



OPERACIONES DE SERVICIO A POZO Y WORKOVER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2015

6

UNIDAD

TATIANA PÉREZ - MAYCOL SUÁREZ



CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	3
1. OPERACIONES DE MEDICIÓN	5
2. OPERACIONES DE MANTENIMIENTO	7
3. OPERACIONES DE WORKOVER	8
4. OPERACIONES DE WIRELINE Y SLICKLINE	24
4.1 TIPOS DE TRABAJOS CON CABLE	26
4.2 COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUPERFICIE	27
4.3 HERRAMIENTAS DE LA SARTA CON LÍNEA DE CABLE	31
5. OPERACIONES DE COILED TUBING Y SNUBBING	35
5.1 EL SISTEMA COILED TUBING	35
5.2 LA UNIDAD DE INSERCIÓN DE TUBERÍA CONTRA PRESIÓN O SISTEMA SNUBBING	43
BIBLIOGRAFÍA	52

INTRODUCCIÓN

La rentabilidad de un pozo como una empresa de inversión depende de cuánto tiempo esté produciendo y de que cantidad produzca. Su vida útil y su rendimiento son naturalmente debidos a las características iniciales del yacimiento. Sin embargo, también son dependientes de mantener en buen estado el funcionamiento del pozo y de adaptar adecuadamente el completamiento a las condiciones variables que prevalecen en el yacimiento y alrededor del pozo.

El término servicio a pozo se refiere a todas las operaciones que pueden ser realizadas en el pozo con uno de estos dos objetivos: averiguar el estado del propio pozo o como está involucrado el yacimiento, y el mantenimiento o adaptación del pozo para mantener las mejores posibles condiciones operacionales.

Por el propio pozo nos referimos a la conexión entre el hueco y la zona productora, sus inmediaciones y todo lo que se encuentra en este incluyendo la cabeza de pozo. Adicionalmente cabe recordar que las operaciones que puedan o deban ser hechas en la vida del campo mantendrán los pozos en buenas condiciones de funcionamiento y rentabilidad, esto en gran medida es influenciado por el tipo de sistema de completamiento que fue elegido.

Las operaciones que deben ser llevadas a cabo en un pozo son numerosas y se pueden descomponer en mediciones, mantenimiento y workover. Las mediciones pueden involucrar el estado del equipo, la calidad de la conexión entre el hueco y la zona productora o el estado del yacimiento en la vecindad del pozo. Las operaciones de mantenimiento y workover afectan principalmente a los equipos o a la conexión entre el hueco y la zona productora.

La operación de mantenimiento es relativamente simple, puede ser realizada con el pozo aun en producción, es decir bajo presión, con equipos livianos tales como

unidades de wireline. En contraste, las operaciones de workover implican el uso de equipos más pesados; en ocasiones pueden llevarse a cabo con el pozo bajo presión usando unidades de coiled tubing o snubbing, pero generalmente requiere que se haya matado el pozo, es decir, que se haya circulado un fluido de control en el pozo cuya presión hidrostática es más grande que la presión del yacimiento.

Las operaciones de servicios se pueden realizar por:

- Consideraciones operacionales tales como caída de producción anormal, o equipos desgastados prematuramente u obsoletos.
- Consideraciones de yacimiento tales como conocer como se está desarrollando este o como se adapta mejor a su comportamiento.
- Problemas que han surgido cuando se han realizado las operaciones por las razones antes mencionadas, por ejemplo para recuperar un pescado (una herramienta o pieza de un equipo u otro artículo que se haya perdido o caído accidentalmente al pozo).

1. OPERACIONES DE MEDICIÓN

Las operaciones de medición se pueden llevar a cabo en diferentes secciones de un pozo, estas se describen a continuación:

- *En la cabeza del pozo:* en este punto se miden parámetros principales como lo son la presión y la temperatura o también se pueden tomar muestras del fluido ya sea en cabeza o en el choke. La variación de alguno de estos significa que se ha presentado una modificación en las condiciones de producción como caída de la presión de yacimiento, taponamiento, variación en el porcentaje de agua o gas, obstrucciones, etc.

Para encontrar la causa de algún problema es posible usar información adicional tomada de otros lugares o incluso de fondo de pozo.

Es posible adecuar los pozos con sensores de presión en fondo que permitan obtener lecturas instantáneas en superficie, también monitoreada la presión en el espacio anular para verificar la integridad del revestimiento, los empaques o la tubería de producción. Durante la limpieza del pozo o cuando se aumenta la tasa de flujo por encima de una tasa anterior, el anular debe ser purgado.

Para pozos produciendo con bombeo mecánico, se usan mediciones dinamométricas para monitorear la presión sobre las varillas y las condiciones de funcionamiento de la bomba; para medir el nivel de fluido en el anular y para comprobar la inmersión de la bomba o la presión de fondo de la misma se usa un ECHOMETER, este también es usado en levantamiento artificial con gas lift para medir igualmente el nivel del fluido en el anular, así como es de gran ayuda en el inicio o durante la producción para comprobar la inyección de gas a través de las válvulas. También se realizan pruebas de la válvula de seguridad en superficie y fondo, aunque esto pueda considerarse como mantenimiento.

- *En el tubing:* las mediciones en el tubing principalmente consisten de calibraciones, para comprobar si es posible un trabajo con wireline como por ejemplo correr un registro, o relacionado con problemas de corrosión o depósitos de parafinas o asfaltenos. En un pozo que produce por gas lift, es posible tomar un registro de temperatura para para comprobar el trabajo apropiado de las válvulas.
- *En fondo de pozo:* las mediciones pueden ser una verificación del tope de los sedimentos con o sin muestreo, esto con el fin de estar seguros al momento de correr una herramienta en el pozo. Se pueden realizar para tomar mediciones de presión o temperatura al momento de realizar una prueba de producción a una profundidad específica por ejemplo.

Las mediciones también se refieren a diferentes tipos de registros, como los ya mencionados de presión, temperatura, producción, tasa de flujo, variación en las propiedades de los fluidos, etc., los registros son usados cualitativamente y en algunos casos cuantitativamente para determinar la producción y el tipo de fluido que aporta cada zona, es decir, puede ser usada para diferenciar en casos particulares si un corte de agua proviene de todas las zonas productoras o de una en especial, con esto se pueden tomar decisiones que mejoren la productividad del pozo como aislar una zona productora de agua.

2. OPERACIONES DE MANTENIMIENTO

Del mismo modo que las operaciones de medición, las operaciones de mantenimiento también se dan en diversos lugares del pozo los cuales se explican a continuación:

- *En la cabeza de pozo:* además de las operaciones de rutina que se realizan en cabeza como abrir o cerrar el pozo o regular la tasa de flujo, también se realiza la lubricación de las válvulas, reemplazo de partes averiadas corriente abajo de las válvulas maestras y una verificación periódica del sistema de control de válvulas de seguridad tanto de superficie como de fondo.
- *En el tubing y su equipo:* existen operaciones asociadas a problemas con depósitos y/o corrosión como la limpieza de tubing con raspadores, inyección de un dispersante de parafinas, inyección de inhibidores de corrosión o de formación de hidratos, entre otros; también se incluye la inyección en fondo de químicos tales como desemulsificantes, agentes anti-espumantes y otros que hacer más fácil el tratamiento en superficie. Estas operaciones pueden también realizar cambio de equipos en operaciones con wireline tales como una válvula de seguridad del tipo wireline recuperable (WLR), o válvulas de gas lift o la pesca de un artículo que se ha caído accidentalmente al pozo durante una operación de wireline u otra.
- *En el fondo de pozo y la zona productora:* se llevan a cabo operaciones por wireline, como limpieza de arena en fondo de pozo, realizar nuevos cañoneos, entre otros, y por bombeo desde superficie como lavado ácido de las perforaciones cañoneadas. En la actualidad, estas operaciones requieren de equipos y materiales más complejos como la tubería flexible o coiled tubing por ejemplo.¹

¹ PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. p. 254- 255. ISBN: 2710807653

3. OPERACIONES DE WORKOVER

Un pozo en su etapa de producción requiere de una serie de operaciones de mantenimiento que permitan garantizar el flujo de los fluidos a producir, estas son conocidas como las operaciones de workover, las cuales son intervenciones realizadas en un pozo con el fin de mantener o mejorar la producción de los hidrocarburos. Algunas de ellas son:

- El reacondicionamiento de los pozos para aprovechar de manera correcta la energía del yacimiento.
- Eliminar problemas mecánicos los cuales se interponen en la eficiencia de la producción y de la inyección
- La estimulación del yacimiento para reactivar o mejorar el flujo de los fluidos.
- Operaciones de limpieza de sólidos indeseables que restringen el flujo.
- Reparación o cambios en el sistema de levantamiento artificial.

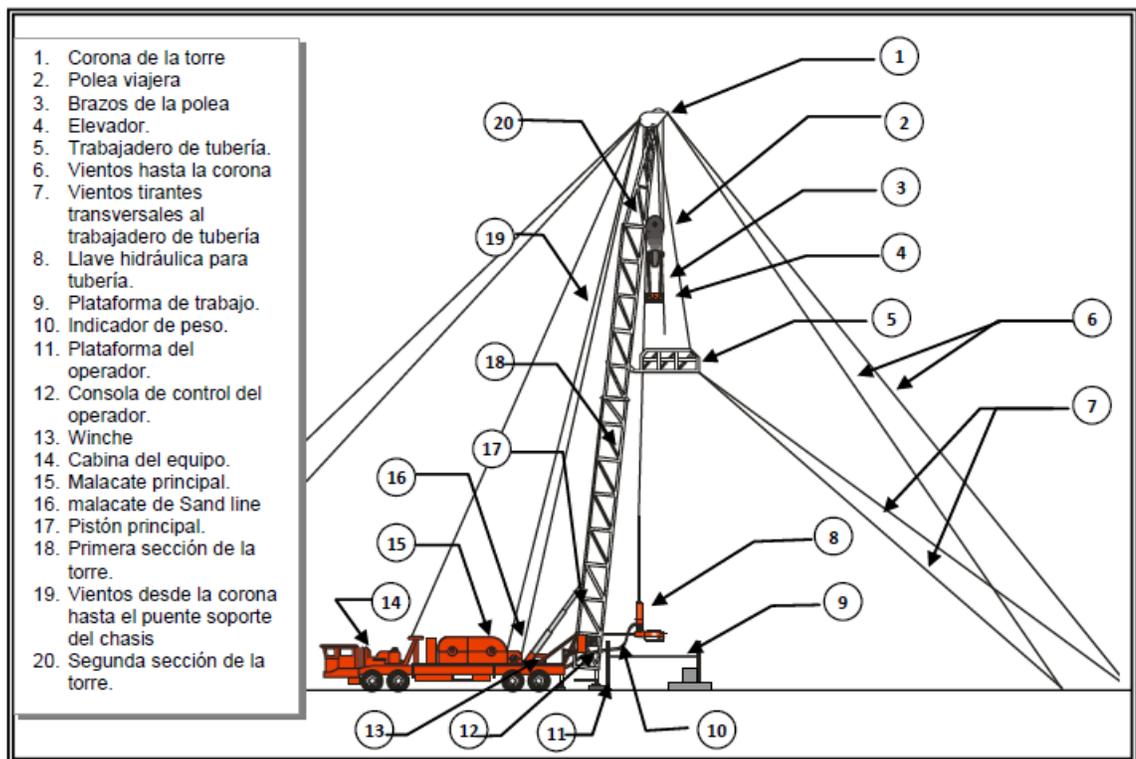
De acuerdo al objetivo de la intervención el trabajo de workover puede ser mayor o menor:

- *Trabajo de workover mayor:* implica todas aquellas modificaciones substanciales y definitivas en las condiciones y características de la zona de producción o inyección, este tipo de trabajo comprende intervenciones como cambios de intervalos de producción debido a la invasión de fluidos no deseados; esto por medio de taponos de cemento para aislar las zonas involucradas, la profundización del pozo si este es completado por encima de la zona productora y el taponamiento definitivo del pozo si es necesario su abandono.
- *Trabajo de workover menor:* hace referencia a la corrección de fallas en el estado mecánico del pozo y a la restauración u optimización de las condiciones de flujo del pozo, pero sin modificar definitivamente la zona de producción o de inyección. En este tipo de trabajo se encuentran intervenciones como el

reacondicionamiento de los sistemas de levantamiento artificial, el cambio de las bombas de subsuelo, la limpieza del pozo, el cambio de las tuberías o varillas, la estimulación de los yacimientos, los fracturamientos, las acidificaciones, la inyección de fluidos y por último las reparaciones de las conexiones en la cabeza del pozo.²

En la Figura 1 se presenta un ejemplo de un equipo de workover con sus componentes.

Figura 1. Equipo de workover y sus componentes



Fuente: DELGADO, Herney. Planeación de trabajos de workover.p.13

² DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Planeación de trabajos de workover. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos de Bucaramanga: 2011.p. 3-10.

Las operaciones de workover se pueden dar por diversas razones, algunas de ellas son:

- *Fallas de equipo:* presentadas en diversas partes del pozo, por fugas en cabeza en la válvula maestra o en el colgador de la tubería, por daños en el sistema de la válvula de seguridad de superficie, por fallas en el sistema de seguridad en el anular, si el revestimiento o la tubería están agujereados por corrosión u otro motivo, por taponamiento total o parcial del tubing, por fallas o fugas en los empaques o equipos de fondo, entre otras situaciones.
- *Modificaciones en las condiciones de producción:* con el fin de obtener la velocidad suficiente para transportar las fases pesadas, como el condensado o agua en un pozo de gas o solo el agua en un pozo de aceite después de una disminución en la tasa de flujo, puede ser necesario reducir el diámetro de la tubería de producción por medio de un cambio de tubing o por la instalación de una tubería concéntrica, de otro modo si se deja acumular la fase pesada en la tubería, esta podría ejercer demasiada presión a la zona productora.

Cuando la capacidad de flujo de un pozo no es suficiente para transportar los fluidos hasta superficie, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial o modificar uno existente, si por el contrario, el yacimiento presenta una capacidad de flujo mucho mayor a la esperada, esto puede involucrar un aumento del diámetro de la tubería de producción o una modificación en el sistema de levantamiento artificial instalado.

- *Restauración o modificación de la zona productora:* se justifican para realizar un trabajo que intervenga con el fin de mejorar las condiciones de la zona productora como una estimulación por acidificación o un fracturamiento, una implementación o restauración de un control de arena, poner en producción una nueva zona, tratar de limitar el influjo de un fluido no deseado mediante un

trabajo de cementación remedial, o reparar una cementación para evitar la comunicación entre zonas, etc.

- *Cambio de propósito del pozo:* al pasar del tiempo un pozo va cambiando sus condiciones, debido a esto es necesario realizar un análisis minucioso de que tan rentable es mantener dicho pozo en producción, se debe evaluar que tanto está aportando, que fluidos no deseados se están produciendo, la viabilidad de poder cambiar el propósito de este pozo, es decir, poderlo convertir en un pozo inyector o un pozo de observación (o viceversa) que aportaría mejores condiciones a la formación de interés, incluso, se considera sellar la zona productora actual para poder drenar una zona anteriormente ignorada o una nueva mediante un sidetrack, o finalmente abandonarlo temporal o permanentemente.
- *Pesca:* cuando se ejecutan las operaciones de medición, mantenimiento y workover pueden caer artículos accidentalmente en el pozo ya sea un hueco abierto o revestido, estos elementos son denominados “pescados”, en estos casos se realizan operaciones de pesca con el fin de recuperarlos, estas operaciones suelen ser problemáticas por el tamaño de los artículos perdidos.³ Las operaciones de pesca pueden ser necesarias en cualquier momento de la vida productiva de un pozo, desde la fase de perforación hasta su abandono. Durante la perforación una operación de pesca se le atribuye a fallas mecánicas (la tubería de producción, revestimiento o la de perforación pueden aplastarse por exceso de la presión externa, también pueden estallar si la presión interna es excesiva o se pueden romper por un exceso de torsión, un ejemplo de una falla de la sarta de perforación se muestra en la Figura 2) o al atascamiento de la sarta de perforación, este último también se puede presentar en operaciones de prueba o en la toma de registros con cable.

³ PERRIN, Op. cit., p. 256.

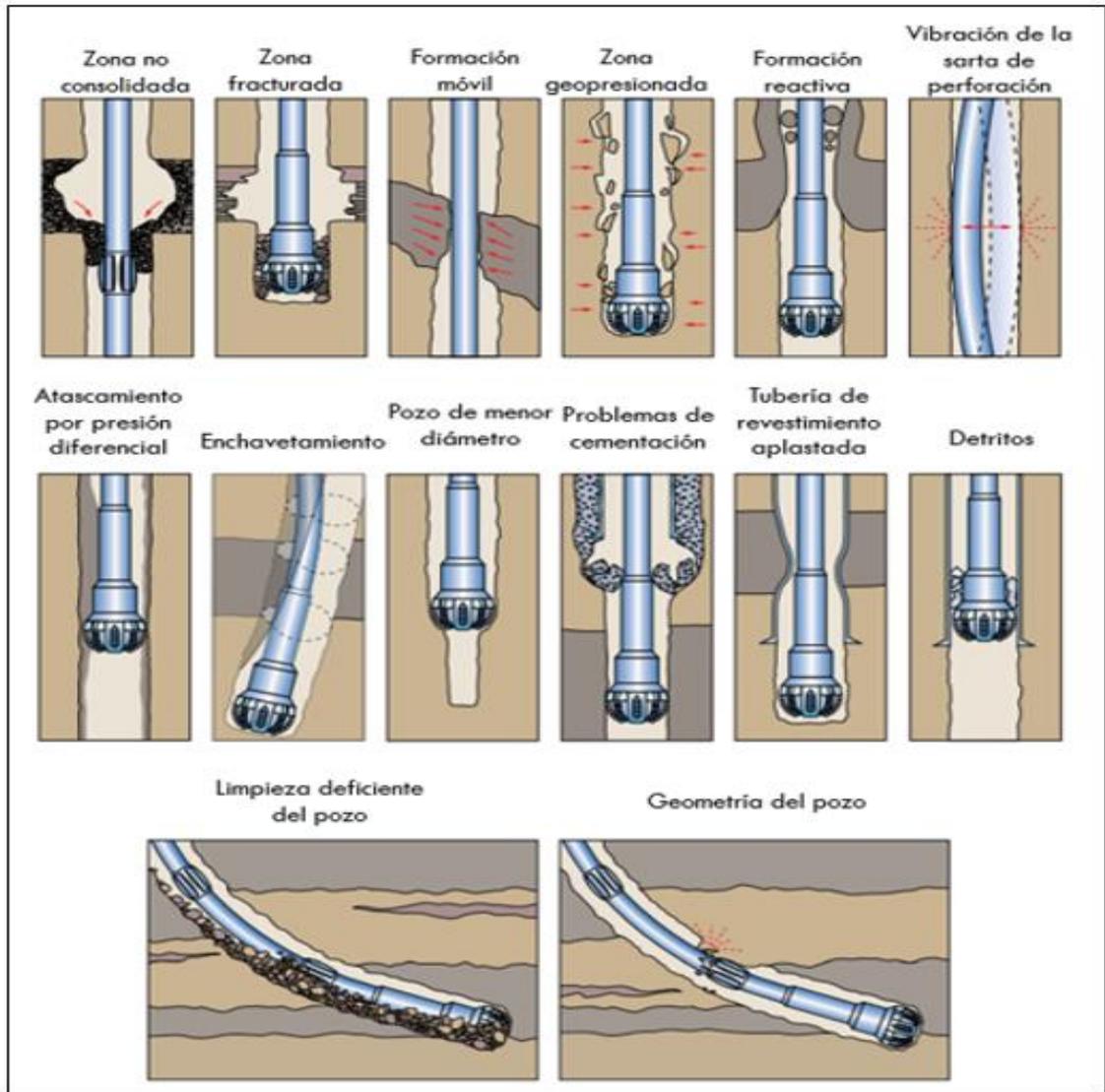
Figura 2. Falla de la sarta de perforación



Fuente: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p. 27.

En la fase de la terminación se pueden presentar atascamiento de los cañones, se pueden fijar los empaques. En la etapa de producción, las operaciones de pesca hacen parte del proceso de mantenimiento, reemplazo o recuperación de equipos y tubería de fondo y durante el abandono se suele tratar de rescatar tubería de fondo, bombas y el equipo de terminación antes de taponar el pozo. Cada caso tiene un tipo de herramienta a recuperar, esto determina como se llevara a cabo la operación de pesca. La Figura 3 muestra algunas operaciones de pesca que son provocadas por el atascamiento de la sarta de perforación, que pueden ser causados por formaciones inestables o por las prácticas llevadas a cabo en la perforación. La mayoría de trabajos de pesca se llevan a cabo por error humano, equipo defectuoso o pozos inestables. Por lo general lo que indica que hay una pieza o herramienta en el fondo del pozo son los cambios en la velocidad de perforación, la presión del lodo y el torque.

Figura 3. Algunos atascamientos de la sarta de perforación

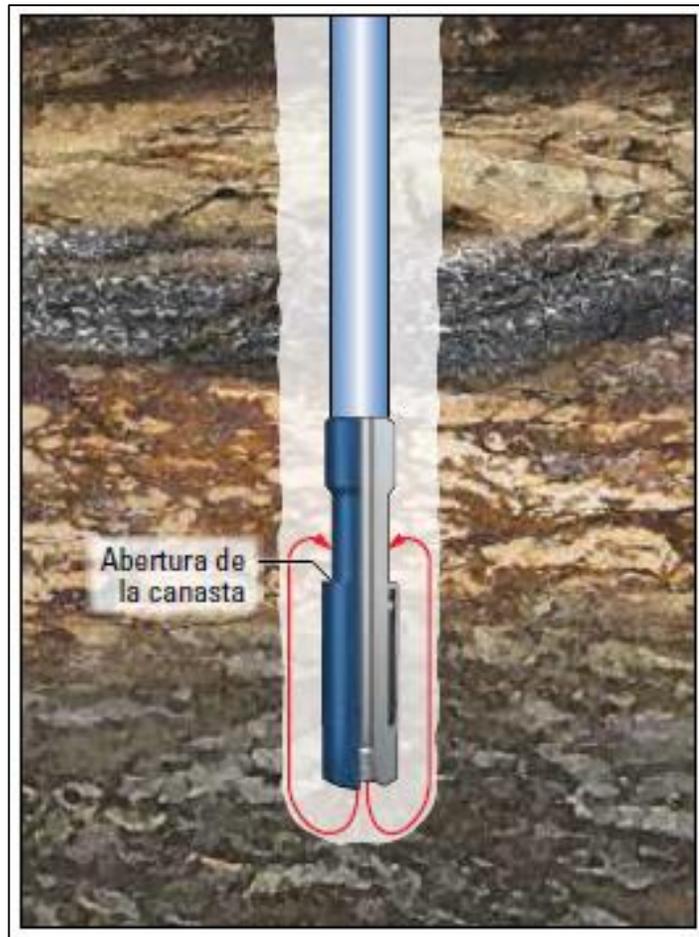


Fuente: Modificado de Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p. 29.

Para llevar a cabo la recuperación de los pescados se utilizan las herramientas de pesca, las cuales se dividen en cinco categorías: canastas de pesca, herramientas de fresado, herramientas de corte, herramientas de agarre externo y por último las de agarre interno. A continuación se describen algunas de estas:

- *Canastas de pesca o boot basket*: son las que recogen objetos o trozos pequeños que son muy pesados y no se pueden circular fuera del pozo. Estas utilizan el lodo en circulación para transportar los detritos desde el fondo, debido a que el espacio anular es más ancho por encima de la canasta, la velocidad del lodo se reduce y por consiguiente los detritos sedimentan y se asientan dentro de la canasta, como se muestra en la Figura 4. Estas herramientas están disponibles en diferentes configuraciones, por lo que cada una tiene un procedimiento diferente en el uso de pescar los objetos o piezas perdidas en el fondo del pozo.

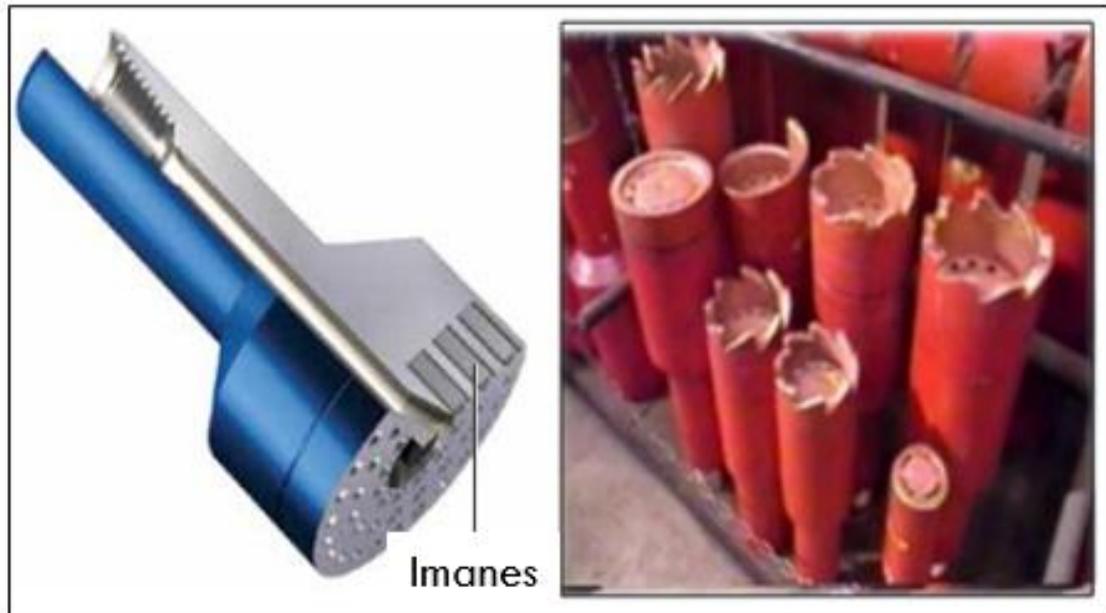
Figura 4. Canasta de pesca



Fuente: En: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p.31

- *Imanes o fishing magnets*: usados para recuperar todo tipo de objetos pequeños que presentan atracción magnética, tales como conos de broca, cuñas, martillos, entre otros. Como estos no pueden ser agarrados con los métodos convencionales o no se pueden taladrar, se recuperan por atracción magnética. El magneto consiste de un cuerpo, una carcasa, un imán permanente, una platina magnética de fondo y una guía de fondo. Esta herramienta puede bajarse con cable wireline (tiene como ventaja la rapidez y la economía) o con tubería (su ventaja es la circulación). Cuando se baja con tubería se acopla el magneto a esta y se baja dentro del pozo, se circula por un corto tiempo dejando actuar el imán, para luego recuperar el pescado.⁴ La Figura 5 muestra este tipo de herramienta.

Figura 5. Imanes de pesca



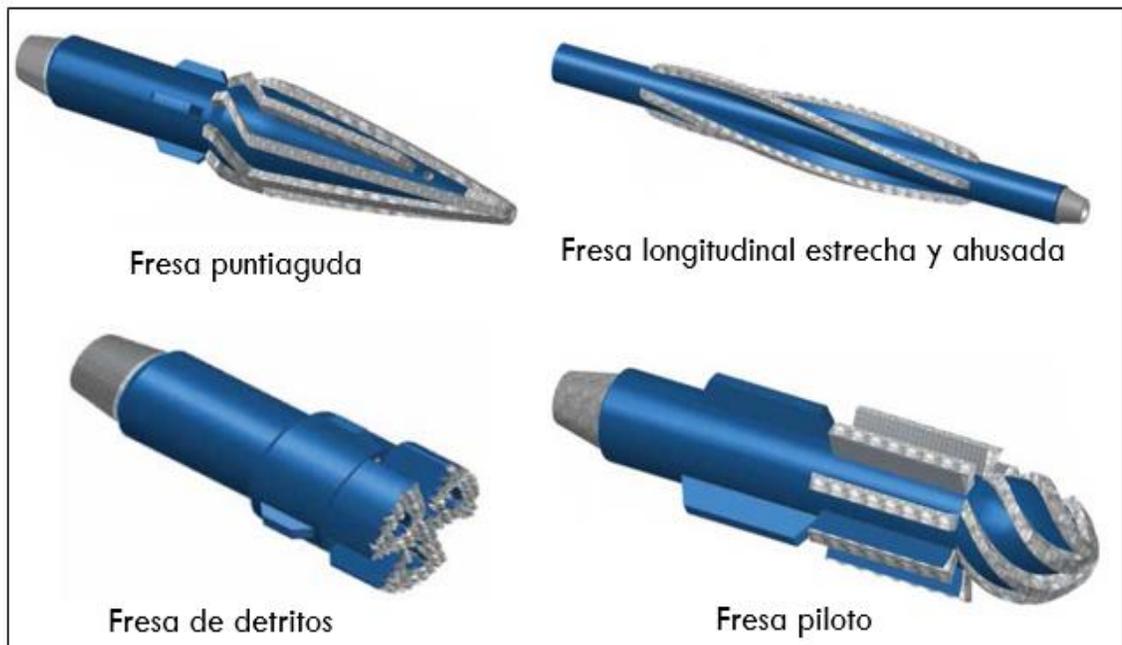
Fuente: Izq. Modificado de Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p.31; Der. Modificado de PORCOS, Misael. Operaciones de pesca. p.26

⁴ DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Manual de limpieza de pozos. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos de Bucaramanga: 1982.p.75-82.

- *Herramientas de fresado o demoledoras*: son las que trituran la parte superior de un objeto, están disponibles en diferentes configuraciones y se usan para limar la parte superior de una pieza de pesca para que se adapte a una herramienta de pesca, también para triturar o moler collares flotadores o tapones. Los detritos que se generen se sacan con canastas de pesca o imanes.

La Figura 6 muestra algunas herramientas de este tipo como la fresa puntiaguda o taper mill (para fresar, demoler o millar a través de puntos estrechos y de tubería aplastada o deformada), la fresa longitudinal estrecha y ahusada (para limpiar las tuberías dañadas y para la remoción de enchavetamientos (canal de diámetro pequeño generado en la pared de un pozo de diámetro más grande, por ejemplo un cambio angular o pata de perro) en agujeros descubiertos), la fresa de detritos (tritura los detritos en trozos más pequeños), la fresa piloto (se usa para fresar secciones de detritos de tuberías), entre otras.

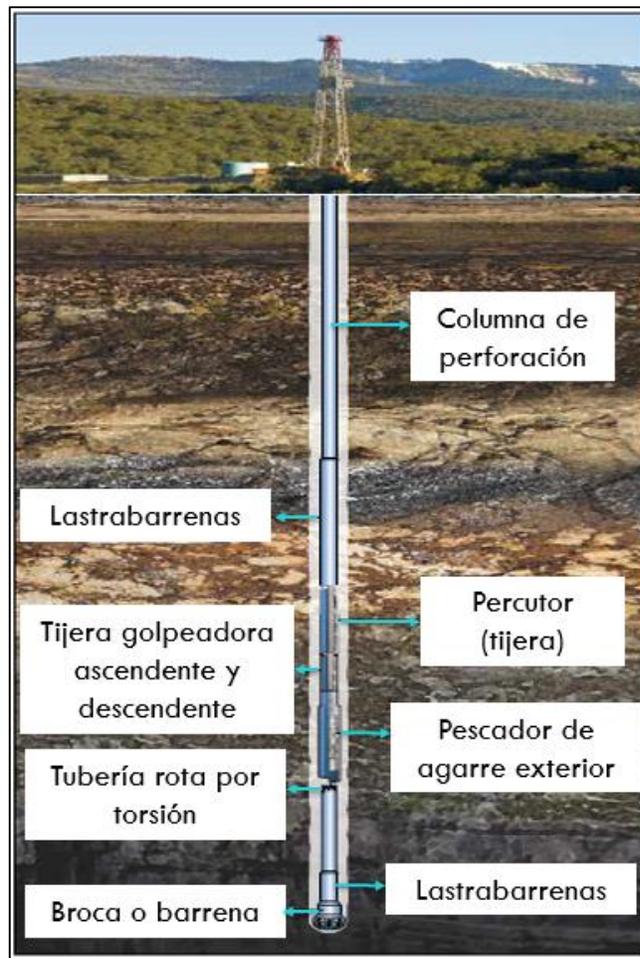
Figura 6. Algunas herramientas de fresado



Fuente: Modificado de Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p.32.

- *Herramientas de agarre externo:* son las que recuperan las piezas de pesca mediante el agarre de la superficie del objeto o pieza, estas herramientas se utilizan para recuperar piezas grandes como la sarta de perforación que se atasca y se rompe por torsión o se desenrosca. Para lograr recuperar las tuberías se baja al pozo percutores o tijeras y un pescador de agarre externo, se engancha la pieza a recuperar, se libera la tubería y luego se extrae la pieza como se muestra en la Figura 7. Si el extremo superior de la pieza se daña se debe fresar, si es difícil enganchar o pescar esta se deben realizar varios intentos.

Figura 7. Sarta de pesca



Fuente: Modificado de Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p.34.

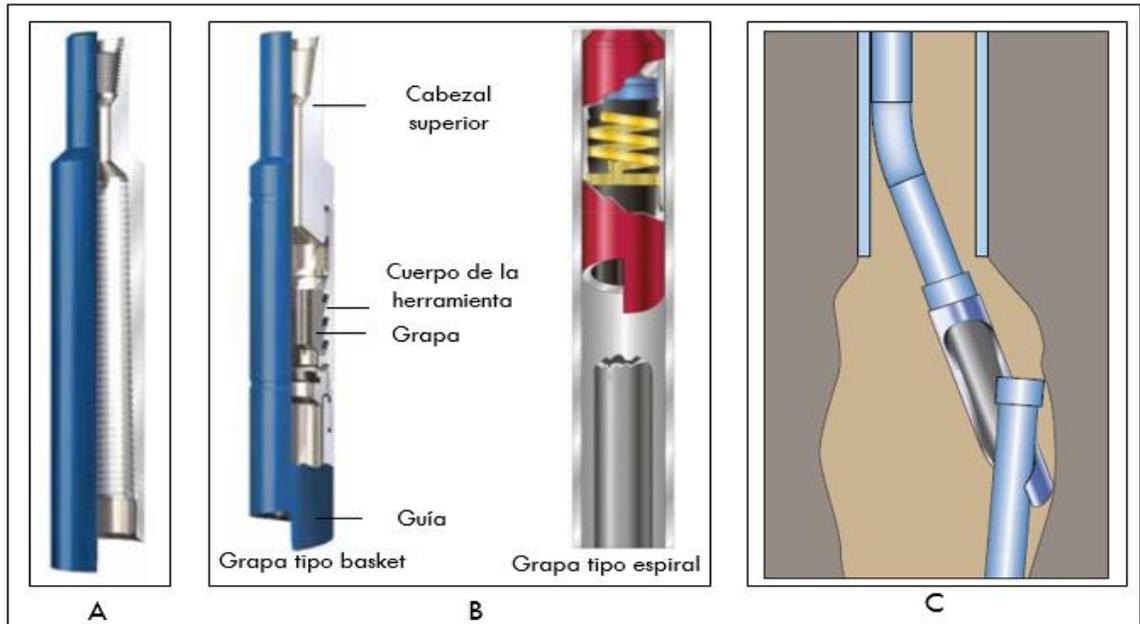
Por lo general el perforador activa los percutores para soltar la tubería a través de la fuerza s de percusión, cuando se atasca esta por presión diferencial se bombea una píldora (mezcla entre surfactantes, solventes y otros compuestos), si este método no funciona el perforador recurre a cortar la tubería y extraerla del pozo, esto se hace partiendo la sarta a la mayor profundidad posible para lograr recuperar la mayor cantidad de tubería.

El agarre externo lo proporciona una conexión hembra ahusada como el de la Figura 8-A, este usa una rosca cónica que se enrosca en la parte superior de la pieza a pescar y sirve para recuperar las tuberías que no pueden ser rotadas.

El pescador de agarre exterior overshot como el de la Figura 8-B, engancha, empaqueta y recupera columnas de perforación o collares que se han partido, el cabezal superior de este conecta el pescador de agarre exterior con la herramienta de servicio, el cuerpo de la herramienta posee una grapa la cual sostiene la pieza en su lugar y la guía ayuda a posicionar el pescador sobre la pieza que se desea pescar. Cuando el pozo se ensancha o se desmorona cerca de la parte superior de la pieza a pescar se usa la guía del overshot para pescado recostado mostrada en la Figura 8-C, esta se fija en una unión de tubería acodada o articulada hidráulica.

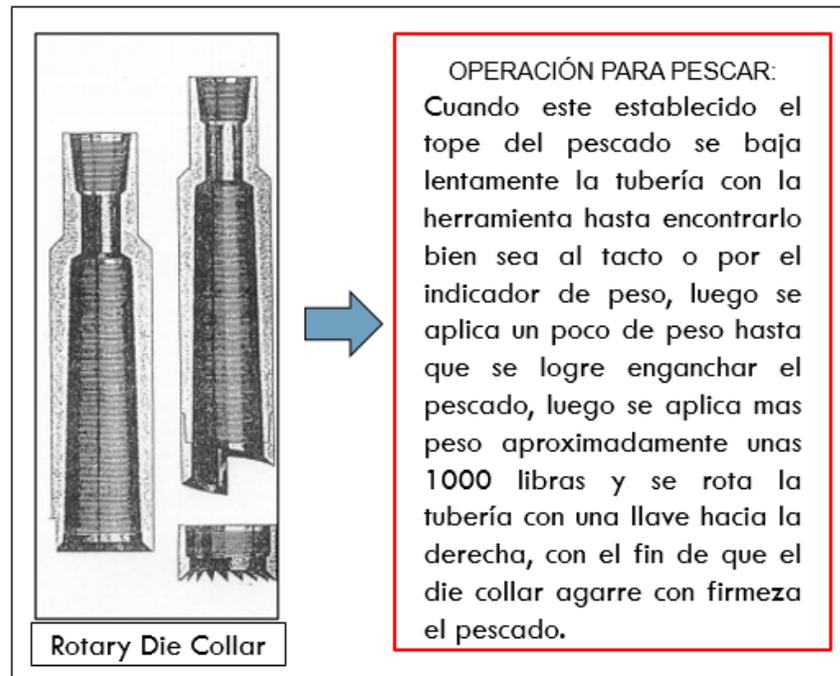
- Otra herramienta de agarre externo es el Rotary Die Collar; estas se fabrican de una sola pieza, interiormente son de forma cónica y tienen roscas izquierda o derecha, existen dos tipos uno de ellos tiene la parte inferior integrada al cuerpo del pescador, mientras que el otro tipo en el extremo lleva una rosca con el fin de colocarle una guía. La Figura 9 muestra un ejemplo de esta herramienta y describe su proceso de operación.

Figura 8. Algunas herramientas de agarre externo



Fuente: Modificado de Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p.33/34.

Figura 9. Herramienta Rotary Die Collar



Fuente: Modificado de DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Manual de limpieza de pozos.p.81.

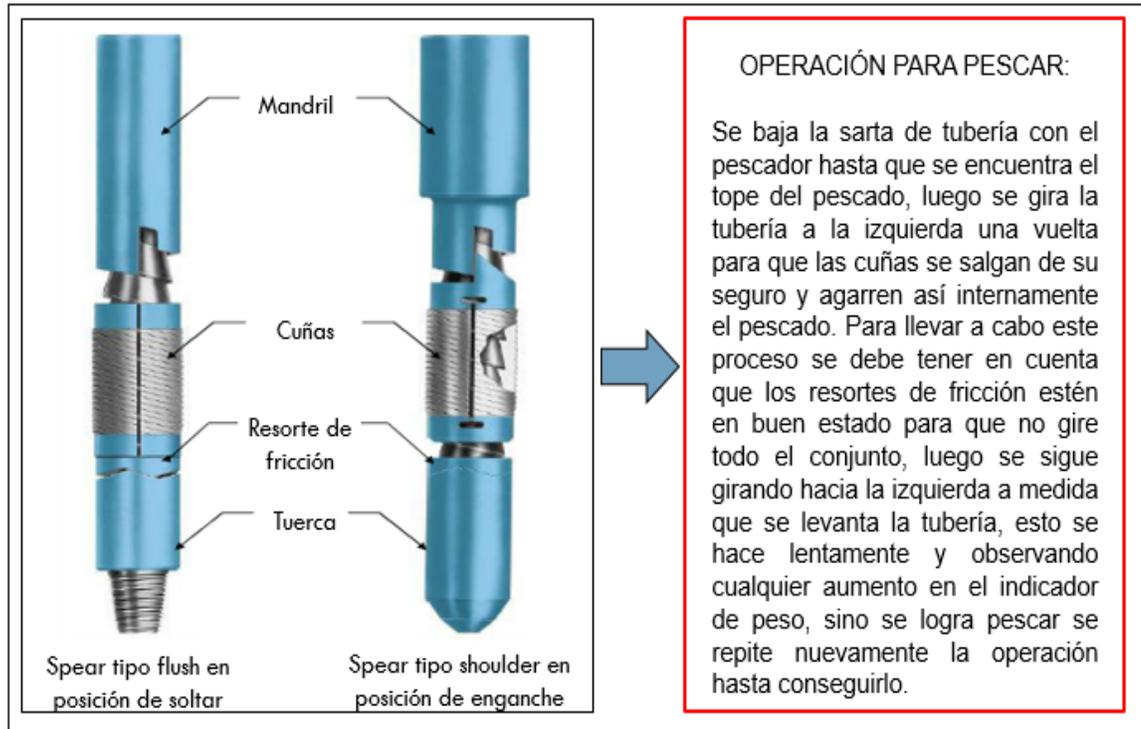
- *Herramientas de agarre interno*: enganchan la superficie interior de la pieza a recuperar, estas se usan cuando la orientación o el estado de la pieza a pescar no permite el uso de herramientas de agarre externo.⁵ Algunas herramientas de este tipo son:
 - *Pescador Bowen Spear*: suministra un medio confiable, seguro y económico de enganchar internamente un pescado, esta se usa para recuperar tubería de todos los tamaños. Se tiene un pescador para cada tamaño de la tubería (2-3/8”, 2-7/8”, 3-1/2”). Esta herramienta se compone de un mandril, un juego de cuñas intercambiables, unos resortes de fricción los cuales activan las cuñas y una tuerca con un agujero en la parte inferior para permitir la circulación restringida.

Estos pescadores son fabricados con rosca izquierda o derecha (se usa esencialmente en problemas sencillos de pesca y donde no es necesario aplicar rotación para soltar tramos de tubería en el pescado). Según el diámetro del revestimiento a estos pescadores se les puede acondicionar una guía, por lo que se debe retirar el protector que cubre la rosca por debajo del collar y enroscarla en este lugar. La Figura 10 muestra un ejemplo de esta herramienta y describe su proceso de operación.

- *Taper tap o rabo de rata*: es usada para enganchar un pescado internamente, esta herramienta puede usarse con Reversing tool para desenroscar la tubería. Esta tiene cuerpo cónico, en su exterior tiene una rosca que va en un rango de menor a mayor diámetro, con un orificio en el extremo inferior para la circulación de los fluidos.

⁵ JOHNSON, Enos, *et al.* Como optimizar el arte de la pesca. En: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p. 26-35.

Figura 10. Pescador Bowen Spear



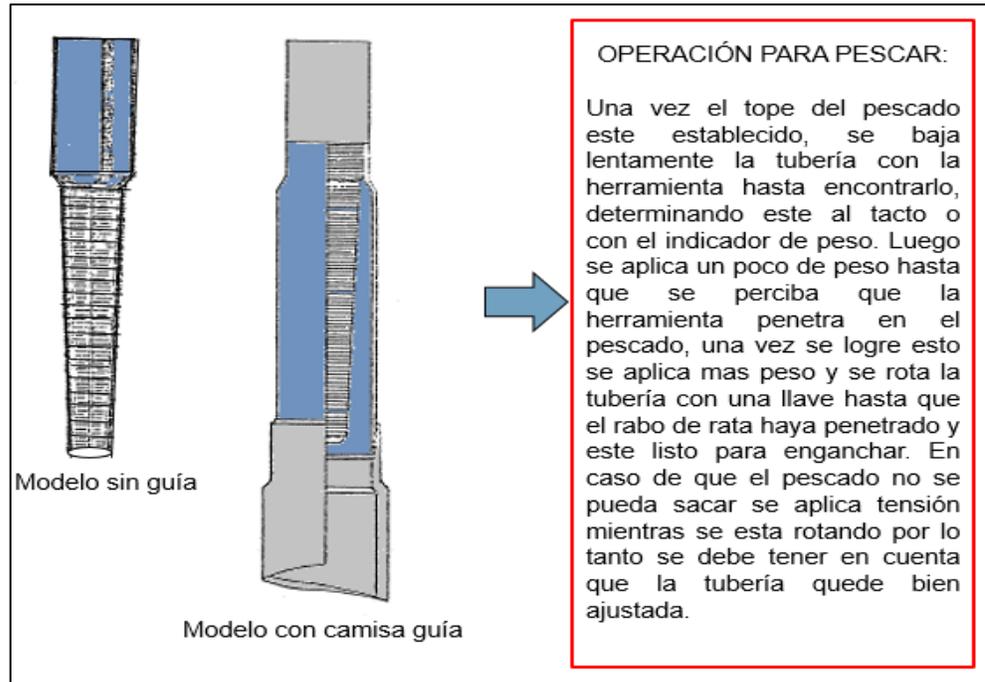
Fuente: Izq. Modificado de VALBUENA, Rafael., SAZA, Edilson. Principales herramientas utilizadas en campo Catilla para operaciones de workover.p.22; Der. Modificado de DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Manual de limpieza de pozos.p.75.

El sentido de las roscas puede ser a la derecha o a la izquierda, para su operación requieren de peso y rotación. La Figura 11 muestra un ejemplo de esta herramienta y describe su proceso de operación.

- *Arpón para guaya o cable:* este es accionado mediante cable o con tubería, este se usa cuando ocasionalmente el pescado es un cable o guaya que pudo romperse inesperadamente o que se ha quedado durante las corridas de registros. Se debe tener cuidado ya que si se sobrepasa la cantidad de guaya la herramienta queda aprisionada complicando la operación. La Figura 12, sección B muestra un ejemplo de la herramienta para pesca de cable.⁶

⁶ PORCOS, Misael. Operaciones de pesca. [En línea]. [Consultado el 26 de marzo de 2015]. Disponible en la web en: < <http://es.slideshare.net/hives/operaciones-de-pesca> >

Figura 11. Pescador Taper tap



Fuente: Modificado de DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Manual de limpieza de pozos.p.79.

Figura 12. Herramienta para cable de pesca



Fuente: PORCOS, Misael. Operaciones de pesca.p.28

Para llevar a cabo una operación de workover se requiere seguir un programa operacional o de trabajo, el cual depende del tipo de pozo y del problema que se desea resolver, cada empresa cuenta con un manual de operaciones que bajo ciertos estándares lo que busca es minimizar accidentes, esto de acuerdo a las normas de HSE que se requieran. Igualmente se requiere conocer cierta información básica del pozo y de su estado mecánico, la cual permite analizar los esfuerzos a los que se someterá tanto el pozo como el sistema de producción, así logrando seleccionar con exactitud los equipos y accesorios a utilizar. Dentro de la información básica que se debe conocer del pozo encontramos:

- Tipo de levantamiento.
- Diámetro.
- Tipo de roscas
- Longitud de las tuberías.
- Profundidad del empaque.
- Diámetros y profundidades de las válvulas de inyección.
- Características de los fluidos que se van a producir.⁷

⁷ DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Planeación de trabajos de workover. Op. cit., p. 10-13.

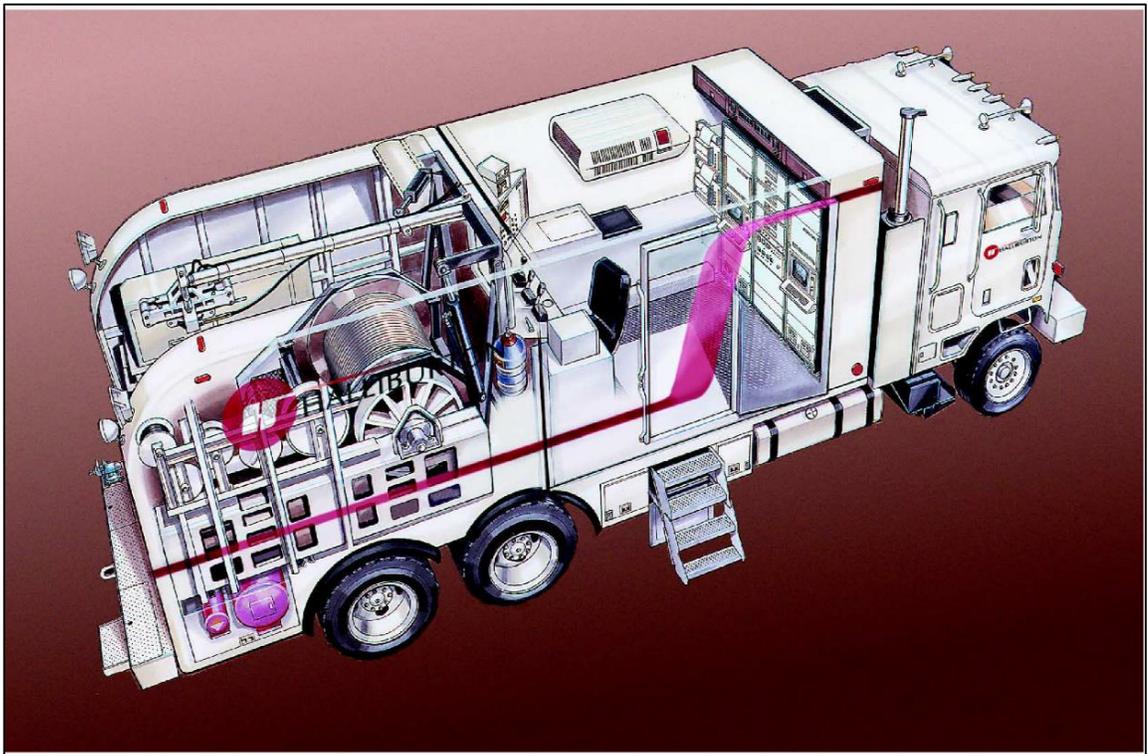
4. OPERACIONES DE WIRELINE Y SLICKLINE

Las operaciones de wireline y slick line o más conocidas como operaciones con cable, son usadas desde los inicios de la perforación para realizar operaciones en pozos tanto productores como inyectores usando un cable de acero; esta técnica permite entrar, correr, configurar y retirar diversas herramientas e instrumentos de medición en el pozo.

La unidad de cable está montada en la mayoría de los casos sobre un camión (

Figura 13), el cable sale de este hasta el equipo de superficie que se mantiene sostenido por medio de un poste grúa, en el equipo se encuentra un lubricador donde se introduce las herramientas a correr en el pozo, allí se conectan con el cable y se procede a realizar la operación.

Figura 13. Unidad de línea de cable (wireline/slickline) montada en un camión.



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. p.2.
Estas operaciones presentan algunas ventajas y desventajas, las cuales se presentan a continuación:

Ventajas

- Tiene la posibilidad de trabajar dentro de la tubería de producción si la necesidad de matar el pozo utilizando un lubricador conectado a la cabeza de pozo; es posible realizar la operación bajo presión e incluso sin la necesidad de parar la producción.
- El tiempo de ejecución de las operaciones es mucho menor comparado con otros equipos debido a que es muy liviano, de esta manera permite una mayor movilidad permitiendo ser operado solo por dos o tres operadores especializados, además del poco personal, los recursos que requiere son mínimos haciendo que la implementación tenga un bajo costo.
- Con estas operaciones la producción se detiene de manera parcial o incluso existen casos en los cuales no se detiene, situación que ofrece un atractivo económico permitiendo intervenir el pozo sin dejar de recibir ganancias en ningún momento; además, la zona productora no está expuesta a daño por invasión de fluidos ajenos debido a que no existe la necesidad de matar el pozo.

Desventajas

- A pesar de requerir poco personal, la operación requiere que los pocos que hallan estén altamente calificados.
- En pozos altamente desviados, con alta producción de arena o con un fluido muy viscoso es muy riesgoso correr este tipo de equipo; en casos en los que existan depósitos muy duros no es posible realizar la operación.

- El equipo de cable solo puede trabajar bajo tensión con cargas moderadas, lo que limita las posibilidades de uso sumándole a esto que no es posible aplicar rotación ni circulación.

4.1 TIPOS DE TRABAJOS CON CABLE

Pueden ser clasificados en tres grupos y son los siguientes:

- 1) *Chequeo y limpieza de la tubería de producción y fondo de pozo:* en este grupo se encuentran operaciones como la comprobación del diámetro interno de la tubería, determinación de la existencia de corrosión en un punto, ubicar obstrucciones, encontrar el tope de los sedimentos o determinar la profundidad de cierto equipo, entre otros.
 - 2) *Mediciones:* este grupo corresponde al muestreo y corrida de todo tipo de registros como los eléctricos, de producción, de temperatura, de presión en fondo, gamma ray, caliper, neutrón, de calidad del cemento, sónico, density, entre otros.
 - 3) *Corrida, asentamiento, manipulación y retiro de herramientas:* en este grupo se incluyen operaciones como pesca, cañoneo con wireline, instalación y manejo de válvulas de subsuelo, tapones de cemento, asentamiento y retiro de empaques, cortado de parafina, achique de arena, entre otros.⁸
- **Tipos de cable:** como se mencionó al inicio existen dos tipos de cable, el wireline o cable eléctrico y el slickline o línea lisa.
 - *Wireline o cable eléctrico:* utiliza un cable de acero trenzado que posee un conductor eléctrico en su interior, lo que le permite correr registros y transmitir

⁸ PERRIN. Op. cit., p. 258.

datos en tiempo real desde fondo en superficie, aislar intervalos con tapones de cemento, realizar cañoneos, hacer corte de tubing, entre múltiples operaciones posibles.

- *Slickline o línea lisa*: está constituida de un cable armónico, no sirve para transmitir ninguna señal eléctrica, se utiliza para calibraciones, bajar herramientas de medición, instalar y abrir o cerrar válvulas, realizar algunas operaciones de pesca, cortar parafinas, romper puenteos de arena, y otras operaciones.⁹

La unidad de tipo wireline es usada en todas las etapas de la vida de un pozo, mientras que la mayor parte de las operaciones con slickline se realiza a través de tubería; los equipos de cable pueden armarse encima tanto del árbol de navidad como del cabezal del pozo, preventoras, tubería de revestimiento o incluso con el pozo abierto.¹⁰

4.2 COMPONENTES DEL EQUIPO DE SUPERFICIE

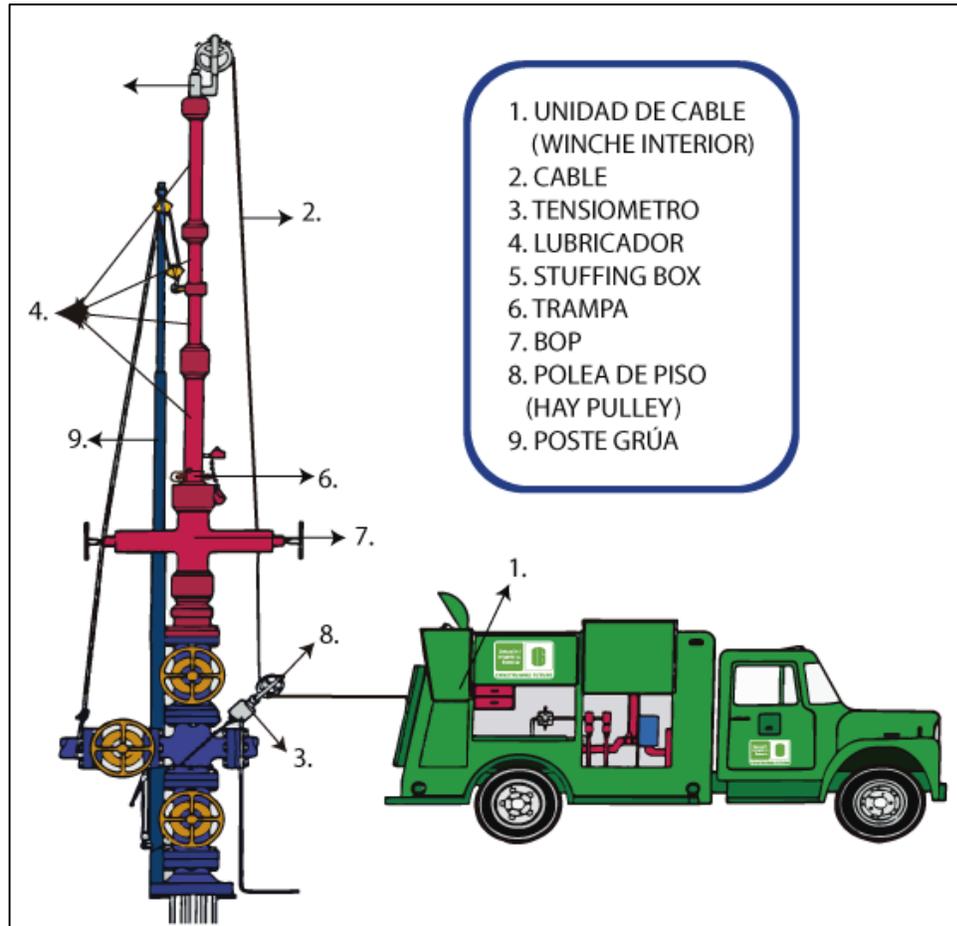
Cualquier operación llevada a cabo con cable necesita un equipo de superficie (Figura 14), cabe resaltar que cada equipo puede estar compuesto de diferentes partes, sin embargo las más usadas son las siguientes:

- *Winche o malacate*: se compone de un tambor de acero donde el cable es enrollado, la potencia se la proporciona un motor a diésel, gasolina o eléctrico, posee un indicador de profundidad para verificar cuanto cable va entrando al pozo de acuerdo a un cero de referencia ubicado casi siempre en la válvula maestra.

⁹ MILANESE, San Donato. WORKOVER: Curso de Well Control para actividades de Workover. Eni Group: Eni Corporate University. 2005, p. 97.

¹⁰ WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. Op. cit., p. 4.

Figura 14. Equipo de superficie (Unidad Wireline).



Fuente: Modificada de WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. p.3.

- *Cable*: generalmente es un cable de acero pulido de una sola pieza sin soldadura, o con una soldadura fuerte de acuerdo a los estándares de la API Especificación 9A, los diámetros más comunes son de 0.066", 0.072", 0.082", 0.092" y 0.108"; existen también líneas trenzadas de 3/16" para trabajos que requieren de mayor resistencia a la tensión, este cable necesita de un porta-alambre (rope socket) y un prensaestopas (stuffing box) especial.

El cable es entregado en carretes de 10.000 a 25.000 pies, el peso normalmente es expresado en peso por longitud. Son usados tres tipos comunes de cable: acero ordinario mejorado con buenas propiedades mecánicas, acero

galvanizado que presenta fragilidad en un ambiente con presencia de cloro, y acero inoxidable con buena resistencia al H₂S pero rápido endurecimiento por deformación.

- *Indicador de peso:* también llamado tensiómetro, indica la tensión en el cable en todo momento por lo que provee información de valor para evitar la fatiga por sobrecarga, puede ser de tipo mecánico, eléctrico o hidráulico, donde este último es el más usado, es colgado del árbol de navidad por medio de una cadena y se transmite la señal mediante fluido hidráulico.
- *Lubricador:* es una tubería de longitud variable equipada con un prensaestopas en un extremo y una “unión rápida” en el otro, le permite a las herramientas entrar o ser removidas del pozo bajo presión. Se ubica encima de la válvula de suabeo por medio de una grúa, es equipado con una válvula de alivio para purgarlo al final de la operación, entre la base del lubricador y la cabeza del pozo suele poner una válvula de seguridad B.O.P. y algunas veces una trampa para contener las herramientas en caso de que el cable falle. Cada sección consiste de un tubo normalmente de ocho pies con uniones rápidas en sus extremos que facilitan su armado y desarmado, en operaciones cuya presión sea menor a 5.000psi las uniones son roscadas y si es mayor a 5.000psi las uniones deben ser soldadas, el número de secciones y el diámetro del lubricador dependen tanto de la longitud como del diámetro externo de la sarta de herramientas a correr en el pozo.
- *Stuffing box:* también llamado prensaestopas, se ubica en la parte superior del lubricador donde sirve como punto de entrada al pozo, se usa para lograr el sellado entre este y la línea de cable cuando se encuentre entrando o saliendo, a medida que se retira el cable este dispositivo aparte de hacer sello también retira el fluido logrando que salga limpio.

Los hay en diversos tamaños y requerimientos de presión; se componen de una unión rápida inferior, una cámara con empaques que pueden ser comprimidos contra el cable por medio de una tuerca y un embolo de seguridad móvil con un elemento sellante que descansa contra el empaque principal inferior y sella en su contra si el cable llega a fallar obstruyendo la salida del mismo y de los fluidos, y una polea con su soporte que puede rotar sobre el eje del lubricador de manera que por el otro extremo se alinea con la polea de piso (hay pulley).

- *Trampa*: es un sistema de seguridad ubicado en la base del lubricador, consiste simplemente de un dispositivo de inclinación ubicado sobre las preventoras que mantiene segura la sarta del equipo de cable evitando que caiga al pozo en caso de que este se rompa debido al impacto del porta-alambre (rope socket) contra el prensaestopas (stuffing box) al momento de sacar el cable demasiado rápido.
- *BOP*: las preventoras de reventones están ubicadas entre el lubricador y la parte superior del cabezal, permiten cerrar el pozo en caso de emergencia durante las operaciones con cable, ya sea cerrándolo creando un sello alrededor o cortándolo; las BOP's están diseñadas para operar solo bajo condiciones estáticas manteniendo la presión solo en dirección hacia superficie. Estas contienen Rams que permiten sellar el pozo rápidamente ya sea de una forma manual o hidráulica sin tener que dañar el cable. Cuando se emplea cable trenzado es necesario usar preventoras de doble ariete con sistema de inyección de grasa entre estos para sellar los espacios entre cada filamento.^{11,12,13}

¹¹ PERRIN. Op. cit., p. 261-265.

¹² WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. Op. cit., p.4-7.

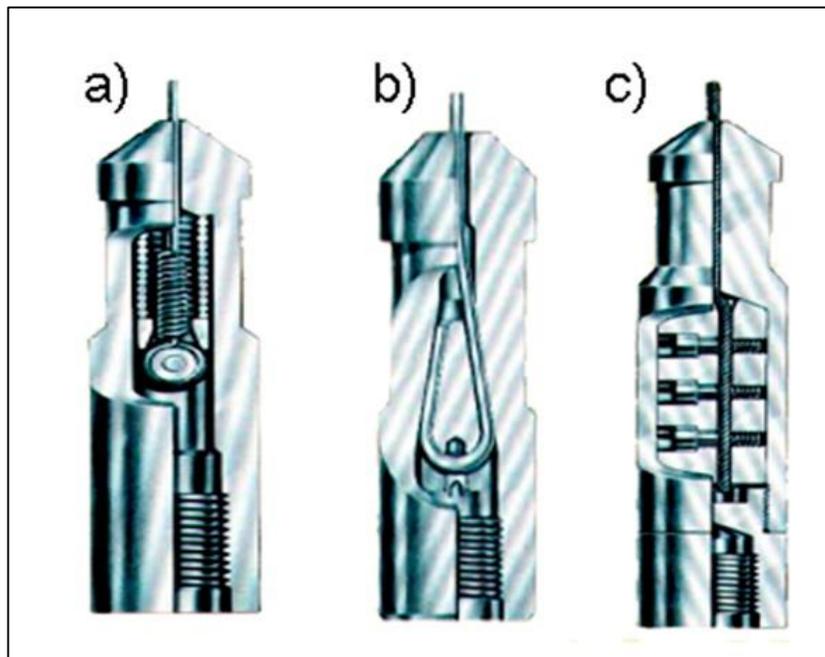
¹³ HYDROCARBON SERVICES. Manual de operaciones slickline. Versión 3, 2008. p. 11-19.

4.3 HERRAMIENTAS DE LA SARTA CON LÍNEA DE CABLE

Una sarta de herramienta de cable se compone de todos aquellos equipos ubicados encima de las herramientas especializadas usada para realizar diversas operaciones en el pozo, por seguridad las sarts de cable poseen una sección de pesca estándar en caso de sufrir algún tipo de atasco dentro del pozo, a continuación se presentan algunos componentes comunes de una sarta de cable:

- *Porta-alambre (rope socket)*: provee el medio de comunicación entre el cable y la sarta de herramientas, en la Figura 15 se muestran diferentes tipos, a) Tipo de carrete o disco, b) Tipo de cuña o lágrima y c) Tipo de grapa, en cada uno el cable ingresa por un orificio en la parte superior y es sujetado por un mecanismo interno que le da resistencia para aguantar la sarta, en la parte inferior posee una rosca que permite la conexión con las demás herramientas.

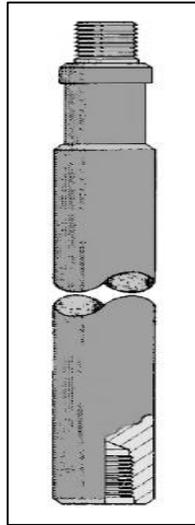
Figura 15. Porta-alambres o Rop Sockets.



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. p.9.

- *Barras de peso (stems)*: como su nombre lo dice, le proveen peso a la sarta venciendo la presión de cabeza y la fricción de los empaques y la tubería, además, son usadas para transmitir fuerza de impacto hacia arriba o hacia abajo, ya sea para asentar o retirar empaques, o darle fuerza a los martillos en una operación de pesca; el peso y el tamaño lo determina la operación a realizar, normalmente se usa una o dos barras de 1 ½” ó 1 ¾” de diámetro por cinco pies de longitud (Figura 16).

Figura 16. Barras de peso o Stems.

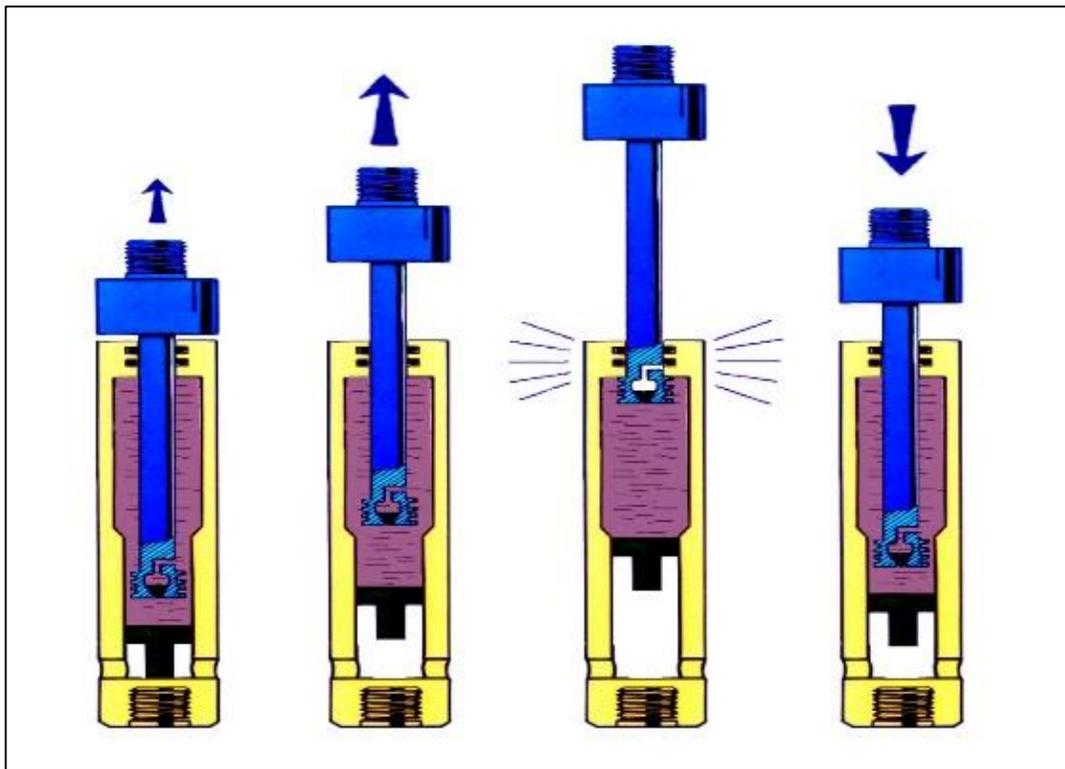


Fuente: PERRIN, Denis. WELL COMPLETION AND SERVICING. p.267.

- *Martillos (jars)*: estas herramientas permiten generar impactos fuertes hacia arriba o hacia abajo para liberar la sarta de un atasco o para recuperar herramienta o tubería, existen diversos tipos: hidráulico, mecánico, tubular y articulado que se usan de acuerdo a la necesidad y circunstancia específica; el hidráulico se usa para proporcionar impactos muy fuertes permitidos por la acción de un fluido (hidráulico) que detiene el pistón para aumentar la potencia (Figura 17), van ubicados por encima de los martillos mecánicos y se usan a profundidades mayores a 5000 pies o en pozos con una inclinación pronunciada; la fuerza de impacto de los de tipo mecánico depende estrictamente del peso

proporcionado por las barras y la velocidad de la línea de cable; los de tipo tubular trabajan de forma similar que los de tipo mecánico con la diferencia que se usa en tuberías de gran tamaño especialmente en operaciones de pesca; los de tipo articulado son similares a los tubulares con la diferencia que estos permiten la articulación del martillo para acceder a zonas en las que los otros no pueden acceder.

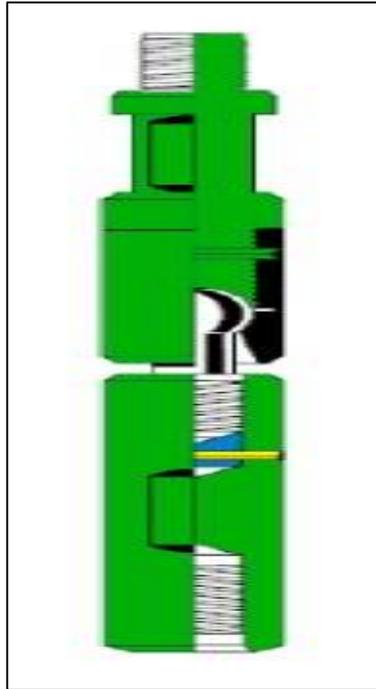
Figura 17. Martillos o Jars.



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL. Operaciones con Línea de Cable. p.11.

- *Unión articulada (knuckle joint):* se usan para darle flexibilidad a la sarta de herramientas especialmente en pozos desviados, además mantiene protegido al cable de torcerse debido a los esfuerzos que pueden generar las distintas herramientas tendientes a girar; posee un diseño especial con una esfera dentro de una camisa como se muestra en la Figura 18 que le permite realizar movimientos angulares, normalmente se colocan debajo del martillo mecánico.

Figura 18. Junta articulada o Knuckle Joint.



Fuente: HYDROCARBON SERVICES. Manual de operaciones slickline .p. 25.

5. OPERACIONES DE COILED TUBING Y SNUBBING

Estas se describen a continuación:

5.1 EL SISTEMA COILED TUBING

La técnica de tubería flexible (CT, por sus siglas en inglés) cualquier operación que se realice con el fin de remediar o de realizar mantenimiento a un pozo es un evento importante en la vida productiva de este, por lo que para evitar problemas de producción y costos asociados con estas actividades se recurre al uso de la tubería flexible o CT. Esta tecnología permite bajar herramientas y materiales a través de la tubería de producción o revestimiento, mientras el pozo continúa produciendo.

La unidad de tubería flexible es un sistema de servicio portátil con fuerza motriz hidráulica, diseñado para inyectar y recuperar una sarta continua de tubería. El término de tubería flexible hace referencia a los tramos continuos de tubería de acero, el equipo de superficie relacionado y las técnicas de reparación, perforación y terminación de pozos asociadas. Una unidad de tubería flexible o coiled tubing se muestra en la Figura 19.

- **Usos de la tubería flexible**
 - Lavado de arena y sólidos
 - Limpieza de parafina y asfaltenos
 - Descargado del pozo e inicio de la producción
 - Estimulación de formaciones (acidificación)
 - Cementación
 - Consolidación de arena
 - Servicios de fresado a través de la tubería
 - Perforación
 - Pesca y herramientas de colocación

- Sartas de inyección de productos químicos
- Tubería de producción

Figura 19. Unidad de tubería flexible o coiled tubing



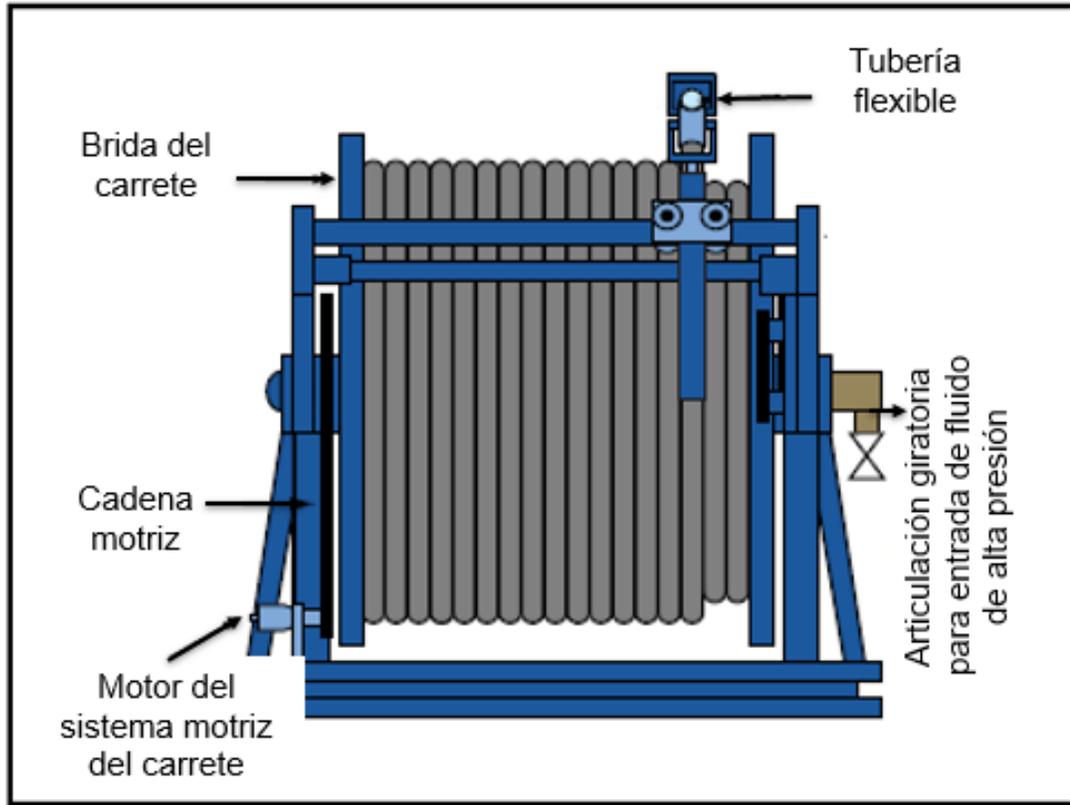
Fuente: Oilfield Review. Vol.20, no.4. Primavera de 2009.p.26.

○ Componentes y funcionamiento del sistema CT

La tubería flexible es una tubería electro-soldada que se enrolla en un carrete (un ejemplo de este se muestra en la Figura 20) para poder conservarla y transportarla, las sargas de tubería pueden tener una longitud de 9450 m (31000 pies) o más, según el tamaño del carrete y los diámetros de los tubos que se encuentran aproximadamente entre 1 y 4 1/2 pulgadas. La tubería almacenada en un carrete se desenvuelve dentro del pozo a la profundidad designada y luego se recupera de regreso al carrete. La vida útil de trabajo de la tubería flexible puede ser definida como la duración del servicio que puede brindar una sarga de tubería cuando se somete a factores como: ciclo de fatiga por doblado, carga de presión interna, carga axial aplicada, corrosión y los daños mecánicos. El carrete de servicio sirve como

un mecanismo de almacenamiento de la tubería flexible durante el transporte y como el dispositivo de bobinado durante las operaciones con tubería flexible, normalmente tiene un diámetro de 2.5 m, y es hidráulicamente operado por un motor que lo mantiene siempre en tensión.

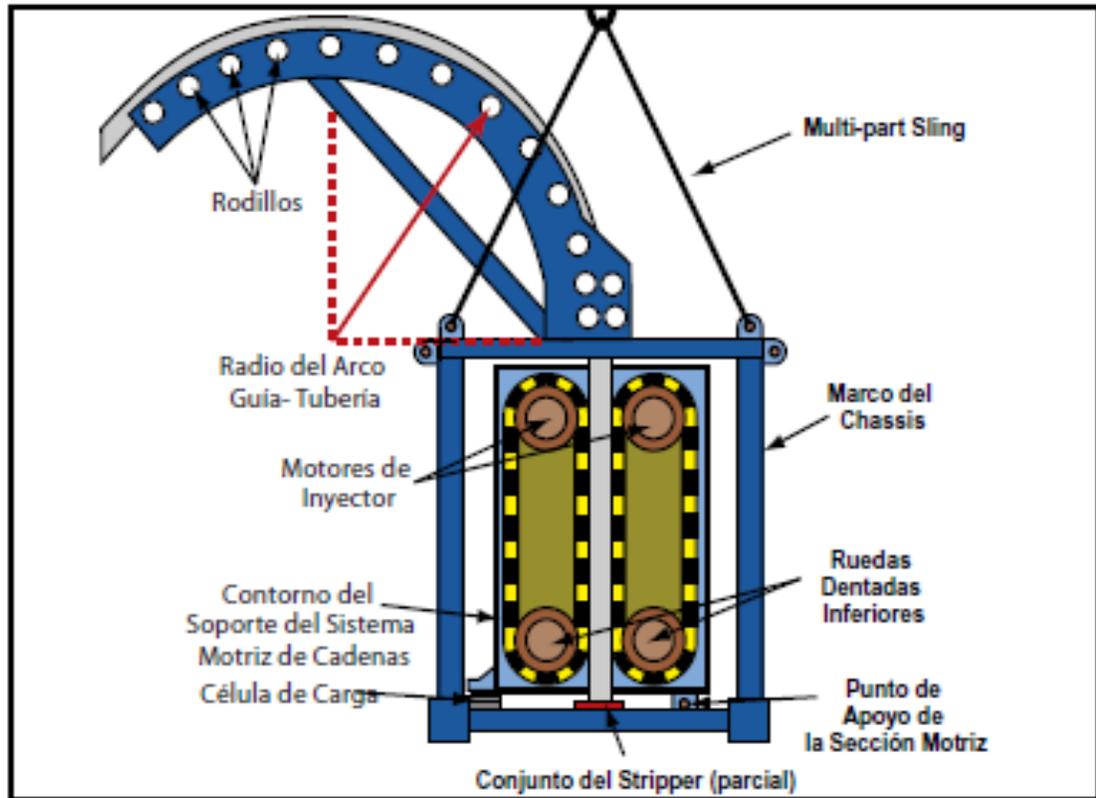
Figura 20. Carrete de servicio de la tubería flexible



Fuente: Modificado de Well Control School. Tubería flexible. p.5.

Una unidad motriz hidráulica controlada desde una consola instalada en una cabina de control central acciona el cabezal del inyector para desplegar y recuperar la tubería flexible. La tubería continua pasa por encima de un cuello de cisne o arco guía de tubería; el cual está ubicado encima del inyector como se muestra en la Figura 21, el arco guiador soporta la tubería a lo largo de todo el radio de doblado (90°) y guía la tubería flexible del carrete hacia las cadenas inyectoras.

Figura 21. Componentes básicos del conjunto del inyector



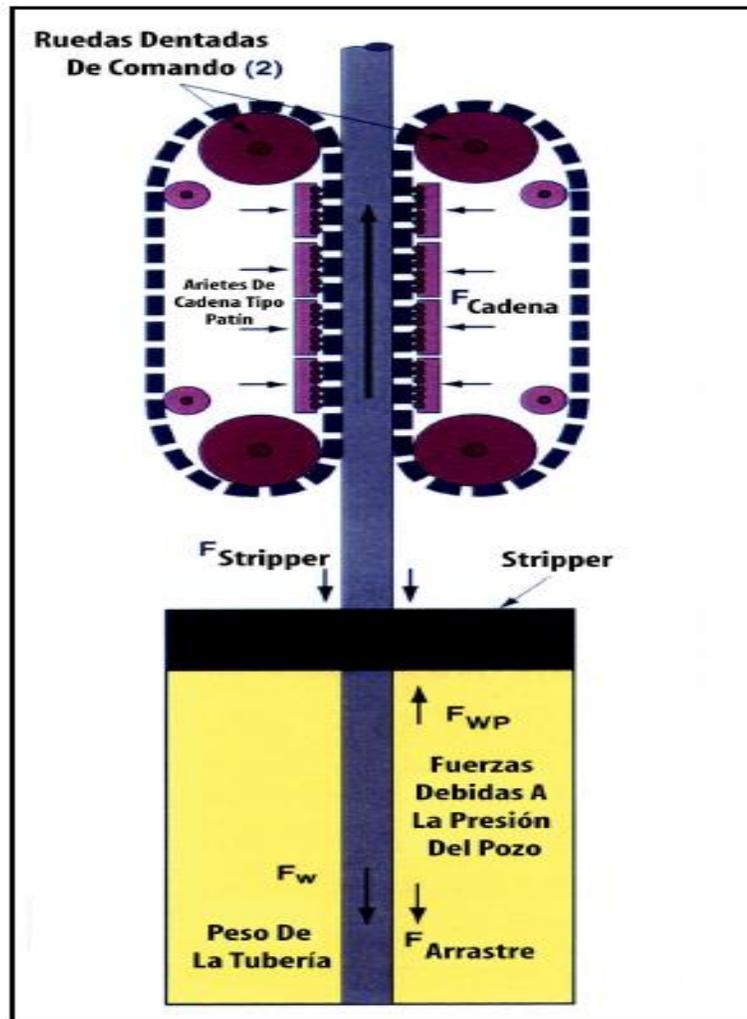
Fuente: Modificado de Well Control School. Tubería flexible. p.17.

Luego la tubería pasa a través de un cabezal inyector de tubería; este es el componente usado para agarrar la tubería y proveer las fuerzas necesarias para desplegarlo y recuperar el tubo dentro y fuera del pozo. El conjunto del inyector mostrado en la Figura 22 está diseñado para efectuar tres funciones básicas:

- 1) Proveer el empuje requerido para insertar la tubería dentro del pozo contra la presión o para vencer la fricción del pozo.
- 2) Controlar la velocidad de descenso de la tubería dentro del pozo, bajo varias condiciones de pozo.
- 3) Soportar todo el peso de la tubería y acelerarlo a la velocidad de operación, cuando se esté extrayendo este del pozo.

Es de gran importancia que el inyector tenga un indicador de peso que mida la carga de tensión de la tubería flexible justamente por encima del stripper, también debe existir un indicador que mida la fuerza de compresión en la tubería flexible debajo del inyector cuando se inserta la tubería a presión dentro del pozo. Antes de la inserción de la tubería al pozo esta también atraviesa el equipo de control de pozo que se encuentra sobre el cabezal de este, donde se encuentra ubicado el sistema de preventoras de reventones, el cual está compuesto por el conjunto del stripper y los arietes operados hidráulicamente.

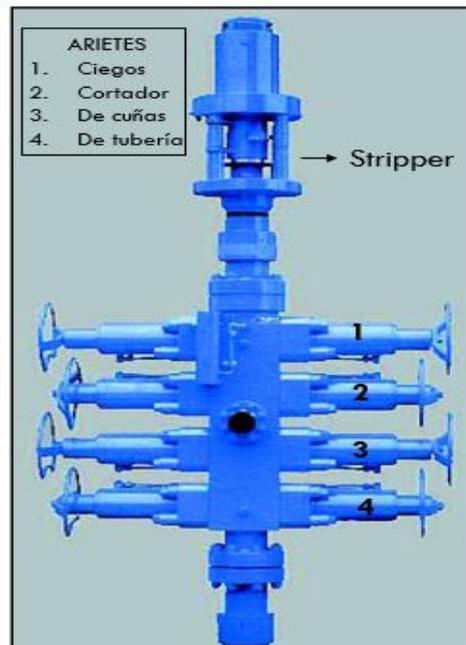
Figura 22. Inyector de tubería y fuerzas que actúan sobre la tubería flexible



Fuente: Modificado de Well Control School. Tubería flexible. p.9.

El stripper provee un sello de presión o empaque alrededor de la tubería flexible cuando esta se corre o se extrae del pozo con presión en la superficie, los arietes necesitan efectuar cuatro funciones: sellar el orificio abierto, cortar la tubería, sujetar la tubería y sellar alrededor de la tubería. La columna de tubería flexible más común es la columna cuádruple, la cual se muestra en la Figura 23, está compuesta por arietes múltiples que permiten facilidad de armado y mantenimiento. Las preventoras de reventones se encuentran debajo del stripper y contienen un arreglo de cuatro arietes el primero son los arietes ciegos (sellan el pozo en la superficie cuando se pierde el control del mismo), los segundos son los cortadores (rompen, cortan o parten la tubería flexible si se traba dentro de la columna de preventoras y para retirar del pozo el equipo de superficie), el tercer juego de arietes son los de cuña (aseguran e impiden el movimiento en caso de que por amenaza de la presión exista el riesgo de que la tubería sea expulsada del pozo) y el cuarto son los de tubería o de stripping (aíslan la presión del espacio anular del pozo debajo de los arietes).

Figura 23. Preventora de reventones cuádruple con stripper



Fuente: Modificado de Well Control School. Tubería flexible. p.27.

El sistema coiled tubing y sus componentes se muestran en la Figura 24, a continuación se mencionan algunas ventajas y desventajas de este sistema.

○ **Ventajas y desventajas de la tubería flexible**

Algunas ventajas que se presentan con este sistema son:

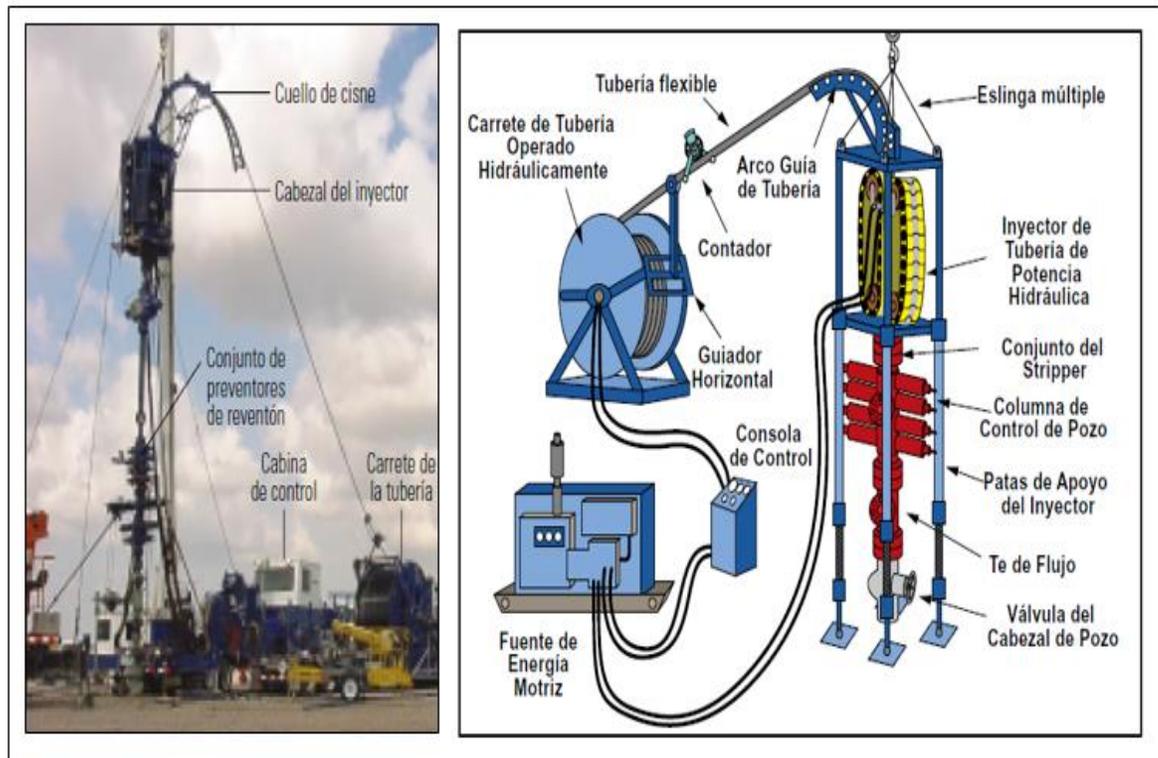
- La tubería flexible puede ser bajada y recuperada mientras se están circulando los fluidos en forma continua.
- Habilidad para trabajar con presión de superficie presente, no se necesita matar el pozo.
- Por el cuerpo de la tubería flexible no es necesario realizar conexiones y desconexiones.
- Se aumenta la seguridad del personal debido a las necesidades reducidas de manipulación.
- El tiempo de servicio es reducido en comparación con el equipo de tubería por tramos.
- Las unidades son móviles y compactas y se necesitan de cuadrillas no tan numerosas.
- El daño a la formación se minimiza cuando la terminación o reparación se realiza sin matar el pozo.
- La ausencia de conexiones de tubería o uniones, provee mayor holgura o amplitud en el espacio anular y permite correr tamaños mayores de tubería flexible.

Y algunas desventajas que se presentan son:

- La tubería flexible es susceptible a torcerse y enroscarse, lo cual causa fatiga de esta (debilitamiento) y requiere de frecuente reemplazo.
- Tiene un espesor más delegado que la tubería convencional por tramos, lo que la limita a la resistencia a la carga de tensión de la tubería.

- Debido a las características de transporte en carretes (altura y peso), se tiene una longitud limitada de tubería flexible que puede envolverse en un carrete.
- Los tamaños de tubería flexible disponibles para servicios son limitados, los más comunes son los de 2 3/8 “y los de 2 7/8 “.
- Debido a los pequeños diámetros y longitudes considerables de sarta, las pérdidas de presión son muy altas cuando se está bombeando fluido a través de la tubería. Los caudales de circulación a través de la tubería flexible son típicamente bajos, comparados con los tamaños de las tuberías por tramos.¹⁴

Figura 24. Tubería flexible y sus componentes



Fuente: Izq. Oilfield Review. Vol.16, no.2. Verano de 2004.p.41. ; Der. Modificado de Well Control School. Tubería flexible. p.13.

¹⁴ WELL CONTROL SCHOOL. Tubería flexible. Op. cit., p. 1-27.

5.2 LA UNIDAD DE INSERCIÓN DE TUBERÍA CONTRA PRESIÓN O SISTEMA SNUBBING

Un sistema de snubbing es un sistema de servicio a pozos capaz de correr tubería en pozos vivos, lo que quiere decir que esta unidad fue diseñada para correr tubería hacia adentro o hacia fuera de un pozo bajo presión, por ejemplo cuando las preventoras de reventones o BOP's se encuentran cerrados y la presión está contenida en el pozo. Este sistema puede dividirse en cuatro categorías de componentes principales: la unidad básica de snubbing, los componentes de la sarta de trabajo, el sistema de control de pozo y el equipo auxiliar.

1) *La unidad básica de snubbing*: es el mecanismo hidráulico o mecánico utilizado para generar y transmitir las fuerzas compresivas, de tensión y torsionales a la sarta de trabajo. Las primeras unidades se desarrollaron en la década de 1920 y eran mecánicas o asistidas por el equipo, luego en 1950 se desarrollaron las unidades de gatos hidráulicos las cuales se usan con más frecuencia hoy en día. Las unidades de inserción de tubería o snubbing se han convertido en una alternativa viable de los métodos de terminación convencionales, ya que estos tienen como ventaja:

- La tubería a usar es de menor diámetro
- Las unidades de terminación son más livianas que los equipos de terminación convencional
- Son más rápidas de armar
- Previenen daños por fluidos a la formación
- Maneja tareas de manera eficiente y segura, que no se pueden efectuar con equipos convencionales, trabajando bajo presión.

Igualmente estas unidades presentan desventajas, entre ellas están:

- Las cuadrillas de personal deben ser entrenados para esta operación

- Es un proceso más lento comparado con las unidades de tubería flexible y los equipos convencionales de terminación
- Los procedimientos generales son más complicados, y requieren de más planificación.

Las unidades de snubbing pueden efectuar varias tareas como:

- Control de presión
- Limpieza de obstrucciones en la tubería
- Pesca y fresado
- Perforación de cemento y tapones puente
- Lavado de materiales de fractura
- Acidificación y lavado
- Circulación
- Consolidación de arenas
- Inyección forzada de cemento y taponamiento
- Taponado de cierre y abandono
- Colocado o retirado de tapones para equipo selectivo
- Retirado de sarta usada para matar el pozo
- Reasentar empaques
- Correr herramientas de punzado

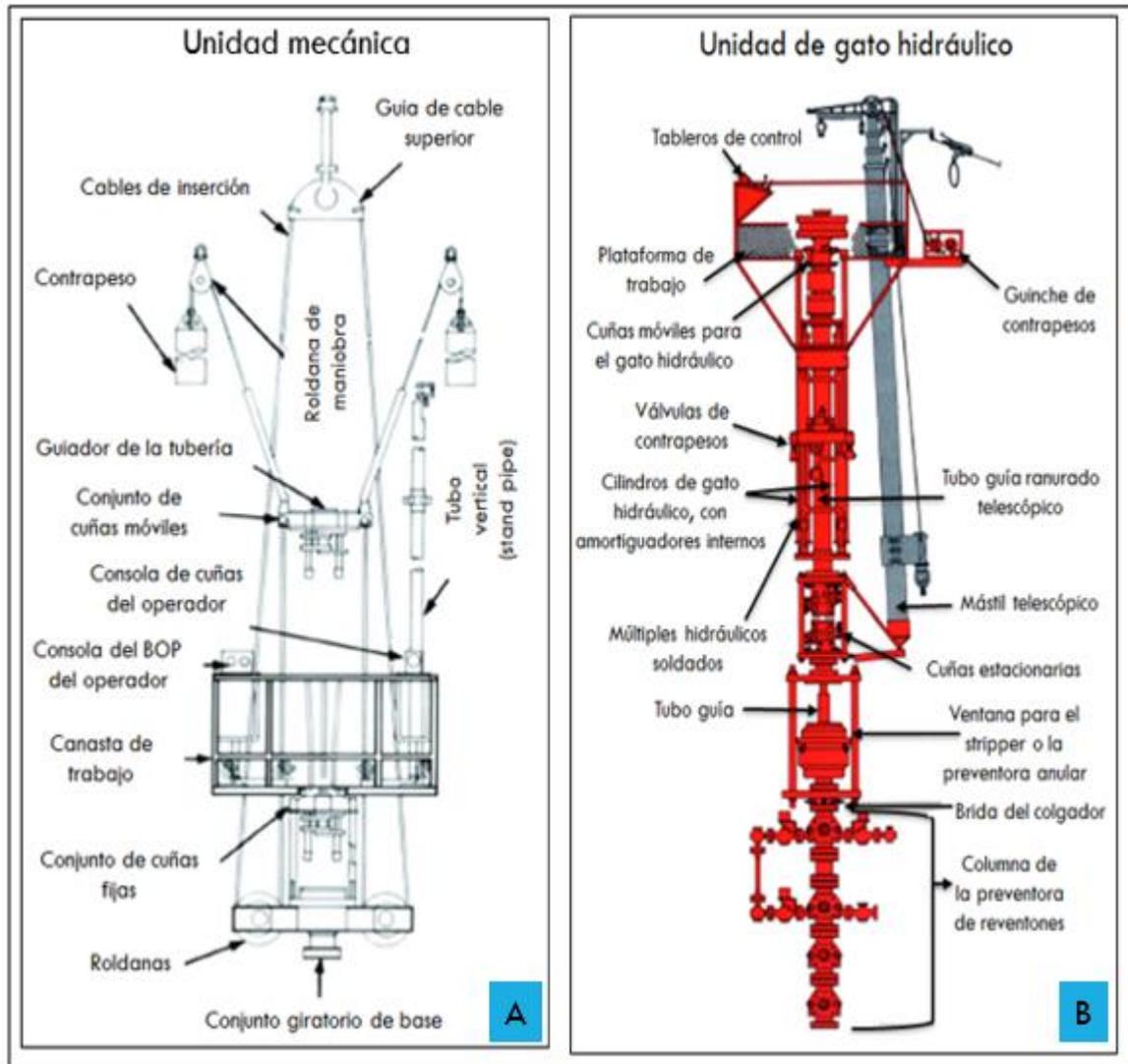
○ **Tipos de unidades de inserción**

Dentro de las unidades de inserción se encuentran algunos tipos como:

- a) *Unidades Convencionales (Mecánicas)*: no son usadas con frecuencia hoy en día, estas fueron las primeras unidades que se usaron. También se les conoce como unidades de cable o asistidas por el equipo, esta se usa por lo general para introducir hasta el fondo o extraer una sarta de perforación del pozo, una de sus ventajas es la facilidad de transporte, de armado, los costos por alquiler

diario son mínimos en comparación con las unidades hidráulicas. Además las unidades mecánicas usan la potencia del equipo para energizar las preventoras, no tienen un sistema de guía para la tubería lo que puede causar un pandeo en esta. Un ejemplo de esta unidad se muestra en la Figura 25-A.

Figura 25. Unidad de inserción de tipo mecánica y de gato hidráulico



Fuente: Well Control School. Inserción de tubería contra presión (Snubbing). p.2.

b) *Unidad de carrera larga:* conocida también como unidad de inserción de línea multiplicadora, se desarrolló alrededor de 1969, es la unidad de inserción más

rápida y es capaz de hacer viajes ida y vuelta de 1000 a 1500 pies por hora, aproximadamente un 30% más rápido que las unidades de gato hidráulico.

- c) *Unidad hidráulica de inserción “Ahorradora de espacio” (Space Saver)*: se diseñó para reemplazar las unidades convencionales y mecánicas, su diseño compacto o ahorrador de espacio se logra teniendo las preventoras dentro del marco de la unidad de inserción, minimizando así los tiempos de armado y desarmado.
- d) *Unidad de inserción de tubería de gato hidráulico o de carrera corta*: tiene una carrera de 8 a 14 pies, puede manejar presiones de hasta 20.000 psi y es una unidad compacta que aporta la ventaja de poder armarse en plataformas satélite. Dentro de sus desventajas se encuentra que es muy lenta y se arma sobre el cabezal del pozo o de la columna de preventoras, donde todas las fuerzas se ejercen sobre estos. Además el área de trabajo se encuentra sobre el preventor de reventones y el cabezal. Aproximadamente el 90% de las unidades de inserción son de este tipo hoy en día, la Figura 25-B muestra un ejemplo de esta unidad la cual está compuesta por:
- *Conjunto del gato hidráulico*: son una serie de uno o más cilindros hidráulicos, que viajan hacia arriba y hacia abajo, para mover la tubería dentro o fuera del pozo, entre más cilindros se usen se genera mayor fuerza de elevación o de inserción.
 - *Tubo guía*: evita el pandeo de la tubería, este se coloca en el interior del gato y se conecta debajo de las cuñas viajeras, viaja hacia arriba y hacia abajo junto con el equipo viajero para evitar el movimiento lateral de la tubería.
 - *Ventana*: situada en la base del gato, debajo de las cuñas estacionarias y encima del stripper, estas tienen como propósito proveer un acceso al cambio o

instalación de herramientas que tengan un diámetro exterior demasiado grande para el tubo guía.

- *Cuñas viajeras o insertadores (snubbers)*: ubicadas en el conjunto viajero y se mueven con el mismo, estas sujetan la tubería y transmiten fuerza para levantarla fuera del pozo o para forzarla hacia abajo.
- *Cuñas estacionarias*: están sujetas a la base del gato, con ellas se sujeta la tubería cuando las cuñas viajeras no están enganchadas, la unidad típica tiene dos juegos opuestos de cuñas estacionarias, uno para inserción (para prevenir que la tubería viaje hacia arriba en la posición de tubería liviana) y una en posición de tubería pesada (para evitar que la tubería viaje hacia abajo).
- *Mesa rotaria*: está conectada al conjunto viajero y le da a la unidad de inserción la capacidad de efectuar tareas de perforación y fresado.
- *Llaves hidráulicas*: se usan para enroscar y desconectar conexiones en tuberías de diámetros mayores, están instaladas en la canasta de trabajo.
- *Canasta de trabajo o canasta viajera*: está ubicada encima de los gatos hidráulicos y es la plataforma de trabajo de la unidad de inserción.
- *Contrapesos*: están acoplados con una guía telescópico y se controlan desde la canasta de trabajo, su función es la de elevar o bajar la tubería a la canasta o hasta donde se encuentren los ayudantes a nivel del suelo.
- *Mangueras hidráulicas*: contienen y transportan fluido hidráulico a presión y permite que todas las líneas y accesorios de la unidad de gatos reciban la máxima presión hidráulica.

- *Otros componentes de la unidad de snubbing son: Bombas, Manguera Kelly, cabezal giratorio de circulación, columna de preventoras, unidad motriz y el panel del control. En la Figura 26 se muestran algunos de los anteriores componentes.*¹⁵

Figura 26. Componentes de la unidad de Snubbing



Fuente: Well Control School. Inserción de tubería contra presión (Snubbing). Arriba p.7. Abajo p.8.

¹⁵ WELL CONTROL SCHOOL. Inserción de tubería contra presión (Snubbing). Op. cit., p. 1-11.

2) *Componentes de la sarta de trabajo*: la sarta de trabajo que se usa para las operaciones de snubbing es comparable con la que se usa en las operaciones de perforación o workover convencionales, estas unidades pueden manejar tubería desde los $\frac{3}{4}$ de pulgada hasta las 10 $\frac{3}{4}$ pulgadas. Por lo general el trabajo en pozos vivos requiere de inspección adicional y el uso de tubería grado premium. Algunas herramientas necesarias para prevenir un reventón a través de la sarta son:

- *Válvula de seguridad para tubería de perforación (Kelly Cock)*: esta es una válvula de bola que se instala en el extremo de la Kelly, la posición de esta determina si se denomina válvula inferior o superior, esta sirve como medio para cerrar la sarta de tubería en caso de una fuga o ruptura en el swivel, el cuello de ganso o el stand pipe mientras se circula para eliminar el influjo.
- *Válvula flotadora*: es una válvula de contrapresión que permite bombear dentro del pozo, pero no permite el flujo del pozo hacia afuera por la tubería, protegiendo la sarta del contraflujo o de los reventones dentro de la tubería. Estas válvulas pueden ser de tipo resorte o de bisagra.
- *Preventoras internas o inside BOP's*: es similar a una válvula flotadora ya que permite bombear el fluido adentro del pozo solo que la misma presión del pozo las cierra automáticamente. Estas pueden ser de tipo dardo o de bombeo hacia abajo.

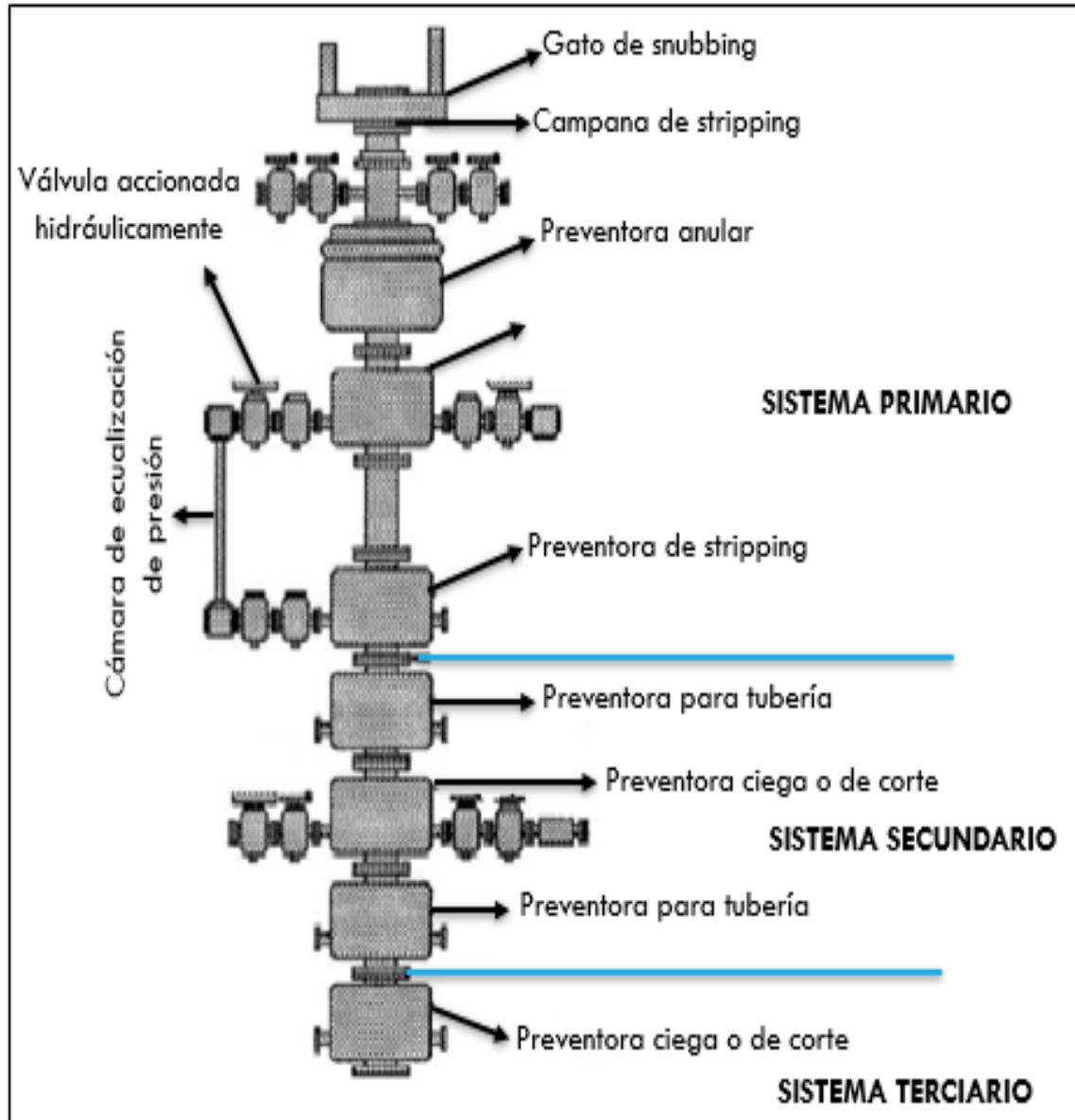
3) *Componentes del sistema de control de pozos*: el control del pozo es un aspecto importante que se debe considerar en una operación de snubbing, el sistema de control usado es similar al que se usa en operaciones de workover o perforación convencionales. En las operaciones de snubbing no se contrarresta la presión con fluidos de control, sino que se realiza un manejo no convencional de las BOP's en superficie para trabajar con presión en el cabezal del pozo, igualmente

se añaden otros componentes en las sarta de trabajo con el fin de permitir que se lleve a cabo el trabajo efectivo en pozos vivos. El control de pozos en operaciones de snubbing se compone de tres sistemas:

- a) *Sistema primario*: mientras se llevan a cabo operaciones de snubbing se controla el pozo a través del arreglo de stripping el cual se compone de un empaque, una preventora y algunas válvulas para el control del pozo dentro del pozo.
- b) *Sistema de control de pozos secundario*: mantiene el control del pozo si se presenta una falla o durante el mantenimiento del sistema primario, el número de preventoras y su configuración varía de acuerdo a especificaciones industriales.
- c) *Sistema de control terciario o de respaldo*: controla el pozo en caso de fallas o durante el mantenimiento del sistema primario o secundario, este respalda a los otros dos sistemas por medio de una preventora ciega o de corte. La Figura 27 muestra un esquema de un arreglo de preventoras para una operación en pozos vivos.¹⁶

¹⁶ EBRATTH SALGADO, Oscar A. Características operacionales y metodología de la perforación y completamiento de pozos con unidades de snubbing. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2012. p.41-45.

Figura 27. Arreglo típico de preventoras para pozos vivos



Fuente: EBRATTH SALGADO, Oscar A. Características operacionales y metodología de la perforación y completamiento de pozos con unidades de snubbing.p.44.

BIBLIOGRAFÍA

DELGADO MARTÍNEZ, Herney. Manual de limpieza de pozos. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos de Bucaramanga: 1982. 304p.

----- . Planeación de trabajos de workover. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos de Bucaramanga: 2011. 67p.

EBRATTH SALGADO, Oscar A. Características operacionales y metodología de la perforación y completamiento de pozos con unidades de snubbing. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2012. 173p.

HYDROCARBON SERVICES. Manual de operaciones slickline. Versión 3, 2008. 231p.

JOHNSON, Enos, et al. Como optimizar el arte de la pesca. En: Oilfield Review. Vol.24, No.4.Schlumberger, invierno de 2013. p. 26-37.

MILANESE, San Donato. WORKOVER: Curso de Well Control para actividades de Workover. Eni Group: Eni Corporate University. 2005. 113 p.

PÉREZ MORENO, Shirly Tatiana y SUÁREZ ARDILA, Maycol Brayan. IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA VIRTUAL COMO APOYO A LOS PROCESOS DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE EN LA ASIGNATURA COMPLETAMIENTO DE POZOS. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero

de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. 2015.

PERRIN, Denis. Well Completion and Servicing. Paris: Editorial Technip, 1999. 325 p. ISBN: 2710807653

PORCOS, Misael. Operaciones de pesca. [En línea]. [Consultado el 26 de marzo de 2015]. Disponible en la web en: < <http://es.slideshare.net/hives/operaciones-de-pesca>>

WELL CONTROL SCHOOL. Inserción de Tubería Contra Presión (Snubding). Louisiana, USA: 2003. 49p.

----- . Operaciones con Línea de Cable. Louisiana, USA: 2003. 19p.

----- . Tubería Flexible. Louisiana, USA: 2003. 53p.