura 25. Colgador de tubing tipo TC 1



Tomado de Catalogo FMC.

### **TIPO TCD 2C.**

Es un colgador con dos secciones separadas y un packoff integral que permite correr y manejar independientemente dos sartas de tubería de producción. Ambas sartas son sujetadas en el tubing head/spool y el sello anular se activa con los tornillos prisioneros. En este colgador el packoff no necesita de la inyección de pasta sellante para activar el sello en el anular.

Figura 26. Colgador usado en completamiento dual.



Tomado de Catalogo FMC.

### **TIPO TC 1A**

Este tipo de colgador posee conexión roscada y un sello packoff energizado que se activa con la carga aplicada sobre este. Este colgador puede ser

equipado con válvulas de contrapresión y se instala seguidamente a la retirada de la BOP.

Figura 27. Colgador con sello energizante packoff.



Tomado de Catalogo FMC.

#### **COLGADOR DE TUBING PARA ESP**

Este colgador es utilizado en cabezales de pozo que utilicen levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible y permite correr el cable de potencia que se utiliza en este tipo de levantamiento. Se permite trabajar hasta 2500 voltios en el sistema y es una alternativa en el ensamble del cabezal usado para ESP.

Figura 28. Colgador de Tubing para ESP.



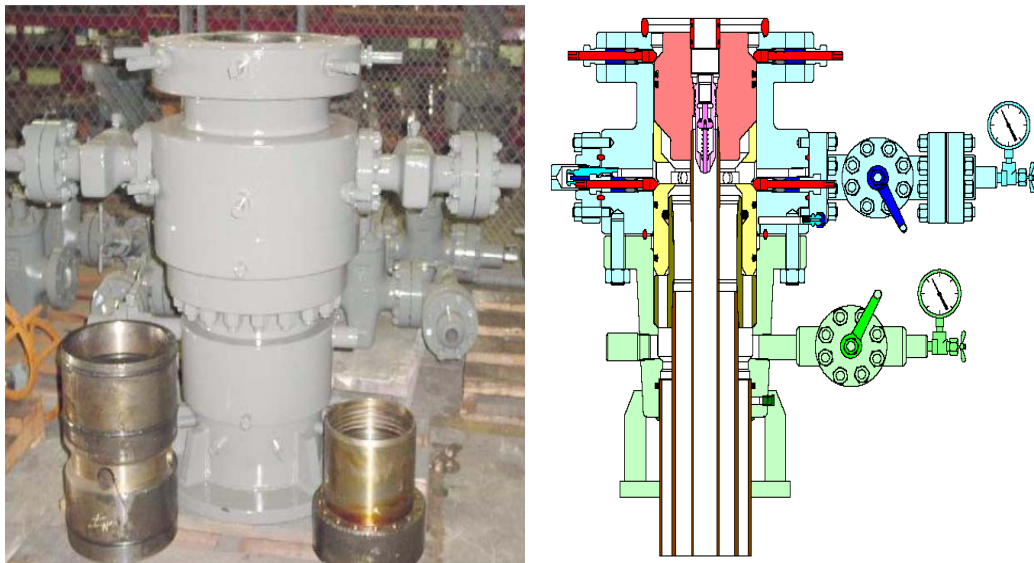
Tomado de Catalogo FMC.

## 2.2 EQUIPOS UTILIZADOS EN EL ENSAMBLE MULTITAZA DEL CABEZAL DE POZO.

### 2.2.1 CABEZAL SISTEMA MULTITAZA.

El sistema de wellhead multibowl puede ser definido como el ensamble de un cabezal sencillo con la característica principal de soportar, suspender y proveer sello a dos o mas sartas de casing o tubing; existen muchas formas de lograr el objetivo de un cabezal multibowl (MB), por lo cual hay una gran variedad de diseños disponibles.

Figura 29. Cabezal de pozo multitaza.



Tomado de Manual de Entrenamiento Vetco gray

La empresa **ABB Vetco Gray** fue la pionera en introducir el concepto de diseño de cabezales MB en la industria petrolera en los años 1950; el concepto multibowl de suspender múltiples sartas de casing o tubing dentro de un cabezal fue desarrollado inicialmente para reducir el tiempo de taladro

mientras se efectúa la remoción de la BOP, después de bajar cada sarta de revestidor y volver a instalar BOP; otras características por las cuales fue desarrollada fueron los ahorros en costos por reducción en alturas, pesos y cargas lo cual proporcionaba mayor aplicabilidad y viabilidad en el ensamble para plataformas offshore.

Debido a que la principal ventaja del sistema MB es la reducción de tiempo y costos en el taladro, es de suma importancia considerar la relación que tiene el diseño de este sistema con el programa de tubería y con la BOP que se va a usar en una localización específica.

Cada diseño de un sistema MB recibe una única designación; estas designaciones incluyen el prefijo MB y un número secuencial asignado a medida que es desarrollado un nuevo diseño, de manera que si un diseño es designado MB-150 entonces todos los componentes incluidos en el sistema reciben la designación MB 150.

## **DISEÑO DE LA CONFIGURACIÓN INTERIOR DEL CABEZAL MULTITAZA.**

Las especificaciones del diseño de la parte interna del cabezal MB están determinadas por las características particulares del plan del pozo y las condiciones operacionales requeridas. Según el programa de tubería se puede determinar factores como:

- ✚ Altura total y diámetro del ensamble.
- ✚ Tipo de conexión inferior y superior.
- ✚ Número y tipo de salidas requeridas.
- ✚ Mínimo diámetro de las tazas y de cada casing hanger.
- ✚ Prisioneros requeridos y tipo de perfil para los tornillos.

Las dimensiones generales de los diseños del cabezal MB están determinadas por el espacio requerido para los colgadores de casing/tubing necesario para suspender cada sarta de casing/tubing, así como de las características del sello anular y el número de salidas; un factor importante en el momento de la selección de las dimensiones del cabezal es la disponibilidad de espacio en la localización, este parámetro es de gran importancia cuando este ensamble es utilizado en operaciones costa afuera debido a las limitaciones de espacio; también se debe tener en cuenta el tamaño de los tipos de brocas de perforación a utilizarse ya que éstas necesitan ser corridas a través del cabezal.

Algunas configuraciones del ensamble del sistema MB permiten que los colgadores de casing/tubing sean instalados uno sobre otro, con esta configuración la altura total y el diámetro del cabezal puede ser minimizado; sin embargo, en muchos casos factores como la tensión y cargas de presión no permiten tener la configuración anteriormente descrita, por lo cual se hace necesario que el cabezal tenga hombros de carga y perfiles de sello individuales para cada sarta. En las configuraciones descritas anteriormente las dimensiones de altura y diámetro del cabezal MB son menores que sus equivalentes en los cabezales convencionales seccionados.

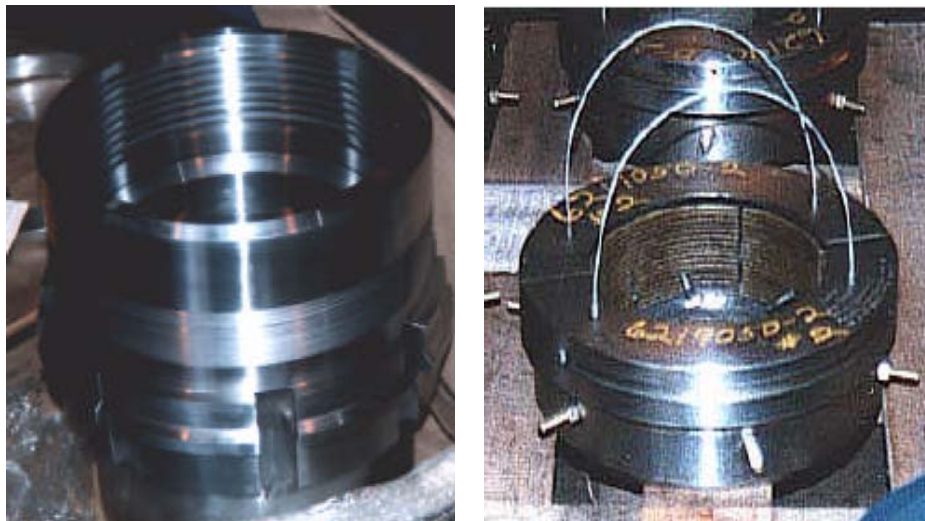
Las conexiones inferiores del cabezal MB no son diferentes a las disponibles en los casing head o casing spool; si este cabezal va a ser montado sobre el tubo se tienen las opciones de diseño de la conexión roscada y soldable; si el cabezal se va a instalar sobre otro cabezal, este tiene perfil para permitir el ensamble de los sellos packoff y también para proveer sello metal-metal en la taza con colgadores tipo mandrel con conicidad.

## 2.2.2 COLGADORES PARA SISTEMA MULTITAZA.

Existen básicamente dos sistemas típicos de casing hanger para el sistema multibowl, estos son:

1. Casing Hanger tipo Mandrel primario.
2. Casing Hanger tipo Cuñas envolventes, colgador de emergencia para cada sarta de casing a ser suspendida.

Figura 30. Colgadores de tubería de revestimiento para sistema multitaza.



Tomado de manual de Entrenamiento Vetco gray.

Debido a que la BOP no es desarmada cuando se baja el casing con el sistema MB, se usa preferentemente casing hanger tipo mandrel ya que estos pueden ser bajados desde la mesa rotaria y no se requiere que el casing sea cortado en sitio; sin embargo, si el casing presenta algún tipo de atascamiento o no asienta a la profundidad deseada cuando se este corriendo, no se puede ensamblar un colgador tipo mandrel. Por esta razón

se provee de un colgador envolvente de cuñas para casos de emergencia como respaldo por cada casing hanger mandrel.

En la instalación del casing hanger de cuñas envolvente se requiere cortar el casing después de que este es acoplado en la taza y es suspendida la sarta; el cabezal MB provee los medios para permitir el uso de este tipo de colgadores. Cuando se utilizan casing hanger de emergencia o casing hanger de cuñas envolventes en cabezales MB muy altos se presenta la desventaja en el corte del casing debido a que este se debe realizar varios pies hacia abajo dentro de la parte interna del MB; para evitar este inconveniente se han diseñado configuraciones seccionadas en el cabezal MB con el objetivo de permitir el acceso directo al casing.

El casing hanger de cuñas envolventes para el sistema MB tiene las mismas características de los colgadores utilizados en los cabezales convencionales, para cabezales MB hay configuraciones de colgadores con sellos anulares integrados y ensambles con sellos packoff por separado.

### **2.2.3 SELLOS PACKOFF MB**

Cada ensamble de casing hanger en el cabezal MB debe suministrar sello de aislamiento del anular de casing; algunos diseños de colgadores tipo mandrel tienen sellos anulares integrales, lo cual proporciona un método más efectivo en costos pero impide el retorno del fluido durante las operaciones de cementación (circulación) una vez que el colgador es asentado y el anular sellado.

El casing hanger tipo mandrel debe ser mantenido fuera del perfil del sello durante la cementación del casing, una vez finalizada esta operación, el colgador es asentado y el sello integral es activado. Por esta razón, en estos

casos es preferido el colgador tipo fluted mandrel, el cual permite circulación de fluidos a través de él; para el ensamble de este dispositivo se requiere de un sello packoff separado que se instala una vez halla terminado la cementación, a través de la BOP usando para ello una herramienta especial llamada Running Tool (Herramienta de corrida).

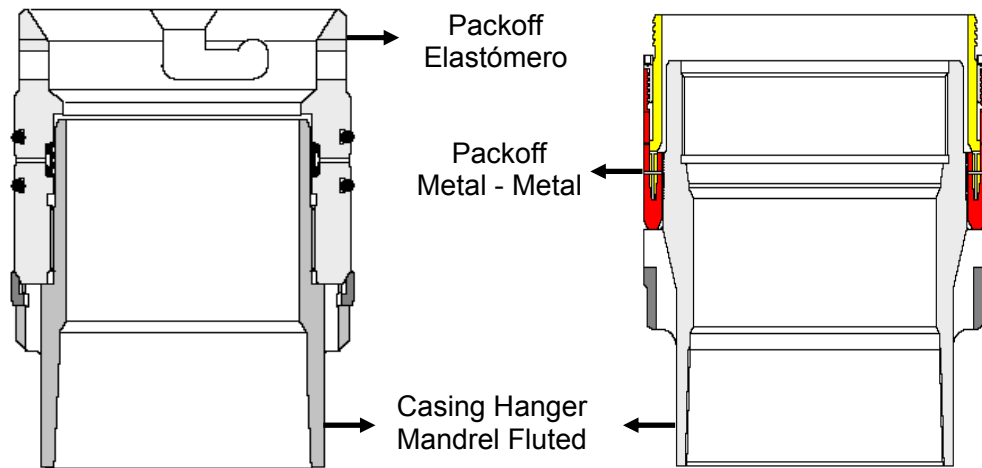
Figura 31. Sello packoff para sistema multitaza.



Tomado de Manual Vetco Gray.

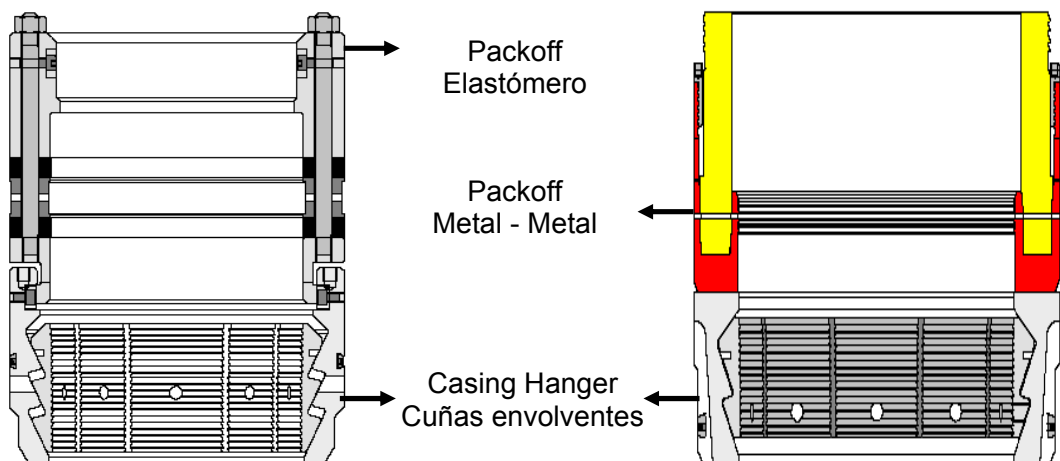
Los tipos de packoff disponibles son de sello metal-metal y elastómeros usados con colgadores tipo mandrel, mandrel fluted y de cuñas envolventes de emergencia.

Figura 32. Casing hanger tipo mandrel fluted para sistema multitaza.



Tomado de Manual Vetco gray.

Figura 33. Casing hanger de cuñas envolventes para sistema multitaza



. Tomado de Manual Vetco gray.

#### **2.2.4 HERRAMIENTAS DE SERVICIO PARA SISTEMAS MULTIBOWL.**

La mayoría de los sistemas MB incluyen un set específico de herramientas de servicios que facilitan la instalación del equipo, entre las cuales se encuentran el tapón de prueba, protector de prueba y la herramienta combinada; otro tipo de herramienta es necesaria para correr componentes del ensamble del cabezal MB; landing subs pueden ser requeridos para correr los colgadores tipo mandrel. La mayoría de los colgadores que son bajados a través de la BOP utilizan rosca de levantamiento izquierda (Left Hand) de manera que rotando hacia la derecha la sarta de levantamiento con poco troqué se puede retirar esta herramienta; también se necesitan de herramientas para correr los sellos packoff cuando este viene separado del casing hanger.

#### **2.3 EQUIPOS UTILIZADOS EN EL ENSAMBLE CONVENCIONAL DEL ARBOL DE POZO.**

Existe básicamente 2 diseños principales de arbolitos de pozos en la industria, estos son el árbol de pozo seccionado o convencional y el sistema de árbol de pozo bloque compuesto. La selección del sistema de árbol de pozo para una aplicación específica depende de las características específicas de cada aplicación, los arboles de bloque compuesto son utilizados básicamente en localizaciones donde se necesita una reducción de espacio considerable y mayor confiabilidad con respecto a la posibilidad de evitar fugas; estas características permiten que la aplicación de un sistema de árbol de bloque compuesto sea eficiente en una aplicación offshore.

Los arbolitos de pozos seccionados son una serie de válvulas, conexiones tales como el bonete, tees, cruses, adaptadores para lubricador, y chokes de producción; los arboles de producción tiene característicamente una sección vertical y una sección horizontal.

La sección vertical se refiere al modo de ensamble del árbol de producción, tiene un diámetro interno consistente con la tubería de producción; esta funcionalidad permite correr herramientas a través del árbol dentro del pozo (Wireline) para bajar raspadores, limpiadores y otras herramientas.

La sección horizontal se refiere a las salidas laterales, estas pueden ser de un tamaño menor que el bore de la sección vertical. Típicamente el ensamble de la sección vertical tienen una o dos válvulas maestras, una TE o cruz de flujo, una válvula corona y un tree cap; La sección lateral normalmente incluye una o dos válvulas de compuerta y un choke de producción. El choke es usado para controlar la rata de fluido del pozo.

Las fallas de los arbolitos tienen consecuencias serias tales como contaminación ambiental, incendios, heridas y hasta pérdida de vidas. Mientras más extremas son las condiciones de operación del pozo más precauciones deben tenerse en cuenta; Debido a esto los arbolitos de pozo pueden estar instalados con válvulas de operación manual o remota para que pueda ser controlado desde una localización distante; esto es particularmente importante costa afuera donde hay mucho personal viviendo en plataformas donde se encuentran ubicados pozos de producción y donde las consecuencias por las fallas del arbolito son más severas. Las dimensiones y presiones de trabajo de los equipos necesarios en un ensamble de árbol de pozo se muestran el en Anexo E.

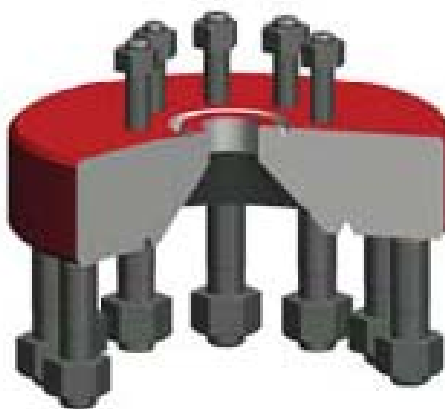
### 2.3.1 TUBING HEAD ADAPTER/BONNET.

El tubing head adapter es un dispositivo que hace parte del equipo del árbol de producción, su característica principal es proporcionar una transición entre el equipo del árbol de producción del pozo y el tubing head; La conexión inferior de tubing adapter se acopla al tubing head y la conexión superior se acopla al árbol de producción, este equipo esta disponible para todos los tipos de completamientos múltiples y sencillos, incluyendo los que se usan con bombas electrosumergibles, empaques, válvulas de control de pozo en fondo y válvulas para gas lift.

El tubing adapter está adecuado con conexiones en la parte superior tipo roscada, bridada o apernada; la mayoría de estos dispositivos están disponibles con entradas hidráulicas para las líneas de control de fondo de pozo.

#### TUBING ADAPTER BÁSICO B1

Figura 34. Tubing Adapter B1



Tomado de Catalogo FMC.

Es un componente que proporciona una simple transición entre el tubing head y el árbol de producción del pozo, es compatible y usado con tubing hanger tipo TC-1A; este dispositivo se encuentra disponible con conexión superior roscada, bridada o apernada; este diseño se utiliza generalmente en completamientos de baja presión donde no se requiere manipulación de la sarta de tubing.

### **TUBING ADAPTER BO-2**

Figura 35. Tubing Adapter BO2.



Tomado de Catalogo FMC.

El ensamble de este tipo de tubing head adapter permite el acople con el coupling del colgador para instalar la válvula de contra presión (BPV), con el objetivo de proporcionar un control positivo del pozo hasta que el árbol de producción es instalado; la BPV es instalada para realizar reparaciones y cambios de válvulas e instalación y cambio del árbol de producción del pozo.

Todos los tubing head adapter BO-2 cuentan con conexiones superiores de tipo apernadas y están equipados con puertos de prueba para probar los

sellos entre el casing y el tubing; la instalación se realiza rotándolo sobre el coupling para lograr alinearlo.

### **TUBING HEAD ADAPTER B2S**

Este tipo de tubing head adapter tiene conexión inferior API bridada y conexión superior apernada-bridada; estos dispositivos tienen en la parte inferior rosca hembra la cual provee sello y ayuda a mantener la sarta de tubing sobre el tubing hanger de cuñas envolventes con sellos packoff; también puede ser usado con tubing hanger tipo mandrel.

Figura 36. Tubing Head Adapter B2S.



Tomado de Catalogo FMC.

### **TUBING HEAD ADAPTER B2-P**

Este tipo de adaptador está diseñado para completamientos duales, proporciona una solución segura y fácil para presiones de trabajo por encima de 5000 PSI; la conexión inferior es apernada para ser ensamblado directamente sobre la brida superior del tubing head, La conexión superior apernada está diseñada para adaptar dos segmentos bridados de los extremos de las válvulas máster; el diseño interno de la parte inferior de

estos dispositivos tiene una rosca que provee sello sobre el tubing hanger y confina la presión de los fluidos de producción en cada sarta.

Figura 37. Tubing head adapter B2P



Tomado de Catalogo FMC.

#### **TUBING HEAD ADAPTER – ESP ADAPTER.**

Este tipo de tubing head adapter permite acoplar el cuello del sello packoff instalado en el tubing hanger y un cable de alimentación eléctrica del equipo ESP de fondo, algunos adaptadores estándar para ESP son equipados con bridas que rotan con la conexión bridada del tubing head con el objetivo de alinear el equipo rápidamente; el alineamiento positivo puede ser logrado a través de la utilización de características opcionales en el acople del colgador para ESP. Los tipos de ESP adapter estándar se ajustan a presiones de trabajo en de un rango entre 3000 y 5000 PSI.

Figura 38. Tubing adapter para sistema ESP.



Fuente: Autores.

### **REQUERIMIENTOS DE DISEÑO DEL TUBING HEAD ADAPTER.**

Para cumplir y reunir adecuadamente todos los requerimientos determinados en la norma API 6A se debe determinar las siguientes especificaciones:

1. Modelo
2. Conexión inferior: tipo de conexión bridada o apernada, tamaño y presión de trabajo.
3. Conexión superior: bridada, apernada o roscada macho/hembra.
4. Completamiento múltiple o sencillo.
5. tamaño y rosca del tubing.
6. Con o sin disponibilidad para puerto de línea de control en válvula de seguridad de subsuelo.
7. Clase de servicio: regular o con manejo de agentes corrosivos (H<sub>2</sub>S).
8. Clase de material.

### 2.3.2 TEES Y CRUZ DE FLUJO.

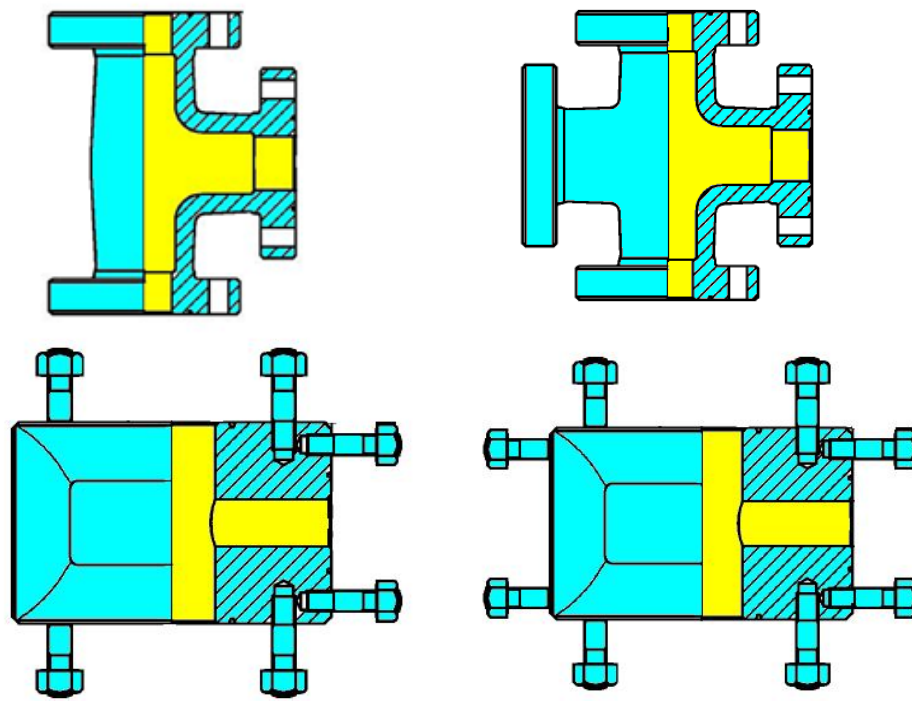
Estos dispositivos hacen parte de los componentes del árbol de pozo, proporcionan una vía de flujo del fluido de producción y una interconexión entre la válvula inferior, la válvula superior y válvula lateral en las salidas para las líneas de flujo. La principal diferencia entre la Tee de flujo y la cruz de flujo, es la cantidad de salidas laterales; la cruz de flujo cuenta con dos salidas laterales conectadas con las líneas de producción del pozo mientras que la Tee de flujo cuenta con solo una salida lateral. Estos dispositivos cuentan con todas las conexiones tipo apernada en las salidas, las cuales le permiten conectarse a las diferentes válvulas de control del árbol de producción; existen para diferentes presiones de trabajo de 2000 psi, 3000 psi, 5000 psi, 10000 psi, 15000 psi y 20000 psi.

Figura 39. Tees y cruz de flujo usados en Árbol de Pozos.



Izq.: Tomado de Catalogo Anson y Der: Foto tomada CLM, Fuente: Autores.

Figura 40. Tés y desviadores de flujo.

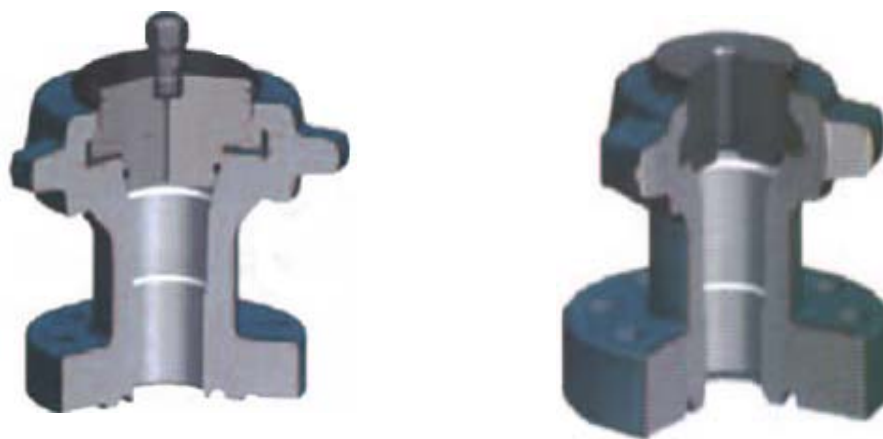


Tomado y modificado de ANSI/API 6A.

### 2.3.3 TREE CAPS.

Este equipo hace parte de los componentes del árbol de producción del pozo, es instalado en la parte superior con el objetivo de proporcionar una conexión al manómetro para medir la presión en cabeza y para proveer acceso rápido y flexible a través de la parte interna del tubing a las herramientas de PLT, registros, pruebas, Wireline, BPV etc.

Figura 41. Tree Caps usados en el tope de un ensamble de árbol de pozos



Tomado de Catalogo Delta

#### 2.3.4 VÁLVULAS

Las válvulas usadas en los árboles de pozo deben tener presiones de trabajo iguales o mayores a 2000 psi, estas válvulas pueden ser usadas para controlar el pozo y las líneas de flujo que se desprenden del cabezal.

Las válvulas pueden tener salidas roscadas o bridadas, las válvulas roscadas tienen limitaciones de operación en su presión de trabajo y existen para 2000 psi, 3000 psi y 5000 psi. Las válvulas roscadas poseen tamaños que van desde 2 1/16" hasta 4 1/16".

Para completamientos múltiples se usan válvulas múltiples de compuerta o alabes giratorios para controlar el pozo y para líneas de descompresión. En la sección de este capítulo relacionado a los equipos presentes en las líneas de recolección se profundizarán algunas características que poseen las válvulas cheque y de choke, ya que para el ensamble de un árbol de pozo y para líneas de recolección se utilizan estos tipos de válvulas.

## VALVULAS DE COMPUERTA.

Estas válvulas permiten controlar el flujo en cualquier dirección, se utilizan en arboles de pozo para permitir del paso de fluidos desde la tubería de producción hacia la línea de recolección o el contraflujo de fluidos utilizados en el levantamientos artificiales (Gas Lift y Bombeo Hidráulico) y trabajos de Workover. De acuerdo a la necesidad de servicio en el árbol de pozo, las válvulas de compuerta son utilizadas como:

- ✚ Válvula Máster: Esta válvula permite proveer flujo o cierre total en el pozo.
- ✚ Válvula Wing: Se usa para controlar el paso de fluidos hacia el sistema de recolección y ser un Backup de la válvula Máster.
- ✚ Válvula Swab: Permite acceso a la medición de la presión en cabeza de pozo y a la corrida de herramientas de fondo de pozo.

Figura 42. Válvula de compuerta de árbol de pozos.



Tomado de Catalogo Delta Corp.

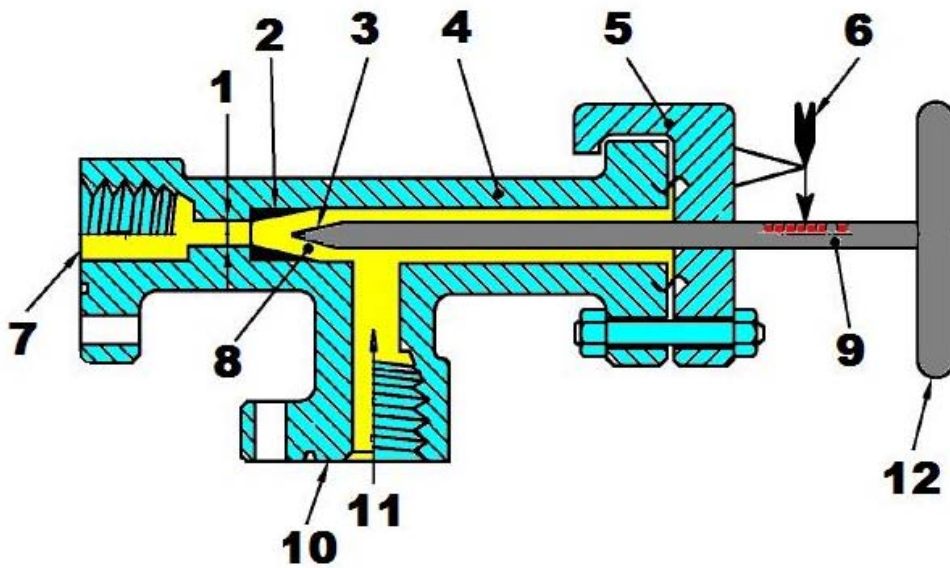
Estas válvulas trabajan para presiones entre 2000 y 15000 psi, y su configuración cambia de acuerdo a la presión máxima de trabajo.

### VÁLVULAS CHOKE

Los chokes son válvulas que restringen o controlan el paso de un fluido, estas válvulas no se usan para cerrar líneas. Existen dos tipos de chokes, los chokes positivos y chokes ajustables:

➤ *Choke Ajustable*

Figura 43. Válvula choke Ajustable.



Tomado y modificado de ANSI/API 6A pág. 182.

Claves para la figura:

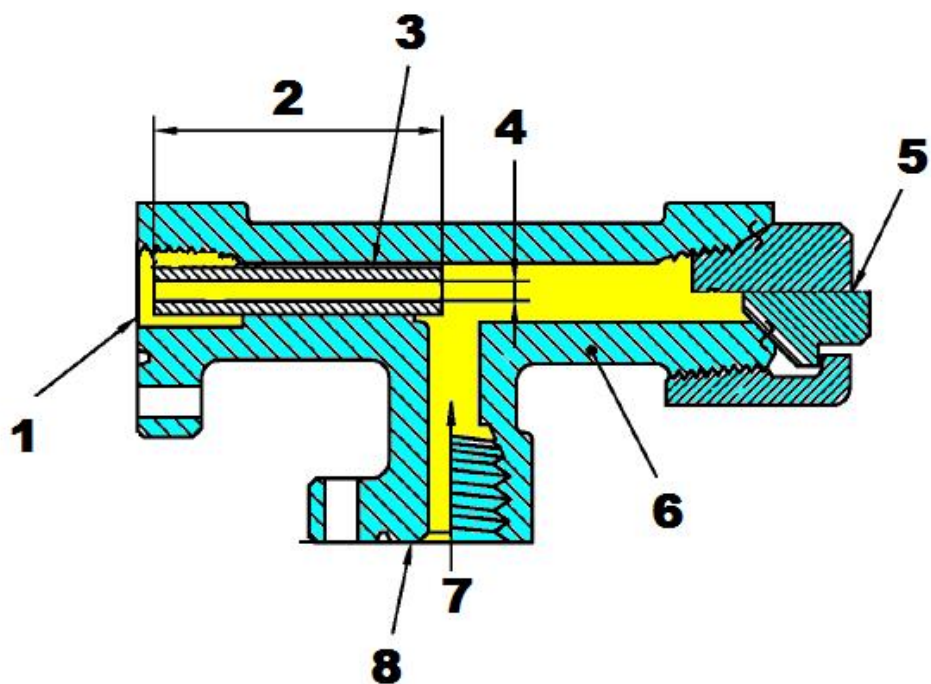
1. Máximo diámetro disponible del orificio.
2. Asiento removible.
3. Punta de la espiga.
4. Cuerpo de la Válvula.

5. Tapa de cierre.
6. Indicador del mecanismo (opcional).
7. Conexión de salida.
8. Área del orificio de la válvula.
9. Espiga del controlador.
10. Conexiones de entrada.
11. Dirección de flujo
12. Volante de mano

Los chokes ajustables poseen un controlador externo que varía el área transversal del orificio por donde pasa el fluido, a menudo el controlador trae un indicador que muestra el área disponible de flujo a través de la válvula.

➤ *Choke Positivo*

Figura 44. Válvula choke positivo.



Tomado y modificado de ANSI/API 6A pág. 182.

Claves:

1. Conexiones de salida.
2. Longitud del orificio.
3. Estrangulador de flujo removible.
4. Diámetro del área de flujo.
5. Tapa de la válvula.
6. Cuerpo de la válvula.
7. Dirección de flujo.
8. Conexión de entrada.

Los chokes positivos alojan partes que se pueden reemplazar y van fijas en los orificios de las válvulas, estas partes removibles se denominan estranguladores de flujo.

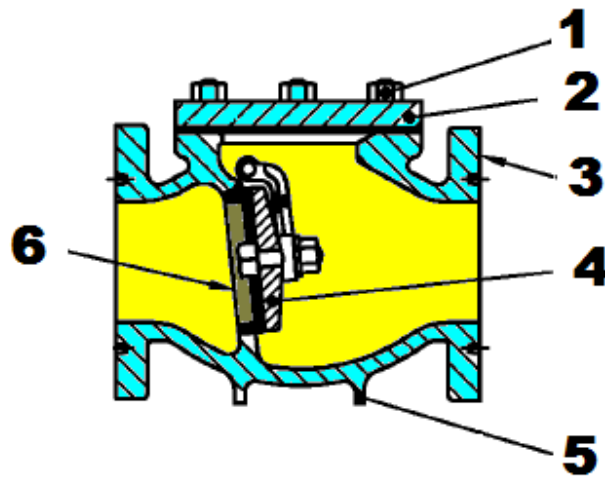
Los rangos de operación de los chokes varían de acuerdo con la presión de trabajo en las conexiones de entrada y salida de la válvula, para conexiones con igual rango de operación, la presión de trabajo la da alguna de las conexiones. Para válvulas con conexiones que operan a diferente presión de trabajo, si la conexión aguas arriba tiene mayor presión de trabajo que la conexión aguas abajo, el choke puede tener una presión de trabajo dividida en dos partes una dada por la conexión aguas arriba y otra presión de trabajo dada por la conexión aguas abajo. Un ejemplo de este caso es un choke 3000 psi x 2000 psi.

### **VÁLVULA CHEQUE**

Las válvulas cheque pueden operar con toda la sección de flujo abierta o reducida y son utilizadas para permitir el flujo de un fluido en una sola dirección. Existen diferentes tipos de válvulas cheque, entre las utilizadas para arboles de pozos se encuentran:

➤ *Válvula cheque Regular Swing*

Figura 45. Válvula cheque Regular Swing.



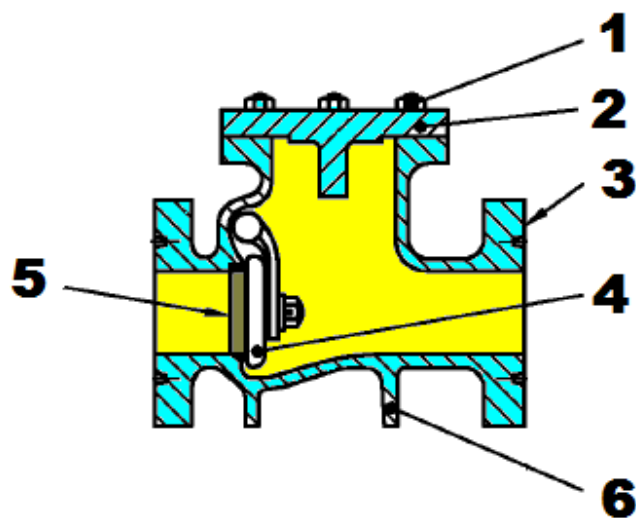
Tomado y modificado de ANSI/API 6A pág. 164.

Claves:

1. Pernos o tornillos de la tapa.
2. Tapa de la válvula.
3. Cuerpo.
4. Disco.
5. Apoyo de la válvula.
6. Asiento del anillo.

➤ *Válvula cheque Full-opening swing*

Figura 46. Válvula cheque Full-opening swing.



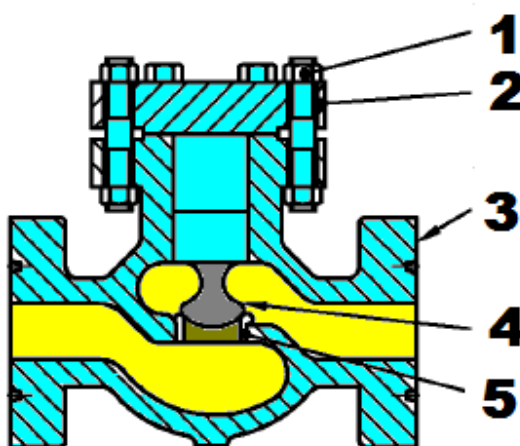
Tomado y modificado de ANSI/API 6A pág. 164.

Claves:

1. Pernos o tornillos de la tapa.
2. Tapa de la válvula.
3. Cuerpo.
4. Disco.
5. Asiento del anillo
6. Apoyo de la válvula.

➤ *Válvula cheque Regular Lift*

Figura 47. Válvula cheque Regular Lift



. Tomado y modificado de ANSI/API 6A pág. 164.

Claves:

1. Pernos o tornillos de la tapa.
2. Tapa de la válvula.
3. Cuerpo.
4. Pistón.
5. Asiento del anillo.

### 2.3.5 MEDIDORES DE PRESIÓN

Los medidores de presión usados en los cabezales de pozo se utilizan generalmente para medir la presión de cabeza de pozo o comúnmente denominada WHP (Well Head Pressure), esta se usa para monitorear la productividad en los pozos y en las diferentes pruebas que se realizan. Este aditamento va ensamblado al cabezal por medio de una unión bridada en aquellos puntos donde se desee monitorear y medir la presión. La ubicación

del medidor va de acuerdo del diseño y ensamble del cabezal de acuerdo al tipo de levantamiento que se vaya a emplear; se ubican para medir presiones estáticas, presiones con pozo fluyendo, presiones en el anular, presión en desviadores, etc. Existen numerosos productos para la medición de presión, en el mercado se denominan por su nombre en ingles como “Pressure Gauge” y su dispositivo de medición pueden ser mecánicos, eléctricos o de resonancia. El medio que exhibe la medición o transductor puede ser mecánico como un juego de agujas y manecillas o por tableros electrónicos. El dispositivo de medición más empleado en los cabezales son los manómetros tipo Bourdon que miden la presión manométrica, con unidades inglesas.

Figura 48. Manómetro tipo Bourdon

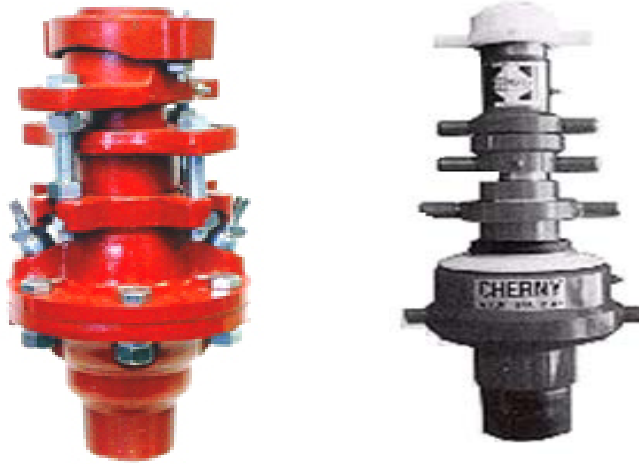


Tomado de Oillift.com

### 2.3.6 STUFFING BOX.

Este elemento hace parte del árbol de pozo cuando se utilizan como levantamiento artificial el sistema de bombeo mecánico. Se ubica en la parte más alta de la configuración del árbol de pozo para este levantamiento y sobre el la barra lisa ejecuta una carrera ascendente y descendente (stroke) en un plano vertical, el Stuffing Box permite que la barra lisa penetre el cabezal y transmita el movimiento vertical a la sarta de varillas del bombeo mecánico.

Figura 49. Stuffing Box usado en Bombeo mecánico.



Tomado de Carreauioilfield.com

Una de las funciones principales del Stuffing Box es proveer sello sobre la barra lisa e impedir la salida del fluido proveniente del pozo que viaja por la Tee de bombeo, evitando fugas de hidrocarburos en las locaciones cercanas a la unidad de bombeo.

### **Dimensiones**

Peso: 67 lb

Altura: 21 in (23 in con packoff incluido)

Diámetro: 10 in

Barra lisa: 1 1/18, 1 ¼ ó 1 ½ in

Temperatura: -50 hasta 550 F

Conexión Bridada inferior: 2 3/8, 2 7/8 in EUE y 3 in NPT

Presión de trabajo: 2000, 3000 psi

Para las unidades de bombeo por cavidades progresivas se usa un Stuffing box con un diseño diferente, pues no existen demasiados esfuerzos sobre el árbol de pozo; este elemento hace parte en si del sistema de rotación pero se debe dejar claro dichas diferencias en los ensambles.

Figura 50. Stuffing box en PCP.



Tomado de oillift.com

### 2.3.7 PREVENTORA DE VARILLAS PARA BOMBEO MECÁNICO

Este equipo hace parte del árbol de pozo para Bombeo mecánico, consiste en una serie de válvulas BOP que sellan y sujetan la barra lisa para realizar trabajos sobre la sarta de varillas o realizar reparaciones pertinentes a la unidad de bombeo. Esta unidad se instala sobre el tubing adapter; puede proveer sello para evitar la salida de fluidos por el orificio de la barra lisa.

Figura 51. Preventora de varillas.



Tomado de bigtex.com

### **Dimensiones**

Máximo diámetro disponible: 2 1/3 in

Presión de trabajo: 2000, 3000 y 5000 psi

Diámetro interno de la Preventora: 2, 2 1/16, 2 1/2, 2 9/16, 3, 3 1/8 in

Conexión bridada inferior: Conexión superior de las Tee de flujo

Conexión bridada superior: Conexión inferior de la Stuffing Box

Temperatura de trabajo: -40 a 450 F

### **2.3.8 TEE DE BOMBEO Y PREVENTORA DE VARILLAS PARA PCP**

Este elemento es adicional al ensamble utilizado en el árbol de pozo para bombeo por cavidades progresivas; esta unidad combina una Preventora de varillas que se usa para realizar reparaciones sobre el sistema de bombeo y la te de flujo necesario para desviar el flujo hacia el sistema de recolección.

Figura 52. Unidad dual Preventora y Te de flujo para PCP



Tomado de oillift.com

### 2.3.9 FLANCHES O BRIDAS

Tres tipos de flanches son manejados en el cabezal de pozo y el árbol de producción, que son los tipos 6B, 6BX y los segmentados. Los tipos 6B y 6BX pueden ser integrales, ciegas o de cuello soldado. Algunos flanches 6BX ciegos se usan para realizar pruebas al equipo del arbolito y los flanches segmentados se usan para completamientos duales en el pozo y son parte integral del equipo.

#### ➤ **Bridas 6B**

Las bridas de este tipo son aquellas en que el anillo no está diseñado para servir de junta, la conexión se realiza por medio de un aro metálico llamado "Ring Gasket", este recibe los esfuerzos necesarios para sellar la brida por medio de pernos o espárragos

➤ **Bridas 6BX**

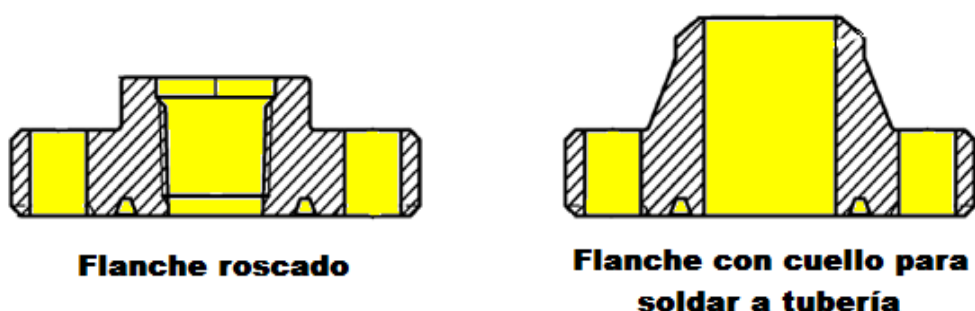
Las bridas de este tipo son aquellas en que la junta esta diseñada para cerrarse con la cara de otra brida, dependiendo de la tolerancia la conexión va roscada con tornillos que ejercen la fuerza de cierre. Se puede colocar un anillo de seguridad o empaque entre las bridas, para prevenir daños con un excesivo torque aplicado a los pernos al asegurar las bridas. Al igual que las bridas 6B usan pernos o espárragos.

➤ **Bridas segmentadas**

Este tipo de bridas usan acoplamiento de cara a cara por medio de pernos con cabeza embutida, pueden poseer empaques para soportar la junta de las bridas y disminuir posibles daños en las caras de las bridas. Como toda brida usan espárragos o tornillos,

Los rangos de operación de las bridas 6B, 6BX y segmentadas poseen los rangos de operación mostrados en la tabla 3.

Figura 53. Bridas tipo 6B.



Tomada y adaptada de ANSI/API 6A.

Rango de presión de trabajo  Psi	Tamaños de las Bridas		
	Tipo 6B in	Tipo 6BX in	Segmentadas in
2000	2 1/16 a 21 1/4	26 3/4 a 30	--
3000	2 1/16 a 20 3/4	26 3/4 a 30	--
5000	2 1/16 a 11	13 5/8 a 21 1/4	1 3/8 a 4 1/16 x 4 1/4
10000	--	1 13/16 a 21 1/4	--
15000	--	1 13/16 a 18 3/4	--
20000	--	1 13/16 a 13 5/8	--

Tabla 3. Rangos de operación para las bridas usadas en cabezales. Tomado de Norma ANSI/API 6A-2004.

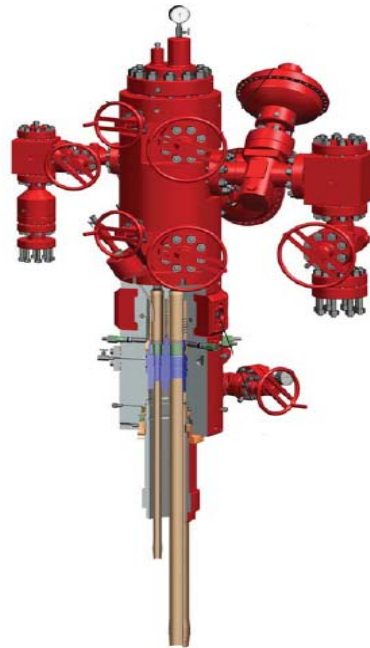
## 2.4 ARBOL DE POZO SISTEMA BLOQUE COMPUESTO

Estos árboles de pozo poseen válvulas que pueden ser operadas manualmente o por actuadores, están diseñados para completamiento sencillo y doble. La principal ventaja de usar bloques compuestos es una reducción considerable de la altura en el ensamble del árbol de pozo, reducción en los equipos utilizados y una instalación sencilla;

Los árboles de pozo de bloque compuesto son usados en áreas de alto riesgo, la carcasa en que es ensamblado el árbol no permite la fuga de fluidos bajo condiciones severas de operación debido a la eliminación considerable de conexiones en el ensamble, esto es común en offshore y en pozos de gas. El material en que son fabricados los equipos del árbol

compuesto cumple con las especificaciones dadas en la API 6A y ASME en la seguridad y ergonomía de los equipos.

Figura 54. Árbol de pozo boque compuesto.



Tomado de Catalogo FMC.

Unos de los inconvenientes que posee este ensamble de árbol de pozo radica su origen en la reparación del algún elemento del ensamble, esto es debido a que si se presenta algún desperfecto o daño en alguno de sus componentes o válvulas, para su reparación se requiere el desmonte del árbol completo.

## **2.5 EQUIPOS PRESENTES EN SISTEMAS DE RECOLECCION**

### **2.5.1 LINE PIPE**

Son tubos usualmente cilíndricos y son usados para transportar fluidos de un sitio a otro. Las tuberías de producción se clasifican de acuerdo a parámetros básicos como espesor de pared, tamaño nominal y rangos de trabajo para aplicaciones necesarias, se darán a conocer estas características únicamente para tuberías usadas en sistemas de recolección. En la tabla 1 se muestran las tuberías más comunes en campo.

#### **TAMAÑO NOMINAL NPS**

El diámetro de un tubo se da por su diámetro nominal NPS<sup>4</sup> (Nominal Pipe Size), que es el dictado por la API (American Petroleum Institute) y la ASME (American Society of Mechanical Engineers).

Para tuberías que poseen un diámetro externo OD entre 1/8" y 12" el diámetro nominal no corresponde exactamente con el diámetro externo, generalmente este es menor. Para tubos con diámetro externo OD mayor a 14", el diámetro nominal coincide con el diámetro externo.

#### **SCHEDULE**

El Schedule de un tubo hace referencia al espesor de las paredes de este, se designan de acuerdo al estándar de la Norma ASME B36.10M-2000, donde se cambiaron las antiguas denominaciones que consistían en tres tipos:

---

<sup>4</sup>ASME B36.10M-2000, Pág. 1.

- ✚ Estándar (STD): Son las tuberías más usadas en las facilidades de superficie, poseen la pared más delgada y son los tubos más económicos en el mercado.
- ✚ Extra fuerte (XS): Poseen más espesor que un tubo STD y son más resistentes a más presión de trabajo.
- ✚ Doble extra fuerte (XXS): Estos tubos poseen el doble de espesor que un tubo XS y se usan especialmente en procesos donde se involucren altas presiones.

Con la nueva designación recomendada por la norma mencionada, el espesor de una tubería se designa de acuerdo a una numeración que comienza desde el número 10 hasta el 160; donde el aumento de número en el Schedule de la tubería significa un aumento en la resistencia a la presión de trabajo.

Sin importar el Schedule de los tubos siempre poseen el mismo diámetro externo OD, el ancho de pared solo afecta el diámetro interno del tubo ID.

## **CONSTRUCCIÓN DEL TUBO**

Los tubos también se diferencian de acuerdo al proceso de fabricación, se encuentran dos tipos de tubería principalmente:

- ✚ Tubos sin costura (Seamless Pipe): Como su nombre lo indica no poseen costura o señales de soldadura en su fabricación. Su proceso de fabricación es generalmente por fundición centrífuga, son los tubos más económicos y más utilizados en la industria

Tamaño nominal	Espesor de pared		Diámetros			Peso
	Tamaño	Schedule	Diámetro Externo (in)	Diámetro Interno (in)	Espesor pared (in)	Peso (lb/ft)
1	STD	40	1.315	1.049	0.133	1.68
	XS	80	1.315	0.957	0.179	2.17
	XXS		1.315	0.599	0.358	3.66
2	STD	40	2.375	2.067	0.154	3.65
	XS	80	2.375	1.939	0.218	5.02
	XXS		2.375	1.503	0.436	9.02
3	STD	40	3.500	3.068	0.216	7.57
	XS	80	3.500	2.900	0.300	10.24
	XXS		3.500	2.300	0.600	18.56
4	STD	40	4.500	4.026	0.237	10.78
	XS	80	4.500	3.826	0.337	14.97
	XXS		4.500	3.152	0.674	27.51
6	STD	40	6.625	6.065	0.280	18.95
	XS	80	6.625	5.761	0.432	28.54
	XXS		6.625	4.897	0.864	53.10
8	STD	40	8.625	7.981	0.322	28.52
	XS	80	8.625	7.625	0.500	43.34
	XXS		8.625	6.875	0.875	72.35
10	STD	40	10.750	10.020	0.365	40.44
	XS	60	10.750	9.750	0.500	54.68
	XXS	140	10.750	8.750	1.000	104.02
12	STD	40	12.750	11.938	0.406	53.47
	XS		12.750	11.750	0.500	65.35
	XXS	120	12.750	10.750	1.000	125.36
14	STD	30	14.000	13.250	0.375	54.51
	XS		14.000	13.000	0.500	72.01
16	STD	30	16.000	15.250	0.375	62.51
	XS	40	16.000	15.000	0.500	82.68
20	STD	20	20.000	19.250	0.375	78.52
	XS	30	20.000	19.000	0.500	104.02
24	STD	20	24.000	23.250	0.375	94.52
	XS		24.000	23.000	0.500	125.36

Tabla 4. Dimensiones y características principales de line pipe. Tomado de Norma API 5L y ASME B36.10M-2000.

🚧 Tubos con costura (Welded Wrought Pipe): Este tubo consta de una lámina de acero doblada y soldada longitudinalmente para cerrar y darle la forma cilíndrica al tubo.

## **2.5.2 BRIDAS PARA LINE PIPE**

Comúnmente denominadas flanches o bridas, es un equipo elaborado en acero con el fin de unir y conectar dos tubos; o unir a una línea de tubos una válvula, un medidor de flujo o de presión, una bomba, un tanque, etc.

Su funcionamiento se basa en aplicar un esfuerzo lo suficientemente grande a un empaque de tal forma que cuando la tubería este presurizada, el empaque queda atrapado o aprisionada contra las bridas formando un sello.

Las bridas son muy utilizadas en las facilidades de superficie pues son fáciles de usar y permite un rápido desmonte de la tubería, contrario a lo sucedido con tuberías roscadas o soldadas.

### **DENOMINACIÓN DE LAS BRIDAS**

Las Bidas se denominan de acuerdo a la presión de diseño y al tamaño de la brida<sup>4</sup>. La designación por presión se basa en un número dimensional que determina la presión y temperatura que puede soportar la brida, existen 7 tipos que son: 150, 300, 400, 600, 900, 1500, 2500.

Por tamaño las bridas utilizan la denominación NPS, que es un número dimensional que designa a una brida como nominal o brida de tamaño requerido, la designación NPS se relaciona algunas veces con el diámetro nominal DN que es utilizado en estándares internacionales, típicamente existen estas bridas por tamaño:

---

<sup>5</sup>ASME B16.5-2003, Pág. 2.

NPS	DN
1/2	15
3/4	20
1	25
1 1/4	32
1 1/2	40
2	50
2 1/2	65
3	80
4	100

Tabla 5. Tamaños de bridas para line pipe. Tomado de ASME B16.5-2003, Pág. 2.

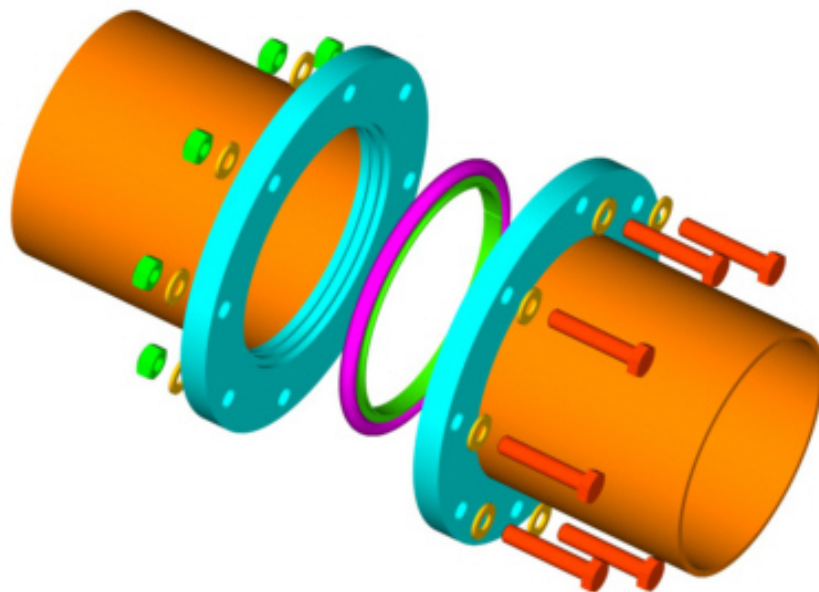
### TIPOS DE BRIDAS

Existen diferentes tipos de bridas para una aplicación específica dada, entre las comunes se encuentran:

- ✚ Con Cuello para Soldar (Weld Neck): Poseen una sección cónica saliente, el tubo va enroscado a la brida. Estas bridas resisten altas presiones y son tolerantes a los cambios bruscos de temperatura.
- ✚ Deslizante (Slip-on): Son útiles en líneas que operan a bajas presiones, el tubo va soldado a la brida, son fáciles de ajustar.
- ✚ De encaje para soldar (Socket Weld): Son similares a las bridas Slip-on, poseen un aro interno que fija la tubería a la brida, son resistentes a altas presiones.

- ✚ De junta plana (Lapped): La sección de la brida que va conectada al tubo es lisa y plana, resisten altas presiones.
- ✚ Roscada: En este tipo de bridas el tubo se une a la brida por medio de una rosca tipo NPT, estas bridas se usan en zonas o lugares donde hay presencia de gases inflamables y no permiten trabajar con soldadura convencional.
- ✚ Ciega (Blind): Se utiliza para sellar el fin de una tubería, se necesita que la tubería posea otra brida para acoplar una brida Ciega. Es común observar este tipo de bridas en las facilidades de superficie.

Figura 55. Unión de líneas usando Bridas roscadas.



Tomada de [us.trinos.com](http://us.trinos.com)

### **2.5.3 VALVULAS**

Las válvulas son aparatos mecánicos que permiten iniciar, detener o regular la circulación de un fluido a través de una línea. Utilizan piezas movibles que obstruyen la circulación normal del fluido, pueden obstruir la línea parcial o totalmente según los requerimientos necesarios. Existen diferentes tipos de válvulas disponibles en el mercado, en las facilidades de superficie es común encontrar válvulas manuales y válvulas check.

#### **VÁLVULAS MANUALES**

Las válvulas manuales son aquellas que son manejadas por un operario o personal de planta, estas válvulas son utilizadas para encender o apagar un actuador en el caso de válvulas de cierre y necesitan de la fuerza humana para que puedan operar.

Las válvulas manuales cumplen las funciones más esenciales en las facilidades de superficie: Iniciar o parar el flujo, controlar la tasa de flujo y divergir un flujo.

Las válvulas manuales se agrupan de acuerdo al camino seguido por la pieza movable para cerrar, se pueden distinguir cuatro tipos de válvulas :

1. Válvulas de cierre vertical: El tapón de cierre es movido hasta sentarse y no permite el flujo en la dirección de asentamiento del tapón
2. Válvulas de corredera: Una compuerta es movida de un lado a otro para cerrar, esta se desplaza en la sección de flujo.
3. Válvulas de rotación: Un tapón de cierre se desplaza rotando dentro de la sección de flujo, alrededor del eje normal de flujo.

4. Válvulas de cuerpo flexible: El equipo de cierre flexiona el cuerpo de la válvula.

Las válvulas se clasifican también de acuerdo al método que usa para controlar el flujo y la trayectoria que toma el fluido al pasar por la válvula, entre estas válvulas podemos distinguir:

- ✚ Válvulas para iniciar y parar el flujo: estas válvulas son utilizadas para bajas resistencias al flujo y trayectos rectos. Dentro de esta categoría entran las válvulas de corredera y de las válvulas rotarias. Las válvulas de cierre ofrecen un camino más tortuoso al fluido, con esto permite mayor resistencia y se cierra el paso del fluido.
- ✚ Válvulas para controlar caudal: Estas válvulas como se indica, se utilizan para controlar las tasas de flujo a un nivel deseado muy fácilmente. Las válvulas rotarias y de cuerpo flexible ofrecen buen control sobre el flujo.
- ✚ Válvulas para divergir flujos: Estas válvulas poseen tres o más orificios, dependiendo de las necesidades de operación. Para este tipo de servicio se utilizan válvulas de bola y de tapón.

## **VÁLVULAS DE CHEQUE**

La función principal de las válvulas check (o conocidas comúnmente como cheque) es proteger equipos conectados a un sistema de tuberías, previniendo la reversa del flujo. Generalmente se utilizan en unidades de bombeo y en la unión de líneas de recolección primarias con líneas principales o secundarias, donde la reversa del fluido puede dañar los

equipos y generar cierres y reparaciones innecesarias. Lo particular de estas válvulas es que para su operación no se hace necesaria la supervisión y el manejo de algún operador, estas válvulas actúan automáticamente frente a una reversa del fluido.

Generalmente se encuentran 4 tipos de válvulas cheque:

- ✚ Válvulas cheque de movimiento vertical: El cierre se aplica en dirección vertical, por medio de un pistón que cierra el paso al flujo en reversa.
- ✚ Válvulas cheque de bola: Una esfera se asienta en el orificio de la sección más angosta de la válvula cuando el flujo va en dirección contraria al especificado.
- ✚ Válvulas cheque de disco inclinado: El cierre al flujo en reversa lo ofrece una bisagra que se acciona y deja que un disco cierre la válvula.
- ✚ Válvulas cheque de diafragma: Un diafragma ofrece resistencia a al reversa del fluido deflactándose y cerrando la válvula.

#### **2.5.4 MEDIDORES DE PRESIÓN**

La mayoría de los dispositivos utilizados en la medición de la presión, en realidad miden la diferencia entre la presión absoluta y la presión atmosférica, tal diferencia se denomina presión manométrica.

Los medidores de presión más utilizados en las facilidades de superficie son los manómetros tipo Bourdon, debido a su sencillez, bajo precio y eficacia.

Como estos equipos se usan en cualquier punto del sistema que componen las facilidades de superficie, son útiles para monitorear los diferentes procesos y como medio de alerta para prevenir daños a los equipos y evitar posibles desastres a terceros.

### 3. DISEÑO DE SISTEMAS DE RECOLECCIÓN

En un campo Petrolero, los sistemas de recolección consisten en el conjunto de tuberías, equipos e instalaciones necesarias para movilizar el Petróleo crudo y el gas producido desde la cabeza del pozo hasta el sistema de tratamiento. Para poder controlar y manejar la llegada de los diferentes fluidos que se producen de un campo, es necesario instalar una serie de válvulas y controles en la cabeza de cada uno de los pozos productores.

En superficie cada pozo cuenta con una línea de flujo que conduce los fluidos producidos hasta un sistema de separación (recipiente) de líquido-gas y de este recipiente (separador), se desprenden los diferentes flujos (gas, aceite y agua) hacia otros procesos y tratamiento. Hacen parte del sistema de recolección los siguientes subsistemas:

- ✚ **Líneas de flujo:** Son tuberías por las cuales se va a transportar los fluidos producidos, desde la cabeza del pozo, hasta el manifold o múltiple de llegada del crudo a las estaciones de recolección y tratamiento que se hayan establecido para este fin. El sitio a donde llega la producción de varios pozos de petróleo de un campo se le denomina “manifold” o “múltiple” de llegada a una estación de recolección o tratamiento.
- ✚ **Manifold de producción:** También se le denomina “Múltiple de Producción”, consiste básicamente en una serie de facilidades y válvulas que permiten recibir y controlar adecuadamente la producción de los diferentes pozos que conforman un campo petrolero. En el manifold de llegada de pozos es un punto de distribución de los fluidos dependiendo del número de pozos alineados en dicho manifold.

Desde allí se pueden enviar los fluidos provenientes de los pozos a los separadores de crudo y gas, o a los tanques de almacenamiento y separación de crudo y agua, también permiten poner a prueba de producción de cada pozo para conocer su potencial productor.

Figura 56. Múltiples de entrada



Tomado de Lybics.com

### 3.1 ESQUEMAS DE RECOLECCIÓN

Los esquemas de recolección hace referencia a la forma en que se van a disponer las diferentes líneas de flujo provenientes de los pozos, para centralizar la producción de fluidos en un solo punto que se denomina “Batería”, esto se hace con el fin de recolectar, separar, tratar, fiscalizar y bombear los fluidos comerciales que se produzcan en el campo.

En cierto grado el número de baterías a utilizar en un campo gobiernan la configuración del esquema de recolección, para ello se definen algunos factores que afectan la ubicación de las baterías y por ende el esquema de recolección a utilizar:

- ✚ Condiciones del terreno, topografía y estudio de suelos.
  
- ✚ Aproximación o cercanías a los pozos actuales y a los se prevean en el futuro, con el fin de evitar pérdidas innecesarias de presión de los pozos.
  
- ✚ Facilidades de acceso, costo de transporte y equipos, materiales, servicios y personal.
  
- ✚ Disponibilidad de agua para lavado, limpieza, sistema contra- incendio, agua de enfriamiento y agua potable.
  
- ✚ Facilidad de eliminación de desechos, evitando la contaminación ambiental.
  
- ✚ Disponibilidad de combustible y energía eléctrica.

- ✚ Datos climatológicos: condiciones severas de viento, inundaciones, tempestades.

- ✚ Lejanía a centros residenciales, rurales y urbanos.

- ✚ Fuentes de energía: eléctrica o generación con gas y combustibles propios.

Teniendo claro donde se ubican las baterías de producción, se definen los esquemas de recolección que se pueden implementar en el diseño de las facilidades de superficie para un campo:

➤ **Esquema 1.**

En este sistema de recolección, cada pozo posee una línea independiente que arranca desde su cabezal hasta el múltiple de entrada en la batería. Por esta línea se produce y se prueba el pozo, para lograr esto en el múltiple de entrada se establece un juego de válvulas para colocar en servicio el pozo para producción general o para prueba. En la figura 57 se puede observar este esquema de recolección, este esquema de recolección es común en campos con larga historia en Colombia.

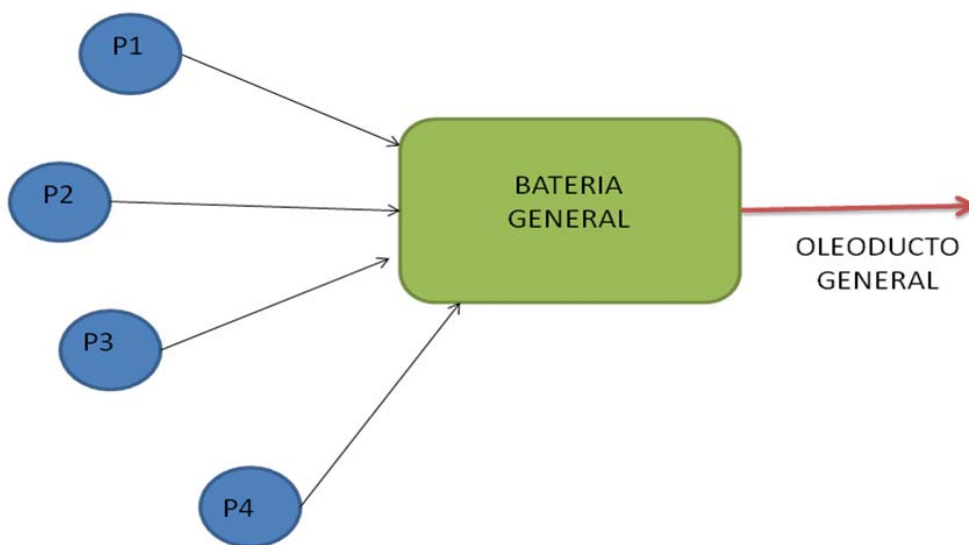
➤ **Esquema 2.**

En este sistema de recolección se usan dos líneas principales: una línea de recolección general donde cada pozo se conecta y esta línea general recorre gran parte del campo hasta llegar a la batería de producción. La línea de prueba general se encarga de llevar la producción de un pozo específico para ser probado, como en el colector general cada pozo esta conectado a la línea.

Para controlar la producción del pozo al entrar a la línea general y de prueba se instala un manifold, donde la línea del pozo se desvía por medio de

válvulas de compuerta que se abren o cierran de acuerdo al servicio en que se coloque el pozo; adicionalmente se instala un cheque en la línea del pozo para evitar el flujo en reversa hacia el cabezal. En la figura 58. se observa esta configuración.

Figura 57. Esquema de recolección con líneas de producción individuales para cada pozo.

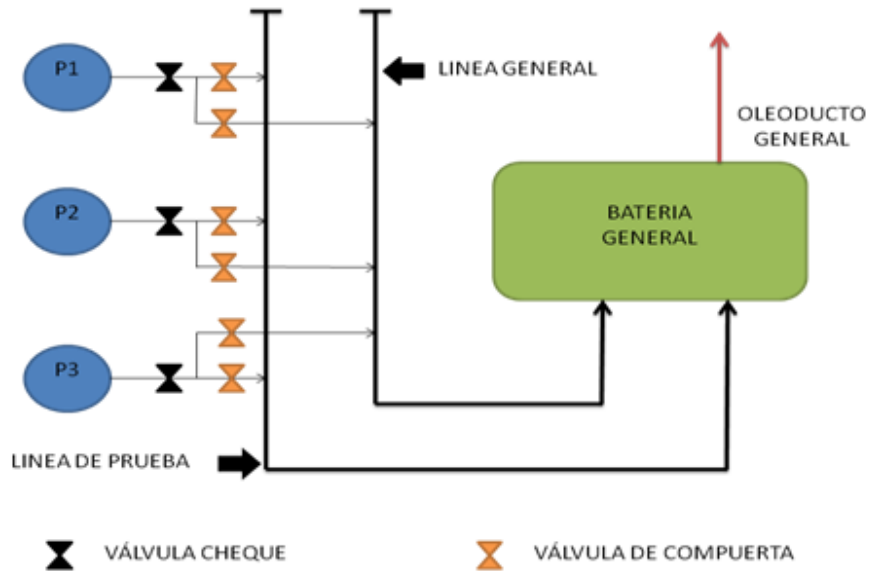


Fuente: Autores.

### ➤ Esquema 3.

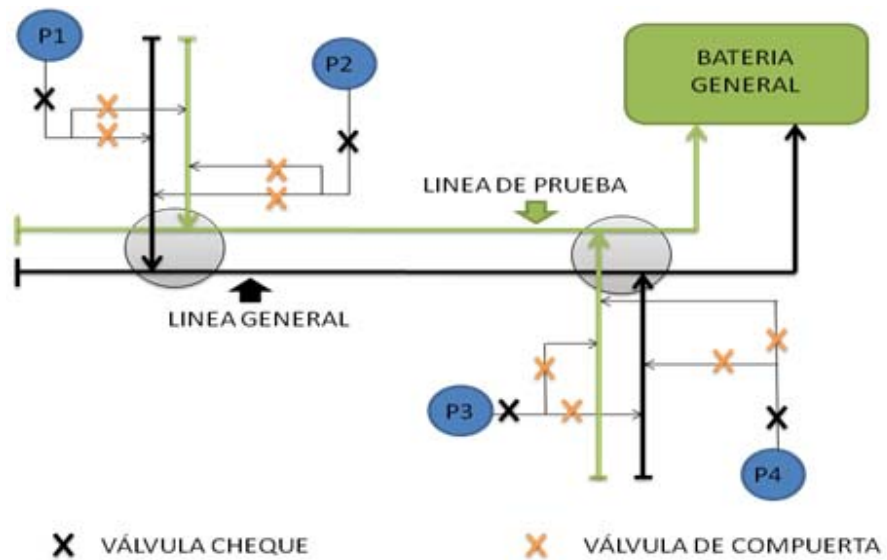
En esta configuración se utilizan múltiples líneas de recolección general y de prueba, cada pozo se conecta a un subsistema que consiste en un esquema 2 y este subsistema se une a las líneas de entrada (tanto general y de prueba) a la batería por medio de “nodos”. En la figura 59. los nodos se resaltan por medio de un círculo sombreado y claramente se diferencian las redes de recolección para producción general y de prueba.

Figura 58. Esquema de recolección con líneas colectoras independientes para separador general y de prueba.



Fuente: Autores.

Figura 59. Esquema de recolección con redes de colectores para líneas de prueba y general.



Fuente: Autores.

### **3.2 DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO**

Cuando se diseña un sistema de recolección de crudo se debe tener en cuenta la distancia existente de los pozos a la batería de producción y el número requerido de dichas baterías. Se debe aprovechar al máximo el flujo por gravedad, lo cual permite unas caídas mínimas de presión y por ende una mínima pérdida de producción. Para lograr esto, es necesario localizar las baterías de producción en sitios que permitan aprovechar al máximo el flujo por gravedad desde los pozos, partiendo de un plano topográfico del área perteneciente al campo, con curvas de nivel en el cual estén localizados todos los pozos.

Los sistemas de recolección de crudo pueden ser sencillos o múltiples, esto depende en que forma se va a manejar un tipo de crudo, o varias calidades de crudos. Por ejemplo, en un campo pueden producirse dos petróleos de gravedades API o contenido de emulsión, sedimentos o sal muy diferentes; lo cual se hace aconsejable recogerlos y tratarlos separadamente, por conveniencia y economía.

Las tuberías que utiliza un sistema de recolección son de dos tipos principales: líneas de flujo o de disparo y líneas troncales. Las primeras llevan el petróleo de la cabeza del pozo a la batería, y los tamaños dependen de las tasas de producción diaria de cada pozo; en Colombia los tamaños más comunes son 2, 3 y 4 pulgadas de diámetro nominal. Las líneas troncales transportan el crudo de una o varias estaciones de recolección hasta la planta de deshidratación o a una estación central; en Colombia los tamaños más comunes son 4, 6 y 8 pulgadas de diámetro nominal.

Las especificaciones de las tuberías utilizadas en las líneas de flujo o disparo de los pozos se encuentran en libros o “Handbooks” especializados. Las tuberías más comunes se indican en la tabla 3. Esencialmente una línea de

flujo es un oleoducto. Sin embargo, debido a su corta longitud y a su número limitado de tamaños comúnmente usados, se prefiere seguir un sistema simplificado de diseño fácil, rápido y suficientemente preciso.

### **3.3 DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE GAS.**

Al igual que el sistema de recolección de aceite, se hace necesario tener un sistema de recolección de gas, con el objetivo de movilizar el gas desde las subestaciones de recolección o de la cabeza del pozo hasta la planta de gas natural.

En los campos que aun conservan parte de su energía, esta se aprovecha para movilizar el gas utilizando sistemas a presión; en casos especiales cuando se tienen zonas productivas con presiones muy diferentes, o la separación del gas se efectúa por etapas, se hace técnicamente necesario disponer de dos o más sistemas separados trabajando a presiones diferentes.

Al diseñar un sistema de recolección de gas, además de las condiciones de orden topográfico ya mencionadas para el aceite, debe tenerse en cuenta lo siguiente:

- ✚ El tamaño de las líneas empleadas es mayor que para el sistema de aceite.
  
- ✚ Debido a lo anterior en el sistema de gas es más importante que las líneas sean tan cortas como sea posible.
  
- ✚ Debe hacerse un balance económico entre tamaños de líneas y potencia (presión) de transmisión necesaria, con el fin de relacionar el

tamaño más económico, teniendo en cuenta que desde el punto de vista de operación son preferidas las líneas de mayor tamaño porque transportan el gas con menor pérdida de presión por fricción.

- ✚ La presión de transmisión disponible inicialmente depende de la presión de operación de los separadores; esta no debe ser mayor que la requerida para que los pozos puedan operar eficientemente, pero es deseable que sea tan alta como sea posible para que el gas conserve su energía y se facilite transmisión a través de líneas de menor diámetro. Además, mientras mayor sea la presión del gas menor será su volumen y menor la tubería necesaria para su transporte.

Afortunadamente en la mayoría de los casos, las líneas de gas diseñadas para el período de producción del campo cuando los volúmenes son relativamente grandes y las presiones altas, se pueden utilizar durante el período de declinación del campo, puesto que la reducción en volúmenes de gas compensa la reducción en presión.

### **3.4 ECUACIONES BÁSICAS DE DISEÑO EN RECOLECCIÓN**

En esta sección se mostrará las ecuaciones básicas que se van a utilizar en el diseño de sistemas de recolección, donde se calcula espesor de pared de las líneas y diámetros a usar.

#### **3.4.1 DIÁMETRO DE TUBERÍA A USAR**

Para elegir el diámetro de tubería a usar en un sistema de recolección, está gobernado bajo el criterio de la velocidad de erosión, esto se hace con el fin de evitar problemas de erosión y ruido; además se debe establecer una

velocidad mínima para que el fluido tenga la capacidad de soportar los fluidos en suspensión y así evitar la depositación de sólidos.

➤ **Flujo erosional**

Se habla de flujo erosional cuando las gotas de líquido impactan las paredes con una fuerza tal que arrastran los productos normales de la corrosión, dejando desnudo el metal para que el fluido siga interviniendo en el desgaste de la tubería. En flujo de gas este término toma más importancia que en flujo de líquidos, se dice que se empieza a mostrar flujo erosional cuando el gas alcanza una velocidad local de 60 ft/s.

Para flujo multifásico se ha determinado que la erosión de los productos de corrosión ocurre cuando se excede una velocidad de flujo tal que se calcula con:

$$V_e = \frac{C}{(\rho_m)^{1/2}}$$

Ecuación 11.

Donde:

$V_e$  = Velocidad erosional, pies/s.

$C$  = Constante empírica, lb/pies<sup>2</sup>\*s.

$\rho_m$  = Densidad de la mezcla, pies<sup>3</sup>/s.

Para líneas de líquido la máxima velocidad erosional aceptada esta en el orden de 15 pies/s, con este valor la ecuación 11 puede usar una constante  $C$  de 125. La Velocidad mínima que no permite el asentamiento de los granos de arena esta en el orden de los 3 y 4 ft/s.

La velocidad actual que tiene un fluido en una línea con unidades de campo, se puede calcular de acuerdo a:

$$V = 0.012 \frac{Q_l}{d^2}$$

Ecuación 12.

Donde:

V = velocidad del fluido, pies/s.

Q<sub>l</sub> = Caudal de líquido, bpd.

d = Diámetro de la línea, pulgadas.

Para líneas que transportan gas, se recomienda una velocidad mínima que oscila entre 10 y 15 pies/s, esto con el fin de mantener en suspensión los diferentes sólidos que arrastra el gas. Para evitar problemas con el flujo erosional, se deben conservar una velocidad máxima en la línea de gas que oscila entre 60 y 80 pies/s. La velocidad erosional para una línea de gas se calcula de la siguiente forma:

$$V_e = 0.6 C \left[ \frac{T}{SP} \right]^{1/2}$$

Ecuación 13.

Donde:

V<sub>e</sub> = Velocidad erosional, pies/s.

C = Constante erosional de flujo.

T = Temperatura del gas, °R.

S = Gravedad específica del gas a condiciones estándar.

P = Presión del gas, psia.

La velocidad actual para una línea de gas en unidades prácticas de campo se puede calcular con la siguiente expresión:

$$V = 60 \frac{Q_g T Z}{P d^2}$$

Ecuación 14.

Donde:

V = Velocidad del gas, pies/s.

$Q_g$  = Caudal de gas, MMPCSD.

T = Temperatura del gas, °R.

Z = Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

P = Presión del gas, psia.

d = Diámetro de la línea, pulgadas.

En flujo multifásico se presentan las mismas restricciones en velocidad erosional muy similares a la presentes en flujo monofásico de líquidos, la ecuación 12 se modifica de manera tal que a una velocidad de flujo permitida, existe un diámetro de tubería que permite controlar el flujo erosional. La ecuación que muestra el diámetro para una velocidad permitida de velocidad de flujo es:

$$d = \left[ \frac{\left( 11.9 + \frac{ZT * GOR}{16.7P} \right) Q_l}{1,000V} \right]^{1/2}$$

Ecuación 15.

Donde:

$d$  = Diámetro a usar en la línea, pulgadas.

$Z$  = Factor de compresibilidad de la fase gaseosa, adimensional.

$T$  = Temperatura de operación, °R.

$GOR$  = Relación gas-líquido en la línea, PCS/Bbl.

$P$  = Presión de operación, psia.

$Q_l$  = Caudal de la fase líquida, bpd.

$V$  = Velocidad permitida en la línea, pies/s.

### 3.4.2 ESPESOR DE PARED A UTILIZAR

Al seleccionar el diámetro a utilizar se busca un espesor de pared en la línea, para que soporte el esfuerzo al que se somete por la acción del flujo del fluido, este esfuerzo en diseño se denomina presión interna. De acuerdo a los diferentes estándares de line pipe utilizados en Estados Unidos, se usaran las normas técnicas derivadas de las ASME B.31 para los cálculos de espesor de pared a utilizar, es criterio del ingeniero de facilidades escoger que norma va a utilizar en sus diseños.

➤ **ASME B 31.4-2002.**

Esta norma es aplicable para el transporte de hidrocarburos líquidos únicamente, las restricciones de esta norma para tuberías que trabajen a presión interna son las siguientes:

- ✚ No aplica para sistemas de líneas que trabajen a presión atmosférica o por debajo de esta, sin importar la temperatura de operación.
- ✚ Para presiones por encima de 1 bar (15 psi), se aplica esta norma únicamente si la temperatura de operación se encuentra en el rango de 20 °F – 250 °F.

El espesor de pared requerido para una línea donde se aplique esta norma se puede calcular de acuerdo a:

$$t_n = t_c + t_{th} + \frac{P_i D}{1.44SE}$$

Ecuación 16.

Donde:

$t_n$  = Espesor de pared requerido, pulgadas.

$t_c$  = Tolerancia por corrosión, pulgadas.

$t_{th}$  = Profundidad de ranuras o estrías permitidas, pulgadas.

$P_i$  = Presión interna, psi.

$D$  = Diámetro exterior de la tubería, pulgadas.

$S$  = Esfuerzo permitido en el material de la tubería, psi.

$E$  = Factor longitudinal para tuberías soldadas.

Los diferentes parámetros de diseño están disponibles y tabulados en las norma.

➤ **ASME B 31.1b-2001.**

Esta norma puede ser utilizada en aplicaciones que demanden altas consideraciones de seguridad en el diseño de líneas de flujo. El espesor de pared dado para diseño se obtiene de la siguiente expresión tomada de la misma norma:

$$t_m = t_c + t_{th} + \frac{P_i D}{2SF + P}$$

Ecuación 17.

Donde:

$t_m$  = Espesor de pared requerido, pulgadas.

$t_c$  = Tolerancia por corrosión, pulgadas.

$t_{th}$  = Profundidad de ranuras o estrías permitidas, pulgadas.

$P_i$  = Presión interna, psi.

$D$  = Diámetro exterior de la tubería, pulgadas.

$S$  = Esfuerzo permitido en el material de la tubería, psi.

$F$  = Factor de seguridad.

$P$  = Tolerancia permitida por el fabricante.

Los parámetros de diseño en cálculo del espesor están disponibles en la norma.

➤ **ANSI B31.8**

Esta norma técnica estándar es utilizada para líneas de gas en superficie en las diferentes facilidades y en las redes de distribución de gas natural. El espesor de pared dado para diseño se obtiene de la siguiente expresión tomada de la misma norma:

$$t_m = \frac{P_i D}{2(FETS)} + t_c$$

Ecuación 18.

Donde:

$t_m$  = Espesor de pared requerido, pulgadas.

$t_c$  = Tolerancia por corrosión, pulgadas.

$P_i$  = Presión interna, psi.

$D$  = Diámetro exterior de la tubería, pulgadas.

$F$  = Factor de diseño.

E = Factor de junta longitudinal.

T = Factor de temperatura.

S = Máximo esfuerzo permitido, psi.

El factor de junta longitudinal E, hace referencia a la fortaleza del tubo, esta depende del tipo de tubo que se utilice:

- ✚ 1.0 si es tubería sin costura (seamless)
- ✚ 0.8 si es tubería soldada.
- ✚ 0.6 para tuberías de costura.

Los factores de diseño aplicables a la ecuación 17 son los siguientes:

<b>Factor de diseño F</b>	<b>Descripción general</b>
0.8	Sitios pocos poblados y desiertos
0.72	Sitios pocos poblados y áreas agrícolas
0.6	Zonas aledañas a ciudades y poblados
0.5	Zonas residenciales e industriales
0.4	Zonas con alta densidad de población

Tabla 6. Factor de diseño F. La descripción general cita a los lugares por donde va a cruzar la línea de gas. Tomado de Surface Facilities Production, Arnold, Ken. Vol 1.

Factor de Temperatura T	Temperatura de operación, °F
1.000	- 20 a 250
0.967	300
0.933	350
0.900	400
0.867	450

Tabla 7. Factor de temperatura T. Tomado de Surface Facilities Production, Arnold, Ken. Vol 1.

Para mayor eficacia en el diseño se debe observar algunos requerimientos adicionales al factor de diseño F, teniendo en cuenta las condiciones de seguridad en los lugares por donde opere la línea de gas.

#### **4. CONFIGURACIONES DE ÁRBOL DE POZO PARA DIFERENTES TIPOS DE LEVANTAMIENTO**

En diversas situaciones la configuración de un árbol para un pozo que actúa bajo flujo natural debe ser modificado al implementar algún tipo de levantamiento artificial, lo que lleva a un reacondicionamiento del árbol y a unas nuevas condiciones de operación; allí el ingeniero de producción debe poseer esquemas fijos para cada levantamiento artificial que se implemente en campo, dichos esquemas deben poseer dimensiones y presiones de trabajo acordes con los elementos de árbol de pozo disponibles en el mercado.

La presión límite de diseño en un cabezal y árbol de pozo, consiste en la menor presión de trabajo que posea algún elemento del ensamble, por ello el rango de operación esta siempre restringido en un árbol de pozo. Comúnmente el tubing head y el desviador de flujo poseen la menor presión de trabajo, debido a esto el ingeniero encargado de los ensambles de cabeza de pozo esta obligado a tener en cuenta la mayor presión en cabeza posible durante la vida útil del pozo.

En una configuración de árbol de pozo para cualquier tipo de levantamiento se pueden distinguir dos secciones:

- ✚ Control de pozo: Esta sección se encarga de controlar el pozo por medio de la válvula máster, con esta válvula se permite cerrar o poner en producción el pozo en cuestión. Esta sección es esencial en momentos que se generen problemas con el sistema de recolección o para realizar trabajos sobre el pozo. En algunos levantamientos es

posible que posean Tree cap y Válvula Swab; las cuales permiten bajar herramientas a fondo pozo y realizar operaciones en el pozo.

- ✚ Control de flujo: En esta sección el árbol de pozo permite controlar la tasa de producción en el posible, esencialmente consiste en una Válvula de compuerta (Wing) que controla el flujo proveniente de la Te o Cruz del árbol de pozo; adicionalmente se pueden ubicar chokes positivos ó ajustables para homogeneizar las condiciones de flujo al entrar en la línea de recolección. Además es posible controlar el pozo manejando las Válvulas Wing y Máster.

En este capítulo se mostrarán los esquemas definidos para cada tipo de levantamiento utilizado, los correspondientes rangos de operación y dimensionamiento de los equipos conjuntamente con los ensambles estándar se muestran en el Anexo E.

#### **4.1 ENSAMBLE DEL ARBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR FLUJO NATURAL**

El equipo primario esencial para un pozo que fluye naturalmente por la energía disponible en yacimiento posee los siguientes elementos:

- ✚ Tubing head adapter
- ✚ Válvula máster
- ✚ Tee o cruz de flujo
- ✚ Válvula Swab
- ✚ Tree cap
- ✚ Pressure Gauge – Manómetro
- ✚ Válvula Wing
- ✚ Choke ajustable

Es importante anotar que la configuración mostrada es básica y estándar para las siguientes configuraciones utilizadas en los levantamientos artificiales que se manejen en este documento.

#### **4.2 ENSAMBLE DEL ARBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT**

Para el levantamiento por Gas Lift se deben realizar adecuaciones en los equipos utilizados en superficie, el ensamble de pozo a utilizar es el mismo estándar utilizado para flujo natural. Para la entrada del gas por el anular conformado entre el tubing y el revestimiento de producción, se habilita una las salidas en el Tubing head; se instala una válvula de compuerta para permitir la entrada del gas al anular. Dependiendo del tipo de bombeo usado en el gas, ya sea continuo e intermitente; se debe manejar la válvula constantemente para su apertura y cierre.

La producción de fluidos del pozo se maneja como en flujo natural, salvo que se debe retirar el Choke para no restringir la eficiencia de levantamiento.







#### **4.3 ENSAMBLE DEL ARBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO**

El ensamble a utilizar en el bombeo hidráulico, ya sea tipo Pistón o Jet; es el similar al que se usa en gas lift, solo que se habilita la entrada de un fluido de potencia que viaja por el anular hasta el punto donde se ubica la bomba en fondo. Se usa el mismo ensamble de árbol de pozo para flujo natural y se

adiciona una Válvula de compuerta para permitir la entrada del fluido de potencia por el Tubing head.

#### **4.4 ENSAMBLE DEL ARBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO**

El ensamble de árbol de pozo para bombeo mecánico es típico, ya que utiliza los siguientes elementos:






-  Tubing Head Adapter
-  Te de Flujo ó Pumping Tee
-  Preventora de Varillas
-  Stuffing Box
-  Válvula Wing
-  Pressure gauge

Se dice que es típico ya que se implementen algunos elementos que permiten la entrada de la barra lisa y el juego de varillas en el árbol y cabezal de pozo. Además se suprimen otros elementos al implementar un bombeo mecánico, al cambiar de flujo natural a este bombeo desaparecen la válvula Swab, el Tree cap y el manómetro de Tope.

Para realizar la medición de la presión en cabeza, se puede instalar la Pressure gauge en la línea que sale de la te de flujo ó permitir el uso de una cruz de flujo; en la salida adicional que ofrece la cruz se puede instalar el manómetro necesario.

#### **4.5 ENSAMBLE DEL ARBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS**

Para el levantamiento por cavidades progresivas se usa un ensamble de árbol de pozo muy similar al utilizado al bombeo mecánico, ya que estos dos levantamientos utilizan una barra lisa y una sarta de varillas que transmiten la energía necesaria para levantar la columna de fluido en el pozo. Los elementos que hacen parte del árbol de pozo para este levantamiento:

-  Tubing head adapter
-  Unidad dual Preventora de varillas y Te de flujo
-  Stuffing Box y sistema de rotación
-  Válvula Wing
-  Pressure gauge







La utilización de la unidad dual permite que en ensamble del árbol para PCP sea más versátil, ahorra el uso individual de una Te de bombeo y de la Preventora de varillas. Además como el Stuffing box está acoplado al sistema de rotación, no se hará precisión en el ensamble del árbol de pozo.

#### **4.6 ENSAMBLE DEL ARBOL DE POZO PARA LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

Para la adecuación de un Bombeo Electrosumergible, se hace necesario habilitar en el árbol de pozo un paso para el cable de potencia usado en este levantamiento; para ello se utiliza un Tubing Head Adapter específico para ESP ó la utilización de un Packoff especial.

El ensamble para ESP es similar al de flujo natural, por ello el cambio de un pozo que fluye naturalmente a ESP no genere tantos problemas en la

instalación y en el control del pozo. Los elementos que hacen parte del árbol son:

-  Tubing head adapter para ESP
-  Válvula máster
-  Te o cruz de flujo
-  Tree cap
-  Pressure gauge
-  Válvula Wing

## **5. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE CABEZALES DE POZO Y LINEAS DE FLUJO EN SISTEMAS DE RECOLECCION.**

En la operación de los diferentes equipos implicados en los cabezales de pozo y en el sistema de recolección de un campo petrolífero se debe asegurar un mantenimiento rutinario, buscando mantener una vida útil muy amplia y a la vez evitar posibles problemas en la producción. Para lograr estos objetivos planteados se implementa un plan de operación y mantenimiento que sea acorde a las necesidades en campo, donde el ingeniero de producción determinará que actividades de operación y mantenimiento aseguran la mayor eficiencia posible de los equipos disponibles en cabeza de pozo y en las líneas de recolección.

En este capítulo se darán las pautas necesarias para implementar un programa de mantenimiento de los diferentes equipos que se presentan en el ámbito de este documento y recomendaciones necesarias en la operación de instrumentos y/o equipos. Se debe aclarar que los problemas de incrustaciones y de corrosión se trataran en conjunto, ya que el cabezal de pozo, las líneas de recolección y el múltiple de entrada hacen parte de un sistema de flujo, donde todos están conectados e interactúan entre sí.

### **5.1 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LINEAS DE RECOLECCIÓN**

Con el objetivo de optimizar los procesos que impliquen el mantenimiento y operación de los equipos presentes en las líneas de recolección se dan una serie de de recomendaciones y practicas, que se consignan en los anexos A, B, C Y D del proyecto.

## **5.2 PROCEDIMIENTO DE ENSAMBLE DEL CABEZAL DE POZO**

### **CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DEL CABEZAL DEL POZO.**

Dentro de los parámetros principales a tener en cuenta en el diseño del cabezal del pozo:

- ✚ Tipos de conexión superior, inferior lateral de los componentes del árbol del pozo.
- ✚ Selección entre el sistema de cabezal Multibowl o cabezal seccionado.
- ✚ Selección del tipo de dispositivos colgadores (Hanger): Colgadores de Cuñas v/s tipo Mandrel.

### **REQUERIMIENTOS ESPECIFICOS PARA SELECCIÓN DEL CABEZAL.**

1. Programa de tubería (Casing Program).
2. Peso y grado de cada sarta de casing.
3. Longitud total de cada tubo de revestimiento.
4. Programa de brocas de perforación.
5. Localización del pozo (offshore – onshore).
6. Tipo de químicos utilizados (acidificación del pozo).

Esto permitirá establecer el conjunto de propiedades y características que debe tener cada componente del cabezal.

## **5.2.1 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL CASING HEAD.**

### **A. Procedimiento de instalación para Casing Head soldable.**

#### **1. Revisión pre-operacional.**

- ✓ Asegurar la correcta preparación de la soldadura.
- ✓ Verificar la compatibilidad de la conexión superior con la BOP.
- ✓ Asegurar la operatividad de las válvulas.
- ✓ Verificar la existencia de las herramientas y aditamentos en la locación.
- ✓ Confirmar que el tapón de prueba y el protector de taza se encuentren en sitio y correspondan al cabezal que se va a instalar.
- ✓ Inspeccionar el espacio de acoplamiento con el casing hanger (taza) y verificar el bore para flujo.

#### **2. Preparación del revestidor.**

- ✓ Revisar la elevación y la orientación del cabezal.
- ✓ Hacer corte inicial 12" por encima del punto del corte real.
- ✓ Drenar el fluido (lodo) del interior del casing a no menos de 12" del corte.
- ✓ Marcar y hacer corte final.
- ✓ Biselar la parte superior de la tubería de casing.

#### **3. Instalación del Casing Head**

- ✓ Remover el tapón del puerto de prueba.
- ✓ Levantar el cabezal cuidadosamente con herramientas adecuadas para ello.

- ✓ Asegurar la nivelación del cabezal.
- ✓ Acoplar el cabezal por la parte superior del tubo preparado y biselado.
- ✓ Revisar elevación y orientación.
- ✓ Asegurarse de que la conexión superior del cabezal este nivelada y centrada.
- ✓ Precalentar apropiadamente antes de soldar.
- ✓ Apuntalar el cabezal con 4 puntos de soldadura a 90° cada una.
- ✓ Revisar nuevamente el nivel.
- ✓ Poner 4 puntos de soldadura en la parte interna a 90° cada una.
- ✓ Revisar la temperatura de precalentamiento.
- ✓ Soldar en la parte interna del casing head.
- ✓ Revisar los puntos de soldaduras externos, si están Ok, soldar por fuera.
- ✓ Revisar el nivelado del cabezal.

#### **4. Procedimiento de prueba**

- ✓ Dejar que enfrié a temperatura ambiente (aprox. 90-100 °C)
- ✓ Inspeccionar visualmente la soldadura
- ✓ Conectar la bomba de prueba
- ✓ Probar al 80% del colapso del casing o la máxima presión de trabajo del Casing Head
- ✓ Inspeccionar visualmente la soldadura y establecer si hay fugas
- ✓ El tiempo de la prueba se determina por el plan de trabajo.
- ✓ Después de verificar que la prueba sea satisfactoria remover la bomba de prueba y colocar el tapón en el puerto de prueba.

## **B. Procedimiento de instalación de Casing Head Roscado.**

### **1. Preparación del revestidor**

- ✓ Revisar elevación y orientación del cabezal.
- ✓ Instalar herramienta para levantar el cabezal
- ✓ Aplicar lubricante o sellante para rosca en el pin del casing.

### **2. Instalación del Casing Head**

- ✓ Levantar el cabezal con herramienta adecuada.
- ✓ Asegurar la nivelación del cabezal.
- ✓ Colocar el cabezal en el extremo superior del tubo.
- ✓ Conectar y roscar el cabezal suministrándole el torque especificado por el fabricante.

## **5.2.2 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL CASING HANGER.**

### **A. Procedimientos de instalación de colgador de acción automática.**

#### **1. Revisión Pre-Operacional**

- ✓ Verificar que el tamaño del Casing Hanger compatible con el tamaño de la taza y del casing.
- ✓ Desarmar el colgador para limpieza e inspección de todos los componentes.
- ✓ Lubricar los sellos con grasa ligera o aceite y armar nuevamente el colgador.

- ✓ Verificar que el OD (Diámetro Externo) del casing está dentro de tolerancia API (si es posible, pre-seleccionar la junta (joint) con la que se bajara el colgador)
- ✓ Ubicar dos tablas de madera de igual espesor.

## **2. Procedimiento de Corrida**

- ✓ Asegurarse que no hay un casing collar (coupling o unión) en el área de la taza.
- ✓ Lavar e inspeccionar la taza si es posible.
- ✓ Colocar el casing en el peso deseado (tensionar).
- ✓ Colocar dos tablas contra el casing (opuestas).
- ✓ Separar el colgador y colocarlo alrededor del casing.
- ✓ Asegurar las dos mitades del colgador.
- ✓ Remover los tornillos retenedores de cuñas.
- ✓ Halar las dos tablas y permitir que el colgador caiga en la taza del cabezal
- ✓ Liberar el peso de la tubería para permitir que el colgador soporte el peso.
- ✓ Desarmar la BOP y hacer el corte bruto del casing.

## **B. Procedimiento para instalación de colgador de acción manual.**

### **1. Revisión Pre-Operacional**

- ✓ Aplica el procedimiento de revisión Pre-operacional para instalación del colgador de acción automática.

## **2. Procedimiento de Corrida**

- ✓ Aplica el procedimiento de Corrida para el colgador de acción automática.
- ✓ Después de desarmar la BOP y hacer el corte bruto del casing, se energiza mecánicamente los sellos de acuerdo a especificaciones del tipo de casing hanger y del fabricante.

## **C. Procedimiento de instalación de colgador tipo MANDREL.**

### **1. Revisión Pre-Operacional**

- ✓ Verificar que el tamaño del colgador (casing hanger) y las roscas son compatibles para la taza y sarta de tubería.
- ✓ Limpiar e inspeccionar visualmente las roscas del colgador, los sellos y las superficies de sello.
- ✓ Si se va a usar un landing sub (crossover), probar las roscas con el tubo de maniobra para verificar su compatibilidad.
- ✓ Verificar el área de sello (metal-metal).
- ✓ Determinar la elevación desde la mesa rotaria hasta la brida superior del cabezal para verificar el correcto asentamiento del colgador en la taza.

## **2. Procedimiento de Corrida.**

- ✓ Instalar Casing Hanger en la sarta de casing y aplicar torque a la rosca inferior de acuerdo a los requerimientos establecidos por el fabricante.
- ✓ Armar la herramienta landing joint (junta de bajada) y aplicar torque según especificaciones del fabricante. Estas deben ser menor que la aplicada para las conexiones del casing.
- ✓ Verificar que todos los prisioneros (si aplica para este tipo de casing hanger) están completamente retraídos.
- ✓ Bajar el colgador hasta la taza utilizando la herramienta landing joint (también llamado tubo de maniobra).
- ✓ Verificar asentamiento midiendo y comparando la elevación

### **5.2.3 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL CASING SPOOL.**

#### **1. Revisión pre-operacional.**

- ✓ Verificar la compatibilidad del tamaño del bore y las conexiones.
- ✓ Verificar compatibilidad de la conexión superior con la BOP.
- ✓ Inspeccionar el Top Bowl (taza superior) y medir el mínimo bore.
- ✓ Si es aplicable, verificar que el tapón para remoción de válvula (tapón VR) este instalado.
- ✓ Verificar funcionamiento operativo de las válvulas.
- ✓ Remover sello secundario, inspeccionarlo y limpiarlo
- ✓ Medir sello secundario para realizar medición del corte en el casing.
- ✓ Asegurar la existencia en sitio de las herramientas y aditamentos.

- ✓ Asegurar que el tapón de prueba y el protector de taza son del tamaño y modelo correctos.

## **2. Preparación del Revestidor**

- ✓ Después de colgar y levantar la tubería, se levanta la BOP.
- ✓ Hacer un corte bruto 12" por encima de lo planeado para corte final.
- ✓ Drenar el fluido en el interior del casing.
- ✓ Hacer corte final del casing.
- ✓ Esmerilar y biselar la parte superior del tubo.
- ✓ Poner grasa en la punta del tubo.

## **3. Instalación del Casing spool**

- ✓ Remover los tapones de los puertos de prueba y de inyección.
- ✓ Levantar el Casing Spool con la herramienta adecuada.
- ✓ Asegurar la nivelación del Casing Spool.
- ✓ Llenar el espacio vacío con aceite hidráulico.
- ✓ Orientar el Casing Spool de acuerdo al Casing Head.
- ✓ Bajarlo lentamente hasta asentarlos sobre el Casing head.
- ✓ Apretar los espárragos.

## **4. Procedimiento de prueba**

- ✓ Energizar los sellos secundarios al 80% del colapso del casing.
- ✓ Colocar la bomba para probar al puerto de prueba.
- ✓ Probar el área de sellos hasta el 80% del colapso del casing o hasta la presión de trabajo de la conexión superior.
- ✓ Inspeccionar visualmente si hay fugas.
- ✓ El tiempo de la prueba se determina por el plan de trabajo.

- ✓ Una vez halla finalizado la prueba satisfactoriamente, se libera presión y se retira la bomba de prueba e instala el tapón en su sitio.

#### **5.2.4 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DE TUBING HEAD.**

- ✓ Debido a que el tubing head es un cabezal que es montado directamente sobre el tubo, el procedimiento para realizar la instalación del casing head es aplicable para el tubing head.


#### **5.2.5 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DE TUBING SPOOL.**

- ✓ El tubing spool es instalado en la parte superior de un ensamble de cabezales de pozo, el procedimiento de instalación del casing spool es aplicable para el tubing spool.

### **5.3 SECUENCIA TÍPICA DE INSTALACIÓN DEL CABEZAL DE POZO Y ÁRBOL DE PRODUCCIÓN**

Para la instalación de un ensamble para un árbol de producción, se debe seguir una secuencia que en algunos casos es típica; dicha secuencia se inicia desde las operaciones de perforación hasta la puesta de producción del pozo. A continuación se muestra esta secuencia:

#### **SECUENCIA DE INSTALACIÓN DEL CABEZAL DEL POZO**

-  Instalar BOP sobre el casing conductor, perforar hasta profundidad para correr casing de superficie.

- ✚ Después de correr el casing de superficie, Instalar casing head sobre esta sarta de revestimiento.
- ✚ Realizar conexión de BOP sobre el casing de superficie.
- ✚ Instalar test plug para realizar prueba de presión entre la conexión superior del casing head y la BOP; se retira tapón una vez terminada la prueba para seguir con la instalación.
- ✚ Instalar protector de tasa con herramienta de corrida antes de seguir con la perforación, se retira herramienta de corrida.
- ✚ Perforar hasta profundidad deseada y se corre el revestidor intermedio.
- ✚ Levantar la BOP para asegurar el casing hanger, se coloca sobre dos pedazos de madera y se asegura alrededor del casing intermedio.
- ✚ Instalar casing hanger en la tasa, se suspende la tubería y se hace un corte inicial del casing intermedio.
- ✚ Una vez hecho el corte final del casing intermedio, se procede a biselar y se instala el casing spool.
- ✚ Energizar los sellos secundarios packoff de la tasa inferior del casing spool. (Solo aplicable para ensambles del casing spool con sellos packoff).
- ✚ Realizar prueba de presión para el casing spool: Se presuriza la conexión entre el casing spool y el casing head; también se presuriza

espacio entre el sello anular del casing hanger y el sello packoff de la tasa inferior del casing spool a través del puerto de prueba.

- ✚ Realizar conexión de BOP sobre el casing spool y se realiza prueba de presión usando un test plug.
- ✚ Realizar instalación de protector de tasa y se perfora hasta profundidad deseada.
- ✚ Realizar corrida del casing de producción; se levanta BOP para instalar el casing hanger en la taza del casing spool, el colgador se coloca sobre dos piezas de madera y se asegura alrededor de la sarta de tubería.
- ✚ Instalar tubing spool sobre el casing spool, realizar procedimiento recomendado por el fabricante para energizar los sellos secundarios (packoff).
- ✚ Realizar prueba de presión para el tubing spool: Se presuriza la conexión entre el casing spool y el tubing spool; En esta operación se presuriza el sello secundario packoff, la conexión de sello entre bridas y el sello anular del casing hanger.
- ✚ Instalar test plug para realizar prueba de presión entre la conexión superior del tubing spool y la BOP; se retira tapón una vez terminada la prueba para seguir con la instalación.
- ✚ Instalar protector de tasa para realizar limpieza del pozo con la sarta de perforación.

- ✚ Correr tubería de producción con válvula de seguridad y línea de control.
- ✚ Ensamblar junta de levantamiento para realizar instalación del tubing hanger.
- ✚ Asentar tubing hanger en la taza superior del tubing spool; se baja e instala válvula de contrapresión (BPV) con adaptador. (La válvula de contrapresión es instalada para contener la presión de los fluidos de producción mientras se inicia la instalación del árbol de producción).

### **SECUENCIA DE INSTALACIÓN DEL ÁRBOL DE PRODUCCIÓN.**

- ✚ Retirar la BPV, ensamblar el tubing adapter sobre el tubing spool (para el caso del ensamble con sello secundario packoff este se instala en la parte inferior de tubing adapter).
- ✚ Instalar válvula de dos vías (Two Way Check). Esta es la primera válvula de control de flujo instalada en el árbol, por lo cual se identifica como válvula máster.
- ✚ Instalar Tee o cruz de flujo.
- ✚ Instalar válvula de dos vías en la conexión superior de la TEE de flujo, esta válvula sirve para aislar el manómetro de la presión de los fluidos y permitir la entrada de herramientas hacia el fondo del pozo; esta la válvula se identifica como válvula Swab.
- ✚ Ensamblar tree Cap en la conexión superior de la válvula Swab, instalar manómetro en el acople con el tree cap.

- ✚ Instalar válvula en la conexión lateral de la TEE o cruz de flujo, esta es la segunda válvula de control de flujo y permite el paso de fluido procedente del pozo hacia la línea de flujo que hace parte del sistema de recolección; esta válvula se identifica como válvula Wing.
- ✚ Para el caso particular donde se requiera instalar válvula choke, esta se instala seguido de la válvula Wing y sirve para controlar el flujo hacia el sistema de recolección.

#### **5.4 CONTROL DE CALIDAD EN CABEZALES.**

En el mantenimiento de los cabezales de pozo se deben realizar pruebas de inspección, para asegurar niveles aceptables en el control de calidad que debe seguir la compañía operadora del campo de hidrocarburos. El equipo que se va a inspeccionar, probar, calibrar o examinar se puede identificar, controlar, calibrar y ajustar a unos intervalos especificados de acuerdo a parámetros especificados; ya sea por el manual del fabricante donde se mantengan los diferentes estándares internacionales reconocidos o por experiencia dada en la práctica.

#### **ELEMENTOS DE MEDICIÓN DE PRESIÓN**

- ✚ A estos elementos de medición se les realizan pruebas de calibración, donde dichos elementos deben tener una precisión de  $\pm 0,5\%$  sobre toda la escala.
- ✚ Estos elementos pueden ser recalibrados periódicamente con un medidor maestro, probando a un rango de 25%, 50% o 75% de la escala del medidor.

- ✚ Los intervalos de calibración se pueden basar en una repetitividad, para sostener un chequeo histórico de calibraciones hechas a los medidores. Los intervalos de calibración no pueden ser mayores a tres meses o se pueden modificar de acuerdo a recomendaciones dadas por el fabricante.

### **PERSONAL CALIFICADO PARA EL CONTROL DE CALIDAD**

Se debe contar con tres grupos de personal para el control de calidad en los equipos de cabezal, lo deben conformar:

1. Personal de Pruebas No Destructivas
2. Personal de exámenes visuales.
3. Inspectores de soldaduras.

Este personal debe demostrar capacidades, habilidades y conocimientos de acuerdo a estándares dados por la Normas Internacionales.

### **REQUERIMIENTOS PARA EL CONTROL DE CALIDAD**

Existen una serie de procedimientos sugeridos por la Norma ANSI/API 6A para asegurar un control de calidad, entre las principales pruebas se encuentran:

- ✚ Pruebas de tensión.
- ✚ Pruebas de impacto.
- ✚ Pruebas de dureza del material de construcción.

✚ Exámenes visuales.

✚ Chequeo de soldaduras.

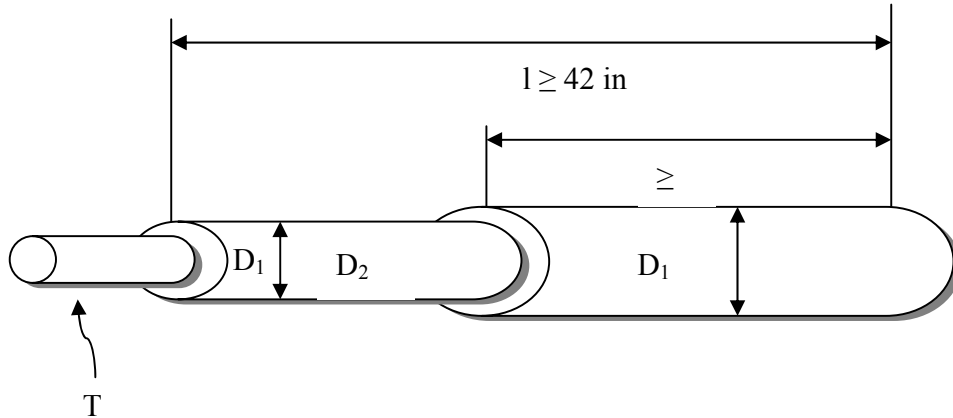
A cada parte del cabezal se le debe practicar estas pruebas y se debe tener en cuenta el material de fabricación, ya que se aplican otras pruebas si el ambiente de producción posee alto contenido de H<sub>2</sub>S.

### **ENSAMBLE DEL EQUIPO DEL CABEZAL**

Para asegurar la calidad del ensamble del equipo del cabezal se le realizan pruebas hidrostáticas al cuerpo del cabezal y pruebas de Drift que se realizan después que se han montado y estén operando todas las válvulas.

✚ Prueba de drift: consiste en pasar un mandril a través de la sección hueca de las válvulas y el cuerpo del cabezal de pozo, esta prueba se realiza después que las válvulas han sido probadas a condiciones de operación. Si el mandril pasa completamente sin ningún obstáculo a través de la sección hueca se da como aceptable la prueba. El mandril posee las siguientes especificaciones ya sea para probar válvulas o el cuerpo del cabezal:

Figura 60. Mandril para prueba de Drift en Arboles de pozo



Tomado y modificado de ANSI/API 6A

Donde:

T = Tomador o mango del mandril

l = Longitud mínima para arboles

Las medidas sugeridas para el mandril se especifican en la tabla 8.

✚ Prueba hidrostática al cuerpo del cabezal: se somete a una prueba hidrostática al ensamble del cabezal prioritariamente al envío de este a las facilidades en campo. El fluido de prueba generalmente es agua o agua con aditivos. Esta prueba consiste en tres partes

1. Período primario a una presión de espera
2. Reducción de la presión a cero.
3. Segundo periodo de presión de espera.

Los periodos de presión de espera no pueden ser menores a 3 minutos, se arranca la prueba hasta que se alcance la presión de prueba, luego se debe monitorear cada presión medida y mantener aislados los equipos por razones de seguridad. Al final de la prueba se debe determinar el rango de

operación del ensamble del cabezal, los rangos de operación de la prueba se dan en la siguiente tabla 9

Tamaño nominal del flange in	Tamaño nominal del hueco in	Longitud mínima L in	D <sub>1</sub> +0,027 in in	D <sub>2</sub> +0,027 in
1 13/16	1,81	3,00	1,78	1,52
2 1/16	1,81	3,00	1,78	1,52
2 1/16	2,06	3,00	2,03	1,90
2 9/16	2,56	3,00	2,53	2,35
3 1/16	3,06	3,06	3,03	2,88
3 1/6	3,12	3,12	3,09	2,88
4 1/16	4,06	4,06	4,03	3,83
5 1/6	5,12	5,12	5,09	4,97
7 1/16	6,00	6,00	5,97	5,85
7 1/16	6,12	6,12	6,09	5,97
7 1/16	6,38	6,38	6,34	6,22
7 1/16	6,62	6,62	6,59	6,47
7 1/16	7,06	7,06	7,03	6,91
9	9,00	9,00	8,97	8,85

Tabla 8. Medidas del mandril usado para pruebas de drift en cabezales de pozo.

Presión de trabajo Psi	Conexiones de entrada y salida					
	Tamaño nominal del Flanche in		Roscas de Tubing y Line pipe Psi	Roscas de Casing in		
	13 5/8 y pequeños	16 3/4 y grandes		4 1/2 a 10 3/4 Psi	11 3/4 a 13 3/8 Psi	16 a 20 Psi
2000	4000	3000	4000	4000	4000	2250
3000	6000	4500	6000	6000	4500	.....
5000	7500	7500	7500	7500	.....	.....
10000	15000	15000	15000	.....	.....	.....
15000	22500	22500	.....	.....	.....	.....
20000	30000	.....	.....	.....	.....	.....

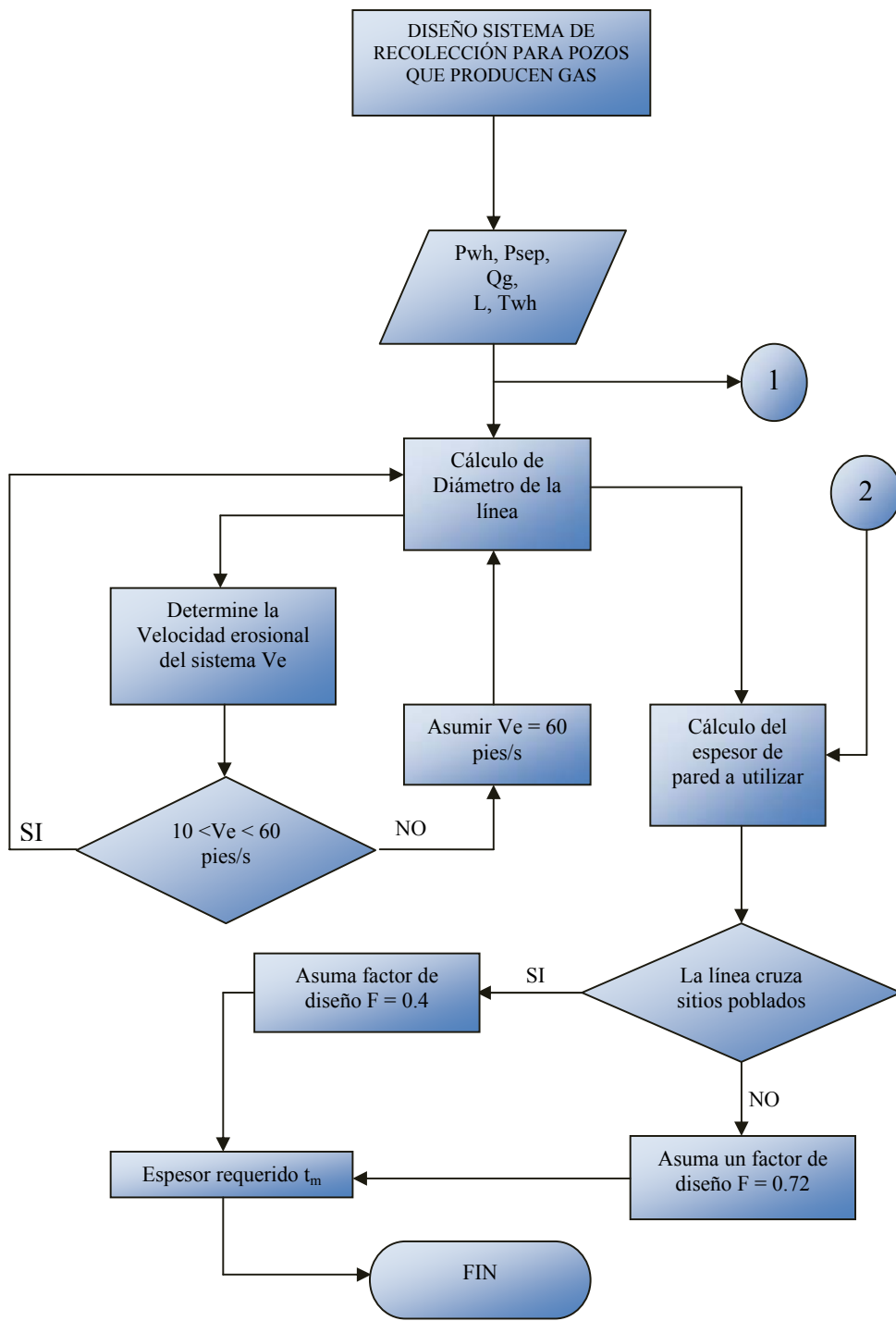
Tabla 9. Rangos de presión utilizables en la prueba hidrostática.

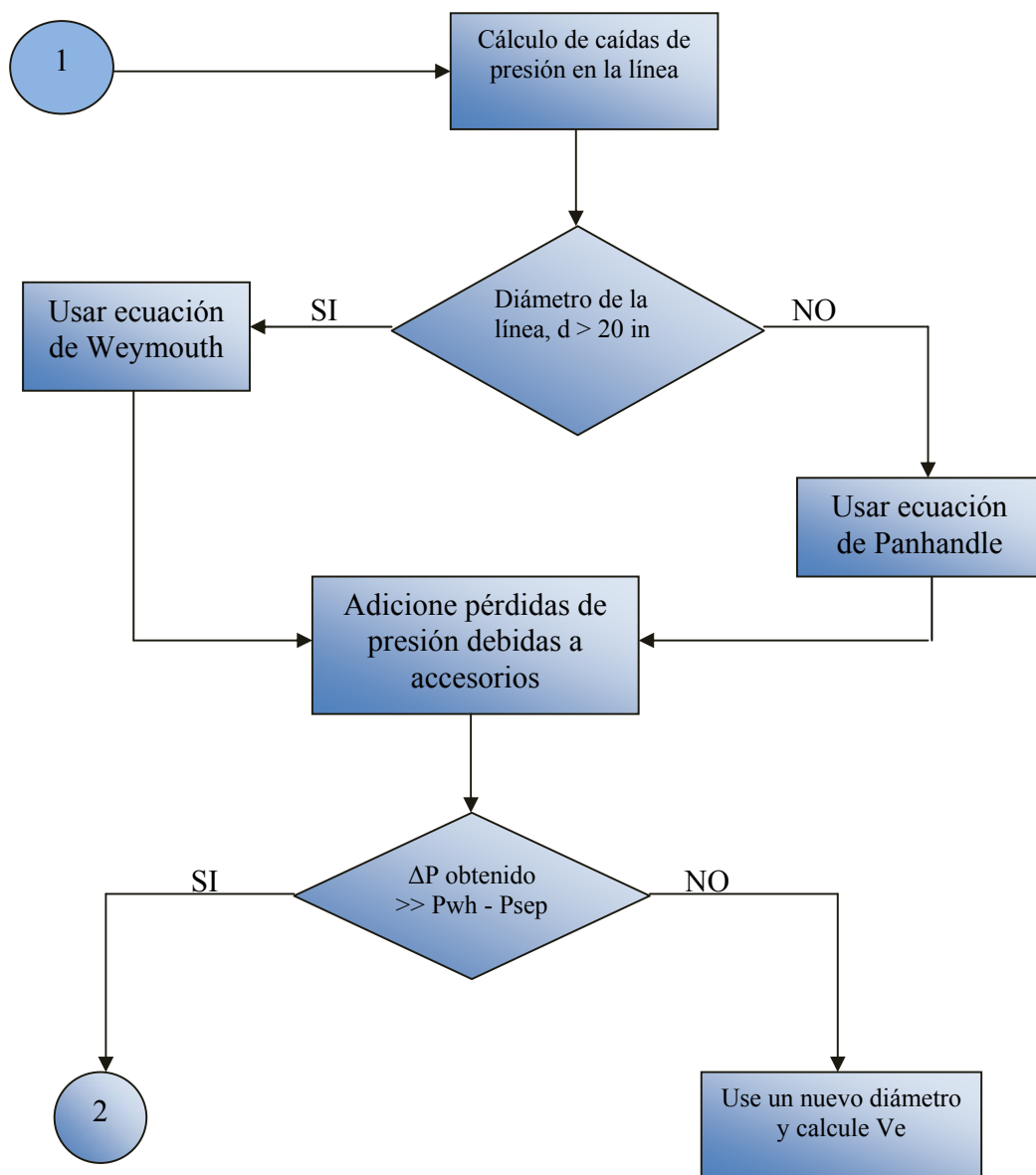
Es común que existan conexiones donde las entradas y salidas operan a diferentes presiones de trabajo para ciertos elementos que hacen parte del árbol, para realizar la prueba se usa el menor rango de presión de trabajo en la prueba hidrostática. Con esta prueba se pueden verificar los rangos de operación para válvulas tanto chokes como cheques y conectores cross-over.

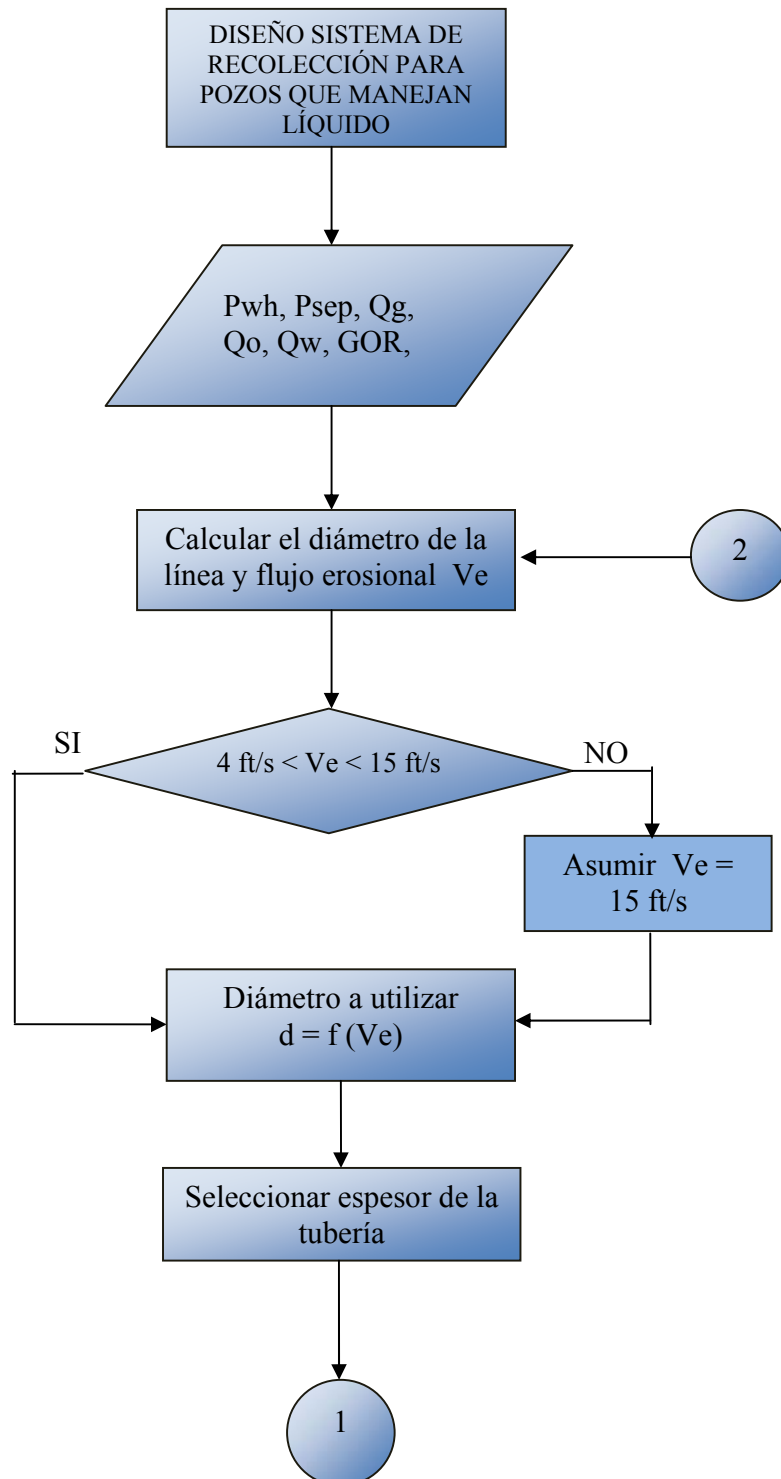
## **6. ESTÁNDARES GUÍA PARA CABEZALES DE POZO Y SISTEMAS DE RECOLECCION DE SUPERFICIE**

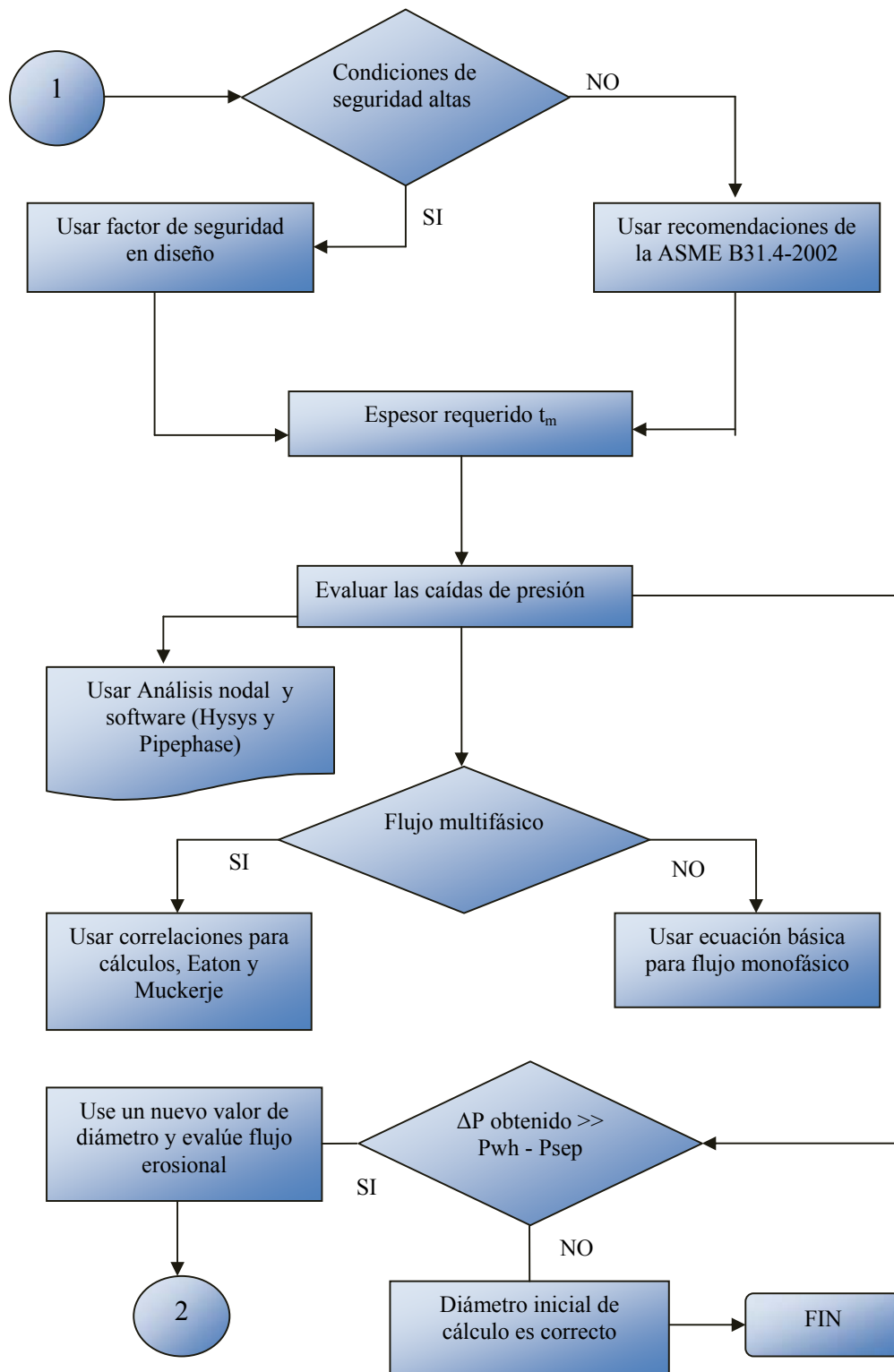
La necesidad de definir unos estándares guía que permitan el diseño, mantenimiento y operación de los cabezales, árboles de pozo y sistemas de recolección; aumentan la calidad en los diferentes procesos que desee implementar una organización. La ventaja de la implementación de estos estándares es el uso de Normas Internacionales que permiten dar confianza y seguridad en los diseños que se deseen implementar.

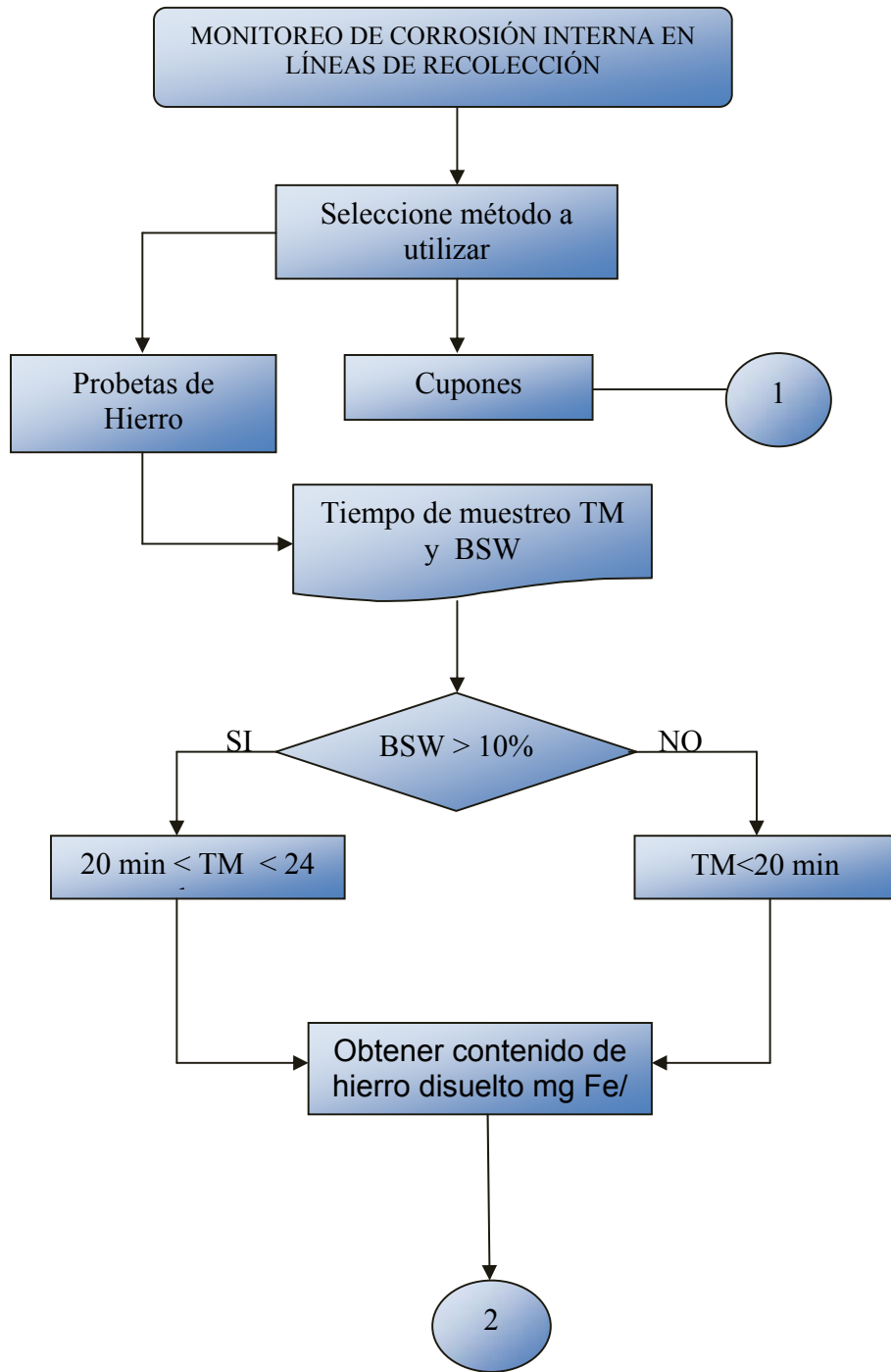
Con base en esto a continuación se muestran los estándares guía definidos en este proyecto como una serie de Diagramas de flujo que permitirán al Ingeniero de Producción y de Facilidades definir sus esquemas de recolección y los ensambles de árbol de pozo requerido para los levantamientos artificiales convencionales.

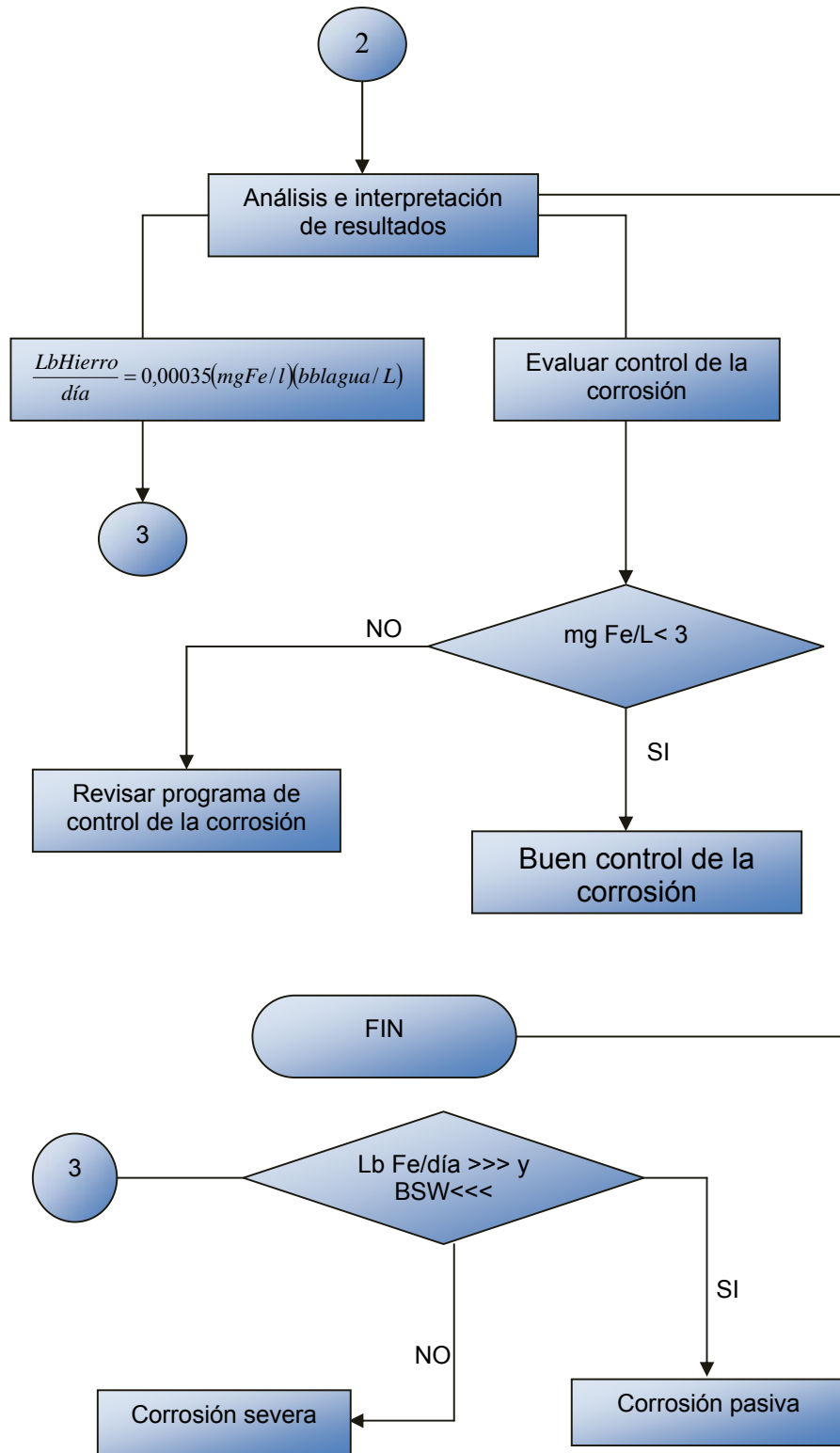


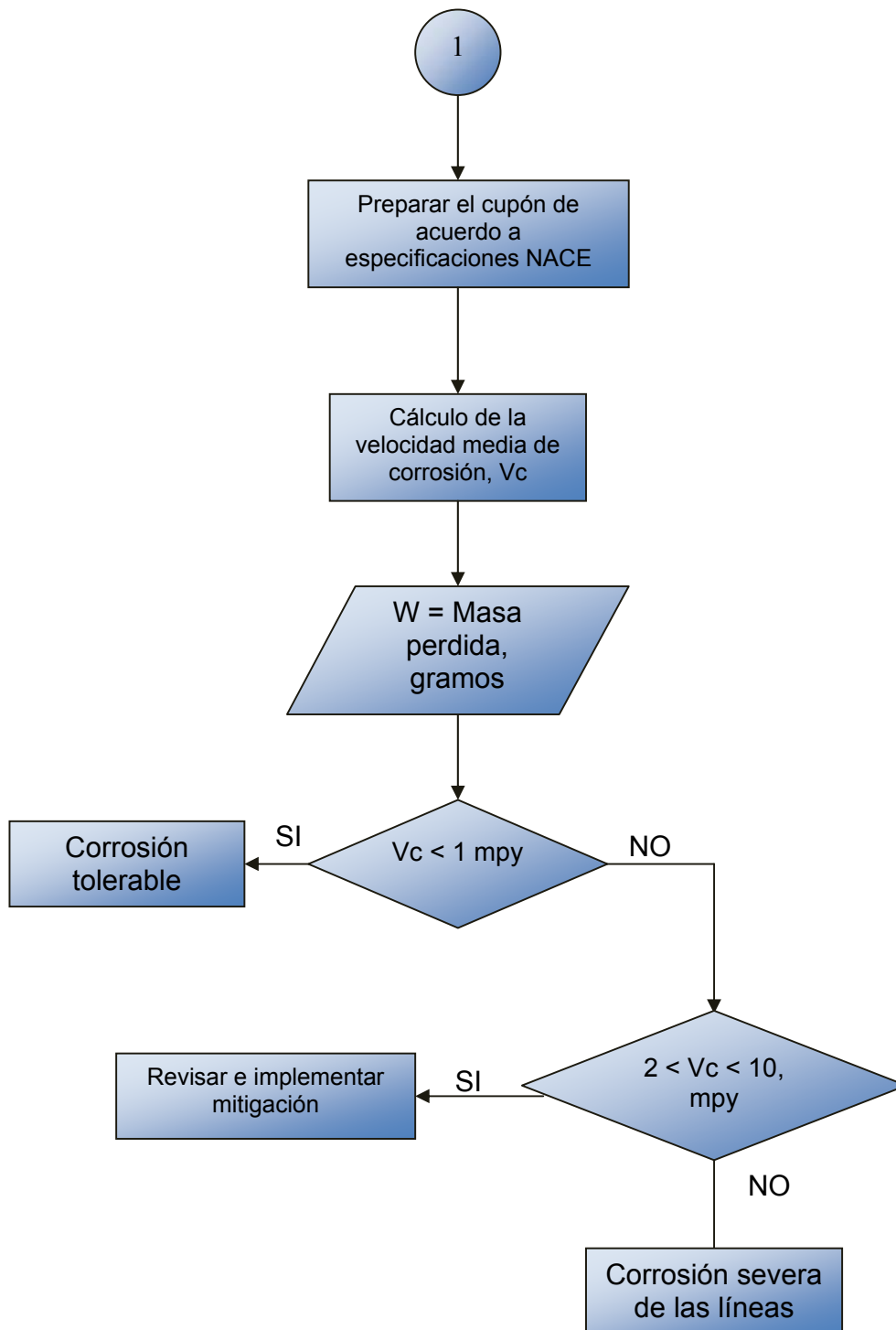


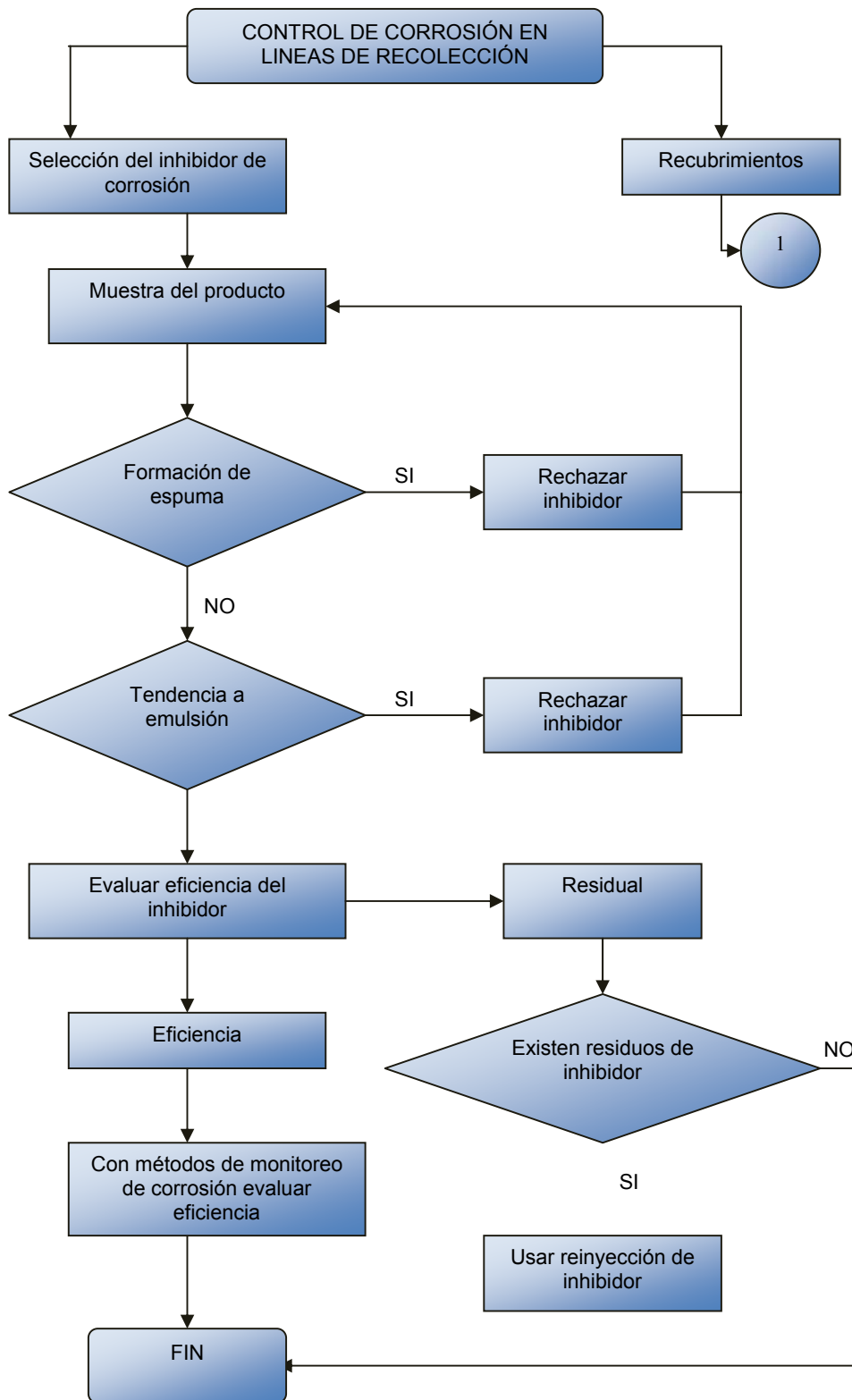


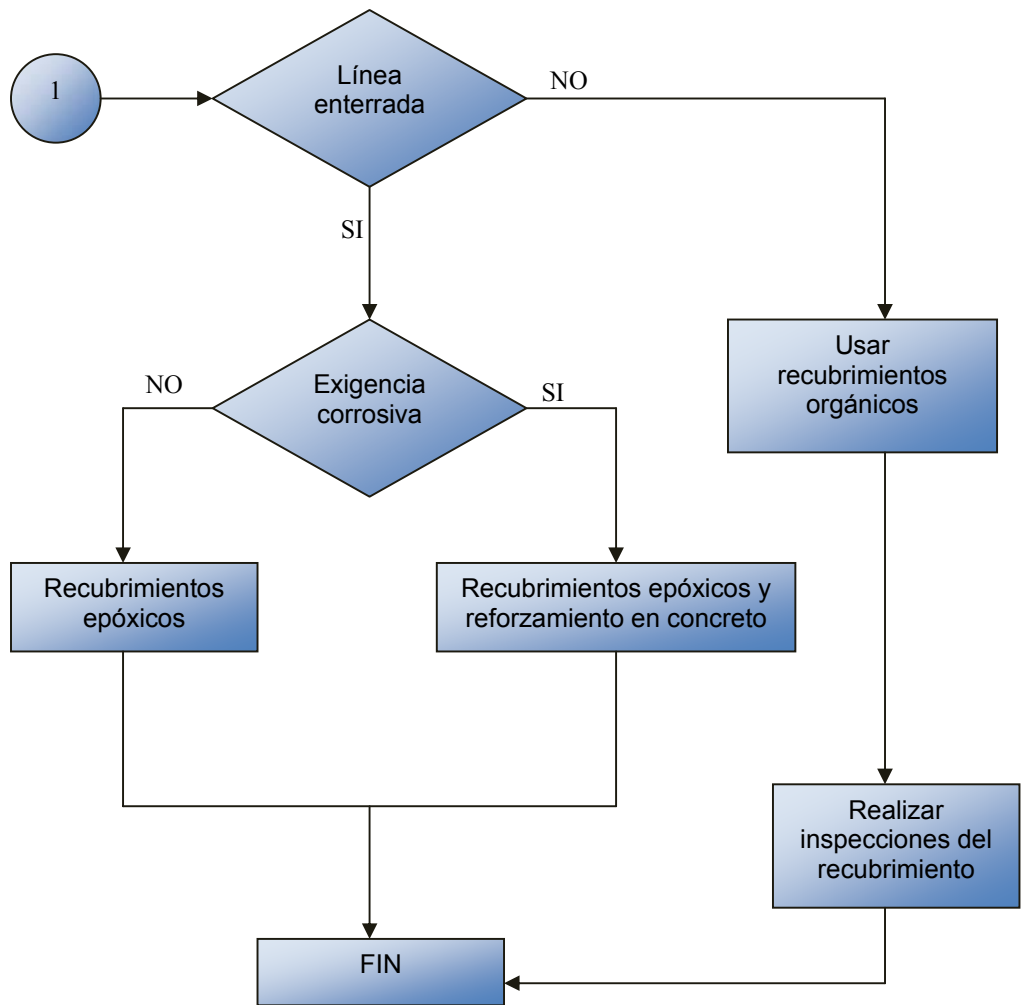


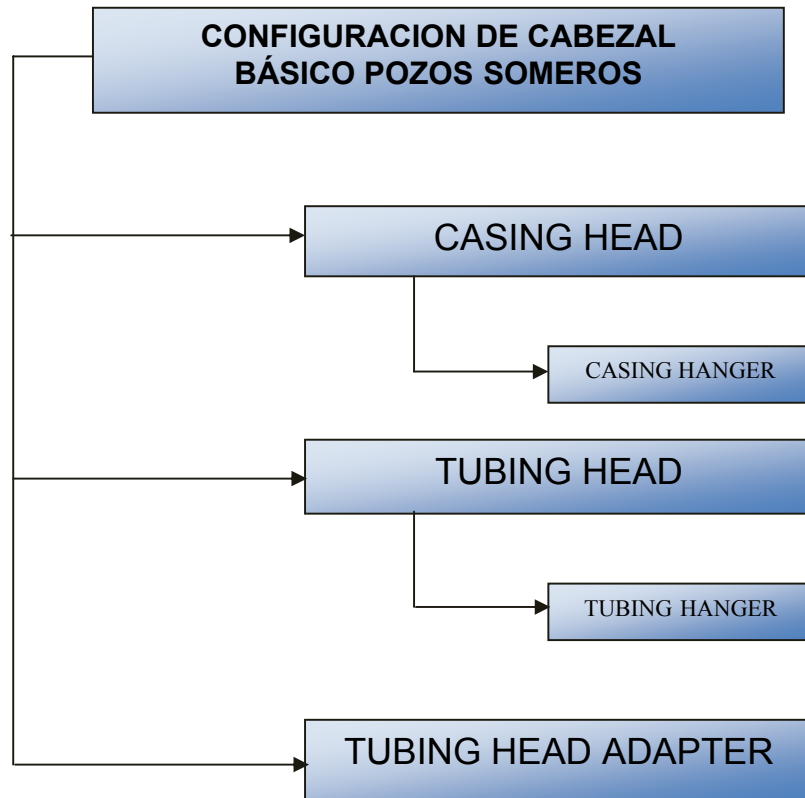


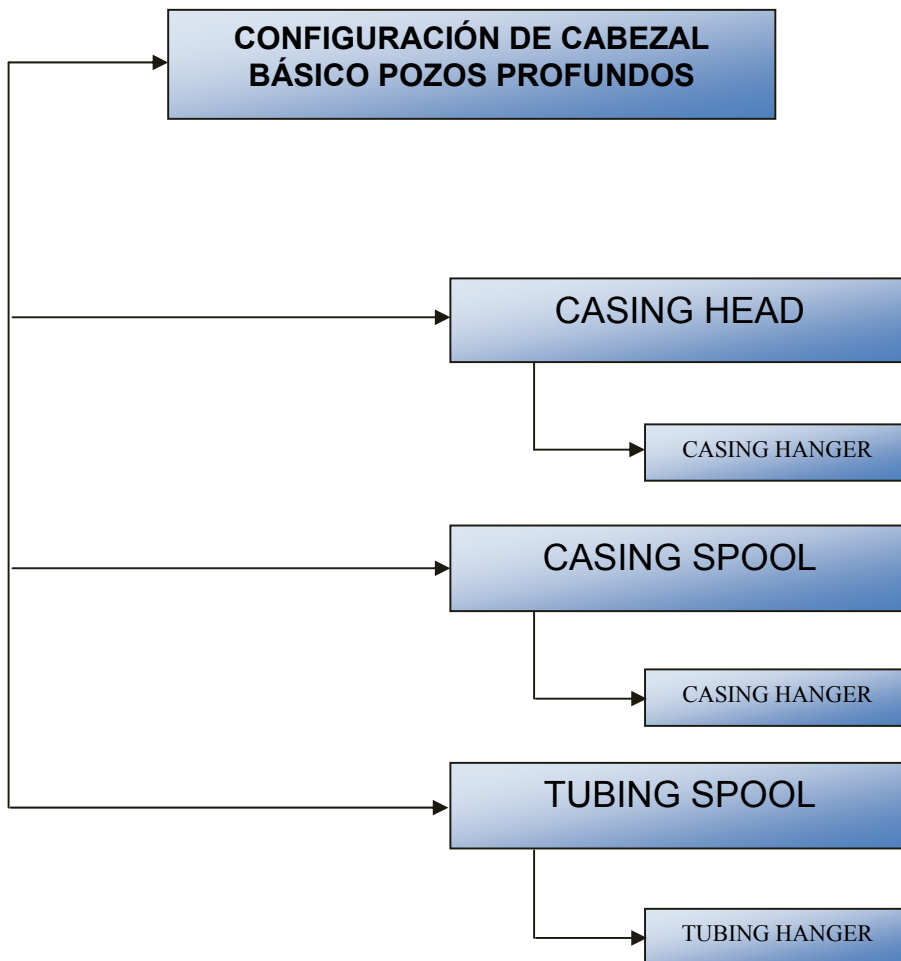




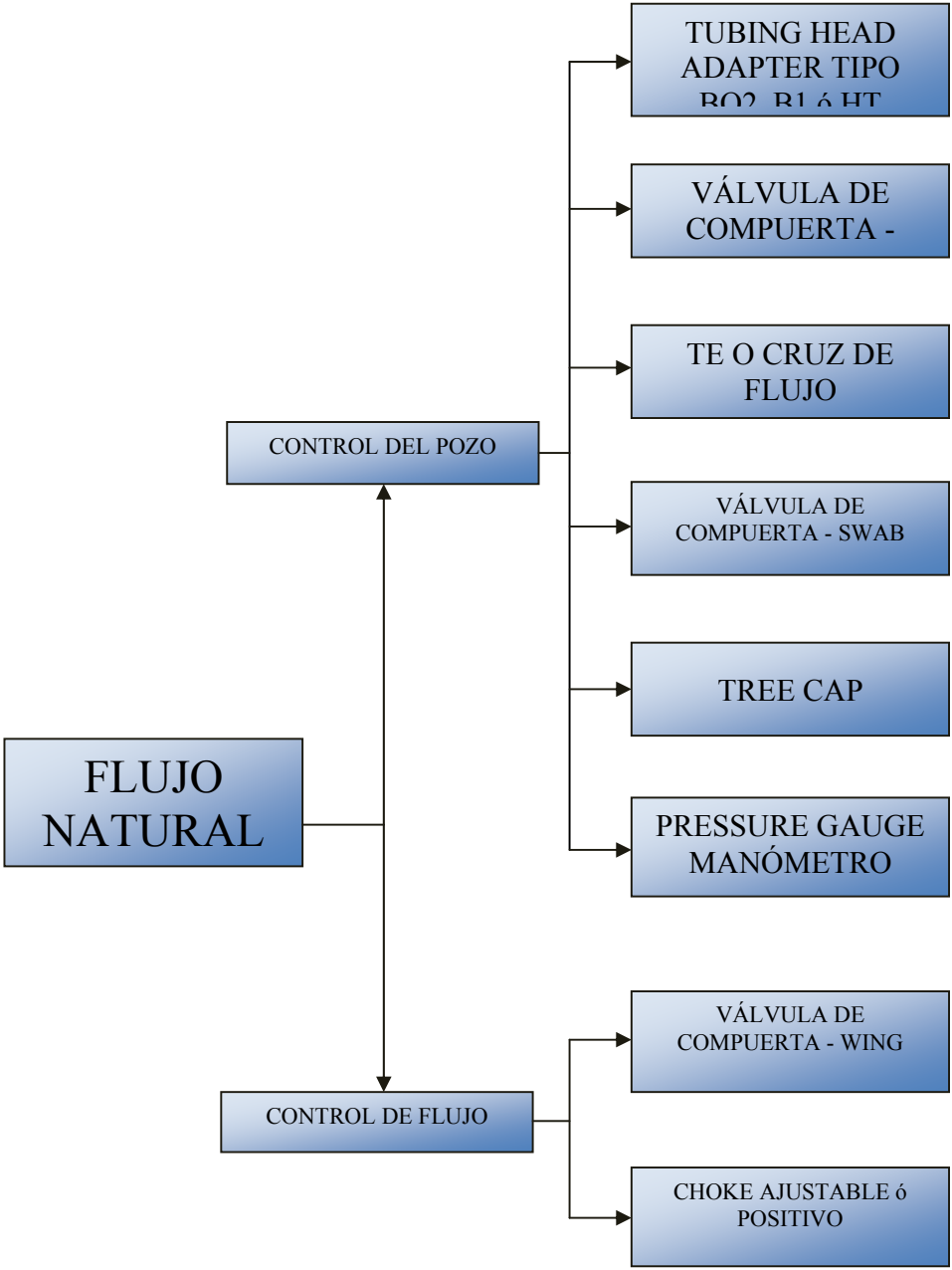


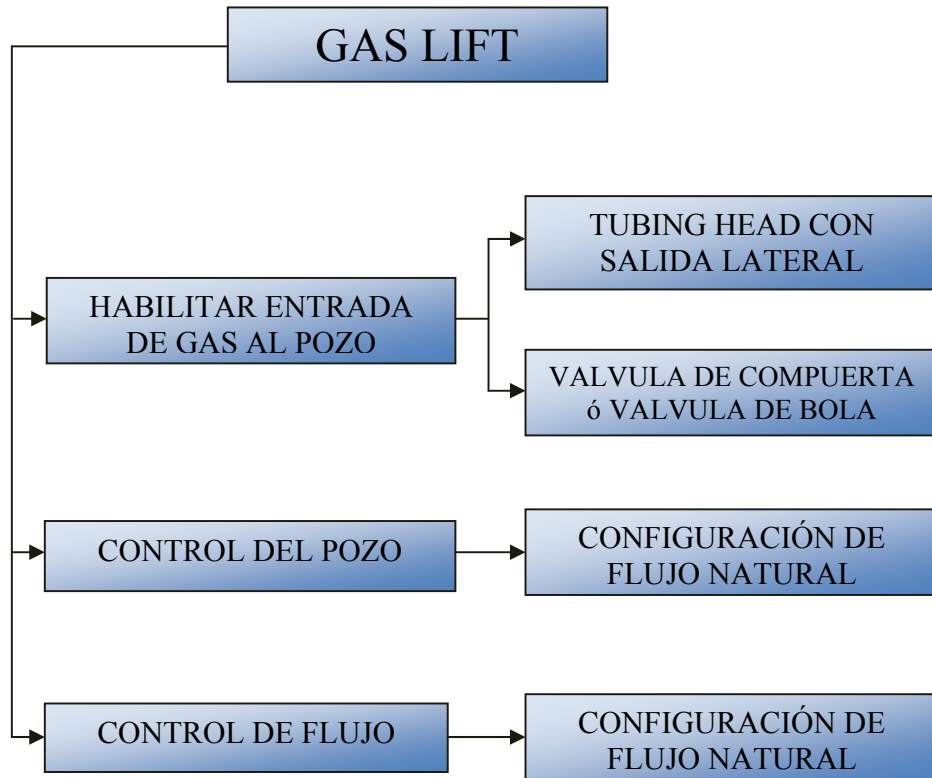


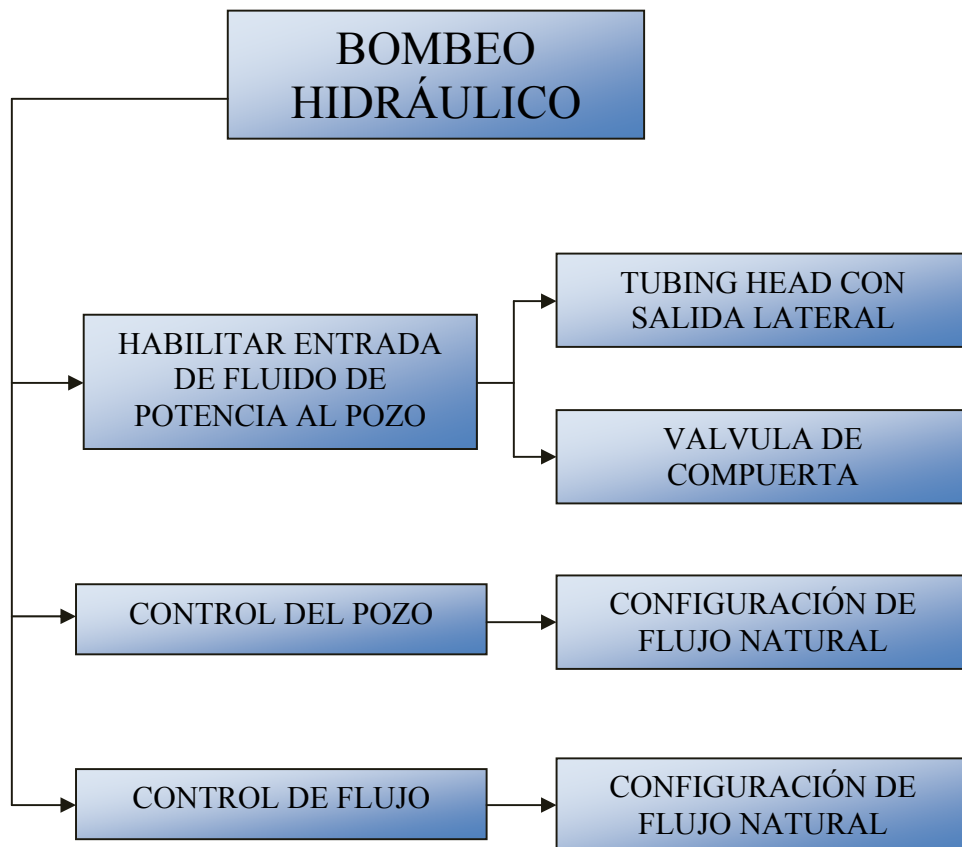


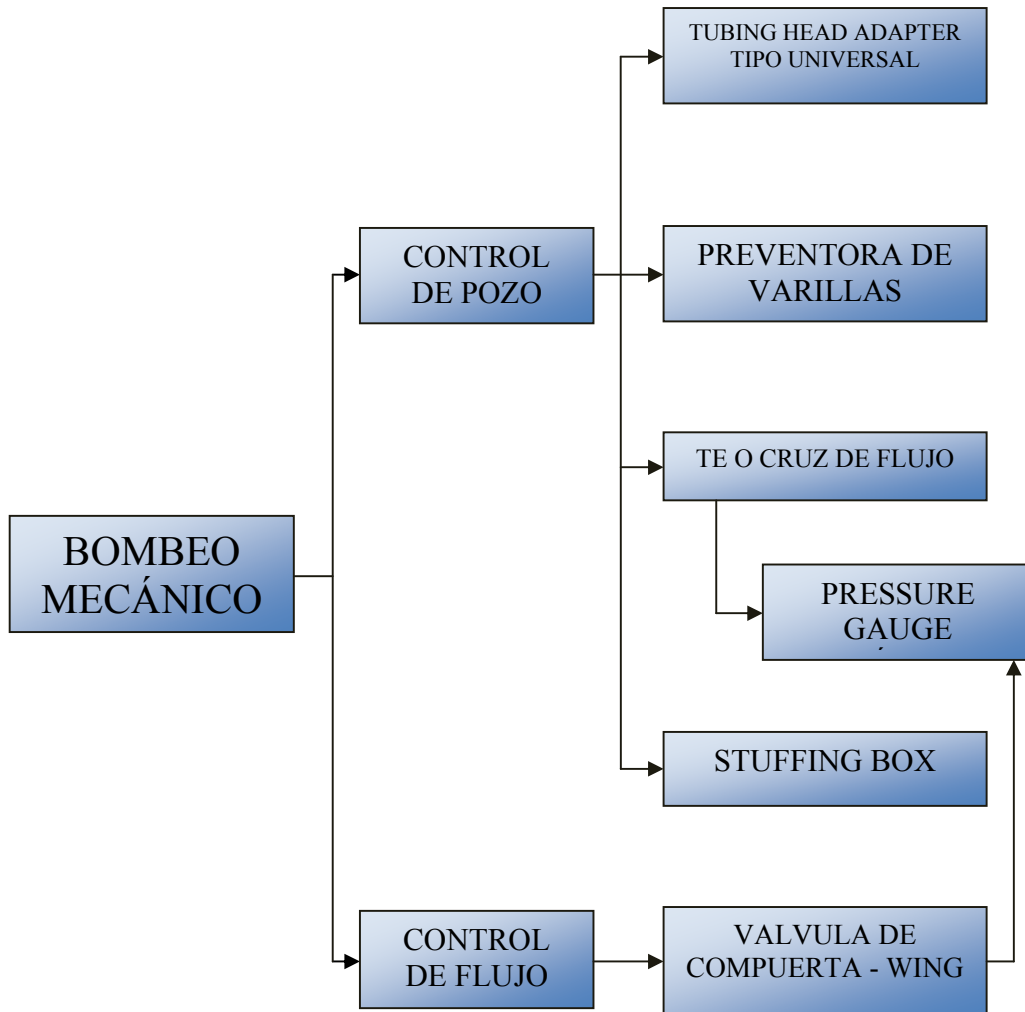


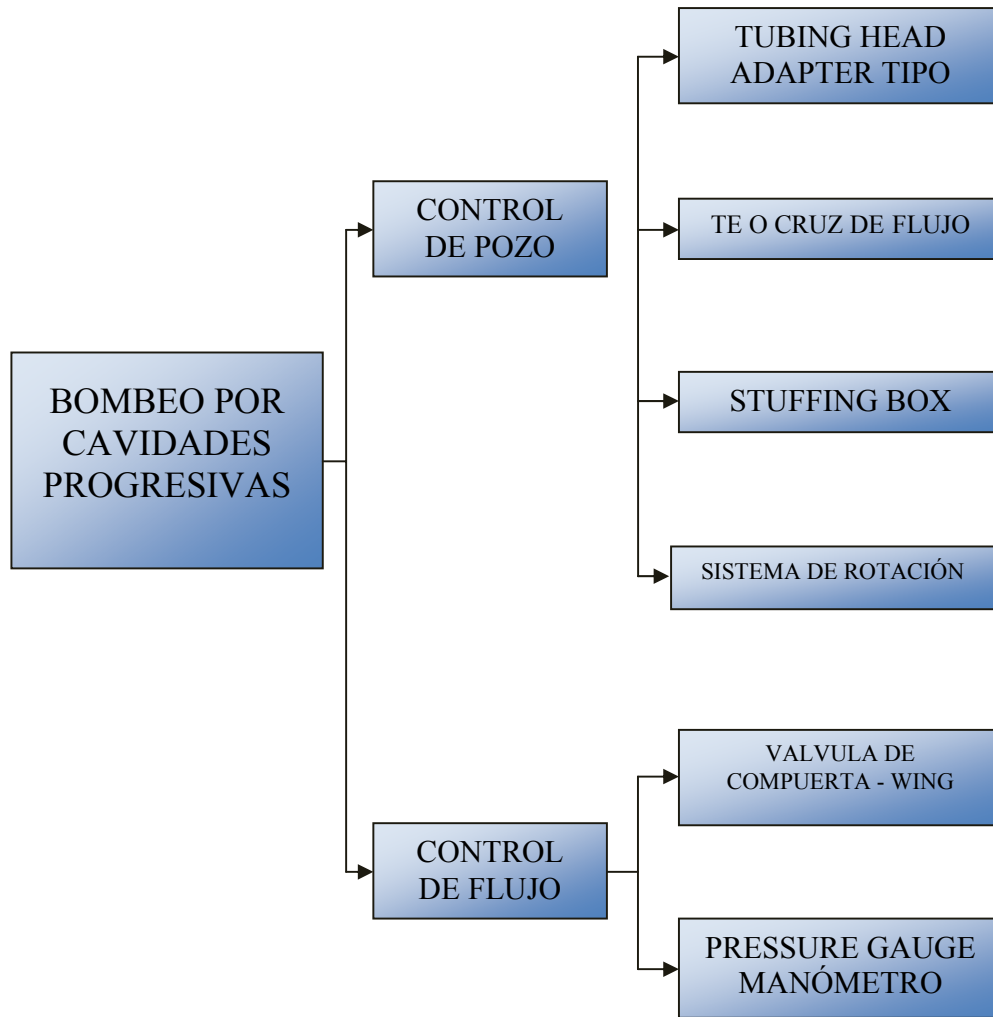
CONFIGURACIÓN ARBOL DE POZO  
PARA DIFERENTES TIPOS DE  
LEVANTAMIENTO

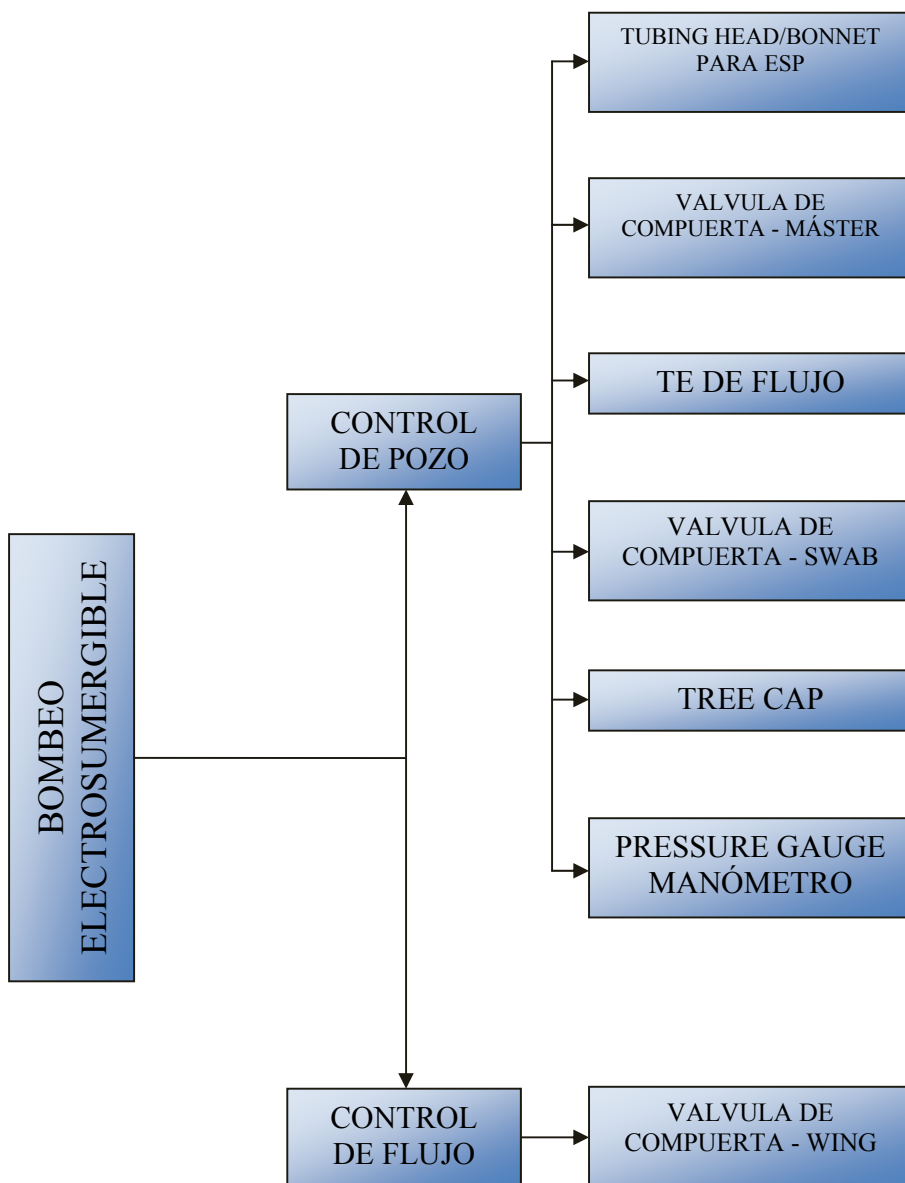












## CONCLUSIONES

El cálculo de las caídas de presión es un cálculo que puede llegar a ser muy complejo, esto se presenta en flujo multifásico y se requiere el manejo de ecuaciones y correlaciones especiales que han desarrollado diversos autores como Eaton y Muckerje.

El diseño de un sistema de recolección no se limita a escoger el diámetro y espesor de línea óptimo, se deben evaluar las caídas de presión con el fin de obtener las menores pérdidas y asegurar la máxima eficiencia del sistema con la capacidad instalada del proceso de separación inicial en el tratamiento de hidrocarburos. Esto se logra teniendo en cuenta las recomendaciones brindadas para el diseño de sistemas de recolección.

El trazado correcto de un sistema de recolección es afectado por diversos factores, en especial la topografía y el máximo aprovechamiento de la energía gravitacional disponible. Se recomienda el uso de Software especializado para la evaluación de todo el sistema de recolección y las posibles alternativas que se pueden generar en la vida productiva del campo, como el cierre de algunos pozos y la puesta en producción de nuevos pozos.

En el diseño de los ensambles necesarios para un cabezal y árbol de pozo, es indispensable tener en cuenta la información del completamiento utilizado en el pozo; el diámetro usado en la tubería de revestimiento y en la sarta de producción, además de la máxima presión de trabajo que limita la operación del ensamble; ya que se pueden generar problemas de fugas que ponen en riesgo el medio ambiente y la integridad de los trabajadores. Dependiendo del levantamiento usado en el pozo, la conversión o adaptación hacia otro sistema de levantamiento no genera tantos traumatismos, ya que los

ensambles estándar desarrollados dan agilidad en el diseño y en la puesta en funcionamiento en el menor tiempo posible.

La implementación de normas internacionales en la operación y mantenimiento de los equipos implicados en la cabeza de pozo y el sistema de recolección dan un valor agregado al proyecto de producción, debido a que se pueden evitar problemas de corrosión y de incrustaciones; ya que se pueden generar pérdidas considerables en la producción de un pozo hasta llegar a afectar la producción global de un campo en cuestión de días si no se toman en cuenta medidas para el control y mitigación de la corrosión y la presencia de incrustaciones en las líneas de recolección.

## BIBLIOGRAFIA

1. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil - Handling Systems and Facilities. Segunda Edición. Vol.1. USA. 1986
2. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE & AMERICAN NATIONAL STANDAR INSTITUTE, Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment. ANSI/API 6A-ISO 10423. Diecinueveava Edición. Washington D.C. Julio, 2004.
3. ABB VETCO GRAY, Cabezales de Superficie y Equipo de Producción. Manual de Entrenamiento. Venezuela. Abril, 2003.
4. WELLHEAD DISTRIBUTORS INT'L. API 6A Wellhead Equipment and Gate Valves. USA. 2005
5. DELTA CORPORATION. Conventional Surface Wellheads. Doha, Qatar.
6. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Specification for linepipe. API 5L. 42ª Edición. Washington D.C. Julio, 2000.
7. THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Pipe Flanges and Flanged Fittings. ASME B16.5-2003. USA. 2004

8. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended Practice for Measurement of Multiphase Flow. Primera Edición. USA. Septiembre, 2005
9. OILFIELD REVIEW, La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. Otoño. 1998.
10. VALVE SELECTION HANDBOOK.
11. BECERRA SALAMANCA, Fernando. Facilidades de Producción en Campos Petroleros. Seminario-Taller Elite Training. Bogotá. Febrero, 2007.
12. MANOTHERM BEIERFELD GMBH. Manómetros; Selección, Configuración de los Instrumentos de Medición, Instrucciones de montaje y de Trabajo. Décima Edición. Germany. 2000
13. PEMEX. Manómetros. NFR-164. México D.F. Febrero, 2007.
14. PEMEX. Protección con recubrimientos anticorrosivos a instalaciones superficiales de ductos. NFR-003. México D.F. Junio, 2003.
15. PEMEX. Protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y sumergidas. NFR-021. México D.F. Diciembre, 2001.

16. PEMEX. Protección interior de ductos con inhibidores. NFR-005. México D.F. Diciembre, 2000.

17. NACE INTERNATIONAL, Monitoring corrosion in Oil and Gas Production with Iron Counts. Nace Standar RP0192-98. Item No. 21053. Houston. 1998.

18. NACE INTERNATIONAL, Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. Nace Standar RP0775-99. Item No. 21017. Houston. 1999.

19. NACE INTERNATIONAL, Steel-Cased Pipeline Practices. Nace Standar RP0200-2000. Item No. 21091. Houston. 2000.

20. CHERNY INDUSTRIES, Catalog Mark II.

21. BIGTEX OILFIELD EQUIPMENT, Catalog.

## ANEXO A

### COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERIAS HORIZONTALES

Debido a que en superficie el fluido de producción va a contener gas libre, aceite y agua libre, los cálculos para determinar la caída de presión con la distancia se hacen más complicados por la presencia tanto de la fase líquida como gaseosa. La complicación se presenta con las propiedades del fluido pues son dependientes de la presión y la temperatura de la línea, haciendo que los volúmenes medidos y las velocidades cambien con cada tramo de la línea.

A continuación se darán una serie de definiciones y ecuaciones prácticas que nos ayudarán en el diseño de líneas de recolección de superficie.

#### A.1 NUMERO DE REYNOLDS

El número de Reynolds es un parámetro adimensional que consiste en un cociente entre las fuerzas inerciales a las fuerzas viscosas, este número generalmente se expresa de la siguiente forma:

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}$$

Ecuación 19.

Donde:

Re = Número de Reynolds, adimensional

$\rho$  = Densidad del fluido, lb / pie<sup>3</sup>

$\mu$  = Viscosidad del fluido, lb / pie-segundo

D = Diámetro de la tubería, pies

V = Velocidad media del fluido, pies / segundo

El número de Reynolds se puede expresar en unidades de campo más útiles, para su correspondiente aplicación:

$$Re = \frac{92.1(SG)Q_l}{d\mu}$$

Ecuación 20.

Donde:

SG = Gravedad específica del fluido relativa al agua

Q<sub>l</sub> = Caudal de líquido, bpd

d = Diámetro de la tubería, pulgadas

μ = Viscosidad del fluido, cps

Para líneas con flujo de gas, el Reynolds se puede calcular de la siguiente forma:

$$Re = \frac{20,100Q_g S}{d\mu}$$

Ecuación 21.

Donde:

Q<sub>g</sub> = Caudal de gas, MMSCFD

S = Gravedad específica del gas a condiciones estándar

d = Diámetro interno de la tubería, pulgadas

μ = Viscosidad del gas, cp.

El número de Reynolds es muy útil para describir el régimen de flujo, para flujo monofásico existen dos tipos de regímenes: laminar y turbulento. Ingenierilmente se ha establecido que para  $Re < 2100$  se considera flujo laminar y para  $Re > 4000$  se trabaja como flujo turbulento. Para Reynolds intermedios entre 2100 – 4000 se presenta un régimen de transición aunque algunos investigadores recomiendan trabajar como si fuera un régimen turbulento.

## A.2 ECUACION GENERAL DE ENERGIA

El teorema de Bernoulli busca expresar la energía contenida en un fluido en términos de la energía potencial contenida en un equivalente de cabeza de una columna de fluido, este teorema es la base principal para predecir las caídas de presión en sistema de tuberías; generalmente se expresa así:

$$Z_1 + \frac{144P_1}{\rho_1} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{144P_2}{\rho_2} + \frac{V_2^2}{2g} + H_L$$

Ecuación 22.

Donde:

Z = Elevación de la cabeza, pies

P = Presión, psi

$\rho$  = Densidad del fluido, lb / pie<sup>3</sup>

V = Velocidad, pies / segundo

G = Constante de aceleración

H<sub>L</sub> = Pérdidas por fricción, pies

Esta ecuación asume que no se agrega energía en forma de calor al sistema y tampoco se realiza trabajo sobre los alrededores, se asume estado estable y expresa la diferencia de energía entre dos puntos de una línea de tubería.

El término de pérdidas por fricción ha sido expresado por Darcy – Weisbach<sup>6</sup>, que afirma que la cabeza de pérdidas entre dos puntos es proporcional a la velocidad del fluido e inversamente proporcional al diámetro de la tubería, esto se cumple si la tubería posee una sección transversal circular y que este completamente llena, matemáticamente las pérdidas por fricción se puede expresar así:

$$H_L = \frac{fLV^2}{2gD}$$

Ecuación 23.

Donde:

$H_L$  = Pérdidas por fricción, pies

$L$  = Longitud de la línea, pies

$D$  = Diámetro de la tubería, pies

$V$  = Velocidad del fluido, pies / segundo

$f$  = Factor de fricción

En muchas baterías de recolección los cambios por elevación y velocidad se pueden despreciar, esto permite obtener una expresión más simplificada para determinar la caída de presión entre dos puntos en una tubería. Afirmando esto la ecuación 4. se puede reducir a:

$$\Delta P = 0.0013 \frac{f\rho LV^2}{d}$$

Ecuación 24.

Donde:

$\Delta P$  = Pérdidas por fricción en tubería horizontal, psi

---

<sup>6</sup>ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986. Pág. 248.

### A.3 FACTOR DE FRICCIÓN DE MOODY

Es el factor que acompaña el término de la caída de presión se denomina factor de fricción de Moody que se calcula con correlaciones conocidas o con el diagrama de resistencia de Moody<sup>7</sup>.

El factor de fricción se puede expresar en términos del número de Reynolds y de la rugosidad relativa de la tubería  $\epsilon/D$ , para flujo laminar el factor de fricción es únicamente función del Re:

$$f = \frac{Re}{64}$$

Ecuación 25.

Para flujo turbulento el factor de fricción es función del Reynolds y de la Rugosidad relativa.

### A.4 FLUJO DE ACEITE EN TUBERIAS HORIZONTALES

Si sólo fluye una fase líquida sin gas presente en la línea se puede hacer un tratamiento de flujo monofásico, teniendo claro este punto se puede utilizar la ecuación 6. y modificarla a unidades de campo para hacerla más práctica:

$$\Delta P = 11.5 \times 10^6 \frac{fLQ_L^2(SG)}{d^5}$$

Ecuación 26.

---

<sup>7</sup>ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986. Pág. 250.

Donde:

$\Delta P$  = Caída de presión, psi

$f$  = Factor de fricción de Moody, adimensional

$L$  = Longitud de la línea, pies

$Q_L$  = Caudal de aceite, bpd

$SG$  = Gravedad específica del aceite relativa al agua

$d$  = Diámetro interno de la línea, pulgadas

Se debe notar que la solución de esta ecuación no es directa dado que el factor de fricción es función del Reynolds y este depende del diámetro de la línea. Se recomienda usar un método iterativo para calcular el Re y dar solución al sistema. Esta ecuación se usa principalmente para determinar el diámetro necesario para una línea que trabaja a un caudal y caída de presión preestablecidas.

## **A.5 FLUJO DE GAS EN TUBERIAS HORIZONTALES**

Para flujo de gas se ha desarrollado diferentes ecuaciones de flujo que se basan principalmente en el factor de fricción de Moody y presentan diferentes soluciones para el cálculo de diámetros de línea a usar. A continuación se presentan las ecuaciones de flujo de gas mas utilizadas.

### **A.5.1 ECUACION DE WEYMOUTH**

Esta ecuación trabaja para números de Reynolds altos, haciendo que el cálculo del factor de fricción de Moody sea casi independiente del Reynolds y totalmente dependiente de la rugosidad relativa de la tubería.

La ecuación de Weymouth en unidades de campo se expresa así:

$$Q_g = 1.11d^{2.67} \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2}{LSZT_1} \right]^{1/2}$$

Ecuación 27.

Donde:

$Q_g$  = Caudal de gas, MMSCFD

$d$  = Diámetro interno de la línea, pulgadas

$P_1, P_2$  = Presión en los puntos 1 y 2 respectivamente, psia

$L$  = longitud de la línea, pies

$S$  = Gravedad específica del gas

$T_1$  = temperatura del gas de entrada a la línea, °R

$Z$  = Factor de Compresibilidad del gas

Esta ecuación es recomendada para líneas de recolección de gas donde se tienen altas caídas de presión en longitudes cortas de tubería (velocidades muy altas), pues allí la turbulencia es alta y esta ecuación aplica muy bien. Entonces esta ecuación se puede usar para el diseño de líneas de recolección en pozos de gas que se verá mas adelante.

### **A.5.2 ECUACION DE PANHANDLE**

Esta ecuación permite representar el flujo parcialmente turbulento para flujo de gas en una línea con poca rugosidad, el factor de fricción de Moody se representa por una línea recta de la siguiente forma:

$$\log f = n \log Re + \log C$$

Ecuación 28.

Esta ecuación permite trabajar dos zonas, para Números de Reynolds en el rango de  $5 \times 10^6$  hasta  $11 \times 10^6$  asume un  $n=0.146$ , y para Reynolds muy altos donde esta totalmente desarrollado el flujo turbulento asume un  $n=0.039$ .

Para  $n=0.146$ , la ecuación de Panhandle se expresa así:

$$Q_g = 0.020 E \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0.853} Z T_1 L_m} \right]^{0.059} d^{2.62}$$

Ecuación 29.

Para  $n=0.039$ , la ecuación de Panhandle se expresa así:

$$Q_g = 0.028 E \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0.961} Z T_1 L_m} \right]^{0.51} d^{2.53}$$

Ecuación 30.

Ambas ecuaciones manejan un factor E que corresponde a la Eficiencia o condiciones de operación de la tubería, puede tomar los siguientes valores E:

- ✚ 1.0, para tubería nueva
- ✚ 0.95, para condiciones de operación buenas
- ✚ 0.92, para condiciones de operación regulares
- ✚ 0.85, para condiciones de operación desfavorables

La ecuación de Panhandle es útil para líneas con gran diámetro y de trayectos muy largos, caso de gasoductos o líneas de recolección que posean grandes distancias y gran conducción de gas.

### A.5.3 ECUACION DE SPITZGLASS

Esta ecuación es útil para líneas de gas que trabajan con presiones muy cercanas a la atmosférica y asume las siguientes consideraciones: las propiedades del gas se toman a 520°R y la caída de presión es menor del 10% de la presión de entrada a la línea, de esta forma la ecuación se expresa de la siguiente forma.

$$Q_g = 0.09 \left[ \frac{\Delta h_w d^5}{SL \left( 1 + \frac{3.6}{d} + 0.03d \right)} \right]^{1/2}$$

Ecuación 31.

Donde:

$\Delta h_w$  = Pérdidas de presión, pulgadas de agua

Esta ecuación es útil para líneas de gas que se utilizan para venteo ya sea en los pozos o en los separadores.

### A.6 PERDIDAS DE PRESIÓN EN ACCESORIOS

Debido al uso obligatorio de válvulas y otros accesorios en las líneas de recolección con el fin de controlar las condiciones de operación, se deben calcular las caídas de presión adicionales por estos aditamentos en el sistema de recolección. Para lograr esto se usan los coeficientes de resistencia y el método de las longitudes equivalentes<sup>8</sup>, a continuación se dará en detalle las ecuaciones utilizadas para calcular las caídas de presión en válvulas y accesorios:

---

<sup>8</sup>Ibíd., pág. 56.

La ecuación principal hace uso de los coeficientes de resistencia  $K_r$  que es un número adimensional y es función del Reynolds, la rugosidad de la pared del accesorio y la geometría del sistema:

$$\Delta P_a = K_r \frac{\rho V^2}{2g_c}$$

Ecuación 32.

Donde:

$\Delta P_a$  = Caída de presión por válvula o accesorio, psi

$K_r$  = Coeficiente de resistencia al flujo, adimensional

$\rho$  = Densidad del fluido, lb /pie<sup>3</sup>

$V^2$  = Velocidad media de flujo, pie / s

$g_c$  = Constante gravitacional

Además el coeficiente de resistencia al flujo se relaciona con el Reynolds y la geometría así:

$$K_r = \frac{fL}{d}$$

Ecuación 33.

Donde:

$f$  = factor de fricción de Moody, adimensional

$L$  = Longitud en dirección de flujo del accesorio, pies

$d$  = diámetro del accesorio, pulgadas

Las longitudes equivalentes se adicionan al tramo de la línea usando el valor de factor de fricción calculado para flujo en tuberías, se calcula una longitud equivalente por cada accesorio así:

$$L_e = \frac{K_r d}{f}$$

Ecuación 34.

Donde:

$L_e$  = Longitud equivalente, pies

Los diferentes valores de  $K_r$  a usar dependen del tipo de accesorio que se analice, a continuación se muestran dichos valores:

ACCESORIO	$K_r$ pies/pulgada
Válvula globo	3.0 – 5.0
Válvula cortina	0.15
Válvula check	6.0 – 8.0
Codos	0.2 – 0.3

Tabla 10. Coeficientes de resistencia para cálculos de caída de presión en accesorios de líneas de flujo. Tomado de Arnold, Ken. Surface Production Operations. Vol 1. 1986.

## **ANEXO B**

### **CRITERIOS DE SELECCIÓN E INSTALACIÓN DE MEDIDORES DE PRESIÓN TIPO BOURDON**

En este anexo se muestran recomendaciones en procedimientos relacionados con instalación, montaje, operación y mantenimientos de medidores de presión tipo Bourdon y de otros tipos de medidores.

#### **B.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN**

El ingeniero de producción debe tener en cuenta la resistencia del material con que es fabricado el medidor a la sustancia o fluido en cuestión donde se va a medir la presión, a la contrapresión y rango de temperaturas de aplicación. A continuación se muestra el principio de medición en que se basa cada manómetro:

##### **Manómetros con tubo de Bourdon**

Los tubos de Bourdon son tubos curvados en forma circular de sección oval. La presión a medir actúa sobre la cara interior del tubo, con lo que la sección oval se aproxima a la forma circular. Mediante el acodamiento del tubo de Bourdon se producen tensiones en el borde que flexionan el tubo. El extremo del tubo sin tensar ejecuta un movimiento que representa una medida de la presión. Los tubos de Bourdon tienen una fuerza de retorno relativamente baja. Los manómetros de tubo de Bourdon se utilizan para tensiones de medición de 0,6 bar a 4000 bar, principalmente en las clases 0,6 a 2,5. La influencia de la modificación de la temperatura sobre la indicación está determinada fundamentalmente por la evolución de la temperatura del

módulo de elasticidad del tubo de Bourdon. El error causado por la temperatura, según el material, está entre 0,3% y 0,4% cada 10 K.

### **Manómetros con lámina elástica**

Las láminas elásticas son membranas onduladas de forma circular. Por una cara soportan la presión a medir. La curvatura de la membrana es una medida de la presión. Las láminas elásticas tienen una fuerza de retorno relativamente grande. La influencia de los equipos adicionales es por este motivo inferior que en los aparatos con tubo de Bourdon. Mediante la sujeción en forma circular de las láminas elásticas es menos sensible a las sacudidas. Las láminas elásticas pueden protegerse contra una sobrecarga importante mediante la sujeción del órgano medidor. Pueden protegerse de las sustancias a medir corrosivas mediante la cobertura o anteposición de láminas de plástico. Los manómetros de láminas elásticas son también ventajosos con las sustancias a medir muy viscosas o que cristalicen, ya que poseen orificios que permiten la limpieza y mantenimiento del medidor. Los manómetros de láminas elásticas se usan para tensiones de medición de 10 mbar a 25 bares en las clases 1,6 y 2,5, en casos excepcionales también 4,0.

### **Manómetros con muelle de membrana elástica**

Un muelle de membrana elástica consta de dos membranas onduladas de forma circular o una membrana y una placa base que están unidas a prueba de escape bajo presión en el borde. La presión de medición se aplica en el centro de una de las membranas y actúa sobre la cara interior de la cápsula. El movimiento de elevación creado de este modo es una medida de la presión. Los manómetros con muelle de membrana elástica no son apropiados para sustancias a medir líquidas. Las tensiones de medición se extienden desde 2,5 mbar hasta 600 mbar en las clases 0,6 a 1,6. La diferencia de indicación al cambiar la temperatura se sitúa según el material entre el 0,3% y el 0,4% cada 10 K.

## **B.2 RANGOS DE INDICACIÓN**

- ✚ El medidor debe soportar una presión máxima de medición de 1,3 veces el valor estipulado en el rango de medición del medidor.
- ✚ El medidor debe arrancar desde un cero flotante cuando este se encuentre en reposo y debe el puntero tener un límite de medición máximo.
- ✚ La numeración en la caratula de medición y las líneas de graduación deben estar acordes con la normas internacionales en especial con la ASME B40.100
- ✚ Las unidades de medición debe ser duales, es decir una escala que muestre la medida en KPa y otra en Psig
- ✚ Según estándares de deben usar manómetros clase 1.0 y 1.6 para medición en unidades de producción
- ✚ Para aplicaciones que impliquen fluidos viscosos los manómetros deben poseer sifones para su limpieza y deben poseer una salida roscada.
- ✚ Con el fin de controlar el desgaste por corrosión en el equipamiento del medidor, los materiales de fabricación deben ser de aleaciones que soporten la humedad y las condiciones de servicio en la línea u equipo.

## **B.3 CONDICIONES DE USO**

En la siguiente tabla se muestran las condiciones de uso y otras medidas necesarias para la selección del medidor con el fin de evitar daños a equipos y problemas.

CONDICION DE SERVICIO	RECOMENDACIÓN
Presiones anormales	Si los saltos de presión en el sistema sobrepasan la escala de medición, los medidores deben poseer amortiguadores que soporten estos cambios con el fin de proteger el medidor. Se pueden hacer modificaciones en el medio de estrangulación del medidor con el fin de reducir los cambios en presión en la entrada del medidor.
Temperatura del fluido	Si la temperatura del fluido en el sistema sobrepasa los límites recomendados por el fabricante en la operación del medidor, se debe tener en cuenta la precisión del medidor. Para evitar errores en la medición se debe acudir a otro medio de medición ya que los medidores analógicos son muy sensibles al cambio de temperatura
Viscosidad del fluido y Producción de arena	Si el fluido de producción es muy viscoso, caso crudo pesado y además posee alta cantidad de arena, se deben instalar elementos intermedios de medición antes del medidor. Esto se hace con el fin de proteger el medidor, además los manómetros tipo tubo Bourdon ó de láminas elásticas trabajan bien en estas condiciones
Presencia de agentes corrosivos en el fluido producido	El ingeniero de producción debe usar presiómetros o medidores que posean recubrimientos que toleren el medio corrosivo, además existen varios materiales que se pueden adicionar al medidor para protegerlo. Los medidores de láminas elásticas se acoplan bien a estas condiciones de operación. En este caso el medidor no debe poseer partes fabricadas en cobre, bronce o aleaciones en plata.
Temperatura ambiente	En los manómetros que usen líquido de llenado se debe tener en cuenta los efectos de la temperatura, en condiciones de baja temperatura la velocidad en la repuesta de medición en el equipo se ve afectada. Por ello se debe esperar a que el equipo responda y no debe generarse alarma en un posible daño del medidor.
Atmósfera corrosiva	Para proteger el medidor del aire libre, se pueden usar recubrimientos con el fin de aislar el metal que encierra los dispositivos internos del medidor.

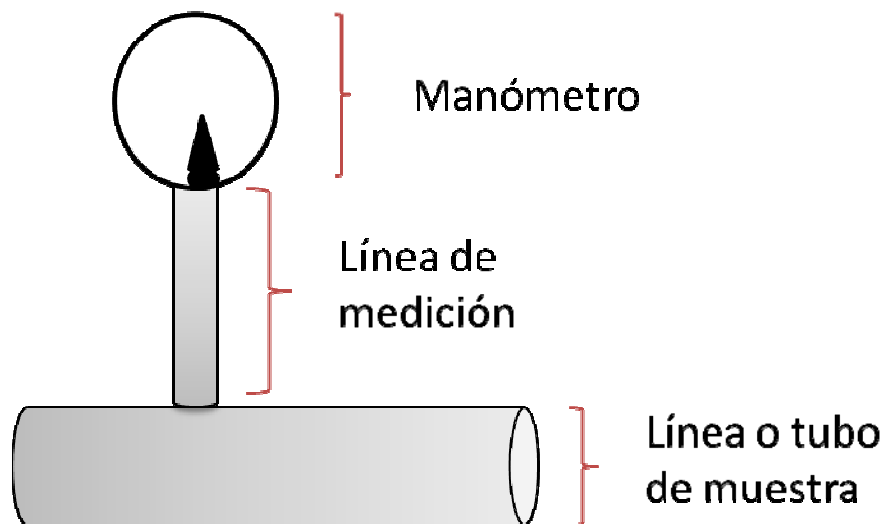
Tabla 11. Recomendaciones necesarias en la escogencia y aplicación de manómetros como instrumento de medición.

#### **B.4 UBICACIÓN Y DISPOSICIÓN DEL MEDIDOR**

La ubicación del medidor depende de las necesidades en la medición de la presión ya sea en el cabezal de pozo, en las líneas de recolección o en los múltiples de entrada.

La disposición que asegure un mejor funcionamiento en la operación del medidor de presión es la siguiente:

Figura 61. Disposición de instalación de un manómetro.



Fuente: Autores

#### **B.5 ACCESORIOS ADICIONALES ACOPLABLES AL MEDIDOR DE PRESIÓN**

En algunas aplicaciones es necesario usar aditamentos especiales para el manejo y protección del medidor de presión frente al medio y al mismo fluido al que se le realiza la medición de presión. Entre estos elementos se encuentran:

- ✚ Dispositivos de cierre en la línea de medición. En algún caso en particular si el manómetro requiere reparación o exista la necesidad de remplazo, la colocación de una válvula de cierre antes del medidor facilita las operaciones de montaje en la línea. Además el montaje de la válvula de cierre permite calibrar y controlar el nivel cero del medidor.
  
- ✚ Soportes. Si existen muchas sacudidas en el medidor o es blanco de algún impacto, es necesario ubicar en estos casos un soporte de protección al medidor, ya sea una platina con rejilla soldada.
  
- ✚ Elementos intermedios de presión. Estos elementos ya se mencionaron anteriormente y se usan cuando el fluido que se transporta por la línea o dispositivo a medir es demasiado viscoso y posee alta producción de arena. Estos elementos protegen el medidor restringiendo la entrada del fluido al órgano medidor, usando un líquido neutro que transmite los impulsos de presión al medidor. Este líquido neutro es seleccionado de acuerdo a la agresividad del hidrocarburo, condiciones de operación.

También existen membranas que son transductores mecánicos que llevan el impulso de presión medido al órgano interior del medidor Bourdon.

## ANEXO C

### MONITOREO Y CONTROL DE CORROSION EN SISTEMAS DE RECOLECCIÓN

#### C.1 CONTADORES O PROBETAS DE HIERRO<sup>9</sup>

Este estándar recomienda prácticas necesarias para detectar y monitorear la corrosión en campo por medio de contadores de hierro. El principio en que se basa el monitoreo de la corrosión por medio de contadores, es determinar la concentración de hierro disuelto en agua en las unidades de miligramos por litro y de ppm (mg/kg), Esta técnica es fácil de utilizar en campo, rápida de hacer y con costos bajos.

Como el contador se puede ubicar en cualquier punto de la línea, la prueba debe mostrar las condiciones aguas arriba y aguas abajo del medio de corrosión; por lo que en líneas de recolección es satisfactorio llevar a cabo esta prueba pues la temperatura del fluido no cambia en amplios rangos. Además el muestreo con contadores puede ser un indicativo de la eficiencia de un programa de inhibición de corrosión que se implante.

#### MUESTREO

En los resultados del muestreo con contadores es común reportar el hierro disuelto en unidades de campo así: Lb/día ó kg/día.

- ✚ El punto de muestreo consiste usualmente de una te o un nipple y una válvula con cuello puesta encima de una línea o una vasija. En líneas

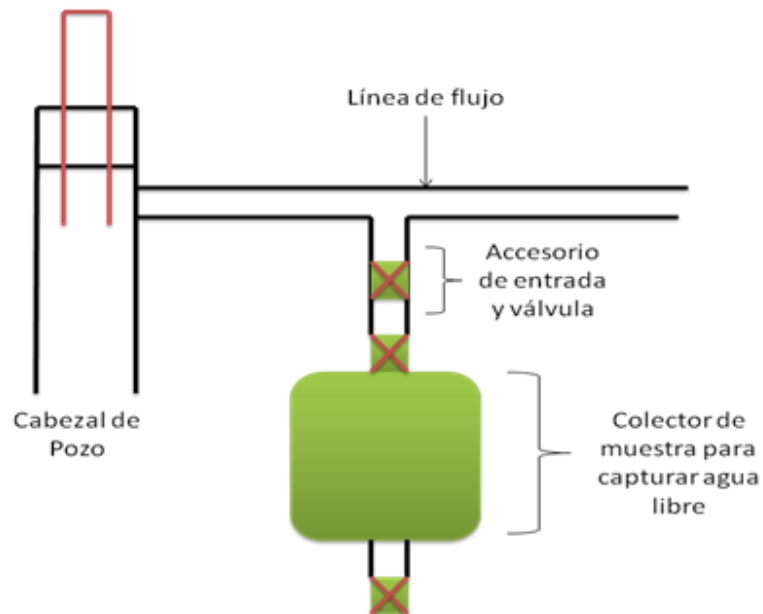
---

<sup>9</sup>NACE Standard RP0192-98, Ítem No 21035

horizontales es probable que se presente flujo multifásico estratificado, por lo que el dispositivo de muestreo se debe ubicar en la parte inferior de la línea, por donde fluye la fase acuosa libremente, dependiendo del tipo de flujo presentado en la tubería se debe hacer lo posible por obtener una muestra representativa del agua que acompaña el fluido producido.

- ✚ Al obtener la muestra apropiada del contador, se debe purgar la muestra para separar los productos de corrosión que son vitales en análisis posteriores.
- ✚ El tiempo de muestreo depende de la cantidad de agua libre en el sistema, a mayor cantidad de agua libre el tiempo de muestreo son reducidos, por lo que el manejo de las válvulas debe ser tenido en cuenta para obtener muestras representativas. Para pozos que producen gas son necesarias 12 ó 24 horas de muestreo mientras para pozos de aceite se requieren entre 5 y 15 minutos.
- ✚ Al terminar la recolección de muestra, se aísla el recolector de la línea cerrando las válvulas y otros accesorios que se instalen. Al separar el colector se debe tener cuidado pues altas presiones pueden generar riesgos al sacar la muestra del colector. Además la presencia de gases ácidos demandan más atención y precaución.

Figura 62. Colector típico de muestreo.



Fuente: Autores

- ✚ Si la muestra recolectada consiste en una emulsión, donde no exista agua libre se requiere un tratamiento especial para separar el agua de la emulsión. Se puede utilizar un calentamiento previo para llevar la muestra a la centrifuga ó se pueden usar químicos como rompedores de emulsión. Se considera que el agua libre obtenida posee la misma concentración de minerales y sólidos disueltos, al igual como si el agua estuviese emulsificada, por lo que el análisis siguiente se utiliza el agua obtenida de la emulsión.
- ✚ Para preservar la muestra antes de llevarse a algún laboratorio se puede hacer un tratamiento previo adicionando una solución ácida a la muestra, por lo que el recipiente que contenga la muestra recolectada debe ser resistente al ataque ácido de la solución que se utilice. Se

recomienda usar ácido clorhídrico en una concentración del 10%, se adicionan 10 gotas de solución ácida por cada 100 mL de muestra. Además la adición de la solución ácida permite disolver partículas ferrosas que se hallen disueltas en el agua de la muestra.

### **C.1.1 ANÁLISIS DEL MUESTREO**



Preparación de la muestra:

La muestra debe estar libre de aceite y de otros sólidos libres para un análisis analítico.



Separación del agua:

Si la muestra posee agua emulsificada se pueden usar procedimientos conocidos como el calentamiento acompañado de una vigorosa agitación o centrifugación.



Métodos analíticos:

Diversos métodos para el análisis del contenido de hierro en agua son encontrados en la literatura. Son comunes los métodos basados en la colorimetría, usan químicos fáciles de usar en campo y pueden ser llevados a cualquier sitio donde se desee realizar la prueba. Otro método recomendado por este estándar es el dado por la American Petroleum Institute con referencia API RP 45.

### **C.1.2 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

Los contadores de hierro pueden ser buenos medidores de la corrosión en tuberías, accesorios y equipos que se utilicen en las facilidades de superficie, además se aseguran buenos resultados si la ubicación de los puntos de recolección estén bien distribuidos, se utilicen muestras similares y el método

de análisis sea el mismo. Debido a que existen fluctuaciones en la producción de fluidos, se hace recomendable reportar la tasa de flujo existente en el momento en que se realiza el monitoreo.

- ✚ Si la tasa de flujo permanece constante durante la prueba y en un lapso largo de producción, se puede reportar el contenido de hierro en unidades de mg/L.
- ✚ Si existen variaciones en la producción, se deben usar unidades de Lb/día para detectar cambios en el sistema.

En sistema de tuberías de producción y en líneas de flujo, el uso de los contadores de hierro da un indicativo de la efectividad de los controles de corrosión en cualquier punto del sistema.

Los resultados en cualquier punto del sistema pueden ser comparados si el contenido de hierro encontrado en realidad es representativo del contenido de hierro presente en el fluido producido.

Con las medidas obtenidas en los contadores la norma afirma que:

- ✚ Altas concentraciones de hierro en pozos con bajo corte de agua no son indicativos de corrosión severa en el sistema.
- ✚ Bajas concentraciones de hierro en pozos con alto corte de agua dan indicativos donde la corrosión no es suave.
- ✚ Igual ritmo de producción tanto de hierro disuelto como de agua, dan indicios de producción continua de productos de corrosión por lo que la corrosión es muy activa.

La siguiente formula pueden ser utilizadas para determinar la producción de hierro en un contador con unidades útiles de campo:

$$lb \text{ de hierro} / \text{día} = 0.00035(\text{contenido de hierro, mg/L})(\text{producción de agua, bbl/día})$$

Ecuación 34.

### C.1.3 CORRELACIÓN CON CORROSIÓN

Con los datos obtenidos se puede determinar la efectividad de un programa de control de corrosión, más este método no permite determinar el tipo de corrosión presente ni la localización exacta de focos de corrosión.

Una alta producción de residuos de hierro dan alarmas necesarias par modificar el programa de inhibición de corrosión. Valores obtenidos por debajo de 2-3 mg/L de hierro disuelto indican buen control en la corrosión del sistema. La corrosión del acero puede generar otros iones que acompañan al hierro, un ejemplo de ello es el manganeso, por lo que un análisis del manganeso presente en el agua nos muestra el resultado de la corrosión del acero. El manganeso presente en el acero usado para los diferentes equipos en campo se encuentra en una proporción típica entre 0,5 y 1,5%. Teniendo esto claro se hace la suposición que existe una proporción de 1:100 en contenido de manganeso respecto al hierro disuelto en agua.

Si el contenido de manganeso es mayor al 1% respecto al contenido de hierro presente en la muestra, sugiere que la perdida de hierro se debe a la depositación en forma de escamas o en la fase de hidrocarburos, ó el exceso de manganeso proviene de la formación.

#### Análisis de datos

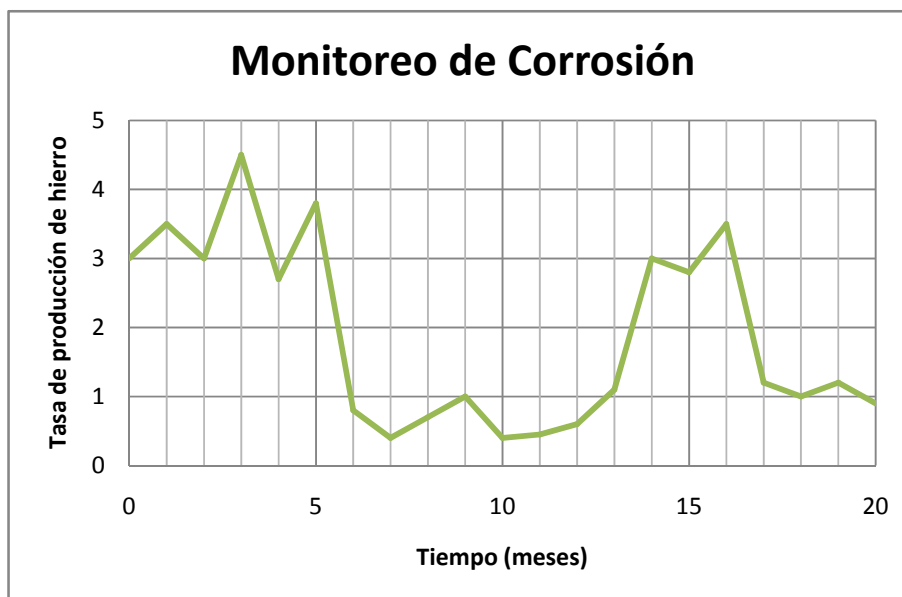
Algunas aguas de formación contienen naturalmente hierro disuelto, por lo que se pueden cometer errores al hacer pruebas con contadores de hierro en superficie. Este hierro se puede detectar en fondo con el uso de caliper y de registros eléctricos. Durante alguna operación de acidificación durante un corto tiempo se puede incrementar el contenido de hierro en el agua de formación, el ácido puede remover partículas productos de la corrosión y también remover recubrimientos de inhibición en el tubing de producción. En estos casos es necesario dejar un tiempo corto de producción para realizar pruebas de monitoreo de corrosión

### Presentación de los datos

Las tasas de producción de hierro se usan para monitorear la tendencia en la corrosión del sistema. Las tendencias pueden avisar el incremento de la corrosión causada por el incremento de fluidos corrosivos ó fallas en el programa de control de corrosión.

Como se observa en la figura 62. un programa hipotético de inyección de inhibidor, al inicio del tratamiento de inhibición (5 mes), se observa la reducción en la cantidad de hierro presente en el fluido producido. En el mes 13 se deja el programa de inyección de inhibidor de corrosión y se observa que alcanza niveles de producción normales de hierro producto de la corrosión. En el mes 18 se inicia de nuevo el programa de inhibición y son notables de nuevo los resultados.

Figura 63. Presentación grafica de producción de hierro contra tiempo.



Fuente: Nace

## **C.2 PREPARACION, INSTALACIÓN, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN CON CUPONES DE CORROSION EN OPERACIONES DE CAMPOS DE ACEITE<sup>10</sup>**


Este estándar recomienda prácticas y métodos para monitorear las pérdidas de masa por corrosión en elementos metálicos fabricados en acero en las facilidades de superficie. Las pruebas con cupones consisten en exponer un espécimen de metal pequeño llamado cupón a un ambiente corrosivo de interés por un tiempo determinado para evaluar la reacción el metal con el ambiente.

El método con cupones permite evaluar programas de mitigación de corrosión y además permite comprender la reacción de diferentes metales para un sistema específico y un ambiente en particular. Estos cupones se pueden instalar en sistemas de líneas de recolección y transporte de fluidos, almacenamiento y otros dispositivos que se expongan a medios corrosivos.

Como en el método de uso de contadores de hierro, el método de cupones da un indicativo de la velocidad o ritmo de corrosión, pero no muestra que tipo de corrosión actúa en el sistema ni localizaciones específicas donde la corrosión opere con más ímpetu.

### **C.2.1 TRATAMIENTO Y PREPARACIÓN DE LOS CUPONES**

Los cupones a utilizar tienen que ser necesariamente nuevos, no se pueden utilizar cupones ya usados en alguna prueba hecha anteriormente.

-  Recuerde que el cupón a usar debe poseer propiedades metalúrgicas estables en el metal, caso de ello es que se conserve la microestructura en todo el volumen del cupón.

---

<sup>10</sup>NACE Standard RP0775-99, Ítem No 21017

- ✚ Dar un número o serial al cupón para su posterior identificación, además retrabajar los bordes del cupón si posee filos.
- ✚ Idealmente se debe igualar la superficie del cupón con el final del metal a ser investigado, ya sea una vasija o una tubería. se puede usar lijas de papel 120.
- ✚ Dejar libre de residuos aceitosos el cupón, por lo que se puede usar disolventes como tolueno.
- ✚ Secar el cupón cuidadosamente y pesar con una precisión de  $\pm 0,1$  mg. Registrar el peso, serial del cupón y dimensiones como área superficial.
- ✚ Antes de ser utilizado el cupón es necesario guardarlo en un ambiente libre de humedad, para ello se puede utilizar un empaque que contenga sílica gel. Se puede envolver el cupón con papel o usar alguna fibra impregnada con vapores de inhibidor de corrosión.

### **C.2.2 PROCEDIMIENTO EN CAMPO PARA EL MANEJO DEL CUPÓN ANTES Y DESPUÉS DE SER EXPUESTO**

- ✚ Antes de iniciar los trabajos correspondientes a la instalación del cupón es necesario registrar la siguiente información: número serial del cupón, fecha de instalación, nombre del sistema, localización del cupón en el sistema (incluyendo el tipo de fluido que se maneja) y orientación del cupón. Para estos datos se puede construir una guía o formato.
- ✚ Durante la instalación manejar el cupón con cuidado evitando contaminación en la superficie.
- ✚ Al retirar el cupón del medio se debe registrar el número serial del cupón, fecha de retiro y observaciones de erosión ó algún daño mecánico. Además se debe registrar la presencia de escamas y

productos de corrosión. Como registro adicional se puede fotografiar el cupón si el caso amerita.

- ✚ Proteger el cupón antes de ser analizado, para ello se debe impregnar con un inhibidor de corrosión volátil y se debe envolver en papel para evitar contaminación con el medio. Los productos de corrosión y las escamas no se deben remover en campo.

### **C.2.3 PROCEDIMIENTO DE LABORATORIO PARA LA LIMPIEZA, MANEJO Y PESAJE DEL CUPÓN DESPUÉS DE LA EXPOSICIÓN.**

- ✚ Si no se posee registro fotográfico del cupón expuesto en campo, en laboratorio se puede fotografiar y registrar el número serial del cupón.
- ✚ Antes de limpiar el cupón se debe pesar con una precisión de  $\pm 0,1$  mg. Se debe examinar el estado en que se encuentra el cupón y hacer referencia presencia de escamas, parafinas y demás sólidos adheridos al cupón.
- ✚ Para limpiar el cupón se debe sumergir en un hidrocarburo solvente apropiado como xileno o tolueno. Remojar un tiempo requerido para quitar los residuos aceitosos de la superficie del cupón, quitar cualquier residuo de escamas y parafinas. Seguidamente enjuagar el cupón con alcohol industrial o acetona y ventilar el cupón en una campana de ventilación o en una corriente de aire seco.
- ✚ Pesar el cupón con precisión de  $\pm 0,1$  mg después de limpiar los residuos aceitosos.
- ✚ Para eliminar los productos de corrosión y los minerales presentes en las escamas se puede sumergir los cupones de acero en ácido clorhídrico al 15 % inhibido. Durante la limpieza ácida se pueden usar inhibidores para proteger el acero, un inhibidor recomendado es el DBT en una proporción de 10 g/L. Se pueden utilizar diferentes métodos para limpiar el acero del cupón.

- ✚ Con el cupón libre de cualquier impureza se puede sumergir el cupón en una solución saturada de bicarbonato de sodio por un minuto para neutralizar la acción del ácido usado en el lavado anterior. Al final enjuagar con agua destilada el cupón y secar.
- ✚ Pesar finalmente el cupón con una precisión  $\pm 0,1$  mg. Registrar este valor.

#### C.2.4 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD MEDIA DE CORROSIÓN

Las siguientes formulas pueden ser usadas para calcular la velocidad media de corrosión como milímetros de espesor de pared perdidos por unidad de tiempo, usualmente se utiliza un año como unidad de tiempo

$$VC = \frac{3,65 * 10^5 * W}{ATD}$$

Ecuación 35.

Donde:

VC = Velocidad media de corrosión, mm/año.

W = Masa perdida, gramos; g.

A = Área superficial inicial expuesta en el cupón,  $\text{mm}^2$ .

T = Tiempo de exposición, días.

D = Densidad del metal,  $\text{g/cm}^3$ .

La unidad más conocida son las milésimas de pulgada por año, mpy se calcula con la siguiente formula:

$$VC = \frac{2.227 * 10^4 * W}{ATD}$$

Ecuación 36.

Donde:

VC = Velocidad media de corrosión, mpy.

W = Masa perdida, gramos; g.

A = Área superficial inicial expuesta en el cupón, in<sup>2</sup>.

T = Tiempo de exposición, días.

D = Densidad del metal, g/cm<sup>3</sup>.

La densidad de los metales utilizados como cupones de prueba se encuentra en la siguiente tabla:

<b>MATERIAL</b>	<b>DENSIDAD, g/cm<sup>3</sup></b>
<b>Hierro gris fundido</b>	7,15
<b>Hierro maleable</b>	7,27
<b>Acero al carbono</b>	7,86
<b>Acero de baja aleación</b>	7,85
<b>9 Cr – 1 Ni</b>	7,67
<b>5 Ni</b>	7,98
<b>9 Ni</b>	8,10
<b>ACEROS INOXIDABLES</b>	
<b>Tipo 304</b>	7,90
<b>Tipo 316</b>	8,00
<b>Dúplex</b>	7,89
<b>13 Cr</b>	7,70
<b>OTROS METALES</b>	
<b>Aluminio</b>	2,70
<b>Magnesio</b>	1,74
<b>Níquel</b>	8,90
<b>Zinc</b>	7,13

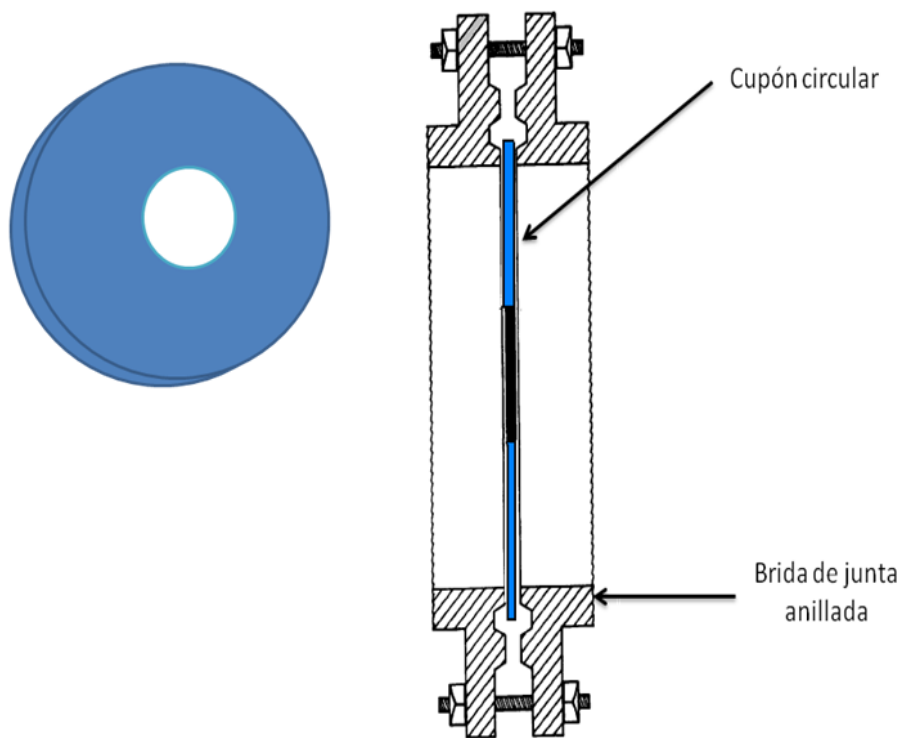
Tabla 12. Densidad de metales usados como cupón.

### C.2.5 TIPOS DE CUPONES DE CORROSIÓN

La configuración del cupón a utilizar depende del tamaño de la tubería, el tipo de dispositivo que contenga el cupón y la orientación de este. Los tipos más comunes de cupones son:

- ✚ Cupones circulares:  
Existen en diferentes tamaños y van montados en la junta de dos flanches o bridas por medio de un empaque u anillo. Dependiendo del tipo de brida existe similarmente un cupón circular que se acomode a los requerimientos dados.

Figura 64. Cupón circular y un montaje típico con bridas.



Fuente: Nace

En la figura anterior se muestra un montaje típico que es adecuado para el monitoreo de corrosión cabezales de pozo y en líneas de recolección. Los puntos donde se deben instalar los cupones están dados a los diseños dados en el montaje de facilidades de superficie nuevas. Para facilidades en operación los mejores puntos de instalación son aquellos donde:

- ✚ Existen velocidades de flujo muy bajas y el fluido tienda a estancarse.
- ✚ Donde las velocidades de flujo sean muy altas y donde sea probable que exista ataque por erosión.
- ✚ En líneas de recolección que manejen gas húmedo es importante monitorear los puntos donde hay cambios de elevación, pues donde se acumule agua estancada genera daños muy graves a la línea.
- ✚ En cabezales de pozo que manejen altas velocidades de flujo con producción considerable de gases ácidos y agua, la instalación de cupones en los accesorios aguas abajo y aguas arriba de los chokes permiten evaluar los efectos en la corrosión por cambio de temperatura, velocidad y cambio de fase.
- ✚ En líneas de flujo donde exista alta acumulación de parafinas no es recomendable instalar cupones, se deben ubicar los cupones en secciones de la línea que este libre de parafinas

### **C.2.6 TIEMPO DE EXPOSICIÓN DE LOS CUPONES**

El tiempo de exposición puede ser considerado de acuerdo a la interpretación que se quiera dar: para tiempos de exposición cortos de 15 a 45 días se proveen respuestas rápidas, pero no reflejan velocidades de corrosión altas para tiempos de exposición altos. La única ventaja de tiempos cortos de exposición es la evaluación de un programa de inhibición.

Tiempos amplios de exposición del cupón entre 60 a 90 días son requeridos para evaluar ataques de corrosión por picadura.

### **C.2.7 INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS EN EL MONITOREO CON CUPONES**

Los datos recogidos en el monitoreo con cupones, únicamente reflejan la velocidad media de corrosión durante el periodo de prueba, pero no dan información acerca de las fuentes de corrosión. El monitoreo continuo es esencial para detectar cambios en la velocidad de corrosión del sistema, con lo que se puede prevenir daños en los equipos, fallas y ahorro en el remplazo por partes nuevas en el sistema. Además, con el monitoreo se pueden prevenir tempranamente cambios en la velocidad de corrosión e implementar un programa de mitigación para reducir cambios bruscos en la corrosión del sistema.

Cualitativamente el estándar de la Norma da una guía para la interpretación en las medidas de la velocidad de corrosión, en la tabla XX se presentan dichos valores. Durante el primer mes de prueba con cupones es normal que la velocidad media de corrosión sea alta, pero con el pasar del tiempo sobre la superficie expuesta del cupón se forma una película protectora compuesta por óxidos de hierro, aceite, carbonatos y sulfatos; incidiendo en una disminución en la velocidad de corrosión.

Al final de esta sección del manejo de cupones de corrosión se debe implementar una guía básica del seguimiento concerniente al cupón, con el fin de tener datos sustentables al evaluar el programa de mitigación de corrosión usado en campo.

VELOCIDAD MEDIA DE CORROSIÓN		
Intensidad	mm/y <sup>(a)</sup>	mpy <sup>(b)</sup>
Baja	< 0,025	< 1,0
Moderada	0,025 – 0,12	1,0 – 4,9
Alta	0,13 – 0,25	5,0 – 10
Severa	> 0,25	> 10

(a) Milímetros por año; (b) milésimas por año

Tabla 13. Medidas cualitativas de medición en la velocidad de corrosión en sistemas de producción de aceite.

### REPORTE DE MONITOREO DE CORROSIÓN CON CUPONES

**NOMBRE FACILIDAD** \_\_\_\_\_ **POZO NÚMERO** \_\_\_\_\_

**POZO O TIPO DE FACILIDAD** \_\_\_\_\_

**INFORMACIÓN DEL SISTEMA**

ACEITE, BOPD \_\_\_\_\_ AGUA, BWPD \_\_\_\_\_

GAS, MMPCSD \_\_\_\_\_

TEMPERATURA, °F \_\_\_\_\_ PRESIÓN, PSIG \_\_\_\_\_

TIPO DE FLUIDO PRODUCIDO \_\_\_\_\_

TIPO DE GAS PRODUCIDO \_\_\_\_\_

LOCALIZACIÓN DEL CUPON EN EL SISTEMA \_\_\_\_\_

**INFORMACIÓN DEL CUPÓN**

CUPÓN NÚMERO \_\_\_\_\_ MATERIAL \_\_\_\_\_

SUPERFICIE FINAL \_\_\_\_\_ AREA EXPUESTA \_\_\_\_\_

DIMENSIONES \_\_\_\_\_

FECHA INSTALACIÓN \_\_\_\_\_ MASA INSTALACIÓN \_\_\_\_\_

FECHA REMOCIÓN \_\_\_\_\_ MASA REMOCIÓN \_\_\_\_\_

DIAS DE EXPOSICIÓN EN EL SISTEMA \_\_\_\_\_

MASA DESPUÉS DE LIMPIAR EL CUPÓN \_\_\_\_\_

MASA PERDIDA \_\_\_\_\_

**RESULTADOS DEL MONITOREO**

VELOCIDAD MEDIA DE CORROSIÓN \_\_\_\_\_

DESCRIPCIÓN DE LOS DEPÓSITOS EN EL CUPÓN \_\_\_\_\_

DESCRIPCIÓN DEL CUPÓN DESPUES DE LA LIMPIEZA \_\_\_\_\_

OTRAS OBSERVACIONES \_\_\_\_\_

### **C.3 MONITOREO DE CORROSIÓN EXTERNA EN LÍNEAS DE RECOLECCIÓN**

Para el monitoreo de la corrosión externa se debe tener en cuenta el ambiente externo que rodea la línea, es común que las líneas se encuentren expuestas al aire del medio ambiente ó enterradas, cuando se utilicen líneas enterradas es de vital importancia monitorear tanto la corrosión interna y externa del material en que se construye la línea.

Para monitorear la corrosión externa en líneas al ambiente y sumergidas se hacen uso de inspecciones visuales y con equipos electrónicos; entre las inspecciones más conocidos se encuentran:

#### **PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS PND**

El procedimiento de inspección para Pruebas no Destructivas se inicia con la verificación de los datos del oleoducto, diámetro, espesor nominal de la línea, tipo de fluido que maneja, condiciones del ambiente exterior de la línea, año de instalación de la línea e inspecciones y mantenimientos previos realizados.

El equipo de medición consiste en un transductor, un bloque calibrador y los respectivos medidores digitales de espesor de la línea. En el transductor se imprime la energía eléctrica que necesita la prueba y con los medidores digitales se determinan las resistencias eléctricas generadas por reducciones en el espesor de la línea, estas reducciones de espesor son los síntomas graves de ataque por corrosión externa principalmente en tuberías enterradas.

Figura 65. Dispositivo digital usado en el monitoreo de la corrosión externa en líneas enterradas



Fuente: PEMEX; Comité de Normalización

Entre otros equipos electrónicos de monitoreo para PND se encuentra patentados por diferentes empresas y compañías a nivel mundial, a continuación solo se mostraran los nombres genéricos de estos equipos:  
Interruptores de Corriente Programables Sincronizados GPS

- Recolectores Computarizados de Potenciales para estudios a intervalos cortos y mantenimiento de rutina - Datalogger
- Unidades de Monitoreo Remoto - CORD COM: Para Monitoreo a distancia. (Comunicación Celular Digital - Satelital)
- Cupones para verificación de polarización de tuberías
- Celdas de Polarización de Estado Sólido - PCR
- Método de tomografía magnética

## **C.4 CONTROL DE CORROSION**

Para el control de corrosión en equipos de superficie implicados en cabezales de pozo y sistemas de recolección, usualmente se utiliza la inhibición química y los recubrimientos. En facilidades ubicadas en tierra, usualmente los equipos no se protegen externamente, por lo general las líneas y cabezales se hallan en zonas descubiertas y en contacto con el aire, muy pocas veces van enterradas.

El control de la corrosión se centra principalmente en la inhibición química que busca proteger la superficie interna de los cabezales y de las líneas de recolección, pues se exponen a un medio corrosivo más severo. Aunque se acostumbran a usar recubrimientos externos con el fin de controlar la corrosión por el contacto del metal con el aire, se usan pinturas y otros polímeros para cubrir el equipo, además la coloración usada en el recubrimiento sirve como un identificador del equipo que se quiere proteger en cuestión.

### **C.4.1 RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS**

Se denomina recubrimiento a todo material delgado, aplicado en forma de líquido o polvo que al solidificarse se adhiere a la superficie del material a proteger. El recubrimiento busca aislar al metal del medio ambiente corrosivo impidiendo de esta forma el proceso natural de la corrosión.

Para la protección de dispositivos de cabezales y líneas de recolección, el recubrimiento debe tener la capacidad de ser resistente al impacto, buena adhesión al material a proteger, resistencia química al ambiente del que se quiere proteger y resistencia a altas temperaturas.

### C.4.1.1 SELECCIÓN DEL RECUBRIMIENTO

Para la protección de líneas de recolección y cabezales con recubrimiento externa se debe considerar los siguientes aspectos:

- ✚ Espesor de la película al secarse el recubrimiento
- ✚ Características de adhesión a cada material
- ✚ Resistencia a altas y bajas temperaturas
- ✚ Permeabilidad a líquidos y gases
- ✚ Debe generar una alta resistencia eléctrica en la tubería y esta debe reducirse en un ritmo mínimo en el tiempo.
- ✚ Si va ser enterrada la tubería en líneas de recolección, se debe tener en cuenta la resistencia del recubrimiento con el impacto de rocas y tierra.

#### **Espesores logrados por el recubrimiento**

Para un recubrimiento de película delgada normalmente alcanza un espesor máximo de 5 a 8 milímetros. Una película gruesa alcanza espesores de 20 milímetros o en otros casos mayor espesor.

El espesor esta gobernado generalmente por la viabilidad económica de la aplicación del recubrimiento y del agrietamiento progresivo que sufren los recubrimientos delgados.

#### **Tipos de recubrimientos**

De acuerdo a la naturaleza química del recubrimiento, en el mercado existen estos tipos de recubrimiento:

- ✚ *Recubrimientos orgánicos:* son los más comunes y usados para equipos que manejan aceite y gas. Existen de este tipo esmaltes

asfálticos, epóxicos, poliuretanos y poliésteres. Los esmaltes se usan para cubrir la superficie externa de tuberías y equipos enterrados.

En este grupo también hacen parte las pinturas, barnices y lacas que se aplican en la superficie de la línea.

✚ *Recubrimientos metálicos:* Se aplican sobre la superficie el metal a proteger en forma de capas finas y delgadas. Existen dos formas de recubrimiento metálico, en la primera forma el recubrimiento actúa como ánodo de sacrificio y en la segunda forma se usan metales que son altamente tolerables a medios corrosivos.

✚ *Recubrimientos inorgánicos:* Algunas veces se aplican capas de porcelana, que consisten en vidrio fundido que al solidificarse da buena adherencia al metal y excelente aislamiento al medio. su gran desventaja es la fragilidad del recubrimiento a exigencias mecánicas, por lo que su uso es especial.

✚ *Otros recubrimientos:* De acuerdo a la exigencia del medio corrosivo, generalmente se usan refuerzos en concreto para líneas que son usadas en los lechos de ríos, lagos y mares. el concreto le da un potencial catódico evitando la corrosión. El uso de grasas y macillas pueden cumplir los requerimientos de un recubrimiento para aislar la tubería de un medio corrosivo.

### **Procedimiento de selección del recubrimiento**

✚ **Antecedentes de funcionalidad**

El tipo de recubrimiento a utilizar como medio de protección contra la corrosión debe poseer evidencia documental ya sea a nivel interno de la organización o en estándares internacionales. Dicha evidencia debe constatar como mínimo condiciones de operación y condiciones

ambientales del medio circundante muy similares a la línea u equipo que se desee proteger, esto se hace con el fin de aprovechar al máximo los recursos disponibles para un futuro éxito en el programa de control de corrosión.

#### Condiciones de operación y medio ambiente

El Recubrimiento debe conservar sus propiedades físicas protectoras a las condiciones de operación del sistema, debe ser estable a la temperatura de operación y debe cumplir con otros requerimientos que se darán más adelante.

Se debe tener en cuenta adicionalmente las condiciones fisicoquímicas del medio, dependiendo si la tubería esta enterrada en el suelo, sumergida en suelos fangosos o si atraviesa medios acuáticos, o simplemente si esta al aire libre. Se debe tener en cuenta: el tipo de suelo, contaminantes predominantes y otras variables que incidan en el desempeño del recubrimiento.

#### Afectación de otros sistemas de protección contra corrosión

En ciertos casos la implementación de un sistema de protección de corrosión, puede afectar otras estructuras metálicas, el personal encargado debe tener en cuenta la presencia de otras tuberías que no estén protegidas, líneas de transmisión de energía eléctrica de alta y baja tensión.

Se debe observar el potencial de polarización de la línea a proteger para evitar daños a otros sistemas, como tuberías viejas que puedan ser afectadas.

#### Condiciones de accesibilidad al sitio de aplicación del recubrimiento

En el diseño de la aplicación del recubrimiento se debe tener en cuenta la ubicación de la tubería, el acceso al sitio de aplicación y la

disponibilidad de espacio que se requiera. Si se necesitan ciertos equipos para la aplicación del recubrimiento, se debe evaluar la factibilidad del traslado instalación en el sitio donde se realicen los trabajos.

- + Cumplimiento mínimo de exigencias adicionales a la aplicación  
 En este segmento el recubrimiento debe cumplir los estándares exigidos por diversas normas internacionales. A continuación se muestran requerimientos mínimos para algunos recubrimientos usados en tuberías:

PROPIEDAD	REQUERIMIENTOS FISICOS	NORMA ESTANDAR DE APLICACIÓN
<b>Preparación de Superficie</b>	Limpieza química y manual	SSPC-SP1 y SSPC-SP2
<b>Perfil de Anclaje</b>	63.5-83.8 $\mu\text{m}$	ASTM D 4417
<b>Espesor de Película</b>		
<b>Epóxico Catalizado de altos sólidos</b>	Húmedo: 279.4 $\mu\text{m}$ por capa Seco: 152.4 $\mu\text{m}$ por capa Total recomendado: 304.8 $\mu\text{m}$	ASTM D 4414 ASTM D 1186
<b>Epóxico modificado</b>	Húmedo: 279.4 $\mu\text{m}$ por capa Seco: 152.4 $\mu\text{m}$ por capa Total recomendado: 304.8 $\mu\text{m}$	ASTM D 4414 ASTM D 1186
<b>Poliuretano modificado</b>	Húmedo: 127 $\mu\text{m}$ por capa Seco: 63.5 $\mu\text{m}$ por capa Total recomendado: 127 $\mu\text{m}$	ASTM D 4414 ASTM D 1186

Tabla 14. Especificaciones mínimas requeridas en la aplicación de un sistema de recubrimiento compuesto de Epóxico catalizado, Epóxico modificado y Poliuretano.

PROPIEDAD	REQUERIMIENTOS FISICOS	NORMA ESTANDAR DE APLICACIÓN
<b>Preparación de Superficie</b>	Limpieza química y manual	NACE No.2
<b>Perfil de Anclaje</b>	63.5-83.8 $\mu\text{m}$	ASTM D 4417
<b>Espesor de Película</b>		
<b>Vinil Epóxico modificado</b>	Húmedo: 190 $\mu\text{m}$ por capa Seco: 38 $\mu\text{m}$ por capa Total recomendado: 38 $\mu\text{m}$	ASTM D 4414 ASTM D 1186
<b>Vinil Acrílico</b>	Húmedo: 212 a 275 $\mu\text{m}$ por capa Seco: 38 a 50 $\mu\text{m}$ por capa Total recomendado: 50 $\mu\text{m}$	ASTM D 4414 ASTM D 1186

Tabla 15. Especificaciones mínimas requeridas en la aplicación de un sistema de recubrimiento compuesto de Vinil Epóxico modificado y Vinil Acrílico.

PROPIEDAD	REQUERIMIENTOS FISICOS	NORMA ESTANDAR DE APLICACIÓN
<b>Preparación de Superficie</b>	Limpieza química y manual	SSPC-SP1 y SSPC-SP2
<b>Perfil de Anclaje</b>	63.5-83.8 $\mu\text{m}$	ASTM D 4417
<b>Espesor de Película</b>		
<b>Inorgánico de cinc autocurante con base solvente</b>	Húmedo: 150 $\mu\text{m}$ por capa Seco: 75 $\mu\text{m}$ por capa Total recomendado: 50.75 $\mu\text{m}$	ASTM D 4414 ASTM D 1186
<b>Vinil Epóxico enlace</b>	Húmedo: 125 $\mu\text{m}$ por capa Seco: 25 $\mu\text{m}$ por capa Total recomendado: 25 $\mu\text{m}$	ASTM D 4414 ASTM D 1186
<b>Vinil Acrílico</b>	Húmedo: 212 a 275 $\mu\text{m}$ por capa Seco: 38 a 50 $\mu\text{m}$ por capa Total recomendado: 50 $\mu\text{m}$	ASTM D 4414 ASTM D 1186

Tabla 16. Especificaciones mínimas requeridas en la aplicación de un sistema de recubrimiento compuesto de Inorgánico de Cinc, Vinil Epóxico enlace y Vinil Acrílico.

### **C.4.1.2 PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS EN TUBERÍAS EXPUESTAS AL AIRE LIBRE**

El éxito en la implementación de recubrimientos en el control de la corrosión se basa en las buenas prácticas que se efectúen en la aplicación del recubrimiento, para ello se dan unas recomendaciones a seguir:

*Limpieza de la superficie a proteger.*

- ✚ Inicialmente retirar todo producto de corrosión existente sobre la superficie del metal a proteger. esto se logra por medio de raspadores y cepillos.
- ✚ Si es posible el uso del “sandblast” permitirá una mayor limpieza de la superficie a proteger y la dejará en condiciones óptimas para la aplicación del recubrimiento.
- ✚ Si la superficie del metal posee residuos de grasas o aceites, se pueden utilizar solventes limpiadores. Evitar al máximo todo rastro de humedad pues algunos recubrimientos son poco tolerables a la humedad.
- ✚ En general se deben cumplir las recomendaciones dadas por normas internacionales en la preparación de superficies para la aplicación de diferentes recubrimientos en tuberías de conducción. En las tablas mencionadas anteriormente se muestran requerimientos mínimos en la preparación de la superficie, además existen normas que muestran la calidad del metal antes de que se aplique el recubrimiento para ello se deben consultar las normas dadas por la SSPC y las NACE.

*Durante el “priming” o primera mano:*

- ✚ De acuerdo al tipo de recubrimiento, utilizar el método más apropiado para la imprimación del recubrimiento en la superficie. Para ello existe el spray o rociado, roll-on y el pintado a brocha o espátula.

- ✚ Algunos recubrimientos se adhieren al metal más fácilmente a altas temperaturas, por lo que se puede calentar el tubo o el accesorio en hornos o por atomización. Los recubrimientos epóxicos y fenólicos exigen calentamiento para ser aplicados.

### **Inspecciones del recubrimiento aplicado**

Para revisar la calidad del trabajo de aplicación del recubrimiento se pueden realizar inspecciones visuales de rutina o el empleo de equipos especializados. Un equipo conocido es el “Holiday” que detecta las imperfecciones sobre la superficie del recubrimiento, donde se imprime una corriente y en las zonas donde existan imperfecciones en la aplicación del recubrimiento se forma un arco eléctrico visible. Para verificar los procedimientos de verificación consulte normas NACE o ASTM o de los manuales que manejen los contratistas en la detección de imperfecciones al aplicar un recubrimiento específico.

## C.4.2 INHIBICIÓN DE CORROSIÓN

Se denomina inhibición de corrosión a la adición de un agente químico que retardan, limitan o suprimen las reacciones químicas que dan lugar a la corrosión. El agente químico puede ser de naturaleza orgánico o inorgánica, comúnmente se denomina “inhibidor de corrosión” y actúa en diversas formas, ya sea formando una capa que aisle al metal del ambiente corrosivo ó forzando la corrosión para crear una capa de residuos que pasiven el proceso, además la adsorción del inhibidor ayuda a proteger al metal.

El ingeniero o técnico encargado en la implementación del programa de inhibición de corrosión debe tener en cuenta:

- ✚ Determinar la concentración requerida de inhibidor de corrosión a usar en el sistema.
- ✚ Conocer las propiedades fisicoquímicas del medio como pH, concentración de sales, temperatura y otras variables que incidan en la efectividad del inhibidor de corrosión.
- ✚ Hacer un estudio hidrodinámico del hidrocarburo transportado en las líneas de recolección, con el fin de determinar el patrón de flujo dominante en el sistema, perfil de la línea y topografía del terreno.
- ✚ Revisar el historial de uso de las líneas de recolección que van a ser candidatas a un programa de inhibición de corrosión interna.
- ✚ Tener concordancia entre el programa de inhibición de corrosión y el programa de limpieza de líneas, ya que la efectividad del inhibidor depende de la eliminación de residuos y contaminantes que estén adheridos a la superficie interna del metal. Para lograr una limpieza se pueden hacer uso de raspadores y equipos de marraneo
- ✚ Predecir la formación de espumas y emulsiones en el fluido producido.

- ✚ Conocer la concentración de agentes corrosivos en el hidrocarburo transportado, en general se debe conocer la concentración molar de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Oxígeno (O<sub>2</sub>), Ácido Sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) y microorganismos presentes.

### **Tipos de inhibidores químicos de corrosión**

Los inhibidores de corrosión se dividen o clasifican de diversas formas, pero la más aceptada es de acuerdo a su mecanismo de acción, teniendo esto en cuenta los inhibidores se clasifican en:

- Inhibidores pasivantes
- Inhibidores de decapado u orgánicos
- Inhibidores en fase vapor
- Inhibidores catódicos
- Inhibidores inductores de precipitación

Los inhibidores más utilizados en la protección interna de líneas que transportan hidrocarburos son aquellos que usan el mecanismo de adsorción, donde el inhibidor es adsorbido en la superficie del metal formando una barrera física. La delgada película de inhibidor que se forma depende de la interacción química y física, además la barrera formada es hidrofóbica.

#### **C.4.2.1 SELECCIÓN DE LOS PUNTOS FAVORABLES PARA LA INYECCIÓN DEL INHIBIDOR DE CORROSIÓN**

Los puntos específicos donde se va a inyectar el inhibidor de corrosión es al inicio u origen del sector de tubería y equipos a proteger, además el punto de inyección debe ubicarse teniendo en cuenta el correspondiente monitoreo en el programa general de control y mitigación de corrosión en las facilidades de superficie.

- ✚ Si el hidrocarburo transportado es líquido o multifásico, la inyección del inhibidor se puede hacer en la superficie interna del tubo. Para ello se requiere una boquilla dosificadora que genere turbulencia.
- ✚ Si el fluido a transportar en el sistema de recolección es gas, se recomiendan instalar boquillas dosificadoras que sean paralelas al flujo.

### **Selección del inhibidor a utilizar**

Teniendo en cuenta algunos puntos necesarios para implementar un programa de inhibición química de la corrosión, se procede a la escogencia del inhibidor apropiado. Para ello se muestran una serie de parámetros a observar en la selección del inhibidor:

- ✚ Seguir las recomendaciones mencionadas anteriormente para la implementación del programa de inhibición.
- ✚ Determinar la relación fluido de hidrocarburo que transita por el ducto a volumen de inhibidor necesario, esto se hace de acuerdo a especificaciones dadas por el fabricante del inhibidor en la dosificación a implementar.
- ✚ La mayoría de inhibidores de corrosión son inoperantes a más de 150°C, por lo cual si la temperatura interna de la línea excede este límite, se deben hacer pruebas del inhibidor a escoger en laboratorio para observar si se degradan sus propiedades protectoras.
- ✚ Si el fluido producido de los pozos posee alto BSW, el contacto de la tubería con el agua se incrementa. Es preferible en estos casos usar inhibidores de corrosión solubles en agua, con el objetivo de ampliar el área de contacto entre el inhibidor y el metal.
- ✚ Algunos inhibidores tienden a formar emulsiones con el fluido producido y formación de espuma. Es posible en estos casos usar

inhibidores de corrosión solubles en salmueras para dosificar en los puntos de inyección, con el fin de no alterar las condiciones fisicoquímicas del fluido producido.

### **Pruebas de laboratorio adicionales a la selección del inhibidor**

Para asegurar una eficiencia adecuada en el inhibidor a escoger, se pueden realizar pruebas de laboratorio adicionales donde se evalúan resultados que puedan ser comparables y reproducibles con las condiciones de operación en campo. Adicionalmente se pueden detectar tempranamente problemas asociados a la inyección del inhibidor: como formación de emulsiones, espumas, persistencia de la película de inhibidor y algún otro fenómeno que afecte la protección dada por el inhibidor y daños al sistema de líneas, equipos, etc.

Se recomiendan las siguientes pruebas de laboratorio:

- ✚ Prueba Gravimétrica o Wheel Test: Es una prueba desarrollada y recomendada por la NACE para la protección de oleoductos, oleogasoductos y gasoductos con inhibidores de Corrosión. Esta norma se conoce como **NACE 1D-182**, allí dan el procedimiento de la prueba y demás recomendaciones en la práctica.
  
- ✚ Pruebas electroquímicas: Estas pruebas pretenden medir la velocidad de corrosión del metal a proteger en un medio de interés (medio de prueba). Existen muchas pruebas estandarizadas tales como: **NACE 1D-196**, **ASTM G59** y **ASTM D2776**. Están debidamente documentadas y pueden usarse como un medio de evaluación en la implementación de un inhibidor de corrosión específico.

#### C.4.2.2 ACEPTACIÓN DEL INHIBIDOR DE CORROSIÓN A USAR

El parámetro de escogencia del inhibidor óptimo será aquel que muestre una eficiencia del 90% hacia arriba

El visto bueno por el encargado del programa de inhibición en la aprobación del inhibidor puede estar dada por:

- ✚ Si el proveedor del inhibidor demuestra la eficiencia exigida ya sea por pruebas realizadas anteriormente, esto debe ser documentado y soportado por las pruebas mencionadas anteriormente.
- ✚ Si es posible que se realicen en las pruebas de laboratorio recomendadas para la escogencia del inhibidor por el(los) encargado(s) del programa de inhibición, que en realidad certifiquen la eficiencia del inhibidor.

Si las pruebas de eficiencia del inhibidor son realizadas por el encargado de la compañía operadora del campo, se usa como calificador de la eficiencia del inhibidor la siguiente formula en los resultados obtenidos:

$$EI = \frac{VC_i - VC_f}{VC_i} \times 100$$

Ecuación 37.

Donde:

EI = Eficiencia del inhibidor, porcentaje.

VC<sub>i</sub> = Velocidad media de corrosión inicial (sin inhibidor), A/m<sup>2</sup> ó mpy.

VC<sub>f</sub> = Velocidad media de corrosión final (con inhibidor), A/m<sup>2</sup> ó mpy.

## ANEXO D

### CONTROL Y REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES

Muchos problemas son presentados en la vida productiva en un campo de hidrocarburos, pero uno en el que el ingeniero de producción debe estar siempre alerta es el relacionado con las incrustaciones o escamas. Con la definición clara de incrustaciones y sus características principales de formación, se hará una síntesis y una serie de recomendaciones útiles para el control y remoción de incrustaciones en las líneas de recolección y en cabezales de pozo.

Para el manejo de incrustaciones en campo el ingeniero de producción debe poseer la información necesaria para determinar los posibles daños a los equipos y la reducción en la producción, por posibles reducciones en los diámetros de las tuberías usadas en su sistema de recolección

Si la información obtenida sobre la formación de incrustaciones representa un problema real en el campo, el ingeniero a cargo de las operaciones en este se ve enfrentado con tres distintos problemas en diferentes áreas, estará obligado a luchar casi simultáneamente en tres diferentes frentes:

1. **Predicción:** Se debe determinar el grado de daño que realmente a ocurrido, esto incluye un análisis de todas las condiciones del sistema en el presente, pasado y futuro; que pueden promover la formación y depositación de incrustaciones.
2. **Remoción:** La implementación de un esquema de remoción de incrustaciones permitirá la restauración de las condiciones iniciales y la mitigación del daño causado con el objetivo de mantener el índice de productividad original.
3. **Inhibición:** El ingeniero a cargo debe establecer un procedimiento para definir correctamente los métodos de prevención o inhibición a

utilizar bajo las características especiales de cada campo. Este es el frente de lucha contra las incrustaciones que presenta mas dificultad.

El problema de formación y depositación de incrustaciones puede ser tratado satisfactoriamente solo si todos los tres frentes son considerados a fondo, Infortunadamente no existen dos sistemas con condiciones idénticas de formación de incrustaciones en los campos petroleros del mundo, por esto cada vez que se presentan problemas de formación de incrustaciones en cualquier campo de petróleo se deben establecer las condiciones especificas del sistema con el fin de identificar el procedimiento a seguir el tratamiento. Por esto una solución patentada para cualquier problema incrustaciones en un campo dado no puede ser aplicada, pero para cada caso en particular se puede establecer unos esquemas y guías en cada uno de los frentes (predicción, remoción, inhibición) para determinar cual seria el procedimiento a seguir con el fin de establecer la mejor solución al problema.

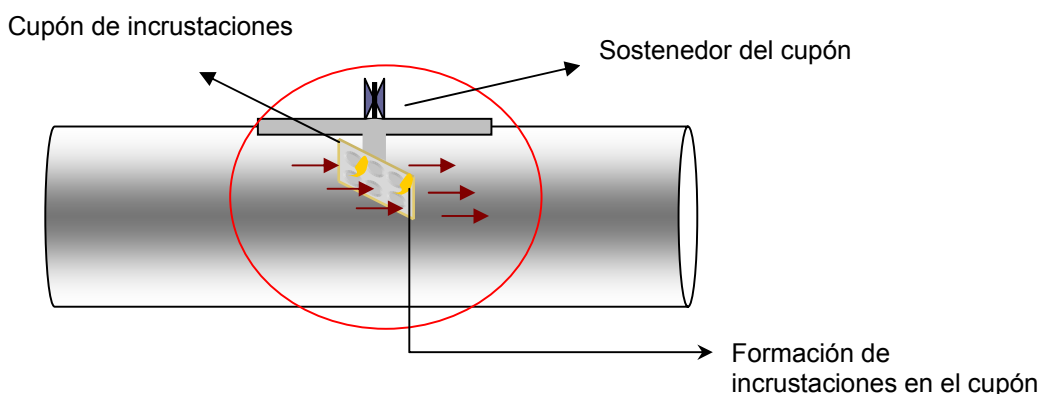
## **D.1 MÉTODOS DE PRUEBA DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES EN CAMPO**

### **Cupones de incrustaciones**

El uso de cupones de incrustaciones o scale en campo, es una prueba que se efectúa con el fin de predecir la tendencia en la formación de incrustaciones en las líneas de recolección de petróleo y gas, esta directamente relacionado con los análisis en laboratorio. Los cupones de acero son introducidos en las líneas de flujo y la cantidad de scale que esta acumula es usado para evaluar las características de inhibición de diferentes químicos bajo una variedad de condiciones operativas con el fin de encontrar el inhibidor adecuado y una optima dosificación aguas arriba del cupón.

Los cupones son muestras del mismo material del que esta fabricado la tubería, se ubican dentro del sistema para ser sometidos a las mismas condiciones operacionales de la tubería y poder determinar el grado de formación de scale que se desarrolla.

Figura 66. Cupón de Scale ubicado en una línea de flujo.



Fuente: Autores.

### **Resultados de los cupones de Scale.**

Una particular localización en el campo en donde introducimos un cupón puede no presentar formación de incrustaciones en este. El hecho de que no encontremos formación de incrustaciones en esta localización, no necesariamente significa que el inhibidor efectivamente previene la formación de las incrustaciones.

Por ejemplo, podemos encontrar formación de incrustaciones en un cupón, antes de ser inyectado el inhibidor, y podemos encontrar el cupón sin ninguna formación de incrustaciones después de haber inyectado el inhibidor. Sin embargo incrustaciones más pesadas y duras pueden presentarse en el fondo en otras localizaciones de las tuberías o en cualquier otro punto lejos del cupón. En aquellos casos el inhibidor no puede resolver

el problema, pero sin embargo la prueba del cupón lo califica como excelente.

Por esto se debe definir toda la trayectoria del agua de formación y los cambios de sus propiedades termodinámicas a lo largo de esta, con el fin de evaluarla en el laboratorio y poder predecir los puntos críticos en donde se presenta tendencias mas elevadas a la formación de Scale.

Los objetivos de los análisis de las pruebas en el laboratorio y las herramientas para determinar la tendencia a la formación de incrustaciones, son:

1. Mejorar las pruebas de precipitación y registrar los efectos de la temperatura, sobresaturación y composición química.
2. Determinar la compatibilidad de los inhibidores con los fluidos de producción.
3. Clasificar los inhibidores para aplicaciones específicas.

### **PRUEBA DE PRECIPITACIÓN.**

En una prueba de precipitación, dos soluciones químicas incompatibles son combinadas; la precipitación de scale formando sólidos, por ejemplo, carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ) o sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) es medido en presencia de un inhibidor a varias concentraciones por medio de análisis químicos.

La cantidad de precipitado obtenido es comparado con la cantidad de precipitado formado por una mezcla de soluciones las cuales no contienen

inhibidor de scale. Una mayor cantidad de sólidos en suspensión para una cantidad de inhibidor dado o menos cantidad de inhibidor necesaria para mantener una cantidad dada de sólidos en solución son los requisitos que deben tener los componentes químicos probados para que actúen como inhibidores efectivos.

Esta prueba es extensamente usada para la evaluación en el laboratorio de los inhibidores de scale, este tipo de pruebas es conveniente dado que se obtienen resultados rápidos, no requiere equipos costosos y puede ser efectuado por personal sin mucha experiencia; infortunadamente la reproducibilidad de los resultados no es muy buena y los datos reportados por diferentes probadores son a menudo contradictorios.

Este es el método de prueba más común: un inhibidor es probado en el campo sin tener que hacer pruebas previas, el éxito o fracaso del trabajo lo decide la calidad del inhibidor.

## **D.2 REMOCION DE INCRUSTACIONES**

### **D.2.1 REMOCION QUÍMICA**

Este tipo de control químico busca retirar las incrustaciones en puntos donde las condiciones hidrodinámicas del fluido cambian, generalmente se presenta en zonas donde existan accesorios y válvulas que restringen el flujo.

En las válvulas tanto de retención como de cierre puedan presentar estos problemas de incrustación, por lo que un programa de remoción de incrustaciones es competente con las actividades complementarias en la producción de un campo petrolero.

### **Remoción química de incrustaciones en campo**

Es el tratamiento más común que se utiliza para la remoción de incrustaciones en campo, se toma como primera medida para tratar el problema, ya que es posible determinar las condiciones favorables para utilizar algún producto químico.

Como sabemos, las incrustaciones principalmente están formadas por carbonatos, que son muy solubles en ácido clorhídrico y dan ya una idea inicial de que tipo de tratamiento vamos a utilizar.

Para implementar un tratamiento químico con soluciones ácidas para la remoción de incrustaciones en líneas y equipo implicados en la recolección se debe tener en cuenta:

- ✚ Determinar las características físicas y químicas de las incrustaciones presentes. Se debe conocer la composición química de la incrustación y posibles causas de formación, además es muy difícil controlar las incrustaciones si el fluido producido contiene alto corte de BSW, ya que el agua libre favorece la depositación.
- ✚ Examinar los tramos de tuberías, accesorios y demás elementos donde es probable que se acentúe la depositación de incrustaciones.
- ✚ Determinar el tipo de químicos a inyectar en el lavado de los equipos, sabemos que las soluciones ácidas son el componente principal del fluido tratador. Además, la capa de incrustaciones es poco permeable y dura, por lo que se debe dar un remojo mínimo del ácido.
- ✚ Conocer la cinética de la reacción, este factor es importante pues nos puede mostrar los volúmenes y cantidades de ácidos para una remoción efectiva de las incrustaciones. En laboratorio se puede obtener este dato, tomando muestras sueltas de las incrustaciones presentes en las líneas y llevándola a prueba con reacciones químicas

controladas, donde se trate de reproducir el tratamiento a condiciones de campo.

- ✚ Escoger un inhibidor adecuado que proteja el metal expuesto a la solución ácida en la remoción de incrustaciones, para ello existen el mercado numerosos inhibidores de corrosión que se pueden utilizar en este tratamiento.
- ✚ Determinar el punto de inyección y desplazamiento de la solución removedor de incrustaciones, se debe tener presente que este fluido puede afectar equipos que estén fabricados con materiales sensibles, por lo cual se debe aislar el sistema en el tratamiento. Puede sugerirse puntos de inyección desde cabeza de pozo y desviar los productos del lavado por la línea de prueba para evitar cruzar este fluido sucio con la producción del campo.
- ✚ Para evacuar los productos que son resultado de la limpieza de la línea puede existir un postflujo, con el fin de retirar posibles baches de ácido sin reaccionar. Se pueden usar marranos neumáticos para optimizar la limpieza con el postflujo.

### **D.2.2 REMOCION MECÁNICA**

Las soluciones mecánicas para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia gama de herramientas aplicables en las tuberías de recolección y en la formación. La mayor parte de los métodos mecánicos presentan limitaciones de tipo operativo, de manera tal que la selección del método correcto depende de las características del sistema y del tipo de incrustación. Los métodos mecánicos, si bien son variados, se encuentran entre los más eficientes para la eliminación de incrustaciones de minerales en las tuberías.

En las líneas de recolección de superficie, como técnica de limpieza y remoción de incrustaciones es común usar los raspadores o marranos.

### Uso de raspadores

Es común en la industria encontrar el uso de raspadores con el fin de mantener las condiciones óptimas de operación de las líneas que transporten fluidos. Dependiendo del uso que se le de al raspador, estos se clasifican en:

- Limpiadores: Son usados para la remoción de sólidos, partículas y escombros acumulados en la línea.
- Sellantes: Remueven y expulsan de la línea líquidos indeseables, en especial tapones de agua y condensados en líneas que manejen gas.

Figura 67. Raspadores usados para limpieza de líneas



Arriba a la izquierda tipo mandril; arriba a la derecha tipo sellante y abajo raspadores tipo espuma. Tomado de Slb.

Además, de acuerdo a la configuración mecánica y geométrica los raspadores pueden ser:

- Raspadores mandril
- Raspadores sellantes.
- Raspadores de espuma
- Esferas

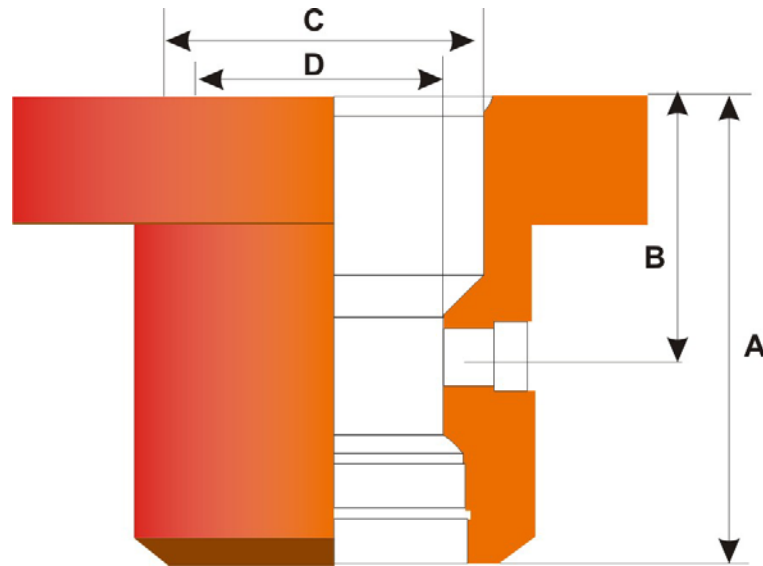
## ANEXO E

### DIMENSIONES DE EQUIPOS PARA CABEZAL Y ARBOLES DE POZO EN LOS DIFERENTES LEVANTAMIENTOS

CONEXIÓN SUPERIOR BRIDADA in	CONEXIÓN INFERIOR ROSCADA in	PRESIÓN DE TRABAJO CONEXIÓN SUPERIOR psi	DIMENSIONES (in)			
			A	B	C	D
9	7 5/8	2000	15	8 11/16	7	8 3/4
9	7 5/8	3000	15 7/8	9 5/16	7	8 3/4
9	8 5/8	2000	15 7/8	8 9/16	7	8 3/4
9	8 5/8	3000	15 7/8	8 9/16	8	8 3/4
9	8 5/8	5000	15 7/8	9 5/16	8	8 3/4
11	8 5/8	2000	15 15/16	9 1/4	8	10 7/8
11	8 5/8	3000	16 1/2	9 3/16	8	10 7/8
11	8 5/8	5000	16 3/4	11 1/4	8	10 7/8
11	9 5/8	3000	16 3/4	9 3/16	8	10 7/8
11	9 5/8	5000	16 3/4	11 1/4	9	10 7/8
11	10 3/4	2000	16 3/4	9 3/16	9	10 7/8
11	10 3/4	3000	16 3/4	9 3/16	10	10 7/8
11	10 3/4	5000	16 3/4	9 3/8	10	10 7/8
13 5/8	11 3/4	2000	17 3/8	9 1/4	10	13 1/2
13 5/8	11 3/4	3000	17 3/8	9 3/8	11	13 1/2
13 5/8	13 3/8	2000	15	9 3/8	11	13 1/2
13 5/8	13 3/8	3000	18 1/16	12 1/8	12 1/2	13 1/2
13 5/8	13 3/8	5000	18 1/2	12 1/8	12 1/2	13 1/2
16 3/4	16	2000	18 1/8	10 5/8	12 1/2	18 5/8
16 3/4	16	3000	18 1/8	10 5/8	15 1/4	18 5/8
16 3/4	16	5000	18 1/8	10 5/8	15 1/4	18 5/8
21 1/4	20	2000	29 1/2	13 3/8	15 1/4	20 1/8
20 3/4	20	3000	21 3/4	13 5/16	19 3/16	20 1/8

Tabla 17. Cabezales para tubería de revestimiento REF C-22 y C-29

Figura 68. Dimensiones del Casing Head

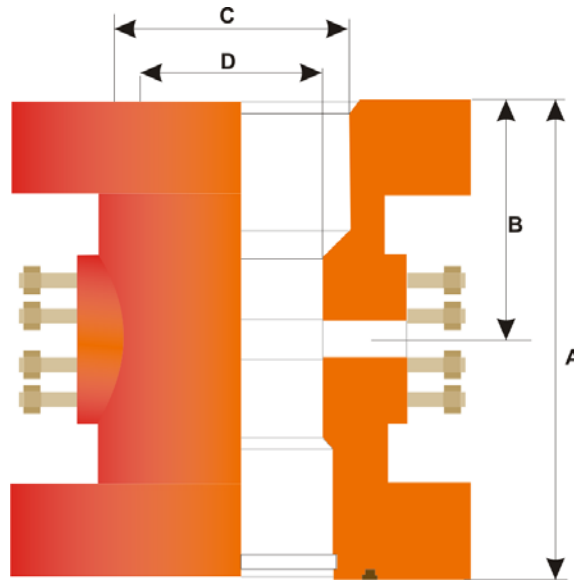


Fuente: Autores

CONEXIÓN BRIDADA SUPERIOR in	PRESION TRABAJO CONEXIÓN SUPERIOR psi	CONEXIÓN BRIDADA INFERIOR in	PRESION TRABAJO CONEXIÓN INFERIOR psi	DIMENSIONES (in)			
				A	B	C	D
11	3000	11	3000	20	12 ¼	9	10 7/8
11	3000	11	3000	20	12 ¼	9	10 7/8
11	3000	13 5/8	3000	23 ½	13	9	10 7/8
11	3000	13 5/8	3000	23 ½	13	9	10 7/8
11	3000	16 ¾	3000	22	12 ½	9	10 7/8
11	3000	16 ¾	3000	22	12 ½	9	10 7/8
11	3000	16 ¾	3000	22	12 ½	9	10 7/8
13 5/8	3000	20 ¾	3000	27 3/16	14 3/16	12 1/6	13 ½
11	5000	11	3000			9	10 7/8
11	5000	11	3000			9	10 7/8
11	5000	13 5/8	3000	23 ½	13	9	10 7/8
11	5000	13 5/8	3000	23 ½	13	9	10 7/8
11	5000	13 5/8	5000			9	10 7/8
11	5000	13 5/8	5000			9	10 7/8
11	5000	16 ¾	3000				10 7/8
11	5000	16 ¾	3000			10	10 7/8
11	5000	16 ¾	5000	24 ½	13 ½	10	10 7/8
13 5/8	5000	20 ¾	3000	28 3/8	15 1/8	12 ½	13 ½
11	10000	13 5/8	5000			9	10 7/8
11	10000	11	10000	20 3/8	14 5/8	9	10 7/8

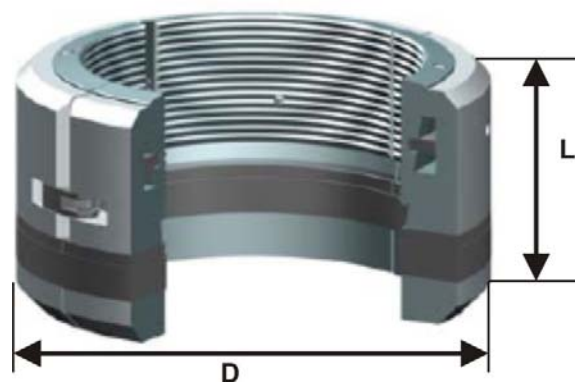
Tabla 18. Carrete para tubería de revestimiento intermedio o de producción  
Casing Spools REF. C-22 y C-.29

Figura 69. Dimensiones del Casing Spool.



Fuente: Autores

Figura 70. Dimensiones para un Casing Hanger C22



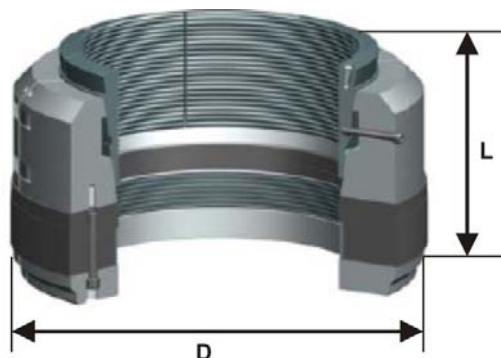
Fuente: Autores

## COLGADORES DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO - CASING HANGERS

TAMAÑO	DIMENSIONES (in)	
	D	L
9 X 4 1/2	8 11/16	8 1/16
9 X 5	8 11/16	8 1/16
9 X 5 1/2	8 11/16	8 1/16
11 X 4 1/2	10 13/16	8 1/16
11 X 5	10 13/16	8 1/16
11 X 6 5/8	10 13/16	8 1/16
11 X 7	10 13/16	8 1/16
11 X 7 5/8	10 13/16	8 1/16
11 X 8 5/2	10 13/16	8 1/16
13 5/8 X 7	13 7/16	8 1/16
13 5/8 X 7 5/8	13 7/16	8 1/16
13 5/8 X 8 5/8	13 7/16	8 1/16
13 5/8 X 9 5/8	13 7/16	8 1/16
13 5/8 X 10 3/4	13 7/16	8 1/16
16 3/4 X 9 5/8	16 9/16	9
16 3/4 X 10 3/4	16 9/16	9
21 1/4 X 13 3/8	20 1/16	9

Tabla 19. Colgadores de Tubería de Revestimiento -Casing Hangers REF  
C22

Figura 71. Dimensiones Casing hanger C29

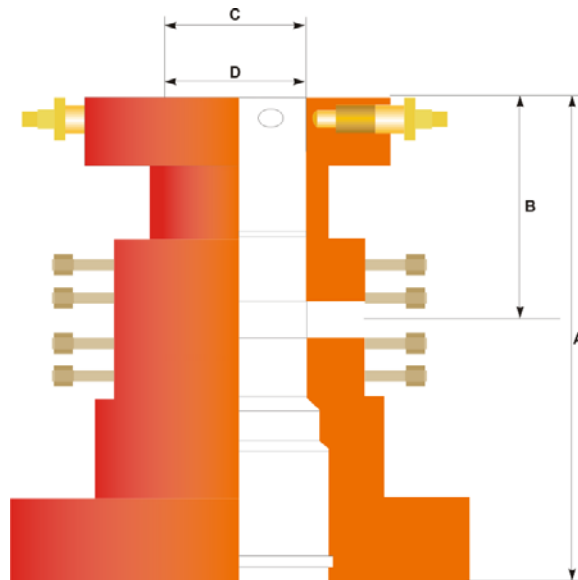


Fuente: Autores

TAMAÑO	DIMENSIONES (in)	
	D	L
11 X 5	10 13/16	8 7/8
11 X 5 1/2	10 13/16	8 7/8
11 X 6 5/8	10 13/16	8 7/8
11 X 7	10 13/16	8 7/8
11 X 7 5/8	10 13/16	8 7/8
11 X 8 5/8	10 13/16	8 7/8
13 5/8 X 5 1/2	13 7/16	8 7/8
13 5/8 X 7	13 7/16	8 7/8
13 5/8 X 7 5/8	13 7/16	8 7/8
13 5/8 X 8 5/8	13 7/16	8 7/8
13 5/8 X 9 5/8	13 7/16	8 7/8
13 5/8 X 10 3/4	13 7/16	8 7/8
16 3/4 X 9 5/8	16 9/16	10 3/8
16 3/4 X 10 3/4	16 9/16	10 3/8
21 1/4 X 13 3/8	20 1/16	10

Tabla 20. Colgadores de Tubería de Revestimiento -Casing Hangers REF C29

Figura 72. Dimensiones de un Tubing Head



Fuente: Autores

## CABEZALES DE TUBERIA DE PRODUCCIÓN – TUBING HEADS

CONEXIÓN SUPERIOR BRIDADA in - psi	CONEXIÓN INFERIOR BRIDADA in - psi	SALIDAS	DIMENSIONES (in)			
			A	B	C	D
7 1/16 – 2000	11 – 2000	2 LP	18 7/8	10 9/16	6 3/8	7
7 1/16 – 2000	11 – 2000	2 1/16 – 2000	18 7/8	10 9/16	6 3/8	7
7 1/16 – 2000	11 – 3000	2 LP	19 13/16	9 3/8	6 3/8	7
7 1/16 – 2000	11 – 3000	2 1/16 – 2000	19 13/16	9 3/8	6 3/8	7
7 1/16 – 3000	11 – 2000	2 LP	19 9/16	9 3/8	6 3/8	7
7 1/16 – 3000	11 – 2000	2 1/16 – 5000	19 9/16	9 3/8	6 3/8	7
7 1/16 – 3000	11 – 3000	2 LP	19 13/16	9 3/8	6 3/8	7
7 1/16 – 3000	11 – 3000	2 1/16 – 5000	19 13/16	9 3/8	6 3/8	7
7 1/16 – 5000	11 – 3000	2 1/16 – 5000	21 1/2	11 1/16	6 3/8	7
7 1/16 – 5000	11 – 5000	2 1/16 – 5000	24 7/16	11 1/16	6 3/8	7
7 1/16 – 10000	11 – 5000	1 13/16 – 10000	26	12 3/4	6 3/8	7
7 1/16 – 15000	11 – 10000	1 13/16 – 10000	26 3/8	12 3/4	6 5/8	7
9 – 10000	11 – 5000	1 13/16 – 10000	25 5/8	12 1/4	8	8 3/4
11 – 5000	13 5/8 – 5000	2 1/16 -5000	24 3/4	12 1/2	10	10 7/8

Tabla 21. Tubing head REF UNIVERSAL

CONEXIÓN SUPERIOR BRIDADA in - psi	CONEXIÓN INFERIOR BRIDADA in - psi	SALIDAS	DIMENSIONES (in)			
			A	B	C	D
7 1/16 – 2000	11 – 2000	2 LP	18 7/8	10 9/16	6 13/16	7
7 1/16 – 2000	11 – 2000	2 1/16 – 3000	18 7/8	10 9/16	6 13/16	7
7 1/16 – 3000	11 – 2000	2 LP	20 3/4	10	6 3/8	7
7 1/16 – 3000	11 – 2000	2 1/16 – 5000	20 3/4	10	6 3/8	7
7 1/16 – 3000	11 – 3000	2 LP	20 7/8	15 1/16	6 13/16	7
7 1/16 – 3000	11 – 3000	2 1/16 – 5000	20 7/8	10 1/16	6 13/16	7

7 1/16 – 5000	11 – 3000	2 LP	22 3/8	11 3/4	6 13/16	7
7 1/16 – 5000	11 – 3000	2 1/16 – 5000	22 3/8	11 3/4	6 13/16	7
7 1/16 – 5000	11 – 5000	2 LP	24 7/16	11 1/16	6 13/16	7
7 1/16 – 5000	11 – 5000	2 1/15 – 5000	24 7/16	11 1/16	6 13/16	7
7 1/16 – 10000	11 – 5000	1 13/16 – 10000	26 1/2	12 3/4	6 13/16	7
7 1/16 – 10000	11 – 10000	1 13/16 – 10000	26 7/2	12 3/4	6 3/4	7
11 – 10000	13 5/8 – 5000	2 1/16 -5000	28 15/16	12 1/2	9	10 7/8

Tabla 22. Tubing head REF TC

### COLGADORES PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN – TUBING HANGERS

CABEZAL DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	TIPO MANDRIL		TIPO EMPAQUETADO		TIPO ENVOLVENTE	
	COLGADOR	TAMAÑO in	COLGADOR	TAMAÑO in	COLGADOR	TAMAÑO in
T - 16	T - 16	6 X 2 3/8 6 X 2 7/8 6 X 3 1/2 6 X 4	T - 16	6 X 2 3/8 6 X 2 7/8 6 X 3 1/2	WA - 4	6 X 2 3/8 6 X 2 7/8 6 X 3 1/2
UNIVERSAL	U - 30	6 X 2 3/8 6 X 2 7/8 6 X 3 1/2	U	6 X 2 3/8 6 X 2 7/8 6 X 3 1/2	U - 41	6 X 2 3/8 6 X 2 7/8 6 X 3 1/2
TC	TC - 1A	6 X 2 3/8 6 X 2 7/8 6 X 2 3/8 6 X 2 7/8	TC	6 X 2 3/8 6 X 2 7/8	TC - 1W	6 X 2 3/8 6 X 2 7/8 8 X 2 3/8 8 X 2 7/8

Tabla 23. Colgadores de tubería de revestimiento.

**ADAPTADORES DEL CABEZAL DE TUBERIA DE PRODUCCION  
TUBING HEAD ADAPTERS**

**ADAPTADOR BO2\* FEPCO ó "HT"\* FMC**

CONEXIÓN SUPERIOR BRIDADA in - psi	CONEXIÓN INFERIOR BRIDADA in - psi	TAMAÑO TUBERIA in
2 1/16 – 2000	7 1/16 – 2000	2
2 9/16 – 2000	7 1/16 – 2000	2 1/2
3 1/8 – 2000	7 1/16 – 2000	2 1/2
3 1/8 – 3000	7 1/16 – 3000	2
2 1/16 – 5000	7 1/16 – 3000	2 1/2
2 9/16 – 5000	7 1/16 – 3000	2 1/2
2 1/16 – 5000	7 1/16 – 5000	2
2 9/16 – 5000	7 1/16 – 5000	2 1/2
3 1/8 – 5000	7 1/16 – 5000	2 1/2
2 1/16 – 10000	7 1/16 – 10000	2
2 9/16 – 10000	7 1/16 – 10000	2 1/2
3 1/16 – 10000	9 – 10000	3
3 1/16 – 10000	11 – 10000	3
4 1/16 - 10000	11 – 10000	4

Tabla 24. Tubing head adapter tipo BO2.

**CUPLA DEL ADAPTADOR**

TAMAÑO in	HANGER OD in
2 3/8 UP X 2 3/8 UP	4 1/2
2 7/8 UP X 2 7/8 UP	4 1/2
3 1/2 UP X 3 1/2 UP	6 3/16
4 1/2 UP X 4 1/2 UP	6 7/8

Tabla 25. Dimensiones de la cupla adaptadora

**ADAPTADOR B2\* FEPCO ó C2P\* FMC**

CONEXIÓN INFERIOR BRIDADA		ROSCA SUPERIOR DEL ADAPTADOR	CONEXIÓN SUPERIOR BRIDADA in - psi
TAMAÑO in	PRESIÓN DE TRABAJO psi		
7 1/16	2000	2 3/8 EUE 8 RF	2 1/16 – 2000 2 9/16 – 2000 3 1/8 – 2000 2 1/16 – 5000 2 9/16 – 5000 3 1/8 - 2000
		2 7/8 EUE 8 RF	2 9/16 – 2000 3 1/8 – 2000 2 9/16 – 5000
		3 1/2 EUE 8 RF	3 1/8 – 2000
	3000	2 3/8 EUE 8 RF	2 1/16 – 2000 2 9/16 - 2000 3 1/8 – 3000 4 1/16 – 3000 2 1/16 – 5000 2 9/16 – 5000 3 1/8 – 5000
		2 7/8 EUE 8 RF	2 9/16 – 2000 3 1/8 – 3000 4 1/16 – 3000 2 9/16 – 5000 3 1/8 – 5000
		3 1/2 EUE 8 RF	3 1/8 – 3000
	5000	2 3/8 EUE 8 RF	2 1/16 – 5000 2 9/16 – 5000 3 1/8 – 5000
		2 7/8 EUE 8 RF	2 9/16 – 5000 3 1/8 – 5000
		3 1/2 EUE 8 RF	3 1/8 – 3000 3 1/8 – 5000

Tabla 26. Tubing head adapter tipo B2

**ADAPTADOR B1\* FEPCO ó C1\* FMC**

CONEXIÓN INFERIOR BRIDADA	CONEXIÓN INFERIOR ROSCADA	CONEXIÓN SUPERIOR ROSCADA
7 1/16 – 2000	2 3/8	2 3/8 8RF 2 1/2 LP 2 7/8 8RF 3 LP
	2 7/8	2 7/8 8RF 3 LP
	3 1/2	3 1/2 8RF
7 1/16 – 3000	2 3/8	2 3/8 8RF 2 1/2 LP 2 7/8 8RF 3 LP
	2 7/8	2 7/8 8RF 3 LP
	3 1/2	3 1/2 8RF

Tabla 27. Tubing head adapter tipo B1

**ADAPTADOR COMPLETAMIENTO MÚLTIPLE**

TAMAÑO	PRESIONES DE TRABAJO
7 1/16 X 3 1/2 X 2" LP	3000/2000
7 1/16 X 2 7/8 X 2" LP	3000/2000
7 1/16 X 2 3/4 X 2" LP	3000/2000
7 1/16 X 3 1/2 X 2" LP	5000/2000
7 1/16 X 2 7/8 X 2" LP	5000/2000
7 1/16 X 2 3/8 X 2" LP	5000/2000

Tabla 28. Tubing head adapter para completamiento múltiple.

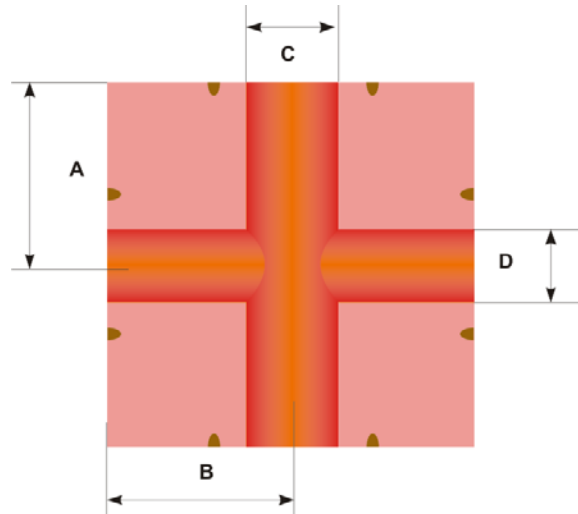
## ELEMENTOS PARA ARBOL DE POZO

### TEES Y CROSS

MÁXIMA PRESIÓN DE TRABAJO Psi	TAMAÑO NOMINAL pulgadas		DIMENSIONES pulgadas			
	VERTICAL	SALIDA	A	B	C	D
2000	2 1/16	2 1/16	3 1/2	3 1/2	2 1/16	2 1/16
	2 9/16	2 1/16	3 1/2	4	2 9/16	2 1/16
	3 1/8	2 1/16	3 1/2	4 1/2	3 1/8	2 1/16
	3 1/8	2 9/16	4 1/2	4 1/2	3 1/8	2 9/16
	4 1/16	2 1/16	4 1/2	5 1/2	4 1/16	2 1/16
	4 1/16	2 9/16	4 1/2	5 1/2	4 1/16	2 9/16
3000	3 1/8	2 1/16	4 1/2	5	3 1/8	2 1/16
	3 1/8	2 9/16	5	5	3 1/8	2 9/16
	4 1/16	2 1/16	4 1/2	6	4 1/16	2 1/16
	4 1/16	2 9/16	5	6	4 1/16	2 9/16
	4 1/16	3 1/8	5	6	4 1/16	3 1/8
5000	2 1/16	2 1/16	4 1/2	4 1/2	2 1/16	2 1/16
	2 9/16	2 1/16	4 1/2	5	2 9/16	2 1/16
	3 1/8	2 1/16	5 1/2	5 1/2	2 1/16	2 1/16
	3 1/8	2 9/16	5 1/2	5 1/2	2 9/16	2 9/16
	4 1/16	2 1/16	6 1/2	6 1/2	4 1/16	2 1/16
	4 1/16	2 9/16	6 1/2	6 1/2	4 1/16	2 9/16
10000 6BX	3 1/16	1 13/16	4 1/2	5 7/8	1 13/16	1 13/16
	3 1/16	2 1/16	4 1/2	5 7/8	2 1/16	2 1/16
	4 1/16	1 13/16	4 1/2	6 7/8	1 13/16	2 1/16
	4 1/16	2 1/16	4 1/2	6 7/8	2 1/16	2 9/16
	4 1/16	2 9/16	5 1/8	6 7/8	4 1/16	3 1/16
15000 6BX	2 9/16	1 13/16	5 1/2	5 1/2	2 9/16	1 13/16
	2 9/16	2 1/16	5 1/2	5 1/2	2 9/16	2 1/16
	3 1/16	1 13/16	6 5/16	6 5/16	3 1/16	1 13/16
	3 1/16	2 1/16	6 5/16	6 5/16	3 1/16	2 1/16
	3 1/16	2 9/16	6 5/16	6 5/16	3 1/16	2 9/16
	3 1/16	2 9/16	6 5/16	6 5/16	3 1/16	2 9/16

Tabla 29. Tees y cruz de flujo.

Figura 73. Dimensiones de Tees y cruces para arboles de pozo.



Fuente: Autores

### TAPONES DE ARBOL DE POZO O TREE CAPS

CONEXIÓN BRIDADA INFERIOR in	PRESIÓN DE TRABAJO psi	DIÁMETRO DEL HUECO in	CONEXIÓN SUPERIOR ROSCADA
2 1/16	2000	2 1/16	2 3/8 EUE
2 1/16	5000	2 1/16	2 3/8 EUE
2 1/16	10000	2 1/16	2 3/8 EUE
2 9/16	2000	2 9/16	2 7/8 EUE
2 9/16	5000	2 9/16	2 7/8 EUE
2 9/16	10000	2 9/16	2 7/8 EUE
3 1/8	2000	3 1/8	3 1/2 EUE
3 1/8	3000	3 1/8	3 1/2 EUE
3 1/8	5000	3 1/8	3 1/2 EUE

Tabla 30. Dimensiones de un Tree Cap

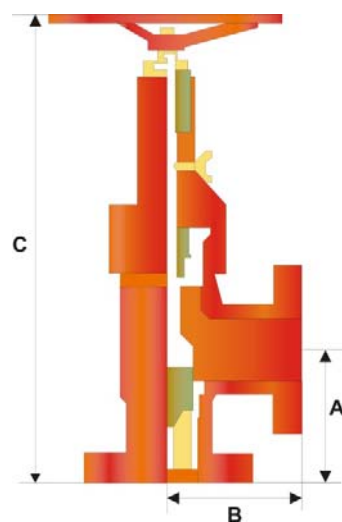
## VALVULAS DE CHOKE

### CHOKE AJUSTABLES

PRESIÓN DE TRABAJO psi	TAMAÑO in	MÁXIMO DIÁMETRO DEL ORIFICIO in	DIMENSIONES in		
			A	B	C
2000	2 1/16	2	8 5/16	8 5/16	26 13/16
3000	2 1/16	2	9 5/16	9 5/16	28 3/4
5000	1 13/16	3/4	9 3/8	7 3/8	21 13/16
	2 1/16	2	9 3/4	9 3/4	28
10000	2 9/16	3/4	9 5/16	9 5/16	29 3/4
	3 1/8	3/4	6 7/8	6 7/8	21 3/8
15000	3 1/8	3/4	9 3/4	9 3/4	29 3/8
	3 1/8	3/4	7 3/8	7 3/8	26 1/16
	3 1/8	3/4	9 3/4	9 3/4	29 3/8

Tabla 31. Válvulas choke ajustables

Figura 74. Dimensiones Choque ajustable.



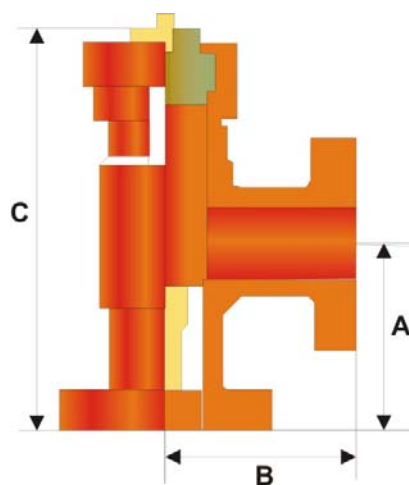
Fuente: Autores

## CHOKES POSITIVOS

PRESIÓN DE TRABAJO psi	TAMAÑO in	MÁXIMO DIÁMETRO DEL ORIFICIO in	DIMENSIONES in		
			A	B	C
2000	3 1/8	2	12 5/8	9 3/4	11 3/8
	3 1/8		9 5/16	9 5/16	21 1/4
	3 1/8		9 5/16	9 5/16	21 1/4
10000	1 13/16	1	9 3/8	7 3/8	1
	1 13/16		9 5/16	9 5/16	2
	2 1/16		9 5/16	9 5/16	1 3/4
	2 1/16		9 5/16	9 5/16	8 7/8
	2 9/16		9 3/16	6 7/8	11 1/4
15000	3 1/16	1	10 1/8	7 3/8	21 3/8

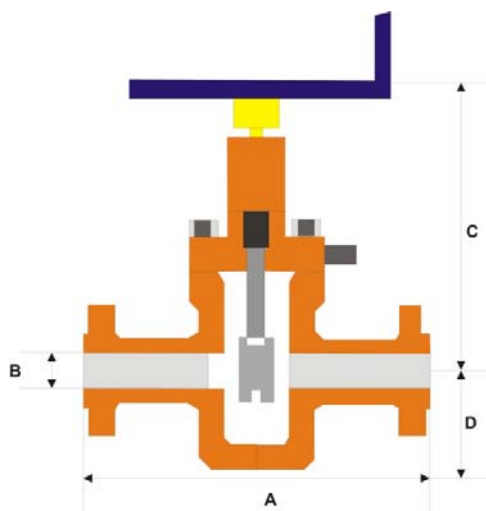
Tabla 32. Válvulas choke positivos

Figura 75. Dimensiones Choke positivo



Fuente: Autores

Figura 76. Dimensiones Válvula de Compuerta



Fuente: Autores.

## VALVULAS DE COMPUERTA

### REFERENCIA TC Y C

PRESIÓN DE TRABAJO psi	DIÁMETRO NOMINAL in	DIMENSIONES – in			
		A	B	C	D
2000	2 1/16	9 1/14	2 1/16	15 1/14	5 1/4
	2 9/16	10 1/4	2 9/16	16 1/16	6 1/16
	3 1/8	11 3/8	3 1/8	18 5/8	7 5/8
	4 1/16	13	4 1/16	19 1/8	9 3/4
3000	2 1/16	11 5/8	2 1/16	15 1/4	5 1/4
	2 9/16	12 3/8	2 9/16	16 1/16	6 1/16
	3 1/8	13 3/4	3 1/8	18 5/8	7 5/8
	4 1/16	14 3/4	4 1/16	19 1/8	9 3/4
5000	2 1/16	11 5/8	2 1/16	15 1/4	5 1/4
	2 9/16	12 3/8	2 9/16	16 1/16	6 1/16
	3 1/8	13 3/4	3 1/8	18 5/8	7 5/8
	4 1/16	14 3/4	4 1/16	19 1/8	9 3/4

Tabla 33. Válvulas de compuerta con salidas roscadas API 6

PRESIÓN DE TRABAJO psi	DIÁMETRO NOMINAL in	DIMENSIONES – in			
		A	B	C	D
2000	2 1/16	11 5/8	2 1/16	15 1/4	5 1/4
	2 9/16	13 1/8	2 9/16	16 1/16	6 1/16
	3 1/8	14 1/8	3 1/8	18 5/8	7 5/8
	4 1/16	17 1/8	4 1/16	19 1/8	9 3/4
	5 1/8	22 1/8	5 1/8	21 1/8	11 5/8
	7 1/16	26 1/8	7 1/16	29 1/4	15 1/16
3000	2 1/16	14 5/8	2 1/16	15 1/4	5 1/4
	2 9/16	16 5/8	2 9/16	16 1/16	6 1/16
	3 1/8	17 1/8	3 1/8	18 5/8	7 5/8
	4 1/16	20 1/8	4 1/16	19 1/8	9 3/4
	5 1/8	24 1/8	5 1/8	21 1/2	11 5/8
	7 1/16	25 1/8	7 1/16	29 1/4	13 1/16
5000	2 1/16	14 5/8	2 1/16	15 1/4	5 1/4
	2 9/16	16 5/8	2 9/16	16 1/16	6 1/16
	3 1/8	18 5/8	3 1/8	18 5/8	7 5/8
	4 1/16	21 5/8	4 1/16	19 1/8	9 3/4
	5 1/8	28 5/8	5 1/8	21 1/8	11 5/8
	7 1/16	32	7 1/16	29 1/4	13 1/16
10000	1 13/16	18 1/4	1 13/16	15 9/16	6 1/2
	2 1/16	20 1/4	2 1/16	15 9/16	6 1/2
	2 9/16	22 1/4	2 9/16	17	7 3/8
	3 1/8	24 3/8	3 1/8	20 5/8	9 3/16
	4 1/16	26 5/8	4 1/16	22 5/8	11 1/2
	5 1/8	28 5/8	5 1/8	25 5/8	15 1/16
	7 1/16	35	7 1/16	32	20 3/8
15000	1 13/16	18	1 13/16	15 9/16	6 1/2
	2 1/16	19	2 1/16	15 9/16	6 1/2
	2 9/16	21	2 9/16	17	7 3/8
	3 1/8	23 9/16	3 1/8	20 5/8	9 3/16
	4 1/16	29	4 1/16	22 5/8	11 1/2

Tabla 34. Válvulas de compuerta con conexiones bridadas en las salidas RTJ  
API-6A

## VÁLVULAS DE CONTRAPRESIÓN - BACK PRESSURE VALVES

VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN		TUBING HANGER		ARBOL DE POZO	
TAMAÑO NOMINAL in	MÁXIMO OD in	TUBING OD in	MINIMO HUECO DEL ROSCADO in	MINIMO HUECO VERTICAL in	MÍNIMO DRIFT DEL ARBOL DE POZO in
1 1/4	1.356	1.660	1.286		
1 1/2	1.505	1.900	1.525	1 5/8	1.656
1 3/4	1.775	2 1/16	1.695	1 13/16	1.781
2	2.020	2 3/8	1.940	2 1/16	2.030
2 1/2	2.485	2 7/8	2.405	2 9/16	2.531
3	3.030	3 1/2	2.950	3 1/8	3.093
3 1/2	3.530	4	3.450	4 1/16	3.580
4	3.989	4 1/2	3.900	4 1/16	4.031

Tabla 35. Válvulas de contrapresión.

**ENSAMBLE ESTÁNDAR DEL CABEZAL Y ÁRBOL DE POZO PARA  
FLUJO NATURAL**

	<b>Manómetro Bourdon</b>
	<b>Tree Cap</b>
	<b>Válvula Swab Te de Flujo Válvula Wing Choke Ajustable</b>
	<b>Válvula Máster</b>
	<b>Tubing Head Adapter</b>
	<b>Tubing Head Tubing Hanger</b>
	<b>Casing Spool Casing Hanger Brida Ciega</b>
	<b>Casing Head Casing Hanger</b>

**ENSAMBLE ESTÁNDAR DEL CABEZAL Y ÁRBOL DE POZO PARA  
BOMBEO HIDRÁULICO**

	<b>Manómetro Bourdon</b>
	<b>Tree Cap</b>
	<b>Válvula Swab Te de Flujo Válvula Wing</b>
	<b>Válvula Máster</b>
	<b>Tubing Head Adapter</b>
	<b>Tubing Head Tubing Hanger <i>Se habilitan las salidas laterales del Tubing Head</i></b>
	<b>Casing Spool Casing Hanger Brida Ciega</b>
	<b>Casing Head</b>
	<b>Casing Hanger</b>

**ENSAMBLE ESTÁNDAR DEL CABEZAL Y ÁRBOL DE POZO PARA GAS  
LIFT**

	<b>Manómetro Bourdon</b>
	<b>Tree Cap</b>
	<b>Válvula Swab Te de Flujo Válvula Wing</b>
	<b>Válvula Máster</b>
	<b>Tubing Head Adapter</b>
	<b>Tubing Head Tubing Hanger <i>Se habilita una salida lateral del Tubing Head para la entrada del gas</i></b>
	<b>Casing Spool Casing Hanger Brida Ciega</b>
	<b>Casing Head</b>
	<b>Casing Hanger</b>

**ENSAMBLE ESTÁNDAR DEL CABEZAL Y ÁRBOL DE POZO PARA  
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

	<b>Manómetro Bourdon</b>
	<b>Tree Cap</b>
	<b>Válvula Swab Te de Flujo Válvula Wing</b>
	<b>Válvula Máster</b>
	<b>Tubing Head Adapter para ESP</b>
	<b>Tubing Head Tubing Hanger para ESP</b>
	<b>Casing Spool Casing Hanger Brida Ciega</b>
	<b>Casing Head  Casing Hanger</b>

**ENSAMBLE ESTÁNDAR DEL CABEZAL Y ÁRBOL DE POZO PARA  
BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS**

	<p align="center"><b>Unidad Dual Preventora de Varillas y Te de bombeo</b></p>
	<p align="center"><b>Tubing Head Adapter</b></p>
	<p align="center"><b>Tubing Head Tubing Hanger</b></p>
	<p align="center"><b>Casing Spool Casing Hanger Brida Ciega</b></p>
<p align="center"><b>Casing Head  Casing Hanger</b></p>	

**ENSAMBLE ESTÁNDAR DEL CABEZAL Y ÁRBOL DE POZO PARA  
BOMBEO MECÁNICO**

	<p align="center"><b>Stuffing Box</b></p>
	<p align="center"><b>Preventora de Varillas</b></p>
	<p align="center"><b>Manómetro Bourdon Te de Bombeo Válvula Wing</b></p>
	<p align="center"><b>Tubing Head Adapter</b></p>
	<p align="center"><b>Tubing Head Tubing Hanger</b></p>
	<p align="center"><b>Casing Spool Casing Hanger Brida Ciega</b></p>
	<p align="center"><b>Casing Head  Casing Hanger</b></p>