

CAPITULO I

1 EL TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO

1.1 GENERALIDADES

En este capítulo describiremos el taladro de reacondicionamiento, y al equipo humano que labora en el taladro, considerando que este en realidad es un taladro de perforación de menor capacidad que puede realizar trabajos de terminación o completación y reparación o reacondicionamiento de pozos.

Las operaciones de servicios y reparaciones de pozos requieren cuadrillas y equipos altamente especializados. La cuadrilla efectúa muchas de las mismas funciones de una cuadrilla de perforación rotatoria pero utiliza unidades portátiles más pequeñas que un taladro moderno de perforación rotatoria. El equipo puede incluir, elementos para elevar, suspender y bajar tuberías, rotar una sarta de perforación, circular agua salada para limpiar el pozo o lodos de perforación para una operación de perforación y hasta podría tener un sistema de prevención de reventones. Además, estos equipos manejan tuberías de perforación y cuñas para tuberías, llaves hidráulicas para cabillas y tuberías de producción y elementos especiales tales como colgadores de cabillas, elevadores de cabilla etc.

En la perforación de un pozo que requiere de un taladro apropiado con un elevado costo de operación por día, se puede utilizar el mismo taladro para realizar el trabajo de completación con el mismo costo elevado o esta actividad se la puede realizar con otro taladro de menor capacidad y a un menor costo de operación por día. El costo de operación y la necesidad de realizar continuos trabajos de completación y reparación en los pozos para mantener la producción, han dado lugar a que estos taladros de menor capacidad, llamados a nivel mundial como **“taladros de terminación y reparación”** o **“taladros de reacondicionamientos”** sean construidos para realizar únicamente pruebas, completación y reparación mientras el pozo este produciendo.

1.2 SISTEMAS COMPONENTES DEL TALADRO

Las operaciones de terminación y reparación se llevan a cabo mediante el uso de equipos complejos y altamente sofisticados, cuyo conjunto se denomina “Taladro de Reacondicionamiento”. Esta unidad se compone de seis sistemas principales:

- Sistema de Soporte Estructural
- Sistema de elevación
- Sistema Rotatorio
- Sistema de Circulación
- Sistema de Generación y Trasmisión de Potencia
- Sistema de Prevención de Reventones o Surgencias

1.2.1 SISTEMA DE SOPORTE ESTRUCTURAL

El soporte estructural consiste en un armazón de acero que sostiene el conjunto de maquinarias y equipos, y se subdivide en:

- Subestructura
- Piso del taladro
- Cabria o mástil
- Tabla de agua
- Plumo o guinche
- Plataforma del encuellador

1.2.1.1 Subestructura

La subestructura es un armazón grande de acero, la cual se monta directamente encima de la locación, esta proporciona áreas de trabajo para los equipos y las cuadrillas en el piso del taladro y debajo de éste. La altura de la subestructura se determina por la altura del equipo de prevención de reventones BOP. En un equipo de reacondicionamiento es más pequeña y su centro es perfectamente colocado con plomada sobre la boca del pozo, para evitar cualquier roce entre la tubería de revestimiento y las herramientas o tubería de trabajo, que son bajadas dentro del pozo.



Figura # 1.2 Subestructura

1.2.1.2 Piso del Taladro

El piso del taladro es la cubierta colocada sobre el armazón de la subestructura, que forma la plataforma de trabajo para la mayoría de las operaciones. Los elementos principales que se encuentran dentro, encima o justamente arriba del piso del taladro están señalados en la figura # 1.3 los mismos que difieren entre una torre de perforación y de reacondicionamiento, siendo más numerosos los que se utilizan en perforación.

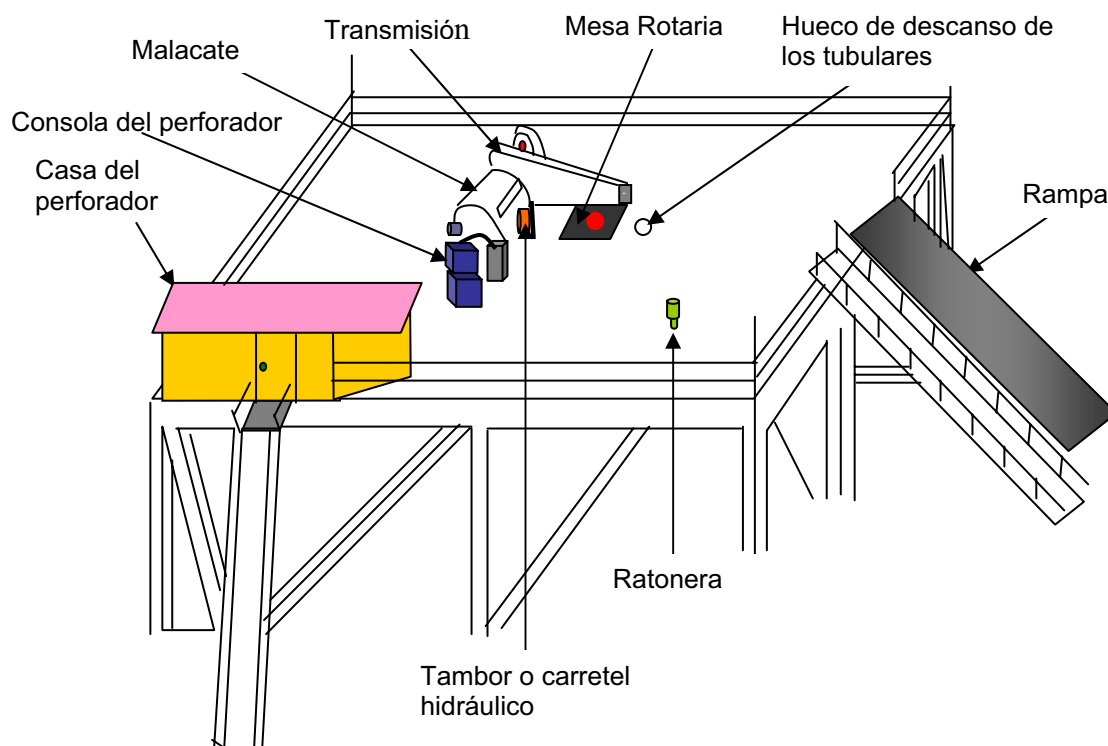


Figura # 1.3 Piso del Taladro

1.2.1.3 Cabria o Mástil

La torre de reacondicionamiento consiste de un armazón de acero la cual se erige sobre el piso del taladro y permite el funcionamiento del equipo de elevación. Hay dos tipos básicos:

- **Mástil:** Es una unidad más angosta que la cabria y cubre solamente una porción del piso del taladro. Se traslada a la locación parcialmente preensamblado.
- **Cabria:** Todo el piso debajo del armazón de la cabria queda cubierto. Se monta y desmonta en secciones, en la misma locación.

Debido a la facilidad con que se puede trasladar. El mástil reemplaza a la cabria en muchas operaciones en tierra, salvo aquellas que se efectúan a grandes profundidades (más de los 10.000 pies).

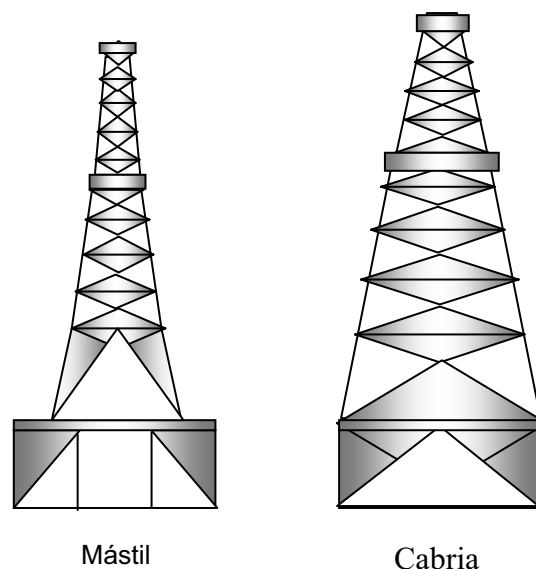


Figura # 1.4 Tipos Básicos de Torres

1.2.1.4 Tabla de Agua

La tabla de agua está ubicada en el tope del mástil y es la base que sirve de soporte al bloque corona.



Fig. # 1.5 Tabla de Agua

1.2.1.5 Plumo o Guinche

Es un carrete de cable de acero operado neumáticamente desde el piso del taladro y es usado para el desplazamiento de herramientas pesadas ya sea en el piso o desde el piso del taladro.

1.2.1.6 Plataforma del encuellador

Esta plataforma permite al encuellador maniobrar la tubería de perforación durante los viajes y ubicarlas en paradas de lado y lado de tal manera que toda la tubería usada durante la operación de reacondicionamiento quede asegurada en filas de paradas sobre el piso del taladro. Este procedimiento es realizado durante los viajes cortos, toma de registros eléctricos, etc. Es importante que las paradas sean aseguradas o amarradas para evitar que el viento o algún remezón desplacen las mismas de un lado para el otro y llegue a ocurrir un accidente.

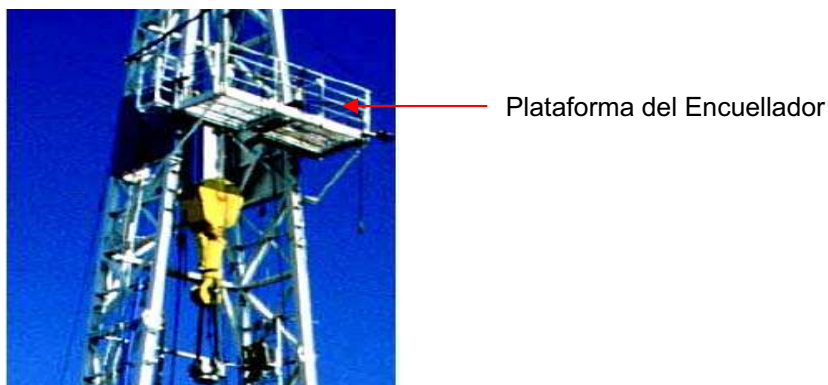


Fig. # 1.6 Plataforma del Encuellador

1.2.2 SISTEMA DE ELEVACIÓN

El equipo especializado de elevación se utiliza para elevar, bajar y suspender la sarta, y consiste de:

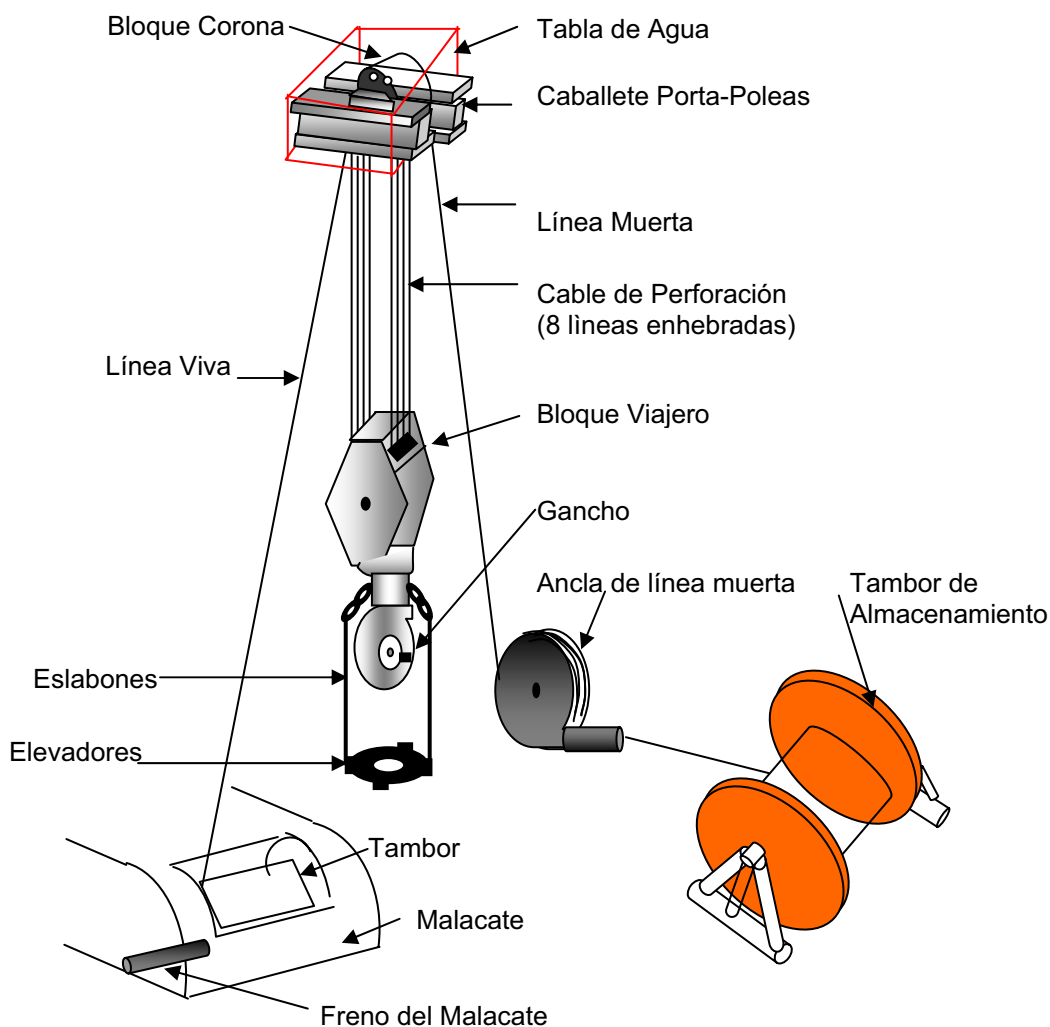


Figura # 1.7 Componentes del Sistema de Elevación

1.2.2.1 Malacate

Es un sistema que sirve como centro de control de fuerza del conjunto elevador, está formado por un tambor elevador controlado por frenos de alta potencia. En el tambor del malacate se encuentra asegurada la punta del cable que viene desde el carrete de almacenamiento se ensarta entre el bloque corona y el bloque viajero y finalmente retorna al carrete de almacenamiento. El tambor del malacate

debe disponer de suficiente cable para que el bloque viajero pueda moverse desde unos pocos pies sobre el piso del taladro hasta unos pocos pies bajo el bloque corona.

Es un tipo especial de cabrestante o winche extra fuerte que eleva, baja y suspende el peso tremendo de la sarta de producción durante las operaciones. Por lo general en una torre de perforación el malacate se encuentra localizado al lado de la mesa rotaria en el piso del taladro; pero en un taladro de reacondicionamiento, por ser el piso pequeño, el malacate está ubicado en la unidad móvil (camión)



Fig. # 1.8 Malacate

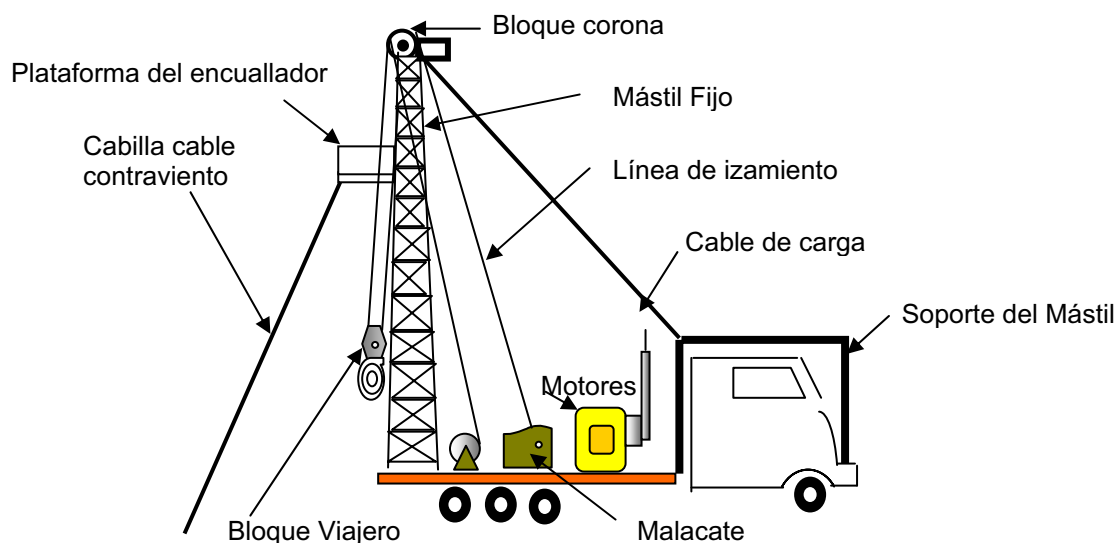


Fig. # 1.9 Taladro de reacondicionamiento montado en una unidad móvil

1.2.2.1.1 *Eje del tambor del malacate*

Sirve de soporte al tambor del malacate a la vez que permite la rotación del mismo a través de un sistema de engranajes.

1.2.2.1.2 *Freno del malacate*

Es una palanca que permite al perforador controlar el peso sobre la broca cuando se está perforando y controlar la velocidad del bloque viajero cuando está sacando o metiendo tubería. El freno debe estar en buenas condiciones tanto por seguridad de las personas como por una operación eficiente.

1.2.2.2 **Bloque Corona**

Es un conjunto de poleas o polea múltiple localizada en la cima del mástil. Entre estas poleas se enhebra el cable del bloque viajero y así llega hasta el piso de la torre.

Es la parte fija de un aparejo, este sistema de poleas permite el deslizamiento del cable a través de las mismas y con ello el progreso y el avance de las operaciones de reacondicionamiento. Existen varios modelos de bloques coronas y su selección depende del taladro, así como de los esfuerzos a que va a ser sometido.

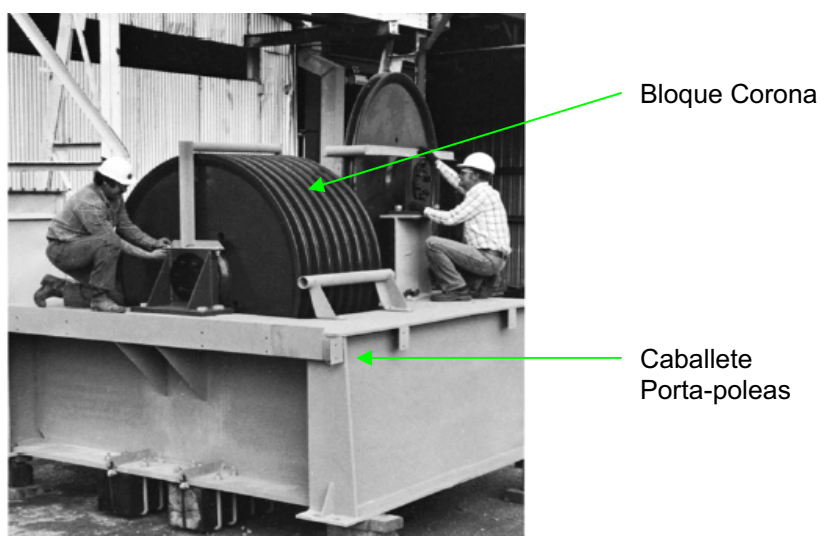


Fig. # 1.10 Bloque Corona y Caballete Porta-Poleas

1.2.2.3 Caballete Porta poleas

Como la polea fija, esta firmemente ajustada al soporte principal atracado con agua, vigas de la estructura o mástil. Las vigas de soporte frecuentemente son una parte integral del mástil en lugar de un montaje separado. La colocación del caballete porta poleas es generalmente fijada por el diseño. Esta colocación esta determinada por la necesidad de que la tubería este suspendida sobre el centro del pozo. Si la relación de la determinación del centro está suficientemente fuera de tal manera que se obtendría un ángulo de desviación de más de 1.5 grados, resulta un pobre ovillamiento del tambor y un excesivo desgaste del cable.

El cable de limpieza realmente no es parte del bloque corona, generalmente se acopla una polea a un extremo de las vigas principales del caballete porta poleas. En operaciones actuales la polea del cable de limpieza está colgada por debajo del caballete porta poleas.

1.2.2.4 Bloque viajero

Es la parte del aparejo que se desplaza desde unos pocos pies sobre el piso del taladro hasta unos pocos pies bajo el bloque corona. A través del bloque viajero van insertadas varias vueltas del cable. Hay varios tipos de bloques viajeros y su selección depende de la magnitud de los esfuerzos a los que va ha ser sometido en las operaciones de reacondicionamiento.



Fig. # 1.11 Bloque Viajero-Gancho

1.2.2.5 Soportes Desplazables

La mayoría de estos soportes tienen colocaciones de poleas paralelas y en línea. Fundamentalmente requiere asegurar estabilidad, el soporte deberá tener un centro de gravedad bajo ya que cualquier inclinación o inversión del soporte durante las operaciones hace que el trabajo del operador de la torre sea muy difícil. El soporte también debería ser corto de tal manera que ocupe menos espacio del techo, especialmente en los mástiles portátiles más cortos.

De igual manera, el soporte debería ser angosto o delgado de tal manera que el hueco interno dentro del mástil superior no esté en peligro.

La delgadez y pequeñez se combinan para proporcionar un soporte más liviano, muy importante actualmente en equipos portátiles. Por otra parte un soporte liviano no supera la fricción de la línea.

Estos requerimientos han dado como resultado el diseño de la combinación soporte-gancho, fabricados como una sola unidad. Este diseño, proporciona una conexión más rígida entre las dos unidades, ahorra un espacio operacional muy apreciable.



Fig. # 1.12 Soportes Desplazables

1.2.2.6 Gancho

Su función es conectar al bloque viajero con la unión giratoria y de esta manera conseguir la subida o bajada de la sarta. El gancho dispone de un seguro de fácil manejo accionado con una palanca desde el piso del taladro por uno de los cuñeros y permite zafar o agarrar la unión giratoria dependiendo de la operación del momento.

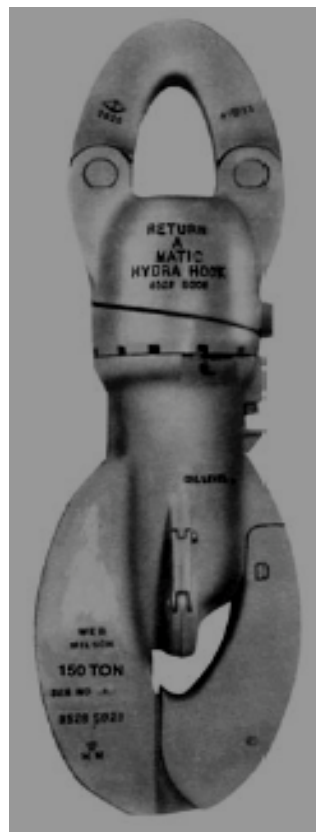
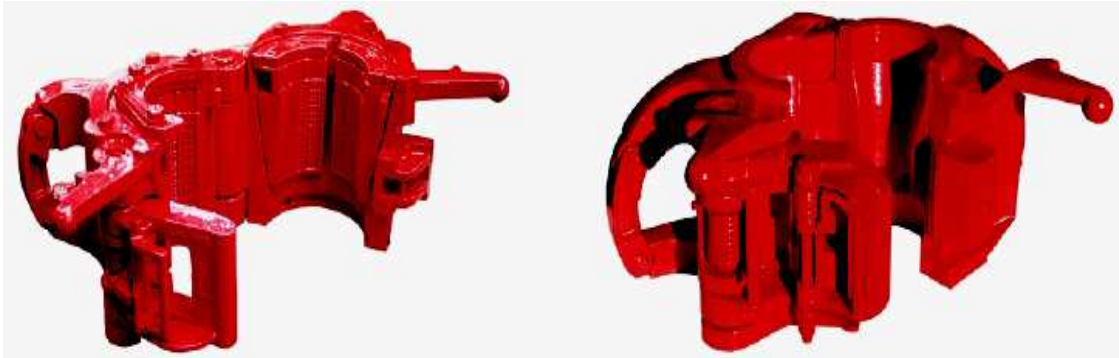


Fig. # 1.13 Gancho

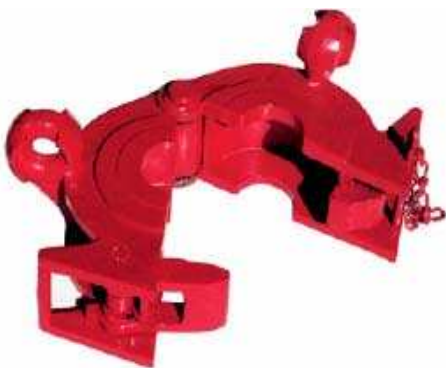
1.2.2.7 Elevadores

Son un juego de abrazaderas extra fuertes y sumamente resistentes que cuelgan de los eslabones del elevador, los cuales se conectan al boque viajero. Cuando están en servicio, los elevadores cuelgan debajo del bloque viajero y agarran las juntas de tuberías de perforación y porta barrenas para meterlas o sacarlas del hueco. Cuando no están en servicio, descansan al lado de la unión giratoria donde no estorban.



Elevador tipo cuña M&W

Elevador tipo estrangulamiento Woolley



Elevador de articulación simple



Elevador SLX puerta lateral M&W

Fig. # 1.14 Cuatro tipos diferentes de elevadores

1.2.2.8 Línea o cable

El cable proporciona un medio para aplicar troqué al tambor del malacate para proveer la fuerza elevadora en el gancho suspendido bajo la polea viajera. Fabricado de acero de 1 $\frac{1}{8}$ a 1 $\frac{1}{2}$ pulgadas de diámetro y 5000 pies de longitud. Enrollando la línea rápida del cable en el tambor del malacate se levanta la polea viajera y da una ventaja mecánica en el levantamiento de la carga proporcional al número de líneas pasadas a través de la polea de la corona y de la polea viajera.

La fuerza del cable metálico es una función del área transversal y el grado de acero utilizado en la construcción. La distribución de carga entre los cables y los cabos debe ser proporcional a sus respectivas secciones transversales a fin de que pueda utilizarse la fuerza total.

La flexibilidad está definida como la resistencia a la pérdida de flexión. Se la obtiene por el uso de cables más numerosos y pequeños, o más cabos para fabricar la cuerda. El tipo de cableado y el alma también afectan la flexibilidad original de una cuerda.

La elasticidad produce un elemento de seguridad cuando se aplica sacudimiento de cargas. La elasticidad es inherente en los cables y cabos de la cuerda doblándose en forma espiral no torcidos. El largo y el tipo de cableado determina el grado de elasticidad.

La resistencia a la abrasión está en función del cable exterior, esta es ayudada por el martillado mecánico de los cables exteriores, los cuales presentan un área de superficie más grande a las fuerzas abrasivas.

El propósito fundamental del alma del cable es espaciar y soportar los cabos, es decir, proporcionar resistencia al torcimiento o trituración.

1.2.3 SISTEMA ROTATORIO

El sistema rotatorio se encuentra en la posición central del taladro, esto nos indica su importancia ya que todos los sistemas giran alrededor de él, por esta razón es uno de los componentes más importantes del taladro y su función es la de hacer girar la sarta.

Los componentes de rotación se encuentran localizados en el lugar central del piso del taladro que consisten de:

1.2.3.1 Mesa Rotatoria

Llamada comúnmente "Mesa rotaria", es un equipo muy fuerte y resistente que se encuentra ubicada dentro del piso del taladro, la mesa rotaria combinada con el buje maestro y otros accesorios seleccionados, la cual transmite a la sarta de perforación o de producción, movimiento rotacional. También puede soportar la sarta suspendida en el hueco.

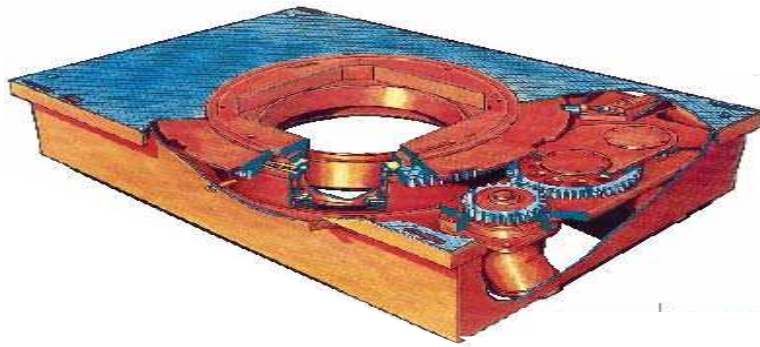


Figura # 1.15 Mesa Rotatoria

1.2.3.2 Buje de Transmisión del Cuadrante

Este se engancha al buje maestro para transmitir movimiento rotacional o “troqué” al cuadrante y a la sarta durante las operaciones de perforación y reacondicionamiento.

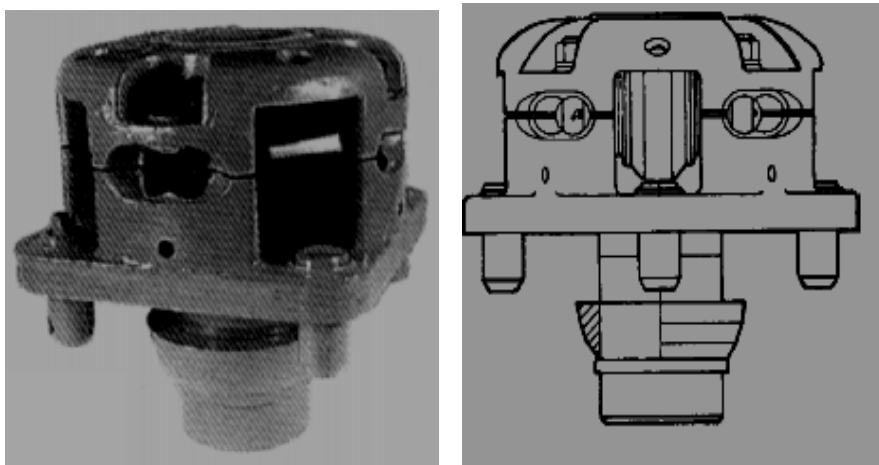


Fig.- # 1.16 Buje de transmisión del cuadrante

1.2.3.3 Buje Maestro

Es el buje que encaja en la abertura de la mesa rotaria y es removible. A través de los bujes maestros, la mesa rotaria, transmite movimiento rotacional al buje del cuadrante y a la sarta. Usando con las cuñas de rotación, el buje maestro puede

soportar la sarta en el hueco que se esta perforando o reacondicionando al enroscarse o desenroscarse juntas de tuberías.



Figura # 1.17 Buje Maestro

1.2.3.4 Cuñas de Rotación

Las cuñas de rotación son un aparejo de implementos ahusados de acero, llamados dados, se colocan dentro del buje maestro, alrededor de una junta de la sarta para poder suspender la sarta dentro del hueco perforado, cuando se enrosca o se desenrosca una conexión. En la figura # 1.18 A y B tenemos cuñas para tuberías pesantes tipo Woolley, en C tenemos la cuña para tubería de perforación XL tipo Woolley.

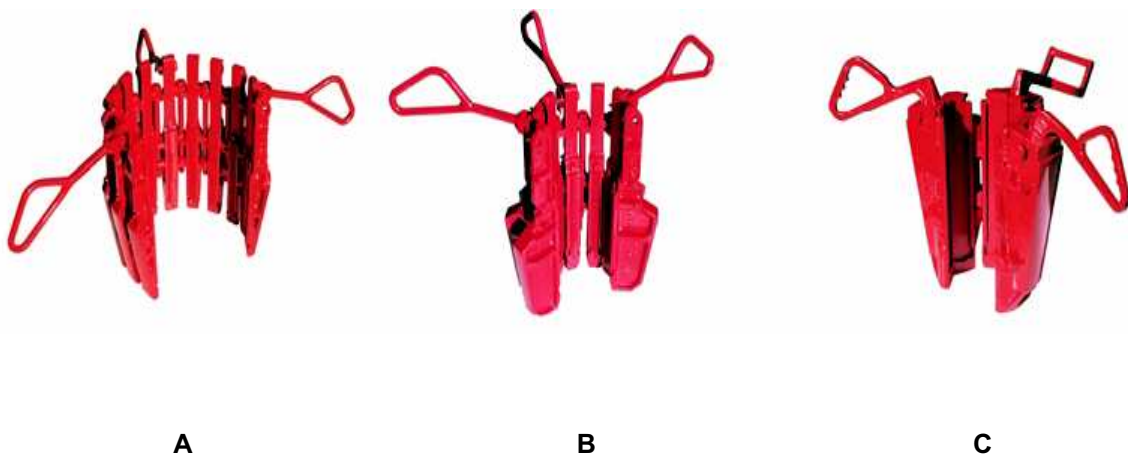


Figura # 1.18 Cuñas de Rotación

1.2.3.5 Agarradera de la unión giratoria

Este dispositivo permite que el gancho sujete a la unión giratoria y de esta manera subir o bajar la sarta.



Fig. # 1.19 agarradera de la Unión Giratoria

1.2.3.6 Cuello de cisne

El cuello del cisne es parte de la unión giratoria, es una adaptación que conecta la manguera con la unión giratoria y de esta manera permite el paso del fluido de perforación a través del mismo.

1.2.3.7 Unión giratoria

Es un sistema especial que permite simultáneamente la circulación del fluido y la rotación de la sarta. En la parte superior está sujeta al gancho y en la parte inferior está conectado al kelly a través de un elemento giratorio. La unión giratoria debe ser capaz de soportar el peso de la sarta mientras esta rotando a altas revoluciones por minuto.

La unión giratoria es una unidad de rotación diseñada para operaciones de perforación liviana, reparación y reacondicionamiento. La fuente de energía para la rotación es fluido hidráulico suministrado por las bombas hidráulicas. También se utilizan unidades de energía hidráulica transportables montadas en skids o trailer.

La unidad de rotación de superficie (TOP Drive) se utiliza en equipos de perforación, aunque también ha sido diseñada para operaciones menores de reparación. El sistema constituye un gran avance en la tecnología de rotación. Cuando se utiliza el Top Drive no se requiere del vástago (Kelly) tradicional ni el buje de transmisión del vástago de perforación. El sondeo rota directamente por acción de un motor eléctrico de CC. o de CA. o motor hidráulico. Se utiliza un elevador de tubería convencional para levantar o bajar el sondeo durante las maniobras acostumbradas o bajo presión del pozo. Con el Top drive se logra una respuesta rápida en caso de urgencia durante la maniobra o la perforación. El elemento rotante no demora más de unos pocos segundos para ser instalado. El perforador puede colocar las cuñas, enroscar en la columna, rotar y ajustar la conexión sin demora. Los riesgos se reducen por la eliminación de dos tercios de las conexiones. Así mismo, se reduce el peligro en el piso de perforación donde sólo rota una tubería lisa (sin bujes).

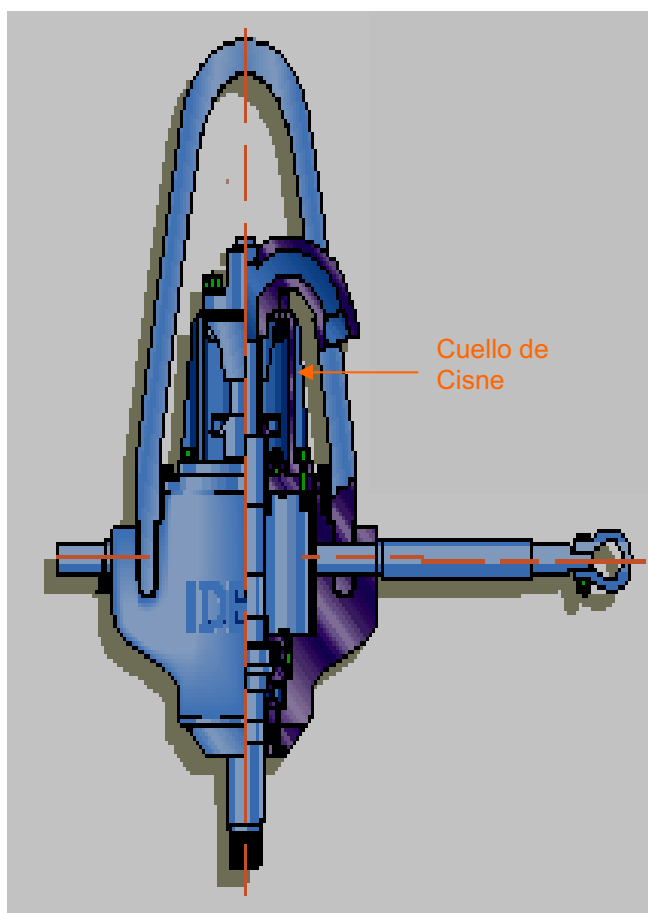


Fig. # 1.20 Unión Giratoria

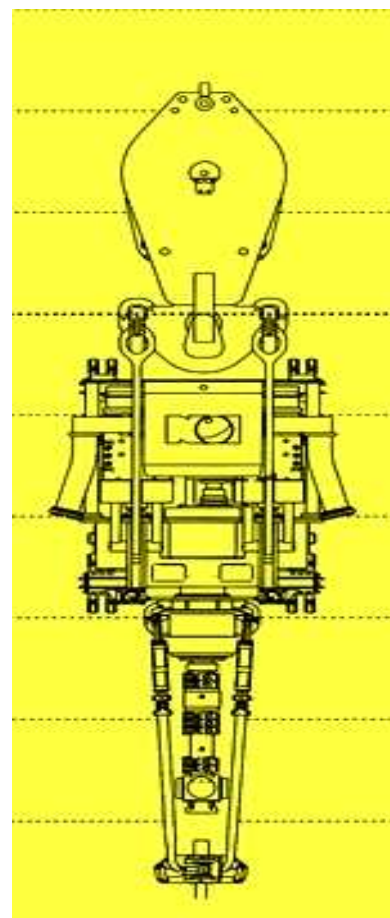
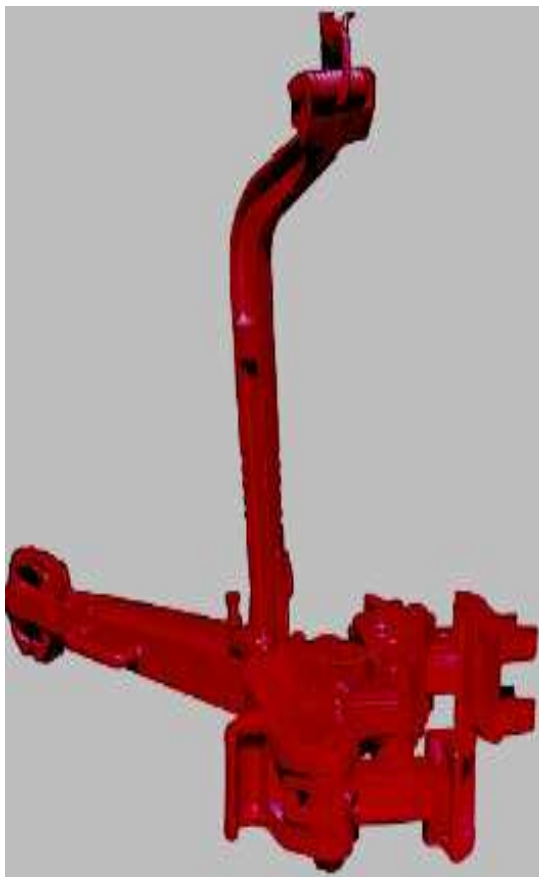


Fig. # 1.21 Rotador de Superficie

1.2.3.8 Llaves de Potencia de Enrosque o Desenrosque

Se encuentran colgadas de la cabria y suspendidas encima y a los lados del piso del taladro. Son dos llaves muy grandes cuya función es la de enroscar o desenroscar una conexión en la tubería de producción. Son con frecuencia utilizadas para aflojar uniones muy ajustadas y evitar daños de las roscas o la tubería, o en trabajos que requieran un mayor ajuste de la sarta de tuberías. Como podemos observar en la Figura # 1.22 (A) tenemos una tenaza manual y en (B) tenemos una tenaza hidráulica.



(A)



(B)

Fig. # 1.22 Tenazas de Enrosque y Desenrosque (A) Manual y (B) Hidráulica

1.2.3.9 Tubería Pesante Lisa (Drill Collar)

Son tubulares muy pesados de paredes gruesas que se conectan a la parte inferior de la columna de trabajo para poner peso concentrado sobre la barrena.



Figura # 1.23 Tubería pesante Lisa (Drill-Collar)

1.2.3.9.1 Tubería pesante espiralada (Drill Collar Spiralling)

Los drill collar espiralados cumplen la función principal de suministrar peso a la columna de trabajo. Sin embargo, por su forma espiralada permiten que la sección del tubo apegada a la pared del pozo no haga contacto completo con ella y de esa manera permita que el fluido disponga de espacio para fluir más fácilmente.

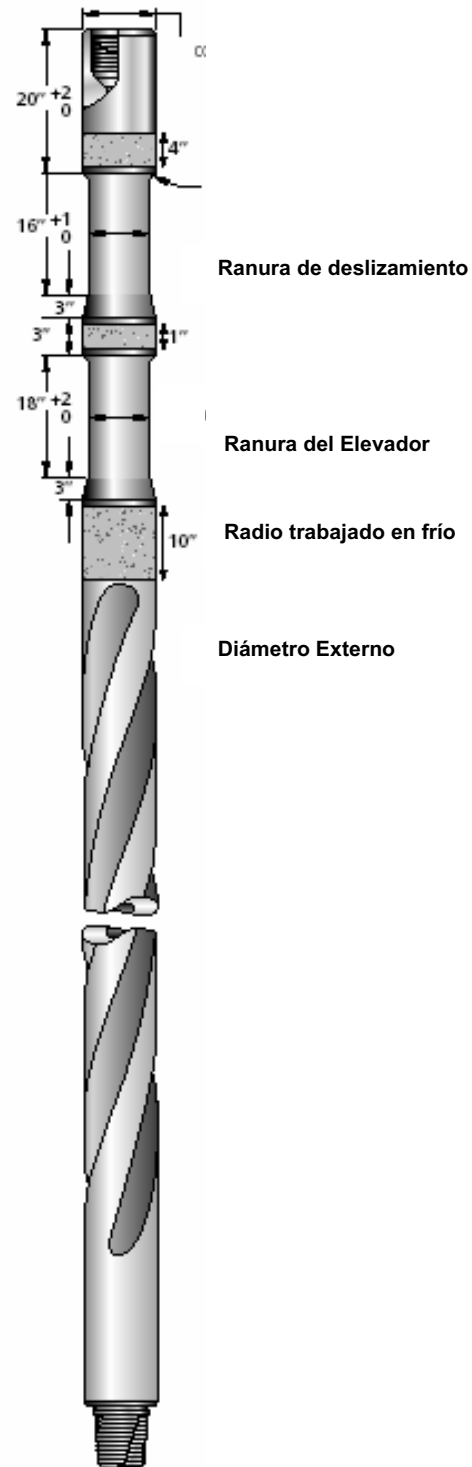


Fig. # 1.24 Tubería pesante espiralada

1.2.3.9.2 Tubería pesante de peso pesado (Heavy Weight Drill Pipe)

Los Heavy wave drill pipe son tuberías pesantes pero más fácil de manipular que los drill collars.

Normalmente, son del mismo diámetro externo que los drill pipe aunque en su parte intermedia disponen de una protuberancia de diámetro externo igual al diámetro externo del **tool joint** (junta) que evita que la tubería se apegue completamente al pozo y se desgaste e incluso evita el problema de pega de tubería.

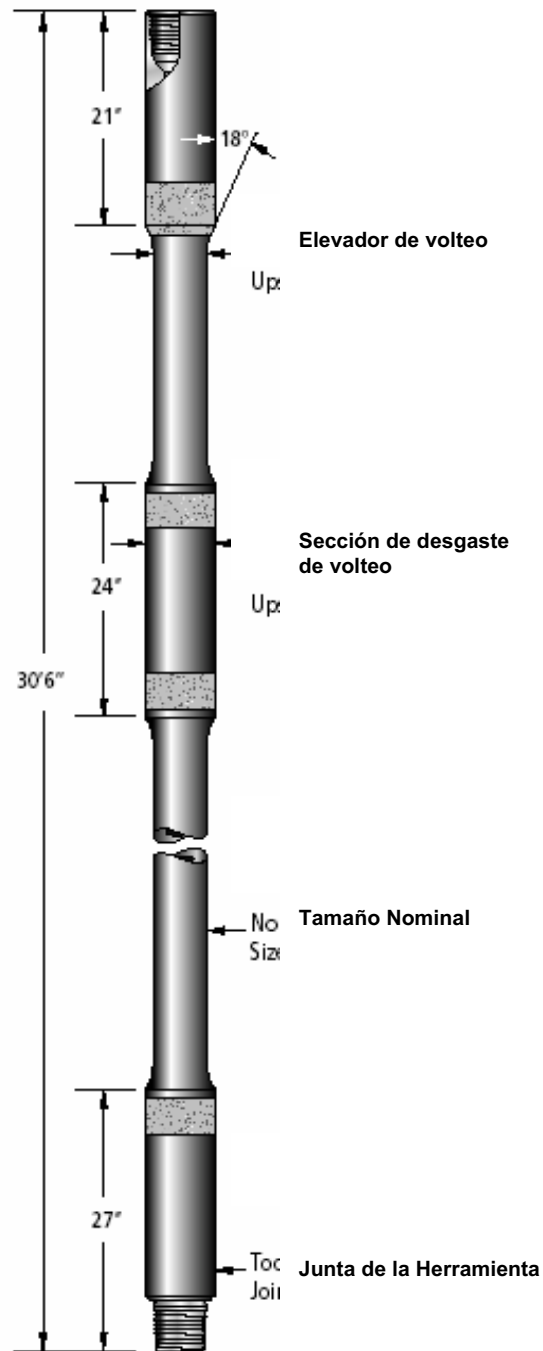


Fig. # 1.25 Tubería pesante de peso pesado

1.2.3.10 El Cuadrante (El Kelly)

Es un pesado tubo de acero, cuadrado o hexagonal de 42 pies de longitud que se enrosca en la unión giratoria. El cuadrante penetra en el hueco a través de la mesa rotaria y se conecta a éste la columna de trabajo o la sarta de perforación según sea el caso. Transmite el movimiento rotacional del buje del cuadrante, mediante el cual la columna de trabajo o la sarta de perforación gira.

Durante los viajes de reacondicionamiento, registros de evaluación, etc. El cuadrante debe ser removido y colocado en la ratonera.

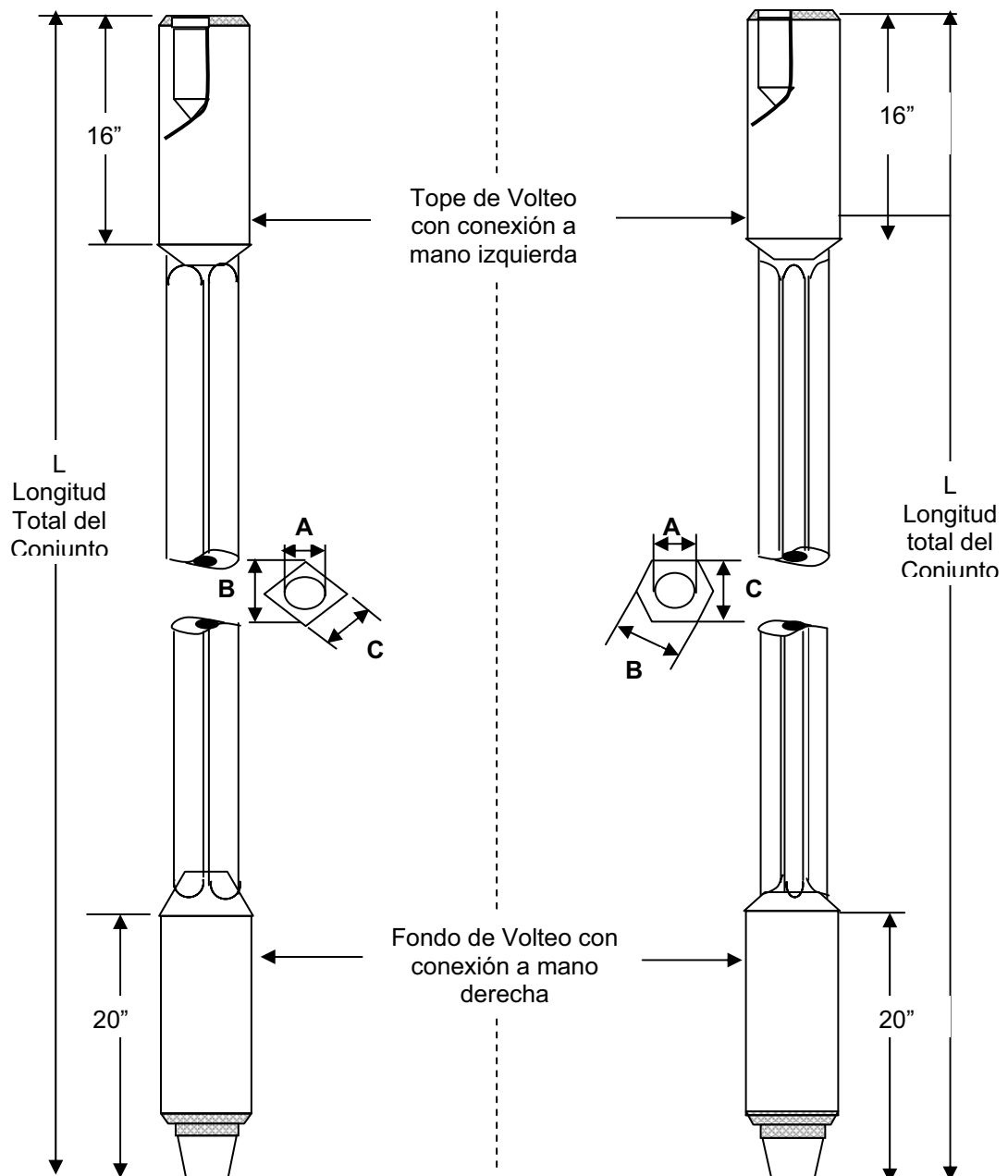


Fig. # 1.26 El Cuadrante (Cuadrado y Hexagonal)

1.2.3.11 El Protector del Cuadrante

Es un acoplamiento corto que va enroscado a la parte inferior del cuadrante para evitar el desgaste en las roscas inferiores del mismo al conectarse con la sarta de la tubería.

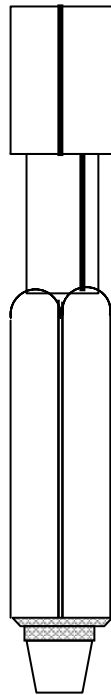


Figura # 1.27 Protector del Cuadrante

1.2.3.12 Columna de Trabajo

Se encuentra suspendida del elevador, mediante la unión giratoria, debajo del gancho y del bloque viajero. Se extiende a través de la mesa rotaria. La sarta consiste del cuadrante, protector del cuadrante, juntas de la tubería de producción.

Se trata de la columna de tubería que se utiliza durante los trabajos de reparación. A veces, se trata de la misma tubería de producción extraída del pozo. A menos que la economía dicte otra cosa, se deja a un lado la columna de tubing de producción y se utiliza para el trabajo de reparación una columna con conexiones del tipo de barras de sondeo. El objeto de esto es evitar el desgaste y daño al tubing de producción y a sus conexiones. Cuando no es necesario

efectuar demasiado trabajo, algunas veces se utiliza la columna de tubing en lugar de la columna de trabajo.

La columna de trabajo puede consistir desde un tubing de 2 $\frac{3}{8}$ pulgadas (60,32 mm) (o de diámetro menor) con conexiones para tubería de perforación hasta barras de perforación de tamaños más grandes. Es importante el diámetro externo de una tubería de trabajo y de sus uniones. Debe ser lo suficientemente pequeña como para no pegarse o quedar atascada en el pozo.

1.2.4 SISTEMA DE CIRCULACIÓN

El sistema de circulación sirve de apoyo vital al sistema rotatorio durante las operaciones de perforación y de reacondicionamiento. El sistema de circulación y sus elementos abarcan la mayor parte física del taladro y de igual manera las cuadrillas dedican gran parte del tiempo a este sistema. El sistema de circulación tiene equipos, materiales y áreas de trabajo necesarias para la preparación, el mantenimiento y la verificación de las características físicas de los fluidos, que son la “sangre vital” del sistema y de la operación de reacondicionamiento.

El sistema de circulación es un ciclo cerrado que arranca en el tanque de succión de lodo y continua a través de la línea de succión de las bombas, las bombas descargan el fluido de reacondicionamiento a los caudales requeridos y éste pasa a través de las líneas de superficie, tubería parada y manguera de perforación; el fluido de reacondicionamiento ingresa a la unión giratoria y continúa a través de la columna de trabajo, cuando el fluido sale de la broca comienza su ascenso a través del espacio anular.

Después de pasar el espacio anular retorna a la línea de flujo y luego el fluido es sujeto a su primera limpieza a través de las zarandas, los sólidos más grandes son desechados y el resto pasa a la trampa de arena, continuando su movimiento hacia los tanques de reacondicionamiento para eliminar los sólidos finos y recibir el tratamiento necesario para quedar listo y pasar al tanque de succión. El sistema de circulación esta conformado por cuatro subcomponentes:

1.2.4.1 Fluidos de Reacondicionamiento

Los fluidos de reacondicionamiento pueden ser: gases, petróleo, aguas en salmuera, lodos u otras soluciones químicas que se utilizan durante estas actividades.

Existen muchas aplicaciones de estos fluidos en trabajos de reacondicionamiento, tales como: punzonado, cementación, fracturación, acidificación, estimulación, ahogo del pozo, reterminación, fresado, profundización, taponamiento, limpieza, fluido de empaque, fluido de terminación, circulación y muchos otros.

La tabla indica distintas densidades de algunos fluidos:

Tabla # 1.1

TIPO DE FLUIDO	Densidad Mínima aprox. (Lbs/gal) (G/l)		Densidad Máxima aprox. (Lbs/gal) (G/l)		Densidad Máxima Práctica (lbs/gal) (g/l)	
	Petróleo	6.0	719	*8.5	1018	8.0
Gasoil			7.0	839	7.0	839
Agua Dulce					8.3	998
Agua de mar	8.4	1006	8.6	1030	8.5	1018
Salmuera-Cloruro de Sodio (NaCl)	8.3	995	10.0	1198	9.8	1174
Salmuera-Cloruro de Potasio(KCl)	8.3	995	9.8	1174	9.7	1162
Salmuera-Cloruro de Calcio(CaCl ₂)	11.0	1318	11.7	1401	11.5	1378
Salmuera-Bromuro de Calcio(CaBr ₂)	11.5	1378	15.1	1809	15.0	1197
Salmuera-Bromuro de Zinc (ZnBr ₂)	14.0	1677	19.2	2301	18.1	2158

1.2.4.2 Equipos del Sistema de Circulación

Transportan físicamente los fluidos desde el área de preparación, a través del hueco perforado luego de regreso hasta el área de reacondicionamiento, de donde los mandan de nuevo al área de preparación para poder recircularlos.

1.2.4.2.1. Bombas de Lodo

Las bombas de lodo son el elemento clave en cualquier operación. Generalmente, un taladro cuenta con tres bombas de lodo de las cuales dos están operando y una se mantiene en standby. Las bombas deben tener la suficiente capacidad de descarga y presión para llegar a la profundidad total programada. Las bombas de lodo son el corazón de un taladro.

Se usan dos tipos de bombas que son: Duplex y Triplex

- a. Bombas Duplex:* Son aquellas que poseen dos cilindros y envían fluido a gran presión en dos sentidos tanto de ida como de vuelta.

$$\text{Caudal: } Qd = \frac{\pi}{4}(2) * Ls(2dc^2 - dv^2)$$

$$\text{Caballaje Hidráulico: } HHP = \frac{P * Qd}{1714}$$



Fig. # 1.28 Bomba Duplex

- b. Bombas Triplex:* Son bombas que tienen tres cilindros y evacúan fluido a gran presión en un solo sentido.

$$\text{Caudal: } Qt = 3\pi/4 Ls * dv^2$$

Caballaje Hidráulico:

Donde:

- Ls = Longitud del Stroke, pulgs.
- dc = Diámetro de la Camisa, pulg.
- dv = Diámetro de la varilla, pulg.
- Qd = Caudal de la bomba Duplex, gpm.
- Qt = Caudal de la bomba Triplex, gpm.

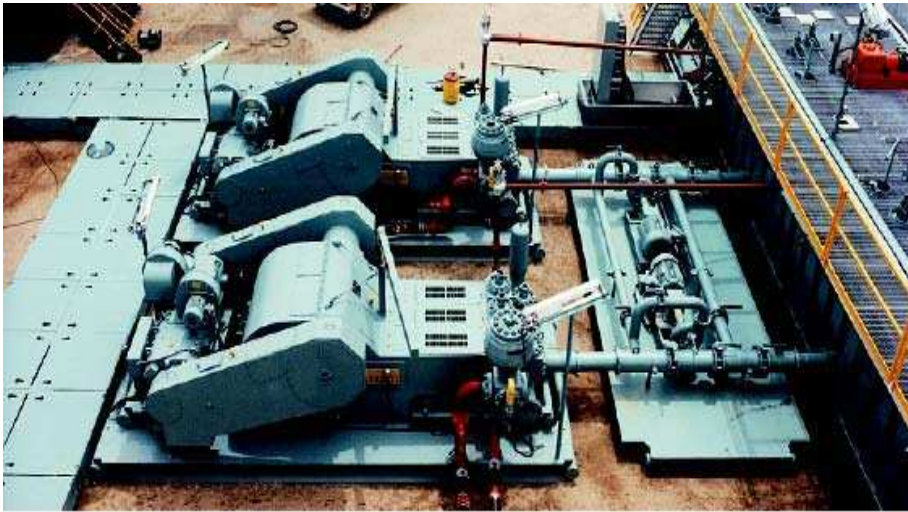


Fig. # 1.29 Bomba Triplex (Modulo 12-P-160 están disponibles para trabajos sobre 7.500 psi)

1.2.4.2.2. Líneas de Descarga y Regreso

Estas líneas de conexión transportan los fluidos de reacondicionamiento hasta el pozo (descarga) y luego los transfieren al área de reacondicionamiento del fluido (regreso).

a) Manguera Vibradora

Es una conexión entre la cámara de aire de la bomba circuladora de lodo y la tubería horizontal, situada a nivel del suelo. Su finalidad es atenuar la vibración en la tubería horizontal, y también reemplazar a las diferentes uniones y demás accesorios de tubería que serían necesarios. La manguera vibradora es de una construcción similar a la de la manguera rotatoria. Los tamaños estándar API son de 3 y 3½ pulg. Con longitudes de 10, 12, 15, 20 y 30 pies. Hay dos calidades, la C con una presión de prueba de 7500 lbs/pulg² y una presión de trabajo de 4000 lbs/pulg², y la calidad D con una presión de prueba de 1000 lbs/pulg² y una presión de trabajo de 5000 lbs/pulg².

b) Tubería Horizontal

Que va desde el área de la bomba de lodos al área del tubo parado, consiste de un tubo sin costura de 3 ½ pulgadas de diámetro exterior, o es de fabricación soldada con uniones martilladas a diversos intervalos.

c) Tubo parado

El tubo parado que generalmente esta ubicado cerca de una pata o de otro elemento vertical de la torre de reacondicionamiento, conecta la tubería de superficie por un extremo y la manguera giratoria por el otro, de tal manera que sirve de medio de transporte del fluido de perforación. El tubo parado tiene una longitud entre 40 y 45 pies verticalmente a partir del nivel del piso de operación.

El tubo parado, al igual que la línea horizontal, normalmente consiste de un tubo sin costura de 3 ½ pulg. de diámetro exterior.

d) Manguera giratoria

La manguera giratoria es de caucho recubierta de una malla metálica, conecta el cuello de ganso de la unión giratoria con el tubo parado, existe disponible en diferentes calidades, tamaños largos y capacidades, las cuales varían entre 2 pulgadas de diámetro interior en tramos de 35 a 40 pies de la de 3 ½ pulgadas de diámetro interno en tramos de 55, 60 y 75 pies.

En general las tuberías de conexión que transportan los fluidos de reacondicionamiento hasta el pozo se denominan descarga, y luego los transfieren al área de reacondicionamiento de lodos se nombran como líneas de regreso.



Fig. # 1.30 Manguera Giratoria

1.2.4.2.3. Área de Preparación del Lodo

La circulación de los fluidos de reacondicionamiento empieza en el área de preparación de los mismos, en este lugar se mantienen o se alteran la composición química según las condiciones que presenta el pozo en el momento de la reparación.

Cuando se necesita aumentar el volumen del lodo, se mezcla bentonita. Si se desea aumentar el peso o densidad se mezcla barita, y si requerimos aumentar tanto el peso como el volumen, entonces mezclamos ambos aditivos.

El área de preparación del lodo consiste de algunos equipos:

- ***Tanques de Acero de Succión***

La función de un sistema de tanques interconectados es mantener, tratar o mezclar fluidos para circulación, almacenamiento o bombeo. Se debe determinar el volumen de los tanques para cada trabajo en particular y se debe contar con suficientes tanques de reserva.

El fluido se conduce por “canaletas” que interconectan el sistema de tanques, por líneas ecualizadoras de tanque a tanque o mediante el uso de manifolds de mezcla / circulación. Normalmente luego de pasar el fluido por la zaranda vibratoria esté va al primer tanque de la línea de flujo que es una trampa de arena o tanque decantador que evita el pasaje de arena u otras partículas sólidas indeseables a los tanques principales de mezcla, circulación y succión.

Los tanques deben instalarse de manera tal de maximizar el efecto de gasificación del equipo. Los tanques de succión y descarga del degasificador no deben permitir el paso del fluido a través de la canaleta al tanque siguiente, sino que esta debe cerrarse, y el ecualizador en la parte superior abrirse. De este modo el lodo separado del gas más liviano que flota en la superficie no pasará a los tanques de mezcla y circulación.

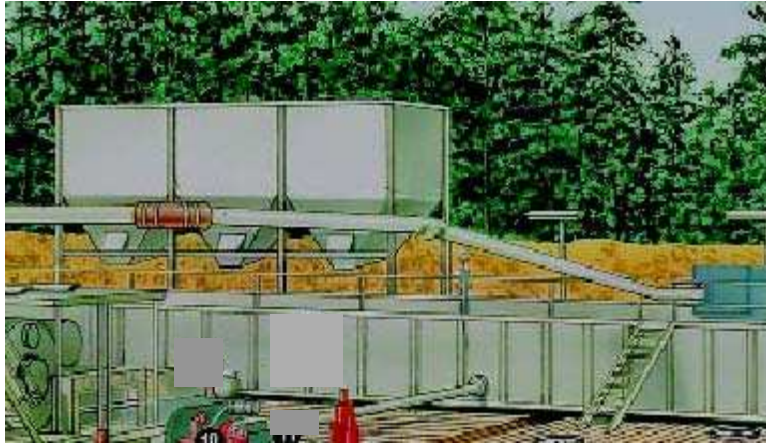


Fig. # 1.31 Tanques de Acero de Succión

- *Tanques de Agua*

Un recipiente para almacenar el agua empleada para preparar las salmueras o lodos que se van a utilizar en los trabajos de reacondicionamiento.



Fig. # 1.32 Tanques de Agua

- *Depósitos para Aditivos Secos a granel*

Estos depósitos facilitan el manejo de los aditivos, como los sólidos para aumentar la densidad o volumen del lodo, tales como la barita y bentonita, en los taladros de reacondicionamiento estos depósitos son pequeños y sirven para almacenar sal y cemento.



Fig. # 1.33 Depósitos para Aditivos Secos a Granel

- *Depósitos de Materiales ensacados para Lodo*

Es una caseta encerrada donde se almacenan ordenadamente los sacos de aditivos secos. Este depósito generalmente se encuentra a lado de los tanques de succión y los depósitos para materiales a granel.



Fig. # 1.34 Depósito de Materiales ensacados para Lodo

- *Equipos Mezcladores*

Se utiliza el embudo o tolva mezcladora para adicionar los aditivos a los fluidos de reacondicionamiento, también se usa el barril o canecas con medida para añadir los productos químicos que los fluidos requieran.



Fig. # 1.35 Tolva Mezcladora

1.2.4.2.4. Área de Reacondicionamiento del Lodo

El área de reacondicionamiento del lodo se encuentra localizada cerca del taladro. Aquí se tratan los fluidos después de recuperarlos del pozo.

El área de reacondicionamiento está constituida por:

- ***Zaranda Vibratoria***

Este equipo constituye una parte importante del control de sólidos, la zaranda es un tamiz que extrae la mayor parte de los ripios grandes, pero deja pasar el sedimento, la arena fina el lodo líquido hasta los tanques de sedimentación para separar las partículas sólidas más pesadas antes de que el lodo entre a la sección de la bomba.

Los tamices, van instalados sobre resortes o sobre bloques de caucho, a fin de facilitar el movimiento vibratorio del vibrador, que es un eje giratorio cargado excéntricamente y accionado por correas a alta velocidad mediante un motor eléctrico o una fuente motriz similar.



Fig. # 1.36 Zaranda Vibratoria

- *Tanques de Sedimentación*

A medida que los fluidos de reacondicionamiento salen del pozo y pasan por la zaranda vibratoria estos se depositan en recipientes de acero para realizar el trabajo de sedimentación antes de pasar los fluidos a los tanques de succión.



Fig. # 1.37 Tanques de Sedimentación

- *Separador de Gas*

Es un aparato que sirve para remover grandes cantidades de gases arrastrados por los fluidos de reacondicionamiento.

Los separadores de gas son, por lo general, la primera defensa contra el gas en el lugar del equipo. Un separador de gas es un recipiente simple con aberturas conectado al final del manifold o línea de estrangulación justo antes de la entrada al tanque de sedimentación.

La mayor parte del gas que acompaña a una surgencia se separa del fluido después del estrangulador. Este es el gas del que se ocupa el separador. El separador de gas permite que el gas que se separa del fluido salga del sistema y sea expulsado hacia la línea de quemado. Los diseños varían desde un simple cilindro con aberturas que se utilizan con la mayoría de los manifolds a más complejos separadores de esos que se operan por flotadores.

Cuando se utilizan fluidos sin sólidos, puede ser suficiente el separador de gas. La baja viscosidad de los fluidos libres de sólidos permite la separación del gas bajo presión atmosférica. Cuando se utilizan fluidos más viscosos un separador de gas puede no ser suficiente.

“Desborde” (“Gas blow by”) es un termino que designa a la sobrecarga de este equipo por incremento de presión dentro del separador de gas y desplazamiento del fluido en el tubo descargador, permitiendo el ingreso de gas al área de los tanques. Debe controlarse la presión dentro del separador de gas cuando el gas está en superficie y mantenerse dentro de valores que eviten esta sobrecarga a asimismo reduzcan el riesgo de ruptura del recipiente.

- ① Diámetro externo 6"
- ② Camisa interior 7 $\frac{5}{8}$ "
- ③ Orificios $\frac{3}{4}$ " a 1" separados 3"
- ④ Diámetro externo 30"
- ⑤ Entrada tangencial al cilindro 4"
- ⑥ Brazo soporte
- ⑦ Deflectores semicirculares montados en espiral.
- ⑧ Línea al tanque de lodo.
- ⑨ Sifón "S" diámetro externo 8"
- ⑩ Línea de drenaje o lavado de 2"
- ⑪ Tapón ciego de 4"

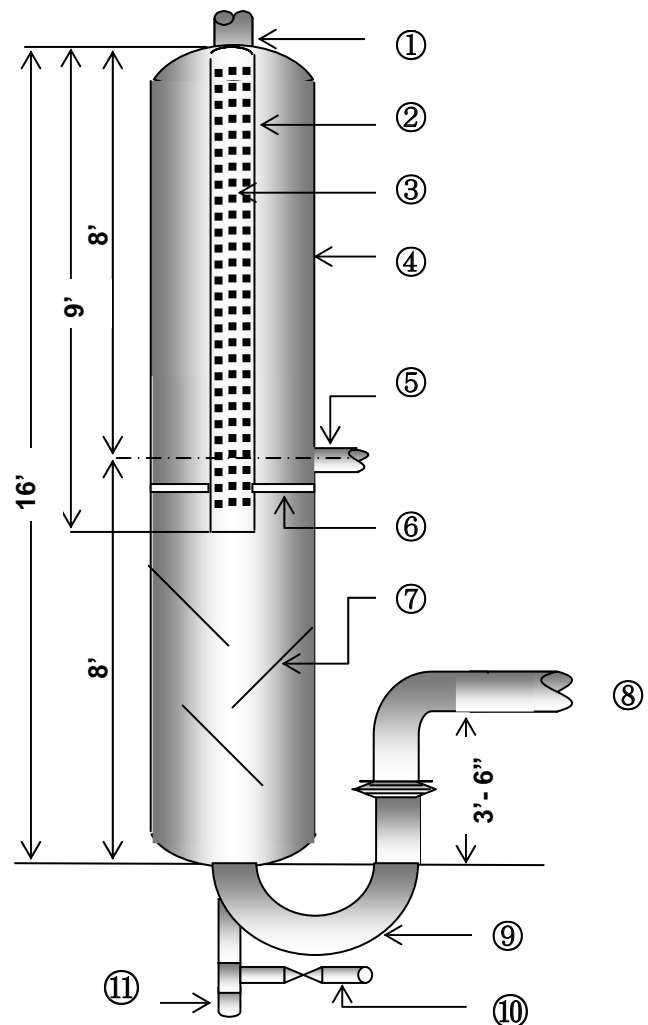


Fig. # 1.38 Separador de Gas

- **Degasificador**

Los degasificadores separan el gas del fluido mediante una cámara de vacío, una cámara presurizada, un rociado centrífugo, o una combinación de estos diseños. El tipo más común de degasificador es el tanque de vacío o bomba de rociado; existen muchas clases de degaificadores, algunos de los cuales tienen funciones combinadas.

El degasificador tiene una capacidad muy limitada para manejar volúmenes de gas; por lo tanto al ser bajo el volumen de gas entrampado en el fluido, la utilización del degasificador es adecuada. Si la viscosidad del fluido fuera alta, o el fluido estuviera contaminado, el gas podría no separarse libremente.

Los degasificadores no requieren mucho mantenimiento. Cuando se utiliza una bomba de vacío, la trampa de agua adelante del compresor debe vaciarse diariamente.

Por lo general, los degasificadores de vacío son más efectivos cuando se trabaja con lodos de alta viscosidad donde es difícil extraer el gas. En cualquier operación de degasificación, el tiempo de transito y los requisitos de energía de extracción aumentan en la medida que aumenta la viscosidad del lodo y la fuerza del gel.

- ① Línea de Quemado ② Succión ③ Descarga
 (A) Gas con corte de Lodo
 (B) Gas libre de Lodo

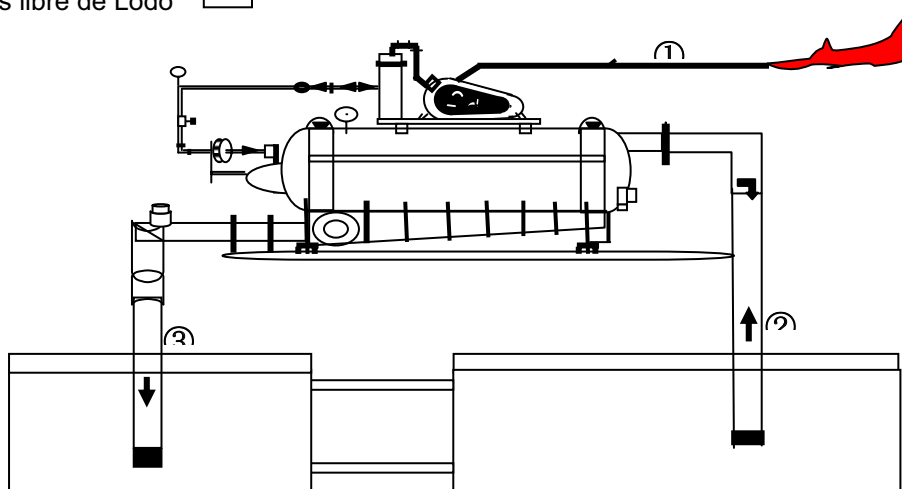


Fig. # 1.39 Degasificador

- *Desarenador*

Como se menciona antes, la zaranda vibratoria no elimina todo el material abrasivo existente en el lodo.

El desarenador más común opera sobre la base del principio del ciclón. Los fluidos que contienen partículas sólidas entran a alta velocidad en un cono y atraviesan la entrada en dirección tangencial situada en el extremo grande del cono. El siguiente movimiento giratorio del fluido dentro del cono genera una fuerza centrífuga que separa al fluido en capas cósmicas. Los sólidos y fluidos más pesados se desplazan a lo largo de la pared del cono, y desciende por gravedad hasta la salida situada en el fondo del cono. Los fluidos más livianos flotan hacia adentro y son descargados a través de una salida situada en la parte superior del centro del cono, y de ahí van al tanque de succión.

El extremo inferior o más pequeño del cono, está dotado de un orificio ajustable y de otros controles destinados a limitar la descarga de fluidos y de partículas sólidas con el fin de equilibrar y controlar la acción del separador.

En la mayoría de los casos los conos más grandes se emplean para la eliminación de arena y de partículas grandes, mientras que los conos más pequeños son capaces de eliminar eficazmente el sedimento. Los conos están forrados con caucho o con plástico para reducir el desgaste.

Puesto que la capacidad de un cono individual es mucho menor que la tasa usual de circulación del fluido, constituye una práctica común reunir varios conos en una unidad montada sobre un patín con la finalidad de lograr la capacidad deseada.

Si el único objetivo es desarenar al lodo, la unidad puede consistir en sólo 2, 4 u 8 conos grandes, aunque la capacidad de ellos no sea igual a la tasa de circulación. Si también se desea desedimentar el fluido será necesaria una segunda unidad de un mayor número de conos más pequeños, a fin de que la capacidad de la unidad desedimentadora exceda a la tasa de circulación.



Fig. # 1.40 Desarenador



Fig. # 1.41 Desarenador y Desedimentador

- *Piscina de Lodos*

Es una fosa grande hecha en tierra, utilizada para guardar los desperdicios provenientes del hueco o para guardar los fluidos sobrantes. Esta piscina, en operaciones de prueba y reacondicionamiento, por estar cerca del pozo,

únicamente es utilizada para desperdicios no combustibles. Para otros trabajos de reacondicionamiento exigen que se tenga una “piscina de quemados” que se localizan lo más lejos del pozo, a donde son generalmente enviados y quemados los desperdicios.



Fig. # 1.42 Piscina de Lodos

1.2.5 SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE POTENCIA

El sistema de generación y transmisión de potencia es el “**núcleo**” del taladro de reacondicionamiento, donde se genera la potencia primaria necesaria para operar todos los componentes y subcomponentes del taladro.

La potencia requerida para operar el taladro se genera con el uso de grandes motores de combustión interna, que son las fuentes primarias de potencia. Según la clase de motor primario empleado para generar potencia, ésta se transmite por medios mecánicos o eléctricos a los componentes del taladro para su adecuado funcionamiento.

El sistema de potencia se puede subdividir en dos componentes principales:

- Fuentes primarias de potencia (motores primarios) los que generan casi toda la potencia que requiere el taladro.
- Sistema de transmisión de potencia que distribuye la potencia a los componentes del taladro.

1.2.5.1 Fuentes primarias de Potencia

Los motores primarios son las principales fuentes de generación de potencia en el taladro de reacondicionamiento. Estos motores son muy grandes y de combustión interna, generalmente emplean carburante diesel.

Los taladros se clasifican según el tipo de motores que se emplean ya sean de gas, diesel o diesel eléctricos. La ubicación de los motores primarios varia de un taladro a otro y esto depende del tipo de sistema de transmisión empleado, la disponibilidad de espacio en el taladro y el número de unidades requeridas.

Los motores pueden estar localizados:

- Debajo del taladro
- En el piso del taladro
- Al lado del taladro
- Alejado del taladro

1.2.5.2 Sistema de transmisión de Potencia

La potencia generada por los motores primarios, hay que transmitirla a los sistemas principales del taladro. Casi todas los componentes del taladro requieren de potencia. La mayor parte de potencia generada se consume en el malacate, los componentes de rotación y las bombas de lodos. Además requiere potencia adicional para los instrumentos como son los ventiladores de los motores, el aire acondicionado, etc.

La transmisión de potencia se realiza mecánicamente o eléctricamente:

1.2.5.2.1. Sistema de Transmisión Mecánica de Potencia

Este sistema de transmisión de potencia está compuesto del motor o motores y de un arreglo elaborado de piñones y cadenas, o sistemas de enlaces, que requieren de una cuidadosa organización y alineación.

Los sistemas mecánicos de transmisión de potencia en la actualidad son los más usados, aunque se utilizan cada día con más frecuencia los sistemas eléctricos.

1.2.5.2.2. Sistema de Transmisión Eléctrica de Potencia

Este sistema se compone de generadores eléctricos accionados por motores a diesel. Estos a su vez, generan la potencia que se transmite por cables hasta los diferentes sistemas del taladro.

Un sistema diesel eléctrico de transmisión tiene algunas ventajas sobre el sistema mecánico:

- ▶ Da mayor flexibilidad a la ubicación de las unidades
- ▶ Elimina los complicados arreglos de los motores enlazados en línea y los piñones y cadenas del sistema mecánico.
- ▶ Presenta menos problemas de alineación
- ▶ Es un sistema más compacto y portátil.

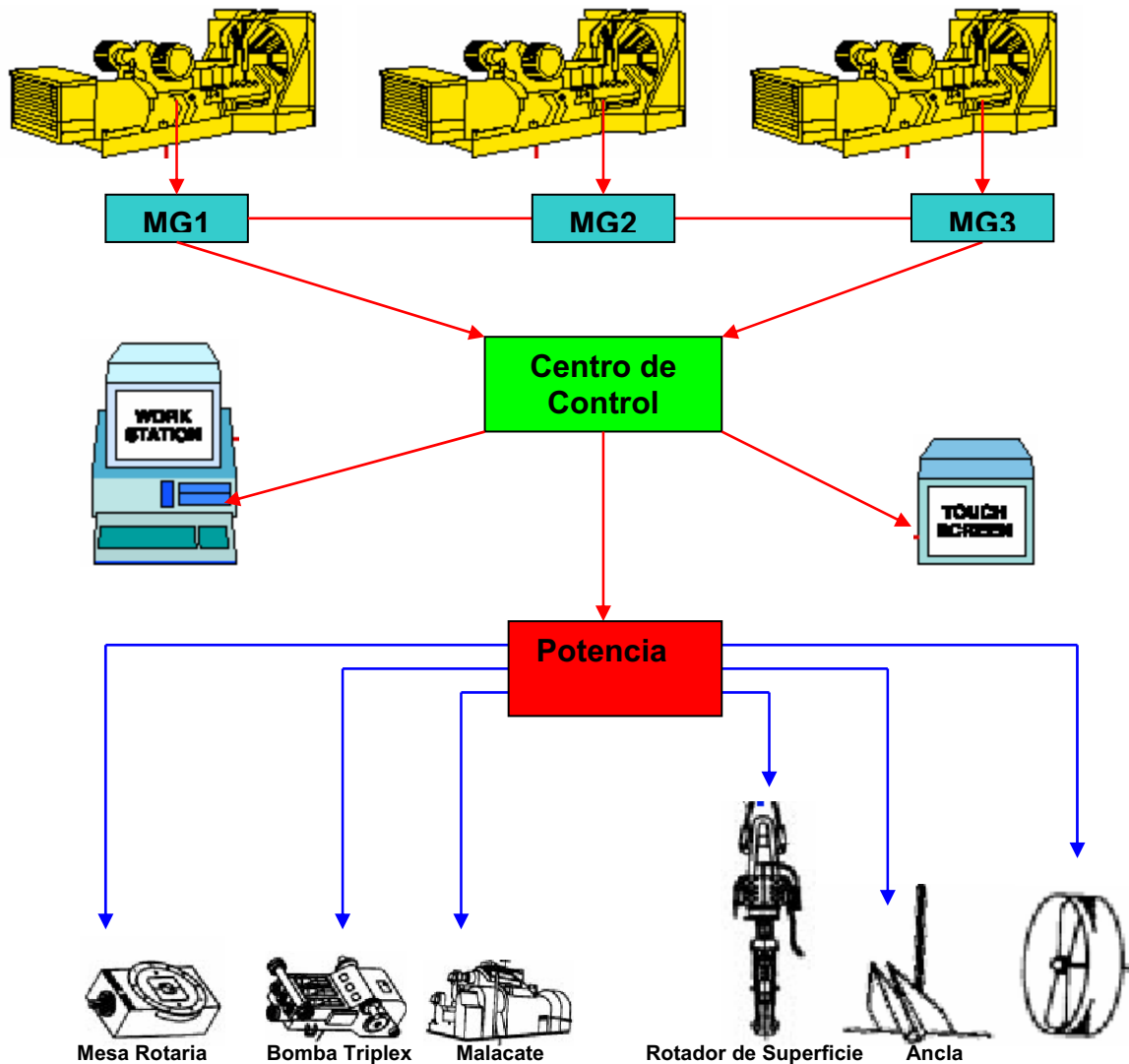


Fig. # 1.43 Sistema de Transmisión Eléctrica de Potencia

1.2.6 SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE REVENTONES O SURGENCIAS

Son sistemas cuya función principal es la de controlar uno de los problemas más serios que es “el golpe de ariete” o “arremetida”, que pudiese resultar en un “reventón”.

El “golpe de ariete” o “arremetida”, cuando la presión de formación incrementa repentinamente y excede la presión hidrostática del lodo un golpe puede ocurrir. Un “golpe de ariete” es una entrada de burbujas de gas o fluido de formación al pozo que luego salen a la superficie. Si no se controla debidamente el “golpe de ariete”, este puede convertirse en un “reventón”. Durante un “reventón”, los

fluidos de la formación desplazan al lodo fuera del pozo y el petróleo o gas fluyen libremente.

De esta manera, la entrada incontrolada de estos fluidos de alta presión puede ocasionar un desastre si se incendian, que puede resultar en pérdida de vidas humanas, daños severos a los equipos, grandes pérdidas económicas y deterioro del medio ambiente.

1.2.6.1 El conjunto Preventor de Reventones (BOP)

Este conjunto consiste en un juego único de válvulas hidráulicas muy grandes con orificios de tamaño considerable, niveles de presión altos y que además accionan con rapidez. El Preventor de reventones se ubican debajo de la mesa rotaria y tienen un conjunto de equipos especiales que sellan las tuberías a presión. El arreglo específico de cada Preventor depende de los problemas potenciales que se anticipan en la locación.

1.2.6.2 La Organización del Conjunto del BOP

El conjunto de BOP puede armarse según distintas configuraciones. El Boletín RP53 del Instituto Americano del Petróleo (API) contiene el Código API para describir las configuraciones del conjunto.

2.C.2 Los códigos recomendados de los componentes para la disposición del conjunto del BOP son los siguientes:

A = BOP tipo anular

G = BOP rotativa

R = Preventor de esclusas simples con un juego de esclusas ciegas o de tubería, según discreción del operador.

Rd= Preventor de esclusas dobles con dos juegos de esclusas colocadas a discreción del operador.

Rt= Preventor de esclusas triples con tres juegos de esclusas colocadas a discreción del operador.

S = Carretel con conexiones laterales de salida tanto para el estrangulador como para la línea de ahogo del pozo.

M = 1.000 psi de presión de trabajo nominal.

Los componentes mencionados se indican, leyendo de abajo hacia arriba, desde el fondo del conjunto de BOP. Los conjuntos de BOP pueden ser identificados en su totalidad por simples denominaciones.

5M - 7 $\frac{1}{16}$ - RSRRA, 10 M 13 $\frac{5}{8}$ - RSRRA, 10 M - 18 $\frac{3}{4}$ - RRRRAA

El primero de los conjuntos anteriores de preventores tiene una presión de trabajo de 5.000 psi (345bar), tendría un diámetro de 7 $\frac{1}{16}$ pulgadas (179.3 mm) y presenta la distribución que aparece en la figura "A".

La figura 1, según el Boletín RP53 DE API que trata "Sistemas de equipamiento de preventores de reventones", muestra tres de las diversas configuraciones posibles para un conjunto con un anular y tres esclusas. Probablemente, el tema más importante relacionado con la organización del conjunto es determinar cual es el peligro mayor que se puede presentar. En relación con este tema, es necesario considerar los siguientes puntos:

- a) Los requerimientos para el conjunto deben establecerse sobre la base "por trabajo específico".
- b) Ninguna de las tres figuras que se muestran resulta adecuada para la extracción de tubería, esclusa por esclusa, conforme a las reglas generales de extracción de tubería bajo presión. Para realizar una extracción esclusa por esclusa bajo presión, la configuración mínima necesaria debe ser RRSRA.
- c) Las configuraciones "deseables" son infinitas, pero una cantidad mayor de esclusas hacen que el conjunto sea más pesado, más grande y más costoso, mientras que una cantidad menor reduce la flexibilidad y la seguridad.

- d) La constitución “óptima” del conjunto es aquella que resulte adecuada para un trabajo en particular y el área en cuestión. Además, se debe diseñar también tomando en cuenta el nivel necesario de seguridad.

Desde el punto de vista de las operaciones para el control de pozos, la finalidad del conjunto del BOP es cerrar el pozo en la eventualidad de una surgencia, e incluso garantizar la mayor flexibilidad para otras operaciones. El tema más preocupante en el control de pozos son varias limitaciones con respecto al diseño o a la operación del conjunto (tales como presión, calor, espacio, economía, etc.).

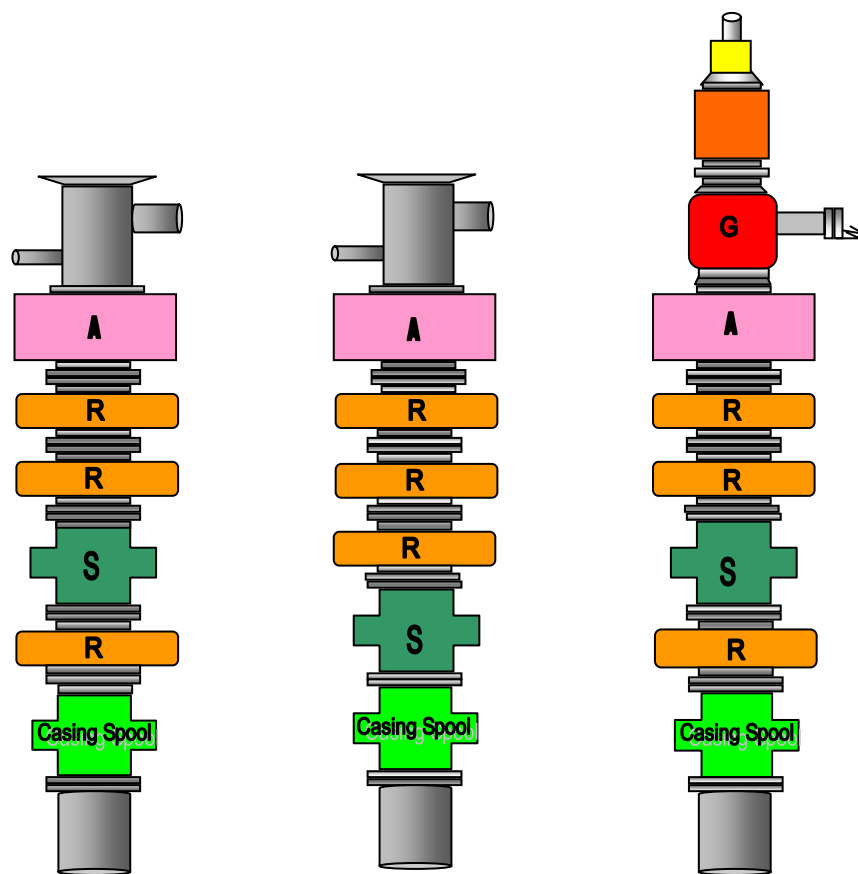


Fig. # 1.44 Organización del Conjunto de BOP

1.2.6.3 Los Preventores Anulares

Los preventores anulares, a veces denominados preventores tipo “bolsa” (bag), tipo “esféricos” o simplemente “Hydrill”, son casi con seguridad los dispositivos para control de la presión de cabeza del pozo más versátiles. El Preventor anular se utiliza para cerrar sobre cualquier equipamiento que se encuentra dentro del

pozo y como cabezal lubricador para mover o extraer la tubería bajo presión. La mayoría de los preventores anulares modernos se cierran alrededor del vástago, los portamechas, tubería de perforación, la columna de trabajo, el tubing, el cable de Perfilaje o, en caso de emergencia, el cierre total del pozo abierto. El Preventor consiste en un empaquetador circular de “caucho” (Packer), un pistón un cuerpo y una tapa. Al bombear el fluido hidráulico hacia la cámara de cierre, fuerza el pistón hacia arriba o hacia delante, lo que provoca que el empaquetador (Packer) se contraiga hacia adentro.

La mayoría de preventores anulares tienen un diseño para una presión de cierre máxima recomendada de 1.500 psi. No obstante, varios BOP anulares tienen una cámara de presión de trabajo de 3.000 psi. Debe advertirse que mover la tubería a través del Preventor, a presión de cierre elevadas, puede provocar desgaste y una falla temprana del empaquetador. Se aconseja revisar el manual de fabricación para conocer las características necesarias de presión operativa de los distintos preventores, y para saber cuál debe ser la presión de cierre recomendada, teniendo en cuenta la presión del pozo y el tamaño de la tubería en uso. Se debe recordar que el empaquetador debe ejercer suficiente presión de cierre en la tubería para que quede bien sellada, pero que no resulte excesiva, para que el empaquetador se deteriore.

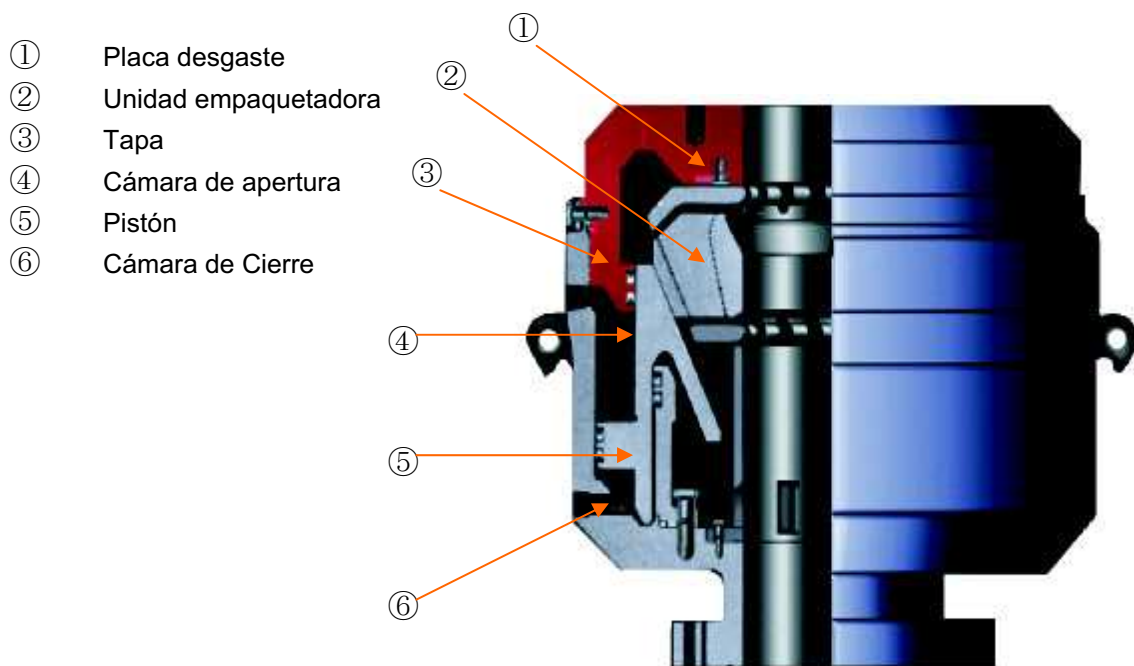


Fig. # 1.45 Preventor Anular

1.2.6.4 Preventores Anulares de Propósito Especial

La mayoría de los fabricantes de equipos BOP tienen diversos preventores tipo anulares de propósito especial. En general, la función de cada uno se reconoce por su denominación, es decir: BOPs rotativas, escurridores (stripper) de tubería, escurridores de cables de Perfilaje, escurridores de varillas, prensaestopas y cabezas de circulación.

Estos equipamientos permiten la extracción o rotación de la tubería, del cable de Perfilaje o de las varillas de bombeo y cumplen la función a que su nombre hace referencia, mientras el pozo se encuentra bajo presión. El empaquetador es lo suficientemente flexible como para expandirse y contraerse de tal manera que se adapta al tamaño y forma del elemento que se encuentra en el pozo. Mientras se mantenga la flexibilidad, es importante asegurarse de que las uniones de tubería (cuplas), los portamechas y otras conexiones se extraigan lentamente para evitar una falla prematura del empaquetador.

Por lo general, estos preventores reemplazan al Preventor anular estándar. Se accionan en forma manual, hidráulica o presentan un empaquetador asegurado en forma permanente que se encuentra siempre cerrado, dependiendo del tipo y modelo.

1.2.6.5 Elementos Empaquetadores (Packer)

El empaquetador o elemento sellador, tanto de los preventores anulares como de los del tipo esclusa se presentan en diferentes medidas y presiones nominales. Están hechos de un caucho de alta ductilidad o de un material tipo caucho que, por lo general, se moldea alrededor de una serie de lengüetas de acero, las cuales fortalecen y refuerzan el material utilizado.

El empaquetador puede estar fabricado de una multitud de compuestos, los más comunes son el caucho natural, caucho nitrilo (buna-n) o neopreno. Estos compuestos están preparados para distintas situaciones tales como: frío intenso, gas agrio, y medio ambientes corrosivos.

1.2.6.6 Esclusas

La esclusa de tubería es un constituyente básico del BOP. La esclusa es un bloque de acero que se recorta de manera que debe adaptarse al tamaño de la tubería alrededor de la cual va a cerrarse. En el recorte que cierra la esclusa alrededor de la tubería, se encuentra una empaquetadura de caucho autoalineable. Además, existe otro empaquetador de caucho similar (sello superior) en la parte de arriba de la esclusa que sella la parte superior del alojamiento de la esclusa en el cuerpo del Preventor y así aísla la presión del espacio anular.

Las esclusas vienen en diferentes medidas y presiones nominales. Los BOP de esclusas pueden consistir desde juegos manuales simples de un solo juego de esclusas a cuerpos de múltiples de esclusas. Los de esclusas simples pueden tener un vástago pulido que se cierra al hacer girar las manijas que se encuentran a cada lado, y permite atornillar las esclusas hacia adentro y alrededor de la tubería. Pueden encontrarse conjuntos complejos de múltiples esclusas alojados en un único cuerpo y se operan por control remoto de presión hidráulica.

Las esclusas de la mayoría de sistemas BOP se cierran a través de pistones hidráulicos. El vástago del pistón está aislado de la presión del pozo por medio de sellos. Muchas esclusas también tienen un sello auxiliar plástico que puede energizarse para sellar sobre el vástago del pistón en caso de fallar el sello principal. Una vez cerradas, la mayoría de las esclusas pueden ser trabadas (aseguradas) por sistemas de cierre hidráulicos o manuales (volante).

La mayor parte de las esclusas están diseñadas de tal manera que permiten sellar la presión proveniente sólo del lado inferior. Esto quiere decir que, al colocarla en posición invertida, la esclusa no va a mantener la presión. Además, no se podrá probar la presión desde el lado superior. Por lo tanto, debe tenerse mucho cuidado al armar un conjunto, ya que deben colocarse con el lado correcto hacia arriba. El nombre del fabricante debería figurar en la parte superior en posición normal. Tanto las aberturas de circulación como las bocas de salida laterales deben estar ubicadas por debajo del alojamiento de la esclusa.

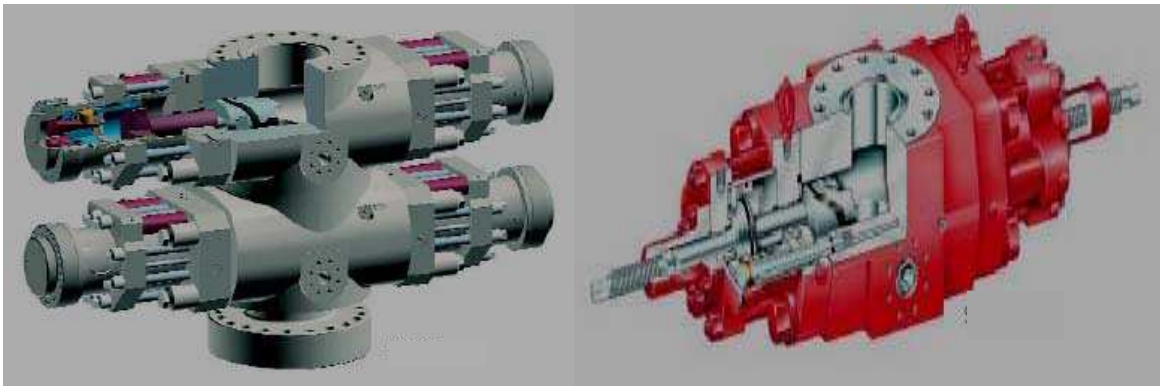


Fig. # 1.46 Esclusa Doble

Fig.- # 1.47 Esclusa Simple

1.2.6.6.1 Esclusa de Tubería

Estas esclusas están preparadas para cerrar sobre tubería. La ventaja y limitación fundamental de una esclusa de tubería es el recorte de medio círculo en el cuerpo de la esclusa. La finalidad del recorte es poder cerrar y proveer un buen sellado alrededor de la tubería de tamaño y diámetro particular.

La mayor parte de las esclusas cuentan con guías para centrar la tubería. El recorte del cuerpo de la esclusa se adapta casi perfectamente a la circunferencia de la tubería. Mientras que puede cerrarse alrededor de una tubería, que presente una pequeña conicidad, no se cerrará alrededor de una unión de tubería sin dañarla o dañar la cara de cierre de la esclusa. Debe tenerse mucho cuidado al cerrar la esclusa que se encuentra cerca de una unión, en especial con barras de sondeo de aluminio, ya que éstas tienen un recalque de mayor tamaño y longitud que las de acero.

1.2.6.6.2 Esclusas Ciegas (de Cierre Total)

Son un tipo especial de esclusas de tuberías que no presentan el recorte de tubería en el cuerpo de la esclusa. Las esclusas ciegas tienen elementos empaquetadores de buen tamaño y están diseñadas para cerrar sobre el pozo abierto. Cuando se prueban, debe hacerse a la máxima presión de trabajo.

1.2.6.6.3 Esclusas de Corte

Son otra clase de esclusa de tubería que tienen hojas filosas especiales para cortar tubulares (tubing, barras de sondeo, portamechas, etc.). Dependiendo del tipo de esclusa de corte y del tubular a cortar, deberán utilizarse presiones más elevadas que las reguladas normales y/o “potenciadores” (booster) hidráulicos. Las esclusas de corte tienen tolerancias de cierre pequeñas. En el momento de probar su funcionamiento, no debe cerrarse bruscamente haciendo uso de una presión elevada, sino a través de una presión reducida de aprox. 200 psi. Cuando se prueban las esclusas de corte, el material de la empaquetadura se extruye. Dado que el volumen de la empaquetadura de las esclusas de corte es pequeño, muy pocos ensayos de presión pueden llevarse a cabo y conservar la capacidad de sello.

1.2.6.6.4 Esclusas Ciegas / de Corte

Las esclusas ciegas / de corte combinan las ventajas de las esclusas ciegas o de cierre de pozo abierto con las esclusas de corte. Tienen la ventaja adicional de cortar la tubería para luego sellar la abertura del pozo. Otra condición favorable de las esclusas ciegas / de corte es el espacio que se gana al utilizar un solo juego, en lugar de dos.

1.2.6.6.5 Esclusas de Diámetro Variable

Las esclusas de diámetro variable sellan sobre distintos diámetros de tuberías o vástagos hexagonales. Pueden servir como esclusa primaria para un diámetro de tubería y de reserva o alternativo para otro diámetro distinto. En los pozos con columnas de diámetro combinados y en los que el espacio resulta importante, pueden utilizarse esclusas de diámetro variable. Además, la utilización de un juego de esclusas de diámetro variable en el Preventor evita un viaje de ida y vuelta del conjunto submarino del BOP. Esto se debe a que no es necesario cambiar de esclusas al utilizar columnas de tuberías de tamaños diferentes.

El empaque tiene inserciones reforzadas de acero similares a las del empaquetador del BOP anular. Estas inserciones rotan hacia adentro al cerrar las esclusas; de esta manera, el acero proporciona el soporte necesario para el

caucho que sella la tubería. Las esclusas de diámetro variable son adecuadas para el servicio de H₂S.

Tabla # 1.2

Diámetro de Preventores		Variación del tamaño de la tubería	
(pulgadas)	(milímetros)	(pulgadas)	(milímetros)
7 1/16	179,38	2 7/8 - 2 3/8	73,0 - 60,3
7 1/16	179,38	3 1/2 - 2 3/8	88,9 - 60,3
7 1/16	179,38	4 - 2 7/8	101,6 - 73,0
11	279,40	2 3/8 - 3 1/2	60,3 - 88,9
11	279,40	5 - 2 3/8	127,0 - 60,3
11	279,40	5 - 2 7/8	127,0 - 73,0
13 5/8	346,00	5 - 2 7/8	127,0 - 73,0
13 5/8	346,00	5 1/2 - 3 1/2	139,7 - 88,9
13 5/8	346,00	6 - 3 1/2	152,4 - 88,9
13 5/8	346,00	6 5/8 - 5	168,2 - 127,0
16 3/4	425,40	5 - 2 7/8	127,0 - 60,3
16 3/4	425,40	7 - 3 1/2	177,8 - 88,9
18 3/4	476,20	5 - 2 7/8	127,0 - 73,0
18 3/4	476,20	5 - 3 1/2	127,0 - 88,9
18 3/4	476,20	7 5/8 - 3 1/2	193,6 - 88,9

1.2.6.7 Instalación del Conjunto de BOP

Existen algunas reglas generales de instalación destinadas a mejorar la operación y verificación del conjunto. Al instalar el sistema, verificar cada Preventor para asegurar que la inscripción que aparece en la pieza forjada se encuentre cabeza arriba. Las aberturas de circulación de las esclusas, si hubiera, deben ubicarse en la parte inferior de la esclusa. Se debe tener precaución en el modo de levantar la unidad. Una oscilación inadecuada del sistema podría lastimar a alguien, dañar el equipo y dificultar su correcto apoyo o alineación.

Se deben limpiar las ranuras alojamiento de los aros y/o superficies de empalme con trapos limpios, agua y jabón. Los cepillos y raspadores de alambre pueden rayar las superficies de empalme y alojamientos de aros, efectuando la prueba del conjunto. Deben identificarse los orificios hidráulicos de abertura y cierre y mantenerse limpios. Basura y suciedad en el sistema hidráulico pueden causar la falla en el sistema.

1.2.6.7.1. Bridas y Aros

Los puntos de conexión son siempre el punto débil en sistemas de tuberías o válvulas; el BOP no es la excepción. Las bridas y aros de sello reciben un trato indebido durante el proceso de armado del equipo que puede dar lugar a fallas en pruebas de presión posteriores. Probablemente las fallas principales sean raspones en los anillos, alojamientos y superficies de empalme producidos durante el armado y limpieza en el proceso de instalación. Se debe evitar que la dotación utilice cepillos de alambre o raspadores sobre las superficies de unión y ranuras de alojamiento de aros. Las malas aislaciones afectarán la prueba de presión y provocarán el desarmado del conjunto.

Con frecuencia la dotación no tiene en cuenta la importancia de mantener ajustados las tuercas en las bridas de conexión. La introducción de aros tipo "X" energizados por presión ayuda a mantener las bridas ajustadas, pero nada reemplaza el re-ajustado. La conexión de grampa API no es tan resistente como la conexión de brida API equivalente, ni tiene la misma capacidad de tensión, arqueado o carga combinada. Sin embargo, existen diseños de conexiones de tipo grampa p engrampe que pueden ser iguales o superiores a la conexión de bridas API en carga combinada.

En cualquier equipo, si sólo el conjunto de BOP está amarrado a la base del equipo, pueden actuar fuerzas tremendas contra la brida de cabeza del pozo donde se concentra toda la flexión de la cañería. Se debe amarrar también el casing conductor contra el equipo siempre que sea posible.

1.2.6.7.2. Centrado del conjunto de BOP

Centrar el BOP no es tarea sencilla. El movimiento, asentamiento o inclinación del equipo puede descentrar al BOP. El efecto no repercute de inmediato porque las esclusas y Preventor anular cierran y pueden ensayarse. Sin embargo, el daño a largo plazo puede ser severo. Puede derivar en un desgaste excéntrico del conjunto, producido por el roce del trepano, de herramientas en el diámetro del conjunto, esclusas y caras del empaque anular. Puede ocurrir también un desgaste del casing y de la cabeza del pozo. Un daño menor puede no afectar el aislamiento durante una prueba, pero siempre existe la posibilidad de daños mayores y de que la válvula no cierre durante una surgencia. Además, la reparación del conjunto implica un trabajo prolongado y costoso. En general, el empleo de anillos o bujes de desgaste minimiza el daño interno.

1.2.6.7.3. Conexiones de Estrangulador y Líneas de Ahogo

Las conexiones de alta presión dentro del conjunto de BOP son un punto débil que debe verificarse y volver a revisarse. Los problemas más comunes incluyen el uso de nipples demasiados livianos, aros de sello sucios, superficies de empalme dañadas, tuercas flojas y nipples o tuberías largas mal soportadas.

Otro inconveniente es el uso de mangueras de baja presión cuando no hay suficiente lugar disponible para cañerías de acero. Esta situación es doblemente perjudicial, por cuanto el exceso de curvas en la tubería o el uso de curvas en situaciones de alta presión no es una práctica recomendable. Esto resulta especialmente riesgoso cuando la línea involucrada es la del estrangulador.

1.2.6.7.4. Líneas de Llenado

Debe incluirse una línea de llenado por sobre la válvula superior del conjunto de BOP. El objetivo de esta línea, como su nombre lo indica, será llenar el pozo durante las carreras, y períodos sin circulación. Si bien el mantenimiento de esta línea es ligero, si se deja fluido en ella, puede producirse un tapón o dañarse la línea por efecto de fluidos corrosivos.

1.2.6.8 Unidades Acumuladoras de Presión

Las unidades más antiguas de BOP utilizan un sistema manual del tipo de cierre a tornillo. Hoy en día, en algunos equipos pequeños, se siguen utilizando sistemas de cierre manuales. Al producirse una surgencia es esencial cerrar el pozo lo más rápido posible para evitar una surgencia mayor. En general, los sistemas manuales son más lentos que las unidades hidráulicas y pueden permitir mayores volúmenes de entrada de fluidos al pozo.

Los sistemas de acumuladores hidráulicos son las primeras unidades de cierre en dar buenos resultados. El acumulador hidráulico está representado en la figura 1.48.

La finalidad del acumulador es proveer una forma rápida, confiable y práctica de cerrar los BOP en caso de surgencia. Dada la importancia del factor de confiabilidad, los sistemas de cierre poseen bombas extra y volumen en exceso de fluido, al igual que sistemas alternativos o de reserva.

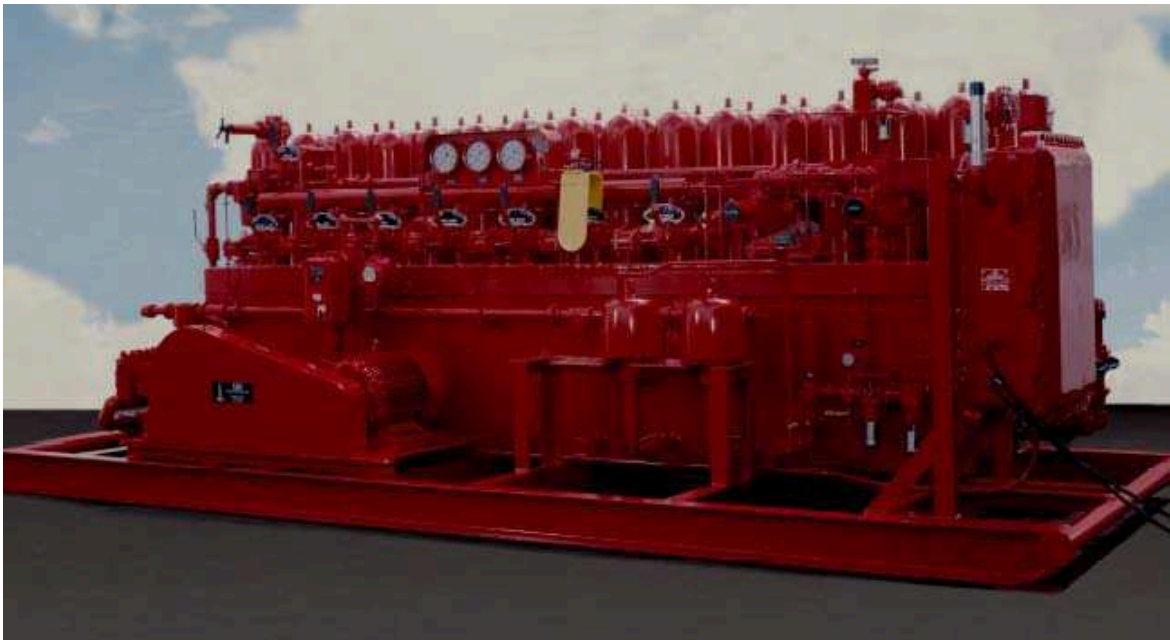


Fig. # 1.48 Unidad Acumuladora de Presión

1.2.6.9 Manifold de Ahogo

El manifold de ahogo sirve para facilitar la circulación desde el conjunto del BOP bajo una presión controlada. Las distintas entradas y salidas proporcionan rutas alternativas para poder cambiar los estranguladores o reparar las válvulas.

En la figura # 1.49 tenemos la descripción:

- ① Estrangulador a control remoto(Choke hidráulico)
- ② Línea al separador de lodo /gas y /o pileta
- ③ Estrangulador ajustable (Válvula de aguja)
- ④ Línea a las piletas
- ⑤ Línea de purga
- ⑥ Línea a la pileta
- ⑦ Línea al separador de lodo /gas y /o pileta
- ⑧ Estrangulador a control remoto(Choke hidráulico)
- ⑨ Válvula a control remoto
- ⑩ Secuencia opcional
- ⑪ Salida del conjunto de BOP
- ⑫ Línea del estrangulador

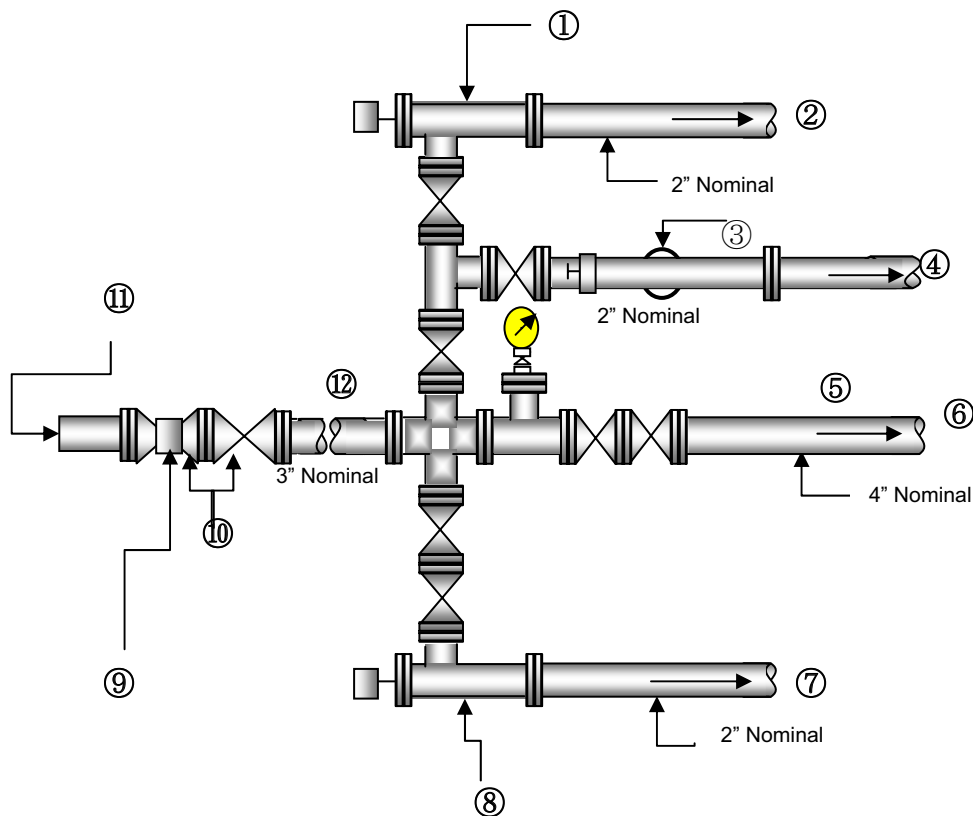


Fig. # 1.49 Manifold de Ahogo

El boletín API RP 53 3.A.3 incluye una descripción del manifold de ahogo y provee recomendaciones para el diseño e instalación. Estas recomendaciones establecen presencia de:

1. Un equipamiento de múltiples entradas y salidas sujeto a la presión del pozo y/o de bombeo (por lo general, corriente arriba de los estranguladores e incluyéndolos) debe contar con una presión de trabajo por lo menos igual a la presión de trabajo nominal de los BOP que se estén utilizando. Una vez instalado, el equipamiento debe probarse para verificar que las presiones sean iguales a la presión nominal del conjunto de BOP en uso.
2. Los componentes deben seguir las especificaciones aplicables API para soportar la presión, temperatura, abrasión y corrosión de los fluidos de la formación y de perforación previstos.
3. Para presiones de trabajo de 3.000 psi (206,8 bar) o superiores, se deben utilizar conexiones a bridas, soldadas o tipo grampa (clamp) para los componentes sujetos a la presión del pozo.
4. El estrangulador múltiple debe colocarse en un lugar de fácil acceso, preferentemente fuera de la subestructura del equipo.
5. La línea al estrangulador (que conecta el conjunto del BOP al estrangulador múltiple) y las líneas corriente abajo del estrangulador deben:
 - A) Ser lo más rectas posibles; si fueran necesarias curvas, deberán diseñarse y protegerse adecuadamente.
 - B) Estar perfectamente ancladas para impedir movimientos bruscos o vibraciones.
 - C) Tener un orificio del tamaño necesario para evitar erosión excesiva o fricción del fluido:

- 1) El tamaño mínimo recomendado para las líneas del estrangulador es de 3 pulgadas (76,2 mm) de diámetro nominal (para instalaciones Clase 2.000 psi (137,9 bar), se consideran aceptables los diámetros nominales de 2 pulgadas (50,8 mm)).
 - 2) El tamaño mínimo recomendado para las líneas de ventilación corriente debajo de los estranguladores es de 2 pulgadas (50,8 mm) de diámetro nominal.
 - 3) En el caso de operaciones de volúmenes elevados y de perforaciones con aire o gas, se recomiendan líneas de diámetro nominales de 4 pulgadas (101,6 mm) o superiores.
6. Se deben suministrar derivaciones alternativas para el flujo y hacia el quemador corriente abajo de la línea del estrangulador para poder aislar las partes erosionadas, taponadas o defectuosas y poder repararlas sin interrumpir el control del flujo.
 7. Deben tomarse en cuenta las propiedades a bajas temperaturas de los materiales utilizados en las instalaciones que quedaran expuestas a temperaturas excesivamente bajas.
 8. La línea de purga (la línea de venteo que permite obviar el paso por las válvulas estranguladoras debe tener al menos el mismo diámetro que la línea al estrangulador). Esta línea permite la circulación en el pozo con los preventores cerrados mientras se mantiene un mínimo de contrapresión. Además, permite la purga de un gran volumen de los fluidos del pozo para aliviar la presión en el casing estando los preventores cerrados.
 9. Aunque no aparece en las ilustraciones típicas de un equipo, a veces se instala un colector corriente debajo de los estranguladores con el fin de derivar juntas a las líneas de salida. Al utilizar un colector debe tomarse la precaución de poder aislar el elemento que falla o este en malas condiciones sin interrumpir el control del flujo.

10. Deben instalarse manómetros adecuados para soportar el problema de fluidos abrasivos, y lograr que las presiones en el tubing o la tubería de perforación puedan monitorearse con precisión y leerse con facilidad en el lugar donde se llevan a cabo las operaciones para el control de pozo.
11. Todas las válvulas del estrangulador múltiple que puedan verse afectadas por la erosión proveniente del control de pozo deben ser de paso pleno y diseñadas para la operación con elevadas presiones y servicio con fluidos abrasivos. Se recomienda colocar dos válvulas de paso pleno entre el conjunto de BOP y la línea al estrangulador en instalaciones con presiones nominales de 3.000 psi (206,8 bar) o superiores.
12. Se recomienda lo siguiente para instalaciones con presiones de trabajo nominales de 5.000 psi (344,7 bar) o superiores:
 - A) Algunas de las válvulas del punto 11 deben funcionar a control remoto.
 - B) Debe instalarse un par de válvulas inmediatamente corriente arriba de cada estrangulador.
 - C) Debe instalarse por lo menos un estrangulador a control remoto. Si se quiere utilizar el estrangulador durante un tiempo prolongado, deberá instalarse otra válvula de características similares.
13. Todos los estranguladores, válvulas y tuberías deben ser para servicio de H₂S.

1.2.6.9.1. Estranguladores

El estrangulador (Choke) es un elemento que controla el caudal de los fluidos. Al restringir el paso del fluido con un orificio, se genera una contrapresión o fricción extra en el sistema, lo que permite un método de control del caudal de flujo y de la presión del pozo.

Los estranguladores utilizados para el control del pozo “estranguladores de lodo” tienen un diseño algo diferente de los de producción de gas y petróleo. Por lo

general, el estrangulador de producción no es adecuado. Esto se debe a que no está diseñado para soportar el flujo del fluido abrasivo que sale a la superficie durante una surgencia del pozo. Mientras que para algunos controles del pozo se utilizan estranguladores ajustables convencionales (manuales) (válvula de aguja manual), en la mayoría de los controles de presión se utilizan estranguladores ajustables a control remoto.

1. Estrangulador Fijo (Porta orificio)

Los estranguladores fijos normalmente tienen un alojamiento porta orificio en su interior para permitir la instalación o cambio de orificios calibrados.

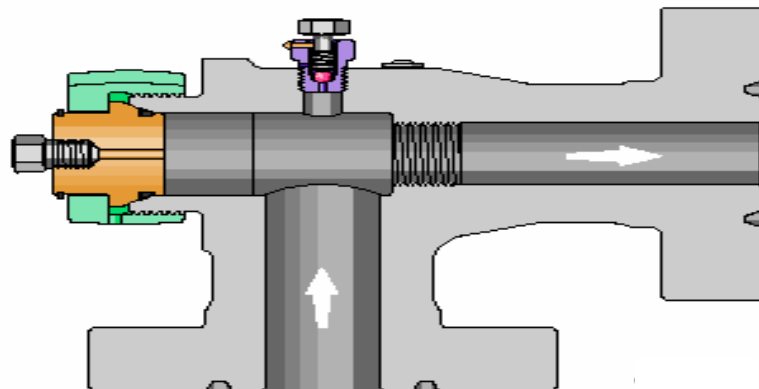


Fig. # 1.50 Estrangulador Fijo

2. Estrangulador Ajustable

Los estranguladores ajustables pueden ser de accionamiento manual o remoto para variar el tamaño del orificio o pasaje.

a) Estrangulador Ajustable Manualmente (Válvula de Aguja)

El tipo básico de estrangulador es el manual ajustable. Posee un vástago (aguja) y asiento cónicos. A medida que el vástago se acerca al asiento, disminuye el espacio anular y se restringe el paso del fluido. Esto produce una mayor “contrapresión” en el pozo.

Este tipo de estrangulador es con frecuencia una parte del equipo de control del pozo que no se toma en cuenta. Sirve como estrangulador de soporte, y a menudo como estrangulador principal para muchas operaciones. Se debe proceder a la verificación de su funcionamiento o correcta lubricación en forma periódica conforme a la reglamentación en vigencia.

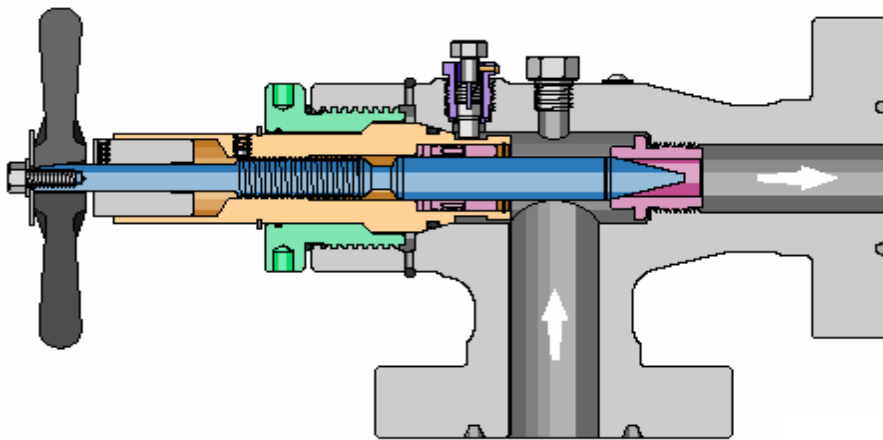


Fig. # 1.51 Estrangulador Ajustable Manualmente

b) Estrangulador Ajustable a Control Remoto (Choke Hidráulico)

Los estranguladores ajustables a control remoto son los preferidos en operaciones de perforación y en trabajos con presión. Tienen la ventaja de permitir monitorear presiones, emboladas, y controlar la posición relativa de apertura del estrangulador desde la consola.

Este tipo de estrangulador se presenta por lo general en modelos de 5.000 a 15.000 psi, adecuados para servicio con H₂S. Utilizan un vástago que se mueve hacia dentro y hacia fuera de una compuerta de estrangulamiento cónica. La abertura plena cuando el vástago está totalmente fuera de la compuerta, es normalmente de 2 pulgadas. El mecanismo de apertura consiste en un cilindro de doble acción operado por presión hidráulica desde la consola del estrangulador.

Existen estranguladores que se presenta por lo general en modelos de 10.000 a 15.000 psi. El estrangulador de 10.000 psi puede ser para servicio normal o para H₂S. Este tipo de estranguladores utiliza dos placas de carburo de tungsteno solapadas, cada una con una abertura de media luna que rotan dentro y fuera de línea. La apertura total cuando las dos media lunas están en línea producen una abertura levemente inferior al área de apertura del pasaje de 2 pulgadas que se tiene con los estranguladores de orificio ajustable. El estrangulador se puede cerrar y sellar en forma ajustada para actuar como válvula. El mecanismo de operación es un conjunto de cilindros de doble acción que ponen en funcionamiento un piñón y cremallera que giran la placa superior del estrangulador. La presión hidráulica se provee desde el panel del estrangulador.

Ambos estranguladores tienen paneles de operación que incluyen: posición del estrangulador, contadores de emboladas, manómetros de presión de sondeo y casing, válvula de posición y una bomba para la operación hidráulica.

Los dos tipos de estranguladores son aptos para operaciones de ahogo del pozo. Las limitaciones básicas aplicables a ambos son que el estrangulador no es de utilización frecuente, por lo que tiende a engranarse, perder presión el manómetro y tener los contadores de bomba desconectados. Todos estos inconvenientes pueden solucionarse utilizando el estrangulador y verificando la operación del panel, al menos una vez por semana.

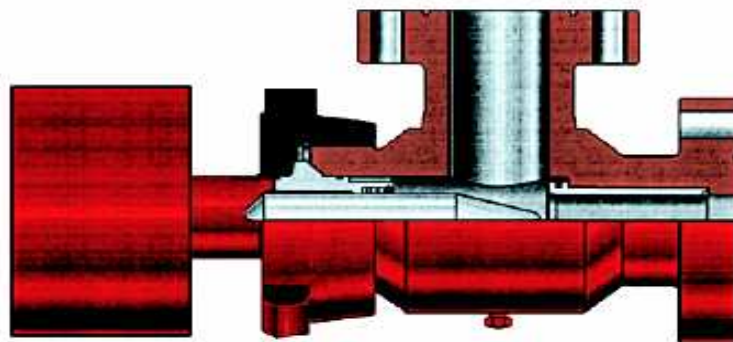


Fig. # 1.52 Estrangulador Ajustable a Control Remoto

1.2.6.10 Manómetros de Presión

Los manómetros que se utilizan para medir la presión de bombeo o circulación incluyen manómetros para presión de la cañería vertical de bombeo (standpipe), que por lo general se montan sobre la cañería a nivel del piso del equipo de perforación, aunque también se pueden instalar en una posición que facilite la lectura al perforador. Los manómetros de presión de sondeo o de tubing se montan por lo general en la consola del perforador y en el panel del control remoto del estrangulador.

1.2.6.11 Válvulas de seguridad y flotadoras

Un medio para cerrar la tubería de sondeo en una parte básica del equipamiento de control del pozo. El equipamiento para cerrar el tubing o barra de sondeo incluye válvulas de seguridad, válvulas flotadoras y BOPs interiores. Todo este equipamiento es operado por el personal de la boca del pozo. Es fundamental que tanto el perforador como el jefe del equipo se aseguren que el personal comprende las reglas básicas para la operación y mantenimiento de este equipo.

1.2.6.11.1 Válvula superior del vástago (Kelly)

La válvula superior del vástago es una parte común y reconocida de la parte superior del vástago. La figura muestra una válvula superior de vástago OMSCO que es del tipo de válvula unidireccional. Otras, son simples válvulas de tipo esférico, charnela, o tapón. El objetivo principal de la válvula superior del vástago es proteger el manguerote del vástago, la cabeza de inyección y el equipamiento de superficie de la alta presión del pozo. Generalmente se prueba a presión esta válvula cuando ensaya la columna de BOP. El mantenimiento requerido para la válvula del tapón superior es mínimo.

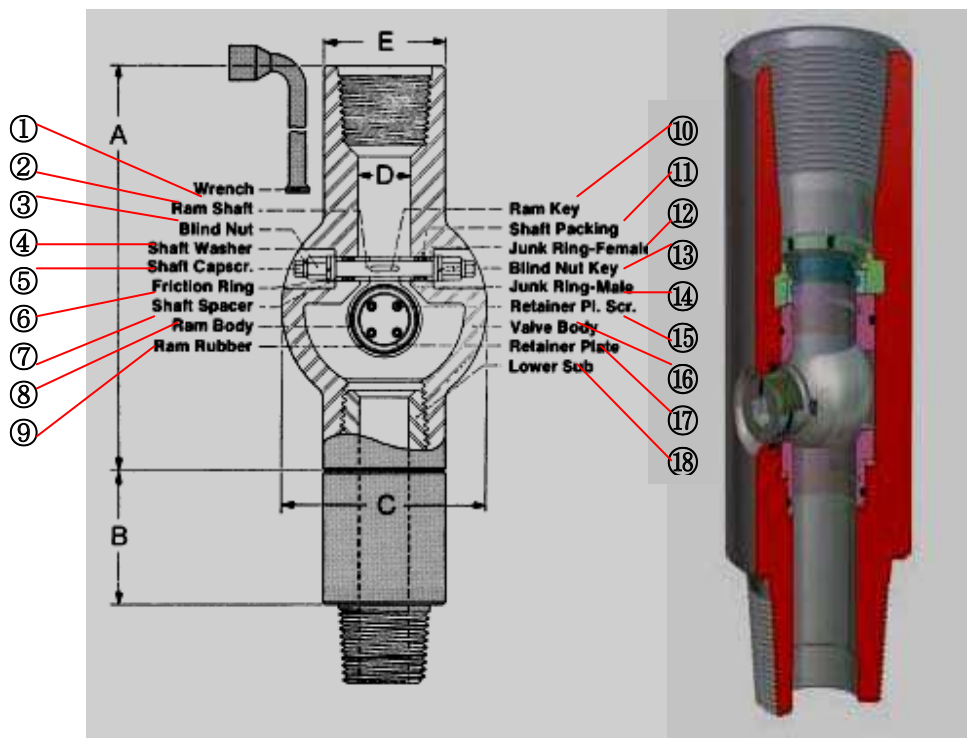


Fig. # 1.53 Válvula Superior del Vástago (Kelly)

1.2.6.11.2 Válvula inferior del vástago (Kelly)

La válvula inferior del vástago es una válvula de apertura plena que se utiliza como reserva de la válvula superior. Permite la remoción del vástago cuando la presión está en la tubería. En muchos equipos es muy común utilizar la válvula inferior como válvula economizadora de fluido o "lodo". El uso continuo de la válvula inferior tiene varias ventajas. La válvula se opera en cada conexión de modo de mantenerla libre y en buenas condiciones de funcionamiento. El personal aprende como operar la válvula y la llave está siempre disponible. Pero, como contraparte, algunos equipos han registrado engranamiento de las roscas de la válvula por el uso continuo. Esto puede ser eliminado con el uso de una unión sustituta.

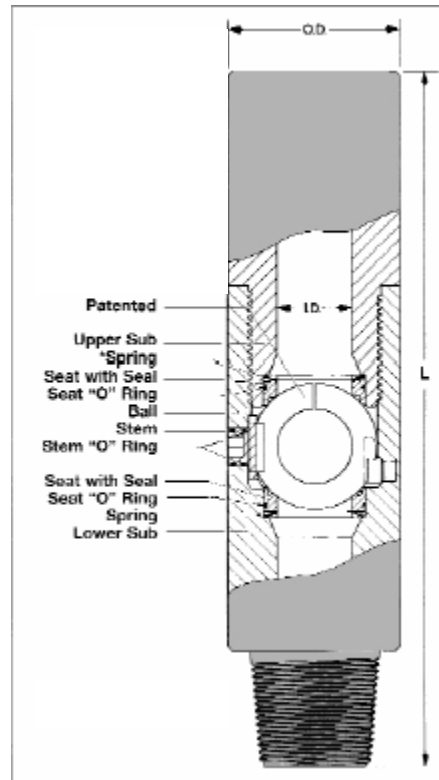


Fig. # 1.54 Válvula inferior del Vástago (Kelly)

1.2.6.11.3 Válvulas de seguridad/válvulas guía

Además de las válvulas en el vástago, es necesario mantener en el equipo otra válvula de seguridad de apertura plena. Si ocurriera una surgencia durante la bajada, esta válvula deberá instalarse de inmediato. Esto significa que deberá estar a mano, en un lugar de fácil alcance, en posición abierto y la llave para cerrarla deberá estar en un lugar visible y de fácil acceso para el personal. Si se utiliza una columna de diámetro variable, o se está corriendo casing, debe contarse con un adaptador de la válvula guía existente, o con otra válvula guía de rosca adecuada.

La válvula de seguridad o guía (stabbing), comúnmente denominada válvula “TIW”, es una válvula de apertura plena tipo esférica o tapón. Debe ser lo suficientemente liviana como para ser manipulada por el personal o, por el contrario, indicarse los procedimientos para levantarla por un guinche neumático o un sistema de contrapeso. La válvula podrá acoplarse a un dispositivo removible de dos o tres brazos y con un buen balanceo para facilitar su manejo.

La válvula guía requiere mantenimiento mínimo. No obstante, al igual que los estranguladores, no se usan a menudo, por lo cual deberán operarse por lo menos una vez por semana para evitar su engranamiento. La utilización de reducciones adaptadoras de rosca (para facilitar el uso de la válvula con tuberías de diferente diámetro) puede hacer que la válvula resulte muy pesada, de fácil manejo o enrosque. Debe aclararse asimismo que algunas reducciones adaptadoras son de diámetro interno pequeño y no permiten el paso de herramientas de cable de Perfilaje.

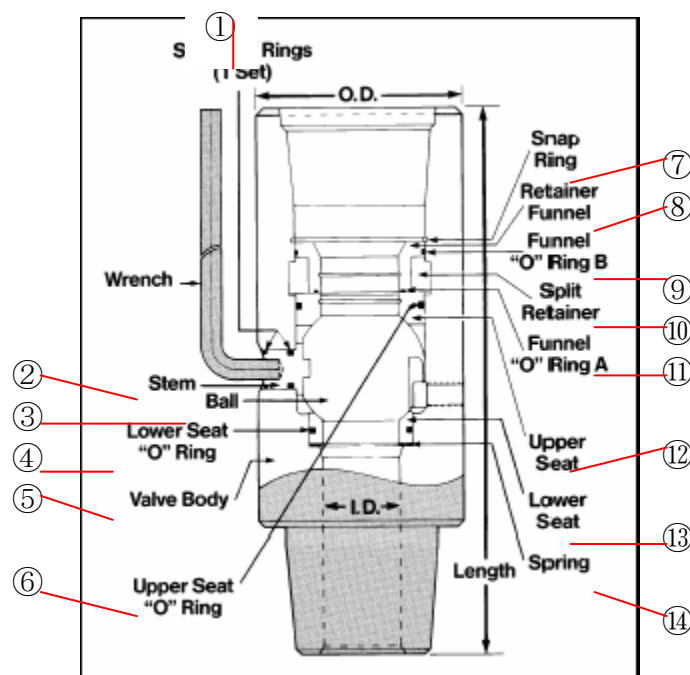


Fig. # 1.55 Válvulas de seguridad/válvulas guía

1.2.6.11.4 Bop interior

El BOP interior, algunas veces denominado "**válvula Gray**" de contrapresión, o válvula de retención, es una válvula unidireccional a resorte que puede ajustarse en posición abierta mediante un vástago roscado. Se utiliza para bajar en el pozo bajo presión. El BOP interno permite la circulación del pozo, evitando que la presión o el fluido reverseen por el interior de la columna. Es una herramienta simple y confiable; no obstante, al no ser de pasaje pleno, el diámetro interno del conjunto está restringido. Por su diseño, las herramientas de cable no pueden

Correrse a través del BOP interno, por lo que existe una reticencia en el uso de esta válvula, salvo que sea absolutamente necesario.

El BOP interior no debe utilizarse para enroscar a un tubing o barra de sondeo en una surgencia, a pesar de la conocida expresión “BOP de interior de sondeo”. De ser necesario, puede instalarse después que se ha detenido el fluido con una válvula de seguridad. Se debe contar con una válvula de seguridad en posición abierta en el piso del equipo.

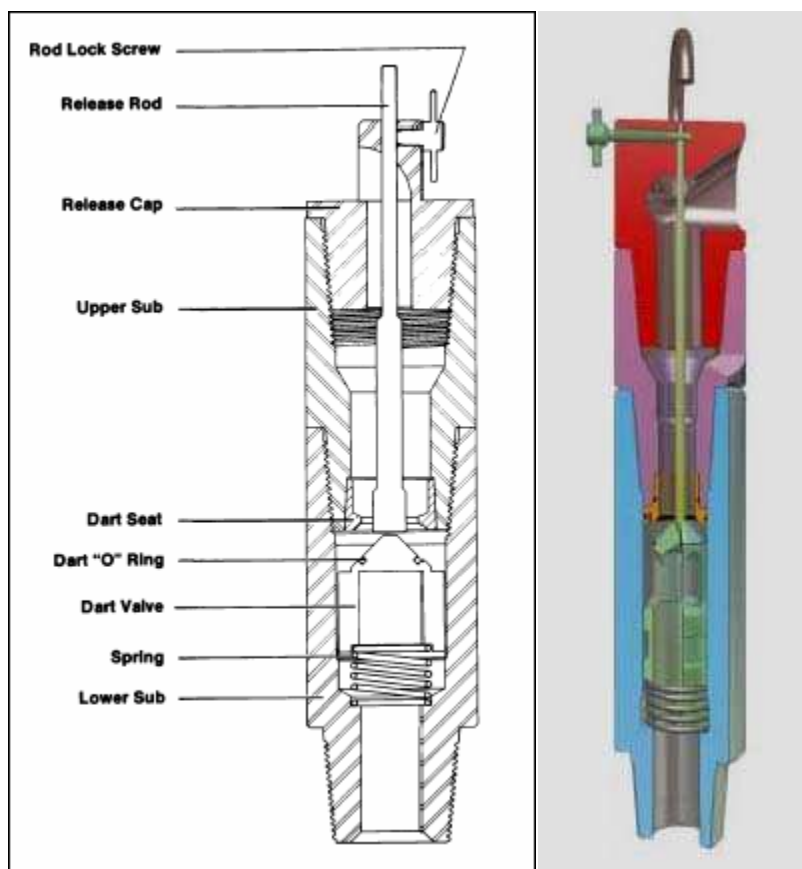


Fig. # 1.56 BOP interior

1.2.6.11.5 Válvulas de contrapresión

Varios tipos de dispositivos pueden clasificarse como “válvulas de contrapresión”, o BPV. Los flotadores, BOPs internos, válvulas de contrapresión, y válvulas de retención, son todos instrumentos que operan de manera similar para evitar que el flujo y la presión suban por dentro de la columna. Estas válvulas son necesarias

en muchas actividades como bajada / sacada de tubería bajo presión y trabajos con presión.

La válvula de flotación estándar, ubicada justo encima del trepano, sirve para proteger el conjunto del fluido de retorno o de reventones internos. Los tipos más comunes de flotadores son el pistón a resorte (émbolo buzo) o los de tipo charnela, y dardo. Los émbolos buzos son muy confiables aunque no tienen apertura plena. Ambos tipos de flotadores vienen en modelos con traba de apertura para correrse en el pozo en posición abierta. Al circular, el fluido hacia debajo de la columna libera la traba y vuelve la válvula a su modo unidireccional (ver figura 24).



Charnela

Pistón a Resorte

Dardo

Fig.- # 1.57 Válvulas de Contrapresión

1.3 PERSONAL DEL TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO

Para realizar las operaciones de reparación o reacondicionamiento de pozos se necesitan de cuadrillas con personal altamente calificado. En otros lugares donde hay continuos y variados trabajos de reacondicionamiento, una cuadrilla efectúa muchas de las funciones que una cuadrilla de perforación, aunque en

unidades más pequeñas pero que pueden tener la capacidad de un taladro de perforación.

El personal de campo, constituido por conjunto de ingenieros de petróleo, técnicos y obreros, estos últimos son los que ejecutan el programa de reparación o reacondicionamiento y representan el personal base del taladro; siendo los otros, elementos de apoyo y de supervisión de las operaciones, recayendo la mayor responsabilidad en el Jefe de pozo, quien debe responder por el personal y el campamento, además de la ejecución del programa de reparación o reacondicionamiento.

A continuación nos referiremos al personal de campo para tratar de establecer funciones y responsabilidades para cada uno de ellos.

- Jefe de Pozo
- Asistente de Jefe de Pozo
- Jefe de Sección Electro-Mecánica
- Supervisor
- Mecánico
- Electricista
- Soldador
- Maquinista
- Encuellador
- Cuñero
- Auxiliar de Servicios
- Radio Operador
- Chofer

CAPITULO II

2 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LAS HERRAMIENTAS DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

En la presente investigación presentaremos las diferentes herramientas utilizadas en pruebas de producción, completación y reacondicionamiento que normalmente se las utiliza en pozos de los campos petroleros del Oriente Ecuatoriano, específicamente de Petroproducción. Para cada herramienta analizada presentaremos su aplicación, características principales, diámetros internos y externos, longitudes y en lo posible caracterizaremos una herramienta para las diferentes empresas que lo ofertan.

2.1 HERRAMIENTAS GENERALES DE COMPLETACIÓN

2.1.1 CABEZAL DEL POZO (ÁRBOL DE NAVIDAD)

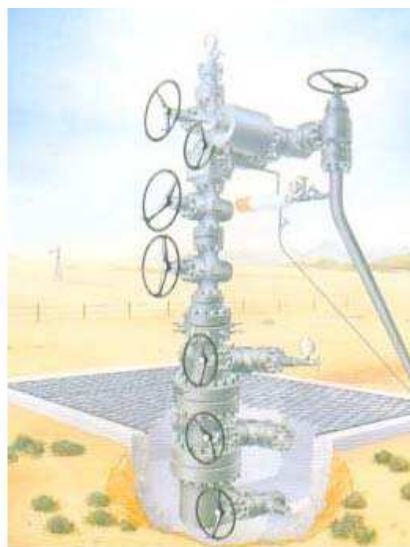


Fig # 2.1 Árbol de Navidad

Es el primer equipo que se encuentra en un pozo. El árbol de producción está formado por una serie de válvulas, bridas, cuerpo estrangulador y conectores que

permiten el flujo controlado por los fluidos producidos y fluidos inyectados al pozo. Hay diferentes tipos de árboles de navidad, de acuerdo al tipo de completación

2.1.1.1 Componentes principales

Los componentes principales de un árbol de producción son los siguientes:

- Manómetro.- Los manómetros permiten vigilar las presiones del pozo. Con estos manómetros se vigilan la presión del tubing y del anular.
- Válvula de corona (válvula de descompresión), usada para cerrar la presión y permitir el acceso al pozo de las unidades de línea de cable, tubería flexible, workover, etc que se van a instalar.
- T de flujo (cruz T).- El T de flujo se usan para que se puedan correr las herramientas del pozo al mismo tiempo que permite que la producción llegue a la línea de flujo (no con equipos de cable)
- Válvula lateral. Para la mayoría de las operaciones de rutina se usa una válvula lateral para cerrar el pozo. Estas son las más fáciles de reemplazar en caso de que las válvulas se dañen o se desconecta.
- Estrangulador.- Controla la cantidad de flujo que sale del pozo.
- Válvulas maestras.- Son válvulas de cierre principales, están abiertas durante la mayor parte de la vida productiva del pozo y se usa lo menos posible especialmente las válvulas maestras inferiores.
- Colgador de tubería.- El colgador de tubería se suspende o soporta la sarta de tubería, sella el espacio anular y permite que el flujo vaya al árbol de producción.
- Válvula de la tubería de revestimiento.- Esta válvula da acceso al espacio anular entre la tubería de producción y el Colgador de la tubería de revestimiento.- Es un arreglo de cuña y sello que suspende y sella la tubería de revestimiento de la cabeza de la tubería de revestimiento.

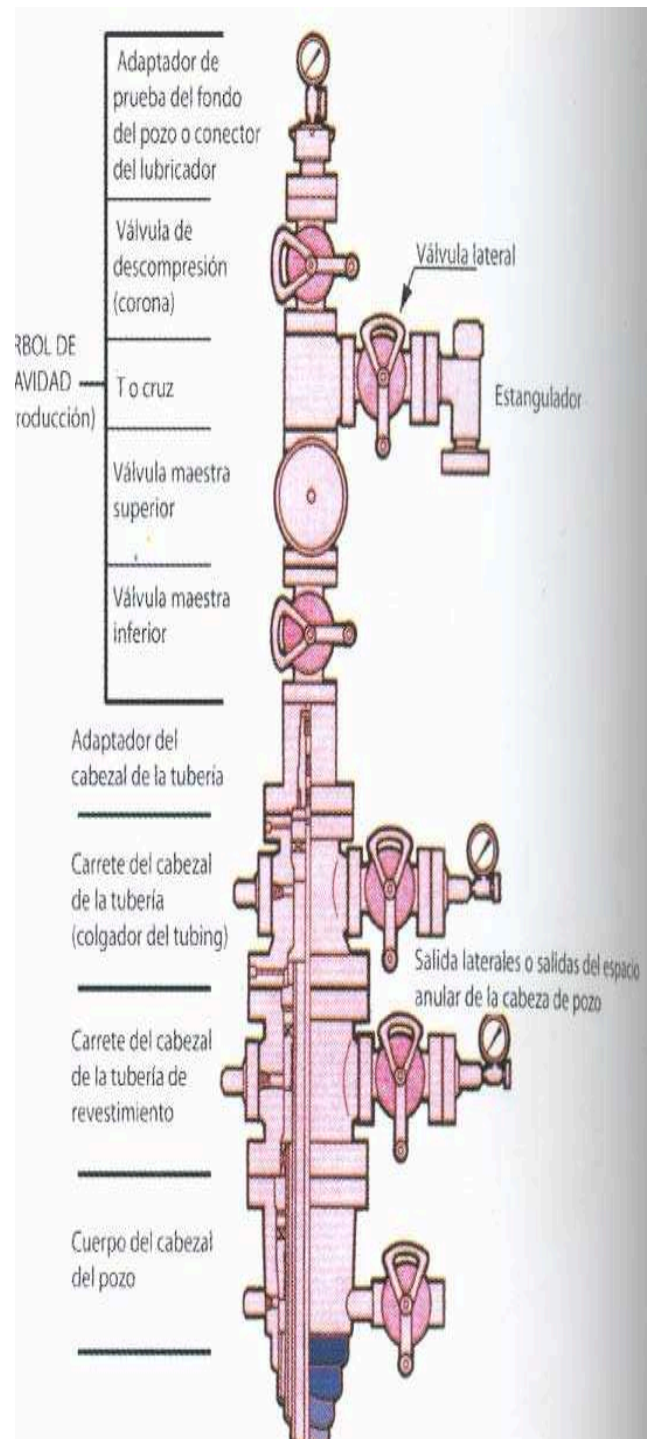
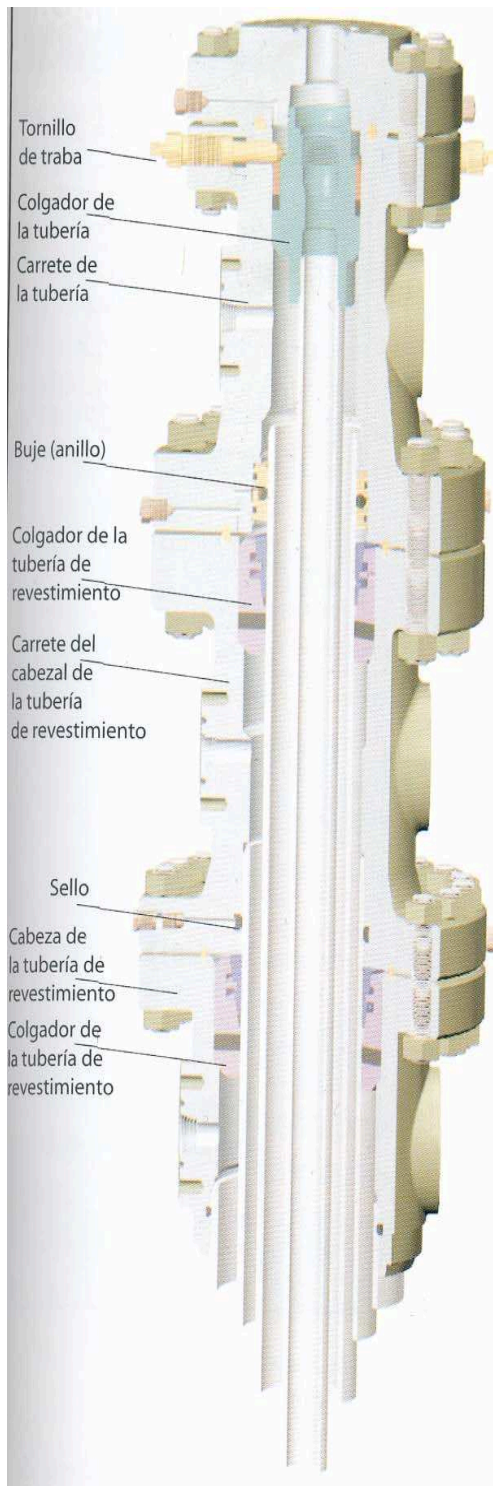


Fig. # 2.2 Componentes Principales del Árbol de Navidad

2.1.2 TUBERÍAS

Una tubería es una herramienta en forma de cilindro hueco compuesto de acero el mismo que tiene un, diámetro interno y diámetro externo constante en toda su longitud que se llaman nominales; también tienen una longitud definida. Las tuberías se clasifican de acuerdo a la función de operación que deben cumplir como:



Fig. # 2.3 Tubería

2.1.2.1 Drill Pipe

Son tuberías que se utilizan en perforación

2.1.2.2 Tubería pesada (heavy weight)

Este tipo de tuberías se compone de grandes dimensiones geométricas, en cuanto a su espesor se utilizan como un auxiliar entre la tubería de perforación y los lastrabarreras y con esto se evita la fatiga de los tubos durante la perforación.

2.1.2.3 Tubería de Revestimiento

Reviste el hueco hasta el fondo, soportando las paredes del pozo para evitar derrumbes de las arenas no consolidadas (lutitas y arcillas). En la tubería de revestimiento es necesario la cementación, para evitar la comunicación de fluidos y de gas entre las arenas, o la inundación de agua entre las diferentes zonas.

Hay casing de diferente diámetro, y en nuestro medio, los de revestimiento superficial tienen diámetros de 10-3/4, ó 9-5/8.

El casing va colgado en el cabezal y debe soportar la salinidad del agua, resistir la corrosión y contacto con elementos químicos; debe ser liso por fuera para que no

exista problemas en la bajada del casing con las paredes exteriores del pozo, y liso en parte interna, para que en el momento de bajar la completación no problemas tenga problemas.

2.1.2.4 Tubería de Producción

Su función principal es llevar el petróleo crudo a superficie por su cavidad o por el anular que forma con el casing; también se utiliza para circular fluidos para labores de completación.

Esta tubería se cuelga del cabezal, por medio de un colgador llamado tubing hanger en forma concéntrica dentro del casing.

2.1.2.5 Lastrabarrenas (Drill Collar)

Son tuberías que se utilizan para auxiliar a la tubería de perforación.

2.1.2.6 Especificaciones de las tuberías

2.1.2.6.1 Conexiones o juntas

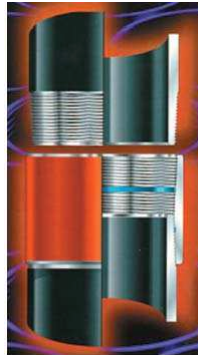
Una junta o conexión está constituida por dos ó tres elementos principales que son:

- **Piñón.-** El miembro roscado exteriormente de la tubería. Los piñones pueden ser del mismo espesor del cuerpo del tubo (Non Upset), o de mayor espesor (Upset).
- **Caja.-** El miembro roscado internamente es llamado caja o cople. Un cople funciona uniendo dos piñones, el mismo que es un pequeño tramo de tubería con diámetro ligeramente mayor pero roscado internamente desde cada extremo.

Existen dos clases de juntas de acuerdo con la forma de unión con la tubería.

a) Juntas acopladas

Son las que se integra un tercer elemento llamado cople, el mismo que es un pequeño tramo de tubería ligeramente mayor y roscado internamente, el cual une los dos tramos de tuberías roscadas externamente.



Junta acoplada

Fig. # 2.4 Junta Acoplada**b) Juntas Integrales**

Son las que se unen en un extremo de la tubería roscada exteriormente como piñón, y conectando en el otro extremo de la tubería con un roscado interno llamado caja.



Junta integral

Fig. # 2.5 Junta Integral

2.1.2.6.2 Tipos de roscas

Tenemos diferentes tipos de roscas que siguen las normas API.

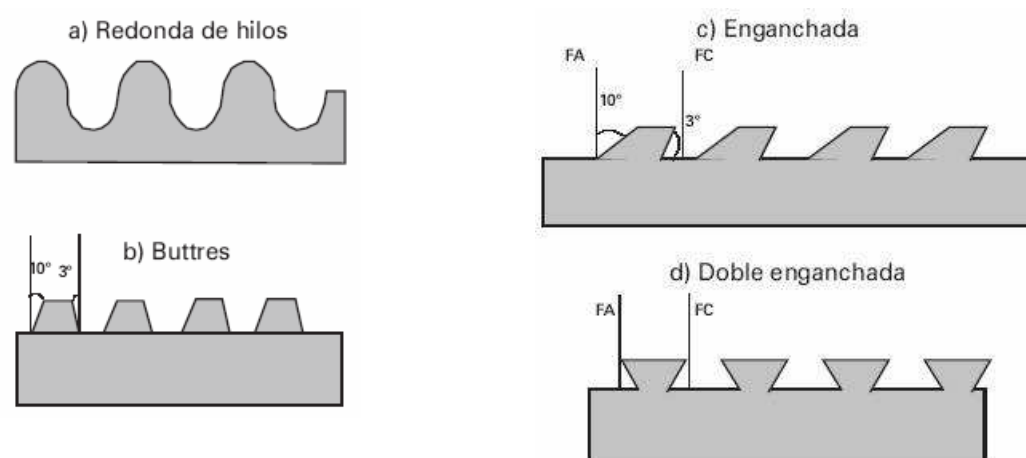


Fig. # 2.6 Tipos de roscas

2.1.3 PACKERS

Las empacaduras son herramientas que van acopladas en el tubing de producción y sirven de tapón del espacio anular producido por el casing y el tubing, mediante unos cauchos de expansión; además al asentarse tienen unas cuñas, las mismas que sirven para sujetar en el casing.

Clasificación de las empacaduras	}	➤ Packers Permanentes
		➤ Packers Recuperables
		• Packers Hidraulicos
		• Packers Mecanicos

2.1.3.1 Empacaduras permanentes

Están diseñadas para que al ser asentadas ya no pueden ser removidas; sin embargo son de material perforable para que en caso de ser necesario se las remueva del pozo.

- **Forma de asentamiento.-** En forma mecánica con la sarta de producción y dispositivos especiales (setting tool). Posteriormente se desenrosca la tubería de producción de este packer, para permitir sacar la sarta. También se asienta con cable eléctrico.
- **Forma de liberación.-** Se lo realiza perforando la empackadura.

A continuación se presenta una figura de una empackadura permanente de Weatherford



Fig. # 2.7 Empackadura Arrowdrill tipo B de Weatherford

Las especificaciones de esta empackadura esta en la tabla 2.5

2.1.3.2 Empackaduras recuperables

Son aquellas que se pueden recuperar mediante tensión (Hidráulicas) y mediante rotación y tensión (Mecánicas). Son utilizadas normalmente en completaciones definitivas de producción.

2.1.3.2.1 Empacaduras recuperables Hidráulicas

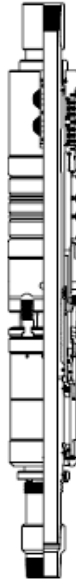


Fig # 2.8 Empacadura FH – Baker

Las empacaduras hidráulicas mas comunes utilizadas en el Ecuador se especifican a continuación:

Baker:	FH	FHL
Weatherford:	PFH	PFHL

Especificaciones para la Empacadura FH - Baker

- **Forma de asentamiento.-** Se asienta mediante presión hidráulica mayor a 1500 psi.
- **Forma de liberación.-** Mediante tensión de 30000 lbs; también existen anillos de ruptura entre 20000 lbs y 50000 lbs. Una forma alternativa de liberación es mediante rotación a la derecha y tensión de 50000 lbs.
- **Diámetros disponibles de mandriles.-** 2-3/8, 2-7/8 , 3-1/2

Tabla # 2.1 Especificaciones de la empaadura FH- Baker

Tubería de Revestimiento		Empacadura		DI Preferidos de la Tubería de Revestimiento		DE del Anillo Guía y de Calibración	DE Elemento de Empaque	DE Espaciador del Elemento de Empaque	Límites Absolutos de Viaje de la Cuña y del Pistón		Especificación de la Rosca Caja Arriba x Pin Abajo
DE	Peso T y C (lb)	Tamaño	DI	Min	Max				Min	Max	
4-1/2	9.5-13.5	43A	1.978	3.910	4.090	3.771	3.625	3.771	3.755	4.105	2-3/8 DE EU 8 Rd
5	15-18	43B		4.250	4.408	4.125	3.938	4.125	4.095	4.443	
	11.5-15	43C		4.408	4.560	4.250	4.156	4.250	4.251	4.591	
5-1/2	26		1.995	4.625	4.778	4.500	4.375	4.500	4.514	4.950	
5-1/2	20-23	45A2		4.778	4.950	4.641					
	15.5-20	45A4		4.950	5.190	4.781	4.688	4.781	4.764	5.196	
6	26	45B	1.995	5.191	5.390	5.062	4.938	5.062	5.000	5.631	
	20-23	45C		5.391	5.560	5.156					
15-18	45D	5.561		5.609	5.406	5.250	5.406	5.122	5.791		
6-5/8	34	45E2	5.610	5.791	5.484						
6-5/8	24-28	46A4	2.416	5.791	5.921	5.588	5.375	5.475	5.375	5.923	2-7/8 DE EU 8 Rd
7	38			5.930	5.937	5.656					5.500
6-5/8	24	47A2	2.000 ó 2.416	5.830	5.937	5.656	5.500	5.656	5.562	6.139	
7	38			5.938	6.135	5.812					
7	17-20	47A4	2.000 ó 2.416	6.136	6.276	5.968	5.750	5.968	5.858	6.456	
	32-35	47B2		6.276	6.456	6.078					
	26-29			47B4	6.456	6.578					6.266
	20-26	47C2		6.579	6.797	6.453					6.125
17-20	47C4	6.798	7.025	6.672							
7-5/8	33.7-39	47D2	2.000 ó 2.416	6.579	6.797	6.453	6.500	6.672	7.000	7.312	
	24-29.7			47D4	7.025	7.125					6.812
8-5/8	44-49	49A2	2.000 ó 2.500 ó 3.000	7.511	7.687	7.312	7.000	7.312	7.301	8.214	2-3/8, 2-7/8, ó 3-1/2 DE EU 8 Rd
	32-40	49A4		7.688	7.921	7.531					
	20-28	49B		7.922	8.191	7.781					
9-5/8	47-53	51A2	2.500 ó 3.000	8.343	8.681	8.218	7.938	8.218	8.178*	8.972*	
	40-47	51A4		8.681	8.835	8.437					
	29.3-36	51B		8.836	9.063	8.593					

* Para los tamaños 51A2 ó 51A4 cuando se ensambla con el Pistón No. de Parte H01-86361-00.

** Para los tamaños 51A4 ó 51B cuando se ensambla con el Pistón No. de Parte H01-43292-00.

Las especificaciones de las empaaduras hidráulicas para Weatherford se encuentra en la tabla **2.6 de anexos**

2.1.3.2.2 Empaaduras recuperables Mecánicos

Normalmente son utilizados para completaciones de pruebas de producción y trabajos de Workover; aunque también hay empaaduras de asentamiento mecánico para completaciones definitivas. En nuestra investigación analizaremos las primeras; sin embargo su descripción se lo hará en el numeral 2.2.17, correspondiente a herramientas de pruebas y reacondicionamiento.

2.1.3.3 Empacaduras recuperables de sartas dobles

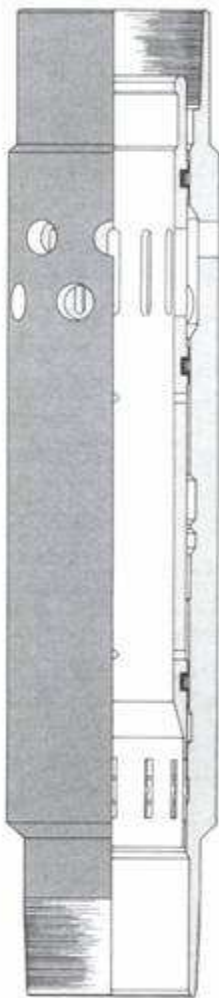
Son utilizadas especialmente en completaciones dobles para tuberías paralelas, y son de asentamiento hidráulico. Su desasentamiento se realiza mediante tensión rompiéndose los pines de forma similar que en los packers hidráulicos de una sola sarta. Las especificaciones de una empacadura de este tipo se encuentra en la tabla 2.7.



Fig. # 2.9 Empacadura Hidráulica Hidrow II AP Weatherford

2.1.4 CAMISA DESLIZABLE (SLIDING SLEEVE)

La función principal de la camisa es establecer una comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, está provista de ranuras las mismas que se pueden abrir y cerrarse de acuerdo a la necesidad, con wire line.



Camisa deslizante



Camisa deslizante selectiva

Fig. # 2.10 Camisas deslizables

2.1.5 CONECTOR SELLANTE ON-OFF (SEALING CONNECTOR) O SEPARADOR DE TUBERÍA (OVERSHOT TUBING SEAL DIVIDER)

Esta herramienta se coloca generalmente sobre la empacadura superior y sirve para desenroscar la tubería sobre la empacadura y de esta manera sacar únicamente la sarta de producción cuando sea necesario, sin necesidad de desasentar las empacaduras.



Fig. # 2.11 ONN-OFF WEATHERFORD

Tabla # 2.2

ESPECIFICACIONES DEL ONN OFF- WEATHERFORD-									
CASING	TUBING	WASHOVER	SEAL	NIPLE	AVAILABILITY			STANDARD	BASE
OD.		SHOE	VF	AND	VR	PROFILES		THREAD	PRODUCT
IN.	IN.	IN.	1.781	1.812	1.875	2.250	2.312	CONNECTIONS	NUMBER
4 - 1/2.	2 - 3/8.	3.750	X	X	X			2 - 3/8 EU 8RD	PNFT 114
5 - 1/2.	2 - 3/8.	4.500	X	X	X			2 - 3/8 EU 8RD	PNT 139
5 - 1/2.	2 - 7/8.	4.500	X	X	X	X		2 - 7/8 EU 8RD	PNFT 140
5 - 1/2.	3 - 1/2.	4.500	X	X	X	X		3 - 1/2 EU 8RD	PNFT 141
7	2 - 7/8.	5.875	X	X	X	X	X	2 7/8 EU 8RD	PNFT 178
7	3 - 1/2.	5.875	X	X	X	X	X	3 - 1/2 EU 8RD	PNFT 179
7 - 5/8.	2 - 7/8.	6.375	X	X	X	X	X	2 - 7/8 EU 8RD	PNFT 194
8 - 5/8.	2 - 7/8.	7.250	X	X	X	X		2 - 7/8 EU 8RD	PNFT 219
9 - 5/8.	2 - 7/8.	8.250	X	X	X	X	X	2 - 7/8 EU 8RD	PNFT 244
9 - 5/8.	3 - 1/2.	8.000	X	X	X	X	X	3 - 1/2 EU 8RD	PNFT 245

2.1.6 LOCALIZADOR (LOCATOR TUBING SEAL ASSEMBLY)

En los sistemas de levantamiento artificial y con el uso de empacaduras permanentes se usa esta herramienta modelo G la misma que se coloca a cualquier profundidad, en nuestro caso, va enroscada a la sarta de producción, y se inserta en la empacadura permanente F1, donde se puede fijar aplicando una presión de 5000 psi, de sobrepeso; como la empacadura permite el paso de herramientas de menor diámetro, entonces debido a la presencia del localizador colocado en la empacadura estas herramientas se pueden asentarse en forma definitiva, de esta manera formando parte del diseño definitivo de la completación.

2.1.7 NO-GO (SEATING NIPPLE)

Es una herramienta de seguridad acoplada al tubing, la cual permite colocar, accionar y constituir sello con los accesorios de control de flujo como son los tapones, standing-valve, etc.

Fig. # 2.12 No-Go. Modelo AF – Baker

Tabla # 2.3



ESPECIFICACIONES DEL NO-GO-BAKER						
Tubing OD	Seal Bore	No-Go OD.	Min ID.	Presión de trabajo PSI.	AF	HF
IN.	IN.	IN.	IN.			
2 - 3/8.	1.718	1.765	0.61	15000		*
	1.781	1.835	0.61	15000		*
	1.875	1.935	0.82	10000	*	
2 - 7/8.	2.125	2.160	0.75	15000		*
	2.188	2.223	0.812	15000		*
	2.313	2.346	1.125	10000	*	
	2.313	2.390	1.125	15000		*
3 1/2.	2.563	2.615	1.280	15000	*	
	2.750	2.803	1.453	10000	*	
	2.813	2.865	1.453	10000	*	
5- 1/2.	4.313	4.390	2.315	10000	*	
	4.563	4.650	2.315	10000	*	
7	5.750	5.840	3.875	10000	*	
	5.950	6.020	3.875	10000	*	
	6.000	6.058	4.115	10000	*	

2.1.8 STANDING VALVE (EQUALIZING CHECK VALVE)

Es una válvula de control de flujo, la misma que se asienta en el No-Go, el cual permite que el flujo fluya en una sola dirección, hacia arriba e impide que fluya en la dirección opuesta, por esta función de esta herramienta se llama también válvula check, la misma que una vez asentada ejerce el sello requerido, de acuerdo a los modelos del No-Go se usan también los modelos del standing valve.

2.1.9 TAPONES (BLANKING PLUGS)

Es una herramienta de control de flujo que se asienta en el NO-Go, se puede asentar y recuperar con cable de acero, esta herramienta no permite el paso del fluido por ninguna dirección, en estas condiciones no se puede bajar junto con el No-Go, pero si se puede soltar desde superficie, de acuerdo al tipo de No-Go utilizados se puede usar diferentes tipos de tapones.

2.1.10 TAPON DE FONDO (BULL PLUG)

Esta herramienta se usa en el fondo de la tubería de producción y se reemplaza al neplo campana, y al No-Go. Cuando tenemos varias zonas de interés se coloca esta herramienta en el fondo seguido de una camisa para poder seleccionar las arenas productoras, el tapón de fondo también se usa como una herramienta para poder pescar el resto de herramientas dejadas en el fondo, es un tubo corto con un roscado en el un extremo y el otro es un tapón, las especificaciones son la mismas que de las tuberías.

2.1.11 CAMPANA (NEPLO)

Es un tubo de tres a seis pies de longitud que se coloca al final de la sarta de producción, a la altura de la zona de interés, su nombre es Neplo Campana por que al final del tubo tiene la forma de campana y es el lugar en donde fluyen los fluidos de producción, su diámetro es el mismo que del último tubo de producción colocado en la completación definitiva, las especificaciones son las mismas que de las tuberías.

2.1.12 CROSS OVER

Es un tubo pequeño de reducción que se utiliza para acoplar tuberías de diferente diámetro generalmente se coloca sobre el BHA de completación, o para pruebas de producción.



Fig. # 2.13 Cross over

Tabla # 2.4

ESPECIFICACIONES DEL CROSS OVER			
2 3/8" EUE PIN	x 3 1/2" EUE BOX	4 1/2" PIN	x 3 1/2" EUE BOX
2 7/8" EUE BOX	x 2 3/8" EUE PIN	4 1/2" EUE PIN	x 3 1/2" EUE BOX
5 1/2" EUE BOX	x 2 3/8" EUE PIN	5 1/2" EUE PIN	x 2 7/8" EUE BOX

2.2 HERRAMIENTAS DE PRUEBAS Y REACONDICIONAMIENTO

2.2.1 RETENEDOR DE CEMENTO

Este tipo de herramientas se puede colocarse a la profundidad deseada, y se considera como una herramienta permanente no recuperable, por consiguiente está constituido por un material perforable. Se puede asentarlos con cable eléctrico o con tubería, el procedimiento con cable eléctrico es el mas utilizado ya que permite ganar tiempo, se usa para realizar los trabajos de cementación forzada.

El retenedor de cemento funciona como una válvula check, es decir deja pasar el cemento en una sola dirección mientras que evita que el cemento regrese en la dirección contraria cuando se deja de inyectar cemento. Para terminar el bombeo se deja de bombear cemento se retira el Stinger que ha sido puesto previamente

en el retenedor y luego se saca la tubería y se espera el tiempo de fraguado para poder seguir con los demás trabajos.



**Fig. # 2.14 Retenedor de Cemento
Weatherford**

Tabla # 2.5

ESPECIFICACIONES DEL RETENEDOR DE CEMENTO					
WEATHERFORD					
CASING		MIN	MAX	TOOL	TIPO
OD	PESO	ID.	ID	MAX	DE
IN	Lb/pie	IN	IN	OD	PRODUCTO
5 - 1/2.	13.0 - 23.0	4.670	4.560	4.312	45PCR
7	17.0 - 35.0	6.004	6.538	5.688	47PCR
9 - 5/8.	29.3 - 61.1	8.375	9.063	8.125	51PCR
10 - 3/4.	32.75 - 60.7	9.660	10.192	9.437	53PCR
13 - 3/8.	48.0 - 72.0	12.347	12.715	12.000	55PCR

2.2.2 TAPÓN PUENTE (BRIDGE PLUG - CIBP)

Es conocido también como CIBP (Casing Irretrievable Bridge Plug) . El CIBP es un tapón puente el mismo que además de ser diferente del retenedor en el mecanismo de funcionamiento, sirve para aislar zonas generalmente productoras de agua, cuando se coloca a una profundidad deseada del pozo éste puede pasar mucho tiempo en dicha posición, hasta que no sea remolido mediante los trabajos de reacondicionamiento, cuando se requiere realizar estos trabajos en el pozo por debajo de la zona del CIBP. Esta herramienta se puede asentar en forma mecánica con la tubería o eléctricamente con cable.

Tabla # 2.6

Tipos de tapón puente CIBP		
Tapón Puente CIBP	Baker	Mercury Modelo N1
	Halliburton	EZ-Drill Elder

2.2.3 TAPÓN DE CEMENTO

Podemos decir que no se puede considerar una herramienta pero se puede mencionar ya que debido a la necesidad de aislamiento de una zona se procede al taponamiento con cemento y se puede observar en los diagramas de completación de pozos

Cuando se aísla una zona con un tapón de cemento se lo hace con el fin de aislar las zonas productoras con las zonas que puede haber una invasión de agua, y en tales casos se evita también las posibles pérdidas de producción, control de pérdida de circulación, para la perforación direccional y abandono del pozo.

2.2.4 SETTING TOOL

Es una herramienta que puede funcionar mecánicamente e hidráulicamente y sirve para asentar el retenedor de cemento y el CIBP, para asentar mecánicamente; se maniobra la tubería en superficie, aplicando tensión y girando hasta asentar la herramienta a la profundidad deseada y en la parte inferior baja siempre acoplado al Stinger el mismo que coloca dentro de la herramienta que se requiere asentar y en la parte superior del Setting Tool se acopla a un centralizador. Los accesorios internos del Setting Tool, el manejo, y las especificaciones varían de acuerdo a las empresas de servicios que representan a las empresas fabricantes.



Fig. # 2.15 Setting Tool modelo CT Hidráulico Baker.

Tabla # 2.7

ESPECIFICACIONES DEL SETTING TOOL MODELO CT HIDRAULICO DE BAKER					
Rango del OD del CSG	Tamaño del Setting tool	Longitud	Min. ID.	Max. OD.	Presión Asentamient.
		pies.	pulg.	pulg.	PSI.
4-1/2 - 5 -1/2	1AA – 2BB	7.3	0.39 - 0.750	3.593 - 4.938	2500
6- 5/8 - 16	3AA - 11BB	7.4	0.437 – 1.000	5.375 - 14.570	4200

2.2.5 STINGER

Esta herramienta se introduce dentro del retenedor cuando ésta ha sido colocada a profundidad mediante cable eléctrico, también se puede colocarlos en el retenedor en superficie y bajarlos para asentar a la profundidad requerida. Cuando el retenedor ha sido asentado previamente con cable el Stinger baja al fondo del pozo desprovisto de los accesorios que caracteriza al Setting Tool y en estas condiciones se acopla a un centralizador para que la operación de enganche con el retenedor de cemento sea efectiva. Cuando se usa un retenedor que va a ser asentado mecánicamente y se acopla al retenedor en superficie necesariamente el Stinger tiene que estar incorporado al mecanismo del Setting Tool para fijarse a la profundidad planificada.

Tabla # 2.8



**Fig.2.16 Stinger modelo B
Baker**

TABLA DE ACOPLS PARA EL RETENEDOR DE CEMENTO, CON EL SETTING TOOL Y EL STINGER DE BAKER		
Tipo del Retenedor de Cemento Tamaño	Setting Tool Mod. K – 1 Tamaño	Stinger
1AA	1AA - 1BB	1AA - 2BB
1BB		
2AA	2AA	
2BB	2BB	
3AA	3AA	3AA - 11AA
3BB	3BB	
4AA	4AA	
5AA	5AA	
6AA	6AA	
6BB	6BB	
7AA	7AA	
7BB	7BB	
8AA	8AA	
8BB	8BB	
9AA	9AA	
11AA	11AA	
11BB	11BB	

2.2.6 RASPADOR DE TUBERÍA (SCRAPER)

Esta herramienta se usa en las tuberías de revestimiento y de producción en el que se utiliza en el raspado , como por ejemplo en la remoción de residuos de cemento, limpieza de costras de lodo de parafina y la limpieza de la tubería de producción y de revestimiento, en este caso se lo hace este tipo de limpieza en las tuberías para poder realizar los trabajos posteriores de reacondicionamiento y completación, esta herramienta se usa generalmente después que se ha realizado trabajos con broca .



Fig. # 2.17 Raspador de tubería Scrapper - Baker

2.2.7 KELLY O CUADRANTE

Es una herramienta que se coloca en la parte superior de la columna de perforación la misma que se ha bajado con broca, canasta o botellas, para poder moler los tapones de cemento. El interior tiene la forma redonda y con una rosca mientras que en el exterior tiene la forma cuadrada o exagonal. Este elemento tiene varias funciones como: suspender la columna de perforación; hace que la columna se gire, conduce el fluido de perforación dentro de la columna; para prevenir el desgaste del tubo que va conectado al cuadrante se coloca un tubo pequeño llamado Sub el mismo que cuando se desgaste la rosca por el uso pueda ser sustituido por otro evitando así el uso de toda la tubería; el kelly en la parte superior va conectado a la unión giratoria llamado swivel el mismo que está acoplado a una manguera que permite la circulación del fluido, en las operaciones de perforación entre el cuadrante y la unión giratoria se coloca una válvula de seguridad de media vuelta para prevenir las tendencias a reventar el pozo.

Además la sección cuadrada del cuadrante hace que pase libremente por medio de la mesa rotaria hacia arriba y hace que gire la tubería de perforación juntamente con la broca.

2.2.8 CANASTA (JUNK BASKET)

Es importante el uso de esta herramienta que se forma parte de la sarta de perforación cuando se baja con broca para moler cemento o desplazar lodo, o también en la sarta de limpieza cuando se baja con el screaper. Es una herramienta de limpieza en ella quedan restos de desperdicios que no han podido llegar a superficie mediante circulación, su modelo es simple que se usan en operaciones normales de perforación y limpieza. En cambio la canasta que se usa para recoger herramientas de pesca es otro tipo de diseño.

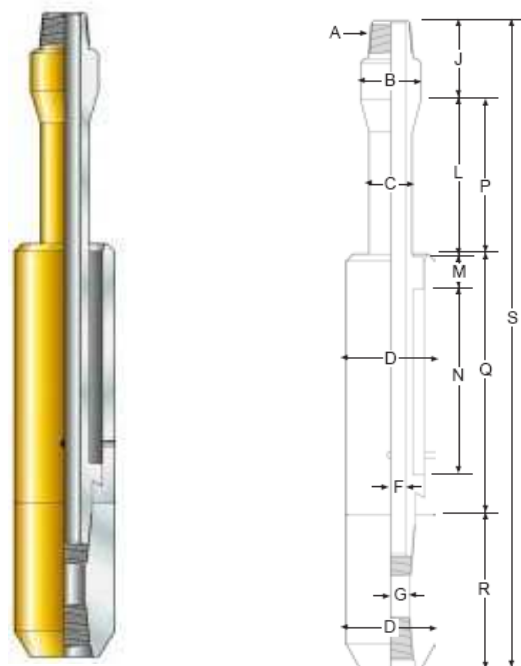


Fig. 2.18 Canasta recogedora de desperdicios modelo B, Baker

Tabla # 2.9

DATOS DE LA DIMENSIONALES DE LA CANASTA DE DESPERDICIOS								
BAKER								
Dim	Tamaño Pulg							
	OE	1	2	2 ^a	3	4	5	7
A	2 - 3/8. API		2 - 7/8. API	3 - 1/8. API		4 - 1/2. API		6 -5/8. API
B	3.125		3.75	4.25		5.5		7.75
C	1.625		2	2.25	2.5	3.625	4	5.5
D	3.5	3.688	4	4.5	4.75	6	6.625	8
F	0.75		1		1.25	2	2.25	3.5
G	1.688		1.875	2.375		3.375		4.875
J	7		8.25	9.25	9	9.625	9.938	9.75
L	8.313		9.625	11.875	10.875	11	10.313	9
M	2.5							
N	23.688	25.125	25.125	24.625	24.375	23.188	21.625	28.5
P	7		8.25	10.5	9.75	9.75	8.938	9
Q	31			30.5	30.125	30.5		36.375
R	11			12		13		14
S	56		58.5	62.25	60.875	62.875	62.375	69

2.2.9 BROCA (BIT)

Este tipo de herramientas tiene la forma de cuchillas cortantes, en forma de dientes duros y agudos, tienen la forma de espirales cónicas y sirve para perforar agujeros haciendo girar la herramienta, es parecido al taladro. Las brocas tienen rodillos en forma de conos los mismos que rotan en los ejes que tienen cojinetes y rulimanes, estos elementos rotan impulsados por el fluido de perforación que está en contacto entre la broca y la roca. Cuando se realiza los trabajos de reacondicionamiento las brocas no requieren excesiva dureza ya que se pueden perforar herramientas blandas en su construcción como son tapones puente, CIBP, y retenedores de cemento, también se usa en operaciones de limpieza. Hay una variedad de brocas dependiendo de su tamaño, dureza y el trabajo que va a realizar.



Fig. 2.19 Brocas

2.2.10 ESTABILIZADOR DE BROCA

Esta herramienta se coloca después de la broca cuando se procede a moler una herramienta o a perforar una zona. Sus diámetros son los mismos del tubing



Fig. # 2.20 Estabilizador de

2.2.11 ZAPATO GUÍA (GUIDE SHOE)

Es otra de las herramientas que aparecen en un diagrama de completación de un pozo es el zapato guía, el mismo que se localiza en el fondo del pozo acoplado a la tubería de revestimiento, es una herramienta pesada de acero la misma que en

la parte inferior tiene la forma redondeada que sirve para guiar la tubería cuando se encuentra con obstrucciones y salientes en el hueco y además tiene un hueco el mismo que sirve como punto de comunicación. La zapata guía se coloca en el casing superficial llamando así zapata guía superficial, y se coloca también en el fondo llamado zapata guía de fondo, tiene en el interior un bisel el mismo que sirve para guiar las herramientas dentro del casing cuando el material de cemento o plástico es quitado. La zapata guía es siempre utilizado independientemente que se use o no el collar flotador, estos dos elementos se combinan y se colocan en el fondo del pozo. Sus dimensiones del ID, y del OD son los mismos que del casing.

2.2.12 COLLAR FLOTADOR (FLOAT COLLAR)

Es una válvula que se localiza a dos o tres pies sobre la zapata guía de fondo el mismo que se usa para la inyección del cemento para poder cementar el casing superficial y de fondo, en el caso del casing de fondo se deja un espacio entre la zapata guía de fondo y el collar flotador alrededor de tres pies, el mismo que sirve para proveer un lugar para la acumulación del cemento contaminado. El collar flotador sirve para algunos propósitos.

En primer lugar sirve para que el casing flote en las paredes del hueco, y tiene una válvula la misma que no permite el ingreso de fluidos al casing cuando está siendo bajado, para la efectividad de la flotación depende de la cantidad de fluido colocado dentro de la tubería, una vez llegado el casing al fondo se procede a la circulación inyectando fluido por el casing y la válvula flotadora, durante este proceso se tiene un efecto llamado boyante la misma que permite aliviar el peso del casing que se encuentra suspendido de la mesa rotaria.

En segundo lugar otra de las funciones de esta herramienta es que la válvula sirve como de una válvula check que sirve para impedir el regreso del cemento cuando se procede a la cementación del casing, esto es necesario ya que la densidad del la lechada de cemento es mayor que la del lodo de perforación, también sirve para prevenir reventones del hueco por medio del casing, esto sucede en las formaciones de alta presión son sometidas a hueco abierto

2.2.13 ZAPATO FLOTADOR .(FLOAT SHOE)

Esta herramienta se denomina también zapato flotador se usa en vez de la zapata guía, tiene una válvula check que viene incorporado la misma que permite el paso del cemento en una sola dirección, con el uso de esta herramienta se asegura la cementación del casing en un eventual daño del collar flotador, permitiendo así que no pueda regresar el cemento cuando el casing es cementado.



Fig. # 2.21 Zapato Flotador Weatherford

2.2.14 COLLAR DE CEMENTACIÓN DE DOBLE ETAPA (DV TOOL)

Esta herramienta sirve para cementar en dos etapas el casing, es necesario que en los diagramas de completación se señale esta herramienta para indicar que el casing del pozo ha sido cementado en dos etapas, generalmente esta herramienta se coloca sobre los 500 a 700 pies sobre la zona productora mas superior, una vez cementado el casing en su segunda etapa por medio del Dv Tool se procede a moler esta herramienta, y se limpia el hueco con la broca,

desplazando fluido de perforación y sustituyendo por el fluido de completación que en este caso es agua salada.

2.2.15 RECOGEDOR DE BARRA

Es un conducto ranurado de cuatro pies de longitud, y se coloca al final del RTTS cuando esta herramienta se coloca para realizar la prueba de producción, en el que también se baja conjuntamente con el RBP.

Esta herramienta cumple la función de recoger la barra rompe disco del Disc-Sub cuando dicha barra es lanzada desde superficie para romper el Disc-Sub, e iniciar así las pruebas de producción, esta herramienta es importante ya que de no serlo así tendríamos problemas para los futuros trabajos de reacondicionamiento por cuanto la barra rompe discos se iría al fondo, aún que hay algunas barras que son perforables en este caso no tendríamos problemas en trabajos posteriores.

2.2.16 TAPÓN (RBP)

Mas conocido como tapón puente recuperable, constituye un tapón removible en pozos con tubería de revestimiento. Entre sus características principales mencionaremos las siguientes:

- La herramienta tiene dos gomas autosellantes y dos juegos de cuñas para anclaje
- Puede bajarse con la tubería de producción y colocarse a la altura deseada donde se requiera un tapón provisional.
- .El tapón puente se baja junto con el RTTS (analizado posteriormente) y se coloca por debajo de éste, el mismo que está sujeto en la parte inferior mediante un pescante o enchufe que servirá para recuperarlo posteriormente después que se ha utilizado.
- Está especialmente adaptado para uso debajo de una herramienta recuperable para aislar zonas con fines de prueba, tratamiento o cementación forzada.

- El tapón se asienta girando la tubería a la derecha con lo cual se asientan las cuñas y se destraba el enchufe en “ J “ del cuello de la herramienta, que bajó unida al RTTS.
- El tapón puente se recupera bajando el enchufe sujeto al RTTS. Y girando el tubing a la izquierda.



Fig. # 2.22 Tapón Puente Recuperable Weatherford (TS-U)

2.2.17 EMPACADURA RTTS

Es una empacadura de asentamiento mecánico recuperable y es utilizada para pruebas, tratamiento y cementación, tiene uñas mecánicas sobre y bajo las gomas.

2.2.17.1 Características principales

- **Forma de asentamiento.-** Se asienta por torsión a la derecha y aplicando peso a la tubería
- **Válvulas de circulación.-** Se abre o se cierra a voluntad dando peso tensionando la tubería con el objetivo de permitir circulación, por el anular
- La herramienta se puede desasentar y asentarlo a varias profundidades para otros trabajos.
- **Forma de liberación.-** Se lo realiza rotando a izquierda y tensionando
- Esta se puede bajar acoplándolo en su parte inferior el tapón RBP el mismo que al ser asentado se desacopla, pudiendo entonces mover la tubería para asentar la empacadura RTTS a la altura deseada.

Las especificaciones del Packer HD de Weatherford que cumple la misma función que el RTTS de Halliburton se encuentra en el anexo 2.2.17



Fig. 2.23 Packer recuperable HD (RTTS) de weatherford

2.2.18 COMPRESSION PACKER (C- PACKER)

Esta empaadura de asentamiento mecánico es utilizada en pruebas y labores de reacondicionamiento para aislar la parte superior de la zona de interés y su asentamiento, y recuperación es de forma simultánea con el RTTS; es decir con los mismos procesos mecánicos. Las especificaciones respectivas se encuentra en el **anexo 2.2.18**



Fig. # 2.24 Compression packer

2.2.19 VÁLVULA DE CIRCULACIÓN (BY – PASS)

Se ubica sobre la empacadura recuperable RTTS se utiliza para la circulación del pozo con agua de matado, en el caso de que las pruebas de producción sean exitosas se procede a matar el pozo por medio de la válvula de circulación, el mismo que se abre la válvula y se inyecta agua de matado que en este caso es agua salada para poder controlar el pozo, el agua salada mezclada con petróleo es recogida en tanques de lavado el mismo que el petróleo es tratado para poder separar del agua, este proceso se sigue inyectando el agua hasta que el pozo que de totalmente controlado, con el agua de matado generalmente se lo hace por una hora, para impedir el flujo de la formación a la superficie. La densidad del agua salada debe ser lo suficiente como para poder sostener la columna hidrostática y poder controlar la presión del fondo del pozo. Hay algunos tipos de válvulas de circulación de weatherford como tenemos: Hidráulicas, Tipo J.



Fig. # 2.25 Válvula de circulación de Weatherford

2.2.20 DISC - SUB

Es un disco cóncavo de aluminio y se coloca cóncavo hacia arriba a una distancia aproximada de 300 a 500 pies por encima del RTTS, es un sello hermético que por debajo del Disc-Sub se encuentra agua salada que sirve para controlar el pozo una vez que ha sido punzonado, por arriba del Disc-Sub se encuentran los miles de pies de la tubería de producción que está vacía, una vez asentada la empacadura de prueba se procede a romper el Disc-Sub con la barra rompe disco la misma que se suelta desde superficie, se produce un diferencial de presión el mismo que debido a la presión de fondo, el pozo empieza a fluir y se procede a las pruebas de producción. En el caso de que no fluya con flujo natural, se procede aliviar la columna de fluido sacando agua de matado mediante el proceso de pistoneo hasta que el pozo fluya libremente.

2.2.21 BARRA ROMPE DISCO

Es una barra de cuatro a seis libras de peso y de tres pies de longitud es terminada en punta redondeada no muy afilada, cuando todo está listo la barra se suelta desde superficie, abriendo la válvula master del cabezal de prueba, en el

que debe tener cuidado ya que la reacción puede ser rápida cuando se trata de buenas zonas de producción. Cuando el Disc-Sub no rompe en el primer proceso puede suceder que la barra no tuvo el suficiente peso, o que no rompió todo en este caso es necesario pescar la barra, se aconseja mandar una siguiente barra, en el caso de que los problemas subsistan es necesario sacar la tubería ya que probablemente el Disc-Sub no se puso cóncavo hacia arriba, y si no es así se aconseja cambiar el Disc-Sub

2.2.22 CENTRALIZADOR

Esta herramienta como el nombre lo dice se usa para bajar todo tipo de herramientas de completación y reacondicionamiento, su función es que las herramientas como por ejemplo bombas, motores etc. al ser bajados no se golpeen en las paredes del tubing. Sus medidas son las mismas que las del tubing para que puedan acoplarse.

Fig. # 2.26 Tipos de Centralizadores Weatherford



Spiraglider

Lotorq

Bow Spring

2.3 HERRAMIENTAS DE COMPLETACIÓN A FLUJO NATURAL

En una completación típica de flujo natural, las herramientas mas importantes son las siguientes:

Las empacaduras y las camisas que controlan el flujo; las mismas que fueron descritas anteriormente

2.4 HERRAMIENTAS DE COMPLETACIÓN PARA UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO CON BOMBEO HIDRÁULICO

En este tipo de completación se utilizan las mismas herramientas que en Flujo Natural, con la diferencia de que para el bombeo hidráulico se requiere colocar en la completación una cavidad para poder asentar una bomba hidráulica de cavidad; aún que a veces no es necesario la cavidad por que se puede utilizar bombas hidráulicas que se pueden asentar en camisas.

2.4.1 CAVIDAD

La cavidad es una herramienta que permite asentar la bomba hidráulica, la misma que tiene un No – Go interno. Tenemos tres tipos de cavidades: National, Kobe y Guiberson.

2.5 HERRAMIENTAS DE COMPLETACIÓN PARA UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO

Las herramientas que se utilizan son:

- Casing de revestimiento de superficie
- Casing de revestimiento de fondo
- Tubería de Producción
- Varillas o Cabillas
- Bomba de Subsuelo
- Ancla para la tubería
- Ancla de Gas o separador de Gas
- Neplo de asiento

En este caso nos falta analizar las siguientes herramientas.

2.5.1 Varillas o Cabillas

La varilla es la transmite el movimiento vertical desde el cabezal hasta la bomba de subsuelo, las especificaciones se encuentra en la tabla 2.16

2.5.2 Bomba de Subsuelo

La bomba de subsuelo es la encargada de sacar el fluido de la formación a superficie, se encuentra localizada en el fondo del pozo y se comunica por medio de la varilla a superficie.

Tabla # 2.10

ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA DE SUBSUELO			
Tipos de Bombas	Barril	Designaciones	
Bomba de Varillas ®	Pared Gruesa	Camisa Reemplazable	Pared Delgada
Barril Estacionario Anclaje Superior	RHA	RLA	RWA
Barril Estacionario Anclaje Inferior	RHB	RLB	RWB
Barril Viajero Anclaje Inferior	RHT	RLT	RWT
Bomba de Tubería (T)	TH	TL	

2.5.3 Ancla de Tubería

Esta herramienta se coloca en el fondo del pozo y sirve para tensionar la tubería de producción y de esta manera impedir ondulaciones de la misma, debido a las altas temperaturas del pozo, y así permitir que las varillas se deslicen sin rozamiento hasta la bomba de subsuelo.

Tabla # 2.11

ESPECIFICACIONES DEL ANCLA PARA TUBERIA				
	Diámetro	Exterior Pulg		
Bomba de Subsuelo	2	2 - 1/2.	3	3 - 1/2.
Tubería de Producción	2 - 3/8.	2 - 7/8.	3 - 1/2.	4 - 1/2.
Barril (Bomba de Varillas)	1.76	2.26	2.76	3.76
Anillo de fricción	1.715	2.21	2.7	3.67
No - Go Mandril (para niples B y P)	1.85	2.34	2.86	3.83
	Diámetro	Interno		
Barril (bombas de tubería)	1.75	2.25	2.75	3.75
Niple de Extención (bombas de tubería)	1.77	2.27	2.78	3.78
Zapata tipo B	1.75	2.25	2.75	3.75
Zapata tipo C	1.77	2.28	2.78	3.78
Zapata tipo M	1.72	2.23	2.72	3.7
No - Go del Niple	1.5	1.875	2.5	3.25
	Fuerza	De	Tensión	Lbs.
Anclaje Zapata / Anillo	2000	2500	3000	4000



Fig. # 2.27 Ancla para tubería tipo R de Weatherford

Las especificaciones para el ancla tipo R de Weatherford se encuentra en la tabla 2.17.

2.5.4 Ancla de Gas o Separador de Gas

Es un tubo ranurado cuyas medidas son las mismas que las de la tubería de producción y tiene un tapón ciego en la parte inferior, se coloca en el fondo del pozo y sirve para separar el gas del fluido de formación, por esta herramienta ingresa el fluido de formación a la bomba para ser llevado a superficie,

2.6 HERRAMIENTAS DE COMPLETACIÓN PARA UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT

Las herramientas que se utilizan para un sistema de levantamiento por gas son: Tubería de producción, tubería de revestimiento, packers, mandriles y válvulas. En este caso vamos analizar solamente los mandriles, las válvulas, y el cabezal de producción ya que las otras herramientas fueron descritas anteriormente.

2.6.1 CABEZAL DE PRODUCCIÓN PARA UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS

El cabezal va colocado en la superficie de un sistema de levantamiento por gas y está compuesto por un panel de control, la estación de cierre de emergencia, y el cabezal propiamente dicho, según se observa en la figura 2.6 de anexos.

2.6.2 MANDRILES

El mandril es una herramienta mediante la cual se asientan las válvulas de gas lift. Se baja como parte integral de la tubería, cuando preparamos un pozo para gas lift, inyección química u otras aplicaciones especiales.

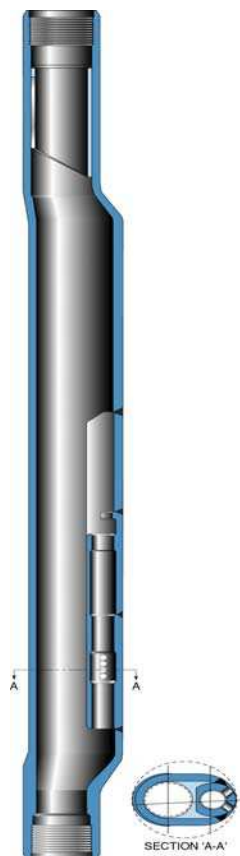


Fig. # 2.28 Mandril Camco

2.6.3 VÁLVULAS

Para diseñar un sistema de levantamiento artificial por gas lift, se debe seleccionar la válvula de gas lift, apropiada para las condiciones de diseño.

La función principal de la válvula es regular el paso del gas desde el espacio anular a la tubería de producción. La cantidad de gas que pasará por la válvula en el orificio depende del diferencial de presión a través de ésta.

2.7 HERRAMIENTAS DE COMPLETACIÓN PARA UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Las herramientas que se utilizan para un sistema B.E.S. son:

2.7.1 Bombas

Las bombas electrosumergibles son de tipo multietapas, cada etapa consta de un impeler móvil y un difusor estacionario . El movimiento de rotación del impeler induce al movimiento de rotación del líquido .La función del difusor es producir un cambio de velocidad conforme cambia la presión. El tipo de etapa a ser usado determina el volumen del fluido a ser producido. El número de etapas determina la cabeza de elevación (levantamiento) y la potencia requerida. Por lo cual las bombas son fabricadas en un amplio rango de capacidades y prácticamente para todas las condiciones que se presentan en los pozos, una bomba electrosumergible maneja el mismo volumen de fluido y produce una presión que tiene directa relación con la gravedad específica del fluido bombeado. Esta presión del cabezal es sumada de una etapa a otra , así si una etapa produce 10 pies de cabeza , y si la bomba tiene 100 etapas tendremos 1000 pies de cabeza.. El número de etapas determina el total de pies del cabezal de la bomba generados y la potencia requerida. El movimiento centrífugo de la bomba subsuperficial se produce por medio de un motor eléctrico. La bomba centrífuga convierte la energía proveniente del motor eléctrico en energía dentro del fluido al ser bombeado.

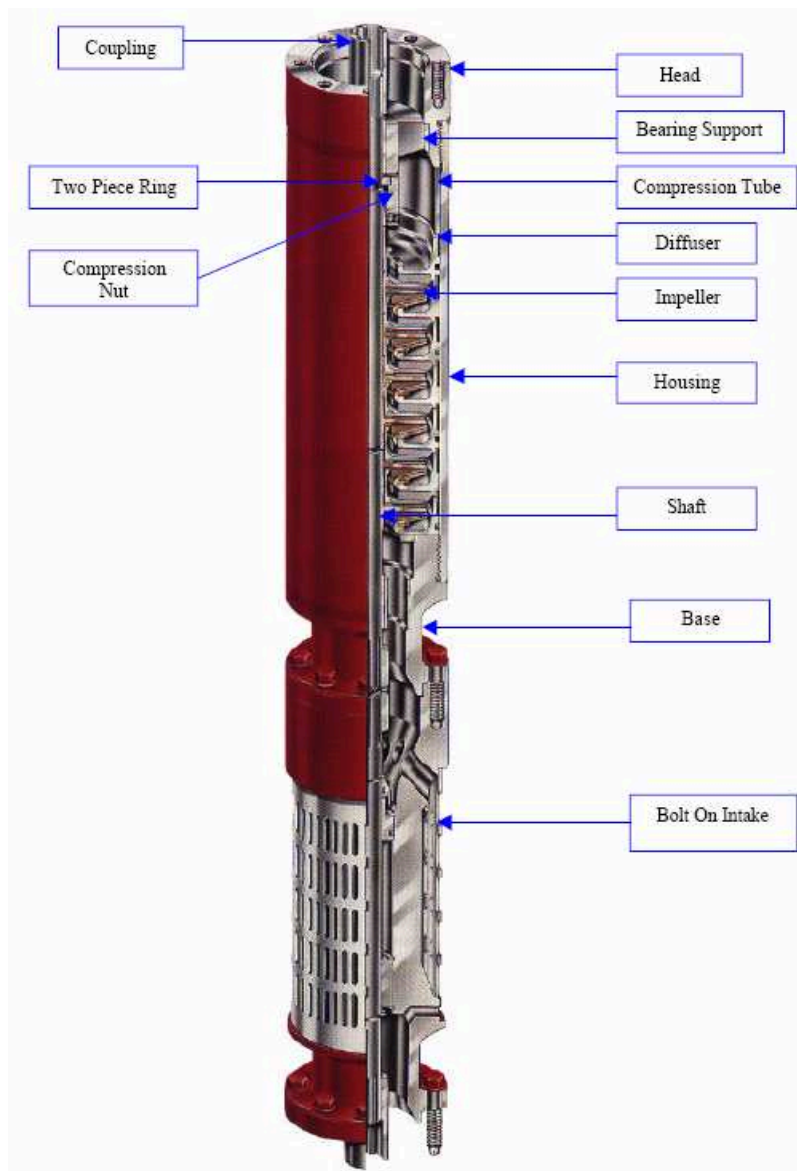


Fig. # 2.29 Bomba Electrosumergible y sus partes

Traducción	
Coupling	Acoplamiento
Two Piece Ring	Anillo de dos Piezas
Compression Nut	Tuerca de Presión
Head	Cabeza
Bearing Support	Soporte del Cojinete
Compression Tube	Tubo de Compression
Diffuser	Difusor
Impeler	Impeler
Housig	Recubrimiento
Shaft	Eje
Base	Base

2.7.2 Unidad de PSI

Esta unidad va conectada en la parte inferior del motor y proporciona datos de presión y temperatura de fondo en la profundidad de asentamiento del equipo, enviando señales a los instrumentos de superficie a través del cable de energía.

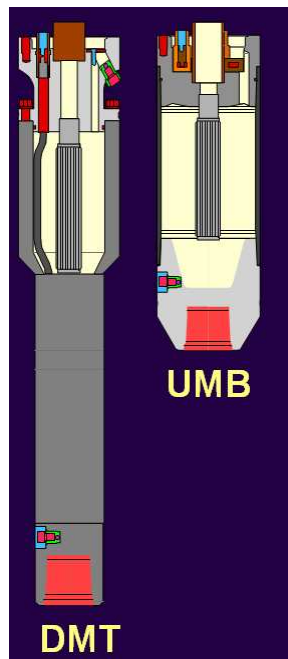


Fig. # 2.30 Unidad PSI

2.7.3 Motor Eléctrico

Los motores son de dos polos trifásicos y de inducción, del tipo jaula de ardilla, va instalado en la parte superior de la unidad de PSI, o de la base universal, estos motores están llenos de un aceite mineral altamente refinado y con alta resistencia dieléctrica. Los diseños y operación de estos motores pueden ser para voltajes muy bajos como de 230 voltios y muy altos de 5000 voltios. Los requerimientos del amperaje puede variar de 12 A hasta 110 A. La potencia puede aumentarse incrementando la longitud de los motores, los motores simples pueden alcanzar desde los 33 pies y 400 HP, mientras que los motores grandes

alcanzan hasta los 90 pies y 750 HP. El giro de los motores pueden ser de 3475 rpm con 60 Hz y a 2900 rpm con 50 Hz. La tasa mínima para el cual los fluidos deben atravesar el motor es 1pie / seg, con el fin de disipar adecuadamente el calor y evitar su sobrecalentamiento, lo cual se reduciría su vida útil. Los tipos de motores se encuentran en anexos.

2.7.4 Protector de motor

En una bomba electrosumergible tiene algunas funciones importantes. Conecta las carcasas de las bombas con la carcasa del motor, interconectando a la vez los ejes del motor y las bombas. Aleja el cojinete de empuje de las bombas, sella a la parte superior del motor de los fluidos del pozo mientras permite la comunicación de presión entre la parte interna del motor y los fluidos del pozo, provee el espacio necesario para permitir la expansión del aceite provocado por el calor generado por el motor cuando está en funcionamiento.

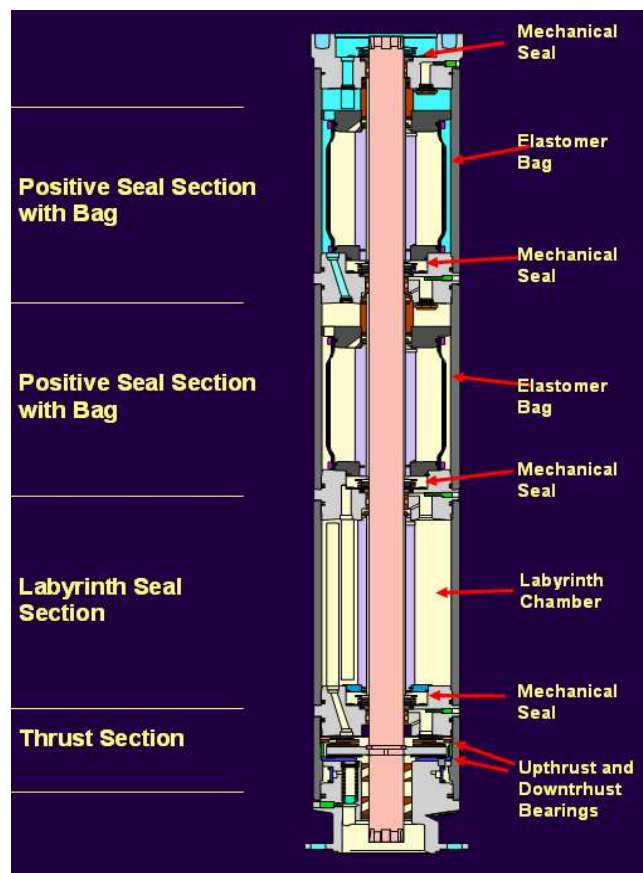


Fig. 2.31 Protector del motor Reda – Schlumberger

2.7.5 Separador de Gas

Está localizado entre el protector del motor y la bomba, permite la entrada del fluido hacia la bomba y separa el gas libre de los fluidos del pozo. Se usa una sección de admisión llamada Intake si la cantidad del gas del pozo no es grande, el gas producido del pozo sale por el anular.



Fig. # 2.32 Separador de Gas

En esta gráfica tenemos la sección intake de la bomba el mismo que se coloca entre la bomba y el protector de motor esta herramienta actúa como un separador de gas centrífugo, el mismo que elimina el gas para que no pueda ingresar en la bomba, el gas así eliminado sale por el anular.

2.7.6 Cables

Mediante el cable eléctrico se envía energía al motor, estos cables trabajan a temperaturas de 300 °F y pueden ser planos o redondos. El cable a ser seleccionado depende del amperaje, la caída de voltaje y el espacio disponible entre el tubing y el casing, también depende de la temperatura del fondo y el tipo de fluido a ser manejado por el equipo.

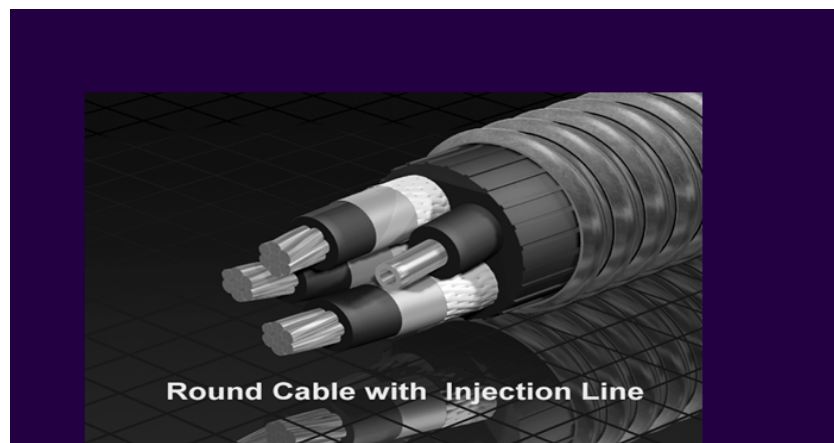


Fig. # 2.33 Cable trifásico redondo con capilar

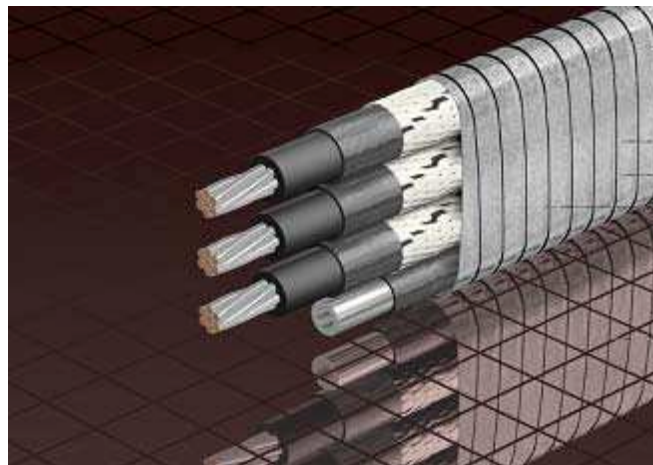


Fig. # 2.34 Cable trifásico plano con capilar

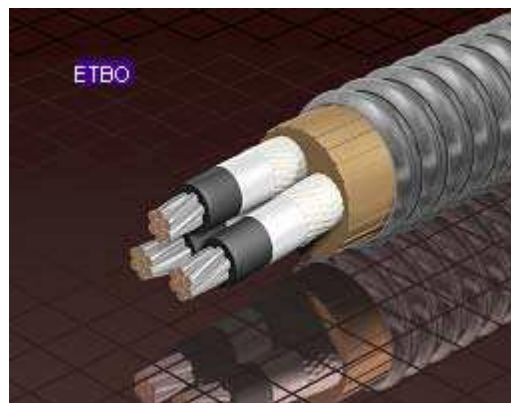


Fig. # 2.35 Cable trifásico sin capilar redondo

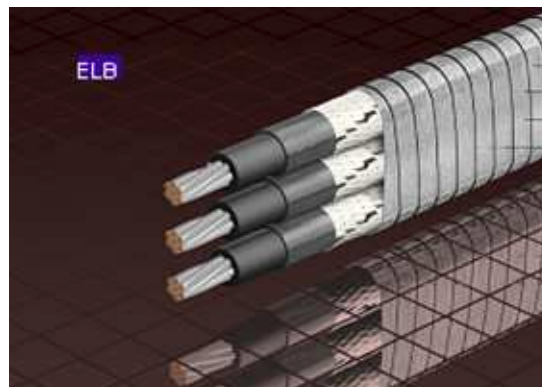


Fig. # 2.36 Cable trifásico plano sin capilar

2.7.8 Centralizador

El centralizador es una herramienta que sirve de guía en el momento de la bajada de la completación con BES, para que las herramientas no golpeen en el casing durante su descenso.

2.7.9 Anodo de Sacrificio

Es una herramienta que va primero (en el fondo) en una completación de BES y sirve de guía de la sarta de herramientas a bajarse.

2.7.10 Y- Tool

Es una herramienta diseñada para la instalación de Bombas Electrosumergibles, con esta herramienta se tiene acceso a la formación sin sacar la completación y de esta manera realizar los trabajos de reacondicionamiento.

Otra de las funciones que cumple esta herramienta es que se utiliza para las completaciones dobles en B.E.S.

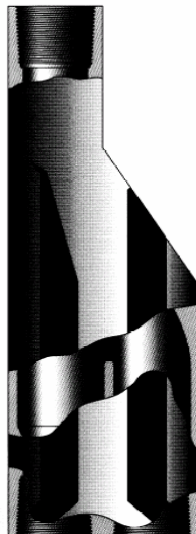


Fig. # 2.37 Y- Tool

2.8 HERRAMIENTAS DE COMPLETACIÓN PARA SISTEMAS INTELIGENTES EN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

La característica fundamental de una completación inteligente son las válvulas, a mas de las herramientas utilizadas para bombeo Electrosumergible que se describieron anteriormente.

2.8.1 VÁLVULA TRFC-H

Es un Controlador de Flujo Recuperable Hidráulico por el Tubing

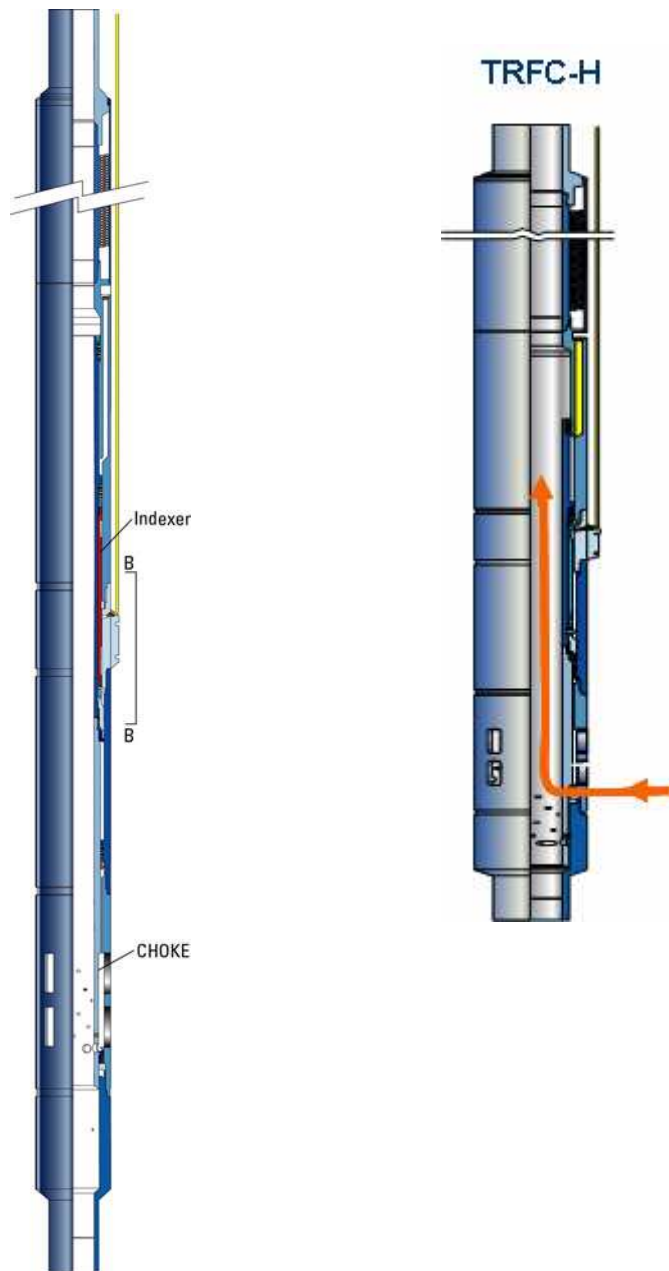


Fig. # 2.38 Válvula TRFC - H

Tabla # 2.12

GUIA DE ESPECIFICACIONES DE LA VALVULA INTELIGENTE TRFC - H SCHLUMBERGER		
Completación		
Nominal	IN	7 X 3-1/2.
OD(Menor)	IN	5.250
OD(Mayor)	IN	5.844
ID(Mínimo)	IN	2.842
ID(Máximo)	IN	2.812
ID(Máximo) de Herrami.	IN	2.797
Presión de Trabajo	PSI	7.500
Presión Máxima de Equilibrio	PSI	1500
Temperatura Máxima de Aislamiento	°F	325
Máxima tasa de presión Hidráulica	PSI	12000
Tasa de Flujo	BPD	25000
Indexer	=	Indicador de flujo
Choke	=	Estrangulador

2.8.2 VÁLVULA TLFC-H

Es un Controlador de Flujo Hidráulico en la Línea del Tubing. Provee el control de flujo de petróleo proveniente del yacimiento a control remoto, se utiliza para la producción simultánea de dos zonas o para pozos duales

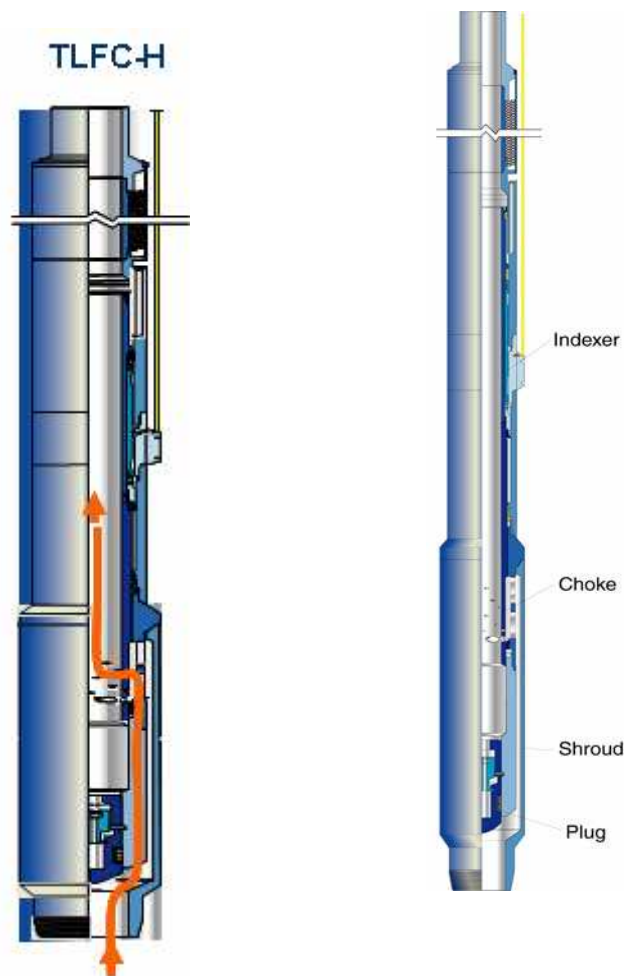


Fig. 2.39 Válvula TLFC - H

2.8.3 DESINTÓMETRO (MEDIDOR DE FLUJO)

Es una herramienta que se utiliza para medir la presión, flujo, temperatura de fondo y la densidad del fluido.- Requiere de una línea eléctrica para recuperar la información en superficie.

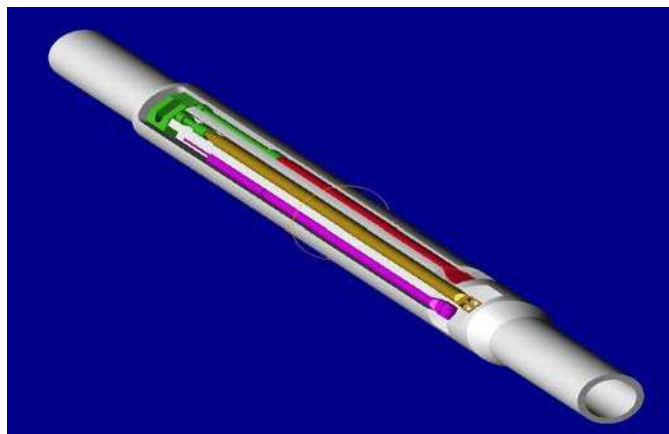


Fig. 2.40 Flowatcher (Desintómetro)

CAPITULO III

3 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA POZOS PRODUCTORES DE PETROLEO

3.1 GENERALIDADES

El objetivo del diseño de la completación de un pozo productor de petróleo es permitir que los fluidos del reservorio se transporten hasta superficie de manera segura y eficiente. También para decidir en el futuro si los reacondicionamientos se hacen con torre o sin torre.

"Completar" es utilizar diferentes tipos de herramientas de flujo para que el pozo pueda ser evaluado (conocer su potencial), controlar y aislar la producción de las diferentes estratos productivos.

Para decidirse por uno u otro tipo de completación para uno u otro tipo de levantamiento debemos conocer el potencial del pozo y las condiciones de superficie.

Los ingenieros han diseñado muchos tipos de completaciones o terminaciones de pozos. Estas pueden ser tan sencillas como producir a través de pozo abierto, o tan complicadas como son las terminaciones múltiples a grandes profundidades submarinas. Algunos tipos de terminaciones resultan excelentes en algunas áreas y por demás inadecuadas en otras. En la actualidad, las terminaciones no son tan sencillas, y deben comprenderse en profundidad para poder planificar cualquier trabajo de reparación o reacondicionamiento.

Un buen trabajo de terminación debe respetar todas las reglamentaciones gubernamentales, ser seguro, presentar la menor cantidad de restricciones posibles al fluido producido, ser económico, libre de problemas y requiere el mínimo trabajo de reacondicionamiento posible durante la vida útil de la zona productora.

3.2 FACTORES PARA EL DISEÑO DE UNA COMPLETACION

Para realizar el diseño de una completación o terminación se requiere conocer varios factores como son:

- Conocimiento del Reservorio
- Facilidades en Superficie
- Conocimiento del Casing y Tubing (Diámetro)
- Conocimiento de las Perforaciones
- Herramientas de completación de fondo

3.3 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

3.3.1 CAÑONEO

Este proceso consiste en hacer agujeros en el casing y en la formación para aumentar el flujo del área expuesta, de esta manera permitir la entrada del fluido de la formación hacia el pozo.

3.3.1.1 Clases de Cañones

Existen varias clases de cañones , los más utilizados son los cañones de balas y los cañones de chorro (jet).

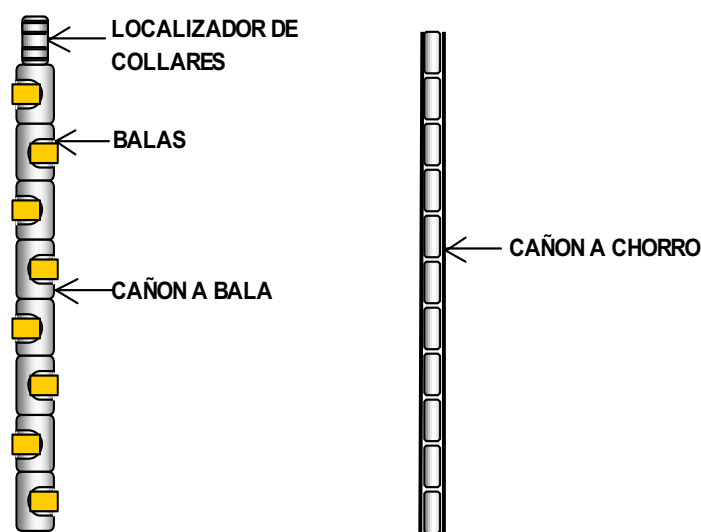


GRAFICO N° 3 Cañones

3.3.1.2 Métodos de Cañoneo

- Mediante cable Eléctrico
- Mediante TCP (Tubing conveyed perforating)

3.3.2 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA PRUEBA DE POZOS CUANDO SE A PUNZONADO MEDIANTE CAÑONES CON CABLE ELÈCTRICO

Cuando se ha punzonado la formación bajando cañones con cable eléctrico, como se indica en la figura Nº 3.1. Luego de realizado los disparos sacamos el cañòn y procedemos a bajar completaciòn de prueba para evaluar la formación.

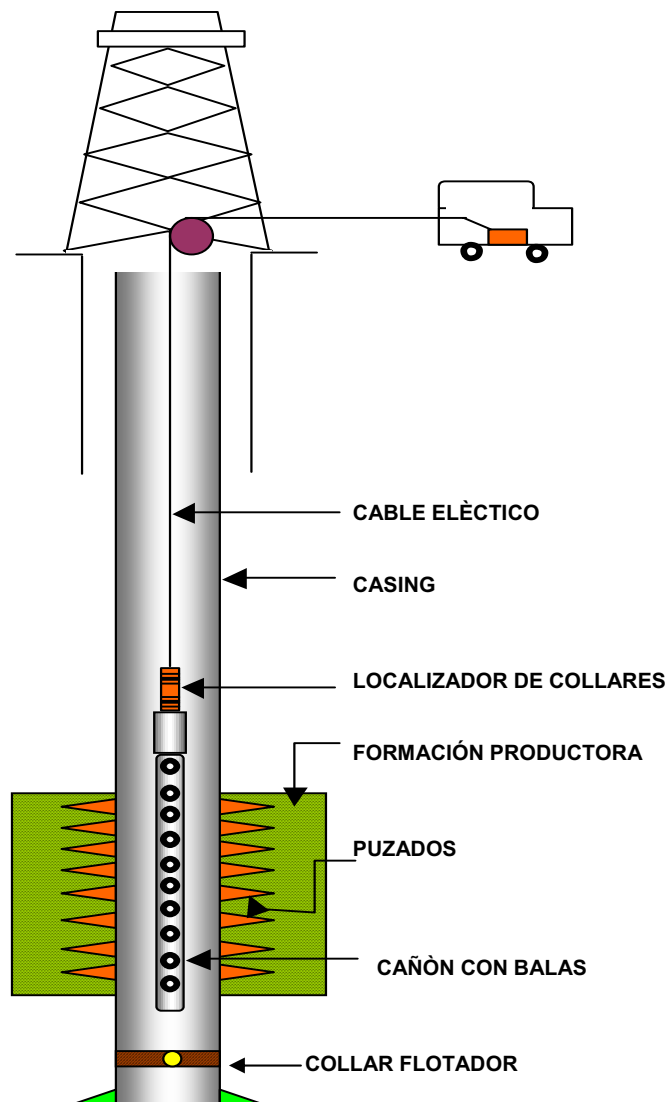


GRAFICO Nº 3.1 CAÑONEO BAJANDO CAÑON CON CABLE ELÈCTRICO Y BALAS

3.3.2.1 Diseño de la Completación de prueba, con Disco

El objetivo de la utilización de un disco en las completaciones de prueba es crear un desbalance de presión al momento de iniciar la evaluación, el desbalance es creado manteniendo una columna de fluido bajo el disco y sobre el disco la tubería debe estar sin fluido.

3.3.2.1.1 Diseño de completación de prueba para una sola zona con disco

Para realizar el diseño de la completación de prueba para una sola zona, se utiliza las siguientes herramientas: Observar Grafico № 3.2.

Una vez que la empacadura (Packer) es asentada en el casing, se debe romper el disco, lanzando una barra la cual se aloja en la canasta de desperdicios.

La presión de fondo fluyente debe ser mayor, que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido que se encuentra bajo el disco, permitiendo que el pozo fluya.

Si el pozo no fluye se puede evaluar la formación, mediante la utilización de una bomba hidráulica tipo jet de camisa, la misma que se aloja en la camisa de circulación, previamente abierta. Para abrir la camisa se utiliza una herramienta llamada Shifting Tool que se baja con línea de alambre (wire-line).

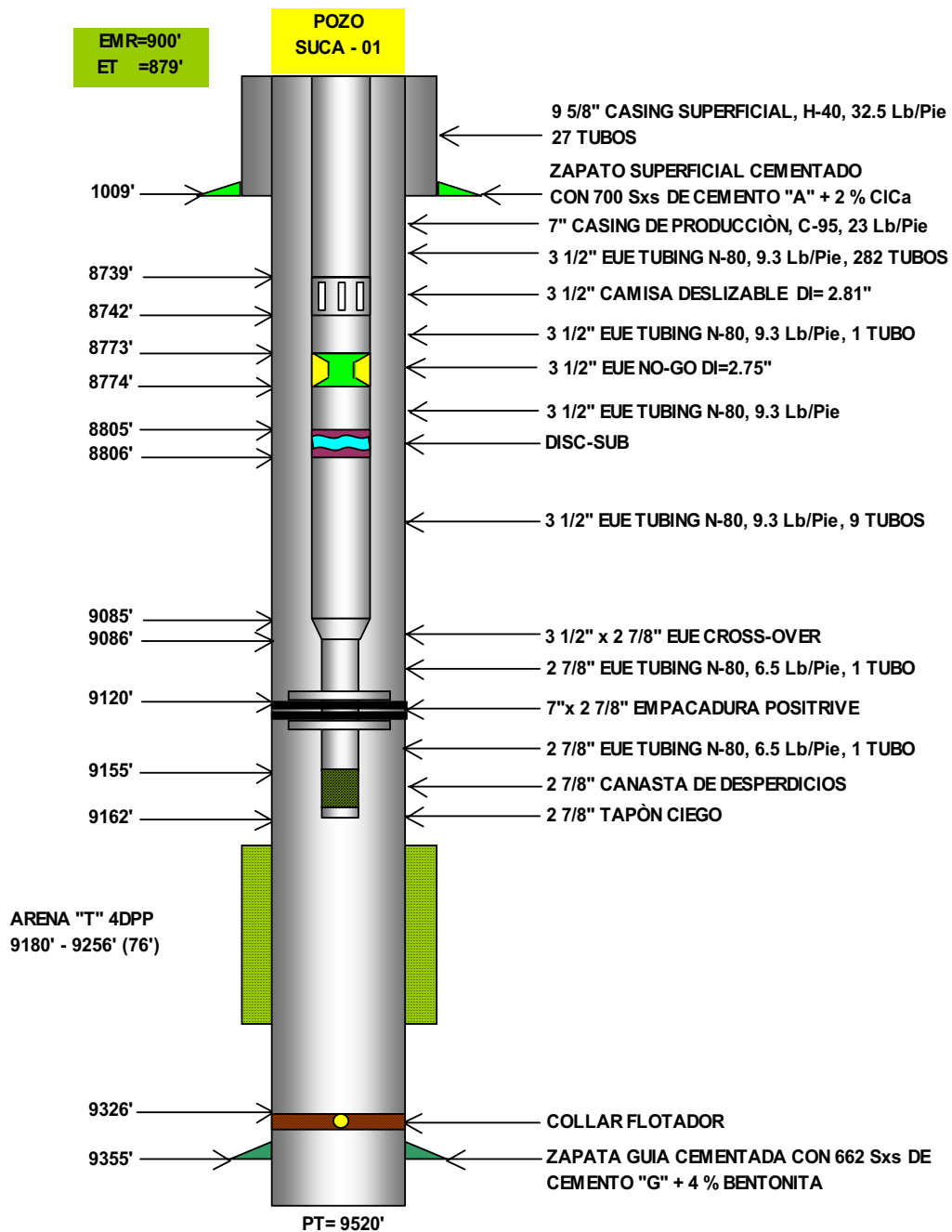


GRAFICO N° 3.2 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA PARA EVALUAR ARENA "T"

3.3.2.1.2 *Diseño de completación de prueba para dos zonas con disco*

Para el diseño de este tipo de completaciones se requiere de la utilización de tres empacaduras de evaluación COMPRESIÓN, POSITRIVE y RBP que se asientan de acuerdo al grafico 3.3

Una vez que las empacaduras de prueba son asentadas en el casing, para probar la Arena Hollín se procede a romper el disco lanzando la barra, la cual se aloja en la canasta de desperdicios. Cabe anotar que el disco solo servirá para evaluar una zona.

Así mismo la presión de fondo fluyente debe ser mayor que la presión hidrostática ejercida por el fluido que se encuentra bajo el disco para que el pozo fluya.

Si el pozo no fluye, podemos evaluar la formación, mediante el uso de una bomba hidráulica tipo Jet de camisa.

Cuando ya se ha evaluado la Arena Hollín, se reversa la bomba Jet inyectando fluido por el anular. Para evaluar la Arena T controlamos el pozo, se desasientan las empacaduras y se pesca el **RBP**, asentándolo arriba de la zona anteriormente probada; posteriormente se desacopla la completación del **RBP** y se la desplaza hasta la profundidad programada, se asientan las empacaduras de prueba sobre la zona que se va a evaluar como se muestra en la Grafica N° 3.4 y se evalúa el pozo con bomba hidráulica tipo jet para camisa.

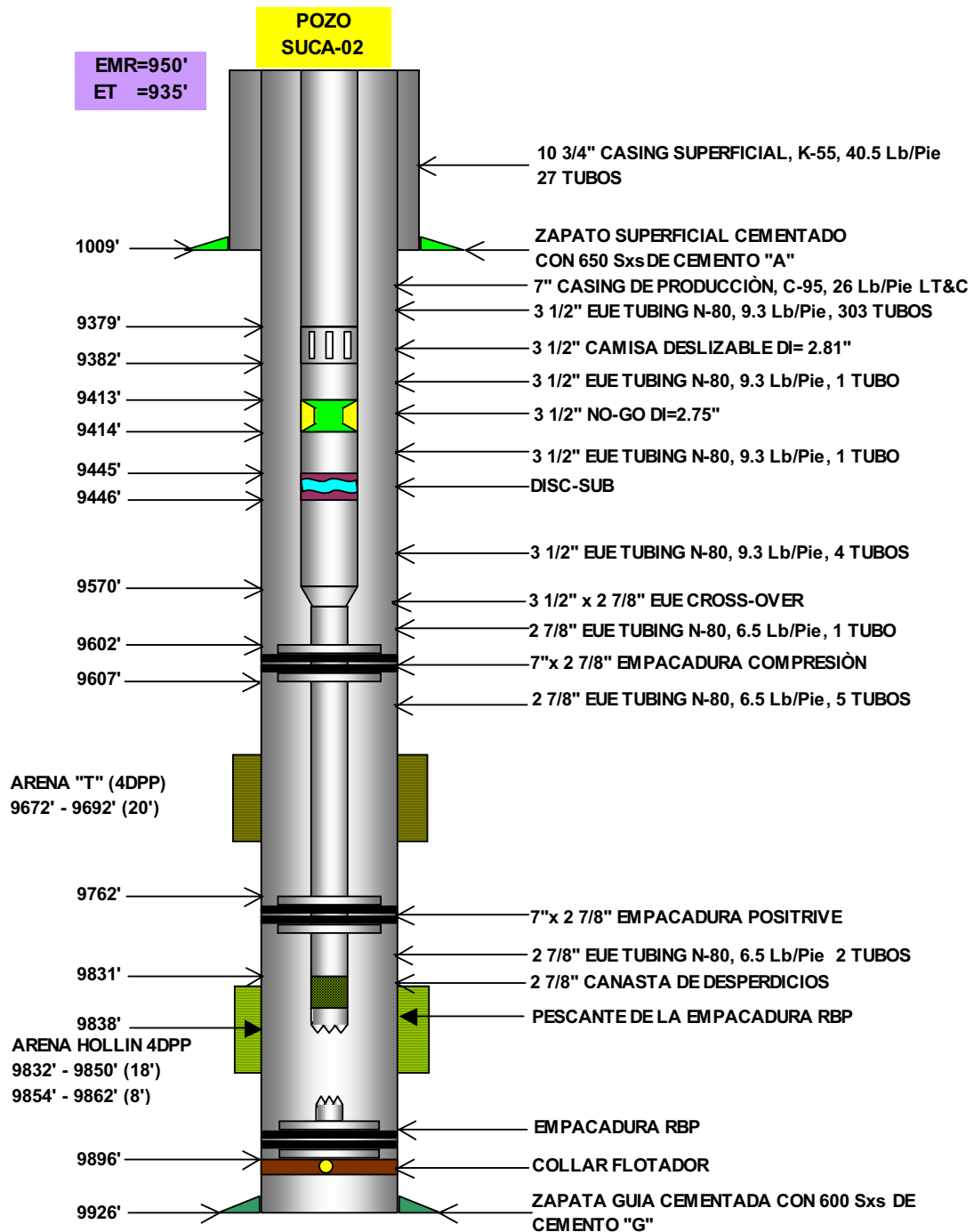


GRAFICO N° 3.3 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA PARA EVALUAR ARENA "HOLLIN"

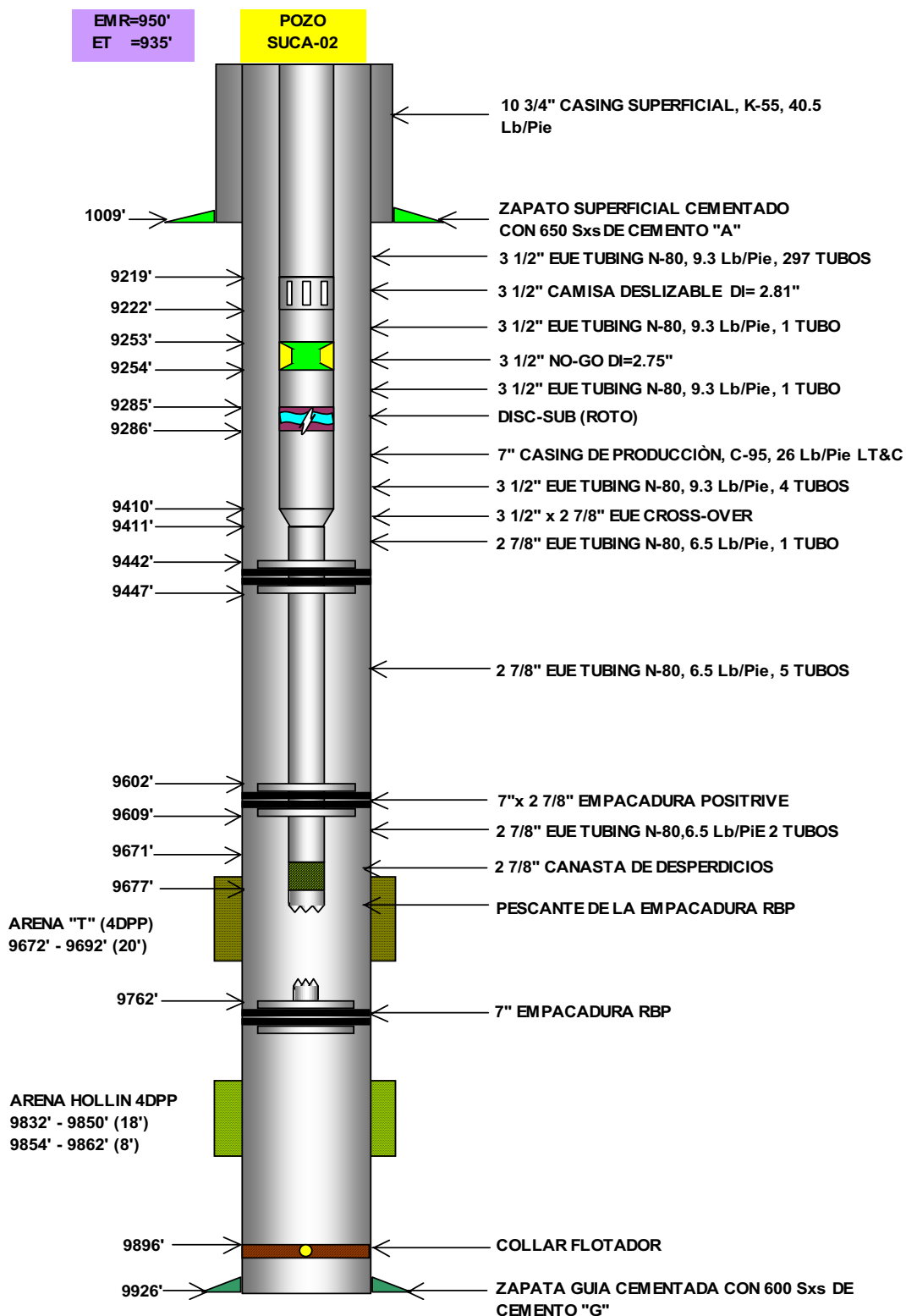


GRAFICO N° 3.4 DISEÑO DE LA COMPLETACION DE PRUEBA PARA EVALUAR ARENA "T"

3.3.2.1.3 *Diseño de la completación de prueba para tres zonas con disco*

En el diseño utilizamos tres empacaduras, como en los gráficos 3.5, 3.6 y 3-7

En este diseño las arenas U y T quedan aisladas entre las empacaduras **COMPRESIÓN** y **POSITRIVE** de la arena Hollín que se va a evaluar, mientras la empacadura **RBP** descansa en el fondo del pozo como se indica en el gráfico N° 3.5. Para evaluar la arena Hollín se procede a romper el disco lanzando la barra desde la superficie.

Si el pozo no fluye, podemos evaluar la formación mediante el uso de una bomba hidráulica tipo Jet de camisa.

Cuando ya se ha evaluado la Arena Hollín, se revierte la bomba Jet inyectando fluido por el anular. Para evaluar la Arena T se asientan las empacaduras como indica el gráfico N° 3.6, y se prueba la arena con bomba hidráulica tipo jet de camisa.

Finalmente se procede a evaluar la arena U asentando las empacaduras como se muestra en el gráfico N° 3.7 de la misma manera como se probó la arena T.

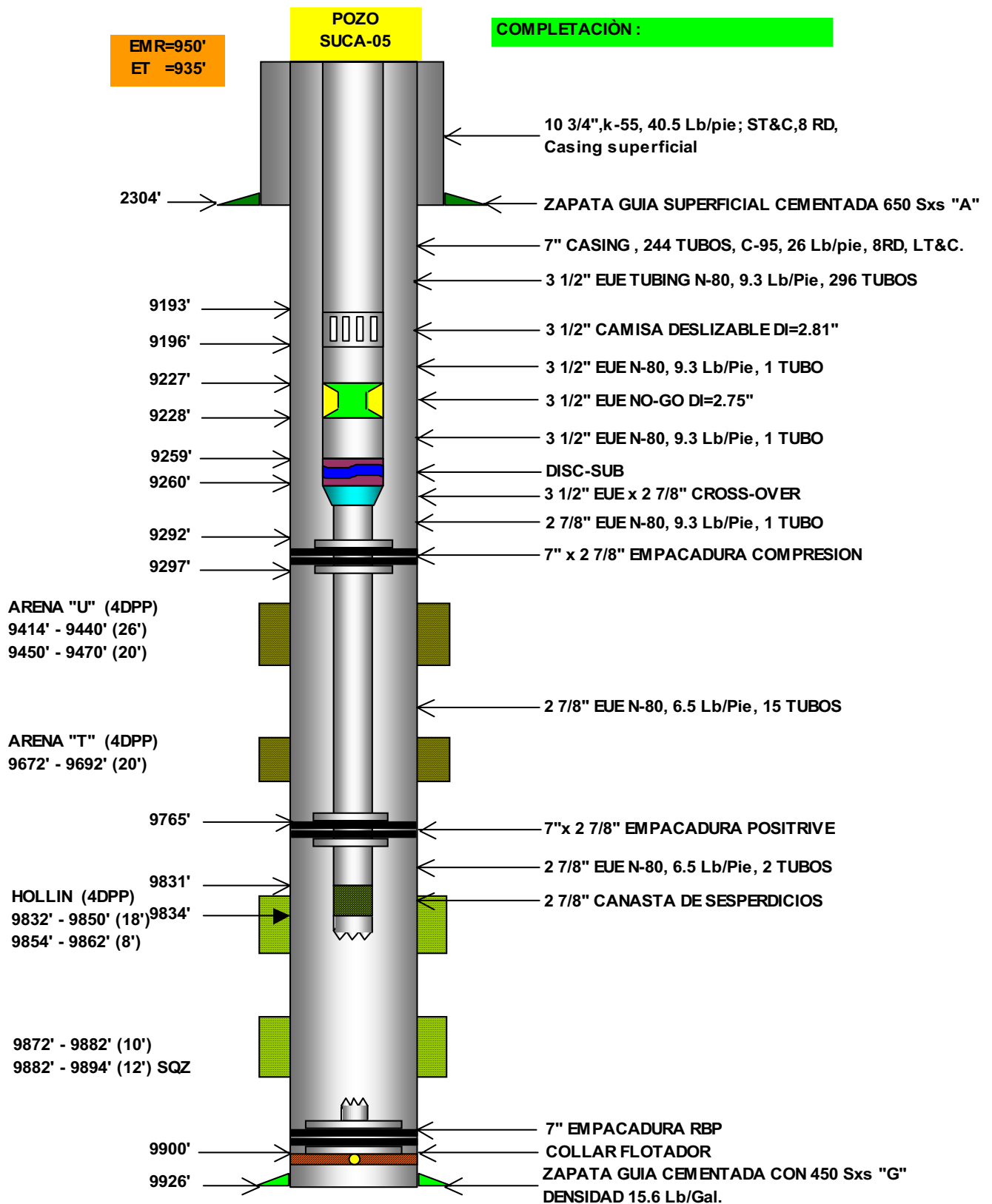


GRAFICO Nº 3.5 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA PARA EVALUAR LA ARENA "HOLLIN"

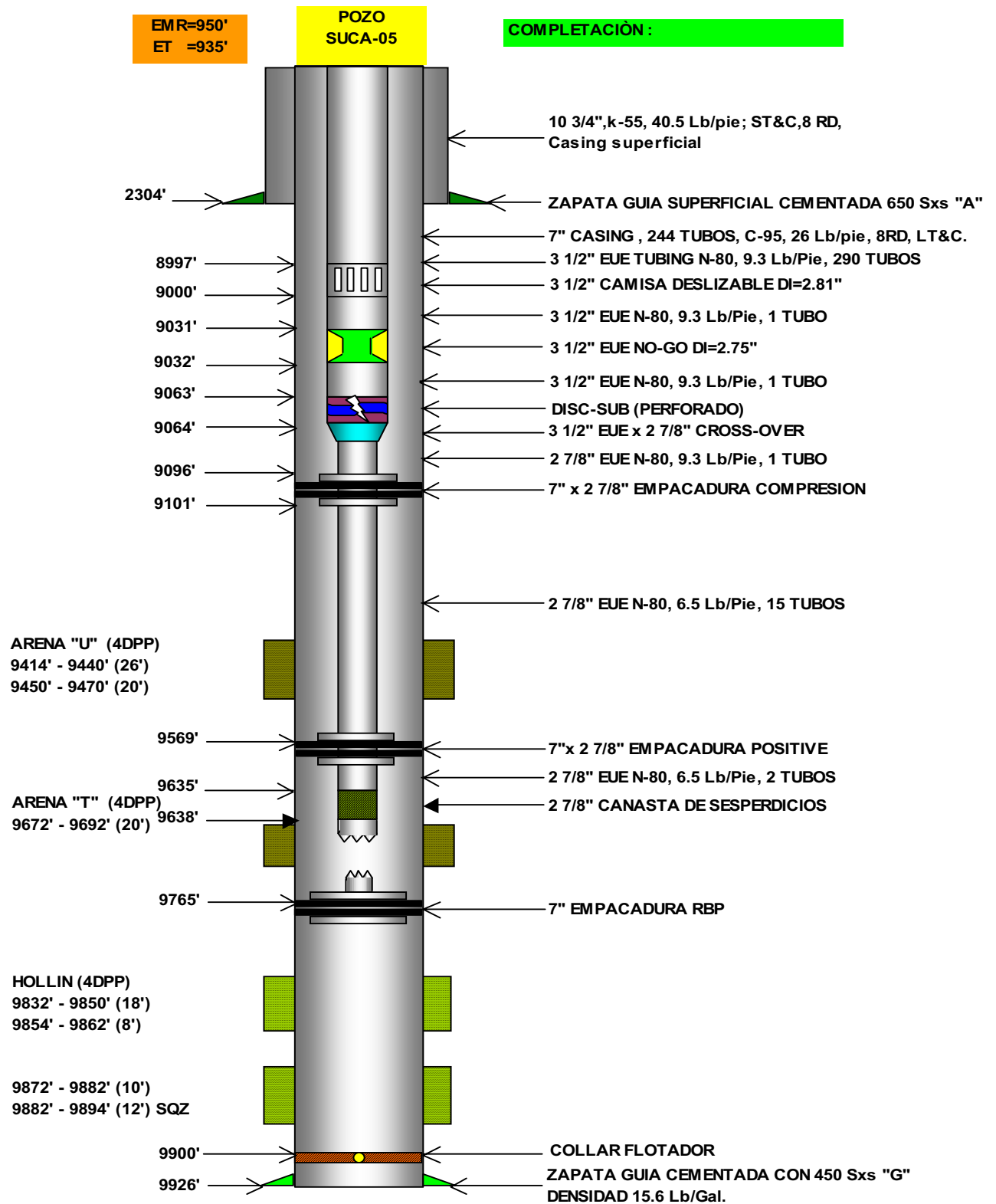


GRAFICO N° 3.6 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA PARA EVALUAR LA ARENA "T"

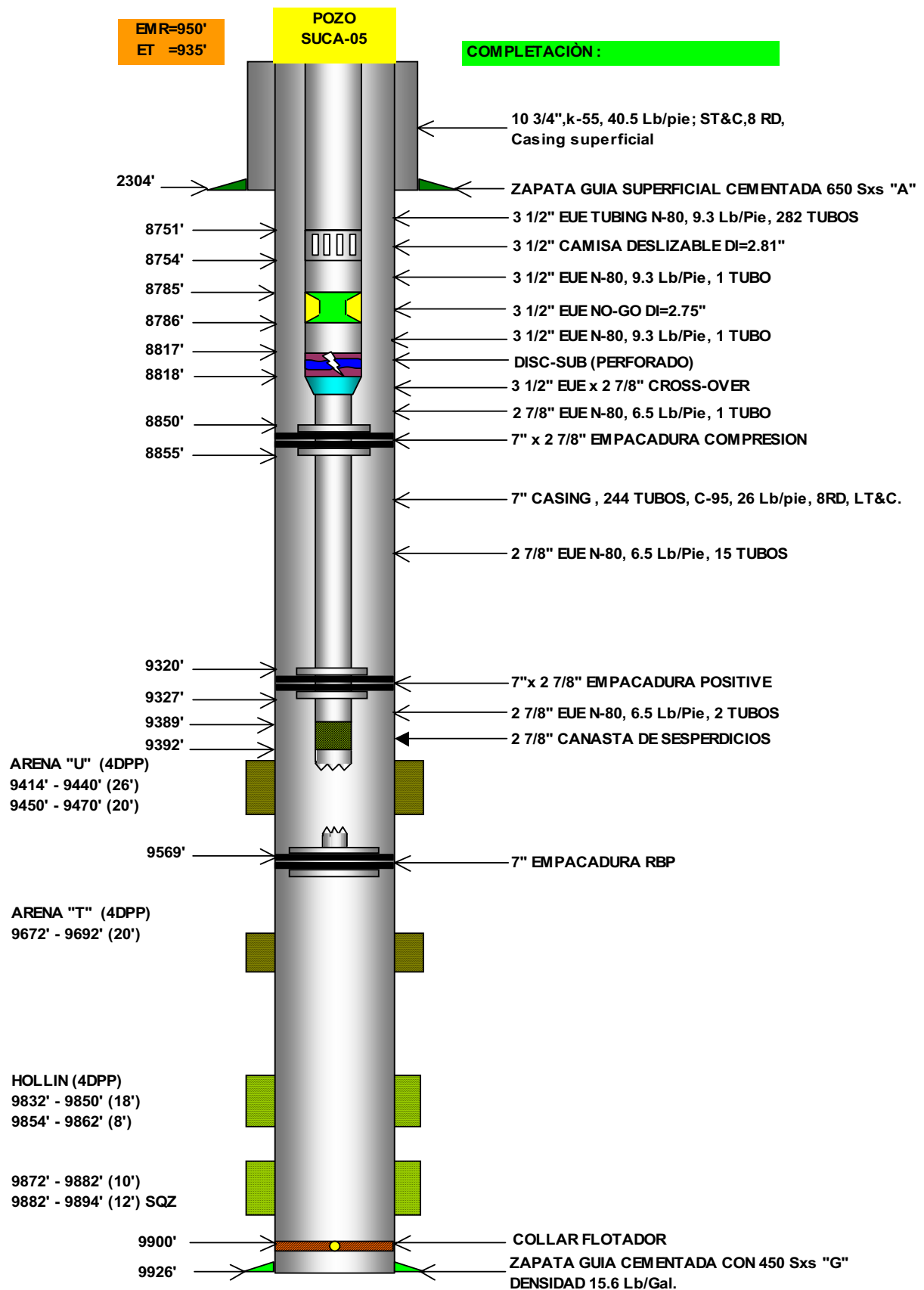


GRAFICO N° 3.7 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA PARA EVALUAR LA ARENA "U"

3.3.2.2 Diseño de la completaciòn para pruebas con bomba Jet de camisa

El objetivo de la utilización de una bomba Jet para camisa en este tipo de completaciones es el de generar una succiòn del fluido de la formaciòn entre el espacio de la boquilla y la garganta de la bomba, inyectando fluido motriz a alta presiòn.

3.3.2.2.1 Diseño de la completaciòn para pruebas con bomba Jet de camisa para una zona

Para realizar el diseño de la completaciòn de prueba para una zona, se utiliza las siguientes herramientas: Observar figura N° 3.8

Procedemos a asentar la empacadura en el casing, a la profundidad programada, luego desplazamos la bomba hasta asentar en la camisa que debe estar abierta. Para iniciar la evaluaciòn inyectamos fluido motriz a altas presiones por el tubing hasta la bomba, el fluido de producciòn màs el fluido motriz retornan por el anular hasta la superficie.

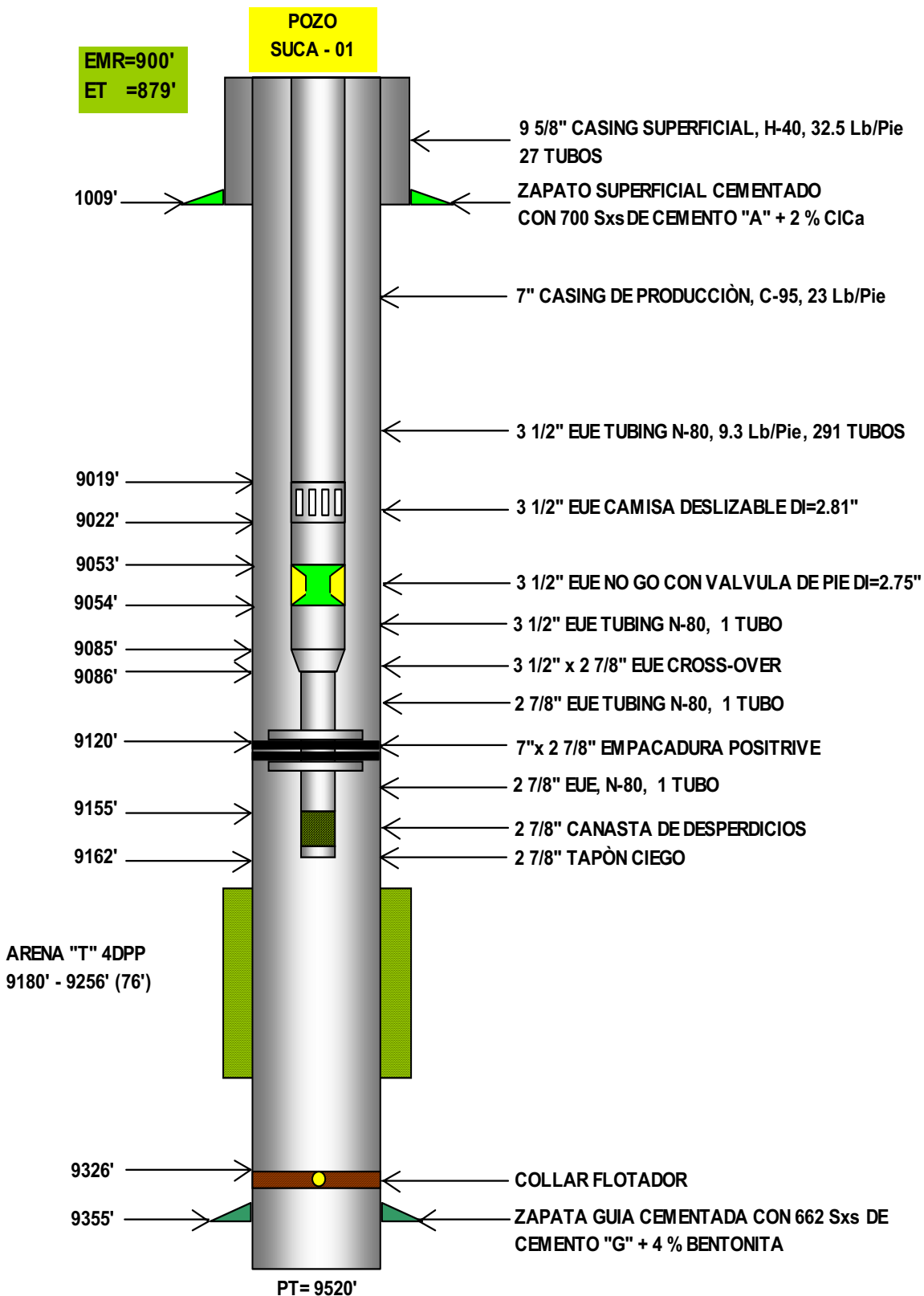


GRAFICO N° 3.8 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA CON BOMBA JET DE CAMISA EVALUAR ARENA "T"

3.3.2.2 *Diseño de la completación para pruebas con bomba jet de camisa para dos zonas*

Los gráficos N° 3.9 y N° 3.10 muestran la completación de pruebas para dos zonas.

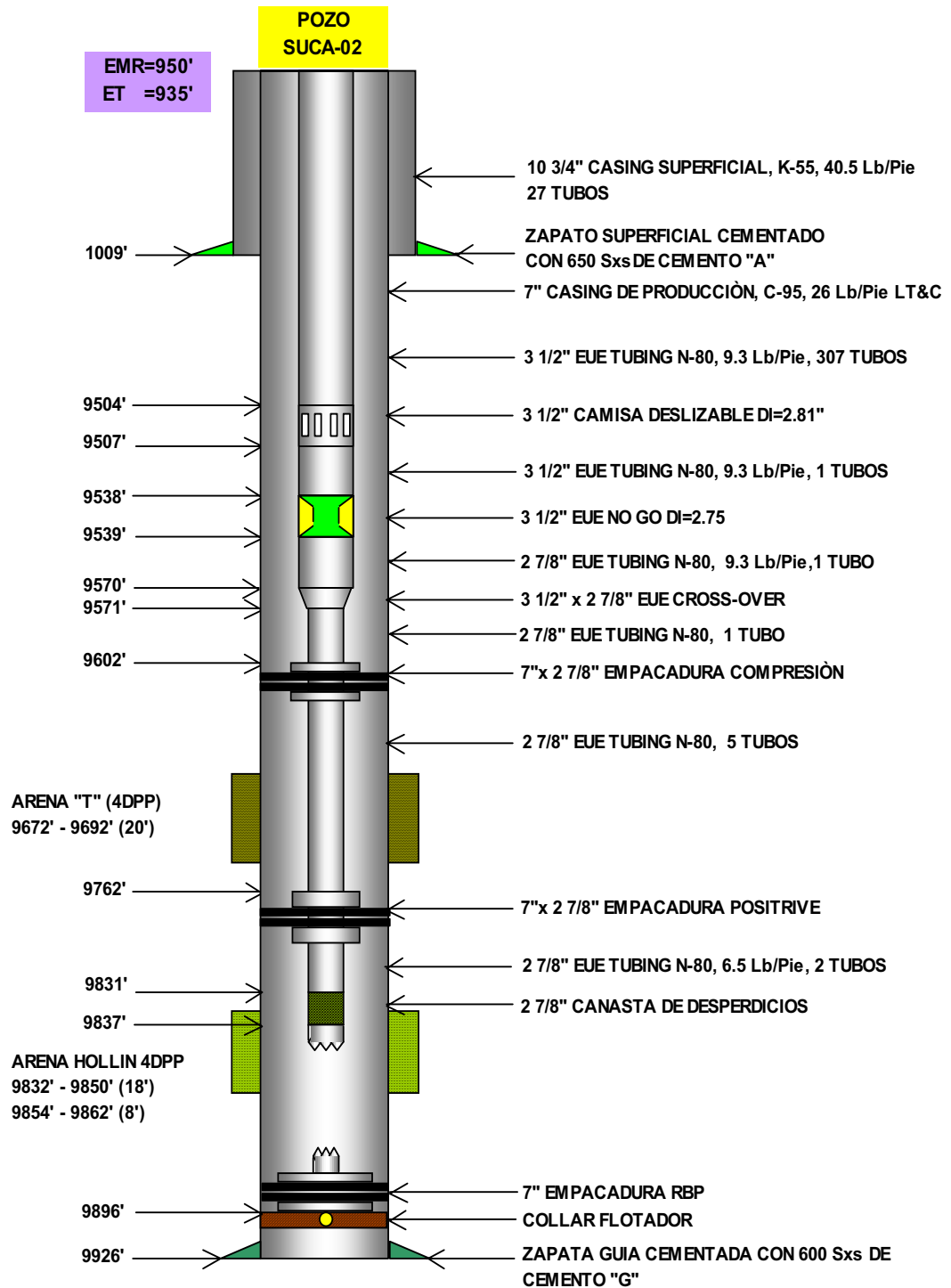


GRAFICO N° 3.9 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA CON BOMBA JET ,EVALUAR ARENA "HOLLÍN"

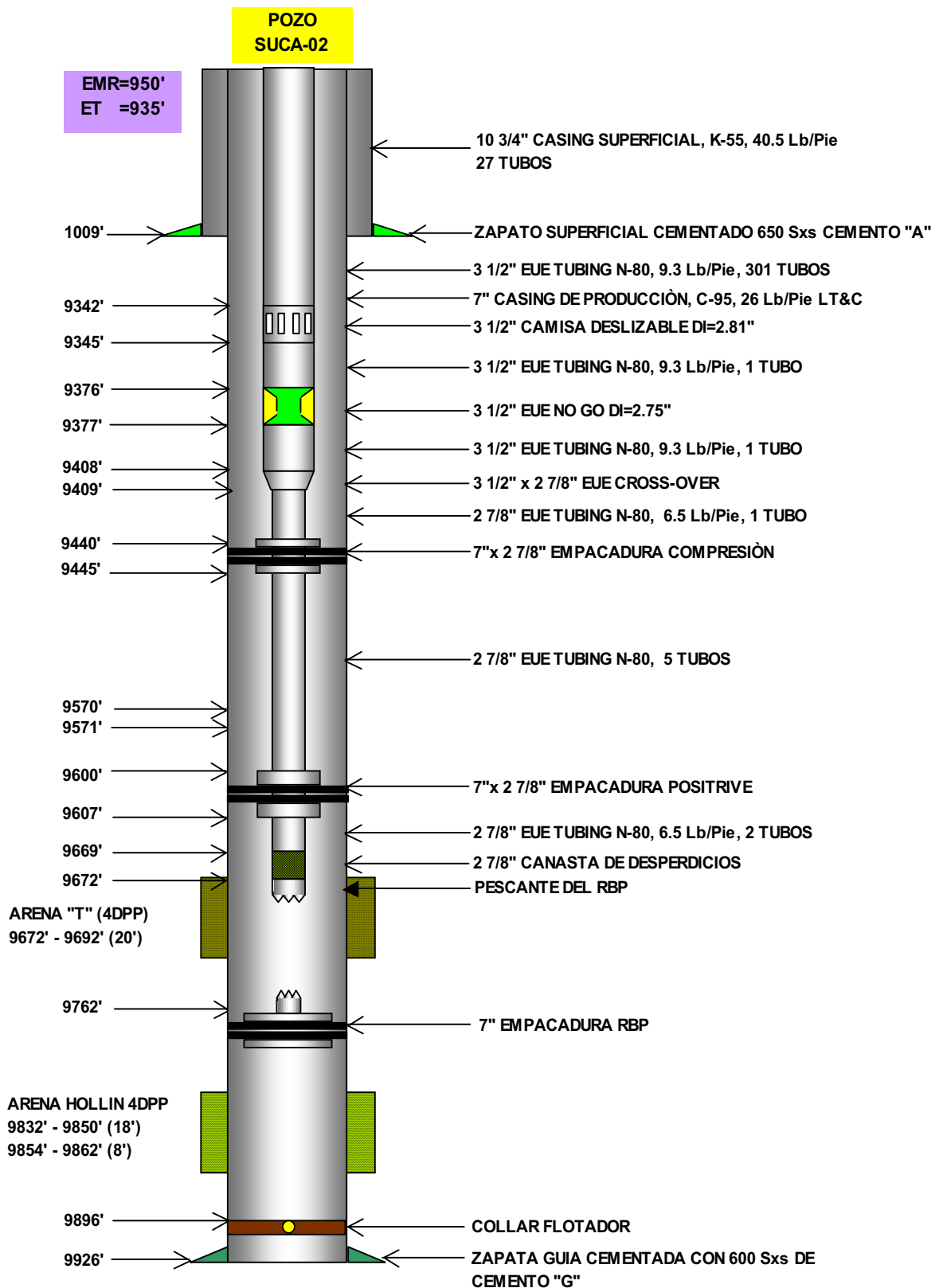


GRAFICO N° 3.10 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA CON BOMBA JET, EVALUAR ARENA "T"

En este tipo de completaciones de pruebas para dos arenas se utiliza las tres empacaduras COMPRESIÓN, POSITRIVE Y RBP.

Para evaluar la arena Hollín, se asienta las empacaduras a la profundidad programada, como se observa en el gráfico N° 3.9. Bajamos bomba Jet hasta asentar en la camisa que debe estar abierta, luego se inyecta el fluido motriz por el tubing, retornando por el anular junto con el fluido de formación.

Para evaluar la arena "T", se reversa la bomba Jet, se pesca el RBP, se asientan las empacaduras como se indica en el gráfico N° 3.10, se baja la bomba Jet hasta la camisa y seguimos el proceso indicado anteriormente para la evaluación.

3.3.2.2.3 *Diseño de la completación para pruebas con bomba jet de camisa para tres zonas*

Los diseños de completación para pruebas de tres arenas se muestran en los gráficos N° 3.11, 3.12, 3.13

Los procesos de evaluación para las tres arena son similares que para el caso de evaluación de dos arenas diferenciándose en que las empacaduras deben asentarse a las profundidades de interés.

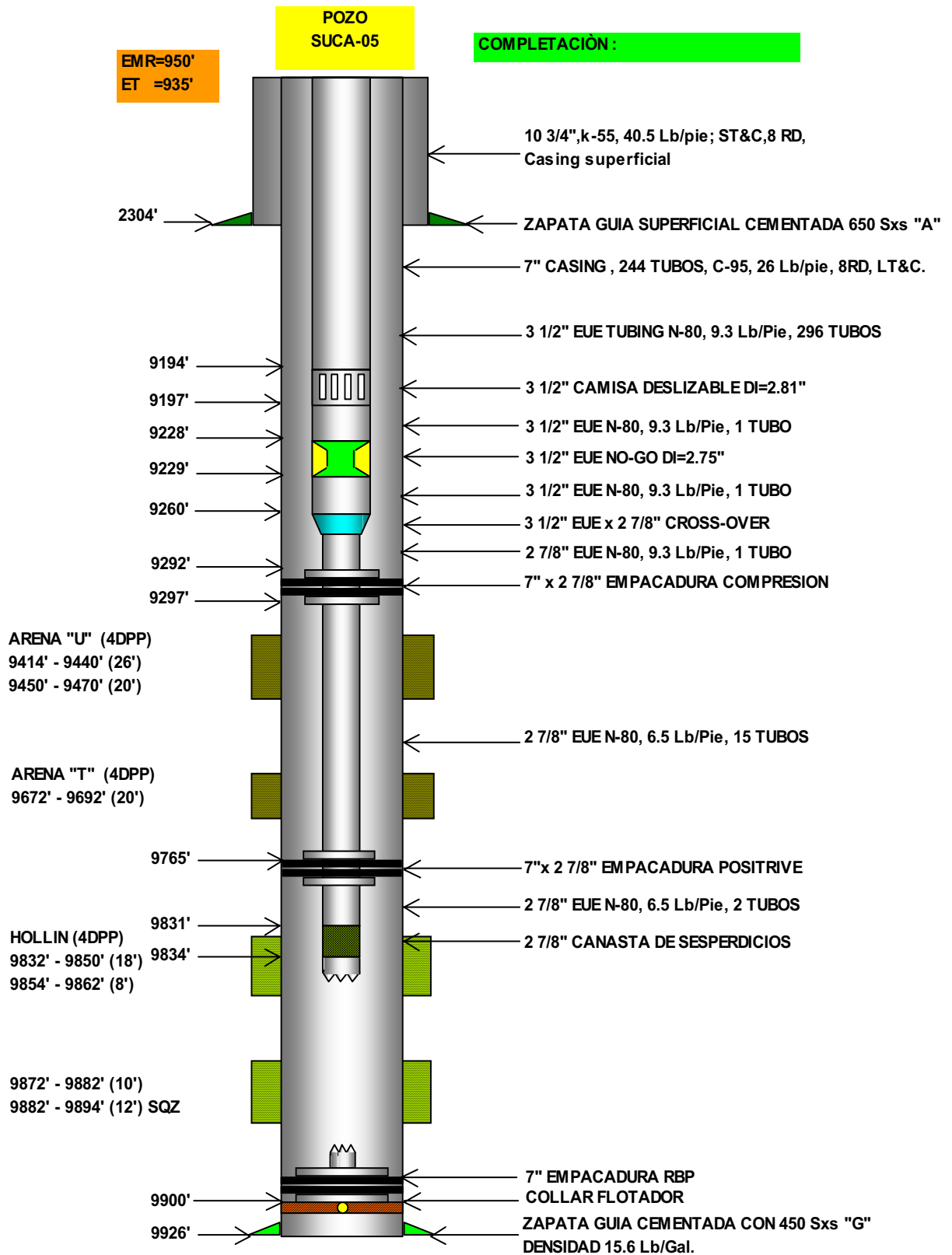


GRAFICO N° 3.11 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA CON BOMBA JET DE CAMISA, EVALUAR ARENA "HOLLÍN"

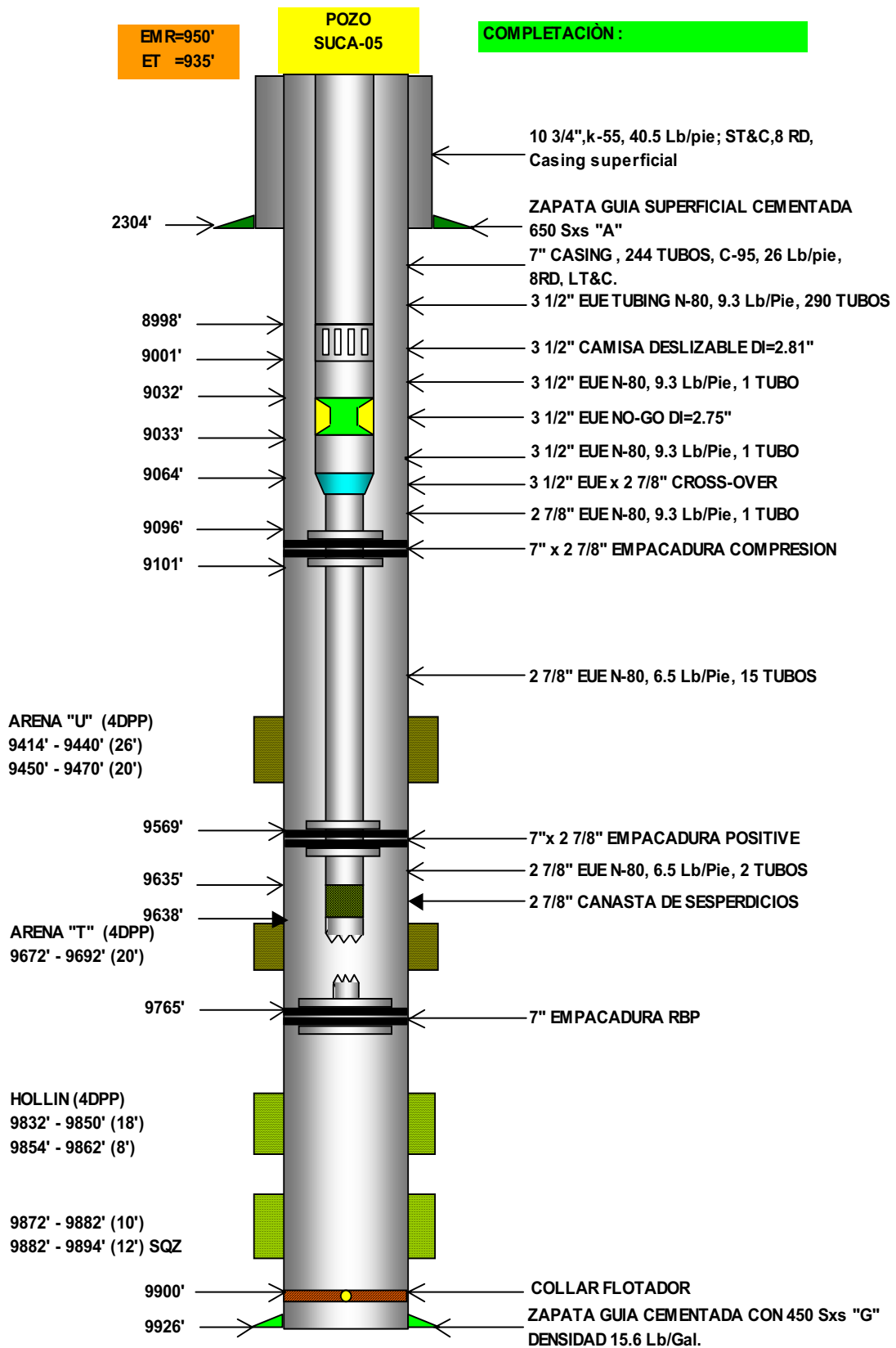


GRAFICO N° 3.12 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA CON BOMBA JET DE CAMISA, EVALUAR ARENA "T"

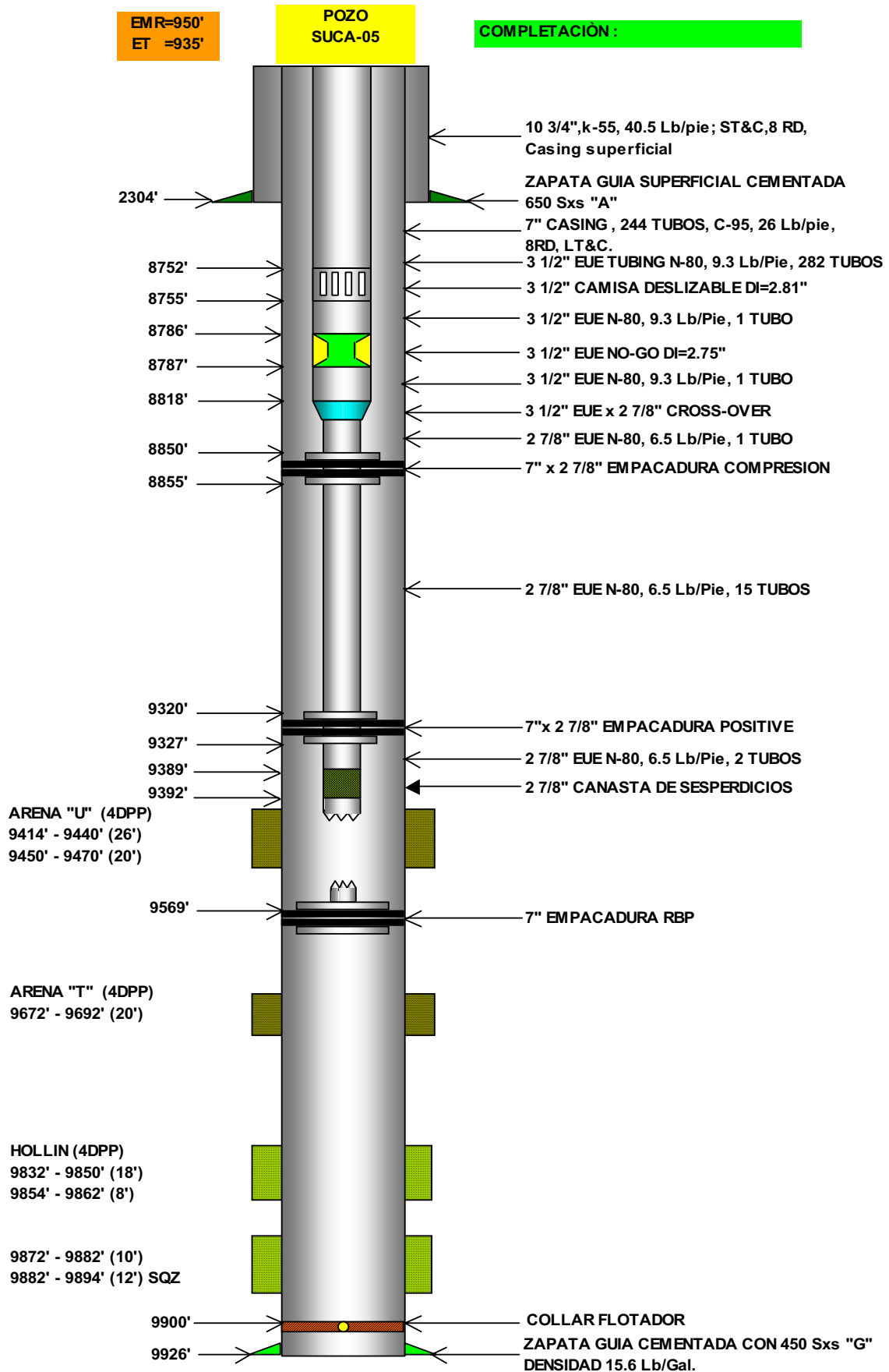


GRAFICO N° 3.13 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA CON BOMBA JET DE CAMISA, EVALUAR ARENA "U"

3.3.3 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA CON DISCO Y TCP

El objetivo de la utilización del disco con TCP es crear un diferencial de presión que permite ascender el fluido hasta la superficie. Una vez que la barra rompe el disco y se acciona el cañón disparando la formación inmediatamente el pozo fluye.

El diseño de completación de prueba se muestran en los gráficos 3.14, 3.15, 3.16 con pequeñas variaciones. Así, en el gráfico 3.15 por ejemplo se aísla la zona superior que esta abierta asentando dos empacaduras y en el grafico 3.16 se aísla la zona inferior con un CIBP.

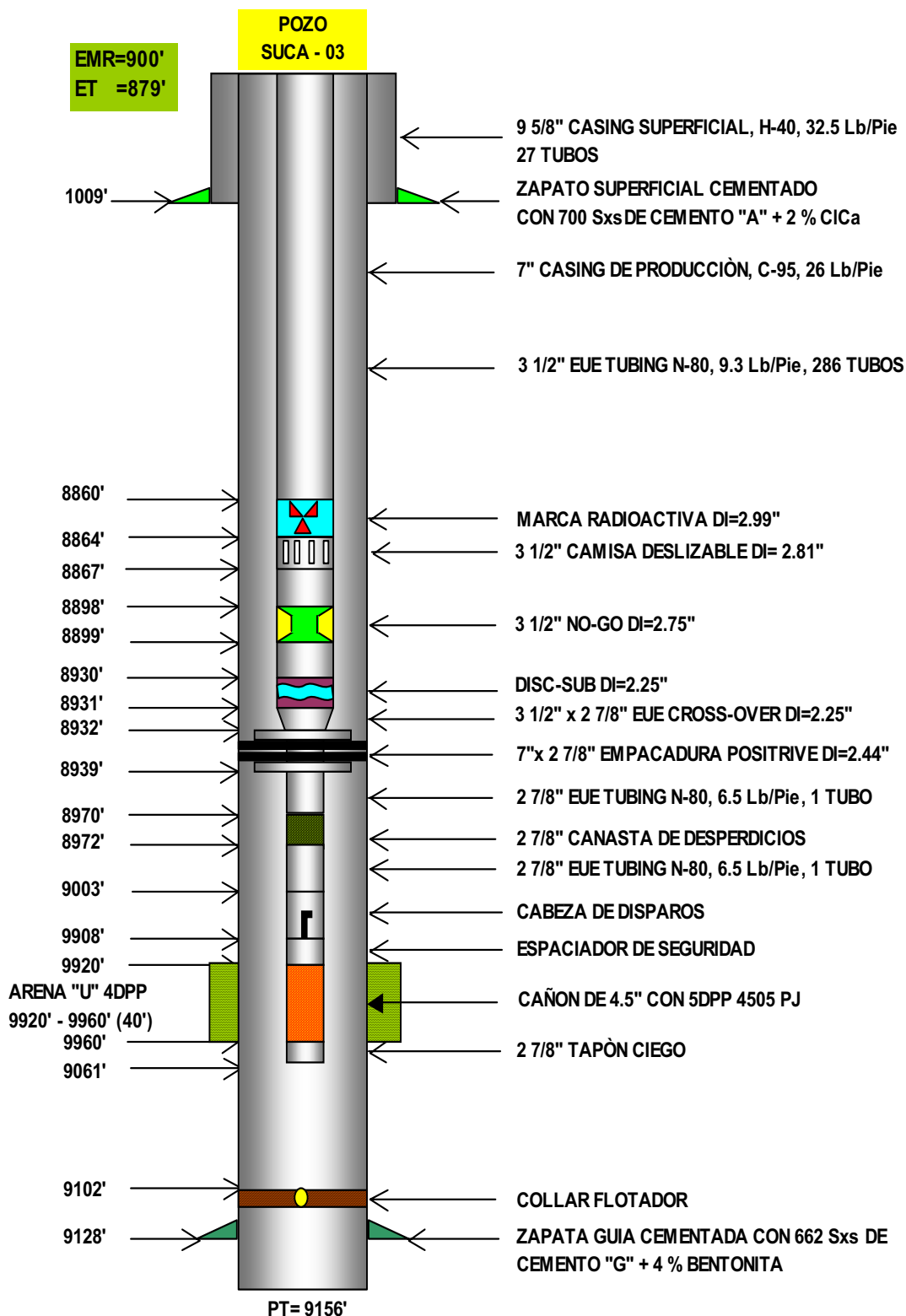


GRAFICO N° 3.14 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA CON DISCO Y TCP. EVALUAR ARENA "U"

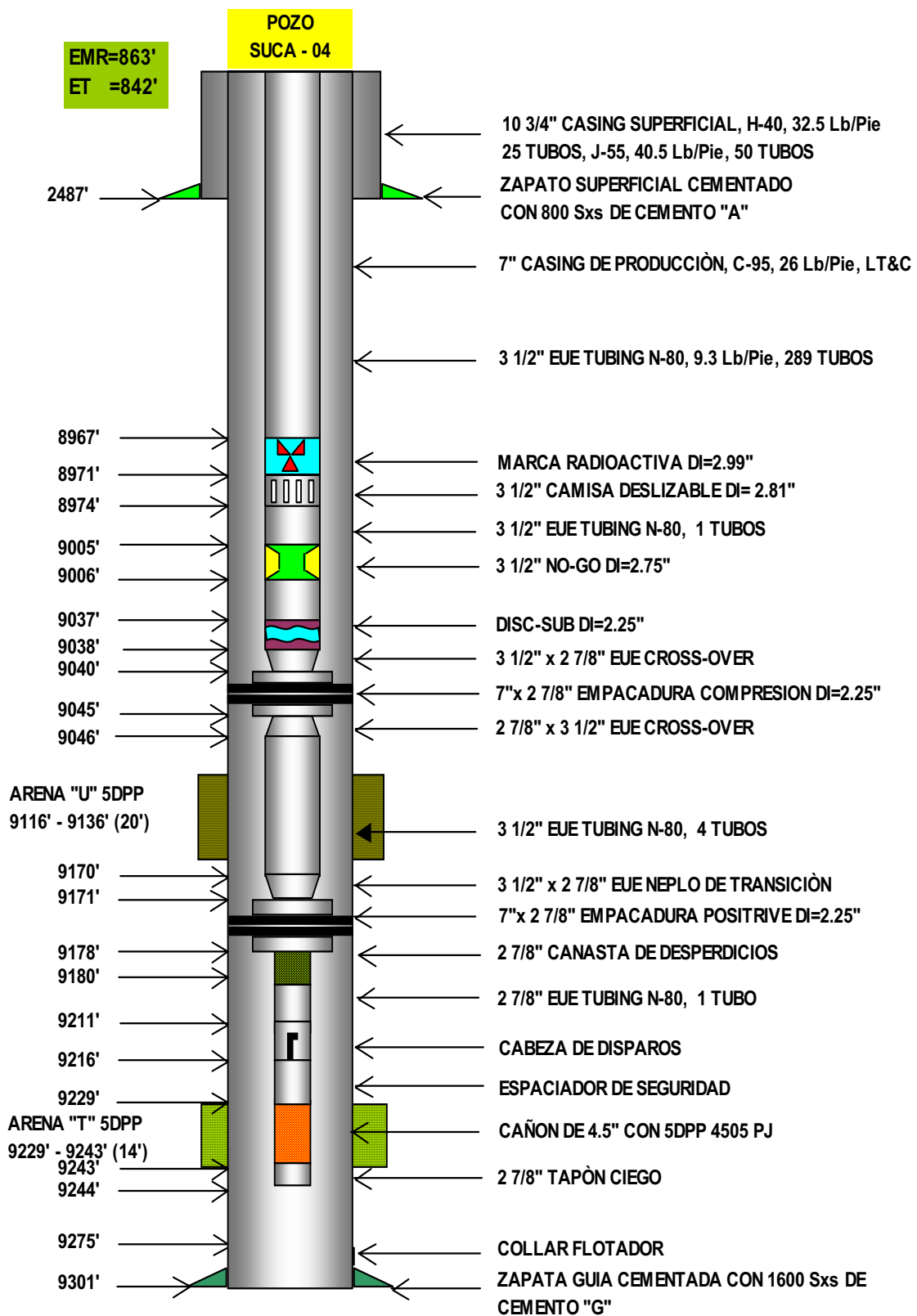


GRAFICO N° 3.15 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA CON DISCO Y TCP ,EVALUAR ARENA "T"

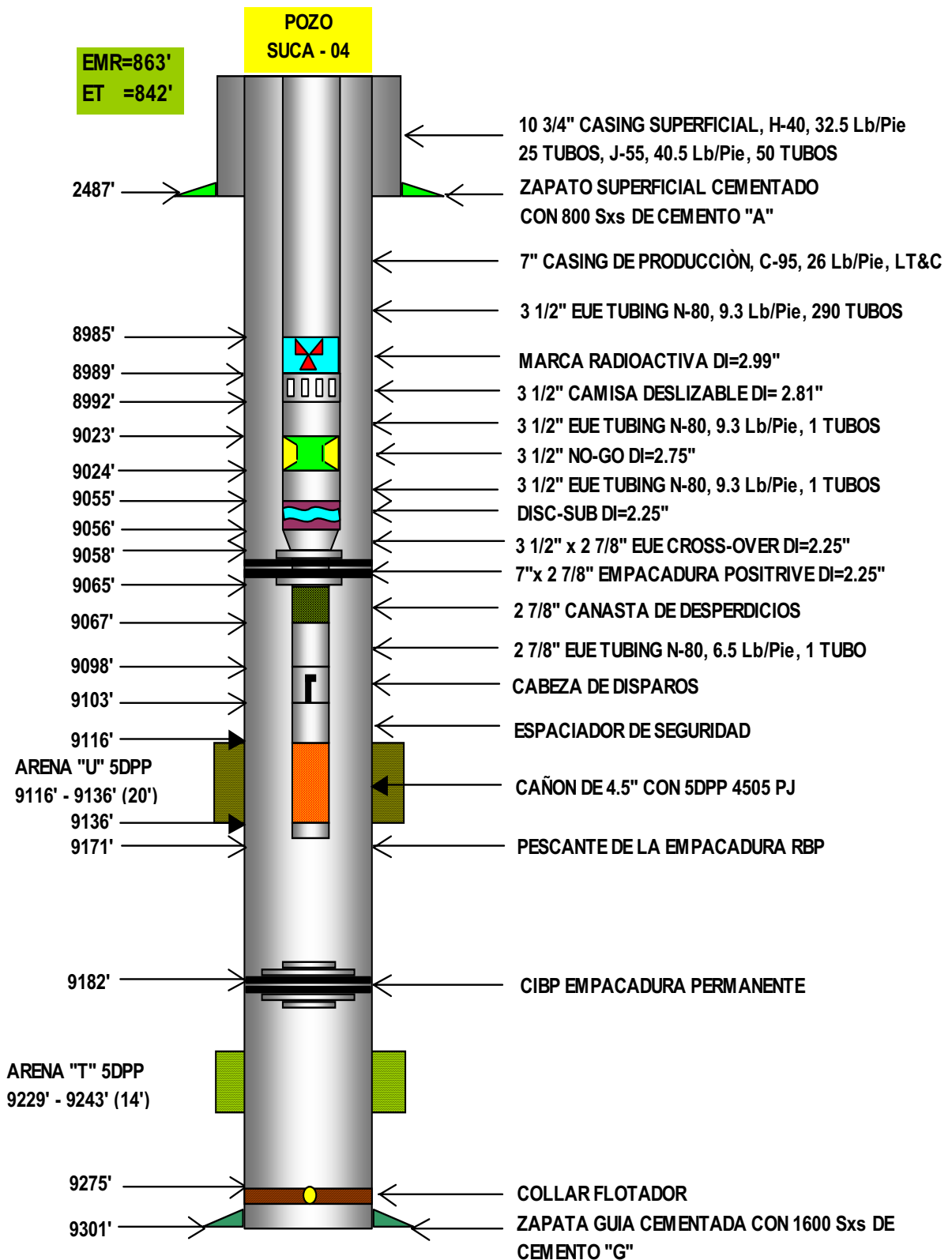


GRAFICO N° 3.16 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE PRUEBA CON DISCO Y TCP PARA EVALUAR ARENA "U"

3.4 DISEÑO DE COMPLETACIÓN PARA PRODUCCIÓN DE POZOS

Existen diferentes maneras de completar un pozo dependiendo de su potencial y de las condiciones en superficie escogeremos si se completa para flujo natural si el pozo fluye con energía propia, de lo contrario se decide por un sistema de levantamiento artificial (Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico, Bombeo Neumático, Bombeo Electrosumerible).

3.4.1 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA FLUJO NATURAL

Cuando al evaluar el pozo se determina que éste es capaz de fluir con energía propia, podemos completar utilizando las siguientes herramientas como se observa en el grafico 3.17 para permitir que los fluidos lleguen a superficie de una manera segura y eficiente. En esta completación se ve de algún modo restringido el flujo por el uso de las empacaduras.

Esta completación permite elegir la zona de la cual deseamos producir, abriendo o cerrando las camisa de producción a voluntad.

En completaciones definitivas de producción, las empacaduras generalmente son de asentamiento hidráulico, por lo que las camisas deben estar inicialmente cerradas para permitir inyectar presión por el tubing para de esta manera asentar las empacaduras. En Petroproducción por lo general son Packer tipo FH de Baker y la PFH de Weatherford.

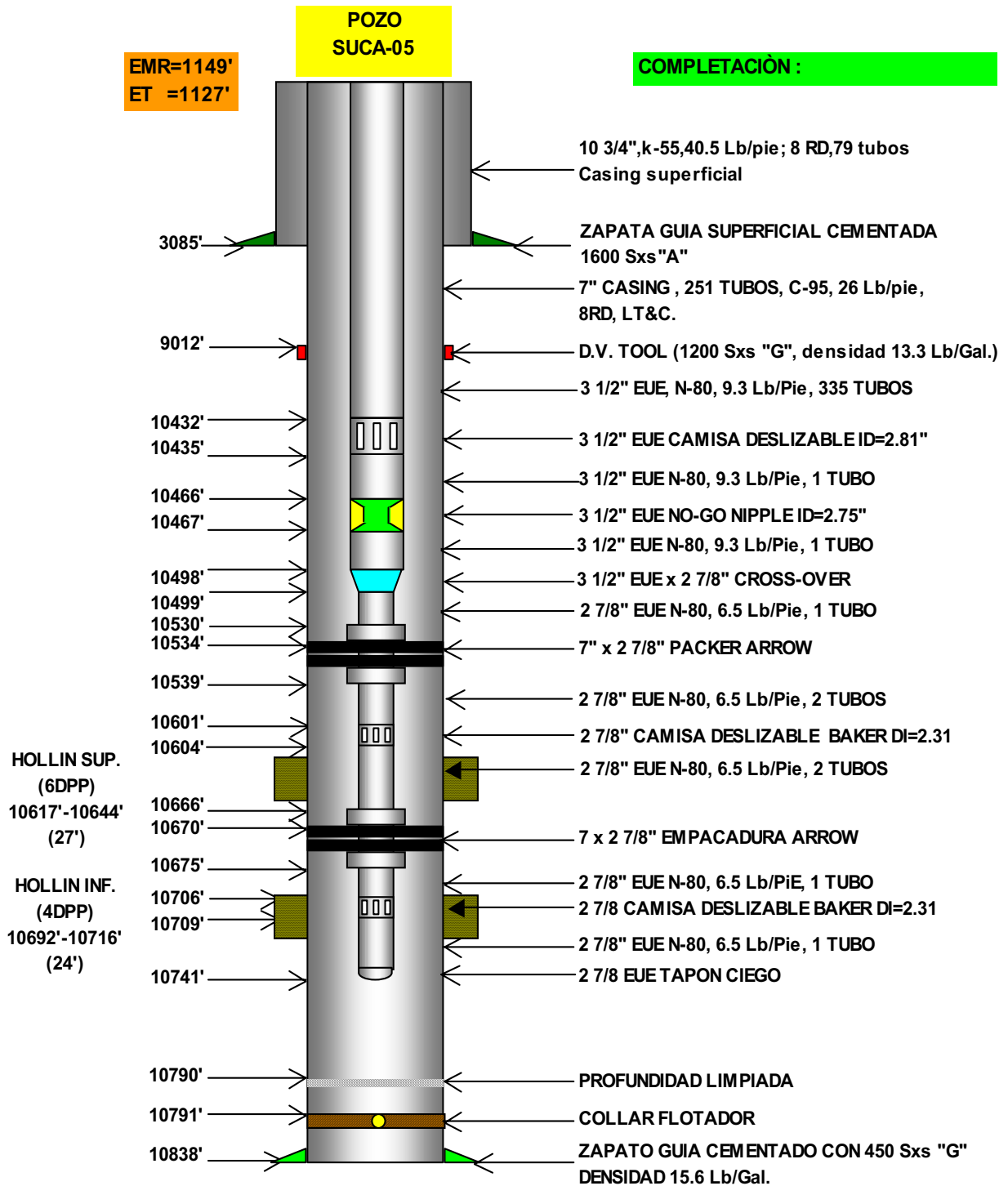


GRAFICO N° 3.17 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA FLUJO NATURAL UTILIZANDO TAPÓN CIEGO Y CAMISA

Otro diseño de completación para flujo natural se puede observar en el grafico N° 3.18, se ha completado con neplo campana y NO-GO. En este caso para asentar las empacaduras, se baja primeramente un Standing valve y se asienta en el NO-GO.

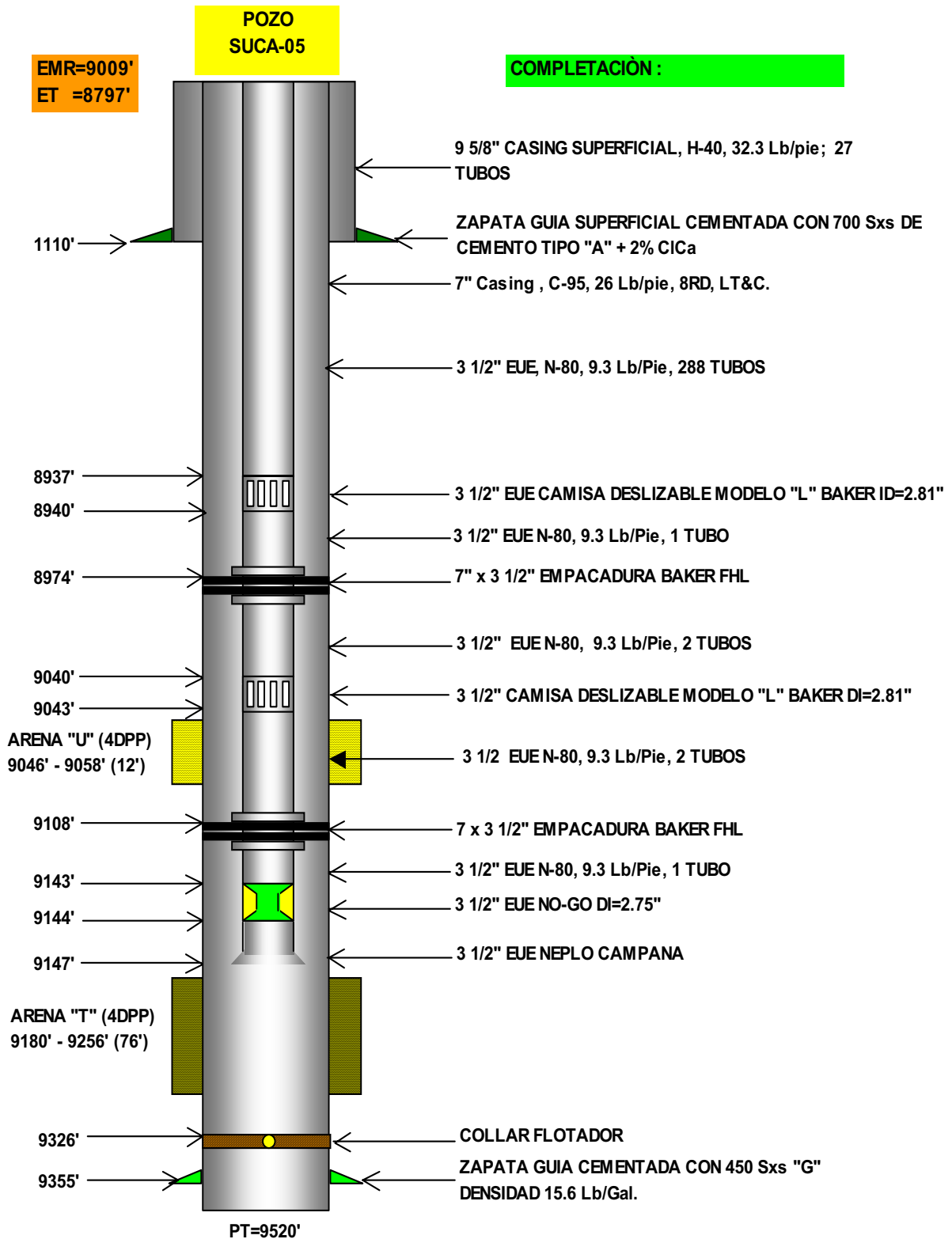


GRAFICO N° 3.18 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA FLUJO NATURAL UTILIZANDO NO-GO Y NEPLO CAMPANA

3.4.2 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO MECÁNICO

En el diseño de completación para bombeo mecánico utilizamos las herramientas como se puede observar en la figura № 3.19

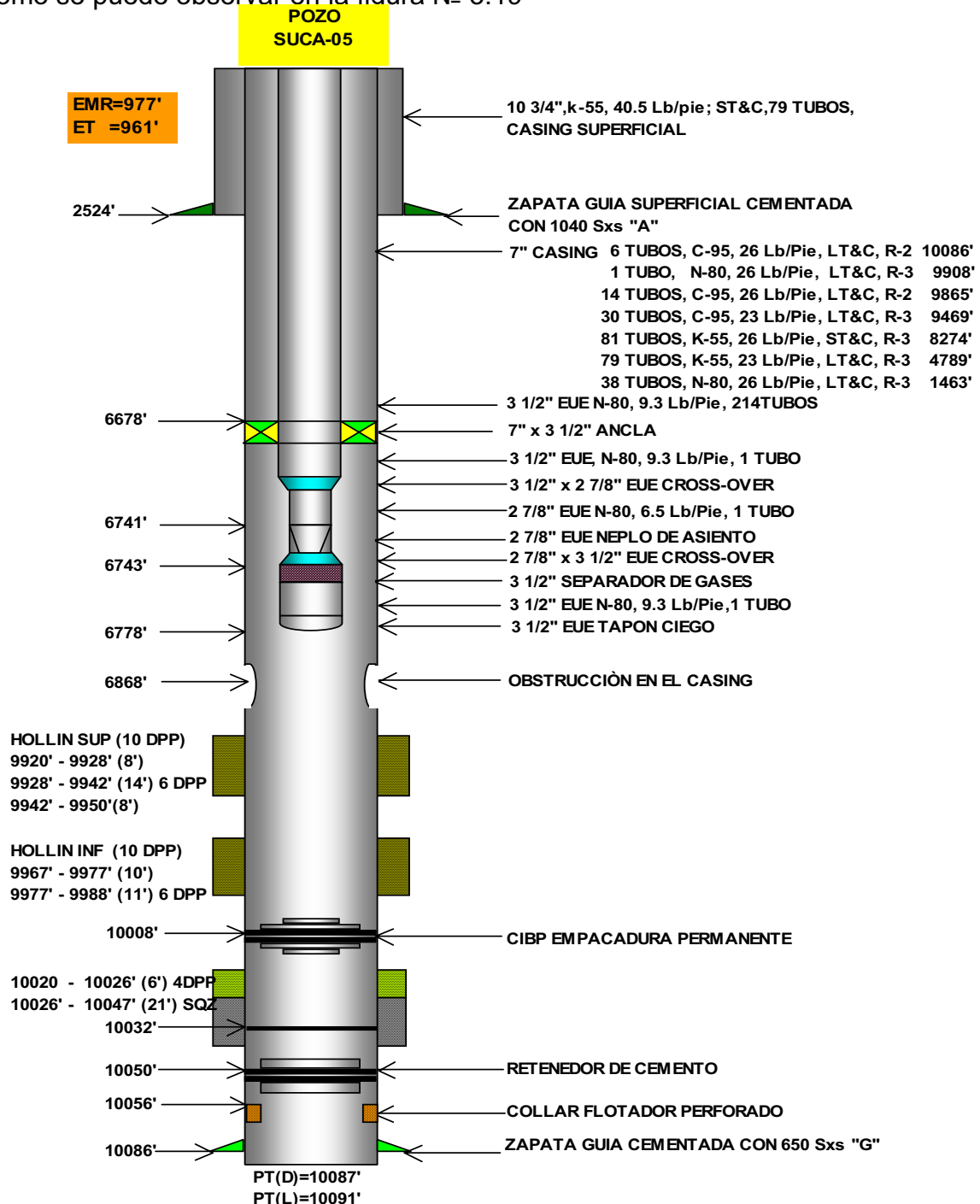


GRAFICO Nº 3.19 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA FLUJO BOMBEO MECÁNICO UTILIZANDO UN SEPARADOR DE GAS

La completación para bombeo mecánico incluye el ancla que tiene por objetivo tensionar la tubería impidiendo que la misma se pandee.

3.4.3 LA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO HIDRÁULICO

3.4.3.1 Diseño de la completación para Bombeo Hidráulico con Cavidad

Para realizar el diseño de la completación para bombeo hidráulico con cavidad se emplea las siguientes herramientas como se muestra en la Figura N° 3.20

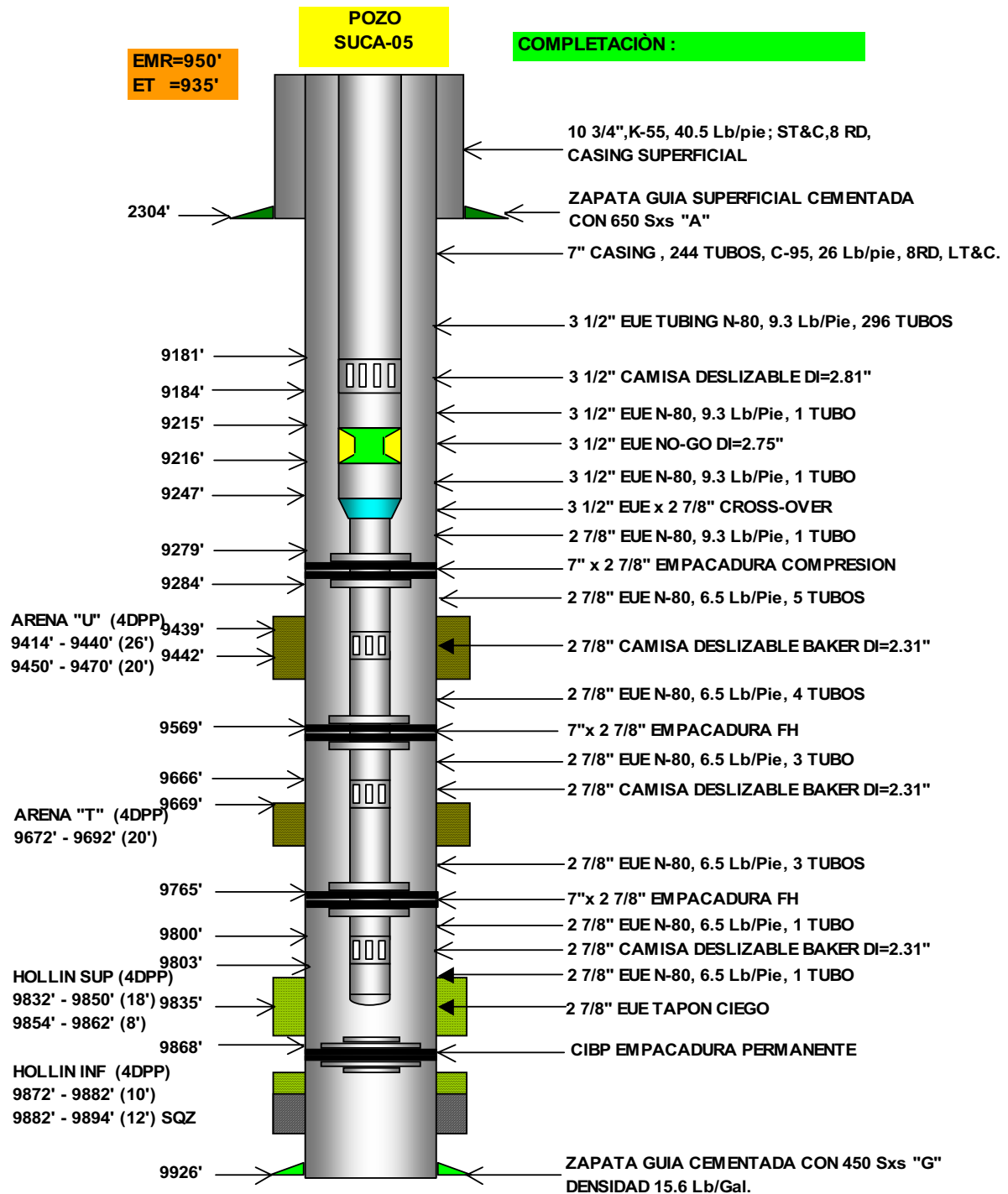


GRAFICO N° 3.20 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO HIDRÁULICO CON CAVIDAD

La cavidad en esta completaciòn permite asentar las bombas hidráulicas tipo pistón o tipo jet. El tubo de seguridad permite desacoplar la tubería de producción sin desasentar las empaaduras; es decir dejando la completaciòn de fondo en el pozo. Se procede a desacoplar la tubería de producción cuando tengamos que reparar la cavidad o la tubería por algùn daño.

3.4.3.2 Diseño de la completaciòn para Bombeo Hidráulico con Camisa

Para realizar este diseño se utiliza las herramientas que se indican en la Figura N° 3.21; en la camisa deslizable se puede asentar la bomba hidráulica tipo jet. El asentamiento de las empaaduras se realiza mediante inyecciòn de presiòn porque son de asentamiento hidráulico.

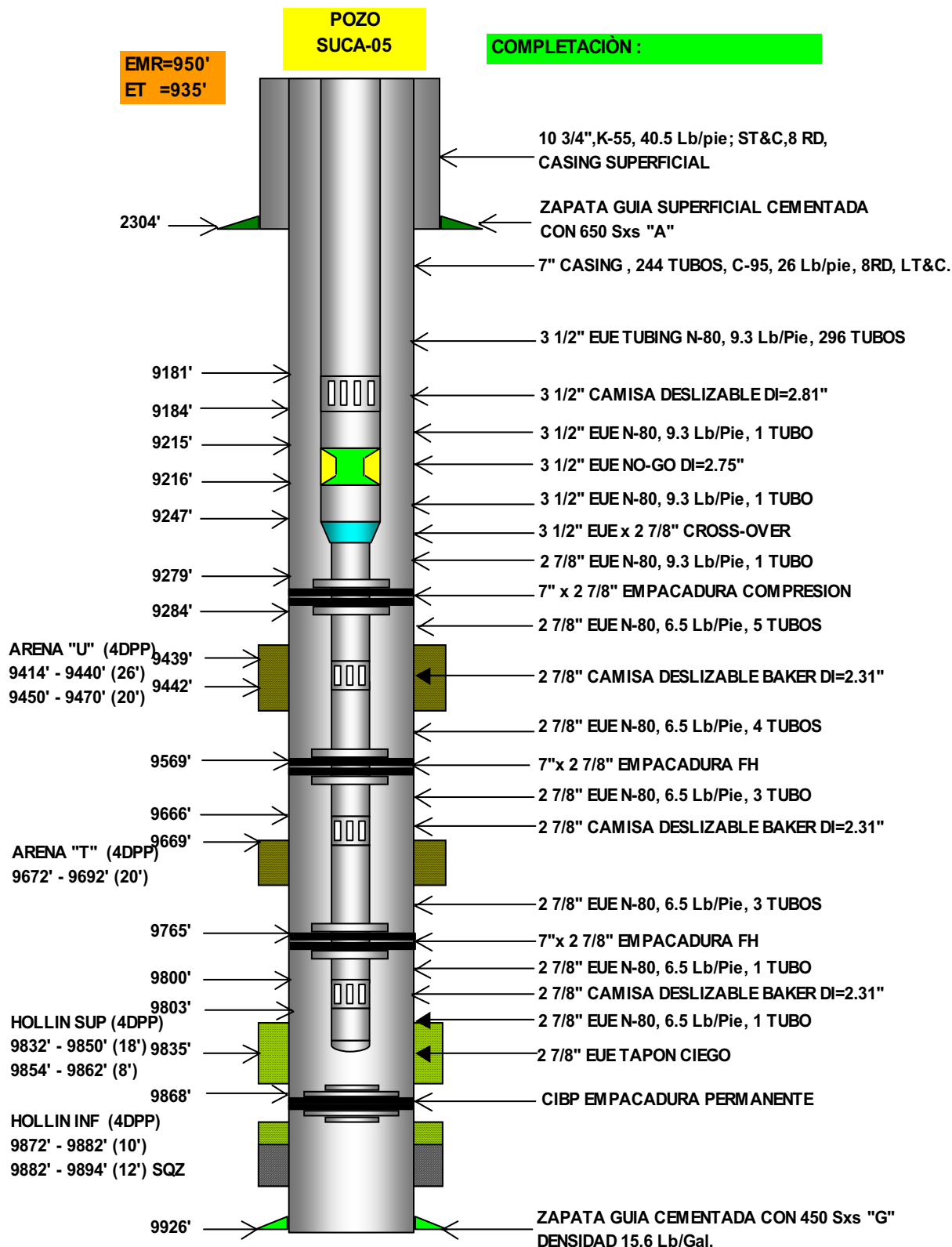


GRAFICO N° 3.21 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO HIDRÁULICO CON CAMISA

3.4.4 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO NEUMÁTICO (GAS-LIFT)

Para el diseño de este tipo de completación se utiliza las herramientas que se muestran en el grafico 3.22

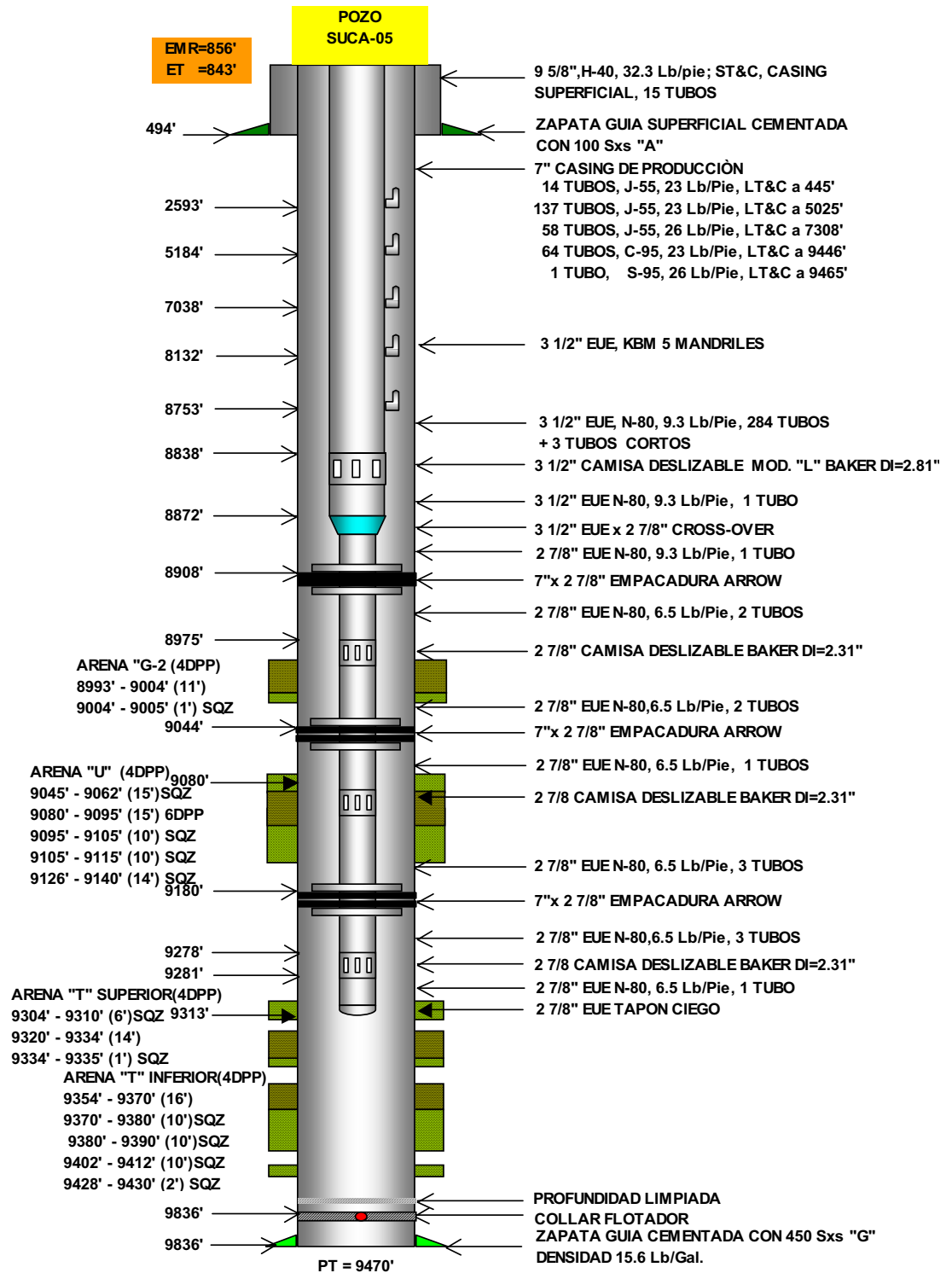


GRAFICO N° 3.22 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO NEUMATICO

3.4.5 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

En los gráficos 3.23 y 3.24 se muestran dos tipos de completaciones para bombeo electro sumergible.

El grafico 3.23 indica un diseño sin empaadura porque tenemos una sola arena productora. El fluido de formación ingresa por el separador de gas a la bomba la cual bombea el fluido a la superficie.

El grafico 3.24 por su parte presenta un diseño con un Packer que controla el flujo del fluido por el anular, además tenemos una completación de fondo para dos arena pero solo se produce de la arena inferior.

3.4.5.1 Diseño de la completación para Bombeo Electrosumergible sin empacadura

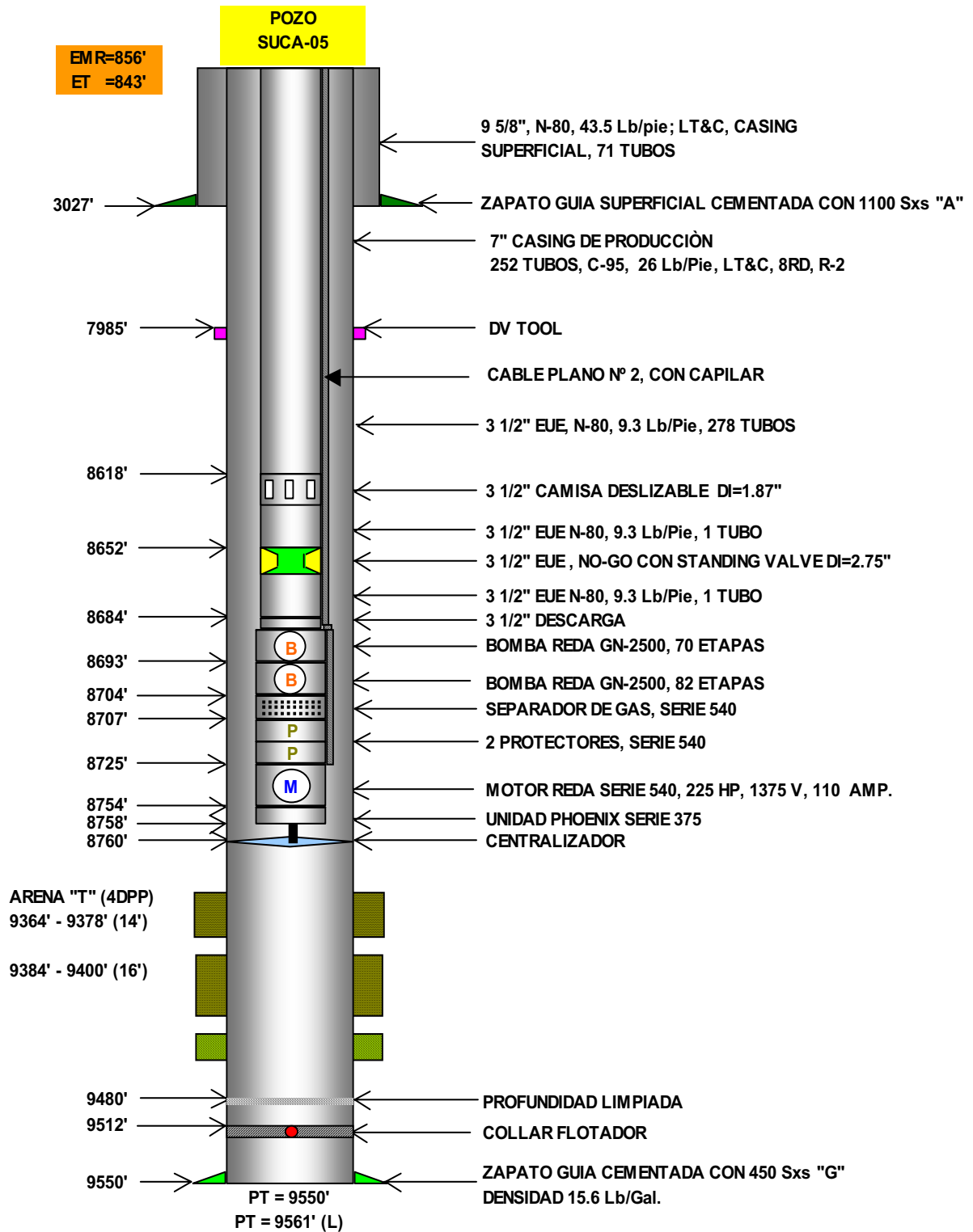


GRAFICO Nº 3.23 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE SIN EMPACADURA

3.4.5.2 Diseño de la completación para Bombeo Electrosumergible con Empacadura

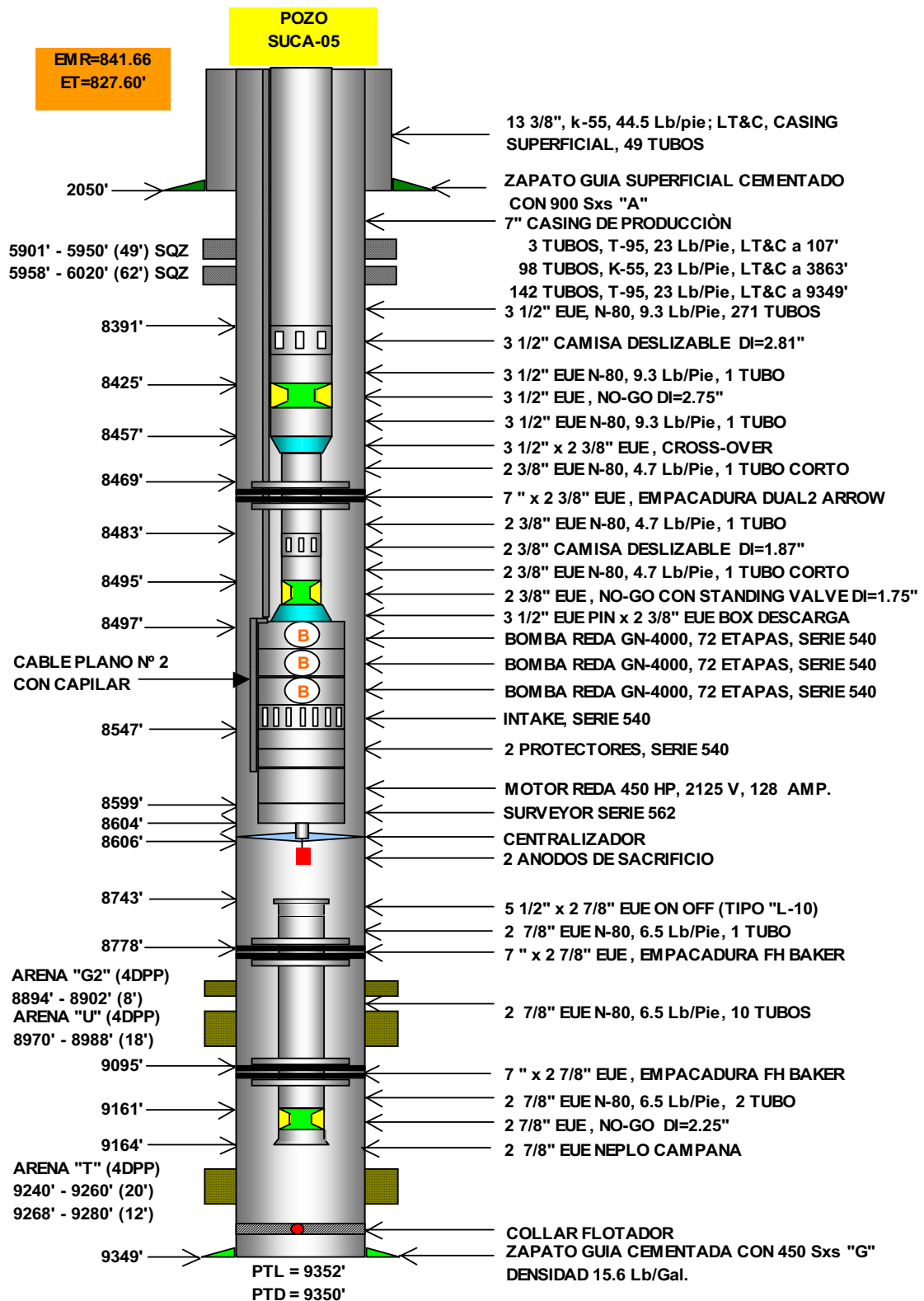


GRAFICO Nº 3.24 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON EMPACADURA

3.5 DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES PARA PRODUCCIÓN DE POZOS

El objetivo de las completaciones duales es producir de dos arenas simultáneamente, sin que se mezclen los fluidos producidos de las dos arenas. La mejor opción para una completación doble es cuando las dos zonas tienen igual presión o la zona inferior tiene la presión un poco más alta.

A continuación presentamos diseños de completaciones duales para los diferentes tipos de levantamiento para flujo natural y artificial.

Debemos resaltar que una completación dual no es posible para bombeo mecánico.

En estas completaciones necesitamos obviamente empacaduras duales que se asientan hidráulicamente inyectando presión por una de las dos sartas de producción.

3.5.1 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DUAL PARA FLUJO NATURAL

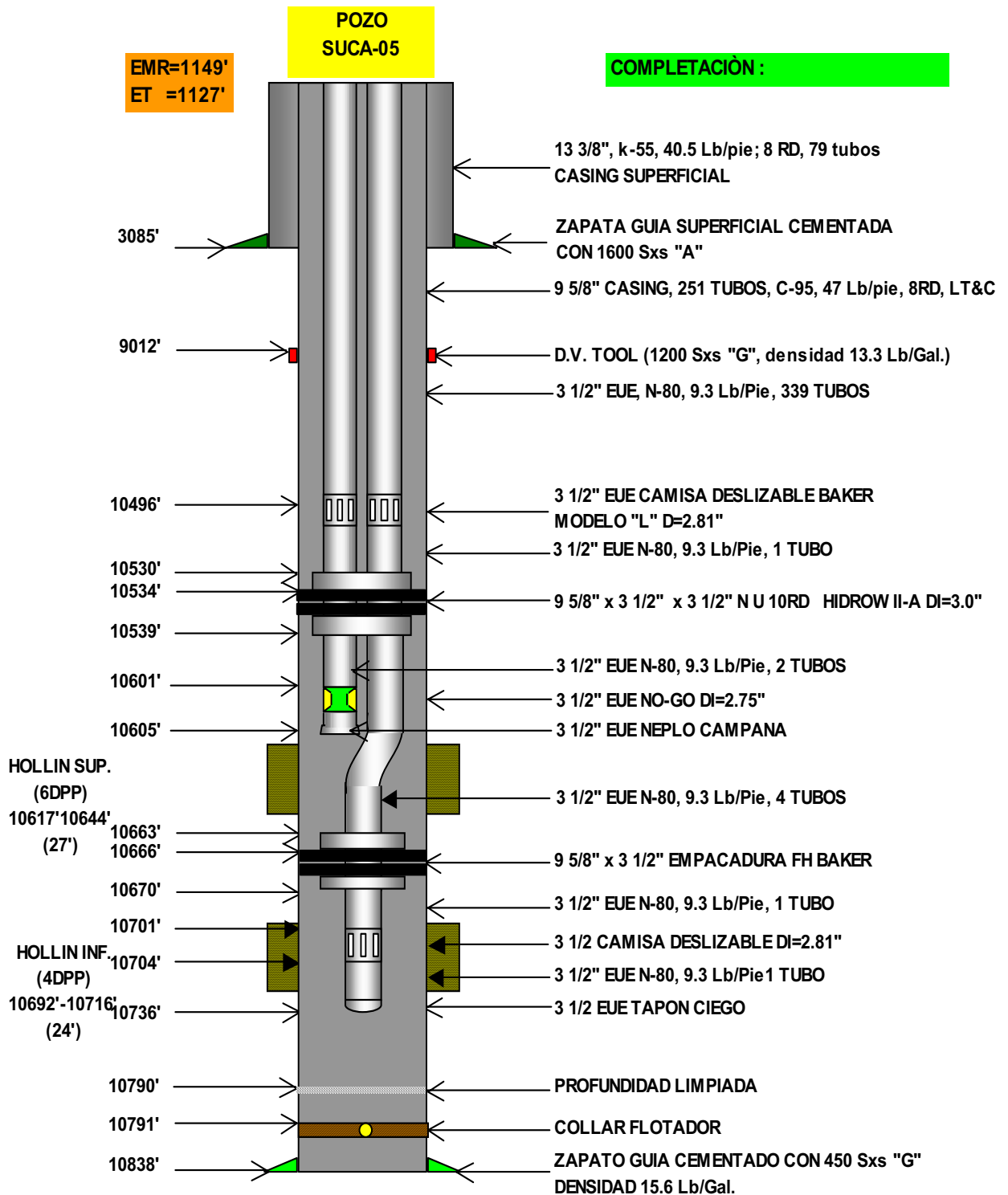


GRAFICO N° 3.25 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DUAL PARA FLUJO NATURAL

3.5.2 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DUAL PARA BOMBEO HIDRÁULICO

En este diseño se debe colocar una bomba hidráulica Jet de camisa en cada sarta y estas deben ser Bombas reversas; es decir se inyecta fluido motriz por el anular y retorna por cada uno de los tubing la producción más el fluido motriz.

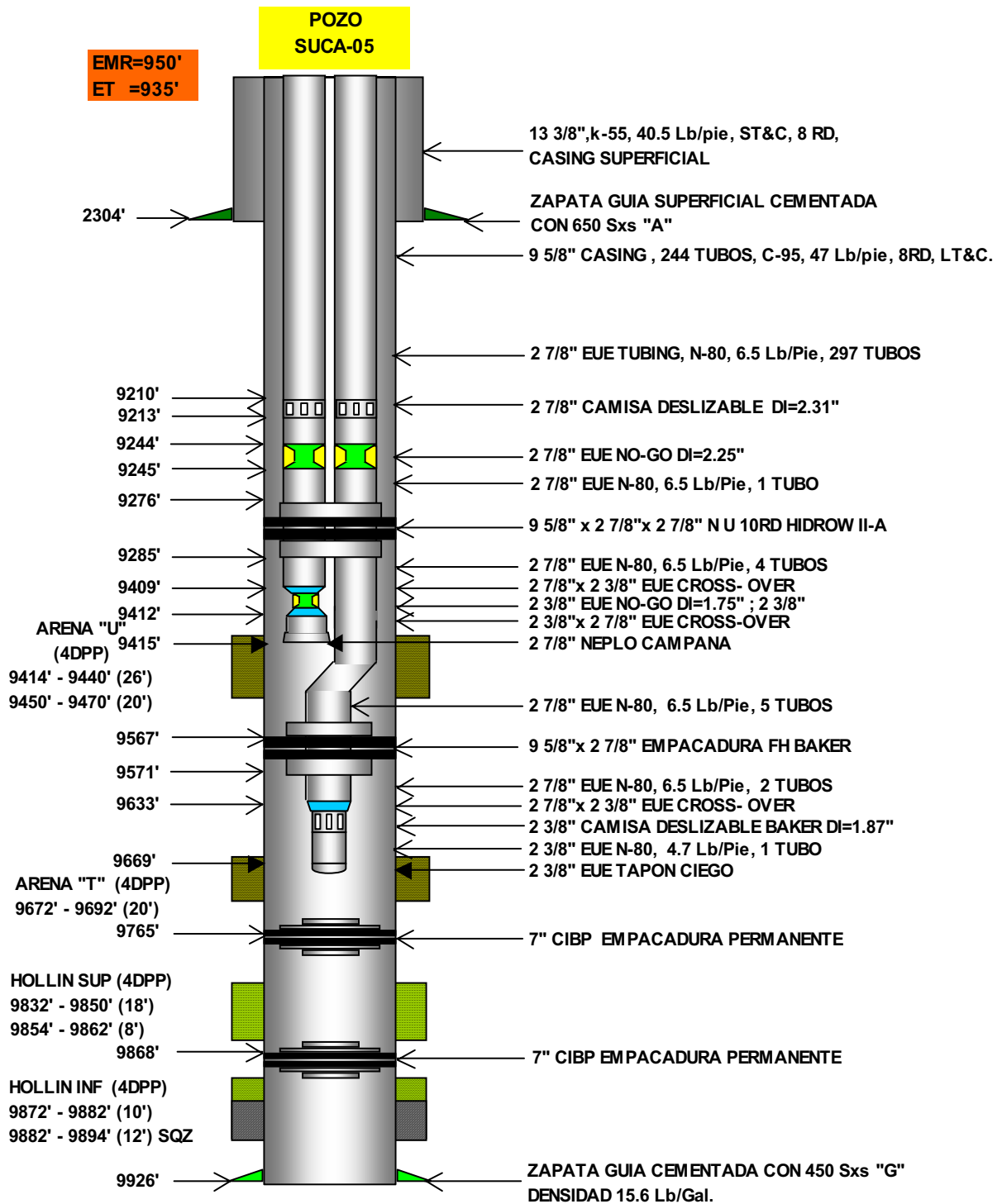


GRAFICO N° 3.26 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DUAL PARA BOMBEO HIDRÁULICO

3.5.3 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DUAL PARA BOMBEO NEUMÁTICO

En completaciones duales para bombeo neumático inyectamos gas por el anular y la producción es por cada uno de las tuberías de producción.

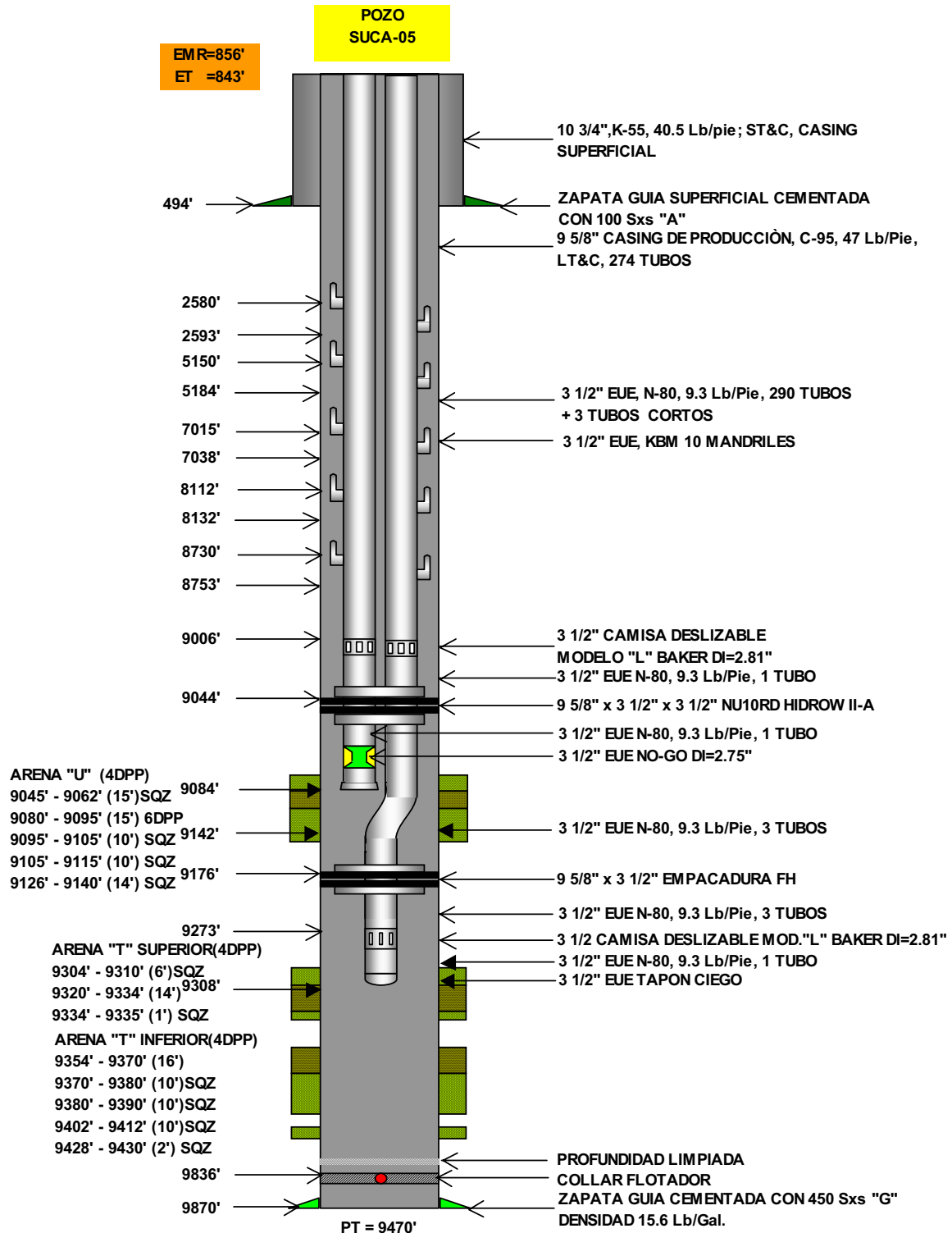


GRAFICO N° 3.27 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DUAL PARA BOMBEO NEUMATICO

3.5.4 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DUAL PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Seguidamente presentamos un modelo de completación doble para bombeo electro sumergible:

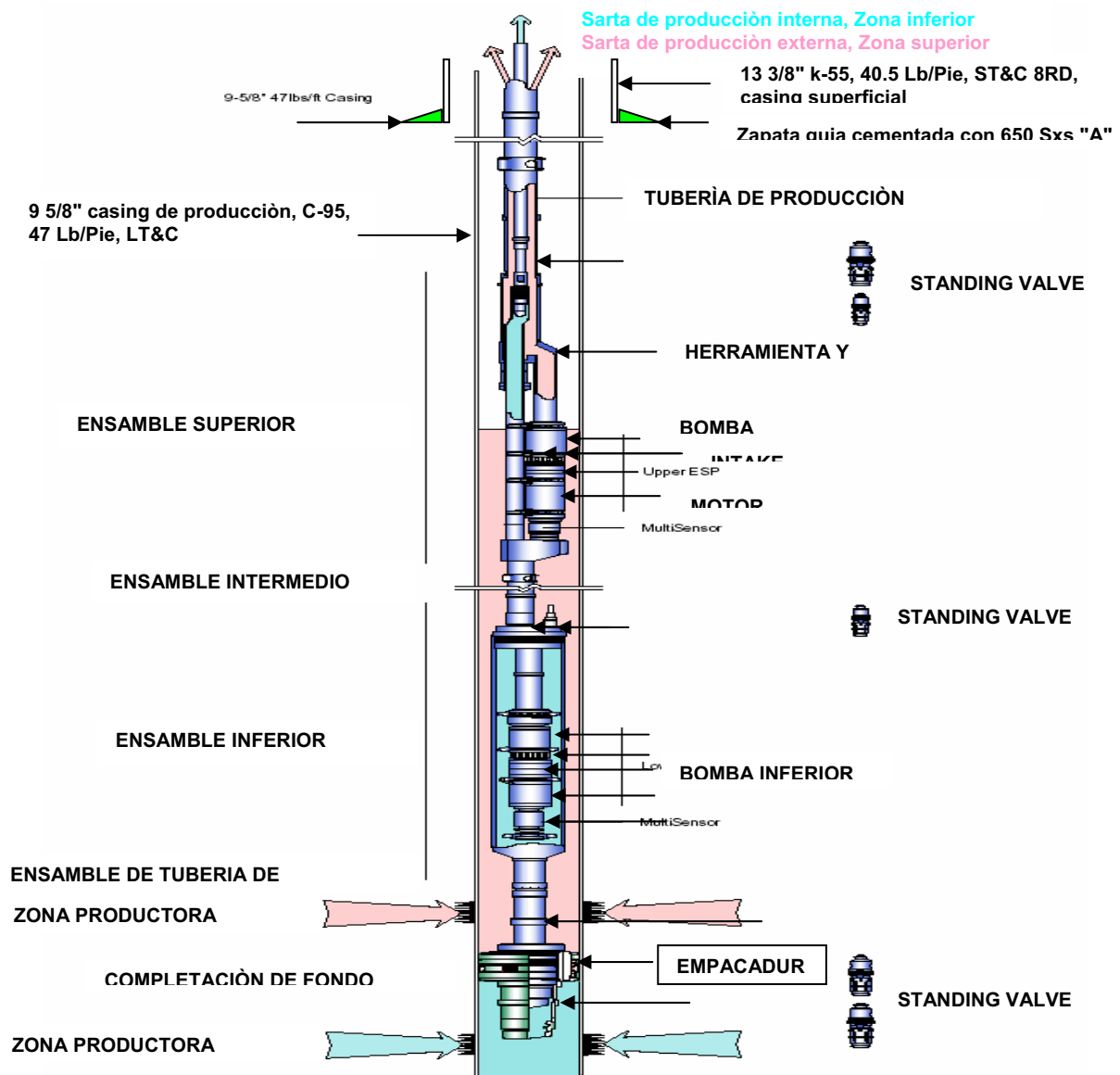


GRAFICO N° 3.28 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DUAL PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Para el diseño de esta completación dual se utiliza varias herramientas como se muestra en la Figura N° 3.28. Este tipo de completación se baja por partes mediante ensambles, los cuales se comienza desde la completación de fondo, luego el ensamble inferior y finalmente el ensamble superior

3.6 COMPLETACIONES INTELIGENTES

La completación inteligente, es una completación mediante la cual se puede medir y seleccionar el control de flujo hacia adentro o hacia fuera del pozo, o en un intervalo específico, mediante unas válvulas, las cuales se pueden controlar desde superficie.

3.6.1 CONSIDERACIONES PARA COMPLETACIONES INTELIGENTES

- Se requiere información del reservorio
- Que efecto vamos a tener con la producción de agua con la completación inicial y en el futuro (Queremos controlar el influjo de agua)
- Producción de Arena
- Tenemos problemas de corrosión y escala
- Compatibilidad de los fluidos de las zonas conjuntas
- El monitoreo remoto es un beneficio entre la seguridad y el costo.
- Las válvulas se construyen luego de las pruebas de producción.

Ventajas

- Podemos tener control de flujo sin intervenciones mecánicas
- Control remoto disponible
- Podemos utilizar para casing de 7" (Válvula simple).

Desventajas

- Alto costo inicial
- Tiempo de preparación.

Para el diseño de completaciones inteligentes utilizamos herramientas conocidas que se han empleado en los diseños anteriormente indicados, por esta razón nos concentraremos en las herramientas que caracterizan a la completación inteligente como podemos observar en la Figura № 3.29 y 3.30

- **Válvula (TRFC-H)**, es una válvula hidráulica Controladora de Flujo Recuperable por Tubing, esta herramienta provee control del flujo en el fondo del pozo actuando a control remoto para monitoreo del reservorio. La válvula TRFC-H usa una simple línea de control de 1/4" hasta la superficie. Por esta válvula ingresa el fluido proveniente de la zona superior
- **Mandril Calibrador/Flowacher**, herramienta que mide el flujo, presión y temperatura de fondo, esta herramienta puede ser mejorada para medir la densidad del fluido. Requiere de una línea eléctrica para recuperar la información en superficie.
- **Válvula (TLFC-H)**, es una válvula hidráulica controladora de flujo en línea con el tubing, herramienta que permite el control de la producción dentro de la misma tubería en el fondo del pozo actuando a control remoto para monitoreo del reservorio.

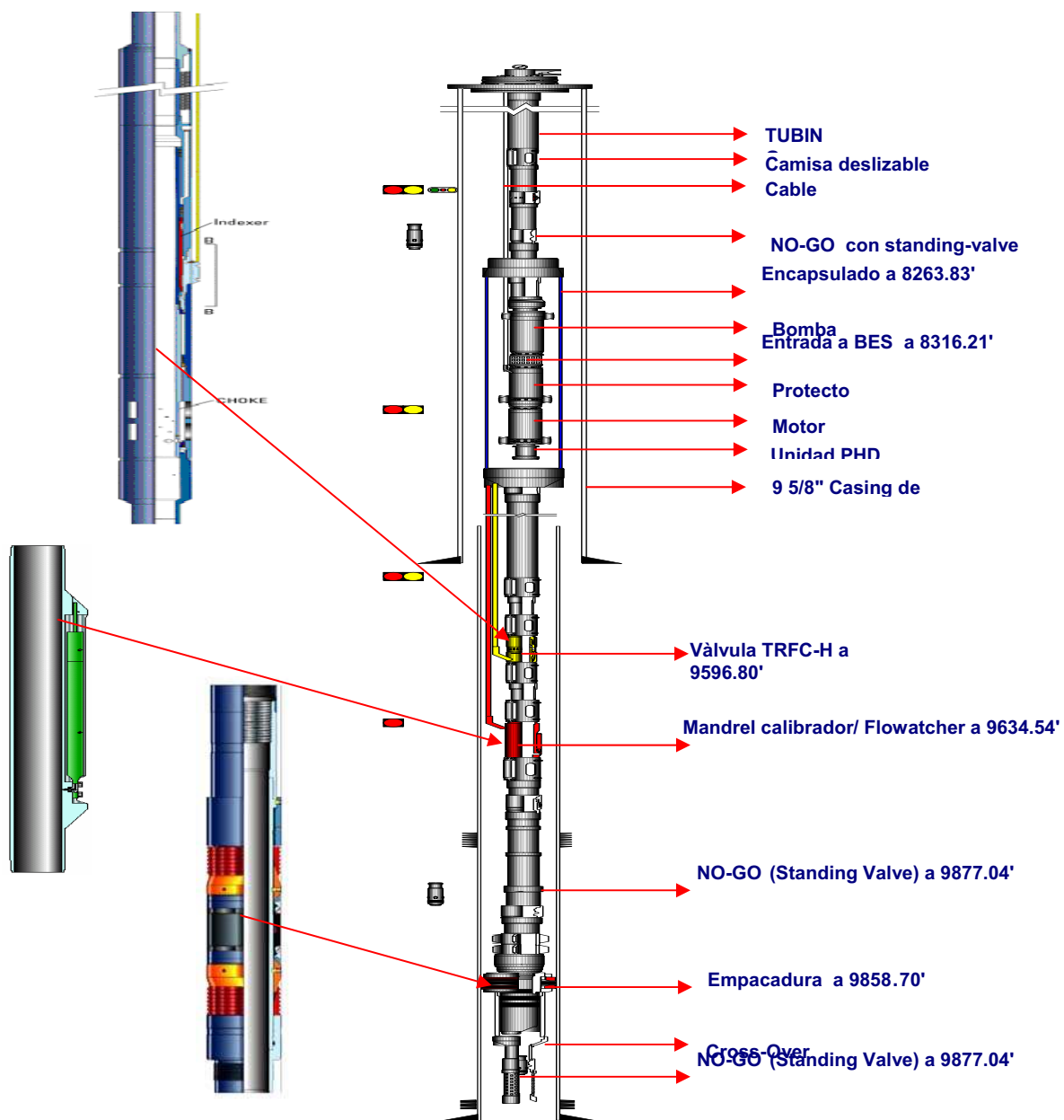


GRAFICO N° 3.29 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTES CON Flowwatcher Y VÁLVULA TRFC-H

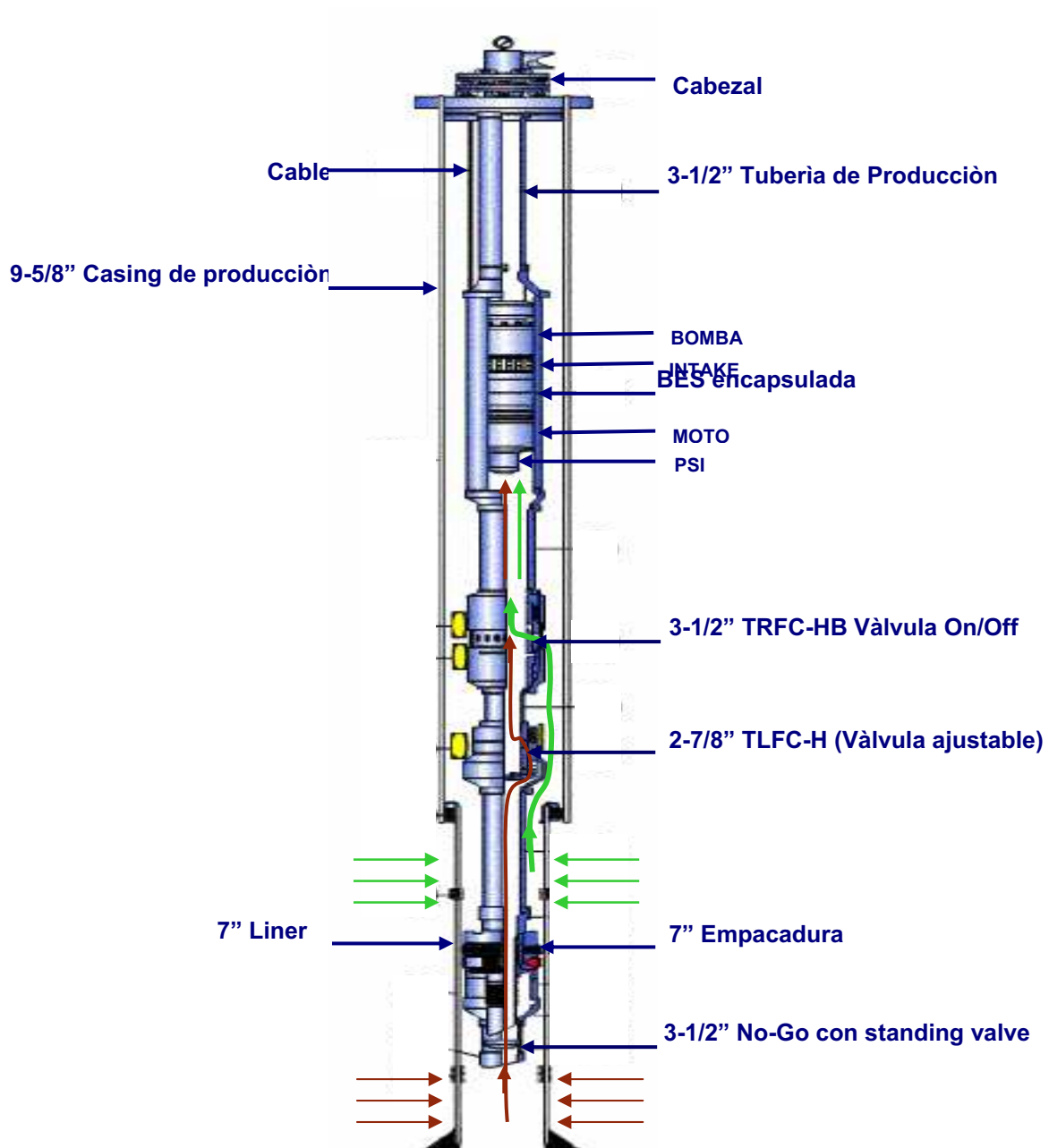


GRAFICO N° 3.30 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTES CON TLFC-H Y VÁLVULA TRFC-H

CAPITULO IV

4 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PARA LA COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

4.1 GENERALIDADES

Varios son los factores que influyen en la toma de decisiones para realizar una completación y un reacondicionamiento de un pozo como fue analizado en el capítulo anterior, así mismo diversos son los factores que inciden en la decisión de llevar a cabo un trabajo de reacondicionamiento en un pozo después de su completación o terminación inicial. La economía es fundamental y determinante para justificar un trabajo de reacondicionamiento y de completación de un pozo.

4.2 REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Los trabajos de reacondicionamiento pueden realizarse con torre o sin torre, según el caso y se los hace con la finalidad de recuperar la producción de un pozo o incrementar la misma.

PRINCIPALES TRABAJOS CON TORRE

Entre los trabajos principales de reacondicionamiento con torre se pueden enumerar los siguientes.

- Completación de pozos nuevos.
- Instalación y reparación de problemas mecánicos en Flujo Natural.
- Instalación y reparación de problemas mecánicos en Bombeo Mecánico.

- Instalación y reparación de problemas mecánicos en Bombeo Hidráulico.
- Instalación y reparación de problemas mecánicos en Bombeo Electrosumergible.
- Trabajos en pozos inyectoros.
- Tapones y Abandono.
- Cementación Forzada (Squeeze).

Cementación Forzada (Squeeze)

La cementación forzada es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras a la tubería de revestimiento al espacio anular.

Los objetivos de una cementación forzada son:

- Mejorar el sello hidráulico entre dos zonas que manejan fluidos
- Corrige la cementación primaria en la superficie del casing y en la zapata guía de fondo.
- Elimina la intrusión de agua en el intervalo productor
- Sellar un intervalo explotado
- Sellar parcialmente un intervalo que se seleccionó incorrectamente.
- Corregir las anomalías de la tubería de revestimiento.

Las clase de cemento son las siguientes:

- Cemento Clase A o Tipo I . Se utiliza a 1830 m de profundidad y 77 °C
- Cemento Clase B o Tipo II. Se utiliza a 1830 m de profundidad y 77 °C
- Y en donde se requiere moderada resistencia a los sulfatos.
- Cemento Clase C o tipo III. Se utiliza a 1830 m de profundidad y 77 °C

- Tiene alta resistencia a los sulfatos
- Cemento Clase D. se emplea a 1830m y 3050m de profundidad y 8 una temperatura de 110 ° C.
- Cemento Clase E. se emplea a 1830 y 4270 m de profundidad con temperatura de hasta 143 ° C.
- Cemento Clase F se emplea de 3050m a 4880m de profundidad con una temperatura de 160 ° C.
- Cemento tipo G y H . son cementos que se utiliza en la industria petrolera, se emplea desde superficie hasta 2240 m, se usan para un amplio rango de presión y temperatura.

A continuación se presenta un ejemplo de cementación forzada para una completación según se especifica en el gráfico 4.1

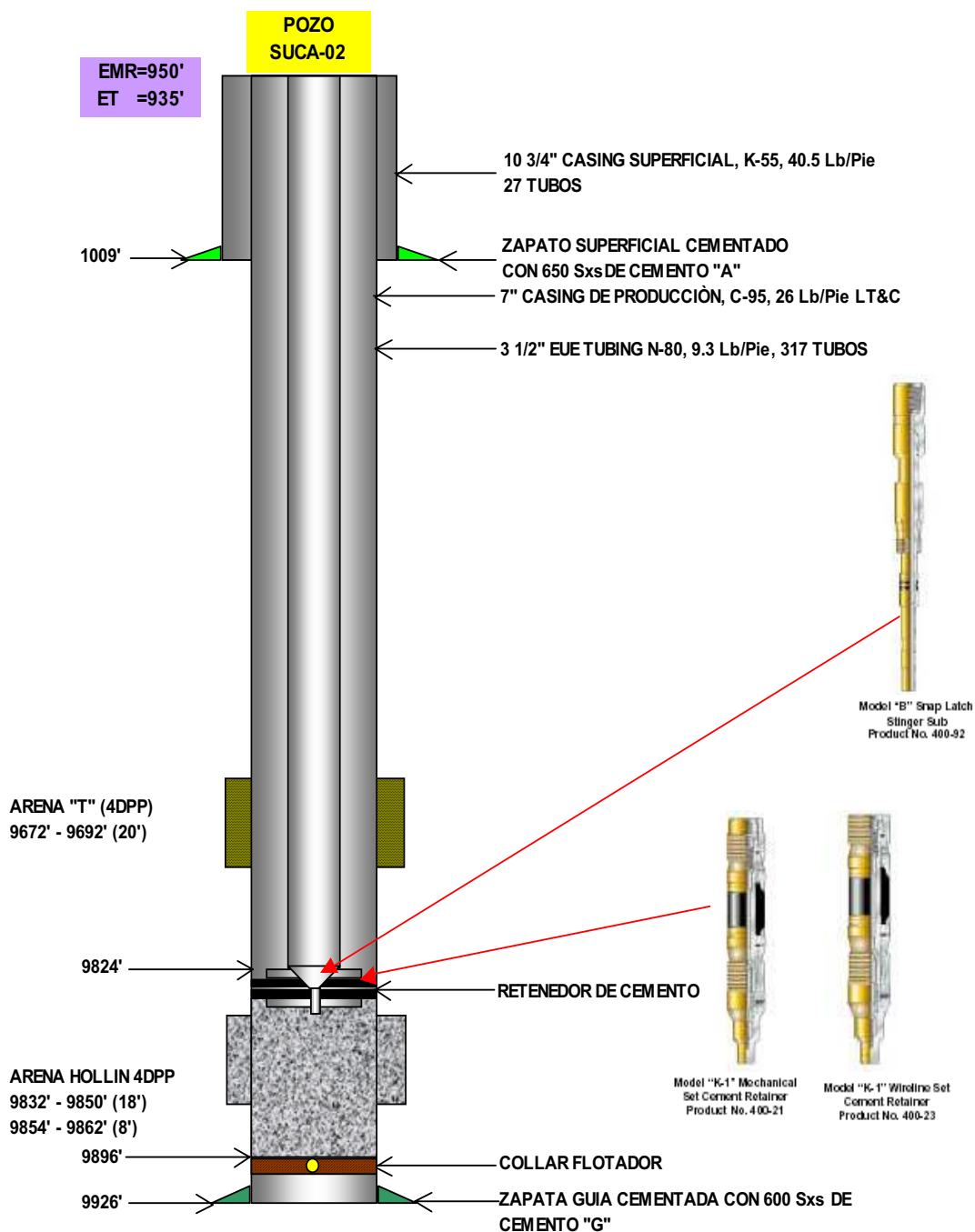


GRAFICO N° 4.1 CEMENTACIÓN FORZADA

El proceso se puede resumir de la siguiente manera:

Primeramente se asienta el retenedor de cemento, se prueba las líneas de alta presión tanto de superficie como de subsuelo que normalmente se lo hace de 4000 psi a 5000 psi. Una vez que está conectado el Stinger se realiza la prueba

de inyektividad o de admisión, bombeando agua salada; si las presiones son altas y la tasa de admisión es baja, se desiste del Squeeze, caso contrario se procede a inyectar la lechada de cemento que normalmente debe ser de clase G y de 15 – 15.8 Lb/Gal, en nuestro medio. Una vez inyectado la lechada se deja un tiempo para el fraguado del cemento y posteriormente se realizan las respectivas pruebas para verificar la adherencia.

Refiriéndonos específicamente al Squeeze del gráfico 4.1 observamos que en este caso la lechada permitió anular la formación inferior

Tapón Balanceado

El tapón balanceado consiste en colocar un tapón sin escurrimiento de fluidos por delante y por detrás de la tubería de perforación. El proceso se desarrolla de la siguiente manera:

Se introduce una tubería de producción sin difusor de flujo con el agujero a la profundidad deseada. En algunos casos se utilizan tuberías de aluminio o fibras de vidrio, y se dejan dentro del cemento formando parte del tapón. Cuando termina el desplazamiento del cemento se desconecta la tubería de aluminio como parte integral del tapón de cemento y se levanta la tubería de trabajo.

Por delante y por detrás de la lechada se debe bombear un volumen apropiado de espaciador (agua, diesel, lavador químico etc). Los volúmenes en el lavador y en el espaciador son tales que sus alturas en el anular y dentro de la tubería son las mismas. Se completa el desplazamiento con lodo de control hasta la profundidad de la cima calculada del tapón . Es práctica común parar el bombeo de uno a dos barriles antes de completar el volumen total del desplazamiento. Esto se hace con el propósito de dejar el nivel de cemento dentro de la tubería un poco arriba del nivel de cemento en el anular debido a que aumenta la posibilidad de que el cemento que cae de la tubería lo haga a la misma velocidad en ambos lados y propicie que se balancee el tapón. Además esto ayuda a evitar que el cemento permanezca dentro de la tubería al momento de la extracción de ésta y se contamine con el fluido de control.

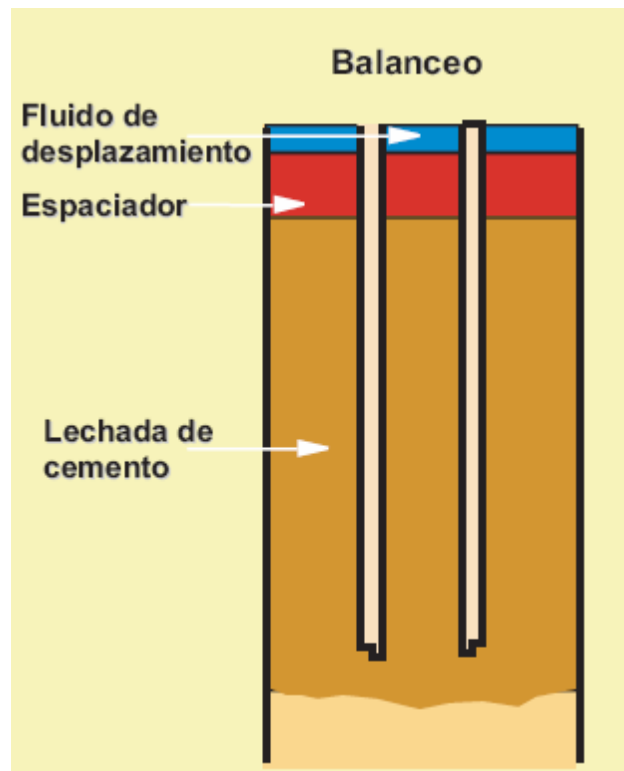


GRAFICO Nº 4.2 TAPÓN BALANCEADO

Tapones y Abandono

La vida útil de un pozo tiene sus límites, ya que siempre llega un momento en el que no produce más y resulta antieconómico seguir intentando producir. El operador puede cerrar las válvulas maestras, pero existe muchas razones por las que no es una buena práctica, entre las que se puede citar las siguientes.

1. En el caso de dejar el pozo como está, el casing podría eventualmente deteriorarse con el tiempo y pasar los fluidos de una zona a otra.
2. Toda formación con alta presión y que contiene agua salada, con el transcurso del tiempo podría contaminar zonas de agua dulce.
3. Siempre existe la posibilidad de un reventón, con la consecuente contaminación y peligro de pérdidas de vidas.

En los trabajos de taponamiento y abandono, los punzados para producción se cementan a presión. Los tapones de cemento requeridos en el casing se realizan y el tubing se saca del pozo.

Por lo general, la porción superior libre del casing se corta y se recupera, realizándose los tapones de cemento necesario en la parte superior del pozo.

Por su parte, el cabezal del pozo se retira de acuerdo a las reglamentaciones.

Reparaciones de problemas mecánicos

Los problemas no relacionados con la formación pueden justificar la realización de un trabajo de reacondicionamiento, que puede consistir en la reparación o en el reemplazo del equipamiento. La presión, la corrosión o la erosión pueden provocar la falla de diferentes partes del equipo, tales como el tubing, las empaaduras (packers), el casing, bombas, los motores, válvulas, etc. Las fallas del cemento primario también constituye un problema que debe ser reparado, ya que ocasiona comunicación de una zona con otra del pozo.

PRINCIPALES TRABAJOS SIN TORRE

- Estimulaciones con ácido para todos los levantamientos artificiales.
- Estimulaciones con solventes.
- Limpieza de las bombas eléctricas con ácido y/o solventes.
- Limpieza de las tuberías.
- Evaluaciones etc.

Acidificación

Una de las operaciones de reacondicionamiento sin torre es la acidificación. La acidificación de un pozo se define como un proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema de canales extensivo en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo o de éste a la formación.

Los objetivos de la acidificación son:

- Estimular la producción de hidrocarburos para pozos productores
- Aumentar la inyección de fluidos como agua, gas, o vapor para pozos inyectoros,
- Optimizar los patrones de flujo para procesos de recuperación mejorada.

Según la grafico N° 3.24 tenemos una completación para B.E.S. la misma que puede realizar un trabajo de acidificación, para lo cual bajamos coil tubing hasta la camisa que se encuentra bajo la empacadura, luego se procede a inyectar el ácido para que circule por la camisa, la misma que debe estar abierta, y de esta manera el ácido puede bajar a la formación.

CAPITULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

1. Si las tuberías y herramientas de completación mantienen una regularidad en los diámetros internos, se logra minimizar las pérdidas por fricción, que a su vez implica mejorar la producción y adicionalmente las operaciones se facilitan.
2. Las especificaciones de herramientas que cumplen una misma función son proporcionadas por diferentes compañías prestadoras de servicio, estas herramientas cumplen con estándares técnicos internacionales como las normas API.
3. Los trabajos de reacondicionamiento, conjuntamente con los diseños de completaciones de pozos deben perseguir el mantener la producción o mejorar la misma teniendo en cuenta que las condiciones técnicas económicas sean favorables.
4. De nuestro análisis se puede concluir que prácticamente en todas las completaciones se utilizan principalmente: Empacaduras, camisas, No-go, Cross-Over.
5. No existen diseños estándares o “patrones” de completaciones de producción, evaluación o de reacondicionamiento, estos diseños se dan de acuerdo a disponibilidades de herramientas y equipos.

5.2 RECOMENDACIONES

1. En lo posible se deben utilizar tuberías de reacondicionamiento y de producción de un mismo diámetro interno, lo cual permite un camino homogéneo para la introducción de diferentes herramientas de completación.
2. Para la implementación de completaciones dobles, y lograr una mayor producción se deben perforar y revestir los huecos para casing de 9 5/8".
3. En el diseño de completaciones de evaluación se recomienda los tres packers de pruebas que son de asentamiento mecánico: Compression packer, positive packer y RBP (o sus similares) cuando se prueba dos o mas yacimientos, ya que se optimizan los tiempos de operación y por tanto los costos de los mismos.
4. Los diagramas de completación deben efectuarse luego de que termine el trabajo de reacondicionamiento, en el mismo se debe indicar claramente las diferentes herramientas de completación utilizadas, la profundidad de las mismas y de más parámetros y/o condiciones del pozo.
5. Las operaciones de pesca son actividades que de alguna manera retardan los objetivos planteados en un reacondicionamiento, por lo tanto se recomienda bajar tuberías y accesorios clase nuevos "A"
6. Este trabajo de investigación debe ser tomado como base y soporte técnico para futuras actualizaciones de herramientas, completaciones y procedimientos de reacondicionamiento. Esta recomendación la realizamos por cuanto la implementación de nuevas tecnologías implica una actualización de conocimientos y procedimientos.

5.1.1 BIBLIOGRAFÍA

1. Schlumberger Manual de especificaciones para herramientas
2. Weatherford Manual de especificaciones para herramientas (Petrotech)
3. Baker Manual de especificaciones para herramientas
4. QUIROGA Kléber Pruebas, Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos Petrolíferos. Segunda Edición, Quito 1988.
5. Fepco, Catálogo de Equipo Petrolero. Colombia
6. Baker Hughes, Flow Control Sistem, Copyright 2002
7. Baker Hughes, Open Hole Completion System Copyright 2004
8. Baker Hughes, Packer System Copyright 2000
9. Baker Hughes, Drill Bit Catalog Copyright 2001
10. Baker Hughes, Open Hole Completion System Copyright 2004
11. Baker Hughes, Catalog Copyright 2000
12. www.sertecpet.com.ec
13. Baker Hughes, Gas Lift System Copyright 2003
14. Moto Mecánica Argentina (MMA), Catálogo 2006
15. Baker Hughes, Leaders in Drilling Solutions 2001

Tabla 2.13

ESPECIFICACIONES DEL TUBING						
	OD	Peso	ID.	Grado	Resistencia al colapso	Tensión Interna
	Pulg.	Lbm/pie	Pulg.		psi	psi
2 - 3/8.	2.375	4.000	2.041	N - 80	9980	9840
2 - 3/8.	4.5	12.6	3.958	J - 55	5730	5800
2 - 7/8.	2.875	6.5	2.441	J - 55	7680	7260
2 - 7/8.	2.875	7.90	2.323	N - 80	13890	13440
3 - 1/2.	3.5	7.70	3.068	J - 55	5970	5940
3 - 1/2.	3.5	9.30	2.992	N - 80	10540	10160
4	4.000	11.00	3.476	J - 55	6.590	6300
4	4.000	11.00	3.476	N - 80	8.800	9170
4 - 1/2.	4.50	12.60	3.958	J - 55	5730	5800
4 - 1/2.	4.50	12.60	3.958	N - 80	7500	8430

Tabla 2.14

ESPECIFICACIONES DEL CASING							
	OD	Peso	ID.	Grado	Resistencia al colapso	Tensión Externa	Tensión Interna
	Pulg.	Lbm/pie	Pulg.		psi	lbm	psi
5 - 1/2.	5.50	14.00	5.012	J-55	3120	222000	4270
5 - 1/2.	5.50	17.00	4.892	N - 80	6290	447000	7740
7	7.00	20.00	6.456	J-55	2270	316000	3740
7	7.00	23.00	6.366	N - 80	3830	532000	6340
9 - 5/8.	9.625	36.00	8.921	J-55	2020	564000	3520
9 - 5/8.	9.625	40.00	8.835	N - 80	3090	916000	5750
10 - 3/4.	10.75	40.50	10.050	J-55	1580	629000	3130
10 - 3/4.	10.75	51.00	9.85	N - 80	3220	1165000	5860
13 - 3/8.	13.375	54.50	12.615	J-55	1130	853000	2730
13 - 3/8.	13.375	68.00	12.415	N - 80	2260	1556000	5020

Tabla 2.15

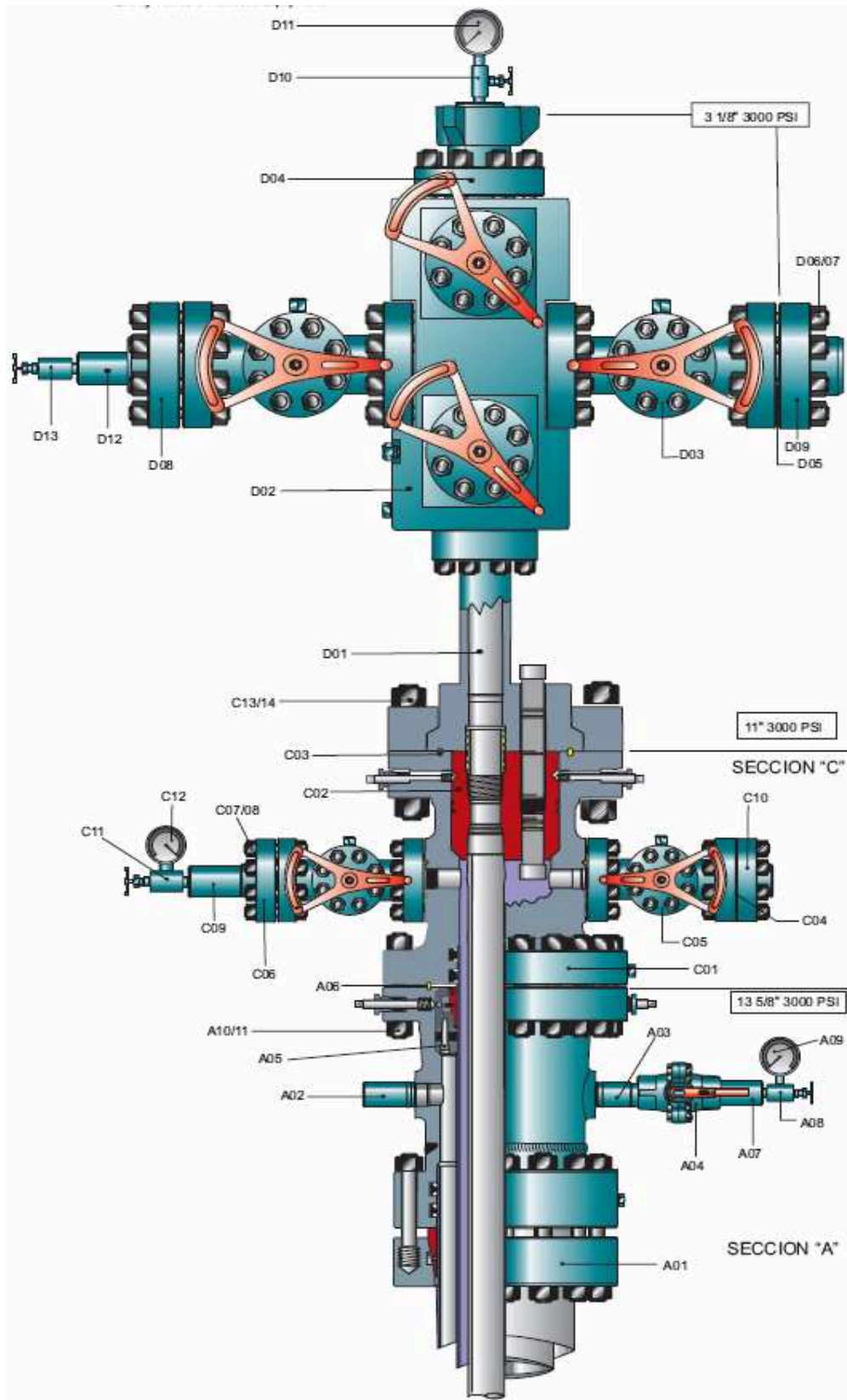
ESPECIFICACIONES DEL DRILL PIPE : 5, 5 - 1/2, 6 - 5/8								
OD.	Peso Nominal	ID.	Grado	Espesor	Resistencia al colapso	Tensión Interna	Tensión externa	Resistencia a la torsión
Pulg	Lbm/pie.	Pulg.		Pulg	psi	psi	Lbm	Lbf * pie
5.000	16.25	4.408	E - 75	0.296	4490	7104	259155	27607
5.500	19.20	4.892	S - 135	0.304	4714	11939	529669	62575
6.525	27.20	5.901	G - 105	0.362	4222	9180	591387	85450

Tabla2.16

ESPECIFICACIONES DEL DRILL COLLAR													
Peso (Lbm / pie)													
OD	Drill Collar ID. (IN.)												
	1.000	1.250	1.500	1.750	2.000	2.250	2.500	2.813	3.000	3.250	3.500	3.750	4.000
IN.													
2.875	19.0	18.0	16.0										
3.000	21.0	20.0	18.0										
3.500	30.0	29.0	27.0										
4.500	51.0	50.0	48.0	46.0	43.0	41.0							
5.000			61.0	59.0	56.0	53.0	50.0						
5.500			75.0	73.0	70.0	67.0	64.0	60.0					
7.000			125.0	123.0	120.0	117.0	114.0	110.0	107.0	103.0	98.0	93.0	84.0
9.000			210.0	208.0	206.0	203.0	200.0	195.0	192.0	188.0	184.0	179.0	174.0
9.750			248.0	245.0	243.0	240.0	237.0	232.0	229.0	225.0	221.0	216.0	211.0

Figura 2.41

CABEZAL PARA B.E.S DE 13-3/8" x 9-5/8" X 3-1/2"; 3000 PSI



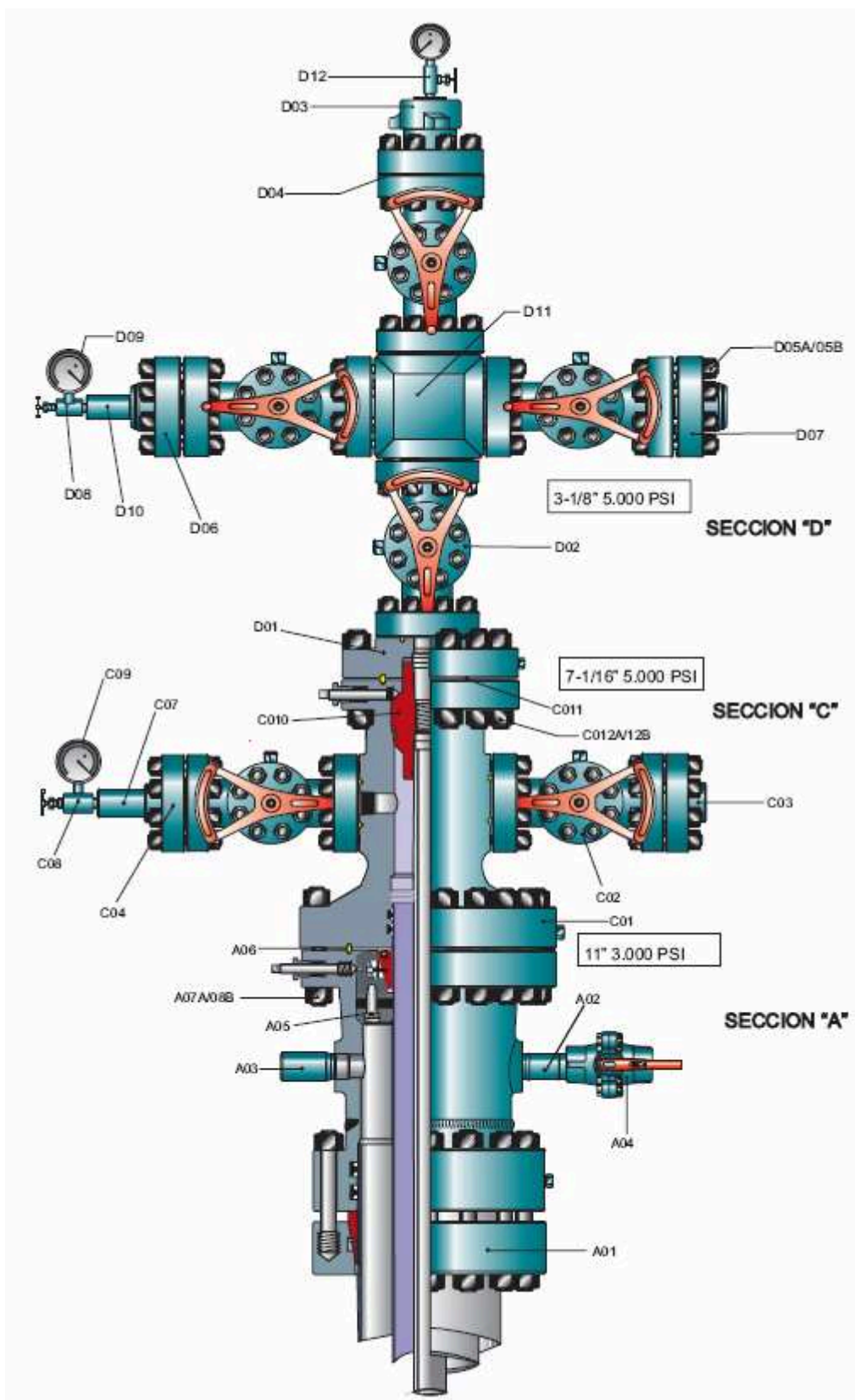
ITEM	DESCRIPCION	CANT
SECCION "A"		
A01	CABEZA INFERIOR MODELO MC-22, CONEXIÓN INFERIOR CON SLIP LOCK DE 13-3/8", CONEXIÓN SUPERIOR BRIDADA DE 13-5/8" 3.000 PSI. CON DOS SALIDAS LATERALES DE 2" LP. MATERIAL ACERO AL CARBONO	1
A02	TAPON MACHO ROSCA 2" LP. MATERIAL API 60 KEN AISI 4140.	1
A03	NIPLE DOBLE MACHO ROSCA 2" LP X 8" LONGITUD. MATERIAL ACERO AL CARBONO API 60 KEN AISI 4140.	1
A04	VALVULA ESFERICA FABRICADA SEGÚN NORMAS API 6A. PASO TOTAL, EXTREMOS ROSCADOS 2" LP. PRESION DE TRABAJO 3.000 PSI. MODELO "M3". MATERIAL CLASE "BB".	1
A05	CONJUNTO COLGADOR DE CASING CILINDRICO MC-22. PARA BRIDA DE 13-5/8" Y CASING DE 9-5/8". FABRICADO	1
A06	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API R-57	1
A07	NIPLE REDUCCION ROSCA MACHO DE 2" API-LP A ROSCA HEMBRA DE 1/2" NPT X 6" LONGITUD. MATERIAL ACERO AL	1
A08	VALVULA AGUJA EN ANGULO 90. CONEXIONES DE 1/2" NPT. MACHO-HEMBRA. PRESION DE TRABAJO 5000 PSI. INTERNOS EN AISI 410. CUERPO EN ACERO AL CARBONO.	1
A09	MANOMETRO CON TUBO BOURDON. INTERNOS EN ACERO INOXIDABLE. CAJA CERRADA DE 4-1/2" DE DIAMETRO DE FRENTE SOLIDO. ESCALA 0-5000 PSI. CONEXIÓN A ROSCA	1
A10	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A. 193.B7; ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIAMETRO 1-3/8 X 10-1/4"	20
A11	TUERCAS EXAGONALES DE ACERO. SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIAMETRO 1-	40

SECCION "C"		
C01	CARRETEL DE PRODUCCIÓN TFF-FC. CONEXIÓN INFERIOR DE 13-5/8" 3000 PSI. CONEXIÓN SUPERIOR DE 11" 3.000 PSI CON DOS SALIDAS LATERALES ESPARRAGADAS DE 2-1/16" 3.000 PSI Y ALOJAMIENTO PARA COLGADOR DE TUBING PARABES DE 3-1/2". PREPARACIÓN PARA EMPAQUETADURA	1
C02	COLGADOR DE TUBING PARA BRIDA DE 11" Y PREPARADO PARA CONECTOR ELECTRICO QUICK CONNECTOR P-3000-1. ROSCA SUPERIOR E INFERIOR DE 3-1/2" EUE. CON ALOJAMIENTO INTERIOR PARA VALVULA DE	1
C03	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API R-53	1
C04	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API R-24	4
C05	VALVULA ESCLUSA FABRICADA SEGÚN NORMAS API 6. PASO TOTAL. EXTREMOS BRIDADOS DE 2-1/16". PRESION DE TRABAJO 3/5000 PSI. MODELO T. MONTAJE T-21. MATERIAL	2
C06	BRIDA COMPANERA DE 2-1/16" 5000 PSI CON ROSCA HEMBRA DE 2" LP. MATERIAL CLASE AA. PSL 1. TEMP U	1
C07	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A.193.B7; ROSCA UNC. CADMIADOS DE DIAMETRO 7/8" x 6"	16
C08	TUERCAS EXAGONALES DE ACERO. SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIAMETRO	32
C09	NIPLE REDUCCION ROSCA MACHO DE 2" LP A ROSCA HEMBRA DE 1/2" NPT X 6" LONGITUD. MATERIAL ACERO AL	1
C10	BRIDAWN 2-1/16" 5.000 PSI WP. SCH 80. MATERIAL AISI 4130.	1
C11	VALVULA AGUJA EN ANGULO 90. CONEXIONES DE 1/2" NPT. MACHO-HEMBRA. PRESION DE TRABAJO 5000 PSI. INTERNOS EN AISI 410. CUEPRO EN ACERO AL CARBONO.	1
C12	MANOMETRO CON TUBO BOURDON. INTERNOS EN ACERO INOXIDABLE. CAJA CERRADA DE 4-1/2" DE DIAMETRO DE FRENTE SOLIDO. ESCALA 0-3000 PSI. CONEXIÓN A ROSCA	1
C13	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A.193.B7; ROSCA UNC. CADMIADOS DE DIAMETRO 1-3/8" X 9-1/2"	16
C14	TUERCAS EXAGONALES DE ACERO. SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIÁMETRO 1-	32

SECCION "D"		
D01	CONJUNTO BRIDA ADAPTADORA DE 11" 3000 PSI. PREPARADO PARA ALOJAR COLGADOR DE TUBING PARA BES DE 3-1/2" Y CONECTOR ELECTRICO QUICK CONNECTOR P-3000-1. CONEXIÓN SUPERIOR A BRIDA	1
D02	CONJUNTO SOLID BLOCK. CONEXIÓN INFERIOR ESPARRAGADA DE 3-1/8" 3.000 PSI. CON UNA VALVULA MAESTRA Y UNA DE PISTONEO DE 3-1/8" 3.000 PSI. TRIM AA. CON DOS SALIDAS LATERALES ESPARRAGADAS, DE 3-1/8" 3.000 PSI. CONEXIÓN SUPERIOR ESPARRAGADA DE 3-1/8"	1
D03	VALVULA ESCLUSA FABRICADA SEGÚN NORMAS API 6. PASO TOTAL. EXTREMOS BRIDADOS DE 3-1/8". PRESION DE TRABAJO 3.000 PSI. MODELO T. MONTAJE T-21. MATERIAL	2
D04	TAPA ARBOL. CONEXIÓN INFERIOR A BRIDA ABIERTA DE 3-1/8" 3000 PSI. CON ROSCA SUPERIOR INTERNA DE 3-1/2" EU. MATERIAL CLASE AA. PSL-1. Pr1.	1
D05	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API R-31 PARA BRIDA DE 3-1/8" 3.000 PSI	6
D06	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A.193.B7; ROSCA UNC. CADMIADOS PARA BRIDA DE 3-1/8" 3.000 PSI	16
D07	TUERCAS EXAGONALES DE ACERO. SEGÚN NORMAS ASTM.A.194.2H. ROSCA UNC. CADMIADAS PARA BRIDA DE 3-	32
D08	BRIDA COMPANERA DE 3-1/8" 3000 PSI CON ROSCA HEMBRA DE 2" LP. MATERIAL CLASE AA. PSL 1. TEMP U	1
D09	BRIDA WN DE 3-1/8" 3000 PSI X 4" SCH 80. MATERIAL CLASE AA. PSL 1. TEMP U	1
D10	VALVULA AGUJA RECTA. CONEXIONES DE 1/2" NPT. MACHO-HEMBRA. PRESION DE TRABAJO 5000 PSI. INTERNOS EN AISI 410. CUEPRO EN ACERO AL CARBONO.	1
D11	MANOMETRO CON TUBO BOURDON. INTERNOS EN ACERO INOXIDABLE. CAJA CERRADA DE 4-1/2" DE DIAMETRO DE FRENTE SOLIDO. ESCALA 0-3000 PSI. CONEXIÓN A ROSCA	1
D12	NIPLE REDUCCION ROSCA MACHO DE 2" LP A ROSCA HEMBRA DE 1/2" NPT X 6" LONGITUD. MATERIAL ACERO AL	1
D13	VALVULA AGUJA EN ANGULO 90. CONEXIONES DE 1/2" NPT. MACHO-HEMBRA. PRESION DE TRABAJO 5000 PSI. INTERNOS EN AISI 410. CUEPRO EN ACERO AL CARBONO.	1

Figura 2.42

CABEZAL PARA BOMBEO HIDRAULICO DE 9-5/8" X 7" X 3-1/2"; 3/5000 PSI



ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.
SECCION "A"		
A01	CABEZA INFERIOR MODELO MC-22, CONEXIÓN INFERIOR CON SLIP LOCK DE 9-5/8", CONEXIÓN SUPERIOR BRIDADA DE 11" 3.000 PSI. CON DOS SALIDAS LATERALES DE 2" LP. MATERIAL ACERO AL CARBONO.	1
A02	NIPLE DOBLE MACHO ROSCA 2" LP X 8" LONGITUD. MATERIAL ACERO AL CARBONO API 60 KEN AISI 4140.	1
A03	TAPON MACHO ROSCA 2" LP. MATERIAL API 60 KEN AISI 4140.	1
A04	VALVULA ESFERICA FABRICADA SEGÚN NORMAS API 6A. PASO TOTAL, EXTREMOS ROSCADOS 2" LP. PRESION DE TRABAJO 3.000 PSI. MODELO "M3". MATERIAL CLASE "BB". MONTAJE T-22.	1
A05	CONJUNTO COLGADOR AUTOENERGIZABLE DE CAÑERIA. MODELO MC-22. PARA ALOJAR EN BRIDA DE 11" Y ROSCAR CASING DE 7"	1
A06	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API R-53	1
A07A	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A.193.B7; ROSCA UNC. CADMIADOS DE DIAMETRO 1-3/8" x 9-1/2"	16
A07B	TUERCAS EXAGONALES DE ACERO. SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIAMETRO 1-3/8".	32
SECCION "C"		
C01	CONJUNTO CARRETEL DE PRODUCCIÓN TIPO TFF-FC BRIDA INFERIOR DE 11" 3000 PSI. BRIDA SUPERIOR DE 11" 3.000 PSI CON DOS SALIDAS LATERALES ESPARRAGADAS DE 2-1/16" 5.000 PSI Y ALOJAMIENTO PARA COLGADOR DE TUBING PARABES DE 3-1/2". PREPARACIÓN INFERIOR PARA EMPAQUETADURA "DSS" DE 7"	1
C02	VALVULA ESCLUSA FABRICADA SEGÚN NORMAS API 6. PASO TOTAL. EXTREMOS BRIDADOS DE 2-1/16". PRESION DE TRABAJO 3/5000 PSI. MODELO T. MONTAJE T-21. MATERIAL CLASE AA. PSL-1. PR1. TEMP U.	2
C03	BRIDA WN 2-1/16" 5.000 PSI WP. SCH 80. MATERIAL AISI 4130	1
C04	BRIDA COMPANERA DE 2-1/16" 5000 PSI CON ROSCA HEMBRA DE 2" LP. MATERIAL CLASE AA. PSL 1. TEMP U	1
C05	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API R-24	4
C06A	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A.193.B7; ROSCA UNC. CADMIADOS DE DIAMETRO 7/8" x 6"	16
C06B	TUERCAS EXAGONALES DE ACERO. SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIAMETRO	32
C07	NIPLE REDUCCION ROSCA MACHO DE 2" LP A ROSCA HEMBRA DE 1/2" NPT X 6" LONGITUD. MATERIAL ACERO AL CARBONO.	1
C08	VALVULA AGUJA EN ANGULO 90. CONEXIONES DE 1/2" NPT. MACHO-HEMBRA. PRESION DE TRABAJO 5000 PSI. INTERNOS EN AISI 410. CUERPO EN ACERO AL CARBONO.	1
C09	MANOMETRO CON TUBO BOURDON. INTERNOS EN ACERO INOXIDABLE. CAJA CERRADA DE 4-1/2" DE DIAMETRO DE FRENTE SOLIDO. ESCALA 0-5000 PSI. CONEXIÓN A ROSCA MACHO DE 1/2" NPT.	1
C10	COLGADOR DE TUBING TIPO BES. PARA BRIDA DE 11" Y PREPARADO PARA CONECTOR ELECTRICO QUICK CONNECTOR P-3000-1. ROSCAS SUPERIOR E INFERIOR DE 3-1/2" EUE. CON ALOJAMIENTO INTERIOR PARA VALVULA DE CONTRAPRESION MODELO "H" DE 3". MATERIAL ACERO AL CARBONO.	1
C11	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API R-53.	1
C12A	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A.193.B7; ROSCA UNC. CADMIADOS DE DIAMETRO 1 3/8" X 9-1/2"	16
C12B	TUERCAS EXAGONALES DE ACERO. SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS DE DIAMETRO 1-3/8"	32

SECCION "D"		
D01	CONJUNTO BRIDA ADAPTADORA DE 11" 3000 PSI. PREPARADO PARA ALOJAR COLGADOR DE TUBING PARA BES DE 3-1/2" Y CONECTOR ELECTRICO QUICK CONNECTOR P-3000-1. CONEXIÓN SUPERIOR A BRIDA ABIERTA DE 3-1/8" 5.000 PSI. MATERIAL ACERO AL	1
D02	VALVULA ESCLUSA FABRICADA SEGÚN NORMAS API 6. PASOTOTAL. EXTREMOS BRIDADOS DE 3-1/8". PRESION DE TRABAJO 3000/5000 PSI. MODELO T. MONTAJE T-21. MATERIAL CLASEAA. PSL1. TEMP. U. Pr1.	4
D03	TAPAARBOL. CONEXIÓN INFERIOR A BRIDA ABIERTA DE 3-1/8" 3000 PSI. CON ROSCA SUPERIOR INTERNA DE 3-1/2" EU. MATERIAL CLASEAA. PSL-1. Pr1.	1
D04	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO SECCION OVAL. DESIGNACION API R-31 PARA BRIDA DE 3-	8
D05A	ESPARRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMAS ASTM.A.193.B7; ROSCA UNC. CADMIADOS PARA BRIDA DE 3-1/8" 3.000 PSI	24
D06B	TUERCAS EXAGONALES DE ACERO. SEGÚN NORMAS ASTM.A.194 2H. ROSCA UNC. CADMIADAS PARA BRIDA DE 3-1/8" 3.000 PSI	48
D06	BRIDA COMPANERA DE 3-1/8" 3000 PSI CON ROSCA HEMBRA DE 2" LP. MATERIAL CLASEAA. PSL 1. TEMP U	1
D07	BRIDA WN DE 3-1/8" 3000 PSI X 4" SCH 80. MATERIAL CLASE AA. PSL1. TEMP U	1
D08	VALVULA AGUJA RECTA. CONEXIONES DE 1/2" NPT. MACHO-HEMBRA. PRESION DE TRABAJO 5000 PSI. INTERNOS EN AISI 410. CUEPRO EN ACERO AL CARBONO.	1
D09	MANOMETRO CON TUBO BOURDON. INTERNOS EN ACERO INOXIDABLE. CAJA CERRADA DE 4-1/2" DE DIAMETRO DE FRENTE SOLIDO. ESCALA 0-1000 PSI. CONEXIÓN A ROSCA MACHO DE 1/2" NPT.	2
D10	NIPLE REDUCCION ROSCA MACHO DE 2" LP A ROSCA HEMBRA DE 1/2" NPT X 6" LONGITUD. MATERIAL ACERO AL CARBONO.	1
D11	VALVULA AGUJA EN ANGULO 90. CONEXIONES DE 1/2" NPT. MACHO-HEMBRA. PRESION DE TRABAJO 3000 PSI. INTERNOS EN AISI 410. CUEPRO EN ACERO AL CARBONO.	1
D12	VALVULA AGUJA EN ANGULO 90. CONEXIONES DE 1/2" NPT. MACHO-HEMBRA. PRESION DE TRABAJO 3000 PSI. INTERNOS EN AISI 410. CUEPRO EN ACERO AL CARBONO.	1

Figura 2.43

CABEZAL PARA BOMBEO MECANICO DE 9 - 5/8" X 5 - 1/2" X 2 - 7/8"

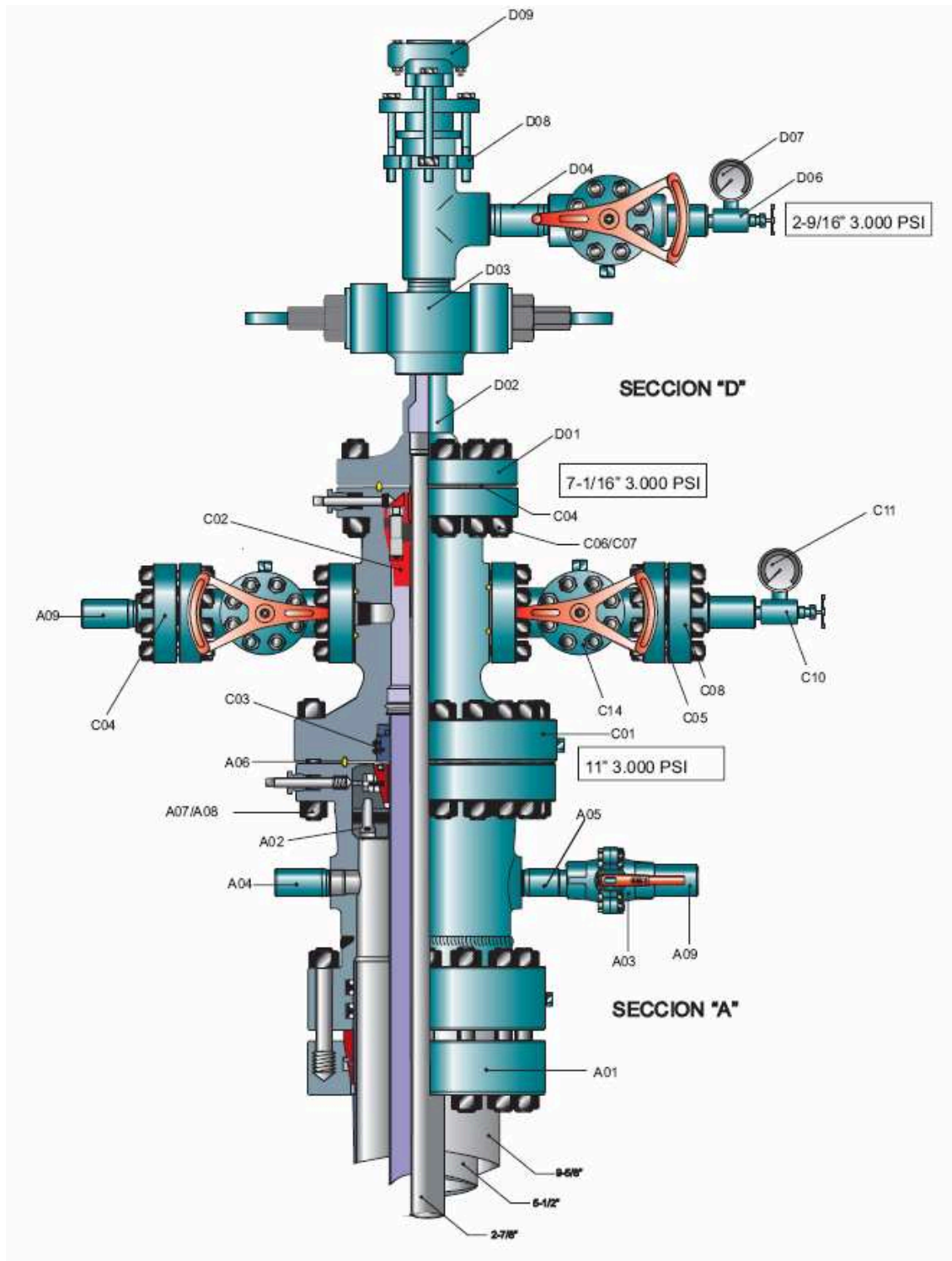
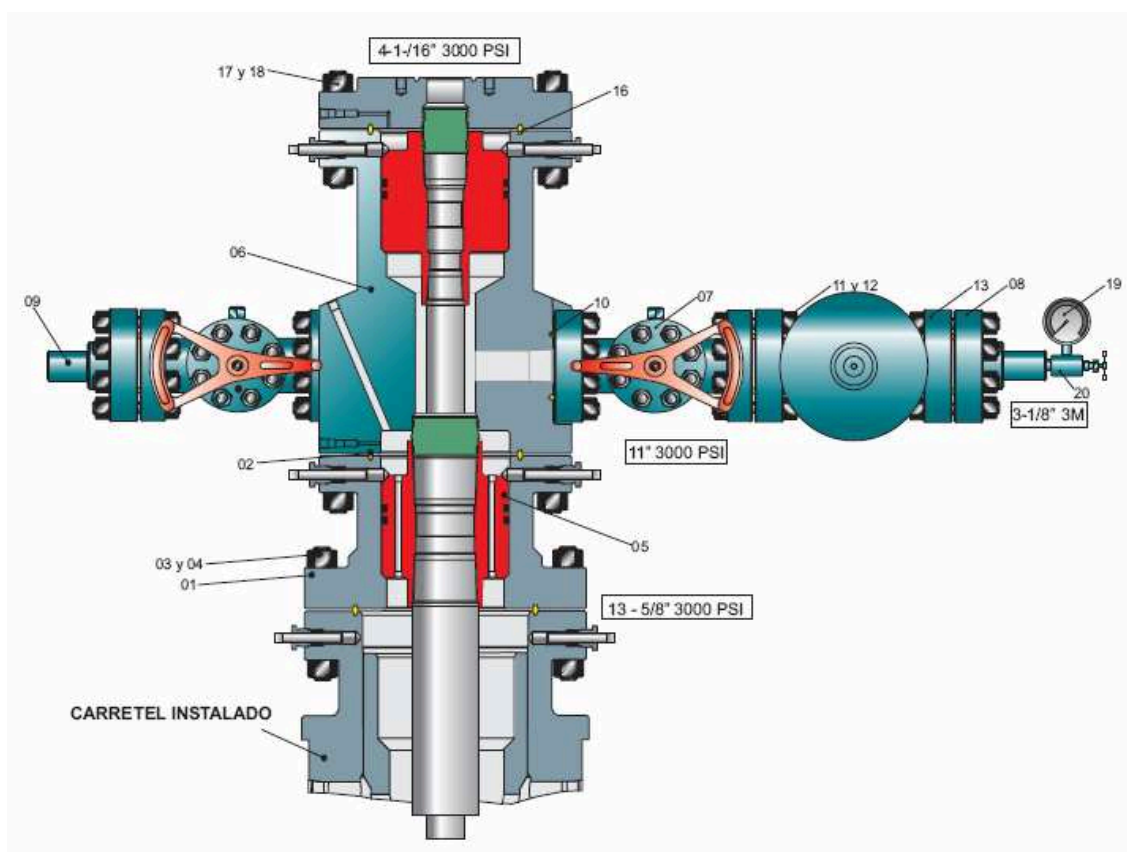


Figura 2.44

CABEZALES PARA POZOS DUALES CONCENTRICOS 5 – ½" X 2 – 3/8 – 3000 PSI


ITEM	DESCRIPCION	Cantidad
11	ESPÁRRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMA ASTM.A. 193.B7, ROSCA UNC. CON TRATAMIENTO SUPERFICIAL ANTI CORROSIÓN DE DIÁMETRO 7/8" x 6"	24
12	TUERCAS HEXAGONALES DE ACERO SEGÚN NORMA ASTM.A. 194 2H. ROSCA UNC. DIÁMETRO 7/8". CON TRATAMIENTO SUPERFICIAL ANTI CORROSIÓN	48
13	VÁLVULA ESCLUSA MODELO "S" CON CONEXIONES BRIDADAS. DIÁMETRO DE 3-1/8" 3000 PSI. FABRICADA SEGÚN NORMAS API 6A CLASE "DD". OPERADA CON ACTUADOR NEUMÁTICO APISTÓN MODELO N 13-175.	1
14	COLGADOR DE TUBERÍA PARA BRIDA DE 11" Y TUBING DE 2-3/8 EUE. ROSCA SUPERIOR DE 3-1/2" EUE PREPARADO PARA VÁLVULA DE	1
15	BRIDA ADAPTADORA, CONEXIÓN INFERIOR A BRIDA 11" 3M CON CONEXIÓN SUPERIOR ESPARRAGADA DE 4-1/16" 3000 PSI. FABRICADO SEGÚN NORMAS API 6A. MATERIAL CLASE "DD", TEMP U, PSL-1, PR-1.	1
16	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO; SECCIÓN OVAL; DESIGNACIÓN API 6AR-53	1
17	ESPÁRRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMA ASTM.A. 193.B7; ROSCA UNC. CON TRATAMIENTO SUPERFICIAL ANTI CORROSIÓN DE DIÁMETRO 1-3/8" x 9-1/2"	16
18	TUERCAS HEXAGONALES DE ACERO SEGÚN NORMA ASTM.A. 194 2H. ROSCA UNC. DIÁMETRO 1-3/8". CON TRATAMIENTO SUPERFICIAL ANTI CORROSIÓN	32
19	MANOMETRO CON TUBO BOURDON. INTERNOS DE ACERO INOXIDABLE. CAJA CERRADA DE 4 1/2" DE DIÁMETRO FRENTE SOLIDO. ESCALA 0-5000 PSI. CONEXION A ROSCAMACHO DE 1/2" NPT.	1
19	VÁLVULA AGUJA EN ANGULO DE 90°. CONEXIONES DE 1/2" NPT MACHO-HEMERA. PRESION DE TRABAJO 3000/5000 PSI INTERNOS EN AISI 410/420. CUERPO EN ACERO AL CARBONO.	1

ITEM	DESCRIPCION	Cantidad
01	CONJUNTO CARRETEL ADAPTADOR; BRIDA SUPERIOR 13-5/8" 3M, CONEXIÓN INFERIOR A BRIDA ABIERTA DE 11" 3M CON ALOJAMIENTO PARA COLGADOR DE TUBING MC-BES. SIN SALIDAS LATERALES. MATERIAL DE ACERO AL CARBONO	1
02	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO; SECCIÓN OVAL; DESIGNACIÓN API 6AR-53.	1
03	ESPÁRRAGOS DE ACERO SEGÚN NORMA ASTM A. 193.B7; ROSCA UNC. CON TRATAMIENTO SUPERFICIAL ANTI CORROSIÓN DE DIÁMETRO 1-3/8" x 10-1/4"	20
04	TUERCAS HEXAGONALES DE ACERO SEGÚN NORMA ASTM A. 194 2H. ROSCA UNC. DIÁMETRO 1-3/8". CON TRATAMIENTO SUPERFICIAL ANTI	40
05	COLGADOR DE TUBERÍA MC-BES, PARA BRIDA DE 11", ROSCAS SUPERIOR E INFERIOR DE 5-1/2" LTC. CON PREPARACIÓN INFERIOR PARA BPV MODELO "H" DE 5" Y PREPARACION PARA DOS CONECTORES ELECTRICOS QCIP-3000-2.	1
06	CARRETEL DE PRODUCCIÓN CON CONEXIÓN INFERIOR DE 11" 3000 PSI Y SUPERIOR DE 11" 3000 PSI. CON DOS SALIDAS ESPARRAGADAS DE 3-1/8" 3000 PSI. CON DOS PREPARACIONES PARA CONECTOR ELÉCTRICO MODELO POR DEFINIR.	1
07	VÁLVULA ESCLUSA FABRICADA SEGÚN NORMA API 6 A. PASO TOTAL; EXTREMOS BRIDADOS; DIÁMETRO DE PASAJE 3-1/8" 3000 PSI; MODELO "T". MATERIAL CLASE "DD", PSL-1, PR-2. OPERACIÓN MANUAL A VOLANTE.	2
08	BRIDA ROSCADA API 6A DE 3-1/8" 3000 PSIA 3" LP 4130 6K	2
09	TAPÓN MACHO ROSCADE 3" LP API-LP "AA"	2
10	ANILLO EMPAQUETADOR DE ACERO AL CARBONO; SECCIÓN OVAL; DESIGNACIÓN API 6AR-31. FABRICADO SEGÚN NORMAS API 6A	5

Figura 2.45

Cabezal de producción para Gas Lift

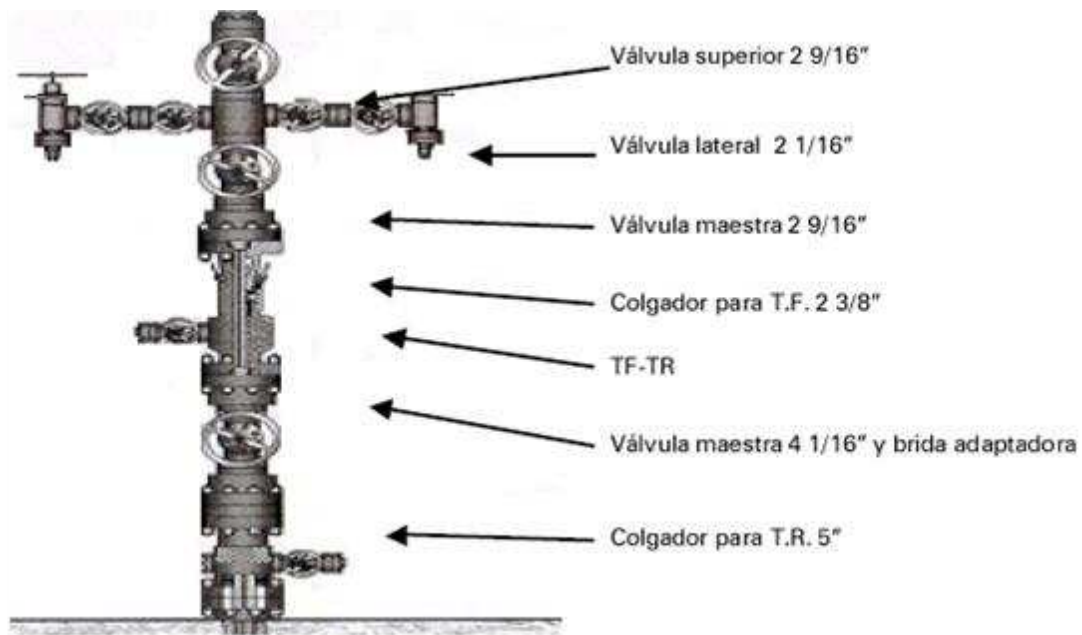


Figura 2.46

Cabezal de producción para Gas Lift

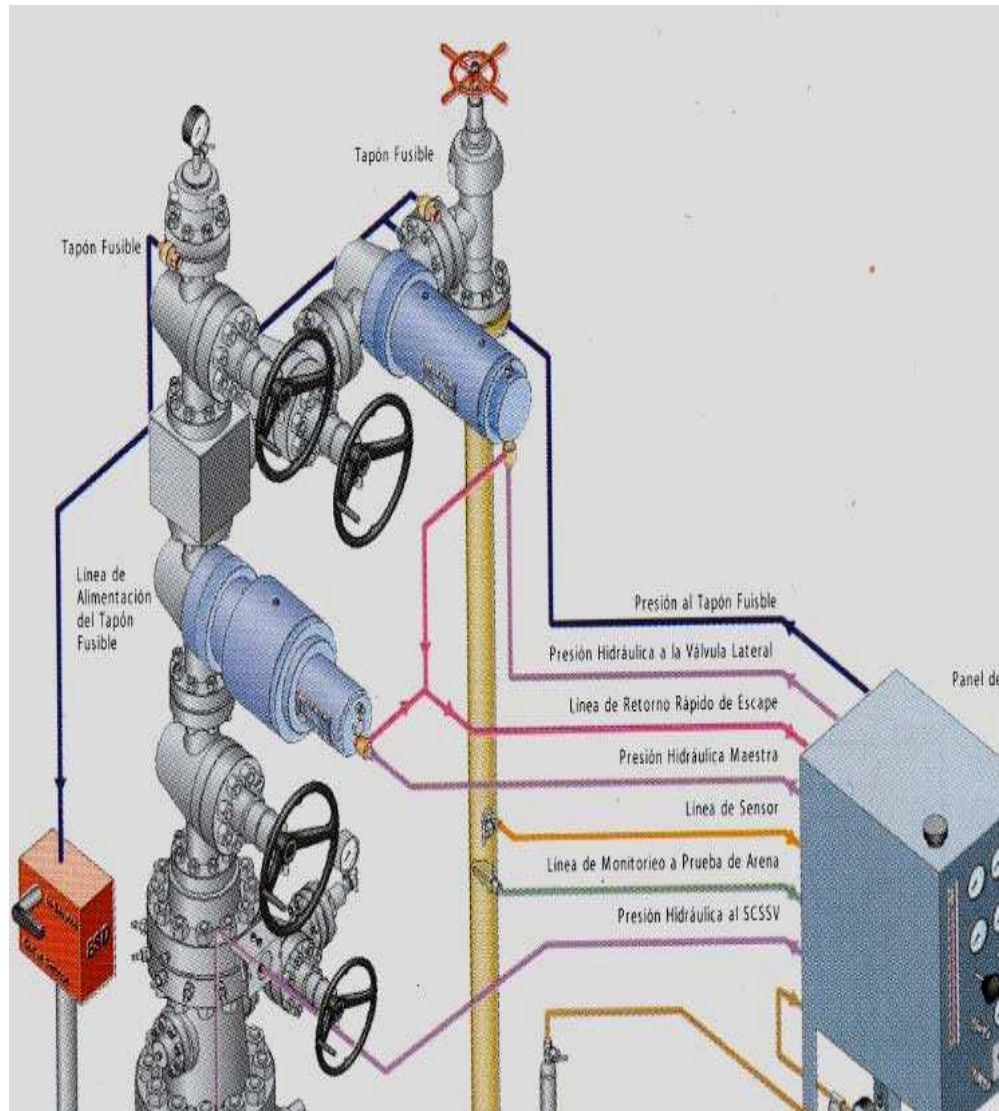


Tabla 2.17

ESPECIFICACIONES PACKER PERMANETE B ARROWDRILL WEATHERFORD							
Casing				Packer		Diám. Mín	Número de
OD	Peso	Min ID.	Máx ID.	OD	Diám.interno	interno de los	
pulg.	Lbm/pie	pulg.	pulg.	pulg.	pulg.	cauchos	producto
7	29 - 35	6.004	6.184	5.813	4.000	3.000	265 - 273
9 - 5/8.	47 - 53.5	8.535	8.681	8.319	6.000	4.875	265 - 296

Tabla 2.18

ESPECIFICACIONES PACKER DE ASENTAMIENTO HIDRAULICO PFH - WEATHERFORD						
Casing				Packer	Conección	Número
OD	Peso	Min ID.	Máx ID.	OD	Rosca API	de producto
pulg.	Lbm/pie	pulg.	pulg.	pulg.	EU 8 RD	
7	32 -35	6.004	6.094	5.812	2 - 7/8.	47PFHL-A4
7	26 - 29	6.184	6.276	5.983	3 - 1/2.	47PFHL-B2

Tabla 2.19

ESPECIFICACIONES DEL PACKER DE DOBLE SARTA HIDROW II - WEATHERFORD (ASENTAMIENTO HIDRAULICO)								
Casing		Packer	Tubo largo		Tubo corto		Diámetro interno	Número de producto
	Peso		Conección Rosca API	Mandril	Conección Rosca API	Niple de aislamiento		
OD.		OD.	EU 8 RD	ID.	EU 8 RD	ID.	ID.	
pulg.	Lbm/pie	pulg.		pulg.		pulg.	pulg.	
9 - 5/8.	36.0 - 47.0	8.5	3 - 1/2.	3.000	3 - 1/2.	3.000	3.75	905 - 996
9 - 5/8.	47.0 - 53.0	8.25	3 - 1/2.	3.000	3 - 1/2.	3.000	3.75	905 - 996

Tabla 2.20

ESPECIFICACIONES DEL PACKER RECUPERABLE MECANICO TS-U (RBP) WEATHERFORD					
	CSG			Herramienta	Número
OD.	Peso	Mín.ID.	Máx. ID.	OD.	de
Pulg.	Lbm/pie	pulg.	pulg.	pulg.	Producto
7	26.0 - 32.0	6.094	6.276	5.875	725 - 771
9 - 5/8.	40.0 - 53.5	8.535	8.835	8.250	725 - 795

Tabla 2.21

ESPECIFICACIONES DEL PACKER RECUPERABLE DE ASENTAMIENTO MECÁNICO HD (RTTS) WEATHERFORD							
CSG		PACKER					Número de
OD.	Peso	Mín.ID.	Máx.ID.	Máx.OD.	Mín.ID.	Conexión de la rosca API	Producto
pulg.	Lbm/pie	pulg.	pulg.	pulg.	pulg.	E.U.8RD	
7	29.0 - 35.0	6.004	6.184	5.875	2.500	2 - 7/8.	613 - 670
9 - 5/8.	32.3 - 43.5	8.755	9.001	8.500	4.000	4 - 1/2.	613 - 696
13 - 3/4.	48.0 - 72.0	12.347	12.715	12.000	4.000	4 - 1/2.	613

Tabla 2.22

ESPECIFICACIONES COMPRESION PACKER DE ASENTAMIENTO MECANICO							
WEATHERFORD							
CSG	PACKER						Número de Producto
OD.	Peso	Min.ID.	Máx.ID.	Máx.OD.	Min.ID.	Conexión de la rosca API	
pulg.	Lbm/pie	pulg.	pulg.	pulg.	pulg.	E.U.8RD	
7	38.0 - 46.4	5.626	5.920	5.525	2.688	3 - 1/2.	688 - 73D
9 - 5/8.	32.6 - 43.5	8.755	9.001	8.584	3.750	4 - 1/2.	688 - 96
13/03/2008	48.0 - 77.0	12.275	12.715	12.000	3.750	4 - 1/2.	688 - 13

Tabla 2.23

ESPECIFICACIONES DE LA CAMISA - WEATHERFORD						
Tubing	VL		VXA		VXO	
	Diámetro Interno	Max OD.	Diámetro Interno	Max. OD.	Diámetro Interno	Max. OD.
	IN.	IN.	IN.	IN.	IN.	IN.
2 - 3/8.	1.875	2.910	1.875	3.063	1.875	3.063
2 - 7/8.	2.312	3.410	2.313	3.75	2.313	3.750
3 - 1/2.	2.750	4.500	2.750	4.275	2.750	4.275
VL = Se utiliza Shifing Tool Weatherford Tipo D2						
VXA = Se utiliza Shifing Tool Weatherford Tipo B						
VXO = Se utiliza Shifing Tool Weatherford Tipo B						

Tabla 2.24

CUADRO DE ESPECIFICACIONES DEL SCREAPER - BAKER								
Casing		Tamaño Scraper	Tamaño Bloque Paleta	Rango del ID del tubing en el que puede correr el Scraper		Especific. Pin arriba Caja Abajo	Cavidad Circulación ID.	Caja Máx
OD	Peso T&C			Min	Máx			
IN	Lb / Pie			IN	IN	IN	IN	IN
5-1/2.	20 - 23	11	11B	4.545	4.778	2 - 7/8 API	1.125	4.514
7	17 - 23	14	14C	6.241	6.969	3 - 1/2 API	1.25	5.514
9-5/8.	53.5	16	16AB	7.969	8.594	4 - 1/2 API	2	7.358
10-3/4.	82.75 - 55.5	16	18A	9.604	10.192	6 - 5/8 API	2.25	9.576
13-3/8.	77 - 102	18	18D	11.733	12.275	6 - 5/8 API	2.25	9.576

Tabla 2.25

ESPECIFICACIONES DE LA CANASTA DE DESPERDICIOS					
BAKER					
Tamaño Canasta	OD.	Casing Peso	Rango del ID del casing para que la canasta sea corrida		Unión Pin arriba por Caja abajo API
	pulg.	Lb / pie	Min pulg.	Max pulg.	pulg.
1	5	11.5 - 18	4.082	4.750	2 - 3/8.
	5 - 1/2.	23	4.082	4.750	2 - 3/8
2	5 - 1/2.	13 - 20	4.751	5.312	2 - 7/8.
3	7	17 - 38	5.751	5.312	3 - 1/2.
5	9 - 5/8.	29.3 - 53.5	7.501	9.062	4 - 1/2.
7	10 - 3/4.	32.75 - 55.5	9.063	10.192	6 - 5/8.

Tabla 2.26

ESPECIFICACIONES DEL NIPPLE - NO. GO WEATHERFORD										
Tubing	VF		VR		VN		VX		VXN	
	Nipple mín. ID.	Diámetro interno	Nipple mín. ID. (No-Go)	Diámetro interno	Nipple mín. ID.	Diámetro interno	Nipple mín. ID.	Diámetro interno	Nipple mín. ID. (No-Go)	Diámetro interno
	IN.	IN.	IN.	IN.	IN.	IN.	IN.	IN.	IN.	IN.
2 - 3/8.	1.781	1.781	1.728	1.781	1.791	1.875	1.875	1.875	1.791	1.875
2 - 7/8.	2.250	2.250	2.197	2.250	n/a	n/a	2.313	2.313	2.205	2.313
3 - 1/8.	2.750	2.750	2.697	2.750	2.635	2.750	2.750	2.750	2.635	2.750
VF, VR, VN, VX, VXN son los tipos de nipples; n/a no tiene datos										

Tabla 2.27

GUIA DE ESPECIFICACIONES DE LA VÁLVULA DE CIRCULACIÓN WEATHERFORD HIDRAULICA.							
Tamaño	OD.	ID.	Longitud Total	Fuerza requerida para abrir	Stroke	Box	Pin
IN	IN.	IN.	IN.	Lbs.	IN.	IN.	IN.
2 - 7/8.	4.25	1.75	31	5000	1.6	2 - 7/8. 8rd EUE	2 - 7/8. 8rd EUE
		TIPO	J				
Tamaño	OD.	ID.	Longitud Total	Box	Pin		
IN	IN.	IN.	IN.	IN.	IN.		
2.50	4.63	2.44	44.45	2.88 EU	2.88 EU		
2.00	3.63	2.00	41.13	2.38 EU	2.38 EU		

Tabla 2.28

ESPECIFICACIONES DE LAS VARILLAS API						
			Cuello		Tamaño	
			Diám.Ext.		Tub.mín.diám.	
Diámetro	Peso	Area	Normal	Especial	Normal	Especial
Pulg	Lbs/pulg	Pulg ²	Pulg	Pulg	Pulg.	Pulg.
1/2.	0.726	0.1964		1		1.66
5/8.	1.135	0.3068	1.5	1.25	2 - 1/16.	1.99
3/4.	1.634	0.4418	1.625	1.5	2 - 3/8.	2 - 1/16.
7/8.	2.224	0.6013	1.813	1.625	2 - 7/8.	2 - 3/8.
1	2.904	0.7894	2.188	2	3 - 1/2.	2 - 7/8.
1 - 1/8.	3.676	0.994	2.375		3 - 1/2.	

Tabla 2.29

GUIA DE ESPECIFICACIONES DEL ANCLA DE TUBERIA TIPO R DE WEATHERFORD

CASING				ANCHOR			BASE PRODUCT NUMBER
O.D. in/mm	WEIGHT lb/ft	MIN. I.D. in/mm	MAX. I.D. in/mm	MAX. O.D. in/mm	MIN. I.D. in/mm	STANDARD THREAD CONNECTIONS	
2-7/8 73,03	6.4 - 6.5	2.375 60,33	2.441 62,00	2.250 527,15	1.000 24,40	1.660 NU 10RD	350-25
3-1/2 88,90	9.2 - 9.3	2.992 75,10	2.993 76,02	2.813 71,45	1.500 38,10	1.900 EU 10RD	350-35
4 101,60	9.5 - 11.0	3.476 88,29	3.548 90,12	3.281 83,34	1.750 44,45	2-3/8 EU 8RD	350-40
4-1/2 101,60	13.5 - 15.1	3.826 97,18	3.920 99,57	3.700 93,98	2.000 50,80	2-3/8 EU 8RD	350-46
6 101,60	18.0 - 20.0	5.352 135,94	5.424 137,77	5.313 134,95	2.375 60,33	2-7/8 EU 8RD	350-60
8-5/8 101,68	24.0 - 52.0	7.435 188,85	8.097 205,66	7.250 184,15	4.000 101,60	4-1/2 EU 8RD	350-85
9-5/8 101,68	29.3 - 61.1	8.375 212,73	9.063 230,20	8.250 209,55	4.000 101,60	4-1/2 EU 8RD	350-95
10-3/4 273,05	40.5 - 65.7	9.650 245,11	10.050 255,27	9.250 234,95	4.000 101,60	4-1/2 EU 8RD	350-10
11-3/4 298,45	42.0 - 65.0	10.682 271,32	11.084 281,53	10.375 263,53	4.000 101,60	4-1/2 EU 8RD	350-11

Tabla 2.30

GUIA DE ESPECIFICACIONES PARA EL ANCLA DE GAS O SEPARADOR						
			Dimensiones		Tubo de Succión	
Tipo	Clasificación	CSG	Diámetro	Longitud	Diámetro	Longitud
		Pulg.	Pulg.	Pies	Pulg.	Pies
Copa©	C69	9 - 5/8.	6LP	9	2LP	15
	C66	9 - 5/8.	6LP	6	2LP	15
	C63	9 - 5/8.	6LP	3	2LP	15
	C49	7	4 - 1/2EU	9	2LP	20
	C46	7	4 - 1/2EU	6	2LP	20
	C43	7	4 - 1/2EU	3	2LP	20
Niple Perforado(p)	P69	9 - 5/8.	6LP	9	2LP	15
	P66	9 - 5/8.	6LP	6	2LP	15
	P63	9 - 5/8.	6LP	3	2LP	15
	P49	7	4 - 1/2EU	9	2LP	20
	P46	7	4 - 1/2EU	6	2LP	20
	P43	7	4 - 1/2EU	3	2LP	20
Packer	PK42	9 - 5/8.	9 - 5/8.	16	2LP	14
	PK31	7	7	16	1.5LP	14

Tabla 2.31

Guía de especificaciones de los Mandriles				
Mandriles Daniels*				Tipo
Daniels	IN	3 - 1/2 x 6 - 1/2 x 1		Tubular
Daniels	IN	3 - 1/2 x 9 - 1/2 X 1 - 1/2		Tubular
Daniels	IN	2 - 7/8 x 6 - 1/2 x 1		Tubular
Daniels	IN	2 - 7/8 Tipo DCO - E		Anular
* En estos mandriles se colocan las válvulas Dummy o tapón				
Mandriles Camco y Macco**				
Camco KMBEC	IN	2 - 3/8.		Anular
Camco KMBEC	IN	2 - 7/8.		Anular
Camco KBM	IN	2 - 7/8.		Tubular
Camco KBM - P	IN	3 - 1/2.		Tubular
KBM - 2 HEC - 2				Anular
Camco MM	IN	2 - 3/8.		Tubular
Camco MM	IN	2 - 7/8.		Tubular
Macco SPM	IN	2 - 7/8.		Tubular
Macco SPM	IN	1A 3 - 1/2		Tubular
** En estos mandriles se colocan la válvulas Daniel de inyección de gas Lift				

Tabla 2.32

ESPECIFICACIONES DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES					
Serie	OD.	Serie	OD.	Serie	OD.
	pulg.		pulg.		pulg.
338	3.38	387	3.87	400	4.00
540	5.13	538	5.38	562	5.62
675	6.75	725	7.25	862	8.62
950	9.50	1000	10.00	1125	11.25