

**GUIA DE PROCEDIMIENTOS PARA SERVICIOS DE TUBERIA DE
REVESTIMIENTO Y PRODUCCION**

**OSCAR ELIECER GONZALEZ SIERRA
OLGA DEL PILAR CASTILLO SANCHEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2007**

**GUIA DE PROCEDIMIENTOS PARA SERVICIOS DE TUBERIA DE
REVESTIMIENTO Y PRODUCCION**

**OSCAR ELIECER GONZALEZ SIERRA
OLGA DEL PILAR CASTILLO SANCHEZ**

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

**Director:
Ing. MAURICIO PUENTES ESCOBAR
Coordinador Tubular Running Services
Weatherford Colombia**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2007**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Noviembre de 2007

DEDICATORIA

*A Dios sobre todas las cosas.
A mis padres Eliécer González y Aura Sierra por el apoyo incondicional y
comprensión durante toda mi vida.
A mis hermanos, mi familia, mis amigos y a todas esas personas que llenan de
felicidad mi vida.*

Gracias!!!!

OSCAR GONZÁLEZ

*A Dios por brindarme las herramientas suficientes para proyectarme como
persona y profesional.
A mis padres Alberto y Martha por el apoyo, la paciencia y el amor siempre
presentes, que nos han permitido alcanzar este y muchos otros logros en la vida.
A mis hermanos, M. Sofía y Camilo, que siempre han creído en mis capacidades.
A Jaime quien hace parte de este logro con su apoyo y consejo.
Y a todos los amigos que me acompañaron y me hicieron más grata la estadía en
la Universidad.*

MUCHAS GRACIAS

OLGA DEL PILAR

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED. Área Huila, Base Dina por su apoyo técnico.

La UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA y Profesores del Programa de Ingeniería de Petróleos por compartir sus conocimientos.

ELIÉCER GONZÁLEZ MEDELLÍN. Ingeniero Mecánico. Tubular Country Manager Weatherford.

ING. MAURICIO PUENTES ESCOBAR. Ingeniero Mecánico. Coordinador tubular Running Services Weatherford. Director del Proyecto.

ERVIN ARANDA ARANDA. Ingeniero de Petróleos. Profesor Titular Programa de Ingeniería de Petróleos.

Todas las personas que de alguna forma contribuyeron con la realización del presente trabajo de grado.

TABLA DE CONTENIDO

1. GENERALIDADES: CORRIDA DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN	16
<i>1.1 REVESTIMIENTO DE UN POZO</i>	<i>16</i>
1.1.1 Funciones del Revestimiento	19
1.1.2 Actividades en Operaciones de Revestimiento	20
1.1.2.1 Instalación de Herramientas para Revestimiento	20
1.1.2.2 Corrida del Revestimiento dentro del Hueco	20
1.1.2.3 Instalación de los Accesorios del Revestimiento	21
1.1.2.4 Circulación y Cementación	22
<i>1.2 COMPLETAMIENTO O TERMINACIÓN DE UN POZO</i>	<i>23</i>
1.2.1 Cañoneo	24
1.2.2 Diseño de la Sarta de Producción	25
1.2.2.1 Propiedades de las Tuberías y las Juntas	27
1.2.3 Factores que Determinan el Diseño del Completamiento de un Pozo	27
1.2.4 Empaques de Producción	28
1.2.4.1 Mecanismo Básico	28
1.2.4.2 Tipos de Empaques	30
1.2.5 Clasificación General de los completamientos de pozos	34
1.2.5.1 Completamiento Sin Control de Arena	34
1.2.5.2 Completamiento Con Control de Arena	39
1.2.5.3 Completamiento Horizontal	40
2. SEGURIDAD INDUSTRIAL	42
<i>2.1 EPP</i>	<i>43</i>
3. ALMACENAMIENTO Y MANIPULACIÓN	46
<i>3.1 ALMACENAMIENTO</i>	<i>46</i>
<i>3.2 MANIPULACIÓN</i>	<i>48</i>
<i>3.3 REQUERIMIENTOS DEL EQUIPO</i>	<i>48</i>
<i>3.4 DESCARGA DE TUBULARES DEL CAMIÓN AL BANCAL</i>	<i>50</i>
<i>3.5 MOVIMIENTO DE LOS TUBOS DESDE EL BANCAL A LA PLATAFORMA</i>	<i>51</i>

4. LIMPIEZA E INSPECCIÓN VISUAL DE ROSCAS	53
4.1 LIMPIEZA	53
4.2 INSPECCIÓN VISUAL	53
4.3 REPARACIÓN EN CAMPO	54
5. GRASA PARA ROSCAS	55
5.1 CRITERIOS DE APLICACIÓN	55
6. HERRAMIENTA Y EQUIPO	57
6.1 ELEVADORES Y CUÑAS	57
6.2 GRAPAS DE SEGURIDAD	58
6.3 LLAVES DE CORREA	58
6.4 LLAVES DE PODER	59
6.5 SISTEMA DE MONITOREO DE TORQUE	60
6.6 COMPENSADOR DE PESO	60
6.7 GUÍA DE ALINEADO	60
6.8 GUÍA DE EMBOQUE	61
6.9 TAPONES DE DIRECCIÓN	61
6.10 TAPONES DE ELEVACIÓN	62
7. APLICACIÓN DE TORQUE	63
7.1 LLAVES DE FUERZA	63
7.2 EQUIPOS DE MONITOREO DE TORQUE	64
7.2.1 Medidor de Torque	64
7.2.2 Dispositivo de Monitoreo Torque/Vueltas	65
7.2.3 Dispositivo de Monitoreo Torque/Tiempo	65
7.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS LLAVES DE FUERZA	66
7.4 UBICACIÓN DE LA LLAVE DE FUERZA	67
7.5 APLICACIÓN DEL TORQUE	68

7.5.1 Aplicación de Torque en Uniones API	68
7.5.2 Recomendaciones de Control de Torque para Conexiones Premium con Cupla	70
7.5.3 Curva Patrón de Enrosque de una Conexión con Sello Metálico y Hombro de Torque	70
8. RECOMENDACIONES BÁSICAS	72
9. PROCEDIMIENTOS Y ACTIVIDADES	73
<i>9.1 ACTIVIDADES EN LA BASE</i>	<i>73</i>
<i>9.2 ACTIVIDADES EN EL POZO, PREVIAS A LA CORRIDA</i>	<i>74</i>
<i>9.3 ACTIVIDADES EN LA CORRIDA DE TUBERÍA</i>	<i>75</i>
<i>9.4 ACTIVIDADES POSTERIORES A LA CORRIDA</i>	<i>86</i>
10. CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN LOS TUBOS	88
CONCLUSIONES	90
RECOMENDACIONES	91
BIBLIOGRAFÍA	92
ANEXOS	

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema General de un Pozo Completado.	17
Figura 2. Camión de Cementación.	23
Figura 3. Líneas de Alta Presión.	23
Figura 4. Componentes de una Carga Formada.	25
Figura 5. Tubing Head, Tubing Hanger, Casing Head (Cabezal de Pozo).	26
Figura 6. Empaques.	29
Figura 7. Empaques Recuperables de Compresión.	31
Figura 8. Empaques Recuperables de Tensión.	32
Figura 9. Empaques Permanentes.	33
Figura 10. Completamiento a Hueco Abierto.	35
Figura 11. Completamiento con Liner no Cementado.	36
Figura 12. Completamiento con Liner o Camisa Perforada.	37
Figura 13. Completamiento con Revestimiento Cañoneado.	38
Figura 14. Caballetes apropiados para Tubería.	46
Figura 15. Soportes de Madera.	47
Figura 16. Descarga de Tubulares del Camión al Bancal.	49
Figura 17. Inspección de Tubos en el Camión.	50
Figura 18. Movimiento de los Tubos desde el Bancal hasta la Plataforma.	51
Figura 19. Aplicación de Grasa en Roscas.	56
Figura 20. Elevadores y Cuñas (Spider).	57
Figura 21. Grapas de Seguridad.	58
Figura 22. Llaves de Correa.	59
Figura 23. Llaves de Poder. Manual (a), Hidráulica (b)	59
Figura 24. Llaves de Fuerza (Manual).	63
Figura 25. Ubicación Correcta de la Llave de Fuerza y la Celda de Carga.	64
Figura 27. Corrección del Torque.	67
Figura 28. Aplicación de Torque en Unión API 8Rd.	69
Figura 29. Diagrama Típico de Enrosque para una Conexión Premium.	71
Figura 30. Instalación de la Llave de Fuerza.	75
Figura 31. Instalación del Elevador según el Diámetro a Correr.	76
Figura 32. Instalación de Llave Aguantadora de Diámetro Requerido.	77
Figura 33. Correcta Colocación de la Llave de Fuerza y la Celda de Carga.	78
Figura 34. Desplazamiento de la Tubería desde la Planchada hasta la Mesa.	80
Figura 35. Uso del Elevador para Asentar los Tubos en la Boca del Pozo.	80
Figura 36. Zapato Guía.	81
Figura 37. Instalación del Centralizador.	82
Figura 38. Alineación de la Tubería con la Junta o Acople.	83
Figura 39. Alineación de la Junta por el Encuellador.	83
Figura 40. Alineación de la Junta en la Mesa.	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de Elementos Sellantes.

29

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Código de Colores para Grados 5CT.	95
Anexo B. Dimensiones de Casing API 5CT.	96
Anexo C. Dimensiones de Tubing API 5CT.	99
Anexo D. Diámetro Externo de Conexiones de Casing API 5CT.	100
Anexo E. Diámetro Externo de Conexiones de Tubing API 5CT.	102
Anexo F. Torque Optimo de Conexiones de Casing API 5C1.	103
Anexo G. Torque Optimo de Conexiones de Tubing API 5C1.	108
Anexo H. Materiales Resistentes a la Corrosión (CRA).	110

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Adaptador de Tubería (Casing Adapter): Niple doblado oblicuamente, colocado al extremo de una sección de tubería con la función de evitar que un tubo más pequeño o más grande, o una herramienta se enganche cuando se baja la sarta en el pozo.

Anular: Espacio que existe alrededor de un espacio cilíndrico contenido dentro de otro cilindro; el espacio alrededor de un tubo suspendido en el hoyo.

API (American Petroleum Institute): Formada en 1917 para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobierno y otros.

Arenamiento: Fenómeno donde material de la formación (arena) viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos.

Armada (Rigging Up): Conjunto de operaciones para instalar la torre y armar toda la maquinaria que forma la instalación, que se realiza antes de iniciar cualquier trabajo.

ASTM (American Society for Testing Materials): Sociedad Americana para los Ensayos de Materiales.

Brida (Flange): Reborde saliente de las uniones de tubos y en las bocas de las bombas, provistos de huecos para conectar líneas.

Cabezal de Tubería (Casing Head): Pesado elemento de acero que forma la primera unidad de la tubería de revestimiento al cual se suspenden las sucesivas secciones de tubería y que cierra el espacio anular.

Cabezal del Pozo (Well Head): Complejo ensamble que mantiene el control de un pozo desde la superficie. Incluye el cabezal de tubería de revestimiento, el cabezal de tubería de producción y el árbol de navidad.

Campo: Proyección en superficie del conjunto de pozos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.

Cañoneo: Método que consiste en perforar la tubería de revestimiento para establecer comunicación entre el yacimiento y el pozo.

Centralizador de Tubería (Casing Centralizer): Aparato usado para centrar la tubería con respecto a la pared del hoyo y para favorecer la uniformidad del estrato de cemento que la envuelve.

Cizallamiento: Fuerzas paralelas a la superficie de los cuerpos, en el mismo sentido y dirección contraria.

Colgador de Liner (Liner Hanger): Elemento de unión del tubo de fondo a la tubería de revestimiento.

Collar de Relleno Diferencial (Up Collar): Elemento que admite automáticamente la entrada de fluido dentro de la tubería en cantidad preestablecida para prevenir el aplastamiento del revestimiento.

Collar Flotador (Float Collar): Elemento de tubería, colocado uno o dos secciones antes de la extremidad de fondo de la columna, que tiene una válvula que permite la entrada pero no la salida de fluido de la tubería. Su función es evitar la entrada de lodo durante la bajada de tubería reduciendo de este modo la carga sobre la torre; este también impide el retorno del cemento durante la cementación.

Completamiento: Es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo. El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente (a hueco abierto) o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento. Otra definición. - Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.

Compresión: Es el proceso donde se obliga a un cuerpo a reducir su volumen.

Consolidación: Este término está relacionado con los sedimentos que se han compactado y cementado hasta el grado de convertirse en un sólido.

CRA: Materiales Resistentes a la Corrosión (*Anexo H*).

Derrumbe (Caving): Esguerramiento de materiales en las paredes del hoyo, o caída de barro o materiales sueltos.

Despedazamiento de la Sarta (Breaking Down): Desenrosque y separación de los elementos que componen la sarta para substituirlos por otros de diferente diámetro o para sacar la sarta definitivamente del pozo.

DST (Drill Stem Test): Ensayo de formación o prueba de formación que sirve para determinar su productividad.

Elevador de Tubería: Abrazaderas que sujetan una sección de sarta o de tubería para subirla o sacarla del hoyo.

Empalme (Coupling): Collar de rosca interna que sirve para acoplar dos secciones de tubo con fileadura inversa.

Esfuerzo: Es la fuerza aplicada a un cuerpo pudiendo éste resultar deformado o tensionado.

Estimulaciones: Técnicas de rehabilitación aplicadas a los pozos, para estimular su capacidad productora. Entre estas técnicas se encuentran: forzamiento de arena con petróleo, forzamiento de arena con agua, fracturamiento, acidificación, lavado de perforaciones y frac pack; entre otras.

Factor de Seguridad: Limite de carga máxima que un elemento puede soportar con seguridad. Este factor es esencial para calcular la resistencia de la tubería bajo esfuerzos de tensión, ruptura y explosión.

Formación: Se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

Fracturamiento: Es una forma de permitir el acceso a los poros de la formación que contiene hidrocarburos. Se dirige fluido a alta presión hacia la roca, causando su ruptura. Para mantener la ruptura abierta se emplean aditivos (agentes de sostén).

Gancho (Casing Hook): Gancho grande que sostiene la unión giratoria, del cual cuelgan los elevadores. Este gancho esta calculado para limites de peso de 100 a 500 toneladas, da vueltas sobre los cojinetes de su soporte y esta provisto de un resorte muy potente, que absorbe parcialmente el peso de la tubería durante las maniobras de enrosque y desenrosque.

Gradiente de Presión: Aumento de presión hidrostática por unidad de profundidad.

Gravedad API: Clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad. Numéricamente el valor es obtenido de la fórmula: $[141.5 / \text{Grav. Específica A } 16^{\circ} \text{C}] - 131.5$.

Haz de Cañería o Parada (Stand): Secciones de tubería conectadas y colocadas en grupo sobre rastrilleras de la torre y listas para usar. Cada sección es usualmente de 90 pies de largo y cuando esta constituida de tres secciones se le denomina tripleta.

Hueco Abierto (Open Hole): Agujero desnudo, en el cual no se ha colocado todavía la tubería de revestimiento.

Llaves de Potencia (Tongs): Llaves o tenazas grandes que sirven para entornillar, cerrar, aflojar y desentornillar las uniones de los tubos y herramientas de la instalación; generalmente son empleadas mediante fuerza hidráulica o neumática.

Niple Elevador (Lifting Nipple): Tubo corto, con la extremidad superior curvada o engrosada, que se une a tubos de revestimiento o de perforación para agarrarlos más fácilmente con los elevadores.

Pozo: Hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.

Pozo Abandonado: Un pozo que actualmente no está produciendo, debido a que fue originalmente seco (dry hole) o debido a que ha cesado de producir.

Presión de Formación: Presión que ejercen los fluidos de formación sobre el pozo. Se considera presión normal de formación cuando equivale a 0.465 PSI por pie de profundidad.

Presión de Trabajo: Presión máxima a la cual se puede operar una unidad de equipo o un sistema a una determinada temperatura.

Presión de Poro: Es la presión del yacimiento.

Presión Hidrostática: Presión que ejerce una columna de líquido en función de su altura. La presión ejercida por una columna de agua en reposo es de 0.433 PSI por cada pie de altura.

Preventor: Nombre genérico de los aparatos de obturación y control de los reventones o cabeceos de los fluidos contenidos en un pozo y/o yacimiento.

Profundidad Total (TD): Profundidad máxima alcanzada por el pozo.

Ratonera (Rathole): Hueco debajo de la torre, en el cual se coloca temporalmente la tubería mientras se efectúan conexiones.

Reparación (Workover): Trabajos que se hacen únicamente en las instalaciones de subsuelo de los pozos con fines de corregir inconvenientes o desperfectos mecánicos que disminuyan o impidan la producción de pozos.

Resalto (Upset): Extremidades reforzadas con rebordes para aumentar su resistencia.

Sarta (String): Serie de tubos que forman la columna de perforación, revestimiento o producción. La expresión “Drill String” es propiamente la columna de la tubería de perforación. “Oil String” es el termino apropiado para referirse a la tubería de producción, que se coloca solamente después de certificada la productividad del pozo. “Casing String”, en cambio, es el conjunto de tubos de revestimiento que puede formarse con grupos diferentes de tuberías de diversas características de resistencia y calidad, según las cargas o presiones que deben soportar y las funciones que deben cumplir. Estas combinaciones de tipos diferentes de tubos se usan también para reducir los costos de revestimiento.

Solapadura (Lap): Punto de unión, refuerzo o borde que tienen los extremos de la tubería de revestimiento.

Torque: Fuerza de rotación aplicada a un eje o mecanismo rotante para hacerle dar vueltas.

Tubería de Revestimiento (Casing): Series de tubos que se colocan en el pozo, mientras que progresa la perforación, para prevenir derrumbes en las paredes y para facilitar la extracción del fluido en la fase de producción.

Tubería de Superficie (Surface Casing): Primer tramo de tubería que se coloca en el pozo, cuya longitud puede variar desde cientos a varios miles de pies, según las circunstancias. No se debe confundir la tubería de superficie con el tubo conductor que es necesario en terrenos blandos o pantanosos.

Tubería Perforada (Perforated String): Tubería de revestimiento y de fondo en las cuales se han hecho huecos o hendeduras antes de instalarlas.

Tubo Conductor (Conductor Pipe): Tubo de gran diámetro, usado en localidades costeras, de alta mar o en terrenos muy blandos, cuya función principal es de mantener abierta la parte superior del hoyo y facilitar la circulación del lodo de perforación y su regreso al tanque de sedimentación.

Zapata de Tubería (Casing Shoe): Unidad cilíndrica de tubería corta, hueca, pesada y redondeada en su extremidad que refuerza la sección inferior de la tubería de revestimiento y facilita su introducción a través de las paredes del agujero.

RESUMEN

Actualmente la solidez y la competitividad de una empresa de servicios en el sector petrolero, y por lo general en todo sector industrial, dependen básicamente de la calidad, seguridad y rentabilidad de las técnicas y los procedimientos que se emplean durante la ejecución de los diversos servicios que pueda proporcionar dicha empresa.

El siguiente documento surge debido a la necesidad de generalizar los conceptos y parámetros fundamentales, involucrados en los procedimientos operacionales de servicios de corrida de tubería de revestimiento y producción. En conclusión, este documento se convierte en una guía de trabajo que expone detalladamente cómo debe ser el manejo adecuado de tubulares para que tengan una larga vida útil de trabajo y un buen desempeño en sus funciones, e igualmente la manera como estas tuberías deben ser manipuladas en cada una de las actividades durante la corrida de las mismas en el pozo.

Es de nuestro conocimiento que cualquier actividad que se desarrolle en la industria del petróleo genera riesgos, por lo tanto, esta Guía fue realizada teniendo en cuenta este principio básico, que se presenta en el Capítulo Dos como una antelación a las actividades y procedimientos a desarrollar.

Los Capítulos Tres, Cuatro y Cinco hacen referencia al almacenamiento y manipulación de tubulares, la limpieza e inspección visual de roscas y el engrasado de las mismas; respectivamente; en estas secciones se describen los procedimientos adecuados durante las tareas de manejo de tubulares, según lo indica la norma **API RP 5C1**.

En los Capítulos Seis y Siete se presentan las herramientas y equipos utilizados y la aplicación de torque durante el enrosque; en estas secciones se puede encontrar una descripción de cada unidad, su función y algunas recomendaciones y/o prácticas de buen uso.

Finalmente, en el Capítulo Nueve de este documento es posible apreciar los procedimientos durante el servicio de corrida de tubería de revestimiento y producción; este a su vez, se encuentra dividido en cuatro secciones que son: Actividades en la base, Actividades en el pozo previas a la corrida de tubería, Actividades en el pozo durante la corrida de tubería y Actividades posteriores a la corrida de tubería. En este capítulo se expone el modo como se deben realizar las actividades, sus responsables directos y sus respectivas funciones.

ABSTRACT

Currently the strength and competitiveness of a service company in the oil sector, and generally across industry, basically depends on the quality, safety and cost-effectiveness of the techniques and procedures used during the execution of the various services that may provide that company.

This document arises from the need to generalize the concepts and basic parameters involved in the operational procedures of services run pipe casing and tubing. In conclusion, this document becomes a working guide that explains in detail how to be good stewardship of tubular to have a long life of work and a good performance in their duties, and also how these pipes should be handled in each of the activities during the run of the same in the well.

It is our understanding that any activity that takes place in the oil industry generates risks, therefore, this guide was done in the light of this basic principle, which is presented in Chapter Two as a precursor to activities and procedures to develop.

Chapters Three, Four and Five refer to the storage and handling of tubular, cleaning and visual inspection of threads greased and the same, respectively; these sections describe the proper procedures for handling activities tubular, as indicating the standard API RP 5C1.

In Chapters Six and Seven presents the tools and equipment used and the application of torque during the threaded in these sections can be found a description of each item, its role and some recommendations and / or practices of fair use.

Finally, in Chapter Nine of this document may determine procedures for the service run pipe casing and tubing; this, in turn, is divided into four sections: Activities at the base, activities in the well before to run the pipe, activities in the well during the run of pipe and activities after the run of pipe. This chapter explains how the activities should be carried out, directly responsible and their respective roles.

INTRODUCCIÓN

El completamiento de un pozo representa la convergencia de muchos estudios que, aunque realizados por separado, se centran en un mismo objetivo: **La obtención de hidrocarburos**. La Ingeniería Petrofísica, la Ingeniería de Yacimientos, la perforación de pozos y el área de producción; han venido realizando un trabajo en equipo, permitiendo así, una interacción de las ramas que conforman la Ingeniería de Petróleos y consecuentemente el logro de mayores y mejores resultados en la explotación de hidrocarburos.

La elección y el adecuado diseño de los esquemas de completamiento de pozos, constituyen una parte esencial dentro del desempeño operativo, productivo y desarrollo de un Campo. La eficiencia y la seguridad del vínculo establecido entre el yacimiento y la superficie dependen de la correcta y estratégica disposición de todos los parámetros que lo conforman; de esta manera podría hablarse de la productividad de un pozo en función de su completamiento, que incluye un análisis de sus condiciones mecánicas y la rentabilidad económica que justifique su existencia.

El diseño para la corrida de tubería de revestimiento (**Casing**) y de producción (**Tubing**), es decir, determinar los tipos de tubería que serán introducidos, la cantidad de sargas de tubería que se utilizarán y la profundidad a la que será colocada cada sección; es una de las actividades que se desarrolla durante las etapas iniciales de la perforación por ser una actividad vital y determinante en el desarrollo y control operativo y productivo de un proyecto de explotación de hidrocarburos. Debido a lo anterior, se debe enfatizar en la importancia de crear, y

posteriormente implementar, procedimientos de trabajo para la corrida de tuberías en pozos que logren reducir costos y que asimismo continúen garantizando la seguridad y calidad de las operaciones en mención, y en consecuencia, la viabilidad y rentabilidad del proyecto en general.

En la industria, es muy común encontrar un incremento en los costos debido a la mala operación en los procedimientos de corrida de tubería de revestimiento y producción, lo que genera una pérdida significativa de tiempo y recursos, que puede ser mitigada o eliminada si se tiene en cuenta un buen procedimiento operativo.

Esta Guía de Procedimientos se elabora con el fin de optimizar recursos y ejecutar de la manera más efectiva las operaciones de corridas de tubería de revestimiento y producción; convirtiéndose así en una guía práctica para quien lo implementa, en la cual es posible encontrar los aspectos fundamentales para llevar a cabo estos procedimientos, brindando además un soporte técnico que provee recomendaciones básicas del proceso, procedimientos operativos, manipulación y cuidado de equipos y herramientas; que finalmente permita lograr procedimientos más seguros, de mayor calidad y menor costo.

1. GENERALIDADES: CORRIDA DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN

Una vez se alcanza la profundidad de diseño del pozo, la formación debe ser probada y evaluada para determinar si el pozo es completado para la producción, o por el contrario es taponado y abandonado.

Para terminar un pozo productor, el revestimiento (**Casing**) es instalado y cementado. En seguida, un equipo de servicio se moviliza al sitio de trabajo o en muchos casos se utiliza la misma plataforma de perforación, para perforar el revestimiento de producción y posteriormente correr la tubería de producción (**Tubing**). Si no hay otro servicio de pre-producción necesario, el Árbol de Navidad es instalado y la producción comienza.

Las actividades de terminación de un pozo incluyen:

- Realización de Drill Stem Test (DST).
- Ubicación del revestimiento de producción.
- Instalación de la tubería de la producción.
- Iniciación la etapa de producción del pozo.
- Determinación del tipo de levantamiento artificial, si es necesario.

Después de que la producción comience, el pozo necesitará otros servicios más adelante, durante su etapa productiva.

1.1 REVESTIMIENTO DE UN POZO

El revestimiento es una tubería con la cual se recubre un pozo durante la perforación, que usualmente se cementa en su espacio anular para prevenir el flujo de fluidos desde y hacia la formación, manteniendo un sello adecuado alrededor del tubo y a lo largo del intervalo perforado.

Las operaciones de revestimiento ocurren periódicamente durante todo el proceso de perforación comenzando con el revestimiento de superficie, el revestimiento intermedio, y finalmente con el revestimiento de producción; que toma lugar durante el completamiento del pozo.

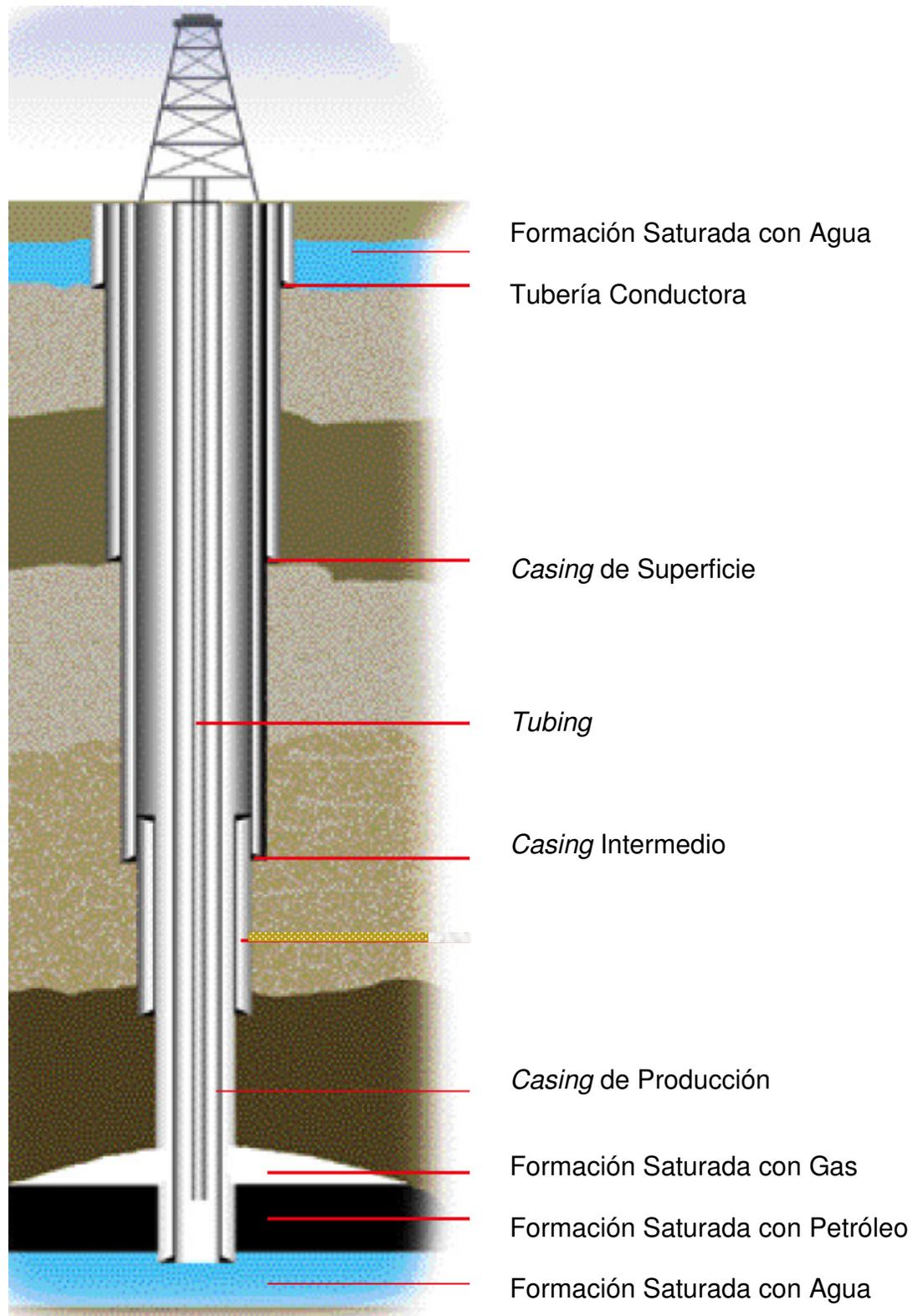


Figura 1. Esquema General de un Pozo Completado.

Normalmente y con el fin de poder asegurar el primer tramo perforado, por ejemplo entre 0 y más o menos 1600 ft donde las formaciones no son del todo consolidadas, hay que proteger formaciones acuíferas para evitar su contaminación con los fluidos de perforación y además proveer de un buen anclaje al sistema de válvulas de control de surgencias, que normalmente se instala al finalizar esa primera etapa.

Consecutivamente, se baja un revestimiento de superficie que consiste en una tubería de diámetro interior mayor al de la broca a emplear en la siguiente etapa, el cual se asegura mediante la circulación de lechadas de cemento que se bombean por dentro de la tubería y se desplazan hacia el fondo, hasta que las mismas alcanzan la profundidad del tope de cemento pre-establecida y cubren el espacio entre el revestimiento y las paredes del pozo.

Al armar una sarta de revestimiento, la primera herramienta que se instala es el zapato guía, que servirá para que el casing entre al hueco. Posteriormente, se conecta el collar flotador, cuya función es evitar que el cemento retorne dentro del revestimiento debido a la diferencia de presión hidrostática entre el anular y la tubería.

Una vez se ha cementado y secado la lechada circulada, se realiza la perforación del siguiente tramo y así hasta llegar a la profundidad final, se bajan otras tuberías intermedias y se procede a asegurarlas siguiendo el proceso de cementación descrito para el primer tramo. De ese modo, estas tuberías cementadas aíslan al pozo de las formaciones atravesadas.

Alcanzada la profundidad de alguna sección y/o al llegar a la profundidad final programada, se retira una vez más la sarta de perforación y se procede a correr lo que se conoce como registros eléctricos a pozo abierto. Dichos registros, que se realizan mediante herramientas electrónicas especiales antes de disponer el revestimiento de producción, se bajan al pozo por medio de un cable compuesto por uno o varios conductores.

Consisten en registros que miden conductividad eléctrica, radioactividad natural o inducida y velocidad de tránsito de sonido a través de las distintas formaciones en la medida en que las diferentes sondas recorren el interior del pozo. Se puede además, mediante otra herramienta especial que se baja con el mismo cable, tomar muestras de terreno y/o del fluido que contengan las capas que se consideren de interés a fin de corroborar y/o ampliar la información que se obtuvo antes de la perforación del pozo con los trabajos de prospección geológica y geofísica, como así también de pozos o áreas vecinas.

La información de estos registros es de vital importancia para definir si el trabajo en el pozo debe continuarse o si debe abandonarse. Si la información recogida

confirma la posible presencia de hidrocarburos, se baja y cementa el revestimiento de producción.

Esta última operación cierra por lo general la cadena de actividades que se cumplen durante la perforación de un pozo de petróleo y/o gas, salvo que se decida ensayarlo y completarlo con el equipo de perforación.

La tubería de revestimiento se fabrica con aceros altamente resistentes, compuestos en esencia por carbono, magnesio, fósforo y azufre. Existen dos métodos para la fabricación de tuberías de revestimiento:

a) Sin costuras: se construye con acero forjado a temperaturas elevadas, dándole la forma y dimensiones requeridas.

b) Con costura: la tubería se forma moldeando láminas de acero con la forma adecuada y luego soldándola con soldadura eléctrica altamente resistente (poco usados en nuestro medio).

Las tuberías de revestimiento se clasifican de acuerdo a las siguientes propiedades:

- Diámetro Exterior.
- Peso por Unidad de Longitud.
- Grado de Acero.
- Tipo de Junta.
- Longitud o Rango.

1.1.1 Funciones del Revestimiento

Las principales funciones de la tubería de revestimiento son:

- Prevenir el colapso del hueco.
- Evitar la contaminación del agua fresca de zonas superiores por fluidos producidos de zonas inferiores.
- Evitar la contaminación del fluido producido, por sustancias extrañas tales como arena, agua, lodo, etc.
- Restringir la producción de fluidos desde la formación hacia la sarta de producción únicamente.
- Permitir un adecuado control de la presión del pozo, tanto interna como externa y entre zonas.

- Facilitar la instalación de un equipo de levantamiento artificial de producción.

1.1.2 Actividades en Operaciones de Revestimiento

Las actividades implicadas en operaciones de revestimiento pueden variar según el tipo de casing que es instalado, pero generalmente se cumple con los siguientes pasos:

1.1.2.1 Instalación de Herramientas para Revestimiento. Herramientas especializadas para el manejo del revestimiento durante su corrida en el pozo.

Peligros potenciales para la cuadrilla de trabajo:

- Ser golpeado por o atrapado entre los tubulares y otros objetos durante el movimiento.
- Experimentar tensiones y esguinces al maniobrar las herramientas.
- Caer de la plataforma de trabajo.

Posibles soluciones:

- Mantener despejado de cargas suspendidas, alzadas o móviles.
- Estar enterado de los tubulares o del equipo que son levantados mediante la Kelly o Top Drive.
- Ubicar apropiadamente las manos y pies en el área de trabajo, para evitar puntos de lesión, lo que incluye el uso de líneas delimitantes.
- Usar el gato del piso de la torre de perforación u otro equipo, accionado para manejar las herramientas pesadas.
- Usar protección contra caída mientras se instala el equipo en la torre de perforación.

1.1.2.2 Corrida del Revestimiento dentro del Hueco. El revestimiento se corre en el hueco a una profundidad predeterminada.

Peligros potenciales para la cuadrilla de trabajo:

- Ser atrapado entre, golpeado por, o asido por las llaves de fuerza, tuberías u otro equipo.

- Ser golpeado por o atrapado entre los tubulares y otros objetos durante el movimiento.
- Caer de la plataforma de trabajo.
- Ser golpeado por los objetos en descenso.

Posibles soluciones:

- Incluir a la cuadrilla de revestimiento y a la de perforación cuando se realizan las reuniones de seguridad pre-operacionales para coordinar las actividades a desarrollar.
- Mantener el área de trabajo despejada de cargas suspendidas o móviles. Estar enterado de los tubulares o del equipo que son levantados mediante la Kelly o Top Drive.
- Implementar todos los procedimientos de trabajo seguro, tales como protección contra caída, EPP, ubicación de las manos y pies, y trabajo en equipo y comunicación entre los trabajadores.
- Implementar por completo el programa de protección contra caída para el encuellador (línea de seguridad).
- Identificar la distancia entre la mesa de las cuñas y los elevadores del revestimiento.

1.1.2.3 Instalación de los Accesorios del Revestimiento. Mientras que se está corriendo el revestimiento, accesorios tales como centralizadores, raspadores, zapato guía y collar flotador, son instalados y utilizados según lo requerido.

Zapato: El zapato protege y guía en la introducción a la tubería de revestimiento, evitando la deformación y desgaste de la misma; puede ser de tipo: *Guía*, flotador, diferencial, de pétalos y tipo V.

Collar: Proporciona la superficie de sello y el punto de asentamiento para los tapones de cementación, usualmente se coloca de 1 a 3 tramos de tubería arriba del zapato. Puede ser de tipo: *Flotador*, diferencial, retención y cementación múltiple.

Tapones de Cementación: Son los tapones que se utilizan para realizar una buena limpieza y posteriormente el desplazamiento de la lechada de cemento con el fin evitar su contaminación.

Centralizadores: En las cementaciones primarias de tuberías de revestimiento es muy conveniente que en las zonas de mayor interés quede centrada la tubería con la finalidad de distribuir la lechada de cemento uniformemente.

Peligros potenciales para la cuadrilla de trabajo:

- Caída del zapato guía o del collar flotador sobre las piernas o pies de los operarios.
- Lacerarse los dedos entre las herramientas o llaves (pinzas) cuando se mueve manualmente el zapato guía o el collar flotador.
- Tensionamiento de la espalda.
- Exposición a materiales peligrosos, especialmente compuestos de hilos de rosca.

Posibles soluciones:

- Usar gato, grúas aéreas u otro equipo de fuerza para manejar el zapato guía, el collar flotador u otro equipo pesado.
- Uso apropiado de los EPP.

1.1.2.4 Circulación y Cementación. Una vez el revestimiento es sentado, el fluido de perforación es circulado a través del revestimiento y del anular para remover cualquier gas residual y acondicionar el lodo.

Después de circular y acondicionar el lodo, se cementa el revestimiento. Durante este proceso el revestimiento es desplazado o rotado para permitir que los raspadores trabajen quitando el exceso de torta de la pared, lo que finalmente dá al cemento una mejor adherencia.

Peligros potenciales para la cuadrilla de trabajo:

- Ser golpeado por las líneas de alta presión si no se aseguran correctamente.

Posibles soluciones:

- Asegurar apropiadamente las líneas de alta presión.



Figura 2. Camión de Cementación.



Figura 3. Líneas de Alta Presión.

1.2 COMPLETAMIENTO O TERMINACIÓN DE UN POZO

La terminación o completamiento de un pozo de petróleo es un proceso operativo que se inicia después de cementada la última tubería de revestimiento y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponado si así se determina.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para que esta se realice debe hacerse un análisis nodal para determinar qué aparejos de producción deben ser utilizados para producir el pozo de acuerdo a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismo de empuje, etc.).

En la elección del esquema de terminación de un pozo deberá considerarse la información obtenida, indirecta o directamente, durante la perforación, a partir de: Muestra de canal, núcleos, pruebas de formación, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos.

El programa de operación es desarrollado por el Ingeniero del proyecto y es creado con información de la perforación del pozo a intervenir en caso de ser exploratorio y pozos vecinos a él, si se trata de pozos en desarrollo. Consiste en un plan ordenado de operaciones que incluyen la toma de registros, la limpieza del pozo, el diseño de disparos, y la prueba de intervalos productores, con el fin de explotar las zonas de interés.

1.2.1 Cañoneo

El propósito principal al cañonear un pozo es establecer una buena comunicación de flujo entre el agujero y el reservorio. Las perforaciones cañoneadas, además de ser conductos para el influjo de hidrocarburos, proveen puntos de inyección para agua, gas, ácido, geles saturados de propantes para el fracturamiento hidráulico, y de fluidos que arrastran gravilla y son usados para el control de flujo de arena en formaciones débiles o inconsolidadas.

El cañoneo incluye el posicionamiento en el fondo del pozo junto a una zona productora de un “arma”, que contiene explosivos con cargas de formas específicas y hechas especialmente para los perforadores de pozos. Un detonador se activa encendiendo un cable iniciador, que a su vez detona las cargas. El evento resultante genera un agujero a través del revestimiento del pozo, el cemento y dentro de la zona de objetivo, permitiendo que los fluidos de la formación se dirijan hacia el interior del pozo y hacia la superficie.

El cañoneo con cargas formadas o “jets” se ha empleado comúnmente desde el comienzo de la década de los 50. Las cargas de chorro o jet, remplazaron a las perforadoras de bala menos potentes y a otras tecnologías del tipo cortadores mecánicos y chorros hidráulicos.

Las perforaciones por cañoneo se crean en una fracción de segundo. Las cargas emplean un efecto de cavidad explosiva junto a una camisa metálica para maximizar la penetración. Las cargas consisten de un iniciador, una carcasa exterior, un explosivo y una camisa cónica que se conectan a un cable detonador (*Figura 4*). Al detonar el explosivo principal, la camisa colapsa para formar un chorro de alta velocidad de partículas metálicas fundidas que se propulsan hacia afuera. El evento de la perforación puede ser descrito como una “acción de troquelado” a diferencia de procesos como explosión, quemado o perforado. Este efecto de troquelado se alcanza debido a presiones extremadamente altas

derivadas del impacto de la porción inicial del chorro viajando a aproximadamente 30.000 pies/seg. (32.918 Km/hr).

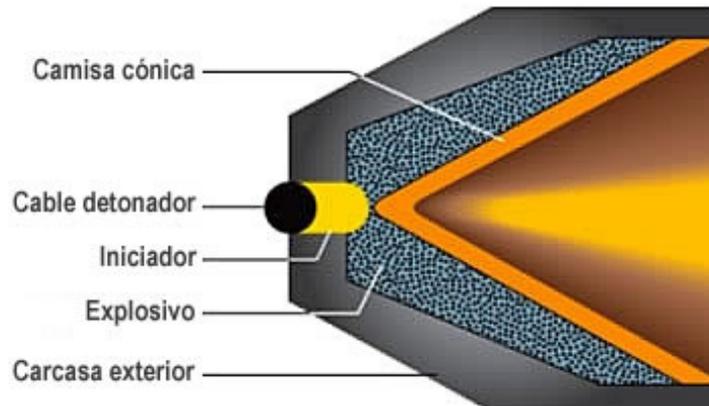


Figura 4. Componentes de una Carga Formada.

Un efecto secundario indeseado en el cañoneo es el daño en la formación causado por la enorme presión del impacto del chorro, que propulsa acero, cemento, roca y fluidos del pozo dentro de la formación que lo rodea. El efecto del impacto, también daña la roca, pulverizando los granos de la formación y dejando escombros sueltos en los túneles recién creados que pueden limitar tanto la productividad como la capacidad de inyección.

Remover los escombros y minimizar los daños causados por los cañoneos es esencial para asegurar el éxito del pozo en los reservorios menos prometedores. Esto requiere, en su mayoría, procedimientos adicionales y algunas veces costosos como el bombeo de tratamientos (estimulación ácida, lavado con salmuera, fracturamiento hidráulico, etc.); el uso de herramientas de limpieza especiales para el fondo del pozo (chorros hidráulicos, etc.); propulsores; perforación desbalanceada estática y dinámica, y procedimientos de completación; al igual que otras herramientas y técnicas de manejo de escombros post-cañoneo (filtros, magnetos, etc.).

1.2.2 Diseño de la Sarta de Producción

La sarta de producción (***Tubing***) es el medio por el cual se transportan los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse dependiendo de las condiciones del yacimiento.

El aceite y el gas se producen con mayor eficacia a través de esta tubería de diámetro pequeño, que a través del revestimiento de producción de gran diámetro.

Los empalmes o juntas de la tubería son ensamblados con acoples para componer una sarta de tubería. La tubería es corrida en el pozo tal como se hace con el revestimiento, sin embargo, el tubing es de menor diámetro y es removible.

Durante la corrida de la tubería de producción en el pozo, básicamente se desarrollan las siguientes actividades:

- Los elevadores de la tubería son utilizados para levantar el tubing desde el estante hasta el piso de la torre.
- La junta es encajada en la sarta que se encuentra suspendida en el pozo, mediante cuñas de aire (neumáticas).
- Las llaves de fuerza son empleadas para enroscar el tubing.

Este proceso se repite hasta completar la instalación del tubing a la profundidad pre-determinada. Finalmente, el Tubing Hanger es instalado al Cabezal de pozo (Wellhead).

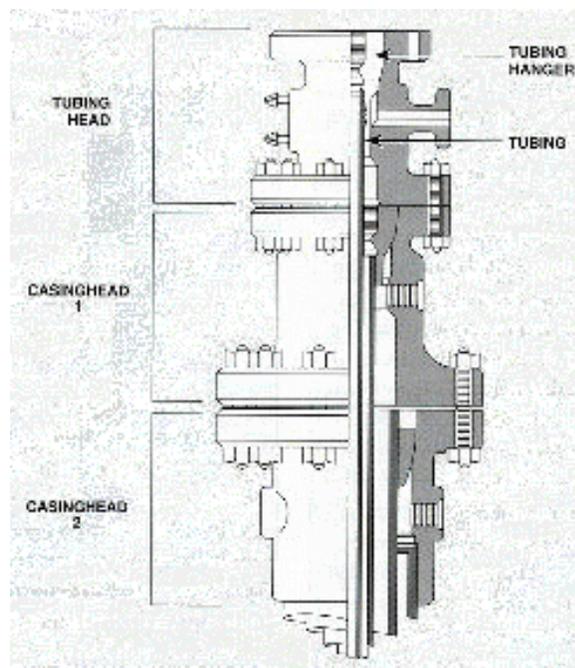


Figura 5. Tubing Head, Tubing Hanger, Casing Head (Cabezal de Pozo).

1.2.2.1 Propiedades de las Tuberías y las Juntas. El esfuerzo de torsión en las juntas es una función de variables como:

- Esfuerzo del acero.
- Tamaño de conexión.
- Forma de la rosca.
- Carga.
- Coeficiente de fricción.

Los *Grados API* para tubería de producción principalmente empleados son: *J-55*, *C-75*, *C-95* y *P-105*. Los grados *C-75* y *C-95* son diseñados para soportar ambientes ácidos, son más resistentes y costosos que el *J-55*; este último presenta un buen comportamiento en ambientes básicos.

Existen dos tipos de conexiones, para tuberías de producción, avaladas por la American Petroleum Institute (*API*): La conexión *API "NU"* (*Not UpSet*), que consta de una rosca de 10 vueltas, siendo la conexión menos fuerte que la tubería; y la conexión de tubería *"EU"* (*External UpSet*), que posee mayor resistencia que el cuerpo de la tubería y es ideal para los servicios de alta presión.

1.2.3 Factores que Determinan el Diseño del Completamiento de un Pozo

La productividad de un pozo y su futura vida productiva es afectada por el tipo de completamiento y los trabajos efectuados durante el mismo.

La selección del completamiento tiene como principal objetivo, obtener la máxima producción en la forma más eficiente. Por esta razón, deben estudiarse cuidadosamente los factores que determinan dicha selección, tales como:

- Tasa de producción requerida.
- Reservas de zonas a completar.
- Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Requerimientos para el control de arena.
- Futuras reparaciones.
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, ESP, PCP etc.
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversiones requeridas.

1.2.4 Empaques de Producción

Son unas herramientas de fondo que se usan para proporcionar un sello entre la tubería de producción (*Tubing*) y el revestimiento de producción, a fin de evitar el movimiento vertical de los fluidos, desde el empaque por el espacio anular hacia arriba.

Estos empaques son utilizados bajo las siguientes condiciones:

- Para proteger la tubería de revestimiento del estallido, bajo condiciones de alta presión de producción o de inyección.
- Para proteger la tubería de revestimiento de algunos fluidos corrosivos y de presiones en operaciones de estimulación.
- Para aislar los intervalos perforados (cañoneados) o zonas de producción en completamientos múltiples.
- En instalaciones de levantamiento artificial por gas.

La selección del empaque de producción, involucra el análisis anticipado de los objetivos de las operaciones del pozo, como son el completamiento, la estimulación, y los trabajos futuros de reparación. Se deben considerar los costos de este accesorio, así como los mecanismos de sello y empacamiento mecánico, la resistencia a los fluidos y presiones, su capacidad de recuperabilidad, sus características para las operaciones de pesca o perforación, si hay posibilidad de efectuar operaciones “trough-tubing” o con cable a través de él. También deben considerarse los cambios en la temperatura y la presión.

1.2.4.1 Mecanismo Básico. Para que un empaque realice el trabajo para el cual ha sido diseñado, dos cosas deben suceder: 1) un cono debe ser empujado hacia las cuñas a fin de que ellas se peguen a la pared del revestimiento y 2) el elemento de empaque (gomas) debe ser comprimido para efectuar un sello contra la pared del revestimiento. Sus componentes básicos son:

- **Elementos sellantes:** Estos elementos son normalmente contruidos de un producto de goma de nitrilo y se usan en aplicaciones tales como: instalaciones térmicas y pozos productores de gas seco. Se ha comprobado que los sellos de goma de nitrilo son superiores cuando se utilizan en rangos de temperaturas normales a medias.

Cuando se asienta un empaque, el elemento sellante se comprime de manera tal que forma un sello contra la pared de la tubería de revestimiento.

Durante esta compresión, el elemento de goma se expande entre el cuerpo del empaque y la pared de la tubería. Esta expansión junto con la maleabilidad del mencionado elemento ayuda a que estos vuelvan a su forma original al ser eliminada la compresión sobre el empaque.

Algunos empaques incluyen resortes de acero retráctiles moldeados dentro del elemento sellante para resistir la expansión y ayudar en la retracción cuando se desasiente el empaque. Existen 4 tipos de elementos sellantes que se usan de acuerdo al tipo de servicio: ligero (I), mediano (II), duro (III) y especiales (IV).

Tipo	Elementos Sellantes	Presión de trabajo máx. (lb/ pulg ²)	Temperatura de trabajo máx. (°F)
I	Un solo elemento	5000	250
II	Dos o más	6800 – 7500	275
II	Dos o más	10000	325
IV	Especiales para CO ₂ y H ₂ S	15000	450

Tabla 1. Tipos de Elementos Sellantes.

- **Cuñas:** Las cuñas existen en una gran variedad de formas. Es deseable que posean un área superficial adecuada para mantener el empaque en posición, bajo los diferenciales de presión previstos a través de esta.

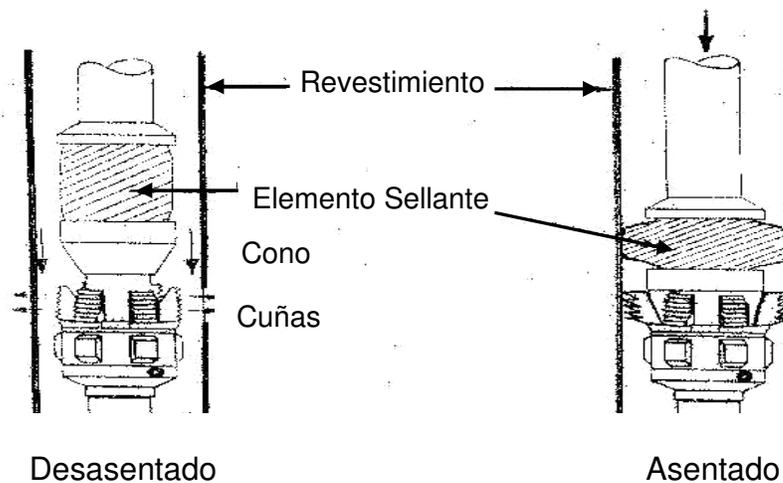


Figura 6. Empaques.

- **Elementos de asentamiento y desasentamiento:** El mecanismo más simple de asentamiento y desasentamiento es el arreglo de cerrojo en “J” y pasador de cizallamiento que requiere solamente una ligera rotación de la tubería de producción al nivel del empaque para el asentamiento y puede, generalmente, ser desasentada por un simple levantamiento sobre el empaque. Este procedimiento es aplicable a los empaques recuperables
- **Dispositivos de fricción:** Los elementos de fricción son una parte esencial de muchos tipos de empaques para asentarlos y en algunos casos para recuperarlos. Pueden ser flejes, en resortes o bloque de fricción.
- **Anclas hidráulicas:** Las anclas hidráulicas o sostenedores hidráulicos proporcionan un método confiable para prevenir el movimiento que tiende a producirse al presentarse una fuerza en la dirección opuesta de las cuñas principales. Por ejemplo, un empaque de cuñas simples que se asiente con peso puede moverse hacia arriba en el hoyo cuando se lleva a cabo una acidificación o fractura, sin embargo, este movimiento se puede evitar mediante el uso de sostenedores hidráulicos o de una ancla hidráulica.

1.2.4.2 Tipos de Empaques. Los diferentes tipos de empaques pueden ser agrupados en clases principales; luego se pueden subdividir de acuerdo a métodos de asentamientos, dirección de la presión a través del empaque y número de orificios a través del empaque. De esta forma se tienen: Recuperables, Permanentes, Permanentes - Recuperables.

En la industria petrolera nacional los empaques más utilizados son de las marcas: Baker, Otis, Camco, en diámetros de 4 1/2, 5 1/2, 7 y 9 5/8 pulgadas.

a) Empaques Recuperables. Son aquellos que se bajan con la tubería de producción o tubería de perforación y se pueden asentar: por compresión, mecánicamente e hidráulicamente.

Después de asentados pueden ser desasentados y recuperados con la misma tubería. Los empaques recuperables son parte integral de la sarta de producción, por lo tanto, al sacar la tubería es necesario sacar el empaque.

Los empaques recuperables se pueden clasificar teniendo en cuenta la dirección del diferencial de presión en:

- **Empaques recuperables de compresión:** Un empaque de compresión se asienta rotando la tubería de producción 1/4 de vuelta a la derecha y luego aplicando el peso de la tubería de producción sobre este; se recupera tensionando.

Por esta razón, no se desasienta aplicando una fuerza hacia abajo, aplicando peso de la tubería de producción (compresión) o aplicando presión por el espacio anular sobre el empaque.

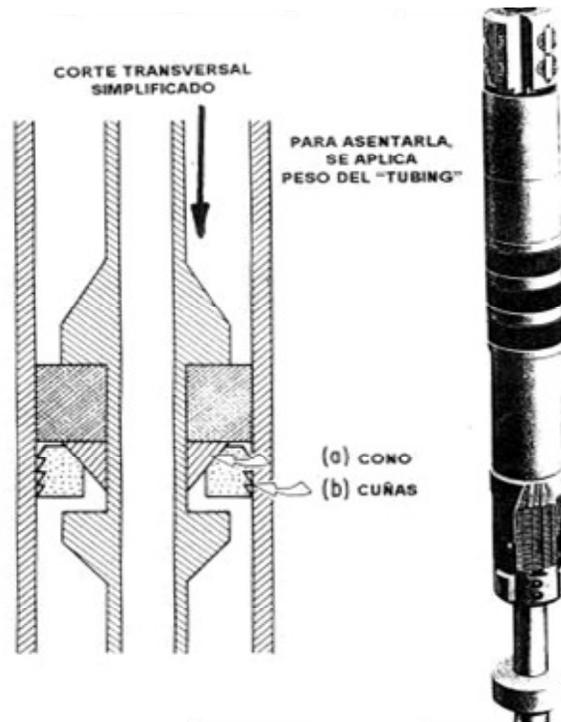


Figura 7. *Empaques Recuperables de Compresión.*

Sus características particulares los hacen apropiados para resistir diferenciales de presión hacia abajo. Son principalmente utilizados en pozos verticales, relativamente someros y de baja presión. Pueden soportar presiones diferenciales desde abajo si se les incorpora un anclaje hidráulico de fondo dentro del ensamblaje del empaque.

- **Empaques recuperables de tensión:** Estos empaques se asientan rotando la tubería de producción 1/4 de vuelta a la izquierda y luego tensionando.

Para recuperarlo, se aplica peso de la tubería con el fin de compensar la tensión y luego se rota la tubería a la derecha 1/4 de vuelta, de manera que las cuñas vuelvan a su posición original.

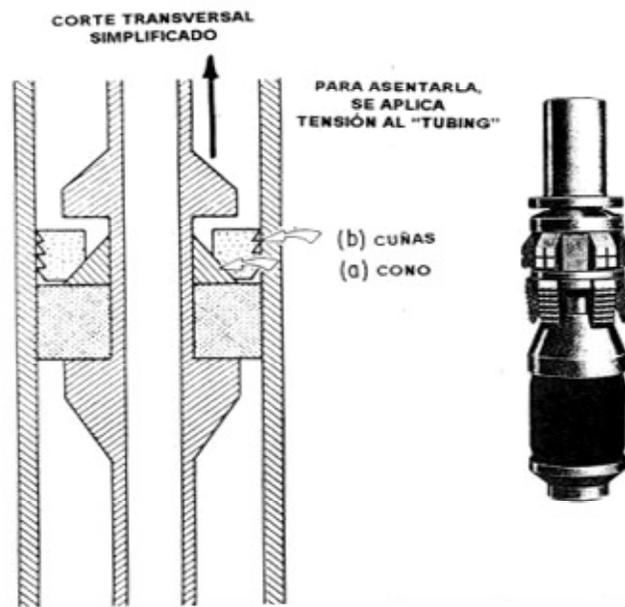


Figura 8. *Empaques Recuperables de Tensión.*

Se usan en pozos someros donde el peso de la tubería de producción no es suficiente para comprimir el elemento sellante de un empaque de asentamiento por peso y en condiciones donde se anticipen presiones diferenciales moderadas desde abajo. Las presiones desde abajo solo sirven para incrementar la fuerza de asentamiento sobre el empaque.

- **Empaques recuperables de compresión – tensión:** Estos empaques se asientan por rotación de la tubería más la aplicación de peso o con rotación solamente. No se desasientan por presiones aplicadas en cualquier dirección, por lo tanto pueden soportar un diferencial de presión desde arriba o desde abajo. Para recuperarlos, solamente se requiere rotación de la tubería de producción hacia la derecha.

Cuando se utilizan en pozos de inyección de agua permiten mantener la tubería de producción en peso neutro, lo que elimina la posibilidad de que se desasienten debido a la elongación de la tubería o por contracción de la misma.

Su mayor desventaja radica en que como deben ser liberados por rotación de la tubería, si se presenta asentamiento de partículas sólidas sobre el tope del empaque se hace imposible realizar cualquier trabajo de rotación, sin embargo, eso se soluciona usando un fluido libre de partículas sólidas como fluido de empackadura.

- **Empaques recuperables de asentamiento hidráulico:** La principal ventaja de los empaques recuperables con asentamiento hidráulico, es que antes del asentamiento del empaque, la tubería de producción puede ser corrida en el pozo y el cabezal de producción puede ser instalado. Estos empaques son particularmente apropiados en pozos altamente desviados donde la manipulación de la tubería de producción puede presentar dificultades.

b) Empaques Permanentes. Estos se pueden correr con la tubería de producción o se pueden colocar con equipos de guaya fina. En este último caso, se toman como referencia los cuellos registrados en el perfil de cementación para obtener un asentamiento preciso.

En caso de formaciones con temperatura de fondo alta (400°F - 450°F), el método más seguro de asentamiento consiste en utilizar un asentador hidráulico bajado junto con la tubería de producción. Una vez asentado el empaque, se desasienta el asentador hidráulico y se saca junto con la tubería de producción.

Los empaques permanentes se pueden considerar como una parte integral del revestimiento, ya que la tubería de producción se puede sacar y dejar el empaque permanente asentado en esta tubería.

Normalmente para desasentarlo es necesario fresarlo, por esta razón frecuentemente se denomina empackadura o empaque perforable.

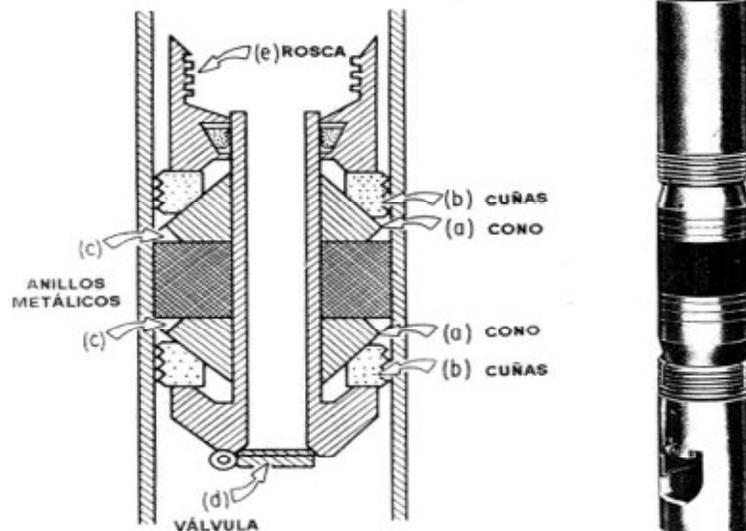


Figura 9. Empaques Permanentes.

1.2.5 Clasificación General de los completamientos de pozos

Los completamientos se clasifican en tres categorías básicas: *non-sand control* (sin control de arena), *sand control* (control de arena) y *horizontal*.

Para definir estas tres importantes categorías de completamiento se han adoptado varias nociones: (1) Un completamiento sin control de arena es cualquier completamiento no horizontal sin empaquetamiento de grava, (2) un completamiento con control de arena es cualquier completamiento no horizontal con empaquetamiento de grava, y (3) un completamiento horizontal es uno con desviación mayor a los ochenta y cinco grados. Por ejemplo, un pozo con una desviación de setenta grados sin grava empaquetada debe ser identificado como non-sand control (sin control de arena).

1.2.5.1 Completamiento Sin Control de Arena. Un completamiento sin control de arena es uno que tiene menos de 85° de desviación, y no requiere pantallas de control de arena. Estos completamientos se emplean generalmente para formaciones confinadas.

a) Completamiento a Hueco Abierto: Este tipo de completamiento se realiza en yacimientos de formaciones consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena ó derrumbes de la formación, y el intervalo de producción normalmente es grande (100 a 400 pies) y homogéneo en toda su longitud.

Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento.

Entre las variantes de este tipo de completamiento se encuentra:

- *Perforación del hoyo desnudo antes de bajar (correr) y cementar el revestimiento de producción.* En este tipo de completamiento las muestras de canal y la interpretación de los registros ayudan a decidir si colocar el revestimiento o abandonar el pozo por no ser económicamente viable.
- *Perforación del hoyo desnudo antes de bajar (correr) el revestimiento de producción.*

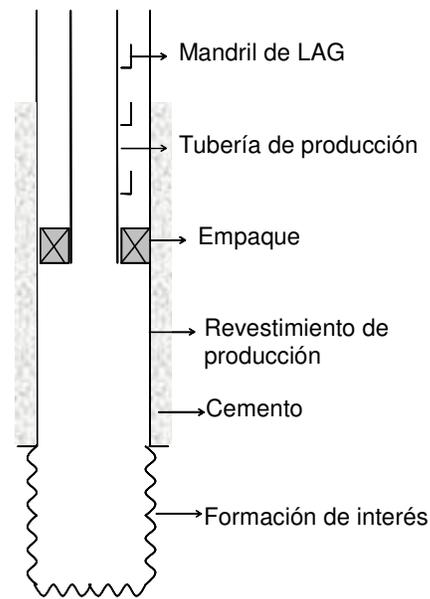


Figura 10. Completamiento a Hueco Abierto.

Ventajas:

- Se elimina el costo de cañoneo.
- Existe un máximo diámetro del pozo en el intervalo completado.
- Es fácilmente profundizable.
- Puede convertirse en otra técnica de completamiento posterior; con Liner o revestimiento cañoneado.
- Se adapta fácilmente a las técnicas de perforación a fin de minimizar el daño a la formación dentro de la zona de interés.
- La interpretación de registros o perfiles de producción no es crítica.
- Reduce el costo de revestimiento.

Desventajas:

- Presenta dificultad para controlar la producción de gas y agua, excepto si el agua viene de la zona inferior.
- No puede ser estimulado selectivamente.
- Puede requerir frecuente limpieza de arena y/o sedimentos.

b) Completamiento Liner o Tubería Ranurada: Este tipo de completamiento se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación, donde se produce generalmente petróleos pesados.

En este tipo de completamiento, el revestimiento se asienta en el tope de la formación productora y se coloca un Liner en el intervalo correspondiente a la formación productora. Dentro de este tipo de completamiento se encuentra la siguiente clasificación:

- *Completamiento con Liner no Cementado.* En este tipo de completamiento un Liner con o sin malla se coloca a lo largo de la sección o intervalo de interés. El Liner con o sin malla puede ser empacado con grava para impedir el arrastre de la arena de la formación con la producción.

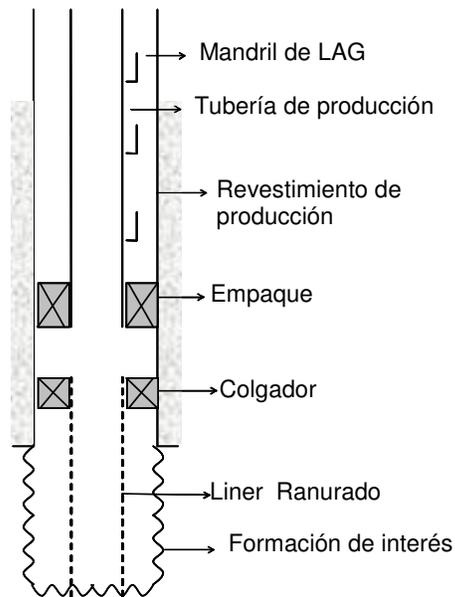


Figura 11. Completamiento con Liner no Cementado.

Entre los requerimientos para que este tipo de completamiento se lleve a cabo, están los siguientes: formación no consolidada, formación de grandes espesores (100 a 400 pies) y formación homogénea a lo largo del intervalo de completamiento.

Ventajas:

- Se reduce al mínimo el daño a la formación.
- No existen costos por cañoneado.
- La interpretación de los perfiles no es crítica.
- Se adapta fácilmente a técnicas especiales para el control de arena.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.

Desventajas:

- Dificulta las futuras reparaciones.
- No se puede estimular selectivamente.
- La producción de agua y gas es difícil de controlar.
- Existe un diámetro reducido frente a la zona o intervalo de producción.

- *Completamiento con Liner o Camisa Perforada.* En este caso, se instala un Liner a lo largo de la sección o intervalo de producción. Luego, el Liner se cementa y se cañonea selectivamente la zona productiva de interés.

Ventajas:

- La producción de agua y gas es fácilmente controlada.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.
- El Liner se adapta fácilmente a cualquier técnica especial para el control de arena.

Desventajas:

- La interpretación de registros o perfiles de producción es crítica.
- Requiere buenos trabajos de cementación.
- Presenta algunos costos adicionales (cementación, cañoneo, taladro, etc.)
- El diámetro del pozo a través del intervalo de producción es muy restringido.
- Es más susceptible al daño la formación.

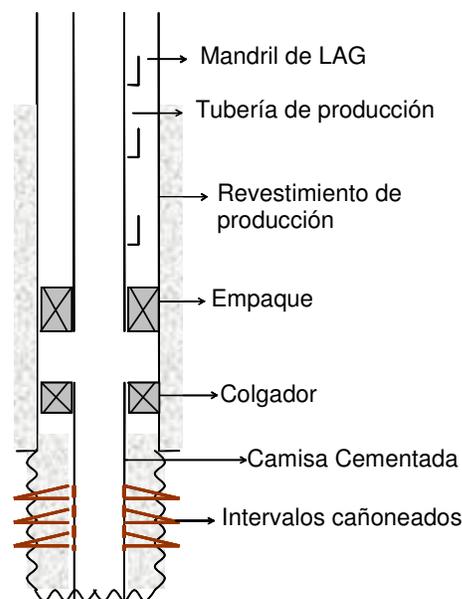


Figura 12. Completamiento con Liner o Camisa Perforada.

c) Completamiento con Revestimiento Cañoneado. Es el tipo de completamiento que más se usa en la actualidad, ya sea en pozos poco profundos como en pozos profundos.

Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo o zonas a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo.

Ventajas:

- La producción de agua y gas es fácilmente prevenida y controlada.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser profundizable.
- Permite llevar a cabo completamientos adicionales como técnicas especiales para el control de arena.
- El diámetro del pozo frente a la zona productiva es completo.
- Se adapta a cualquier tipo de configuración mecánica.

Desventajas:

- Los costos de cañoneo pueden ser significativos cuando se trata de intervalos grandes.
- Mayor peligro de daño a la formación.
- Pueden presentarse trabajos de cementación.
- Requiere buenos trabajos de cementación.
- La interpretación de registros o perfiles es crítica.

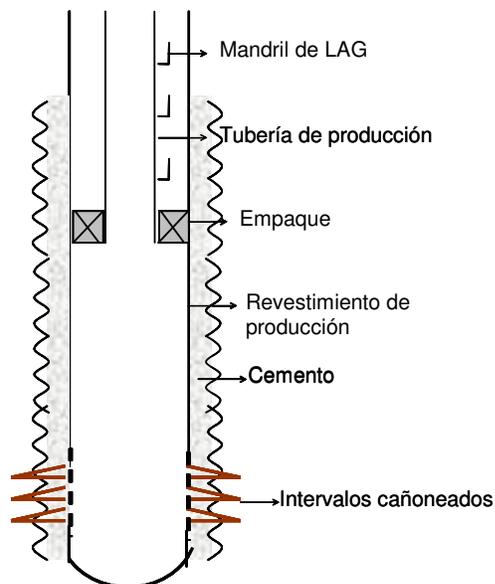


Figura 13. Completamiento con Revestimiento Cañoneado.

1.2.5.2 Completamiento Con Control de Arena. Hay muchos tipos de completamiento comúnmente considerados como completamientos de control de arena; aunque se tienen principalmente cuatro tipos.

El control de arena puede incrementar ostensiblemente los costos del completamiento, sin embargo, la vida del mismo también se aumenta de manera considerable. Algunas reglas generales, que contribuyen al éxito de los pozos que desarrollan este tipo de completamiento, incluyen:

- Mantener una distancia mínima de 0.85 pulgadas entre el filtro de grava y diámetro interno del revestimiento.
- Utilizar noventa pies de espacio libre sobre el filtro de grava, siempre que sea posible.
- Mantener una caída de presión en fondo, menor que 1000 PSI para completamientos con grava empaquetada y 500 PSI para completamientos sin control de arena.
- Retensionar los paquetes de grava a presiones entre 1000 y 1500 PSI.
- Asegurar que el diámetro interno del paquete de grava montado es de por lo menos 1.875 pulgadas.
- Utilizar tubería de grado apropiado, para reducir al mínimo el riesgo de colapso de la tubería vacía.

a) Completamiento Sencillo con Grava Empaquetada. El completamiento sencillo con empaquetamiento de grava es el más básico, eficaz y ampliamente utilizado en el control de arena. Este tipo de completamiento puede tener un empaque colector o un tapón comunicante debajo del filtro de grava empaquetada.

Este empaque colector debe ser utilizado: (1) si es requerido un sumidero abierto para acomodar las herramientas de registro de producción, o (2) permitir que los rípidos caigan directamente al completamiento.

Tapones comunicantes o retardadores de cemento (si se requiere realizar un Squeeze) se utilizan generalmente más abajo del filtro. Este método ahorra tiempo y dinero durante las operaciones de completamiento, pero no permite terminar la evaluación del intervalo perforado con las herramientas de registro de producción.

b) Completamiento Sencillo Selectivo. Este tipo de completamiento consiste en un empaquetamiento de grava con una camisa deslizante (Sliding Sleeve) interna, que permite que un completamiento sin control de arena produzca a través de dicho empaquetamiento de grava. Sin embargo, si la camisa falla, las reservas secundarias pueden desaprovecharse fácilmente. Por esta razón, la zona con reservas más grandes generalmente se produce primero.

Un completamiento sencillo selectivo difiere de un completamiento sencillo de dos modos: (1) la presencia de una zona productora debajo del completamiento primario, y (2) una camisa que permite la producción de una zona secundaria después del agotamiento de la zona primaria. Una limitación importante de los completamientos sencillos selectivos es su dependencia de las camisas.

c) Completamiento Sencillo Selectivo con Opciones Múltiples. El sencillo selectivo con opciones múltiples es quizás el completamiento más común costa afuera. Esta configuración presenta gran versatilidad y reduce al mínimo la necesidad de aparejos de Workovers, sin embargo, su éxito depende fundamentalmente de la confiabilidad de los componentes mecánicos. Se debe tener gran cuidado en el diseño de estos completamientos para asegurar su éxito prolongado.

d) Completamiento Selectivo apilado. Éste es el más complejo de los completamientos sencillos de tubería y se evita a menudo por esta razón.

Estos completamientos son absolutamente costosos y requieren varias semanas para la instalación, pero estas desventajas son compensadas por la capacidad de producir tres o más zonas. Están instalados por lo general en zonas marginalmente económicas, y donde los futuros costos de trabajos de Workover pueden ser verdaderamente altos, por ejemplo costa afuera.

1.2.5.3 Completamiento Horizontal. Un completamiento horizontal ofrece varias ventajas sobre un completamiento con alto ángulo o vertical: (1) Puede eliminar problemas de conificación de agua o de gas, (2) aumenta el área abierta al flujo, reduciendo así las velocidades de los fluidos del yacimiento y la movilidad del sedimento de grano fino, y (3) puede permitir mayor eficiencia en el drenaje del yacimiento.

Estas ventajas hacen a los pozos horizontales muy atractivos, no obstante, también existen limitaciones como el incremento del costo de la perforación y del completamiento, la poca confiabilidad del completamiento y opciones muy limitadas para intervención.

Para optimizar el diseño del completamiento, es necesario comparar los costos y las ventajas de los diferentes completamientos factibles.

Los completamientos horizontales se han dividido en dos tipos principales: *Hueco Abierto Soportado* y *Sin Soporte*.

a) Hueco Abierto sin Soporte. Este tipo de completamiento horizontal puede no tener filtro, o puede tener cualquier tipo de filtro de control de arena con o sin empaquetamiento de grava.

Este tipo de completamiento se divide en tres subcategorías: *Barefoot* (descalzo), *Screened* (tamizado), y *Gravel Pack* (grava empaquetada). Los completamientos *Barefoot* son aquellos sin filtro o empaquetamiento de grava; son los menos costosos de los completamientos horizontales, pero se limitan a las formaciones que no producen arena. Los completamientos *Screened* y *Gravel Packed* son eficaces en el control de producción de arena, y reducen la migración del sedimento de grano fino dentro del pozo.

Debe anotarse que no se recomienda ninguno de los tipos de completamiento horizontal anteriormente mencionados en formaciones con poca estabilidad del hueco. La experiencia ha demostrado que en hueco abierto, completamientos horizontales sin soporte fallan, si se colocan en formaciones poco consolidadas.

b) Hueco Abierto Soportado. Si la estabilidad del hueco es cuestionable, un completamiento horizontal alternativo es el tipo hueco abierto soportado, en el cual la ayuda mecánica de la perforación se obtiene mediante un liner ranurado o filtro revestido.

Un filtro revestido se refiere a la versión hueco abierto de la tecnología de desviación de tubería donde los empalmes o juntas integrales del casing perforado y del filtro de grava empaquetada, son enroscados y corridos en el hueco simultáneamente. Debe aclararse que el filtro solo no es considerado como un soporte adecuado para la perforación.

Este tipo de completamiento horizontal, por lo general, garantiza menos problemas en campo en comparación con el completamiento sin soporte, el cual puede presentar diversas fallas.

2. SEGURIDAD INDUSTRIAL

Cualquier actividad que desarrollemos en la vida, genera riesgos cuyo grado de afectación va relacionado directamente con la magnitud del factor, la exposición, la frecuencia y los controles ejercidos sobre ellos. Además, los fenómenos naturales aportan riesgos que pueden afectar al ser humano, al medio ambiente y a las operaciones en general.

El objetivo de la seguridad e higiene industrial es prevenir los accidentes laborales, los cuales se producen como consecuencia de las actividades de producción, por lo tanto, una producción que no contempla las medidas de seguridad e higiene no es una buena producción. Una buena producción debe satisfacer las condiciones necesarias de los tres elementos indispensables, seguridad, productividad y calidad de los productos.

Existen técnicas para detectar, evaluar y controlar esos riesgos. La observación de los sitios de trabajo nos permite, mediante los sentidos y el conocimiento, detectar los factores de riesgos originados en el ambiente, las personas o los equipos. Lo esencial es desarrollar y fortalecer actitudes positivas en la gente, que le permitan identificar y controlar los riesgos del trabajo.

La responsabilidad última para identificar, valorar y controlar los riesgos recae en la alta gerencia; sin embargo, la aplicación de los controles y la actualización relativa a nuevas situaciones de riesgo, es competencia de todos los niveles de la organización, involucrando con mayor énfasis a los responsables del sitio como jefes de área, supervisores y trabajadores, tanto de la compañía como de los Contratistas.

Seguridad Industrial. Es el conjunto de actividades destinadas a la prevención, identificación y control de las causas que generan accidentes de trabajo. Se utilizan técnicas de valoración, por ejemplo: la elaboración del Panorama de Riesgos y la Matriz de Pérdida Potencial.

Higiene Industrial. Brinda un ambiente laboral sano, reduciendo la aparición de enfermedades profesionales mediante la identificación y control de los riesgos propios de la actividad del trabajo que se realiza. Se utilizan técnicas y equipos para medición, por ejemplo: determinar los niveles de ruido en un área.

Recuerde

“Toda actividad conlleva riesgos, lo importante es saberlos controlar”

“Nadie puede ser forzado a trabajar en condiciones de Riesgo”¹

2.1 EPP

¿Qué es el equipo de protección personal?

El equipo de protección personal (EPP) está diseñado para proteger a los empleados en el lugar de trabajo de lesiones o enfermedades serias que puedan resultar del contacto con peligros químicos, radiológicos, físicos, eléctricos, mecánicos u otros. Además de caretas, gafas de seguridad, cascos y zapatos de seguridad, el EPP incluye una variedad de dispositivos y ropa tales como gafas protectoras, overoles, guantes, chalecos, tapones para oídos, cinturones de seguridad y equipo respiratorio.

La mejor manera de prevenir los accidentes es eliminar los riesgos o controlarlos lo más cerca posible de su fuente de origen. Cuando esta acción de reducir los riesgos en su origen no es posible se ve en la necesidad de implantar en los trabajadores algún tipo de ropa protectora u algún otro dispositivo de protección personal.

¿Puede el EPP proteger a los trabajadores de lesiones cerebrales?

Sí. Los cascos pueden proteger a sus empleados de impactos al cráneo, de heridas profundas y de choques eléctricos como los que causan los objetos que se caen o flotan en el aire, los objetos fijos o el contacto con conductores de electricidad. Así mismo, el reglamento de OSHA requiere que los empleadores se cercioren de que los trabajadores cubren y protegen el cabello largo con el fin de evitar que se enrede en piezas de maquinaria como las correas y las cadenas.

¹ Tomado de: CONSEJO COLOMBIANO DE SEGURIDAD. Panorama de Riesgos. Seguridad Industrial

¿Puede el EPP proteger a los trabajadores de lesiones a los ojos y a la cara?

Sí. Además de las gafas de seguridad y las gafas protectoras de goma, los equipos EPP tales como los cascos o protectores especiales, las gafas con protectores laterales y las caretas pueden ayudar a proteger a los empleados de ser impactados por fragmentos, las astillas de gran tamaño, las chispas calientes, la radiación óptica, las salpicaduras de metales fundidos, así como los objetos, las partículas, la arena, la suciedad, los vapores, el polvo y los resplandores.

¿Deben los trabajadores utilizar EPP para prevenir las lesiones de las manos?

Sí. Los trabajadores expuestos a sustancias nocivas mediante absorción por la piel, a laceraciones o cortes profundos, abrasiones serias, quemaduras químicas, quemaduras térmicas y extremos de temperatura nocivos deben proteger sus manos.

¿Cómo puede el EPP proteger a los trabajadores de lesiones en los pies y las piernas?

Además del equipo de protección de pies y del zapato de seguridad, las polainas (de cuero, de rayón aluminizado u otro material adecuado, por ejemplo) pueden ayudar a evitar lesiones y proteger a los empleados de objetos que se caen o que ruedan, de objetos afilados, de superficies mojadas o resbalosas, de metales fundidos, de superficies calientes y de peligros eléctricos.

¿Cómo puede el EPP proteger a los trabajadores de pérdidas auditivas?

Utilizar tapones para oídos u orejeras puede ayudar a proteger los oídos. La exposición a altos niveles de ruido puede causar pérdidas o discapacidades auditivas irreversibles así como estrés físico o psicológico. Los tapones para oídos de material alveolar, de algodón encerado o de lana de fibra de vidrio son fáciles de ajustar correctamente. Limpie los tapones con regularidad y reemplace los que no pueda limpiar.

¿Por qué deben los trabajadores hacer uso de EPP para proteger todo el cuerpo?

En ciertos casos los trabajadores deben proteger la mayor parte de, o todo, su cuerpo contra los peligros en el lugar de trabajo, como en el caso de exposición al calor y a la radiación así como contra metales calientes, líquidos hirvientes,

líquidos orgánicos, materiales o desechos peligrosos, entre otros peligros. Además de los materiales de algodón y de lana que retardan el fuego, materiales utilizados en la vestimenta EPP de cuerpo entero incluyen el hule, el cuero, los sintéticos y el plástico.

IMPORTANTE:

El uso del EPP es obligatorio y es responsabilidad de cada empleado utilizarlo correctamente en la zona de trabajo. El EPP principalmente integra: botas antideslizantes con puntera de acero, cinturones de seguridad y faja para el encuellador, gafas de seguridad, protectores auditivos, casco, guantes e impermeables.

3. ALMACENAMIENTO Y MANIPULACIÓN

3.1 ALMACENAMIENTO

Los tubos deben estar sobre caballetes. No se deben almacenar tubos directamente en el suelo, sobre rieles, pisos de acero o concreto. La primera hilera de tubos no debe estar a menos de 46 cm. del piso, de manera que no se vean afectados por la humedad y la abrasión.

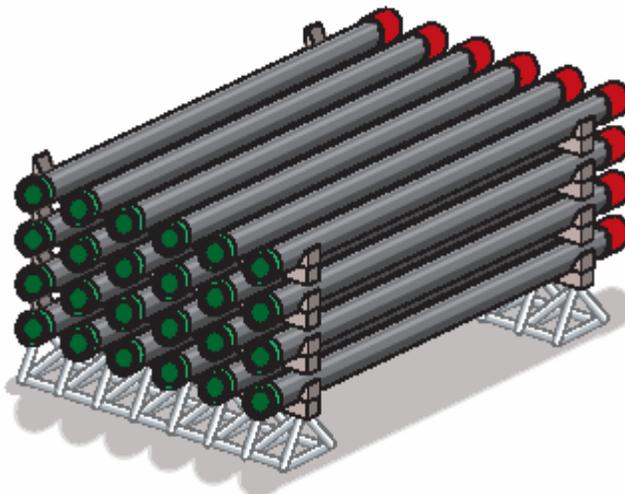


Figura 14. Caballetes apropiados para Tubería.

En el caso de las Aleaciones Resistentes a la Corrosión CRA (*Ver Anexo H*), si los tubos tienen colocada una cubierta de plástico, se recomienda sacarlos y almacenarlos. Cuando se requiera almacenarlos durante períodos prolongados, es aconsejable hacerlo en lugares cerrados con circulación de aire para evitar la condensación de agua.

Los tubos deben colocarse sobre soportes adecuadamente espaciados para que no se produzcan flexiones o daños en las roscas, ni en el cuerpo. Dichos soportes deben estar sobre un mismo plano, razonablemente nivelados y sostenidos por bancales apropiados que soporten toda la carga sin hundirse.

En el caso de Aleaciones Resistentes a la Corrosión (CRA), los tubos deben apoyarse sobre soportes no metálicos.

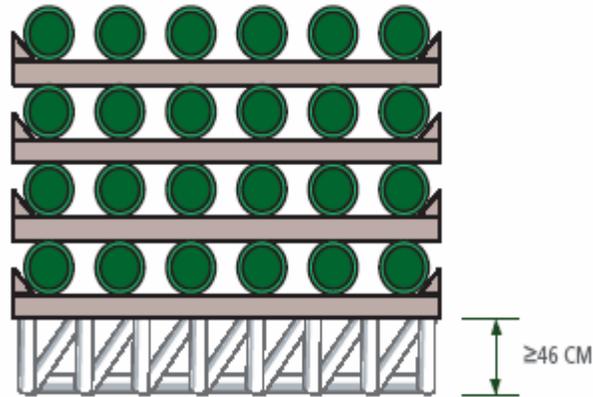


Figura 15. Soportes de Madera.

Colocar listones de madera a modo de separadores entre las sucesivas hileras de tubos, de manera que las cuplas no tengan que soportar peso. Es conveniente usar por lo menos tres (3) listones espaciadores.

Cuando se utilizan espaciadores de madera en el almacenado de tubos CRA, se recomienda recubrir con una pintura plástica la parte del tubo que quede en contacto con la madera. Por lo general, la madera contiene cloruros, por lo que pueden producirse picaduras. Si se utilizan espaciadores de madera sin la protección de una lámina plástica, el área en contacto debe inspeccionarse periódicamente.

Colocar listones espaciadores en ángulo recto con respecto a los tubos y directamente encima de los listones y soportes inferiores, para evitar flexiones.

Asegurar los tubos clavando tacos de madera de 2,5 por 5 cm o de 5 por 5 cm en ambos extremos de los listones espaciadores. Si se usan topes metálicos, es necesario recubrirlos previamente con pintura plástica.

Para casos de almacenamiento en bancal temporal y a fin de facilitar las tareas de inspección y manipulación, se recomienda no colocar más de cinco hileras de tubos.

Si no se utilizaran los tubulares en forma inmediata, se recomienda el uso de grasas de almacenamiento, que deberán aplicarse de manera abundante tanto en las roscas como en las áreas de sello, las cuales protegen estas zonas contra la corrosión.

La tubería almacenada deberá inspeccionarse por muestreo en forma periódica (cada 6 - 8 meses), y con mayor frecuencia en lugares donde las condiciones climáticas sean agresivas.

3.2 MANIPULACIÓN

El procedimiento que se describe a continuación deberá emplearse durante las tareas de manejo del material tubular, desde el camión al bancalete, a fin de preservar las conexiones y la integridad del material. Se requiere, como mínimo, cumplir los procedimientos que establece la norma API RP 5C1.

Todo el material tubular, en particular las roscas, está fabricado con niveles de tolerancia estrecha y requiere, por lo tanto, un manejo especial. Ya se trate de material tubular y/o de roscas nuevas, usadas o reacondicionadas, siempre deben manipularse con los protectores de rosca colocados y ajustados.

Es preciso limitar a un mínimo las tareas de manipulación u otra clase de movimiento del material.

Para levantar los tubos se recomienda utilizar eslingas de material sintético o cables de acero debidamente recubiertos en caso de materiales CRA (*Ver Anexo H*). No utilizar barras de acero para mover o separar los tubos.

Asegurarse de no golpear los tubos entre sí o contra otro objeto de acero, concreto o cualquier otro material que pueda dañar o modificar sus propiedades físicas.

3.3 REQUERIMIENTOS DEL EQUIPO

- Las horquillas o uñas de los autos elevadores deben estar libres de relieves o marcas.
- En el caso de material para servicio crítico (Materiales Resistentes a la Corrosión - CRA) las horquillas de los autos elevadores deben estar recubiertas, además, se deben utilizar eslingas de fibra sintética.
- Las grúas deben estar equipadas con barra espaciadora y eslingas revestidas.

- Se pueden utilizar grúas con elevadores magnéticos, pero se deben extremar los cuidados para reducir a un mínimo los golpes que puedan dañar los tubos.
- No se utilizarán ganchos sin el expreso consentimiento del usuario. En caso de que se los utilizara, deberán estar diseñados de manera tal que eviten que los protectores de rosca se dañen y deberán estar recubiertos con metal blando, goma o plástico. Los ganchos no deberán colocarse directamente en el tubo o las conexiones. No se deberá utilizar ganchos en los tubos con revestimientos internos.

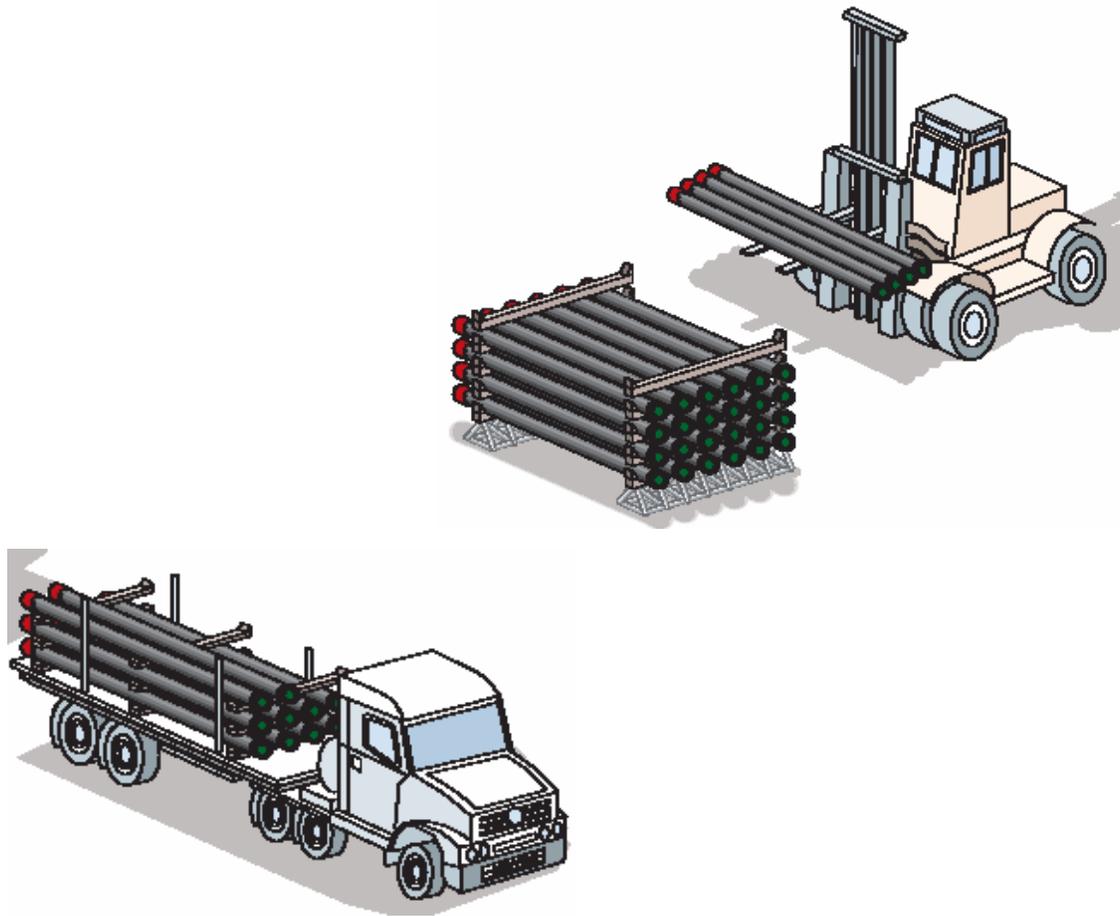


Figura 16. Descarga de Tubulares del Caballete al Camión.

3.4 DESCARGA DE TUBULARES DEL CAMIÓN AL BANCAL

Antes de descargar los camiones, se deben inspeccionar los tubos para verificar la existencia de cualquier señal de movimiento y/o daño durante el transporte y para asegurarse de que los protectores de rosca se encuentren bien ajustados. Si una carga se ha movido durante el viaje, es necesario identificar todo el material que tenga “daño visible” y luego evaluarlo una vez descargado en el bancal.

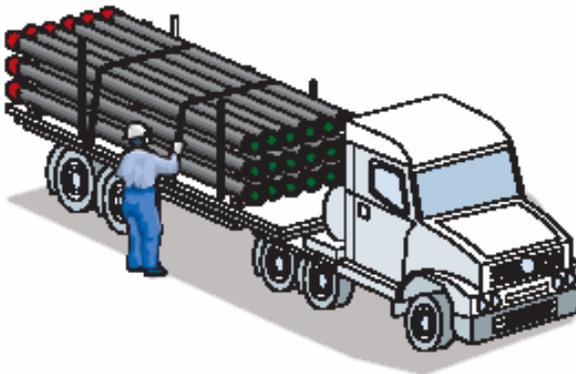


Figura 17. Inspección de Tubos en el Camión.

Si los tubos se descargan del camión a un bancal temporal utilizando un auto elevador, es fundamental que no se golpeen contra las piezas metálicas, contra ellos mismos o contra cualquier otro objeto u objetos que puedan dañar o alterar las propiedades físicas del tubo.

Tal como se especifica en la norma API RP 5C1, es conveniente descargar sólo uno (1), dos (2) o tres (3) tubos por vez, según el número de juntas que puedan controlarse.

En el caso de tubos de Aleaciones Resistentes a la Corrosión (CRA), es preciso tener la precaución de no golpear los tubos en la carga o descarga. Si se descargan los tubos del camión al bancal temporal mediante grúa, hay que asegurarse de apoyar con suavidad el tubo en el bancal.

Verificar la identificación de cada tubo a medida que se va descargando al bancal temporal. Cuando los tubos se descarguen en el bancal del equipo, deberán colocarse en una secuencia tal que facilite su instalación en el pozo.

3.5 MOVIMIENTO DE LOS TUBOS DESDE EL BANCAL A LA PLATAFORMA

Asegurarse de que los protectores del *pin* estén en su lugar y bien ajustados. En las uniones con sellos externos, colocar el protector de la *caja* o el tapón de elevación antes de levantarlos. En las uniones integrales, asegurarse de que los tapones de elevación estén bien instalados.

Verificar que la eslinga esté bien equilibrada para evitar la caída de los tubulares.



Figura 18. Movimiento de los Tubos desde el Bancal hasta la Plataforma.

En algunos casos se podría requerir el recubrimiento de la planchada de maniobras para evitar posibles daños a la *caja* durante la elevación del tubo a la plataforma del equipo.

Se recomienda el uso del equipo de movimiento de tubulares (bandeja) para levantar los tubos desde la planchada hasta el piso del equipo.

Asegurarse de que el estribo no raye o dañe el tubo que está levantado. Cuando se opere con material destinado a servicios críticos (CRA), el estribo debe estar revestido.

Cuando se opera con materiales destinados a servicios críticos (CRA), evitar que los tubos y recalques entren en contacto o se friccionen, amortiguándolos con soga, goma o madera entre una junta y otra.

Todo equipo de manejo que se utilice durante la tarea de cargar tubos debe estar libre de rayones y resaltos. En el caso de material destinado a servicios críticos (CRA), deben estar revestidos para proteger los tubos de cualquier daño.

Controlar que el tubo no golpee contra ninguna parte del mástil, piso, herramientas o cualquier otro objeto. Tomar las precauciones necesarias para impedir la caída libre.

No debe quitarse el protector de rosca del *pin* hasta que la junta se encuentre sobre la plataforma, antes de introducirla en el pozo.

4. LIMPIEZA E INSPECCIÓN VISUAL DE ROSCAS

4.1 LIMPIEZA

Es fundamental que no haya cuerpos duros y extraños en las roscas o el sello durante el proceso de enrosque. La limpieza se debe realizar inmediatamente antes del uso, sobre todo cuando se encuentren expuestos a medios corrosivos.

Si, por razones imprevistas, se demora la maniobra de bajada, colocar nuevamente los protectores en las roscas.

Limpiar toda la grasa de rosca o almacenamiento con un solvente o agua a presión. El mejor procedimiento consiste en limpiar la conexión con agua a presión a una temperatura superior a los 10° C (50° F) y luego quitar todo rastro de humedad y/o cuerpos extraños. Luego, sopletear minuciosamente la conexión, cuidando que el líquido no se acumule en el interior del tubo.

Si se utiliza vapor para limpiar o calentar la conexión, es importante cuidar que todas las superficies queden bien secas, a fin de quitar cualquier humedad latente, sobre todo a muy bajas temperaturas.

Importante:

- 1. No utilizar cepillos de alambre. Usar, en cambio, cepillos de nylon.**
- 2. No usar gasoil o diesel oil para limpiar las roscas. En caso de hacerlo, eliminar con agua la película antiadherente y secar bien.**

4.2 INSPECCIÓN VISUAL

Verificar la limpieza de cada conexión. Cada perfil de rosca, sello y hombro debe estar libre de residuos o restos de sustancias limpiadoras.

En las uniones, se deberá controlar:

- Falta de fosfatizado o cobreado.
- Ovalización, lo que impediría llevar a cabo la tarea de acople.

- Engrane o excesivo desgaste.
- Mellas o áreas con abolladuras (si el daño no supera los 0,3 mm. (0,01") de profundidad, se puede solucionar *in situ*).
- Alto grado de oxidación, cascarillas o picaduras.
- Ralladuras o cortes longitudinales en el área de sello.

Se prohíbe terminantemente rellenar los sellos con soldadura.

Importante:

Se debe prestar especial atención cuando se utilizan llaves de enrosque en la *caja* y en todas las uniones revestidas internamente, de modo que se reduzca a un mínimo las posibilidades de daños en las roscas o en el revestimiento.

4.3 REPARACIÓN EN CAMPO

En caso de ser necesario, las reparaciones mínimas de hilos de rosca, se pueden realizar en campo por el personal certificado.

Las reparaciones sencillas únicamente pueden realizarse en el hilo de rosca o en el área del hombro, pero no en el área de sello. Solamente la oxidación leve se alea o funde para ser eliminada del sello.

Las reparaciones no deben cambiar la forma de la superficie original.

Cuando los daños no se pueden solucionar por la reparación en campo, el empalme o junta debe ser rechazada.

5. GRASA PARA ROSCAS

A menos que se especifique lo contrario, para el enrosque se debe utilizar sólo grasas API (API 5A3) o equivalentes. En caso de utilizar otras grasas, aplicar el factor de corrección de torque que indique el fabricante de la grasa.

El uso de grasas con diferentes propiedades puede dar lugar a falta o exceso de torque, y/o pérdidas de fluido. Un gran porcentaje de tubos viene con grasa de almacenamiento en las roscas. Esta grasa no puede utilizarse para el enrosque y deberá eliminarse cuando se realice la limpieza.

Antes de comenzar la bajada, asegurarse de que la grasa sea suficiente para realizar el trabajo. Es aconsejable abrir sólo el número necesario de latas. Se recomienda mezclar bien desde el fondo hasta la parte superior antes de proceder a su aplicación.

Es importante mantener la grasa libre de agua, arena, baritina y toda otra materia extraña. Se recomienda no diluir la grasa de rosca agregándole aceite o solventes.

Para aplicar la grasa, usar cepillos de nylon limpios, no de alambre. Tanto la grasa de rosca como los cepillos deben mantenerse limpios.

A bajas temperaturas, conviene mantener la grasa en un lugar cálido para evitar su congelamiento.

5.1 CRITERIOS DE APLICACIÓN

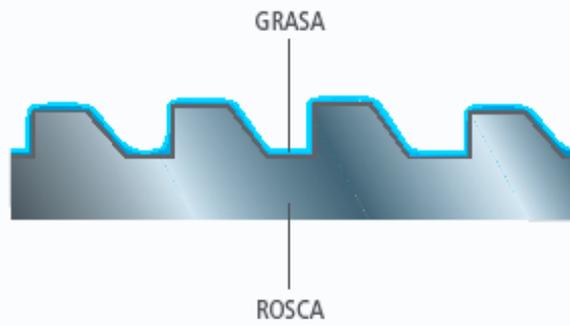
Aplicar la grasa de rosca en el *pin* y la *caja*. Lo más aconsejable es aplicar una capa delgada y uniforme, relleno las raíces de la rosca y cubriendo la superficie de sello y el hombro de torque. La forma de la rosca tiene que quedar visible después de haber sido lubricada.

A modo de guía, se puede establecer que la cantidad requerida para una unión es la siguiente:

Peso del lubricante (gramos) = 10 x diámetro externo del tubo (pulg.) repartido en *pin* y *caja*.

Ejemplo: 4 1/2" de diámetro externo = 45 gramos.

FORMA VISIBLE DE LA ROSCA
DESPUÉS DE LA APLICACIÓN DE LA GRASA



APLICACIÓN DE LA GRASA

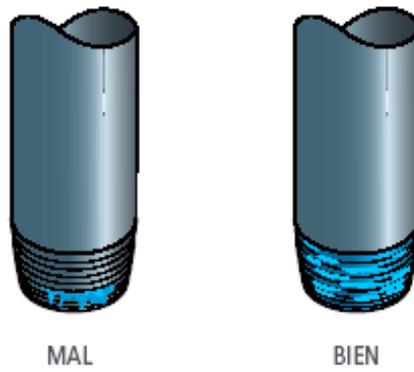


Figura 19. Aplicación de Grasa en Roscas.

6. HERRAMIENTA Y EQUIPO

Antes de proceder a la corrida de las tuberías, deben inspeccionarse todas las herramientas y equipos necesarios para la bajada al pozo a fin de verificar que se encuentran en óptimas condiciones para realizar el trabajo.

6.1 ELEVADORES Y CUÑAS

Se pueden utilizar elevadores de mordaza o de tope para columnas de tubería de revestimiento o de producción. Los insertos de las cuñas o elevadores de mordaza deben estar limpios y afilados. Se recurrirá a elevadores tipo cuña con mordazas más largas que las habituales cuando se trate de columnas pesadas y/o largas.

Si se utilizan elevadores de tope, la superficie de apoyo deberá inspeccionarse cuidadosamente para que esté lisa y suave, perpendicular a la línea de tracción. Una superficie de apoyo irregular puede dañar la cupla y producir una falla prematura de la conexión.



Figura 20. Elevadores y Cuñas (Spider).

Deberán examinarse las mordazas de los elevadores y cuñas para verificar que el contacto con los tubos sea uniforme. Todo contacto que no sea uniforme puede producir abolladuras o marcas en el tubo.

Se recomienda el uso de equipo especial, inserto de alta densidad o recubierto, cuando se utilicen materiales destinados a servicio crítico (CRA).

6.2 GRAPAS DE SEGURIDAD

Las grapas de seguridad (wedding band / dog collar) son usadas para suspender o colgar la columna en caso de agarre insuficiente del elevador.

Las grapas de seguridad se requieren utilizar cuando se bajan las primeras uniones de tubería de revestimiento o producción y durante la extracción de las últimas juntas o conexiones de estas.

Si se aplica menos carga que la mínima necesaria en las mordazas, puede ocurrir que no sujeten la columna lo suficiente.



Figura 21. Grapas de Seguridad.

Para uniones integrales o “flush” se recomienda el uso de la grapa de seguridad durante toda la operación.

6.3 LLAVES DE CORREA

Cuando se procede a enroscar un tubo de aleación resistente a la corrosión (CRA), se deben utilizar llaves de correa después del acople hasta que el *pin* llegue a la posición de ajuste manual, o al menos hasta que se tenga la seguridad de un buen ajuste de las roscas.

Antes de comenzar la tarea, todas las correas deben examinarse para garantizar su limpieza y que sean adecuadas al diámetro correspondiente. Las correas sucias deben ser reemplazadas.



Figura 22. Llaves de Correa.

6.4 LLAVES DE PODER

Son las herramientas encargadas de hacer rotar la tubería a medida que entra o sale del pozo, para hacer más fácil dicho proceso. Estas llaves pueden ser hidráulicas o manuales, de acuerdo a la necesidad, pero ambas cumplen la misma función solo que con las hidráulicas se requiere menor esfuerzo.

El mal funcionamiento de las llaves, también denominadas llaves de fuerza, puede conllevar a fugas de crudo y/o causar reventones, por lo cual requieren revisiones periódicas.



Figura 23. Llaves de Poder. Manual (a), Hidráulica (b)

6.5 SISTEMA DE MONITOREO DE TORQUE

Como su nombre lo indica, es el equipo encargado de medir y monitorear el torque aplicado a la tubería. De acuerdo a la profundidad del pozo y a las especificaciones de las tuberías, cada una de estas requiere un torque determinado para evitar fugas en el pozo y lograr un mejor desempeño sin daño alguno.

6.6 COMPENSADOR DE PESO

Para revestimientos de paredes pesadas y algunos tubulares o materiales CRA, se recomienda el uso del compensador de peso durante la corrida y extracción, con el fin de reducir las cargas de compresión sobre las roscas durante el acople/enrosque.

Se debe prestar especial atención al requisito de ajustar este componente al valor de tensión adecuado antes de acoplar la primera junta.

También puede utilizarse el compensador durante el proceso de enrosque y desenrosque para mantener constante la tensión en la junta. Esto permitirá reducir a un mínimo los daños y las posibilidades de engrane durante dicho proceso.

6.7 GUÍA DE ALINEADO

La guía de alineado sirve como dispositivo de alineamiento y estabilización del tubo que se enrosca en la mesa rotaria. El dispositivo se monta en el piso del equipo debajo de la plataforma de acople y a una distancia adecuada que permita colocar la pieza más corta.

La guía se usa para ayudar a estabilizar y alinear el tubo antes del acople y durante el enrosque. Una vez alineado el tubo, se debe cerrar los rodillos de la guía y proceder al enrosque.

La guía de alineado puede usarse durante el desenrosque para mantener el tubo en posición vertical y para reducir las posibilidades de cruzamiento de hilos.

La instalación de la guía debe incluir dispositivos de seguridad para proteger al personal ubicado en la plataforma del equipo en caso de que se produzcan daños accidentales en la guía, provocados por el aparejo.

Notas:

1. Cuando se bajan columnas muy pesadas, las vigas de la mesa rotaria se curvan significativamente, por lo que la mesa se inclina. En consecuencia, la guía deberá ajustarse al eje proyectado del tubo.
2. En caso de no disponer de guía de alineado se recomienda colocar un operario en la plataforma de enganche para guiar el tubo durante el enrosque.

6.8 GUÍA DE EMBOQUE

La guía de emboque se usa para guiar la introducción del *pin* en la *caja* y minimizar los daños que puedan producirse en la conexión cuando la junta se acopla incorrectamente.

La guía de emboque debe inspeccionarse antes de proceder a la bajada al pozo, para garantizar que los insertos de elastómero se encuentren correctamente ajustados y en buenas condiciones.

6.9 TAPONES DE DIRECCIÓN

Los tapones de dirección no son diseñados para soportar más de una parada sencilla de tubería. Los hilos de las roscas del tapón deben ser cuidados y conservados. De igual forma deben ser limpiados e inspeccionados para prevenir daños.

Para asegurar un apropiado encaje de la rosca, tanto los hilos del tapón de dirección como de la *caja* de la tubería deben estar libres de cualquier suciedad, pintura o componente de almacenamiento.

Los tapones deben ser completamente acomodados y enroscados a mano, luego deben ser apretados empujándolos con una barra o palanca.

Los tapones de dirección también proveen protección a los hilos de la rosca de la *caja* de daños por herramientas o equipos de prueba, que puedan ser corridos dentro de la tubería.

6.10 TAPONES DE ELEVACIÓN

Los tapones de elevación se deberán usar cuando se introduce tuberías de revestimiento o de producción, con conexiones integrales o tipo “*flush*” o cuando se controla la presión interna de la columna durante la bajada.

Los tapones de elevación son diseñados para soportar todo el peso de la sarta, por esta razón antes de la bajada a pozo, los tapones de elevación deben inspeccionarse visualmente para asegurarse de que corresponden al tipo de rosca adecuada y son compatibles con la *caja*.

Así mismo, es necesario verificar los tapones de elevación para asegurarse de que no haya daños importantes que puedan afectar los hilos de la rosca del tubo; en caso de que se presenten deben ser oportunamente reemplazados.

Si durante operaciones de corrida de tubería, el tapón es sometido a alto impacto de cargas, el uso del mismo debe ser detenido hasta que se ejecute una inspección. Adicionalmente, debido a las cargas de tensión cíclicas del tapón, se debe realizar una inspección de partículas magnéticas para determinar fallas por fatiga.

7. APLICACIÓN DE TORQUE

7.1 LLAVES DE FUERZA

Se deben usar llaves de fuerza para el torquedo final de la conexión. Las llaves deben estar en condiciones de operar a un mínimo de 3 r.p.m. y es necesario que estén equipadas con insertos curvos para impedir que el tubo o la cupla se zafen y queden marcados.

Debe seleccionarse una celda de carga calibrada para colocar en el brazo de la llave de fuerza. La llave de contra fuerza debe estar en un ángulo de 90° respecto de la llave de fuerza cuando se aplique el torque.

La velocidad de la llave de fuerza durante el enrosque debe ser menor a 25 r.p.m. Para la última vuelta anterior a la aplicación del torque, se recomienda que la velocidad de la llave sea inferior a 10 r.p.m. En el caso de aceros especiales, la velocidad de la llave durante la aplicación del torque deberá ser inferior a 5 r.p.m.

La llave de fuerza debe permitir el movimiento vertical para evitar que se deforme o se golpee durante el enrosque del tubo.



Figura 24. Llaves de Fuerza (Manual).

Una vez que se ha instalado la llave de fuerza, se recomienda colocar en ella un trozo de tubo del mismo diámetro que el tubo que se está bajando y ajustar las mordazas a fin de asegurar un contacto adecuado y una rotación suave de las cabezas de los insertos sin que se produzca ninguna obstrucción ni interrupción de la rotación durante el torquedo.

CORRECTA COLOCACIÓN DE LLAVE Y CELDA DE CARGA

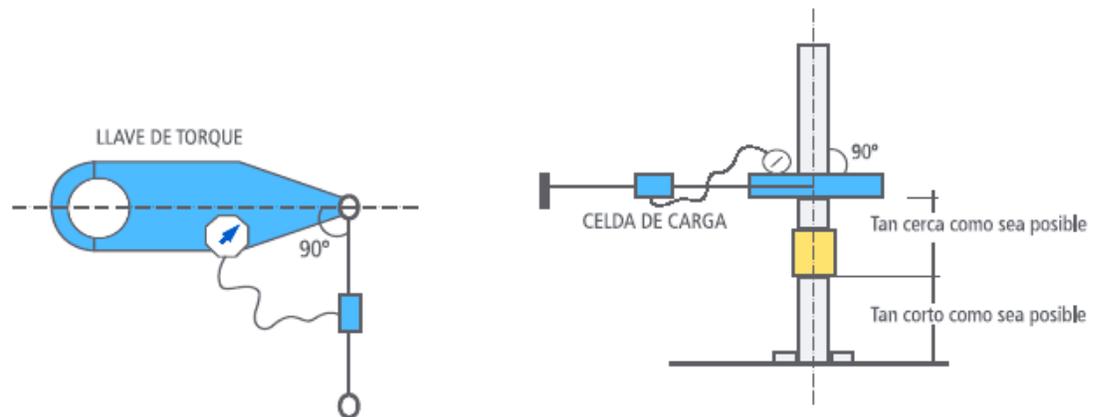


Figura 25. Ubicación Correcta de la Llave de Fuerza y la Celda de Carga.

7.2 EQUIPOS DE MONITOREO DE TORQUE

Los equipos de monitoreo de torque que se utilicen deben poder aceptar o rechazar automáticamente el enrosque de una conexión. Existen tres tipos básicos de equipos que permiten obtener una lectura de torque:

7.2.1 Medidor de Torque

Generalmente hay un medidor de torque montado a la llave de fuerza. Este debe calibrarse por lo menos cada tres meses y debe tener un certificado donde figuren los datos de la calibración actual, así como la fecha de la siguiente calibración.

El medidor de torque y el indicador del dispositivo para control de torque tiempo/vueltas deben dar lecturas coincidentes durante el ajuste preliminar.

7.2.2 Dispositivo de Monitoreo Torque/Vueltas

Las conexiones API deben enroscarse hasta el número correcto de vueltas pasada la posición de ajuste manual. Para poder determinar esta posición, se puede utilizar un sistema de monitoreo torque/vueltas que permita medir vueltas en centésimas de revolución.

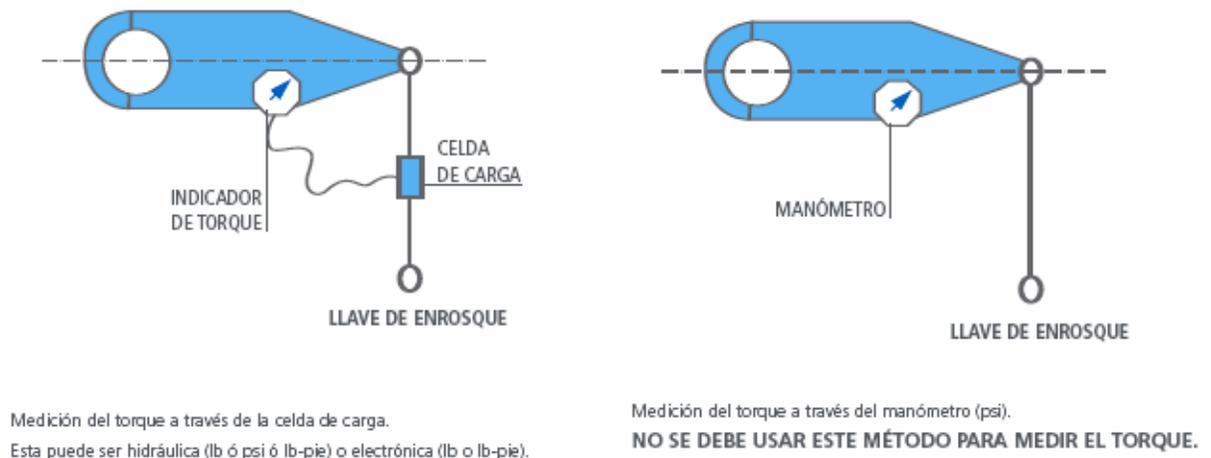


Figura 26. Medición del Torque.

7.2.3 Dispositivo de Monitoreo Torque/Tiempo

Este dispositivo se utiliza con suma frecuencia en las conexiones Premium que tienen hombros internos y externos y sellos metal - metal.

Estas superficies metálicas deben enroscarse hasta alcanzar la posición adecuada. Esto ocurre cuando los hombros de la conexión llegan a la posición correcta, para luego torqupear el hombro para energizar el sello. Este equipo debe ser capaz de realizar veinte (20) mediciones por segundo.

Dado que la mayoría de los *displays* tiempo/vueltas de torque convencionales son inadecuados para mostrar de manera exhaustiva las anomalías de enrosque, se debe utilizar un *display* realizado por computadora para monitorear el proceso. El equipo de monitoreo debe ser capaz de imprimir los gráficos de enrosque.

7.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS LLAVES DE FUERZA

Las llaves de fuerza deben ser las adecuadas. Por ejemplo, no se recomienda usar una llave de 50.000 lb.pie para una junta que sólo requiere 4.000 lb.pie, dado que la inercia inherente durante el enrosque y la escala del medidor darán como resultado falta de precisión en la aplicación del torque.

Las llaves para barras de sondeo y portamechas son demasiado potentes e imprecisas como para enroscar las uniones de tuberías de revestimiento o producción.

Importante:

- 1. Si el enrosque se realiza a alta velocidad, las llaves resultan demasiado potentes. Por lo tanto, no deben utilizarse.**
- 2. Utilizar insertos especiales o de alta densidad para materiales de CRA.**

Antes de comenzar la tarea se debe solicitar al contratista un certificado de calibración de fecha reciente.

Debido al movimiento vertical del tubo cuando se enrosca o desenrosca una conexión, las llaves de fuerza deben tener libertad de moverse con el tubo para evitar que las roscas sufran esfuerzos indebidos (compensador elástico vertical).

Cuando se utilicen llaves con dispositivo de contra fuerza, es importante que exista libertad de movimiento entre la llave de fuerza y la de contra fuerza. Para ello, es necesario que:

- La llave de contra fuerza tenga suficiente carrera para compensar el acortamiento por enrosque.
- Las llaves de fuerza/contra fuerza tengan la suficiente flexibilidad para admitir un *pin* o *caja* ligeramente curvado.
- Las llaves de fuerza/contra fuerza tengan suficiente flexibilidad para compensar la excentricidad normal entre el *pin* y *caja*.

Importante:

- 1. Como el torque debe aplicarse por lo menos durante dos segundos, las válvulas de descarga deben usarse sólo como un sistema de seguridad para evitar el exceso de torque.**

Se puede lograr un enrosque más preciso usando un sistema de monitoreo y/o registrador gráfico que presente los valores torque/vuelta. La precisión de la medición deberá ser superior a una centésima de vuelta.

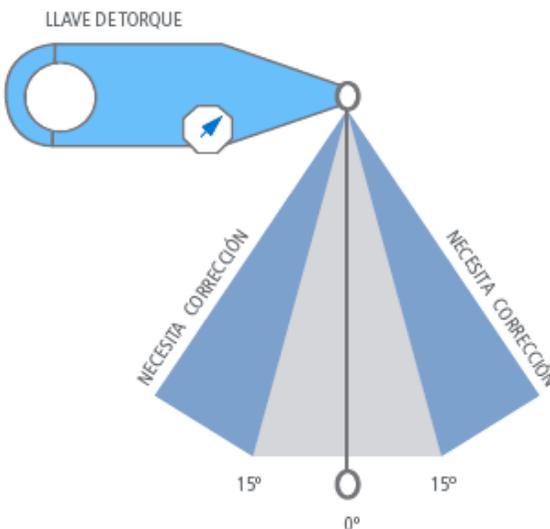
7.4 UBICACIÓN DE LA LLAVE DE FUERZA

Antes de comenzar la tarea, es importante verificar que la posición relativa de la llave de fuerza y cuña sea la correcta.

Así mismo, hay que controlar que el cable de donde se suspenden las llaves permita quitarlas del medio y que no interfiera con otros cables o con el aparejo. Verificar que el compensador de peso se utilice para compensar el acortamiento por enrosque.

Controlar los insertos y mordazas de la llave para asegurarse de que tengan el diámetro adecuado y estén en buenas condiciones. Cuando se utilizan llaves hidráulicas, la presión en las mordazas debe ser lo suficientemente alta como para evitar que el tubo se deslice, pero no tan alta como para aplastarlo.

Es necesario verificar que la llave de contra fuerza esté a 90° respecto de la llave de fuerza y del eje del tubo (vertical y horizontal) cuando la llave se encuentra en la posición en la que se aplicará el torque final.



Corrección del torque cuando hay desalineación angular

Figura 27. Corrección del Torque.

7.5 APLICACIÓN DEL TORQUE

Durante el enrosque final, el torque debe monitorearse continuamente. Si se advierte un torque excesivo en el comienzo del enrosque, hay que detener el proceso y verificar la alineación vertical. Desenroscar la unión e inspeccionar que no se hayan producido daños en el *pin* o *caja*.

Para conexiones API utilizar un máximo de 25 r.p.m., y de 5 r.p.m. para las últimas vueltas. En conexiones Premium el máximo es de 20 r.p.m. y de 5 r.p.m. en las dos últimas vueltas.

Si corresponde, se deben reemplazar los anillos de sello en la conexión. Si no hay evidencia de daños, se deberá aplicar grasa nuevamente y repetir el enrosque.

Una vez que la conexión se ha enroscado hasta la posición adecuada y/o dentro de los valores de torque especificados, liberar la llave de fuerza del cuerpo del tubo.

Antes de continuar, es imprescindible verificar que los datos obtenidos mediante el sistema de monitoreo sean aceptables. Esto incluye el torque final, el torque aplicado al hombro y la forma general de las curvas torque/vueltas y/o torque/tiempo.

Todo enrosque que sea rechazado por cualquiera de los factores antes mencionados deberá evaluarse antes de continuar. La evaluación consistirá en desenroscar la conexión y llevar a cabo una inspección visual exhaustiva de las roscas y las superficies de sello. Si no se encuentran indicios de daños, podrá enroscarse nuevamente, si corresponde. Si la conexión tuviera anillos de sello, se deberán reemplazar por nuevos.

Después de cada enrosque, el área del tubo/cupla que fue sujetado por las llaves de fuerza/contrafuerza, así como el área de mordazas, deberá inspeccionarse visualmente para determinar si se ha dañado. Si hay demasiadas marcas provocadas por la llave en el tubo o en las cuplas, deberán evaluarse y tomar las acciones correspondientes al caso.

7.5.1 Aplicación de Torque en Uniones API

a) Rosca redonda desde 4 1/2" hasta 13 3/8" de diámetro de tubo. Los valores de torque para esta unión pueden verse en la API RP 5C1.

Los valores de torque fueron calculados por el API como el 1% de la resistencia a la tensión (por desenrosque) de la unión.

UNIÓN API 8Rd

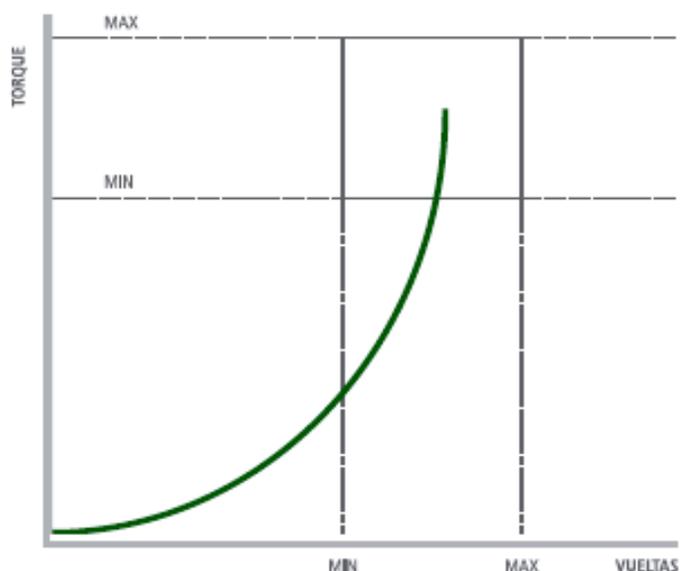


Figura 28. Aplicación de Torque en Unión API 8Rd.

Mediante este procedimiento se estableció el Torque Óptimo. Los valores de Torque Mínimo son el 75% del valor del Torque Óptimo, mientras que el Torque Máximo es el 125% del valor del Torque Óptimo.

El valor del Torque Óptimo se ha seleccionado para dar un valor óptimo recomendado de torque en condiciones normales de enrosque y puede considerarse satisfactorio si la cara de la cupla llega hasta el punto de desvanecimiento de los hilos más o menos dos vueltas de rosca. Si no se llegara a esta posición con los valores de torque dados, la unión debe ser desenroscada e inspeccionada.

De persistir el problema, deberán desecharse ambos tubos.

Para 16", 18 5/8" y 20", el enrosque debe hacerse hasta la posición del punto de desvanecimiento de los hilos utilizando como guía la tabla de Torque Mínimo. El torque que debe aplicarse cuando se trate de conexiones API de distinto grado de acero o peso métrico será el correspondiente a la de menor valor en grado de acero o peso métrico.

En el caso de ajustar conexiones API de revestimiento rosca larga (LC) con rosca corta (STC), utilizar siempre una cupla larga o reducción.

b) Rosca Buttress desde 4 1/2" hasta 13 3/8". El valor de torque debe determinarse enroscando hasta que la cupla llegue a la base del triángulo marcado en el tubo. Luego de varios ensayos se promediará un valor de torque a aplicar.

c) Roscas de Tubería de Producción (non upset, external upset e integral joint). Se recomienda aplicar el Torque Óptimo dado como guía.

La vida de las roscas de tubería de producción es inversamente proporcional al torque aplicado en el equipo; por lo tanto, en pozos donde la resistencia a la pérdida de fluido no es importante se podrían utilizar valores de torque cercanos al mínimo.

7.5.2 Recomendaciones de Control de Torque para Conexiones Premium con Cupla

Las roscas Premium son de fácil enrosque e instalación debido a su diseño a partir de una rosca Buttress modificada y hombro de torque en la cupla.

Se recomiendan llaves de fuerza acordes al torque a aplicar e indicadores de torque bien calibrados que aseguren una correcta medición del torque aplicado.

Es importante que el sello metal - metal de la conexión Premium se encuentre energizado por el torque aplicado. Esto asegurará la estanqueidad de la conexión.

El hombro de torque de la cupla actúa como energizador del sello y tope de torque.

Se recomienda no exceder los valores de torque dados para esta conexión, para no provocar deformaciones en el hombro.

7.5.3 Curva Patrón de Enrosque de una Conexión con Sello Metálico y Hombro de Torque

En la *figura 29* es posible observar en la parte superior izquierda, las líneas de torque máximo, torque óptimo y torque mínimo. El torque final de una conexión siempre debe estar entre las líneas de torque máximo y torque mínimo, procurando quedar lo más cerca posible de la línea de torque óptimo ya sea por encima o por debajo.

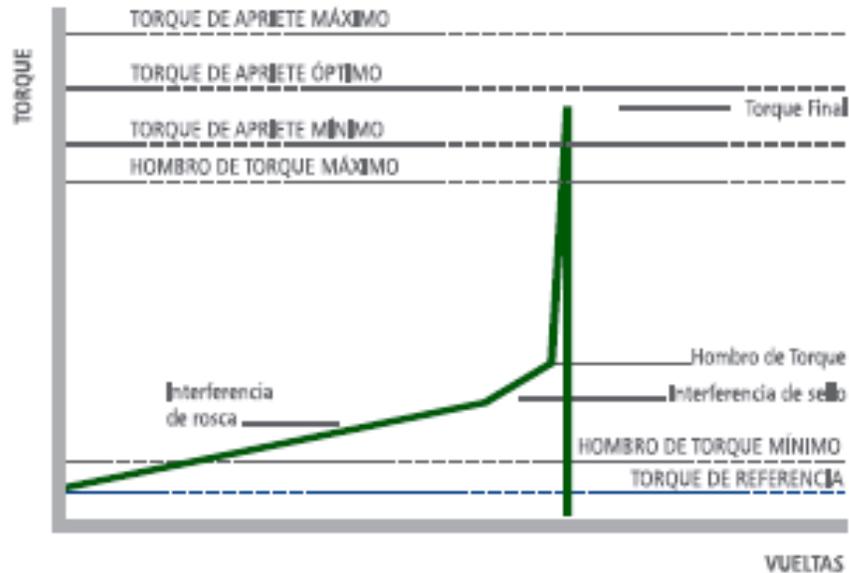


Figura 29. Diagrama Típico de Enrosque para una Conexión Premium.

La curva expuesta en la *figura 29*, muestra el comportamiento de la conexión durante el enrosque. Inicialmente se observa una línea recta con menos pendiente que las demás, en este punto, el número de vueltas es significativo en comparación al torque aplicado; esto indica solo el proceso de enrosque normal.

Cuando se llega al sello de la conexión la pendiente se inclina un poco más, el torque aumenta y las vueltas disminuyen. Finalmente se llega a la parte crítica del proceso, la aplicación del torque final, el cual debe estar dentro de los parámetros anteriormente descritos.

NOTA GENERAL:

Las conexiones que no produzcan una gráfica aceptable dentro de las tres primeras enroscadas deben ser identificadas y posteriormente rechazadas. Las conexiones que presenten daños visibles y que no puedan ser reparadas en campo deben ser identificadas y posteriormente rechazadas.

8. RECOMENDACIONES BÁSICAS

- Manipular los tubos con suavidad, con los protectores de rosca colocados.
- Identificar las conexiones y los accesorios. Asegurarse de que sean compatibles.
- Planificar previamente las operaciones a realizar.
- Controlar el equipamiento a ser utilizado en la operación. Controlar la alineación del aparejo respecto del pozo.
- Limpiar los tubos e inspeccionarlos visualmente.
- Reinstalar los protectores limpios antes de que los tubos sean levantados hacia la boca del pozo, o usar protectores especiales.
- Utilizar compuesto lubricante API para roscas (API 5A3).
- Realizar el acople con sumo cuidado. En conexiones con sello metálico se deberá utilizar guía de emboque tanto en la bajada como en la extracción de la columna.
- Utilizar la velocidad de rotación (r.p.m.) adecuada, de acuerdo con las recomendaciones.
- Ajustar por torque-posición las uniones API. Utilizar el torque adecuado, de acuerdo con las recomendaciones para otras uniones.
- Controlar que todos los instrumentos de medición estén calibrados (torquímetro, indicador de peso, etc.).
- Asegurarse de que la tensión aplicada sobre el tubo o la conexión esté dentro de los límites de resistencia de los mismos. Usar factor de seguridad.

9. PROCEDIMIENTOS Y ACTIVIDADES

9.1 ACTIVIDADES EN LA BASE

A realizar por el *Coordinador de Tubulares y/o Ingeniero de Operaciones*.

- 9.1.1 Recibir y consignar la información sobre el trabajo a realizar. Como mínimo se requiere: Compañía; pozo; tamaño (O.D.), grado, peso y tipo de roscas de la tubería; herramientas y accesorios requeridos por el cliente; transportador u orden de servicio.
- 9.1.2 Revisar la disponibilidad física del equipo solicitado por el cliente, diligenciando la *Lista de Chequeo* del equipo para la corrida.
- 9.1.3 Seleccionar la cuadrilla, nombrando al Jefe de cuadrilla.
- 9.1.4 Verificar físicamente y en la hoja de vida, la condición de todas las herramientas y equipo de la Lista de verificación.
- 9.1.5 Realizar la prueba estática de la llave, consignando la información requerida en el reporte respectivo de trabajo.
- 9.1.6 Coordinar el cargue del equipo y herramientas.
- 9.1.7 Elaborar el despacho de materiales del equipo y herramienta.
- 9.1.8 Coordinar el desplazamiento de la cuadrilla.
- 9.1.9 Elaborar el despacho de materiales de la cuadrilla.

Importante:

Es responsabilidad del jefe de cuadrilla asegurarse de llevar el formato del reporte del trabajo en medio magnético para grabar los trabajos que van a realizarse así como los siguientes documentos:

- Reporte del tiempo de trabajo de las llaves de fuerza.
- Reporte de gastos reembolsados.
- Tablas de torque para el tipo de rosca(s) a trabajar.

9.2 ACTIVIDADES EN EL POZO, PREVIAS A LA CORRIDA

A realizar por la cuadrilla de Tubulares.

9.2.1 La cuadrilla, encabezada por su Jefe se presentará al Jefe de Pozo (Company Man) y al Jefe del Taladro (Tool Pusher), para coordinar el programa de corrida de la tubería y si es necesario, los detalles de estadía en el pozo.

9.2.2 Antes de realizar cualquier actividad se revisa físicamente todo el equipo con el que se va a realizar la corrida, incluyendo la herramienta de manejo, independientemente si es propiedad de otra compañía o no. Si se detecta algún problema que no pueda ser resuelto en el taladro, se comunica inmediatamente al Jefe de Pozo y/o Jefe del Taladro dependiendo de la Compañía que haya solicitado el servicio.

Importante:

Es responsabilidad de cada integrante de la cuadrilla emplear su EPP: Botas antideslizantes con puntera de acero, impermeable, cinturones de seguridad y faja para el encuellador, gafas de seguridad, protectores auditivos, casco y guantes.

9.2.3 Verificar la operación normal de la unidad de potencia, la llave hidráulica y el computador cuando se requiera.

Importante:

En caso de que haya días de espera, probar el motor de la unidad de potencia por lo menos 15 minutos cada día, para verificar la operatividad de la misma.

9.2.4 Verificar la operatividad y condición de toda la herramienta de manejo, para descartar problemas generados por transporte y manipulación de la misma; tener especial cuidado en verificar el número de links o anillos de la grapa de seguridad y probar su ajuste en la tubería a correr, así como el ajuste de los cauchos protectores.

Importante:

En caso de usar equipo de otra compañía, verificar el estado y operatividad de este; y anotar en el reporte de trabajo el nombre de la compañía propietaria. El representante del cliente en el pozo, firma al final el reporte de trabajo.

- 9.2.5 Realizar por parte de la cuadrilla en forma de muestreo, un chequeo visual de las roscas de la tubería en los racks (soportes), observando la condición de la grasa y/o de limpieza, sobre todo cuando la tubería tiene varios días de haber sido dispuesta para la corrida. (*Revisar capítulo 7*)
- 9.2.6 Coordinar con el Jefe de pozo y/o el Jefe del Taladro la ubicación de la unidad de Potencia.
- 9.2.7 Coordinar con el Jefe de Pozo y/o Jefe del Taladro la realización de una reunión de seguridad, involucrando a todo el personal que vaya a participar en la corrida.

9.3 ACTIVIDADES EN LA CORRIDA DE TUBERÍA

- 9.3.1 Extender las mangueras en el piso, cerca a la unidad de potencia.
- 9.3.2 Acoplar las conexiones de las mangueras con la unidad de potencia.
- 9.3.3 Coordinar con el Jefe o Supervisor de turno del Taladro la subida de la llave a la mesa.



Figura 30. Instalación de la Llave de Fuerza.

9.3.4 Subir a la mesa los extremos de las mangueras correspondientes a la llave.

9.3.5 Conectar las mangueras a la llave.

9.3.6 Coordinar con el Supervisor de turno del Taladro las siguientes actividades:

- Cambio del elevador para Drill Pipe (tubería de perforación) por elevador de cuñas para tubería de revestimiento o producción, según sea el caso.
- Si se requiere, cambio de los links (anillos) cortos por los largos.
- Reemplazo del Bushing de la mesa por:
 - Si no se usa Spider: El Bushing adecuado para la cuña del tamaño del revestimiento a correr, verificando que la reducción del Bushing y las cuñas sea la misma.
 - Si se usa Spider: Cuando se requiera, colocar la platina base y sobre ella el Spider.



Figura 31. Instalación del Elevador según el Diámetro a Correr.

- Preparar la manguera de lodo para el llenado de la tubería.

Importante:

El hueco del pozo debe estar por seguridad, cubierto hasta que comience la corrida, para evitar caída de piezas extrañas dentro de él.

9.3.7 Colocar el Pick Up en las orejas del elevador de la tubería.

9.3.8 En los casos que la llave hidráulica no tiene su propia aguantadora, ubicar la llave hidráulica opuesta a la llave aguantadora. La llave quedará por encima de la suma de la altura del Spider más el elevador, ajustando el amortiguador según la conveniencia del operador y dependiendo del uso del trabajador.



Figura 32. Instalación de Llave Aguantadora de Diámetro Requerido.

9.3.9 Instalación del sistema de medición de torque:

- Instalar la celda del torquímetro amarrándolo a un sitio fijo de la mesa del taladro, verificando con el Supervisor del Taladro la conveniencia del sitio de amarre, de modo que la llave y el torquímetro formen un ángulo de 90°.
- Cuando se usa sistema computarizado de medición de torque, ubique todo el equipo de modo que no interfiera con el movimiento libre del operador de la llave. Verificar el accionamiento del lector de RPM y de la válvula de descarga (dump valve), la cual debe conectarse a la línea de operación de la llave (línea de alta presión). Instale el cable de tres contactos, de la Dump

Valve desde el computador a través del panel de control, y el canal seleccionado, hasta el solenoide.

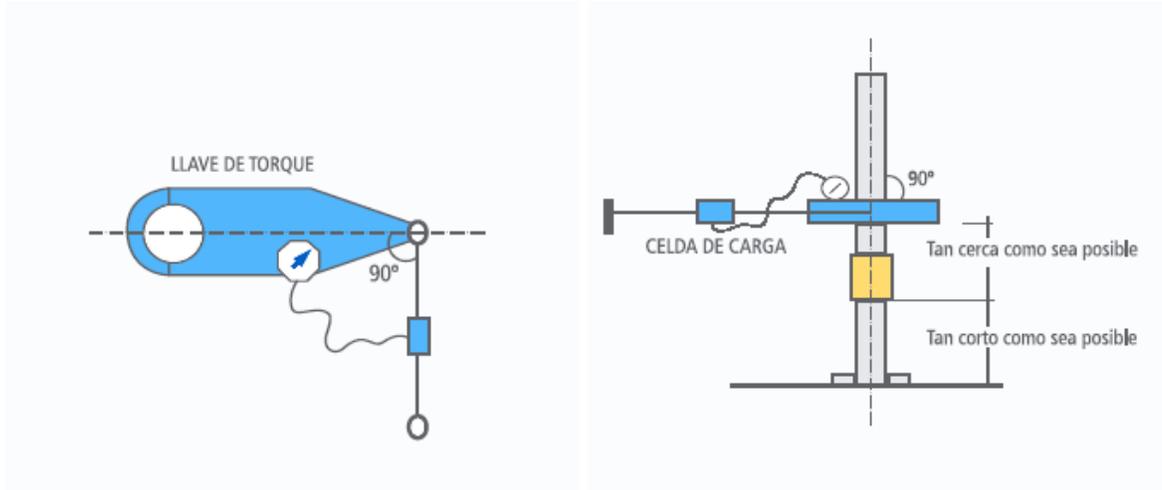


Figura 33. Correcta Colocación de la Llave de Fuerza y la Celda de Carga.

- Conecte el cable CT (Computer Tong) por el extremo de once contactos al panel de control. Lleve el otro extremo del cable, que consta de un cajetín de doble conexión hasta la llave.
- Instale la celda de carga a la llave de fuerza en sustitución del torquímetro.
- Conecte el cable de la celda de carga de dos contactos al de igual número de contactos en el cajetín del CT.
- Instale el contador de vueltas: un extremo conectado al cajetín del cable CT de cinco contactos y el otro extremo enroscado en el orificio dispuesto para éste en la parte posterior de la caja del sistema de engranaje de la llave de fuerza. Luego del enroscado en su totalidad, hasta llegar a tocar los dientes del engranaje se procede a desenroscar, dé una a vuelta y media al sensor para su correcta instalación y funcionamiento.

Luego de la instalación programe el computador de acuerdo a:

- * Grado de tubería
- * Diámetro externo
- * Peso
- * Tipo de llave de fuerza
- * Tipo de rosca
- * Tipo de grasa

Importante:

Todo lo anterior se requiere para seleccionar el torque máximo, torque óptimo, torque mínimo y torque de referencia para la operación de corrida de tubería, lo que garantiza el buen funcionamiento y exactitud durante la operación.

El torque debe estar registrado de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y especificaciones de la tubería. Una gráfica por debajo del torque mínimo no es admisible y se recomienda reiniciar el enrosque.

Toda esta información se debe consignar en el formato TF-049 Reunión Preoperacional (cambio de turno, cambio de sarta), así como los valores de torque máximo, óptimo y mínimo; estos valores deben ser verificados y aprobados al iniciar el trabajo y cada vez que la cuadrilla realice cambio de turno y comparados contra los que se están aplicando en la tubería, si por alguna razón el enrosque se realiza con parámetros distintos a los que establece WTF o el fabricante, estos deben quedar consignados en el formato TF-049 y aceptados por el Company Man o el responsable de la operación de la compañía a la cual se presta el servicio.

9.3.10 El encuellador de la compañía, debe subir a la plataforma o trabajador elevado acompañado del encuellador de turno del taladro, para ajustar la posición del trabajador y verificar el accionamiento sin problema de los mecanismos de seguridad del mismo.

9.3.11 Coordinar con el Jefe o Supervisor del equipo de trabajo del taladro, la asignación de tareas del personal del mismo. La ubicación de los cuñeros y ayudantes normalmente es dispuesta de la siguiente manera:

- Tres trabajadores en la cuña, cuando se inicia con cuña manual o con Spiders.
- Un trabajador para operar el winche encargado de subir la tubería desde la planchada hasta la mesa, apoyándose en la rampa, para dejar en posición de enganchar el tubo con el pick-up del elevador.
- Dos trabajadores quienes enganchan el pick-up; encargados además de frenar el tubo soportándolo de la parte inferior con una soga o aparejo similar después de que este se encuentre sobre la mesa, para dejarlo en posición vertical (generalmente son los mismos que trabajan en la cuña).

9.3.12 Antes de subir el primer tubo verificar si este tiene el zapato guía instalado, de no ser así colocar el protector de caucho en el *pin*.

9.3.13 Subir el primer tubo desde la planchada hasta la mesa usando el winche del taladro.



Figura 34. Desplazamiento de la Tubería desde la Planchada hasta la Mesa.

9.3.14 Levantar de la mesa el primer tubo para ponerlo en la boca del pozo, utilizando el elevador de compuerta lateral "Side Door".

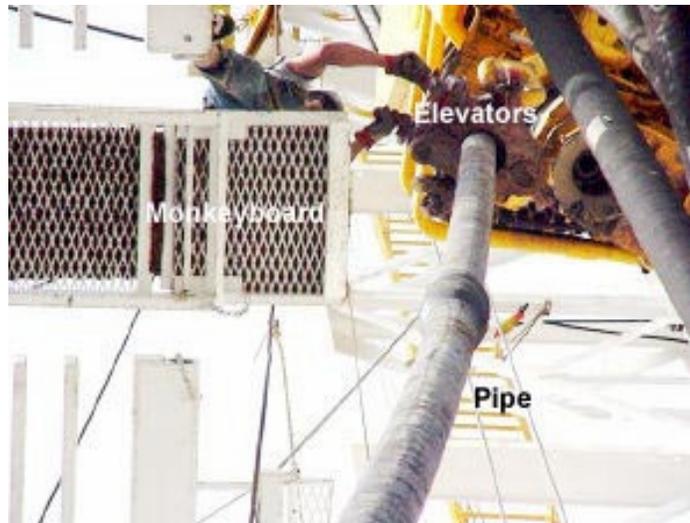


Figura 35. Uso del Elevador para Asentar los Tubos en la Boca del Pozo.

9.3.15 Si el zapato guía se va a conectar en la mesa, quitar el protector de caucho del *pin* y limpiar las roscas.



Figura 36. Zapato Guía.

La instalación deberá ser coordinada por el Jefe de Pozo, los puntos básicos de la operación son los siguientes:

- Preparar el compuesto pegante y aplicarlo sin exceso a las roscas según las instrucciones del fabricante.
- Roscar manualmente el zapato guía al pin del tubo. Para tamaños de 9 5/8" y mayores se puede usar como apoyo la rotaría de zapato.
- Soportar con la llave aguantadora el zapato y aplicar el torque recomendado.

Importante:

En las roscas Buttress, es probable que aún aplicando valores altos de torque no se consiga hacer llegar el acople hasta la base del triángulo debido a la fricción generada por el compuesto pegante. La decisión de aceptar o no el zapato así instalado es del Jefe Pozo. Como guía, una diferencia de hasta 3/8" a la base del triángulo podría ser aceptable.

9.3.16 Correr el primer tubo en el hueco.

9.3.17 Verificar que el equipo de trabajo cierre las cuñas e instale la grapa de seguridad, asegurando el tubo en la boca del pozo.

9.3.18 Desenganchar el elevador compuerta o de cuña.

- 9.3.19 Si el collar flotador va a quedar en la segunda junta, colocar el protector de caucho en el segundo tubo.
- 9.3.20 Subir la segunda junta usando el pick up, aplicar el compuesto pegante en el pin de la junta y conectar el collar flotador con la llave de cadena. *Luego levantar este ensamble y hacer el doble torqueo de la junta del collar y el primer ensamble.*
- 9.3.21 A partir de este punto el procedimiento es el mismo para cada tubo, con la única diferencia que ocasione la instalación de accesorios tales como el collar flotador cuando se hace durante la corrida y los centralizadores y/o raspadores. Todas estas operaciones deben ser coordinadas por el Jefe de Pozo.



Figura 37. Instalación del Centralizador.

- 9.3.22 Los cuñeros reciben el tubo y si las roscas de la tubería que se está corriendo en el pozo son *Premium*, preparan la guía estabilizadora (Stabbing Guide).
- 9.3.23 Los cuñeros retiran el protector de caucho del pin y colocan el Stabbing Guide en el conector *caja* (o coupling) cuando se esté usando.
- 9.3.24 El encuellador recibe el tubo, sosteniéndolo de las asas o agarraderos del pick-up.
- 9.3.25 El maquinista descarga suavemente el peso del tubo para introducirlo en la caja del anterior, aflojando tensión del cable del pick-up.

Importante:

En el caso de haber colocado el collar flotador, la *caja* que recibe el segundo tubo es realmente la del collar flotador.

9.3.26 El encuellador debe alinear la junta manipulándola con el pick-up, verificando con el operador de la llave, la posición correcta del tubo.

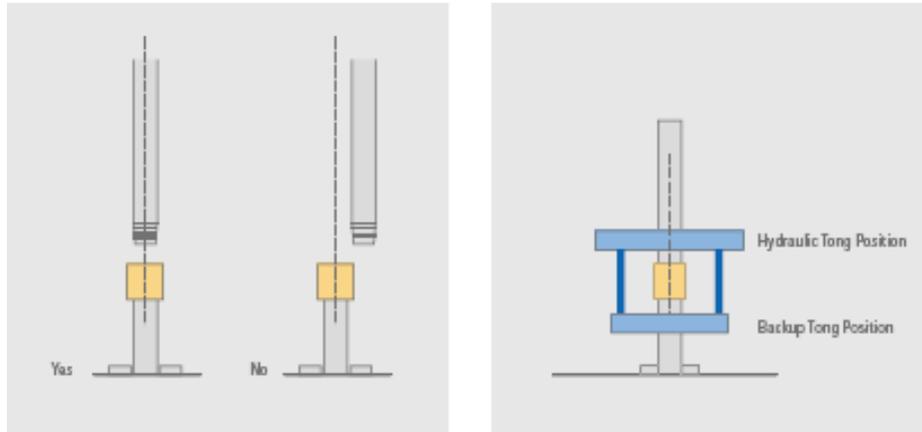


Figura 38. Alineación de la Tubería con la Junta o Acople.



Figura 39. Alineación de la Junta por el Encuellador.

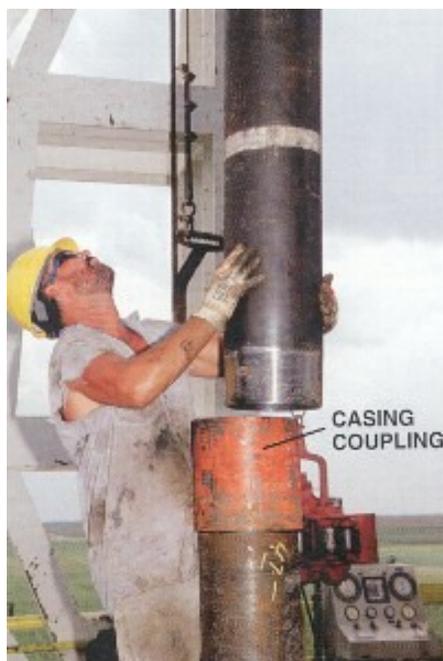


Figura 40. Alineación de la Junta en la Mesa.

Importante:

Cuando el pick-up gire o por alguna otra razón el encuellador no tenga acceso a las asas del pick-up. Debe manipular el tubo desde el cuerpo del mismo, por debajo del elevador.

9.3.27 El operador dá el roscado inicial al tubo colocando el mando de la llave en alta revolución y bajo torque, permitiendo que las roscas del *pin* tomen el paso de las de la *caja*.

9.3.28 El encuellador suelta el pick-up y suelta el Side Door.

Importante:

Se recomienda soltar el pick-up solo a partir de la cuarta junta, mientras la sarta coge peso.

9.3.29 El operador cambia el mando de la llave a baja revolución y aplica el torque especificado.

- En roscas API el torque aplicado es verificado mediante el torquímetro de la llave hidráulica.

- En roscas Premium el torque aplicado es verificado mediante el sistema computarizado de torque, si la compañía cliente así lo requiere.

Importante:

En las roscas Buttress, debe chequearse una a una cada conexión realizada, para verificar la posición del triángulo. Para facilitar la ubicación del mismo puede hacerse una señal con pintura en forma axial sobre el tubo, arriba de la zona roscada donde no la cubra la grasa.

9.3.30 El encuellador engancha el elevador de corrida ya sea Side Door o tipo cuña, dando aviso al maquinista para que tensione y levante suavemente el tubo, levantando el peso de la sarta de la cuña.

9.3.31 Los cuñeros abren la cuña en forma simultánea con la tensión del elevador para levantar el tubo.

9.3.32 El maquinista baja el tubo en el hueco, dejando una separación adecuada entre el elevador y la cuña o el cuñero (Spider). Cuando se usa elevador tipo cuña se recomienda un mínimo de 12" para la relajación y accionamiento de las cuñas.

9.3.33 Los cuñeros instalan las cuñas o bajan la palanca de la válvula direccional neumática del Spider.

Importante:

Cuando se utilicen solos o en conjunto elevador y Spider de cuñas de acción mecánica o neumática (BJ 175, VARCO 350, VARCO 500 y/o similares), el sistema de movimiento de las cuñas será engrasado cada cambio de turno o cada vez que halla derrame de lodo sobre estas herramientas. Esto se hace con las cuñas relajadas y/o sin tubería colgando de ellas.

9.3.34 Se repite el procedimiento con todos los tubos hasta terminar la corrida. En el caso de sartas mixtas (telescópicas y/o dos tipos de roscas), la revisión inicial del programa contemplará las instrucciones pertinentes, pudiendo requerir un cambio de algunas de las herramientas de manejo o de sus accesorios. Todas estas posibles variaciones en el procedimiento deben ser coordinadas con el Jefe de Pozo y/o Jefe del Taladro, además de los documentos de análisis de riesgos.

Importante:

El uso de la llave aguantadora se deja a discreción de la Compañía Operadora, debiendo usarse por lo menos hasta que la sarta tenga suficiente peso para evitar que el cuñero se gire con la torsión impuesta por la llave hidráulica. Bajo ninguna circunstancia se deben amarrar los cuñeros debido a que el impacto por torsión genera fractura.

9.3.35 Corrido el último tubo de revestimiento y cerrada la cuña, la cuadrilla, apagará la unidad de potencia y procederá a desconectar y recoger todo el equipo de la corrida. Sin embargo, las instrucciones sobre cuándo recoger el equipo dependen del Jefe de Pozo, o su representante según el programa dispuesto y las operaciones planeadas.

9.4 ACTIVIDADES POSTERIORES A LA CORRIDA

9.4.1 El jefe de la cuadrilla debe diligenciar el reporte y hacerlo firmar por el Jefe de Pozo o Jefe del Taladro según la compañía que haya solicitado el servicio.

Importante:

En el reporte de trabajo se anotará como torque aplicado, si es conexión API, el valor máximo que se haya usado durante la corrida. En el caso de conexiones Premium se anotará el Torque Máximo del Hombro, Torque Óptimo y Torque Máximo (*ver figura 29*).

En el caso de recuperación de tubería de revestimiento (*casing*) se usará el torquímetro para tomar la lectura del torque necesario para desconectar la tubería, siempre y cuando no se exceda el rango de lectura del mismo; si este es el caso, se hará la respectiva anotación en el reporte de trabajo.

Adicionalmente, si se detectan fallas en los equipos, se anotarán en el reporte de trabajo, de tal manera que permita ejecutar las reparaciones y/o chequeos al regreso a la base. Cuando por efecto del trabajo, deba trasladarse un equipo de una locación a otra o permanecer mucho tiempo en locación, el mantenimiento del equipo se realizará en el pozo y se reportará en la lista de chequeo de herramientas del Reporte de Trabajo.

9.4.2 La cuadrilla debe retornar a la base de donde fue despachada o coordinar telefónicamente su movimiento con el Supervisor de Tubulares o el Ingeniero de Operaciones de la Base.

Importante:

En caso de que haya integrantes de la cuadrilla de diferentes bases, éstos llevarán una copia de los reportes de trabajo a sus respectivas bases, para las diligencias administrativas y efectos contables.

Registros:

Se consideran registros: la lista de chequeo de herramientas, el despacho de materiales, el reporte de trabajo y las graficas generadas por el sistema computarizado de control de torque CT3000 o JAM.

10. CAUSAS MÁS COMUNES DE FALLAS EN LOS TUBOS

- Selección inapropiada del tubo, para la profundidad y las presiones encontradas.
- Inspección insuficiente del cuerpo del tubo y/o roscas.
- Daños durante la manipulación y/o transporte.
- Inadecuado procedimiento de operación de bajada o extracción de los tubos del pozo.
- Roscas mal maquinadas.
- Uso de cuplas de reemplazo de fabricantes no acreditados.
- Descuido en el almacenamiento de los tubos.
- Uso de grasas no adecuadas, diluidas o sucias. Esto puede provocar engrane de las roscas.
- Torque en exceso para forzar la bajada del tubo al pozo.
- Martillado de las cuplas, especialmente en la tubería de producción.
- Desgaste interno de la tubería de producción por la acción de la varilla de bombeo.
- Fatiga, especialmente de la tubería de producción. A menudo se producen fallas en el último hilo de rosca enroscado. No hay manera de evitarla, sin embargo, sí se podría retardar utilizando uniones y procedimientos de operación adecuados.
- Exceso de tensión, superando el límite de fluencia del material o la resistencia de la unión.
- Rotación en el interior del revestimiento. El asentado de la tubería de revestimiento con una tensión inadecuada, luego de cementar, es una de las causas más comunes de falla.

- Desgaste por rotación de barras de sondeo, especialmente en pozos con desviaciones o *doglegs*.
- Pandeo del tubo en zonas no cementadas si además se dejó la tubería asentada.
- Enrosques o desenrosques en tiros dobles o triples.
- Caída de la columna, aún a una distancia corta.

CONCLUSIONES

El revestimiento y completamiento de un pozo, constituyen una parte fundamental y concluyente en el desempeño operativo y productivo del mismo; de tal forma que un correcto y efectivo trabajo de revestimiento y un adecuado diseño de los esquemas de completamiento, claramente definen la eficiencia y seguridad del vínculo o comunicación establecido entre el yacimiento y la superficie.

Con la debida revisión de los capítulos anteriormente expuestos y la ejecución satisfactoria de esta Guía de Procedimientos presentada como trabajo de grado, obtiene una herramienta clave para la optimización de procedimientos en los servicios de tubería de revestimiento y producción y en consecuencia, la generación de operaciones de mayor calidad que eviten pérdida significativa de recursos y de tiempo para la empresa.

Con el fin de optimizar los servicios de tubería de revestimiento y producción a todos los niveles posibles, es necesario identificar y definir la función de la seguridad e higiene industrial en las actividades desarrolladas, debido a que cualquiera de estas puede generar riesgos.

Por tal motivo se deben emplear técnicas que detecten, evalúen y controlen esos riesgos con el fin de satisfacer las condiciones necesarias de los tres elementos indispensables para lograr una *buena operación*: Seguridad, Productividad y Calidad.

Finalmente la aplicación de esta Guía de Procedimientos y su actualización relativa a nuevas tecnologías, es competencia de todos los niveles de la empresa que lo ejecute, involucrando con mayor énfasis a los responsables del sitio de trabajo como jefes de área, supervisores y trabajadores, puesto que son quienes se encuentran directamente relacionados con las operaciones en campo y con el manejo de las herramientas y equipos empleados durante estas.

La elaboración de este trabajo de grado permite a los estudiantes de Ingeniería de Petróleos ampliar el *concepto práctico* de los servicios de tubería de revestimiento y de producción estudiados durante el tiempo de formación académica, e igualmente de todos los elementos involucrados en la ejecución de dichos procedimientos en campo.

RECOMENDACIONES

El correcto y satisfactorio cumplimiento de esta Guía de Procedimientos para servicios de tubería de revestimiento y producción por parte del personal presente en el área de trabajo, debe ser garantizado por los supervisores y operadores quienes ejecutan dichos servicios.

El uso del Equipo de protección Personal (EPP: Botas antideslizantes con puntera de acero, impermeable, cinturones de seguridad y faja para el encuellador, gafas de seguridad, protectores auditivos, casco y guantes) es obligatorio y es responsabilidad de cada empleado utilizarlo correctamente en la zona de trabajo; esto con el fin de prevenir accidentes laborales y de eliminar o controlar los riesgos lo más cerca posible de su fuente de origen.

Antes de proceder a la realización de un servicio de tubería, todas las herramientas y equipos necesarios para la bajada al pozo deben ser inspeccionados con el fin de verificar que se encuentran en óptimas condiciones para efectuar el trabajo; evitando de esta forma posibles daños a la integridad del personal, del medio ambiente y de los equipos mismos.

BIBLIOGRAFÍA

- AGUIRRE, EDUARDO A.; VIVAS, YOEL . Trabajo de Grado: Completación de Pozos. 2004.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 5C1, Recommended Practice for Care and Use of Casing and tubing. Edición 18. 1999.
- CONSEJO COLOMBIANO DE SEGURIDAD. Panorama de Riesgos. Seguridad Industrial.
- GRANT PRIDECO. Running and Pulling Grant Prideco Premium Tubing and Casing Connections. 2003.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, Síntesis para Tesis y otros Trabajos de Grado. Edición revisada y actualizada.
- MORA, GISET K.; ROJAS, KARINA. Manual para los Procedimientos Operacionales de Servicios a Pozo de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima de ECOPETROL S.A. Universidad Surcolombiana. Neiva, 2007.
- OSHA 3077. Hoja Informativa (Equipo de Protección Personal).

- SCHLUMBERGER OILFIELD SERVICES; TEXACO EXPLORATION AND PRODUCTION; SPE. “Best Completion Practices”. Presentado ante la SPE / IADC Drilling Conference en Amsterdam, Holland 1999.
- TENARIS SIDERCA. Manual de Uso de Casing y Tubing. Versión 02. Mayo de 2006.
- THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Primeros Elementos de Perforación. Austin, Texas 1986.
- VIDAL DÍAZ, JORGE. Completamiento y Reacondicionamiento de Pozos. Proyectar Ltda., División de Asesorías y Capacitación.
- WELL CONTROL SCHOOL – WCS. Tecnología Básica de Perforación. Houston, Texas 1997.

ANEXOS

Anexo A. Código de Colores para Grados 5CT.

CÓDIGO DE COLORES PARA GRADOS API 5CT						
TUBO						
Grado	Tipo	1ª Banda	2ª Banda	3ª Banda	4ª Banda	Ejemplo
H40		Negra *				 * o ninguna
J55 tubing		Verde Brillante				
J55 casing		Verde Brillante				
K55		Verde Brillante	Verde Brillante			 
M65		Verde Brillante	Azul			 
N80	1	Roja				
	Q	Roja	Verde Brillante			 
L80	1	Roja	Marrón			 
	9Cr	Roja	Marrón	Amarilla	Amarilla	   
	13Cr	Roja	Marrón	Amarilla		  
C90	1	Púrpura				
	2	Púrpura	Amarilla			 
T95	1	Plateada				
	2	Plateada	Amarilla			 
C95		Marrón				
P110		Blanca				
Q125	1	Naranja				
	2	Naranja	Amarilla			 
	3	Naranja	Verde			 
	4	Naranja	Marrón			 

CUPLA						
Grado	Tipo	Toda la Cupla	1ª Banda	2ª Banda	3ª Banda	Ejemplo
H40			Negra *			 * o ninguna
J55 tubing		Verde Brillante				
J55 casing		Verde Brillante	Blanca			 
K55		Verde Brillante				
M65		**				** Se utilizan cuplas L80 tipo 1
N80	1	Roja				
	Q	Roja	Verde Brillante			 
L80	1	Roja	Marrón			 
	9Cr	Roja	Amarilla	Amarilla		  
	13Cr	Roja	Amarilla			 
C90	1	Púrpura				
	2	Púrpura	Amarilla			 
T95	1	Plateada				
	2	Plateada	Amarilla			 
C95		Marrón				
P110		Blanca				
Q125	1	Naranja				
	2	Naranja	Amarilla			 
	3	Naranja	Verde			 
	4	Naranja	Marrón			 

Anexo B. Dimensiones de Casing API 5CT.

DIMENSIONES DE CASING API 5CT 8ª EDICIÓN/ISO 11960 3ª EDICIÓN												1 DE 3
DIÁMETRO EXTERNO		PESO	ESPESOR		DIÁMETRO INTERNO		DIÁMETRO DRIFT					
							Estándar		XC		Alternativo	
pulg	mm	lb/pie	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm
4 1/2	114.3	9.50	0.205	5.21	4.090	103.89						
		10.50	0.224	5.69	4.052	102.92	3.927	99.75				
		11.60	0.250	6.35	4.000	101.60	3.875	98.43				
		13.50	0.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39				
		15.10	0.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01			3.750	95.25
		16.90	0.380	9.65	3.740	95.00	3.615	91.82				
		19.20	0.430	10.92	3.640	92.46	3.515	89.28				
		21.60	0.500	12.70	3.500	88.90	3.375	85.73				
		24.60	0.560	14.22	3.380	85.85	3.255	82.68				
		26.50	0.640	16.26	3.220	81.79	3.095	78.61				
5	127.0	11.50	0.220	5.59	4.560	115.82	4.435	112.65				
		13.00	0.253	6.43	4.494	114.15	4.369	110.97				
		15.00	0.296	7.52	4.408	111.96	4.283	108.79	4.151	105.44		
		18.00	0.362	9.20	4.276	108.61	4.151	105.44	4.151	105.44		
		21.40	0.437	11.10	4.126	104.80	4.001	101.63				
		23.20	0.478	12.14	4.044	102.72	3.919	99.54				
		24.10	0.500	12.70	4.000	101.60	3.875	98.43				
		27.00	0.560	14.22	3.880	98.55	3.755	95.38				
		29.20	0.625	15.88	3.750	95.25	3.625	92.08				
		31.60	0.687	17.45	3.626	92.10	3.501	88.92				
5 1/2	139.7	14.00	0.244	6.20	5.012	127.30	4.887	124.13				
		15.50	0.275	6.99	4.950	125.73	4.825	122.56	4.653	118.19		
		17.00	0.304	7.72	4.892	124.26	4.767	121.08	4.653	118.19		
		20.00	0.361	9.17	4.778	121.36	4.653	118.19	4.653	118.19		
		23.00	0.415	10.54	4.670	118.62	4.545	115.44	4.545	115.44		
		26.00	0.476	12.09	4.548	115.52	4.423	112.34				
		26.80	0.500	12.70	4.500	114.30	4.375	111.13				
		29.70	0.562	14.28	4.376	111.15	4.251	107.98				
		32.00	0.612	15.55	4.276	108.61	4.151	105.44				
		32.60	0.625	15.88	4.250	107.95	4.125	104.78				
		35.30	0.687	17.45	4.126	104.80	4.001	101.63				
		38.00	0.750	19.05	4.000	101.60	3.875	98.43				
		40.50	0.812	20.63	3.876	98.45	3.751	95.28				
		43.10	0.875	22.23	3.750	95.25	3.625	92.08				
6 5/8	168.3	20.00	0.288	7.32	6.049	153.64	5.924	150.47				
		24.00	0.352	8.94	5.921	150.39	5.796	147.22	5.730	145.54		
		28.00	0.417	10.59	5.791	147.09	5.666	143.92	5.666	143.92		
		32.00	0.475	12.07	5.675	144.15	5.550	140.97	5.550	140.97		
		35.00	0.525	13.34	5.575	141.61	5.450	138.43				
		36.70	0.562	14.28	5.501	139.73	5.376	136.55				
		40.20	0.625	15.88	5.375	136.53	5.250	133.35				
		43.70	0.687	17.45	5.251	133.38	5.126	130.20				
		47.10	0.750	19.05	5.125	130.18	5.000	127.00				
		50.40	0.812	20.63	5.001	127.03	4.876	123.85				
7	177.8	17.00	0.231	5.87	6.538	166.07	6.413	162.89				
		20.00	0.272	6.91	6.456	163.98	6.331	160.81				
		23.00	0.317	8.05	6.366	161.70	6.241	158.52	6.151	156.24	6.250	158.75
		26.00	0.362	9.20	6.276	159.41	6.151	156.24	6.151	156.24		
		29.00	0.408	10.36	6.184	157.07	6.059	153.90	6.059	153.90		
		32.00	0.453	11.51	6.094	154.79	5.969	151.61	5.969	151.61	6.000	152.40
		35.00	0.498	12.65	6.004	152.50	5.879	149.33	5.879	149.33		
		38.00	0.540	13.72	5.920	150.37	5.795	147.19	5.795	147.19		
		41.00	0.590	14.99	5.820	147.83	5.695	144.65				
		42.70	0.625	15.88	5.750	146.05	5.625	142.88				
		46.40	0.687	17.45	5.626	142.90	5.501	139.73				
		50.10	0.750	19.05	5.500	139.70	5.375	136.53				
		53.60	0.812	20.63	5.376	136.55	5.251	133.38				
		57.10	0.875	22.23	5.250	133.35	5.125	130.18				
7 5/8	193.7	24.00	0.300	7.62	7.025	178.44	6.900	175.26				
		26.40	0.328	8.33	6.969	177.01	6.844	173.84	6.750	171.45		
		29.70	0.375	9.53	6.875	174.63	6.750	171.45	6.750	171.45		
		33.70	0.430	10.92	6.765	171.83	6.640	168.66	6.640	168.66		
		39.00	0.500	12.70	6.625	168.28	6.500	165.10	6.500	165.10		

DIÁMETRO EXTERNO		PESO		ESPESOR		DIÁMETRO INTERNO		DIÁMETRO DRIFT					
								Estándar		XC		Alternativo	
pulg	mm	lb/pie	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm	
7 5/8	193.7	42.80	0.562	14.28	6.501	165.13	6.376	161.95					
		45.30	0.595	15.11	6.435	163.45	6.310	160.27					
		47.10	0.625	15.88	6.375	161.93	6.250	158.75					
		51.20	0.687	17.45	6.251	158.78	6.126	155.60					
		53.00	0.712	18.09	6.201	157.51	6.076	154.33					
		55.30	0.750	19.05	6.125	155.58	6.000	152.40					
		59.00	0.811	20.60	6.003	152.48	5.878	149.30					
		59.20	0.812	20.63	6.001	152.43	5.876	149.25					
7 3/4	196.9	46.10	0.595	15.11	6.560	166.62	6.435	163.45					
8 5/8	219.1	24.00	0.264	6.71	8.097	205.66	7.972	202.49					
		28.00	0.304	7.72	8.017	203.63	7.892	200.46					
		32.00	0.352	8.94	7.921	201.19	7.796	198.02	7.700	195.58	7.875	200.03	
		36.00	0.400	10.16	7.825	198.76	7.700	195.58	7.700	195.58			
		40.00	0.450	11.43	7.725	196.22	7.600	193.04	7.600	193.04	7.625	193.68	
		44.00	0.500	12.70	7.625	193.68	7.500	190.50	7.500	190.50			
		49.00	0.557	14.15	7.511	190.78	7.386	187.60	7.386	187.60			
		52.00	0.595	15.11	7.435	188.85	7.310	185.67					
54.00	0.625	15.88	7.375	187.33	7.250	184.15							
9 5/8	244.5	32.30	0.312	7.93	9.001	228.63	8.845	224.66					
		36.00	0.352	8.94	8.921	226.59	8.765	222.63					
		40.00	0.395	10.03	8.835	224.41	8.679	220.45	8.599	218.41	8.750	222.25	
		43.50	0.435	11.05	8.755	222.38	8.599	218.41	8.599	218.41	8.625	219.08	
		47.00	0.472	11.99	8.681	220.50	8.525	216.54	8.525	216.54			
		53.50	0.545	13.84	8.535	216.79	8.379	212.83	8.379	212.83	8.500	215.90	
		58.40	0.595	15.11	8.435	214.25	8.279	210.29			8.375	212.72	
		59.40	0.609	15.47	8.407	213.54	8.251	209.58					
		61.10	0.625	15.88	8.375	212.73	8.219	208.76					
		64.90	0.672	17.07	8.281	210.34	8.125	206.38					
		70.30	0.734	18.64	8.157	207.19	8.001	203.23					
		71.80	0.750	19.05	8.125	206.38	7.969	202.41					
75.60	0.797	20.24	8.031	203.99	7.875	200.03							
80.80	0.859	21.82	7.907	200.84	7.751	196.88							
86.00	0.922	23.42	7.781	197.64	7.625	193.68							
9 7/8	250.8	62.80	0.625	15.88	8.625	219.08	8.469	215.11			8.500	215.90	
10 3/4	273.1	32.75	0.279	7.09	10.192	258.88	10.036	254.91					
		40.50	0.350	8.89	10.050	255.27	9.894	251.31					
		45.50	0.400	10.16	9.950	252.73	9.794	248.77	9.794	248.77	9.875	250.83	
		51.00	0.450	11.43	9.850	250.19	9.694	246.23	9.694	246.23			
		55.50	0.495	12.57	9.760	247.90	9.604	243.94	9.604	243.94	9.625	244.48	
		60.70	0.545	13.84	9.660	245.36	9.504	241.40	9.504	241.40			
		65.70	0.595	15.11	9.560	242.82	9.404	238.86			9.504	241.40	
		71.10	0.650	16.51	9.450	240.03	9.294	236.07					
		73.20	0.672	17.07	9.406	238.91	9.250	234.95					
		75.90	0.700	17.78	9.350	237.49	9.194	233.53					
		79.20	0.734	18.64	9.282	235.76	9.126	231.80					
		80.90	0.750	19.05	9.250	234.95	9.094	230.99					
85.30	0.797	20.24	9.156	232.56	9.000	228.60							
11 3/4	298.5	42.00	0.333	8.46	11.084	281.53	10.928	277.57			11.000	279.40	
		47.00	0.375	9.53	11.000	279.40	10.844	275.44					
		54.00	0.435	11.05	10.880	276.35	10.724	272.39					
		60.00	0.489	12.42	10.772	273.61	10.616	269.65			10.625	269.88	
		65.00	0.534	13.56	10.682	271.32	10.526	267.36			10.625	269.88	
		71.00	0.582	14.79	10.586	268.88	10.430	264.92					
		75.00	0.618	15.70	10.514	267.06	10.358	263.09					
		79.00	0.656	16.66	10.438	265.13	10.282	261.16					
11 7/8	301.6	71.80	0.582	14.78	10.711	272.06	10.555	268.10					
13 3/8	339.7	48.00	0.330	8.38	12.715	322.96	12.559	319.00					
		54.50	0.380	9.65	12.615	320.42	12.459	316.46					
		61.00	0.430	10.92	12.515	317.88	12.359	313.92					
		68.00	0.480	12.19	12.415	315.34	12.259	311.38					
		72.00	0.514	13.06	12.347	313.61	12.191	309.65			12.250	311.15	
		77.00	0.550	13.97	12.275	311.79	12.119	307.82					
		80.70	0.580	14.73	12.215	310.26	12.059	306.30					

DIÁMETRO EXTERNO		PESO	ESPESOR		DIÁMETRO INTERNO		DIÁMETRO DRIFT					
							Estándar		XC		Alternativo	
pulg	mm	lb/pie	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm
13 3/8	339.7	86.00	0.625	15.88	12.125	307.98	11.969	304.01			12.000	304.80
		92.00	0.670	17.02	12.035	305.69	11.879	301.73				
		98.00	0.719	18.26	11.937	303.20	11.781	299.24				
13 1/2	342.9	80.40	0.576	14.63	12.348	313.64	12.161	308.89			12.250	311.15
13 5/8	346.1	88.20	0.625	15.88	12.375	314.33	12.219	310.36			12.250	311.15
14	355.6	82.50	0.562	14.28	12.876	327.05	12.689	322.30				
		94.80	0.656	16.66	12.688	322.28	12.501	317.53				
		99.30	0.688	17.48	12.624	320.65	12.437	315.90				
		110.00	0.772	19.61	12.456	316.38	12.269	311.63				
16	406.4	65.00	0.375	9.53	15.250	387.35	15.062	382.57				
		75.00	0.438	11.13	15.124	384.15	14.936	379.37				
		84.00	0.495	12.57	15.010	381.25	14.822	376.48				
		94.50	0.562	14.28	14.876	377.85	14.689	373.10			14.750	374.65
		109.00	0.656	16.66	14.688	373.08	14.500	368.30				
		118.00	0.715	18.16	14.570	370.08	14.383	365.33				
		128.00	0.781	19.84	14.438	366.73	14.251	361.98				
18 5/8	473.1	87.50	0.435	11.05	17.755	450.98	17.567	446.20				
		94.50	0.468	11.88	17.689	449.30	17.502	444.55			17.500	444.50
		96.50	0.485	12.32	17.655	448.44	17.468	443.69				
		109.00	0.563	14.30	17.499	444.47	17.311	439.70				
		114.00	0.579	14.71	17.467	443.66	17.279	438.89				
		115.00	0.594	15.09	17.437	442.90	17.250	438.15				
		126.00	0.636	16.15	17.353	440.77	17.166	436.02				
		136.00	0.693	17.60	17.239	437.87	17.052	433.12				
139.00	0.720	18.29	17.185	436.50	16.998	431.75						
20	508.0	94.00	0.438	11.13	19.124	485.75	18.936	480.97				
		106.50	0.500	12.70	19.000	482.60	18.812	477.82				
		118.50	0.563	14.30	18.874	479.40	18.687	474.65				
		133.00	0.635	16.13	18.730	475.74	18.542	470.97				
		147.00	0.709	18.01	18.582	471.98	18.394	467.21				
		169.00	0.812	20.63	18.376	466.75	18.188	461.98				
24 1/2	622.3	133.00	0.500	12.70	23.500	596.90	23.313	592.15				
		140.00	0.531	13.49	23.438	595.33	23.251	590.58				
		162.00	0.625	15.88	23.250	590.55	23.063	585.80				
		165.00	0.635	16.13	23.230	590.04	23.043	585.29				

Anexo C. Dimensiones de Tubing API 5CT.

DIMENSIONES DE TUBING API 5CT 8ª EDICIÓN/ISO 11960 3ª EDICIÓN								1 DE 1
DIÁMETRO EXTERNO		PESO	ESPESOR		DIÁMETRO INTERNO		DIÁMETRO DRIFT	
pulg	mm	lb/pie	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm
2 3/8	60.3	4.00	0.167	4.24	2.041	51.84	1.947	49.45
		4.60	0.190	4.83	1.995	50.67	1.901	48.29
		4.70	0.190	4.83	1.995	50.67	1.901	48.29
		5.10	0.218	5.54	1.939	49.25	1.845	46.86
		5.30	0.218	5.54	1.939	49.25	1.845	46.86
		5.80	0.254	6.45	1.867	47.42	1.773	45.03
		5.95	0.254	6.45	1.867	47.42	1.773	45.03
2 7/8	73.0	6.40	0.217	5.51	2.441	62.00	2.347	59.61
		6.50	0.217	5.51	2.441	62.00	2.347	59.61
		7.80	0.276	7.01	2.323	59.00	2.229	56.62
		7.90	0.276	7.01	2.323	59.00	2.229	56.62
		8.60	0.308	7.82	2.259	57.38	2.165	54.99
		8.70	0.308	7.82	2.259	57.38	2.165	54.99
		9.60	0.340	8.64	2.195	55.75	2.101	53.37
3 1/2	88.9	7.70	0.216	5.49	3.068	77.93	2.943	74.75
		9.20	0.254	6.45	2.992	76.00	2.867	72.82
		9.30	0.254	6.45	2.992	76.00	2.867	72.82
		10.20	0.289	7.34	2.922	74.22	2.797	71.04
		10.30	0.289	7.34	2.922	74.22	2.797	71.04
		12.70	0.375	9.53	2.750	69.85	2.625	66.68
		12.95	0.375	9.53	2.750	69.85	2.625	66.68
4	101.6	15.80	0.476	12.09	2.548	64.72	2.423	61.54
		9.50	0.226	5.74	3.548	90.12	3.423	86.94
		10.90	0.262	6.65	3.476	88.29	3.351	85.12
		11.00	0.262	6.65	3.476	88.29	3.351	85.12
		13.00	0.330	8.38	3.340	84.84	3.215	81.66
		13.20	0.330	8.38	3.340	84.84	3.215	81.66
		13.40	0.330	8.38	3.340	84.84	3.215	81.66
4 1/2	114.3	14.85	0.380	9.65	3.240	82.30	3.115	79.12
		9.50	0.205	5.21	4.090	103.89	3.965	100.71
		10.50	0.224	5.69	4.052	102.92	3.927	99.75
		11.60	0.250	6.35	4.000	101.60	3.875	98.43
		12.60	0.271	6.88	3.958	100.53	3.833	97.36
		12.75	0.271	6.88	3.958	100.53	3.833	97.36
		13.50	0.290	7.37	3.920	99.57	3.795	96.39
		15.10	0.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01
15.20	0.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01		
15.50	0.337	8.56	3.826	97.18	3.701	94.01		

Anexo D. Diámetro Externo de Conexiones de Casing API 5CT.

DIÁMETRO EXTERNO DE CONEXIONES DE CASING API 5CT 8ª EDICIÓN/ISO 11960 3ª EDICIÓN							1 DE 2
DIÁMETRO	PESO	STC	LC	BC	BCSC	XC	XCSC
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg
4 1/2	9.50	5.000					
	10.50	5.000					
	11.60	5.000	5.000	5.000	4.875		
	13.50		5.000	5.000	4.875		
	15.10		5.000	5.000	4.875		
5	11.50	5.563					
	13.00	5.563	5.563	5.563	5.375		
	15.00	5.563	5.563	5.563	5.375	5.360	
	18.00		5.563	5.563	5.375	5.360	
	21.40		5.563	5.563	5.375		
	23.20		5.563	5.563	5.375		
	24.10		5.563	5.563	5.375		
5 1/2	14.00	6.050					
	15.50	6.050	6.050	6.050	5.875	5.860	5.780
	17.00	6.050	6.050	6.050	5.875	5.860	5.780
	20.00		6.050	6.050	5.875	5.860	5.780
	23.00		6.050	6.050	5.875	5.860	5.780
	26.00		6.050	6.050	5.875		
6 5/8	20.00	7.390	7.390	7.390	7.000		
	24.00	7.390	7.390	7.390	7.000	7.000	6.930
	28.00		7.390	7.390	7.000	7.000	6.930
	32.00		7.390	7.390	7.000	7.000	6.930
7	17.00	7.656					
	20.00	7.656					
	23.00	7.656	7.656	7.656	7.375	7.390	7.310
	26.00	7.656	7.656	7.656	7.375	7.390	7.310
	29.00	7.656	7.656	7.656	7.375	7.390	7.310
	32.00		7.656	7.656	7.375	7.390	7.310
	35.00		7.656	7.656	7.375	7.390	7.310
	38.00		7.656	7.656	7.375	7.390	7.310
	41.00		7.656	7.656	7.375		
	42.70		7.656	7.656	7.375		
7 5/8	24.00	8.500					
	26.40	8.500	8.500	8.500	8.125	8.010	7.920
	29.70		8.500	8.500	8.125	8.010	7.920
	33.70		8.500	8.500	8.125	8.010	7.920
	39.00		8.500	8.500	8.125	8.010	7.920
	42.80		8.500	8.500	8.125		
	45.30		8.500	8.500	8.125		
	47.10		8.500	8.500	8.125		
8 5/8	24.00	9.625					
	28.00	9.625					
	32.00	9.625	9.625	9.625	9.125	9.120	9.030
	36.00	9.625	9.625	9.625	9.125	9.120	9.030
	40.00		9.625	9.625	9.125	9.120	9.030
	44.00		9.625	9.625	9.125	9.120	9.030
	49.00		9.625	9.625	9.125	9.120	9.030
9 5/8	32.30	10.625					
	36.00	10.625	10.625	10.625	10.125		
	40.00	10.625	10.625	10.625	10.125	10.100	10.020
	43.50		10.625	10.625	10.125	10.100	10.020
	47.00		10.625	10.625	10.125	10.100	10.020
	53.50		10.625	10.625	10.125	10.100	10.020
10 3/4	32.75	11.750					
	40.50	11.750		11.750	11.250		
	45.50	11.750		11.750	11.250	11.460	
	51.00	11.750		11.750	11.250	11.460	
	55.50	11.750		11.750	11.250	11.460	
	60.70	11.750		11.750	11.250	11.460	
	65.70	11.750		11.750	11.250		
11 3/4	42.00	12.750					
	47.00	12.750		12.750			
	54.00	12.750		12.750			
	60.00	12.750		12.750			
	65.00	12.750		12.750			

DIÁMETRO	PESO	STC	LC	BC	BCSC	XC	XCSC
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg
13 3/8	48.00	14.375					
	54.50	14.375		14.375			
	61.00	14.375		14.375			
	68.00	14.375		14.375			
	72.00	14.375		14.375			
16	65.00	17.000					
	75.00	17.000		17.000			
	84.00	17.000		17.000			
18 5/8	87.50	20.000		20.000			
20	94.00	21.000	21.000	21.000			
	106.50	21.000	21.000	21.000			
	133.00	21.000	21.000	21.000			

NU = Sin Recalque (API).

EU = Con Recalque Externo (API).

EUSC = Recalque Externo con Diámetro Externo Reducido (API).

STC = Cupla Corta (API).

LC = Cupla Larga (API).

BC = Buttress con Cupla (API).

BCSC = Buttress con Cupla con Diámetro Externo Reducido (API).

XC = Extreme Line (API).

XCSC = Extreme Line con Diámetro Externo Reducido (API).

Anexo E. Diámetro Externo de Conexiones de Tubing API 5CT.

DIÁMETRO EXTERNO DE CONEXIONES DE TUBING API 5CT 8ª EDICIÓN/ISO 11960 3ª EDICIÓN					1 DE 1
DIÁMETRO	PESO	DIÁMETRO EXTERNO			
		NU	EU	EUSC	
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	
2 3/8	4.00	2.875			
	4.60	2.875			
	4.70		3.063	2.910	
	5.80	2.875			
	5.95		3.063	2.910	
2 7/8	6.40	3.500			
	6.50		3.668	3.460	
	7.80	3.500			
	7.90		3.668	3.460	
	8.60	3.500			
3 1/2	8.70		3.668	3.460	
	7.70	4.250			
	9.20	4.250			
	9.30		4.500	4.180	
	10.20	4.250			
4	12.70	4.250			
	12.95		4.500	4.180	
	9.50	4.750			
4 1/2	11.00		5.000		
	12.60	5.200			
	12.75		5.563		

NU = Sin Recalque (API).
 EU = Con Recalque Externo (API).
 EUSC = Recalque Externo con Diámetro Externo Reducido (API).
 STC = Cupla Corta (API).
 LC = Cupla Larga (API).

BC = Buttress con Cupla (API).
 BCSC = Buttress con Cupla con Diámetro Externo Reducido (API).
 XC = Extreme Line (API).
 XCSC = Extreme Line con Diámetro Externo Reducido (API).

Anexo F. Torque Optimo de Conexiones de Casing API 5C1.

TORQUE ÓPTIMO DE CONEXIONES DE CASING API 5C1 18ª EDICIÓN						1 DE 5
DIÁMETRO pulg	PESO lb/pie	GRADO	TORQUE ÓPTIMO (lb.pie)			
			STC	LC	XC	
4 1/2	9.50	H-40	770			
		J-55	1010			
		K-55	1120			
	10.50	J-55	1320			
		K-55	1460			
	11.60	J-55	1540	1620		
		K-55	1700	1800		
		N-80		2280		
		C-90		2450		
		C-95		2580		
		P-110		3020		
	13.50	N-80		2760		
		C-90		2970		
		C-95		3130		
P-110			3660			
15.10	P-110		4400			
	Q-125		4910			
5	11.50	J-55	1330			
		K-55	1470			
	13.00	J-55	1690	1820		
		K-55	1860	2010		
	15.00	J-55	2070	2230	2700	
		K-55	2280	2460	2700	
		N-80		3140	3200	
		L-80		3080	3200	
		C-90		3380	3200	
		C-95		3560	3700	
		P-110		4170	3700	
		Q-125		5930	4200	
	18.00	N-80		4000	3200	
		L-80		3930	3200	
		C-90		4310	3200	
		C-95		4550	3700	
		P-110		5310	3700	
		Q-125		7340		
		Q-125		8090		
	21.40	N-80		4950		
		L-80		4860		
C-90			5340			
C-95			5620			
P-110			6580			
Q-125			7340			
23.20	C-90		5880			
	Q-125		8090			
24.10	N-80		5720			
	L-80		5610			
	C-90		6170			
	C-95		6500			
	P-110		7600			
	Q-125		8490			
	Q-125		8490			
5 1/2	14.00	H-40	1300			
		J-55	1720			
		K-55	1890			
	15.50	J-55	2020	2170	2700	
		K-55	2220	2390	2700	
	17.00	J-55	2290	2470	2700	
		K-55	2520	2720	2700	
		N-80		3480	3200	
		L-80		3410	3200	
		C-90		3750	3200	
		C-95		3960	3700	
		P-110		4620	3700	
	20.00	N-80		4280	3200	
		L-80		4200	3200	
		C-90		4620	3200	
		C-95		4870	3700	
C-95			4870	3700		
C-95			4870	3700		

DIÁMETRO pulg	PESO lb/pie	GRADO	TORQUE ÓPTIMO (lb.pie)			
			STC	LC	XC	
5 1/2	20.00	P-110		5690	3700	
		N-80		5020	3200	
	23.00	L-80		4930	3200	
		C-90		5420	3200	
		C-95		5720	3700	
		P-110		6680	3700	
		Q-125		7470	4200	
6 5/8	20.00	H-40	1840			
		J-55	2450	2660		
		K-55	2670	2900		
	24.00	J-55	3140	3400	3200	
		K-55	3420	3720	3200	
		N-80		4810	3700	
		L-80		4730	3700	
		C-90		5210	3700	
		C-95		5490	4200	
		P-110		6410	4200	
	28.00	N-80		5860	3700	
		L-80		5760	3700	
		C-90		6350	3700	
		C-95		6690	4200	
		P-110		7810	4200	
		32.00	N-80		6780	3700
	L-80			6660	3700	
	C-90			7340	3700	
	C-95			7740	4200	
P-110			9040	4200		
Q-125			10110	4700		
7	17.00		H-40	1220		
	20.00	H-40	1760			
		J-55	2340			
		K-55	2540			
		23.00	J-55	2840	3130	3200
	K-55		3090	3410	3200	
	N-80			4420	3700	
	L-80			4350	3700	
	C-90			4790	3700	
	C-95			5050	4200	
	26.00		J-55	3340	3670	3200
		K-55	3640	4010	3200	
		N-80		5190	3700	
		L-80		5110	3700	
		C-90		5630	3700	
		C-95		5930	4200	
		P-110		6930	4200	
	29.00	N-80		5970	3700	
		L-80		5870	3700	
		C-90		6480	3700	
		C-95		6830	4200	
		P-110		7970	4200	
		32.00	N-80		6720	3700
			L-80		6610	3700
	C-90			7290	3700	
	C-95			7680	4200	
	P-110			8970	4200	
35.00	N-80			7460	3700	
	L-80			7340	3700	
	C-90		8090	3700		
	C-95		8530	4200		
	P-110		9960	4200		
	Q-125		11150	4700		
	38.00	N-80		8140	3700	
		L-80		8010	3700	
C-90			8830	3700		

DIÁMETRO pulg	PESO lb/pie	GRADO	TORQUE ÓPTIMO (lb.pie)		
			STC	LC	XC
7	38.00	C-95		9310	4200
		P-110		10870	4200
		Q-125		12160	4700
7 5/8	24.00	H-40	2120		
	26.40	J-55	3150	3460	3700
		K-55	3420	3770	3700
		N-80		4900	4200
		L-80		4820	4200
		C-90		5320	4200
		C-95		5600	4700
	29.70	K-55			3700
		N-80		5750	4200
		L-80		5670	4200
		C-90		6250	4200
		C-95		6590	4700
		P-110		7690	4700
		33.70	N-80		6740
		L-80		6640	4200
		C-90		7330	4200
		C-95		7720	4700
		P-110		9010	4700
	39.00	N-80		7980	4200
		L-80		7860	4200
C-90			8670	4200	
	C-95		9140	4700	
	P-110		10660	4700	
	Q-125		11940	5200	
	42.80	N-80		9060	
	L-80		8910		
	C-90		9840		
	C-95		10370		
	P-110		12100		
	Q-125		13550		
	45.30	C-90		10450	
	Q-125		14390		
	47.10	N-80		10130	
	L-80		9970		
	C-90		11000		
	C-95		11590		
	P-110		13530		
	Q-125		15150		
	8 5/8	J-55	2440		
	28.00	H-40	2330		
	32.00	H-40	2790		
		J-55	3720	4170	4200
		K-55	4020	4520	4200
36.00	J-55	4340	4860	4200	
		K-55	4680	5260	4200
		N-80		6880	4700
		L-80		6780	4700
		C-90		7490	4700
		C-95		7890	5200
		40.00	N-80		7880
		L-80		7760	4700
		C-90		8580	4700
		C-95		9040	5200
		P-110		10550	5200
44.00	N-80		8870	4700	
		L-80		8740	4700
		C-90		9650	4700
		C-95		10170	5200
		P-110		11860	5200
49.00	N-80		9970	4700	
		L-80		9830	4700

DIÁMETRO pulg	PESO lb/pie	GRADO	TORQUE ÓPTIMO (lb.pie)			
			STC	LC	XC	
8 5/8	49.00	C-90		10850	4700	
		C-95		11440	5200	
		P-110		13350	5200	
		Q-125		14960	5700	
9 5/8	32.30	H-40	2540			
	36.00	H-40	2940			
		J-55	3940	4530		
		K-55	4230	4890		
		40.00	J-55	4520	5200	4700
	K-55		4860	5610	4700	
	N-80			7370	5200	
	L-80			7270	5200	
	43.50	C-90		8040	5200	
		C-95		8470	6200	
		N-80		8250	5200	
		L-80		8130	5200	
		C-90		8990	5200	
		C-95		9480	6200	
		P-110		11050	6200	
		47.00	N-80		9050	5200
	L-80			8930	5200	
	C-90			9870	5200	
	C-95			10400	6200	
	P-110			12130	6200	
53.50	Q-125			13600	6700	
	N-80			10620	5200	
	L-80			10470	5200	
	C-90		11570	5200		
	C-95		12200	6200		
	P-110		14220	6200		
	10 3/4	32.75	H-40	2050		
		40.50	H-40	3140		
J-55			4200			
K-55			4500			
45.50			J-55	4930		
		K-55	5280			
		51.00	J-55	5650		
			K-55	6060		
N-80			8040			
L-80			7940			
C-90			8790			
C-95			9270			
P-110			10710			
55.50			N-80	8950		
		L-80	8840			
		C-90	9790			
		C-95	10320			
		P-110	12020			
		60.70	P-110	13370		
			Q-125	15020		
	65.70		P-110	14710		
Q-125			16520			
11 3/4	42.00	H-40	3070			
	54.00	J-55	4770			
		K-55	5090			
		J-55	5680			
		K-55	6060			
	60.00	J-55	6490			
		K-55	6930			
		N-80	9240			
		L-80	9130			
		C-90	10110			
		C-95	10660			

DIÁMETRO pulg	PESO lb/pla	GRADO	TORQUE ÓPTIMO (lb.pie)			
			STC	LC	XC	
11 3/4	60.00	P-110	12420			
		Q-125	13950			
13 3/8	48.00	H-40	3220			
		J-55	5140			
	54.50	K-55	5470			
		J-55	5950			
	61.00	K-55	6330			
		J-55	6750			
	68.00	K-55	7180			
		N-80	9630			
		L-80	9520			
		C-90	10570			
		C-95	11140			
		P-110	12970			
		72.00	N-80	10400		
			L-80	10290		
16	65.00	H-40	4390			
		J-55	7100			
	75.00	K-55	7520			
		J-55	8170			
	84.00	K-55	8650			
		H-40	5590			
	18 5/8	87.50	J-55	7540		
			K-55	7940		
			H-40	5810		
	20	94.00	J-55	7830	9070	
K-55			8230	9550		
J-55			9130	10560		
106.50		K-55	9590	11130		
		J-55	11920	13790		
133.00		K-55	12520	14530		

Notas referentes a las Tablas de Torque

- Todos los valores de torques dados corresponden al Torque Óptimo y son indicativos.
Conexiones API: Torque Mínimo = -25% del Torque Óptimo
Torque Máximo = +25% del Torque Óptimo
- Las conexiones Buttress se ajustan por posición hasta la base del triángulo marcado en el extremo *pin* (posición óptima).
- Los valores de torque indicados son para Thread Compound según API Bulletin 5A3 (Factor de Torque, F.T.=1). Para otros tipos de Thread Compounds, multiplique los torques por el factor de Torque (también llamado Factor de Corrección) correspondiente.

Anexo G. Torque Optimo de Conexiones de Tubing API 5C1.

TORQUE ÓPTIMO DE CONEXIONES DE TUBING API 5C1 18ª EDICIÓN					1 DE 2
DIÁMETRO pulg	PESO lb/pie	GRADO	TORQUE ÓPTIMO (lb.pie)		
			NU	EU	EUSC
2 3/8	4.00	H-40	470		
		J-55	610		
		N-80	840		
		C-90	910		
	4.60	H-40	560		
		J-55	730		
		L-80	990		
		N-80	1020		
		90-95	1080		
	4.70	P-110	1340		
		H-40		990	990
		J-55		1290	1290
		L-80		1760	1760
		N-80		1800	1800
5.80	C-90	1420			
	P-110	1550			
		1930			
	L-80		2190	2190	
	N-80		2240	2240	
5.95	C-90		2390	2390	
	P-110		2960	2960	
2 7/8	6.40	H-40	800		
		J-55	1050		
		L-80	1430		
		N-80	1470		
		C-90	1570		
	6.50	P-110	1940		
		H-40		1250	1250
		J-55		1650	1650
		L-80		2250	2250
		N-80		2300	2300
	7.80	C-90		2460	2460
		P-110		3050	3050
		L-80	1910		
		N-80	1960		
7.90	C-90	2090			
	L-80		2710	2710	
	N-80		2770	2770	
	C-90		2970	2970	
	P-110		3670	3670	
8.60	L-80	2160			
	N-80	2210			
	C-90	2370			
	P-110	2920			
8.70	L-80		2950	2950	
	N-80		3020	3020	
	C-90		3230	3230	
	P-110		3990	3990	
3 1/2	7.70	H-40	920		
		J-55	1210		
		L-80	1660		
		N-80	1700		
		C-90	1820		
	9.20	H-40	1120		
		J-55	1480		
		L-80	2030		
		N-80	2070		
		C-90	2220		
	9.30	P-110	2745		
		H-40		1730	1730
		J-55		2280	2280
		L-80		3130	3130

DIÁMETRO pulg	PESO lb/pie	GRADO	TORQUE ÓPTIMO (lb.pie)			
			NU	EU	EUSC	
3 1/2	9.30	N-80		3200	3200	
		C-90		3430	3430	
		P-110		4240	4240	
	10.20	H-40	1310			
		J-55	1720			
		L-80	2360			
		N-80	2410			
		C-90	2590			
	12.70	L-80	3140			
		N-80	3210			
		C-90	3440			
	12.95	L-80		4200	4200	
N-80			4290	4290		
C-90			4610	4610		
P-110			5690	5690		
4	9.50	H-40	940			
		J-55	1240			
		L-80	1710			
		N-80	1740			
		C-90	1870			
	11.00	H-40		1940	1940	
		J-55		2560	2560	
		L-80		3530	3530	
		N-80		3600	3600	
		C-90		3870	3870	
	4 1/2	12.60	H-40	1320		
			J-55	1740		
L-80			2400			
N-80			2440			
C-90			2630			
12.75		H-40		2160	2160	
		J-55		2860	2860	
		L-80		3940	3940	
		N-80		4020	4020	
		C-90		4330	4330	

Anexo H. Materiales Resistentes a la Corrosión (CRA).

Materiales Resistentes a la Corrosión (CRA)

- Grados API L-80, C-90
- Grados propietarios para uso en medios ácidos
- Aceros martensíticos al cromo
- 9% Cromo - 1% Molibdeno (CRA)
- 13% Cromo (CRA)
- Aceros Dúplex

RANGO DE LONGITUDES (m) - TABLA C30 API 5CT 8ª EDICIÓN/ISO 11960 3ª EDICIÓN

	RANGO 1	RANGO 2	RANGO 3
Largo de Casing	4.88 - 7.62	7.62 - 10.36	10.36 - 14.63
Largo de Tubing Cuplado	6.10 - 7.32	8.53 - 9.75	11.58 - 12.80
Largo de Tubing Integral	6.10 - 7.92	8.53 - 10.36	11.58 - 13.72
Longitud de Pup Joints	0.61; 0.91; 1.22; 1.83; 2.44; 3.05 y 3.66 m - Tolerancia: ± 76.2 mm		

TOLERANCIAS EN DIMENSIONES Y PESOS - PÁRRAFO 8.11 API 5CT 8ª EDICIÓN/ISO 11960 3ª EDICIÓN

DIAMETRO EXTERNO	PESO
menores a 4 1/2" + 0.79 mm	Tubos + 6.5%, -3.5%
4 1/2" y mayores + 1.00%, -0.50%	Lotes (mín 18144 Kg) -1.75%
ESPESOR DE PARED	DIAMETRO INTERNO
-12.5%	Definido por las tolerancias del diámetro externo y peso

DIÁMETROS Y LONGITUDES DE CALIBRES - TABLAS C31/E31 API 5CT 8ª EDICIÓN/ISO 11960 3ª EDICIÓN

PRODUCTO / TAMAÑO	LARGO		DIAMETRO	
	pulg	mm	pulg	mm
CASING Y LINERS				
Menores a 9 5/8"	6	152	d-1/8	d-3.18
9 5/8" a 13 3/8" Incluido	12	305	d-5/32	d-3.97
Mayores a 13 3/8"	12	305	d-3/16	d-4.76
TUBING				
2 7/8" y menores	42	1067	d-3/32	d-2.38
Mayores a 2 7/8"	42	1067	d-1/8	d-3.18

d= diámetro interno del tubo.

PROFUNDIDAD PERMISIBLE DE IMPERFECCIONES EN CUPLAS - TABLAS C39/E39 API 5CT 8ª EDICIÓN/ISO 11960 3ª EDICIÓN

DIÁMETROS	G1, G2 (EXCEPTO C90 Y T95) Y G3				G2 (C90 Y T95) Y G4	
	Pits y Marcas de Bordos Redondeados		Marcas de Mordazas y de Bordos Puntiagudos		Todas	
	pulg	mm	pulg	mm	pulg	mm
TUBING						
Menores a 3 1/2"	0.030	0.76	0.025	0.64	0.030	0.76
3 1/2" a 4 1/2" Incluido	0.045	1.14	0.030	0.76	0.035	0.89
CASING						
Menores a 6 5/8"	0.035	0.89	0.030	0.76	0.030	0.76
6 5/8" a 7 5/8" Incluido	0.045	1.14	0.040	1.02	0.035	0.89
Mayores a 7 5/8"	0.060	1.52	0.040	1.02	0.035	0.89