

**PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE EMPAQUES PARA ALGUNOS SISTEMAS
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.**

AUTORES

NATALY GORDILLO ORTIZ

ASTRID NATALIA PULIDO TRUJILLO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2012

**PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE EMPAQUES PARA ALGUNOS SISTEMAS
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.**

Autores

NATALY GORDILLO ORTIZ

ASTRID NATALIA PULIDO TRUJILLO

ING. LUIS HUMBERTO ORDUZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2012

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Noviembre de 2012

DEDICATORIAS

A:

***Dios**, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía..*

***Mis padres**, Evelio Gordillo y M^a Victoria Ortiz, por darme la vida, su apoyo incondicional. Gracias por inculcar en mí valores como la honestidad y responsabilidad. Los amo!*

***Mis hermanos**, Sandra M Gordillo O, por su ejemplo como hermana mayor, y ser mi mejor amiga siempre; a Emilio Gordillo O por todos los buenos momentos vividos. Gracias por estar siempre dispuestos a darme una mano en los momentos difíciles; ustedes son el pilar de mi vida. Los adoro!*

***Mi abuelita** Mariela Ortiz, mis tías Rosalba Ortiz y Luz Mariela Bermudez por ser como unas madres para mí; gracias por sus consejos. A Santiago Martinez por ser como un hermanito para mí. Este logro también es de ustedes.*

***A mis amigos**, Jhon Fredy Manchola Ramírez, Jonathan Castro, Fredy Vásquez, Mónica Suarez y Natalia Pulido; que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional; por la amistad que formamos y la cual espero perdure por toda la vida*

***James Vega** (Q.E.P.D), gracias por su amistad y palabras de aliento.*

NATALY GORDILLO ORTIZ

DEDICATORIAS

A Dios; *Por tomarme de la mano en el camino de mi vida, cuidándome y dándome fortaleza para continuar, por permitirme lograr este triunfo en mi vida, por los momentos buenos y no tan buenos, que me han hecho crecer y valorar aun mas tu compañía.*

A mis Padres: Luis Hernando y Leila Esperanza; *Por su dedicación, amor y comprensión, Por sus incontables sacrificios, por haberme educado y soportar mis errores. Gracias por estar a mi lado apoyándome y motivándome en mi formación académica, porque creyeron en mí en todo momento y no dudaron de mis habilidades.*

¡Gracias, Los amo!

A José Luis; *Por su amor y comprensión, por soportarme en los momentos difíciles y ser el polo a tierra en mi vida, gracias por darle espacio en nuestra vida a mis ocupaciones académicas, por alentarme cuando sentía desfallecer, por ser mi soporte, por contagiarme tu optimismo y por hacerme sonreír. Este éxito no es solo mío, es también tuyo amor.*

¡Gracias, Mi Amor!

A mis hermanos; *A Daniel y a Sofía, por su amor, colaboración, y apoyo incondicional, gracias por estar a mi lado, por ser mi amigos inseparables y por contagiarme de la alegría de vivir cada día.*

¡Los Amo!

A mis Familiares; *Por haberse mantenido cerca, por el apoyo brindado en cada una de las etapas de mi vida, por celebrar mis logros y animarme en las pruebas.*

A mis amigos; *A Mónica Suarez, Nataly Gordillo y Lina Meza que me vieron y ayudaron a crecer en mi carrera profesional, gracias por los momentos divertidos y las sonrisas que me ayudaron a ver los problemas pequeños.*

ASTRID NATALIA PULIDO TRUJILLO

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. MARCO TEÓRICO.	15
1.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	15
1.1.1 Tipos de levantamiento artificial.	15
1.2 GENERALIDADES ACERCA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	16
1.2.1 Gas Lift.	16
1.2.2 Bombeo Electro Sumergible (BES).	19
1.2.3 Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).	22
2. GENERALIDADES DE EMPAQUES.	26
2.1 TIPOS DE EMPAQUES.	31
2.1.1 Empaques Permanentes.	32
2.1.2 Empaques Recuperables.	33
2.1.2.1 Empaques Recuperables de Compresión.	34
2.1.2.2 Empaques Recuperables de Tensión.	35
2.1.2.3 Empaques Recuperables de asentamiento Mecánico.	36
2.1.2.4 Empaques Recuperables sencillos y duales de Asentamiento hidráulico.	37
3. METODOLOGIA DE SELECCION	39

3.1	CONDICIONES DE POZO.	39
3.1.1	Diámetro interno de la tubería de revestimiento.	39
3.1.2	Fluido de completamiento	39
3.1.3	Desviación y severidad.	40
3.2	TIPO DE COMPLETAMIENTO.	40
3.2.1	Completamiento para Bombeo Electro- Sumergible.	40
3.2.1.1	Completamiento Convencional.	40
3.2.1.2	Completamiento con Empaque por Encima del Equipo BES.	43
3.2.1.3	Completamiento con Empaque por Debajo de Equipo BES.	45
3.2.2	Completamiento para Bombeo por Gas Lift	46
3.2.2.1	Completamiento Gas Lift en una sola Zona.	46
3.2.2.2	Completamiento Gas Lift con Doble Sarta.	47
3.2.3	Completamiento Tipico para Bombeo de Cavidades Progresivas.	48
3.3	SELECCIÓN DE EMPAQUES	49
3.3.1	Selección de Empaques para Bombeo Electro-Sumergible	51
3.3.2	Selección de Empaques para Bombeo por Gas Lift	53
3.3.3	Selección de Empaques para Bombeo de Cavidades Progresivas	55
4.	EMPAQUES PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	57
4.1	BOMBEO ELECTRO- SUMERGIBLE	57
4.2	BOMBEO POR GAS LIFT	67

4.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	73
5. EMPAQUES ESPECIALES	79
CONCLUSIONES	91
BIBLIOGRAFÍA	92
ANEXOS	93

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema típico de gas lift.	16
Figura 2. Sistemas de gas lift continuo y gas lift intermitente.	17
Figura 3. Sistema típico de Bombeo Electro Sumergible.	20
Figura 4. Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas .	24
Figura 5. Componentes de un empaque.	26
Figura 6. Cuñas	28
Figura 7. Elementos sellantes	29
Figura 8. Dispositivos de fricción.	30
Figura 9. Mandril	31
Figura 10. Empaque permanente .	32
Figura 11. Empaque recuperable	33
Figura 12. Empaque recuperable de compresión	34
Figura 13. Empaque recuperable de tensión	35
Figura 14. Empaque de asentamiento mecánico	36
Figura 15. Empaque recuperable sencillo y dual de asentamiento. Hidráulico	37
Figura 16. Completamiento básico.	41
Figura 17. Completamiento básico para control de arena y monitoreo	42
Figura 18. Completamiento básico con empaques por encima de equipo BES	43
Figura 19. Completamiento básico con empaques por encima de equipo	

BES para monitoreo y control de arena	44
Figura 20. Completamiento básico con empaques por debajo de equipo BES	45
Figura 21. Completamiento gas lift en una sola zona	46
Figura 22. Completamiento gas lift con doble sarta	47
Figura 23. Completamiento bombeo de cavidades progresivas.	48
Figura 24. “MP-ESP Electric subsumersible pump packer”	57
Figura 25. “MP-ESP Single string packer”	59
Figura 26. “DSP Dual string packer”.	61
Figura 27. “MRP Retrievable packer for ESP completions”	63
Figura 28. Empaque “Hydrow-AP” de doble tubería	65
Figura 29. Empaque recuperable de una sola tubería “HS”	67
Figura 30. Empaque de producción “Hydrow-6”	69
Figura 31. Empaque de producción hidráulico “Hydrow - I”	71
Figura 32. Ancla Hidráulica “Hydraulic punch releasable anchor”	73
Figura 33. “Ancla latch” con cortadores tipo Q	75
Figura 34. “Flexisert I-PCP anchor”.	77
Figura 35. Empaque recuperable “SC – 2P”	79
Figura 36. Empaque tipo “Quantum”	81
Figura 37. Empaque Hidráulico “Quantum multiport”	83
Figura 38. Empaque recuperable “FH Y FHL”	85
Figura 39. Empaque hidráulico/ hidrostático “PFHL”	87

Figura 40. Empaque de producción “Hydrow – 8”

89

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Tipos de elementos sellantes	23

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Selección de empaques para bombeo Electro-Sumergible	93
Anexo B. Selección de empaques para bombeo por gas lift	94
Anexo C. Selección de empaques para bombeo por Cavidades Progresivas	95
Anexo D. Especificaciones de Empaque Hydrow I	96
Anexo E. Especificaciones de Empaque Hydrow II-AP	98

GLOSARIO

BRASS SHEAR PIN: Pin de bronce que se parte o rompe a la resistencia mecánica.

BYPASS: Desviación. Cuando se ejecutan o recuperan algunas herramientas, el bypass permite que el fluido del pozo fluya a través de una parte de la herramienta para reducir las fuerzas aplicadas a la misma y reducir cualquier daño o efecto de sobrepresiones en el reservorio.

CASING: Tubería de acero cementado durante el proceso de construcción para estabilizar el pozo.

CAGED SLIP: Jaula antideslizante.

COILED TUBING: Tubería flexible larga y continua enrollada en un carrete.

DOG LEGS: Pata de perro, cualquier cambio severo en el ángulo y trayectoria del pozo.

DOUBLE GRIP: Doble agarre.

FLANGE: Brida que permite conectar los tubing a los sistemas de producción en superficie.

HOLD-DOWN: ajuste mecánico que previene el movimiento arriba en el pozo de cierto tipo de equipos.

HYDRO-TEST: prueba hidrostática.

MULTI-PORT: Múltiples puertos.

OFF-SHORE: Costa afuera.

PACKS-OFF: Niple obturador.

SEAL-BORE: Orificio pulido diseñado para aceptar un conjunto de sello, se puede utilizar en una producción con empaque permanente.

STRAIGHT-PICKUP: Levantar.

STRAIGHT-PULL: Halar.

RESUMEN

TITULO: “PARAMETROS DE SELECCIÓN DE EMPAQUES PARA ALGUNOS TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL”*

AUTOR: NATALY GORDILLO ORTIZ
ASTRID NATALIA PULIDO**

PALABRAS CLAVES: Levantamiento Artificial, empaques, completamiento. Clasificación.

DESCRIPCIÓN:

Los empaques de producción juegan un importante papel en la industria petrolera, debido a que son empleados durante la etapa de completamiento de un pozo siendo fundamentales para la productividad del mismo. Es por eso que la definición de características, aplicación y clases, permiten optimizar los resultados y estar a la vanguardia de las tecnologías empleadas a nivel mundial.

La selección apropiada de empaques de producción es una tarea importante dentro del completamiento y mantenimiento de pozos; es por esto que se realiza una tipificación de acuerdo al tipo de levantamiento artificial a emplear, teniendo en cuenta como principales parámetros de selección las condiciones de pozo, tales como: diámetro interno de tubería de revestimiento, tipo de fluido de workover, desviación y severidad; tipo de completamiento y tipo de empaque.

En el presente trabajo se realiza una clasificación de los empaques de producción ofrecidos por tres empresas reconocidas en la industria (Schlumberger, Baker y Weatherford) que cumplen con los parámetros de selección descritos, y que pueden ser combinados para optimizar los diseños de completamiento con empaques adicionales también aquí incluidos. Finalmente se realiza una serie de flujogramas para cada tipo de levantamiento teniendo en cuenta las variables analizadas dando así una ruta de selección lo que facilita al lector la escogencia del empaque, según sea su necesidad.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos.
Director: Luis Humberto Orduz.

ABSTRACT

TITLE: SELECTION PACKER PARAMETERS FOR ARTIFICIAL LIFT

AUTHOR: NATALY GORDILLO ORTIZ
ASTRID NATALIA PULIDO**

KEY WORDS: Artificial lift, Packers, Completion, Classification.

DESCRIPTION:

Production packers have an important role in the Oil Industry; these are used during the completion phase and they become a fundamental part for production well life. The optimization process has to consider the basis knowledge about this kind of equipment like definition, characteristics, and applications and also has to include the implementation of new technologies developed world wide to improve the results.

Packer selection is one of the most important activities for completion and well maintenance. The right packer selection is done considering the design of the artificial lift to be used selection parameters such as: internal diameters of casing and / or liner, tubing size, workover fluid, dogleg severity and completion design.

In this document production packers offered by recognized companies in the oil industry (Schlumberger, Baker, and Weatherford), were arranged considering the artificial lift to be used as main selection drive. To make easier the selection process for people who is going to review the document, a flow diagram (decision tree) is proposed for each type of artificial lift taking into account different well variables, and it can be used as reference.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos.
Director: Luis Humberto Orduz.

INTRODUCCIÓN

Los trabajos en la industria del petróleo requieren del manejo de una gran cantidad de herramientas, por tal motivo es de vital importancia conocer a fondo sus características, utilización y de igual manera el procedimiento para operarlas.

Los empaques hacen parte de este inmenso grupo de herramientas, los cuales juegan un papel importante en la industria especialmente en las etapas de completamiento y producción dado que estos se emplean para bloquear el espacio anular entre la tubería y el revestimiento o entre el revestimiento y la pared del hueco, además proporcionan protección a zonas productoras en caso de completamientos múltiples, agentes corrosivos y demás factores que puedan obstaculizar las operaciones de producción del crudo. Es por esto que se debe tener una clara definición de sus características, uso y formas de operar, los empaques permiten optimizar los resultados y evitar posibles inconvenientes a causa de desinformación por parte de aquellos que manipulen la herramienta.

Así, es posible realizar una clasificación de los empaques e implementar las mejores prácticas que serán aplicadas a nuevos proyectos mediante la recopilación de información en busca de un incremento en los estándares de calidad lo que incluye eficiencia en las operaciones, reducción de costos y mejoramiento de las competencias del personal implicado.

Actualmente existe un sinnúmero de marcas y clases de elementos empacantes, aunque el principio de operación y funcionamiento es el mismo para todos, con base en la información suministrada por los fabricantes y por aquellos que los han operado, se logro en este documento hacer una recopilación importante de los parámetros necesarios para seleccionar adecuadamente los empaques según el tipo de completamiento, métodos de asentamiento y desasentamiento así como el tipo de levantamiento artificial implementado.

1. MARCO TEORICO

1.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un Sistema de Levantamiento Artificial, es una mecanismo que se implementa a la formación productora con el fin de levantar el crudo desde el yacimiento a una determinada tasa, cuando el pozo es incapaz de producirlo de forma natural o cuando el caudal es inferior al estimado. Los sistemas de levantamiento artificial son la primera herramienta que se emplea cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos muertos o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Según el tipo de levantamiento, así mismo será su influencia sobre los fluidos que aporta la formación, generando cambio en sus propiedades y/o proporcionando un empuje adicional a estos.

1.1.1 TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los métodos de levantamiento artificial se pueden clasificar en dos categorías:

a). Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (Reducción de densidad), donde se encuentra:

- Gas lift.

b). Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema. Entre los que están:

Bombas de desplazamiento positivo

- Bombas de pistón (Bombeo Mecánico).
- Bombas de cavidades progresivas.

Bombas de desplazamiento dinámico.

- Bombas centrífugas (Bombeo electro sumergible).

La energía para estas unidades de bombeo puede ser transmitida hacia el equipo de subsuelo bien sea mediante cables eléctricos, varillas de transmisión rotativas o reciprocantes, o fluido hidráulico de alta presión. La máxima potencia que puede ser entregada a un pozo es diferente para cada clase de sistema de levantamiento artificial.

1.2 GENERALIDADES ACERCA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El principio de funcionamiento de cada tipo de levantamiento varía según las características y rangos de operación propios de cada uno; parámetros que deben ser debidamente identificados como criterio para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado a usar según las necesidades del caso. A continuación se describirán los tipos de levantamiento que forman parte indispensable en el desarrollo de este proyecto.

1.2.1 GAS LIFT. El sistema Gas Lift es uno de los métodos más utilizados mundialmente para el levantamiento de producción en campos petroleros. Consiste en la inyección externa de gas comprimido de forma controlada con el fin de modificar la relación gas - líquido del fluido, haciendo que el peso de la columna disminuya y por ende la energía del yacimiento sea suficiente para levantar el hidrocarburo a producir hasta la superficie.

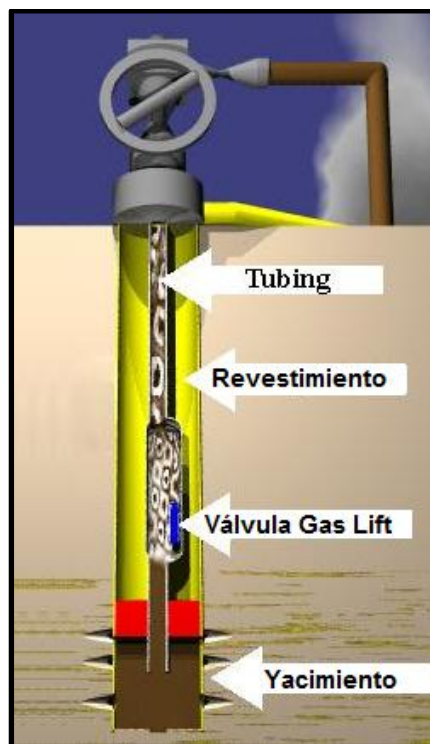


Figura 1. Sistema típico de gas lift
Fuente: Levantamiento Artificial por Gas (LAG) o Gas Lift

Existen dos tipos básicos de levantamiento artificial por gas:

- Continuo
- Intermitente

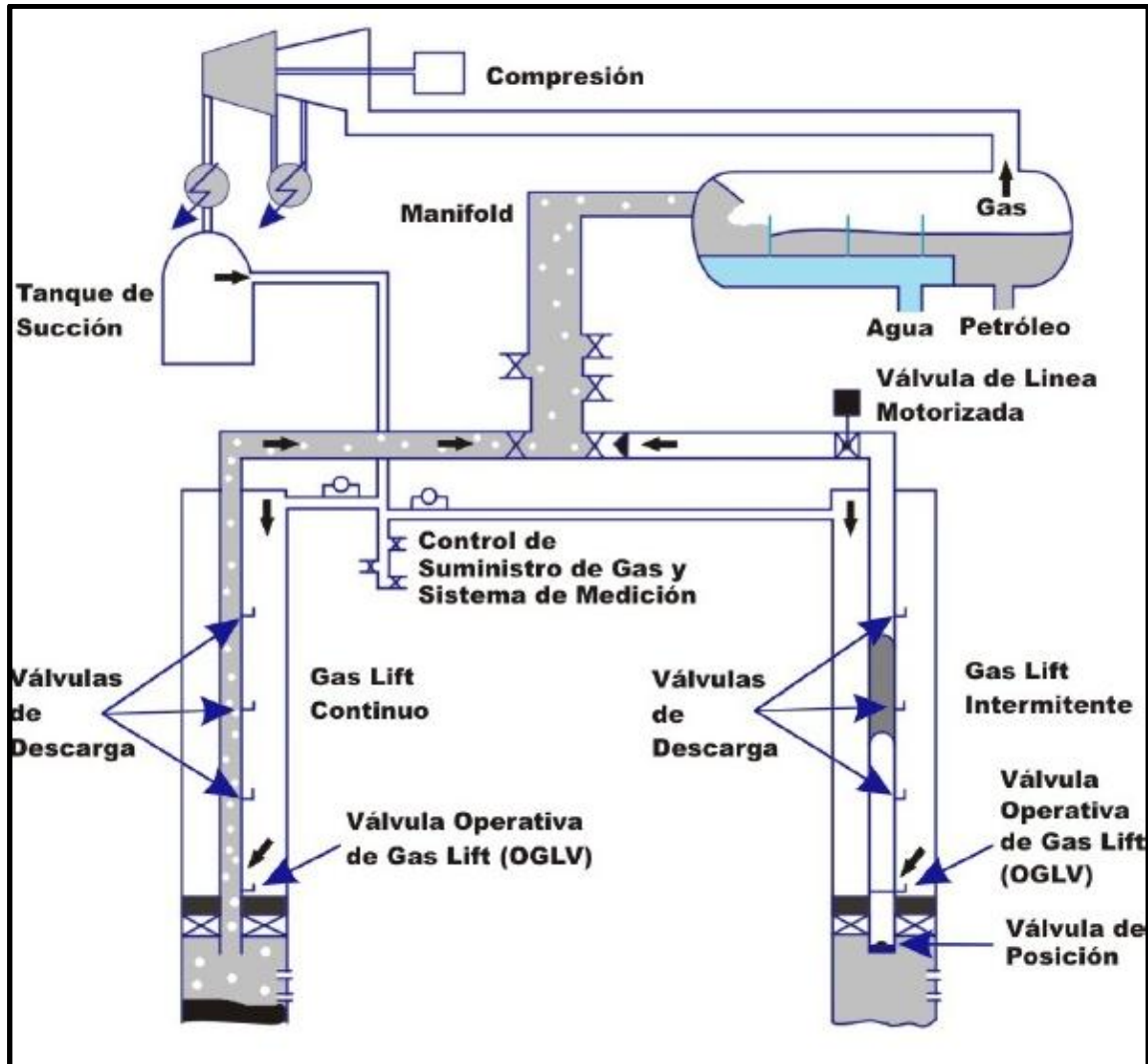


Figura 2. Sistemas de gas lift continuo y de gas lift intermitente

- **LAG Continuo.** Se basa en la inyección continua de gas comprimido, con la finalidad de disminuir la presión de fondo fluyente e incrementar la producción. El gas inyectado se mezcla con los fluidos provenientes de la formación de la tubería de producción reduciendo la densidad de la columna de fluidos hasta que exista una diferencia de presión suficiente frente a la cara de la formación, que provoque que el pozo fluya a una tasa estimada. En pozos con bajo índice de productividad, el gas lift continuo no

puede ser implementado ya que la afluencia del pozo se dificulta debido a la presión de operación del sistema. En estos casos el levantamiento intermitente puede ser más eficiente.

- **LAG Intermitente.** Permite producir crudo en pozos donde el LAG continuo no es eficiente. El gas que es inyectado, de forma intermitente, impulsa taponos de líquidos acumulados en la tubería de producción hasta la superficie. La inyección se realiza a través de una válvula operadora para controlar la presión y el volumen de gas inyectado por ciclo; esta válvula se encuentra ubicada a la mayor profundidad posible.

El control de la intermitencia puede ejercerse de tres maneras:

- A nivel de válvula operadora.
- En cabezal de pozo, a través de un controlador.
- Desde un múltiple de gas, que está superficie.

El gas de levantamiento por lo general es suministrado a través del anular del pozo e inyectado a la tubería de producción mediante una válvula de gas lift; la cual normalmente posee una válvula cheque con el fin de prevenir la entrada del fluido en contracorriente, para así garantizar seguridad y eficiencia del sistema.

En ocasiones según el diseño de pozo, el gas es suministrado a través del tubing, recuperando la producción por el anular o de un segundo tubing que puede ser concéntrico o paralelo a la tubería de suministro. Con el fin de alcanzar la máxima reducción de cabeza hidrostática, el punto de inyección de gas debe estar ubicado a la mayor profundidad posible.

Un sistema de Gas lift requiere adicionalmente de los siguientes componentes:

- Tratamiento del gas, compresión, facilidades de medición y control de flujo, y suministro de gas de arrancada.
- Tubería de producción (tubing) equipada con mandriles de gas lift.
- Acceso para Wireline o Coiled Tubing para la instalación y mantenimiento de las GLVs (el cual puede ser instalado durante el completamiento inicial del pozo).
- Protección contra los reventones en el anular

En la mayoría de los pozos con este sistema de levantamiento, parte del sistema de prevención contra reventones proviene de las válvulas cheque de las GLVs.

Sin embargo, en aquellos pozos donde esta medida no se considera suficiente, se requiere de alguna protección adicional; esta puede incluir cheques dobles en las GLVs o válvulas cheque adicionales en superficie.

Debido a que este sistema se emplea como una herramienta de selección es necesario conocer ventajas y desventajas de éste, para así poder dar un buen uso y aprovechamiento según el caso que se presente.

VENTAJAS

- ♦ Se puede implementar en pozos altamente desviados, que producen arena y un alto GOR
- ♦ Facilidad en el momento de retirar las válvulas, pues no requiere sacar tubería de producción o matar el pozo.
- ♦ Método más adecuado cuando se el gas posee suficiente presión de inyección y volumen.
- ♦ Puede emplearse en pozos de hasta 12000 pies o más.
- ♦ El equipo de pozo es relativamente económico y los costos de operación son menores en el gas lift que en otros métodos de levantamiento artificial.
- ♦ Puede diseñarse con variedad de factores y con el beneficio de muchos datos obtenidos en el pozo mismo.

LIMITACIONES

- ♦ Cuando no hay suficiente información acerca de las fuentes de gas.
- ♦ Cuando existe alto espaciamiento de pozos.
- ♦ Cuando hay poco espacio disponible para los compresores en plataformas.
- ♦ No es recomendable en campos con pocos pozos.
- ♦ El gas lift puede intensificar problemas asociados con la producción de crudo muy viscoso o emulsiones.

1.2.2 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE. El Bombeo electro-sumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo. Es más aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-petróleo; sin embargo en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido, etc.

Las bombas electro sumergibles (BES) consisten en la utilización de bombas centrífugas de múltiples etapas apiladas una tras de otra que constan de un

impulsor giratorio y un difusor estacionario, el impulsor a través de los alabes que lo componen imprime energía cinética al fluido que luego es convertida en presión gracias a la acción de una serie de cámaras de diferente área que componen el difusor.

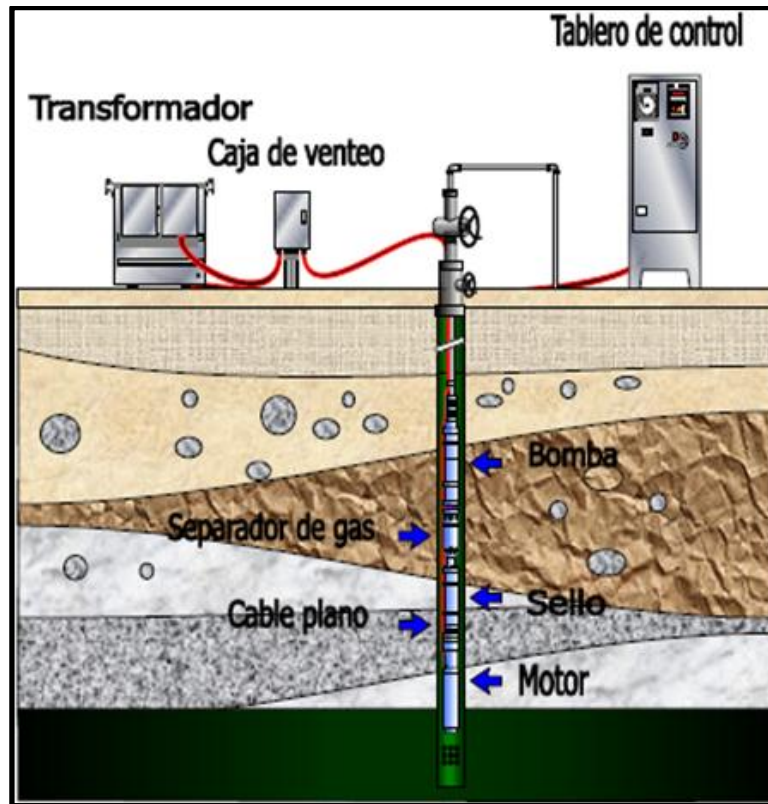


Figura 3. Sistema típico de Bombeo Electro Sumergible

Fuente: Curso Tecnología de Producción - Módulo de Operaciones OPICA consultores

Mediante un cable eléctrico, que está fijado a la tubería de producción; es transportada la energía eléctrica requerida por el motor de subsuelo.

Para cumplir con las necesidades requeridas se debe tener:

- Disponibilidad del voltaje primario.
- Frecuencia
- Capacidad de potencia instalada.

El principal medio para la generación de potencia eléctrica en un campo es un generador de corriente alterna (AC). Estos generadores convierten la energía

mecánica en energía eléctrica la cual es luego transmitida por el sistema de transmisión y distribución.

Los componentes del sistema de bombeo electro-sumergible pueden ser clasificados en dos partes,

- Equipo de superficie.
- ✓ Ensamblaje de cabeza de pozo.
- ✓ Caja de empalme.
- ✓ Panel de controles.
- ✓ Transformador.
- ✓ Variador de frecuencia (Variable Frequency Drive, VFD).
- ✓ Cable eléctrico.

El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para producir el pozo, consiste principalmente de un motor eléctrico, un sello, un separador de gas y una bomba electro-centrífuga.

- Equipo de subsuelo.
- ✓ Unidad de bombeo centrífugo.
- ✓ Camisa de la bomba.
- ✓ Separador de gas (Opcional).
- ✓ Unidad sellante protectora del motor.
- ✓ Motor eléctrico.
- ✓ Herramienta de monitoreo de fondo (Opcional)

El equipo de superficie provee de energía eléctrica al motor electro-sumergible y controla su funcionamiento. Los principales componentes de superficie son los transformadores, el tablero o variador de control y la caja de venteo. Varios componentes adicionales normalmente incluyen la cabeza de pozo, empacadores, protectores de cable y flejes, válvulas de retención y de drenaje, entre otros.

Las unidades para BES son sensibles a la producción de sólidos y en ambientes arenosos pueden ocurrir casos graves de erosión de bombas en buenas condiciones. Existen bombas ESP especialmente diseñadas para casos de producción de arena, con partes resistentes a la abrasión y piezas internas con metalurgias especiales para darles mayor resistencia, sin embargo, aún tienen limitaciones.

VENTAJAS

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 bbl/día) sin dificultad, y a bajo costo.

- Elevado aporte de energía al fluido.
- Alta eficiencia (70 %).
- El sistema no se ve afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos e información relacionada.
- Tasas de producción elevadas.
- Sistema fácil de controlar.
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en plataformas costa afuera.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

DESVENTAJAS

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas – Líquido (Sin separador).
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes

1.2.3 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS. Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo, en el cual el fluido es transportado entre las cavidades que se forman a medida que avanza el contacto entre el rotor y el estator. Estas dos piezas se encuentran dispuestas en forma de hélice, el rotor gira en contacto permanente dentro del estator que esta fijo.

Cuando esta acción se realiza, se van formando constantemente cavidades, las cuales avanzan desde el extremo de entrada de la bomba, hasta el extremo de descarga por lo que existe un continuo volumen de líquido en las cavidades proporcional a la velocidad de rotación. De acuerdo con esta característica este método de levantamiento artificial tiene la habilidad de manejar fluidos viscosos, abrasivos, multifásicos en un amplio rango de tasas de flujo.

El equipo de bombeo de cavidades progresivas puede ser dividido en equipo de superficie y equipo de subsuelo; el equipo de superficie esta constituido principalmente por un cabezal de rotación, capaz de soportar la carga axial generada por el peso de la sarta de varillas y por el peso de la columna de fluido sobre el rotor, este a su vez posee una serie de rodamientos que ayudan a mantener el eje del cabezal en posición vertical, un mecanismo antiretorno el cual evita el giro inverso de la sarta de varillas cuando el sistema sufre una parada, y un prensa- estopa, que impide el derrame de crudo sobre los componentes del sistema en condiciones normales de operación.

Por otra parte el equipo de subsuelo se engancha directamente al cabezal del pozo, cuando la sarta de varillas realiza el movimiento rotacional, genera un torque que luego es transmitido al rotor que viene unido a la sarta de varillas y estas a su vez al cabezal rotatorio; en superficie el equipo motriz, que incluye cajas reductoras de engranajes y poleas, valiéndose del sistema de transmisión es quien controla la velocidad; si por el contrario el motor es acoplado directamente a la caja reductora, para el control de la velocidad de bombeo se sustituye el sistema de poleas por un variador de frecuencia.

ANCLA DE TORQUE: El ancla de torque ha sido diseñada para proveer una efectiva y segura solución al peligroso movimiento creado por la rotación de la B.C.P.

El ancla de torque tiene variadas aplicaciones, la seguridad y eficiencia que concederá a la operación de la bomba hace que sea una de las herramientas más económicas existentes.

Aplicaciones

- Producción de petróleo pesado.
- Pozos donde se requiera elevada eficiencia de bombeo.
- Pozos profundos y horizontales.

Ventajas

El ancla de torque previene peligrosos movimientos del tubing incrementando la eficiencia de la bomba, es usada para eliminar el sobretorque del tubing y parte de la mordaza del ancla nunca toca el tubing hasta que la bomba arranca.

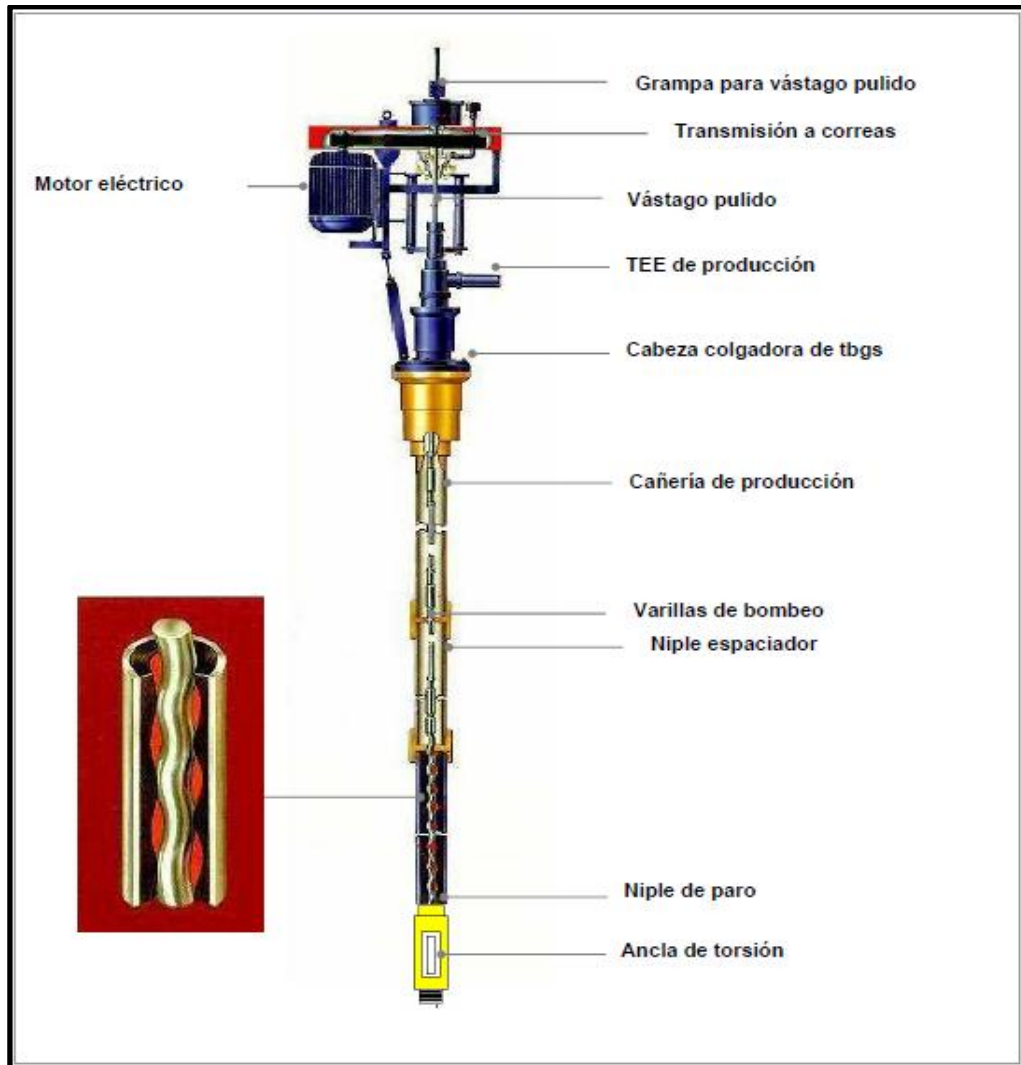


Figura 4. Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas

Fuente: Curso Tecnología de Producción - Módulo de Operaciones OPICA consultores

VENTAJAS

- Alta eficiencia total típicamente de un 50 a 60%.
- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea).
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Bajos costos de inversión inicial.

- Bajos costos de energía.
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo).
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.
- Bajos niveles de ruido.

DESVENTAJAS

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 200 Bls/día o 320 m³/día (máximo de 4000 Bls/día o 640 m³/día).
- Capacidad de elevación real hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 1050 pies o 3500 metros).
- Resistencia a la temperatura de hasta 280°F o 138°C (máxima de 350°F o 178 °C).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables evitando una buena lubricación.
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

2. GENERALIDADES EMPAQUES

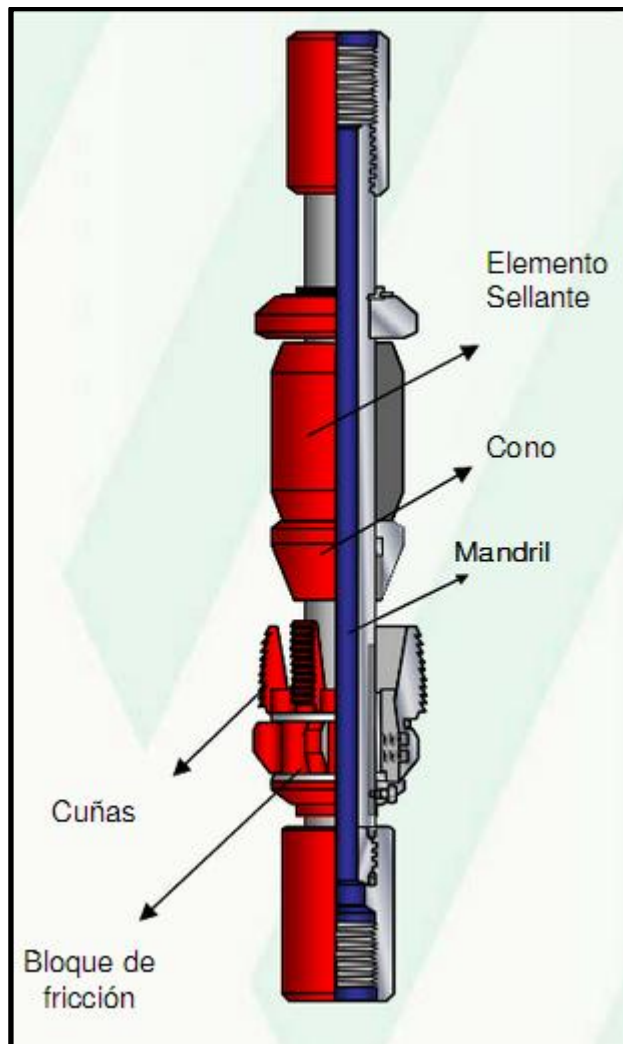


Figura 5. Componentes de un empaque

DEFINICION

Es una herramienta de fondo que se usa para proporcionar un sello entre la sarta de producción y el revestimiento de producción, a fin de evitar el movimiento vertical de los fluidos, desde el empaque por el espacio anular, hacia arriba.

FUNCIONES BÁSICAS DE UNA EMPACADURA

- Para probar zonas de producción simples o dobles.

- Para cementaciones forzadas a presión.
- Para la acidificación
- Para empacar con grava (para el control de arena)
- Para la fracturación hidráulica de las formaciones.
- Para probar la tubería de revestimiento y sus trabajos de cementación tratando de detectar filtraciones por daño de la tubería, comunicación entre arena por mala cementación.
- Para completamiento de pozos; para aislar zonas productoras y en caso de completar en zonas con problemas de arena, se las usa junto con los liners.
- Para proteger la tubería de revestimiento del estallido bajo condiciones de alta producción o presiones de inyección.
- Para proteger la tubería de revestimiento de algunos fluidos corrosivos.
- En instalaciones de levantamiento artificial.
- Para proteger la tubería de revestimiento del colapso, mediante el empleo de un fluido.

USOS

- En pozos fluyentes e inyectores de agua
- En pozos de bombeo neumático y electro centrífugo
- En pozos de bombeo mecánico

ELEMENTOS BASICOS DE UN EMPAQUE

Los elementos básicos de un empaque son los siguientes:

- Cuñas
- Sellantes
- Dispositivos de fricción
- Anclas hidráulicas
- Mandril

Se discuten en detalle a continuación:

Cuñas:

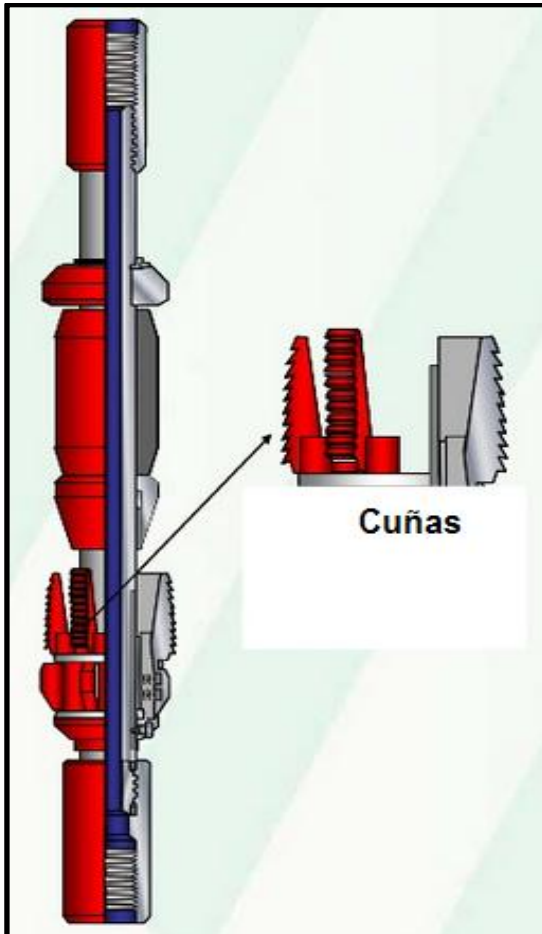


Figura 6. Cuñas

Las cuñas pueden ser de gran variedad de formas. Es deseable que posean un área superficial adecuada para mantener el empaque en posición, bajo los diferenciales de presión previstos a ocurrir a través de los empaques. Las cuñas se deben reemplazar si ya se han utilizado una vez en el pozo.

Elementos Sellantes

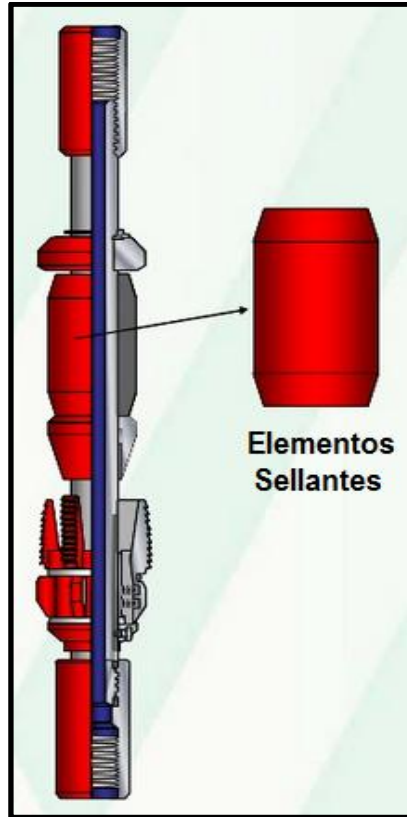


Figura 7. Elementos Sellantes

Cuando se asienta un empaque, el elemento sellante se comprime para formar un sello contra la tubería del revestimiento. Durante la compresión, el elemento de goma se expande entre el cuerpo del empaque y la pared de la tubería de revestimiento. La maleabilidad del elemento sellante para retornar a su forma original cuando se retiran las fuerzas compresivas, causa que el empaque se pegue contra la pared de la tubería de revestimiento. Algunos empaques incluyen resortes retráctiles de acero moldeados dentro del elemento sellante, para resistir la expansión y ayudar en la retracción cuando se desasienta el empaque.

Existen cuatro tipos de elementos sellantes (ver tabla 1) que se usan de acuerdo al tipo de servicio: ligero, mediano, duro y especiales. (I, II, III y IV, respectivamente).

TABLA 1.

Tipos de Elementos Sellantes

TIPOS	ELEMENTOS SELLANTES	PRESION DE TRABAJO (lb/pulg2)	TEMPERATURA DE TRABAJO (°F)
I	Un solo elemento	5000	250
II	Dos o mas	6800 – 7500	275
III	Dos o mas	10000	325
IV	Especiales para CO ₂ y H ₂ S	15000	450

Fuente: COMPLETACION DE POZOS, Eduardo A. Aguirre & Yoel A. Vivas.

Dispositivos de Fricción

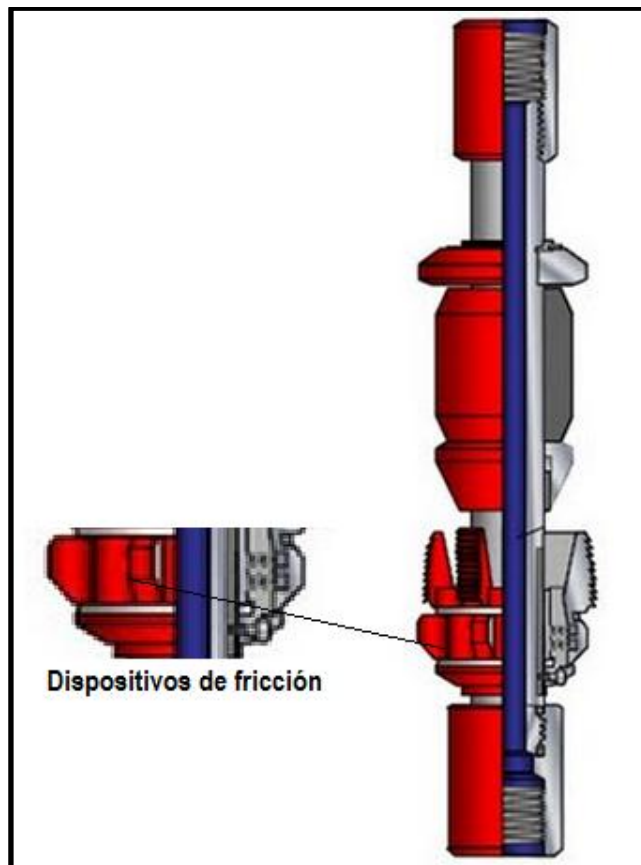


Figura .8 Dispositivos de Fricción

Los elementos de fricción son una parte esencial de muchos tipos de empaques, para asentarlos y en algunos casos para recuperarlos. Pueden ser flejes, en resortes o bloques de fricción y, si están diseñados apropiadamente, cada uno de éstos, proporciona las fuerzas de sostenimiento necesarias para asentar el empaque.

Mandril

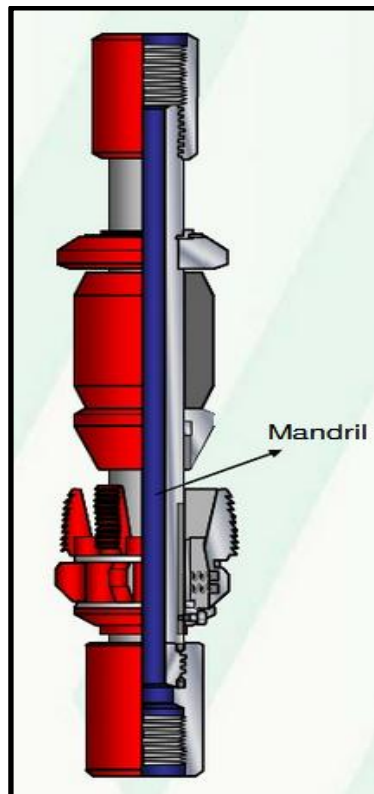


Figura .9 Mandril

Es el tubo o conducto a través del centro del empaque, que deja pasar los fluidos para tratamiento o para la producción.

2.1 TIPOS DE EMPAQUES

Existen empaques que son recuperables y permanentes. Aquellos que están diseñados para que luego de ser asentados en el hueco puedan ser removidos y ser colocados de nuevo en su sitio o en otro; se conoce como recuperable y generalmente se mete como extensión de la tubería de producción utilizando esta sarta para hacerlo funcionar, asentando y desasentando. Otros empaques están

diseñados en forma talque, después de metidos y asentados, no pueden ser removidos, estos se conocen como no-recuperables o permanentes y están hechos de un material perforable ya que en ocasiones cuando se realizan cambios en el programa de completamiento del pozo éstos requieren que el empaque sea removido . Los diferentes tipos de empaques pueden ser agrupados en dos clases principales (permanentes y recuperables); luego se pueden subdividir de acuerdo a métodos de asentamientos, dirección de la presión a través del empaque. De esta forma se tienen:

- Recuperables.
- Permanentes.

2.1.1 EMPAQUES PERMANENTES

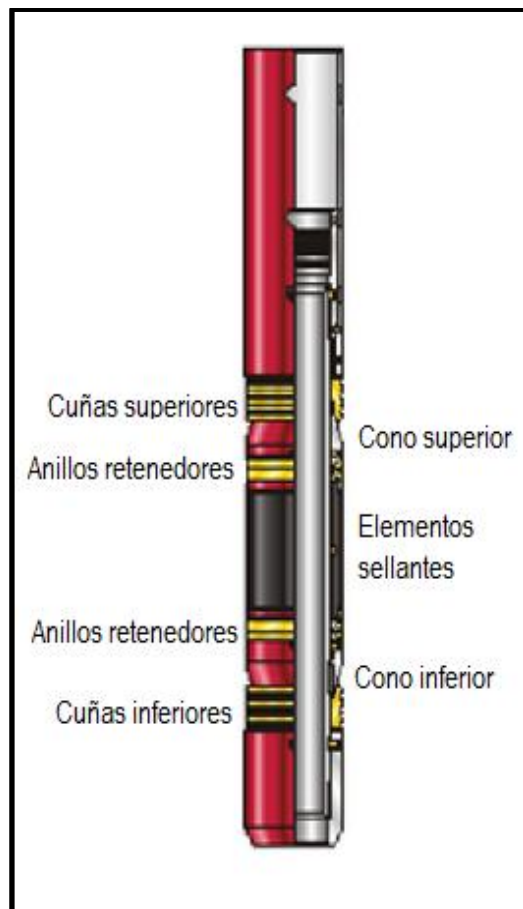


Figura 10: Empaque permanente

Estos se pueden correr con la tubería de producción o se pueden colocar con wireline. En caso de formaciones con temperatura de fondo alta (400°F-450°F), el

método más seguro de asentamiento consiste en utilizar un asentador hidráulico bajado junto con la tubería de producción. Una vez asentado el empaque, se desasienta el asentador hidráulico y se saca junto con la tubería de producción.

Los empaques permanentes se pueden considerar como una parte integrante de la tubería de revestimiento, ya que la tubería de producción se puede sacar y dejar el empaque permanente asentado en el revestimiento. Usualmente para destruirlo es necesario fresarlo, por lo que frecuentemente se denomina empaque perforable.

2.1.2 EMPACAQUES RECUPERABLES

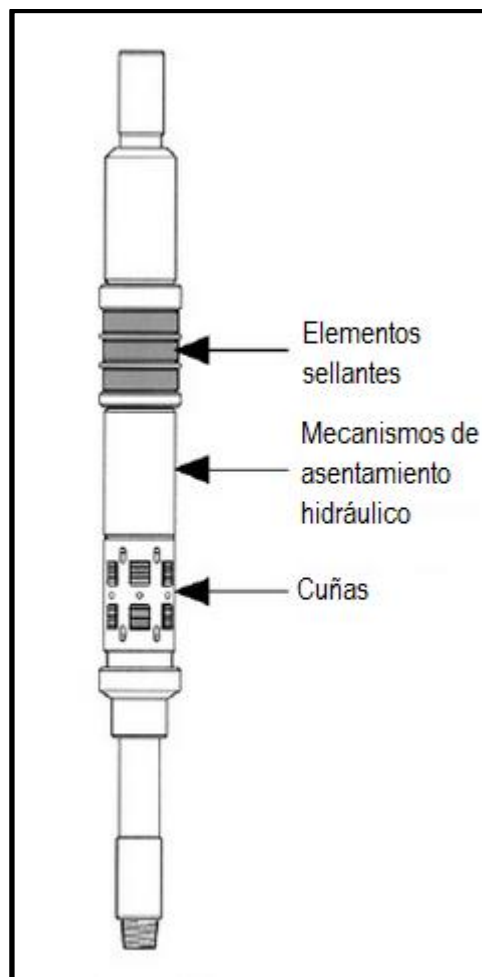


Figura 11 Empaque Recuperable

Fuente: Well control for workover operations, Schlumberger

Son aquellos que se bajan con la tubería de producción o tubería de perforación y se pueden asentar: por compresión, mecánicamente e hidráulicamente. Después de asentados pueden ser desasentados y recuperados con la misma tubería”

Los empaques recuperables son parte integral de la sarta de producción, por lo tanto, al sacar la tubería es necesario sacar el empaque. Se pueden clasificar tomando en cuenta el tipo de asentamiento en:

- Empaques recuperables de compresión.
- Empaques recuperables de tensión.
- Empaques recuperables de asentamiento mecánico.
- Empaques recuperables sencillos y duales de asentamiento hidráulico.

2.1.2.1 EMPACAQUES RECUPERABLES DE COMPRESIÓN



Figura 12 Empaque Recuperable
Fuente: Well control for workover operations, Schlumberger

Un empaque de compresión se asienta aplicando el peso de la tubería de producción sobre el empaque y se recupera tensionando. Por estas razones, no se desasienta aplicando una fuerza hacia abajo. Sus características particulares los hacen apropiados para resistir diferenciales de presión hacia abajo. Son principalmente utilizados en pruebas de pozo, pozos verticales, relativamente someros y de baja presión.

2.1.2.2 EMPAQUES RECUPERABLES DE TENSION

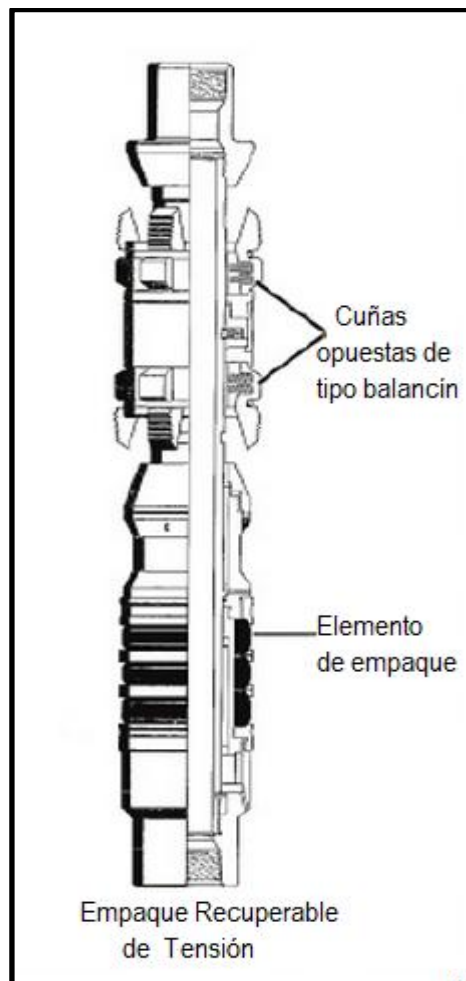


Figura 13 Empaque Recuperable
Fuente: Well control for workover operations, Schlumberger

Estos empaques se asientan rotando la tubería de producción $\frac{1}{4}$ de vuelta a la izquierda y luego tensionando. Para recuperarlo, se deja caer peso de la tubería de manera tal de compensar la tensión y luego se rota la tubería a la derecha $\frac{1}{4}$ devuelta, de manera que las cuñas vuelvan a su posición original

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

2.1.2.3 EMPACAQUES RECUPERABLES DE ASENTAMIENTO MECÁNICO

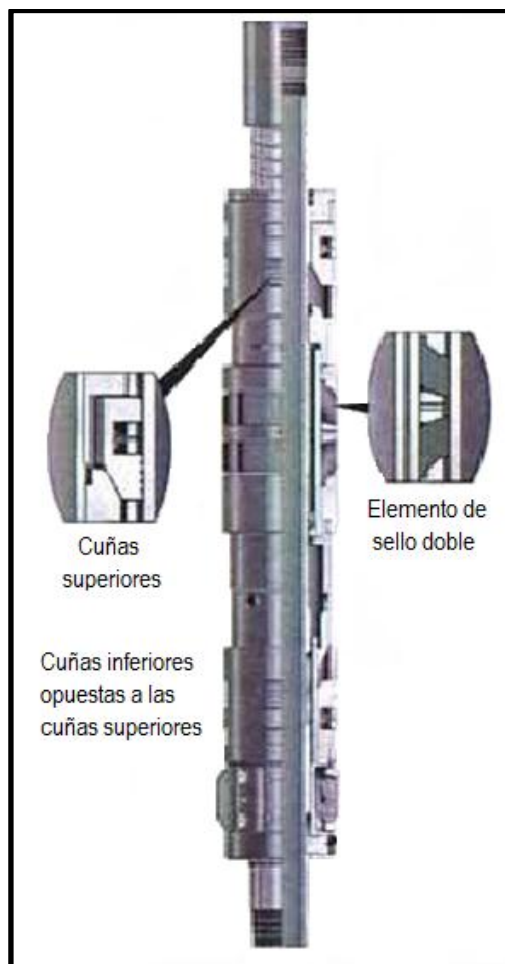


Figura 14 Empaque recuperable de asentamiento mecánico
Fuente: Training Solutions, Randy Smith

Estos empaques se asientan por rotación de la tubería más peso o con rotación solamente. No se desasientan por presiones aplicadas en cualquier dirección, por lo tanto pueden soportar un diferencial de presión desde arriba o desde abajo. Para recuperarlos, solamente se requiere rotación de la tubería de producción hacia la derecha. Cuando se usan en pozos de bombeo mecánico se dejan en tensión y actúan como anclas de tubería. Cuando se utilizan en pozos de inyección de agua permiten mantener la tubería de producción en peso neutro, lo que elimina la posibilidad de que se desasienten debido a la elongación de la tubería o por contracción de la misma

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

2.1.2.4 EMPAQUES RECUPERABLES SENCILLOS Y DUALES DE ASENTAMIENTO HIDRÁULICO

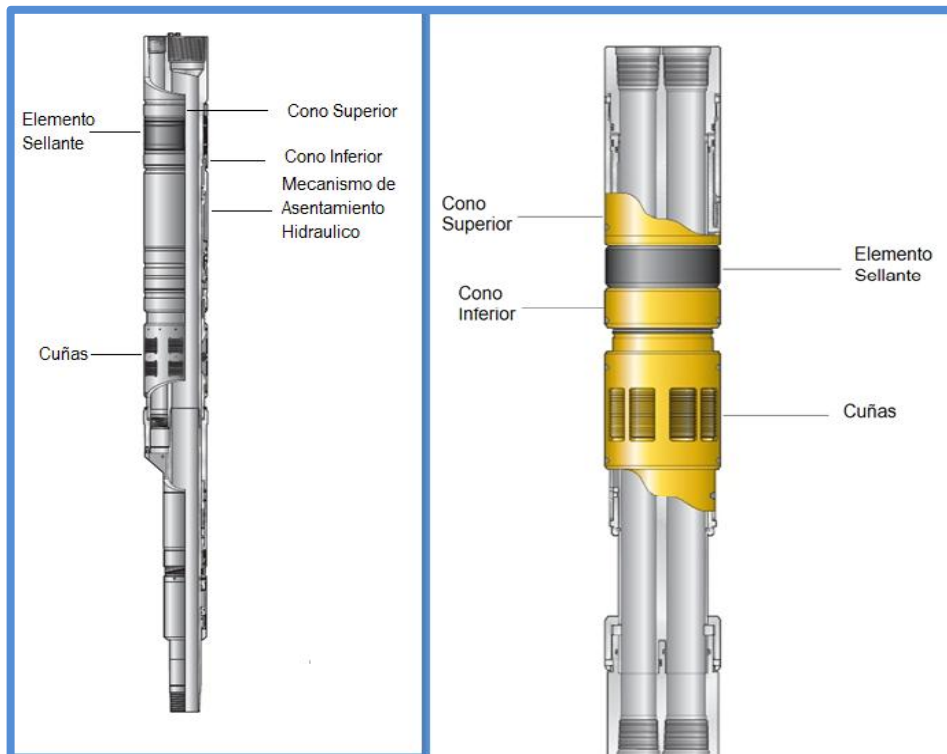


Fig 15: Izq. Empaque Recuperable Sencillo. Der. Empaque Recuperable Dual

El asentamiento de los empaques sencillos se realiza cuando existe un diferencial de presión entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. La principal ventaja de los empaques recuperables con asentamiento hidráulico, es que la tubería de producción puede ser corrida en el pozo y el cabezal de producción instalado antes del asentamiento del empaque. Estos empaques son particularmente apropiados en pozos altamente desviados donde la manipulación de la tubería de producción puede presentar dificultades. Los empaques duales se utilizan en completamientos múltiples cuando se requiere producir una o más arenas.

La presión de asentamiento de los empaques hidráulicos generalmente es controlada o regulada por la presencia de pequeños tornillos o "pines" (Brass Shear Pin) alrededor de ellos. Cuando se bajan varios empaques hidráulicos en un completamiento definitivo, sobre todo si han sido reparados, es importante verificar y programar el número de tornillos que deben tener cada uno para así garantizar el asentamiento progresivo de todos de forma correcta. Si se usan tres empaques, se recomienda que el inferior tenga dos tornillos, el intermedio tres y el superior cuatro. De esta manera habrá un asentamiento sucesivo de empaques de abajo hacia arriba y máximo con 2000 a 2500 PSI

3. METODOLOGIA DE SELECCIÓN

Para poder determinar el tipo de empaque a utilizar en la etapa de completamiento de un pozo, es indispensable tener un conocimiento pleno de los diferentes tipos de empaques existentes, de igual forma tener en cuenta parámetros como:

- Condiciones de pozo
- Tipo de Completamiento
- Tipo de Empaque
- Dirección de la presión
- Proceso de asentamiento y desasentamiento del empaque.

En el caso particular de este trabajo los parámetros a los que se les dará importancia son las **CONDICIONES DE POZO, TIPO DE COMPLETAMIENTO y TIPO DE EMPAQUE** ya que estos están directamente relacionados con el sistema de levantamiento artificial a emplear.

3.1 CONDICIONES DE POZO

3.1.1 Diámetro Interno de la Tubería de Revestimiento. Durante el proceso de perforación y completamiento de un pozo, existen diferentes productos que están en contacto con la tubería de revestimiento, los cuales pueden alterar el diámetro interior y puede impedir que el empaque baje ó se asiente. Estos materiales pueden ser sólidos del lodo, cemento, etc. Por lo cual se recomienda efectuar un viaje con raspador previo a la corrida del empacador, ya que se tienen que considerar los diámetros interiores de las tuberías de revestimiento que se encuentran arriba del revestimiento donde se anclara el empaque.

3.1.2 Fluido de Completamiento. Se debe considerar el tipo de fluido de completamiento, si este es un fluido de workover los sólidos tenderán a precipitarse sobre el empaque más aun si estos son base aceite, lo cual en la mayoría de los casos produce el atrapamiento del empaque. Por otro lado, si el fluido es una salmuera que contenga cloruros, bromuros etc., deberá existir compatibilidad entre esta y los elastómeros del empaque.

3.1.3 Desviación y severidad. La desviación y severidad de un pozo son factores importantes a considerar para seleccionar y correr el empacador. En pozos con severidades muy altas ó patas de perro se tiene que considerar la longitud del ensamble, esto es lo largo del empacador y sus accesorios (soltador, empacador, extensiones pulidas, nipples de asiento, etc.).

3.2 TIPO DE COMPLETAMIENTO.

3.2.1 Completamiento para Bombeo Electro- Sumergible.

3.2.1.1 Completamiento Convencional. Este tipo de completamiento es principalmente usado en pozos que poseen una única zona productora, pero puede ser empleado en múltiples zonas de interés; siempre y cuando la producción de las diferentes zonas productoras pueda ser combinada, es decir, que no existan problemas de compatibilidad química entre los fluidos.

- **Básico.**

Este es el completamiento más simple, más barato y el más utilizado para pozos ESP, este diseño puede ser instalado en una sola corrida, donde se beneficia el ahorro de tiempo y por lo tanto dinero. En esta solución, el anular es totalmente libre, lo que: mejora la eficiencia de separación de gas (anular es libre para la ventilación), da acceso a bombear fluido matar sin necesidad de abrir la manga deslizante.

Aunque esta solución es económica, rara vez se utiliza en alta mar por razones de seguridad, ya que no proporcionan dos barreras de depósito mecánico que es requisito normal cuando se presenta cualquiera de las siguientes condiciones: flujo natural así, pozo costa afuera y / o GOR alta.

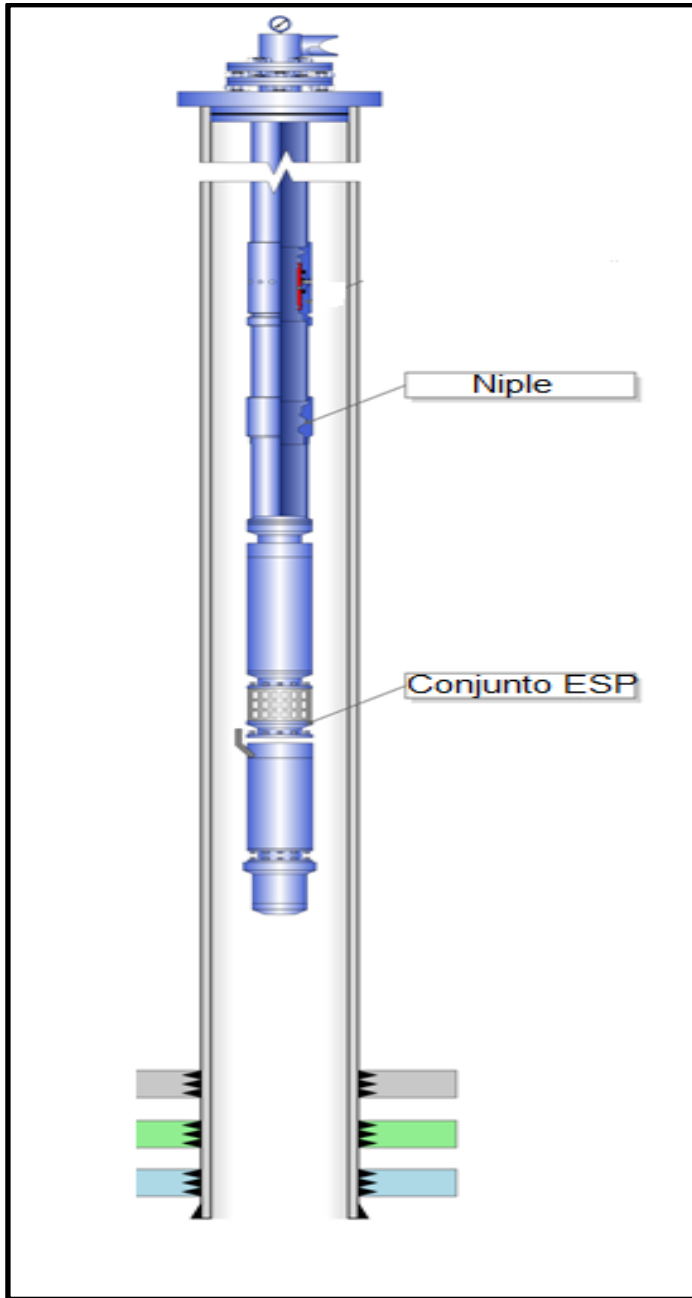


Figura 16: Completamiento básico
Fuente: ESP Completions Catalog

- **Completamiento básico para control de arena y monitoreo.**

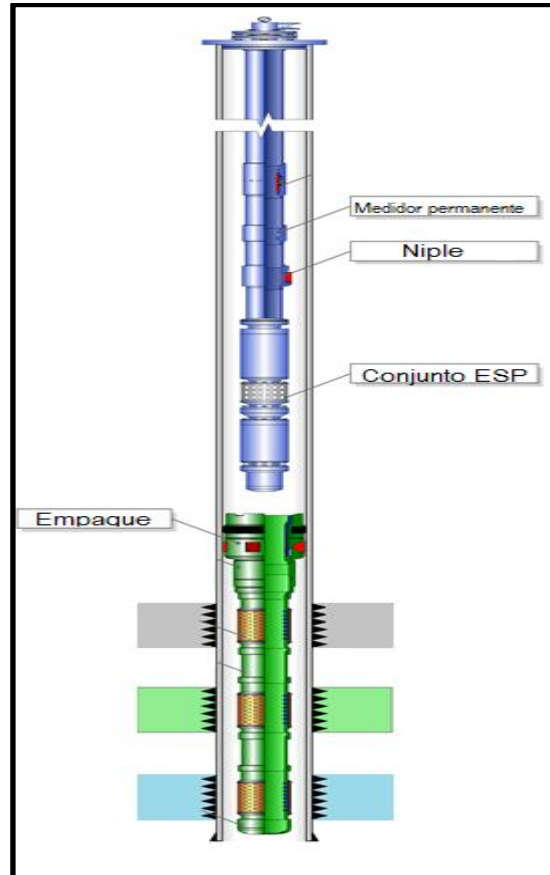


Figura 17: Completamiento básico para control de arena y monitoreo
Fuente: ESP Completions Catalog

Este diseño combina todas las características de este tipo de completamiento, permitiendo el control de arena como una solución frente a la presencia de arenas en la formación lo que puede ocasionar daños serios en la unidad de BES y además se incluye un medidor permanente con el fin de tener una presión continua y monitorear la temperatura en un solo punto sin intervención.

Estos sistemas ahorran costos de intervención del pozo para la toma de presión continua y mediciones de temperatura.

Aunque esta solución incluye todas las capacidades disponibles en este grupo de completamientos, en este punto aún no existe una posibilidad de producción o protección selectiva del yacimiento.

3.2.1.2 Completamiento con Empaques por Encima de Equipo BES. En este completamiento un empaque se implementa en la tubería de producción por encima de la bomba BES y se asienta aplicando presión en la tubería de producción.

- **Básico**

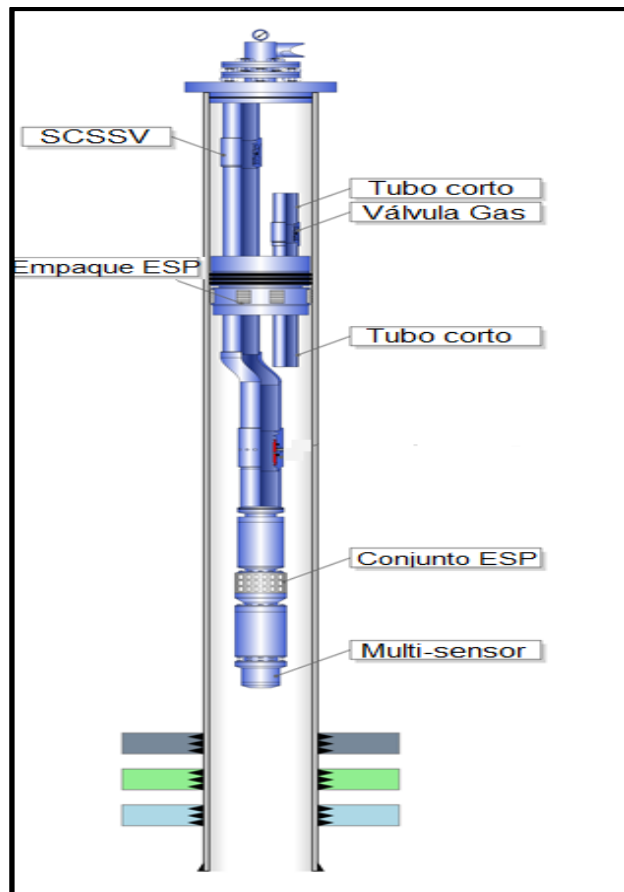


Figura 18: Completamiento básico con empaques por encima del equipo BES
Fuente: ESP Completions Catalog

Este completamiento se puede instalar en solo viaje, por lo tanto el ahorro de tiempo de equipo y dinero. Se implementa un empaque especial para BES en la tubería de producción y se establece mediante la aplicación de presión a la tubería, permitiendo la presencia puertos adicionales para la inyección de

productos químicos, ventilación de gas o accesorios ESP cuando sea necesario. Esta solución no hay protección al yacimiento, control o monitoreo de formaciones de arena.

- **Completamiento con empaque por encima de equipo BES para control de arena y monitoreo**

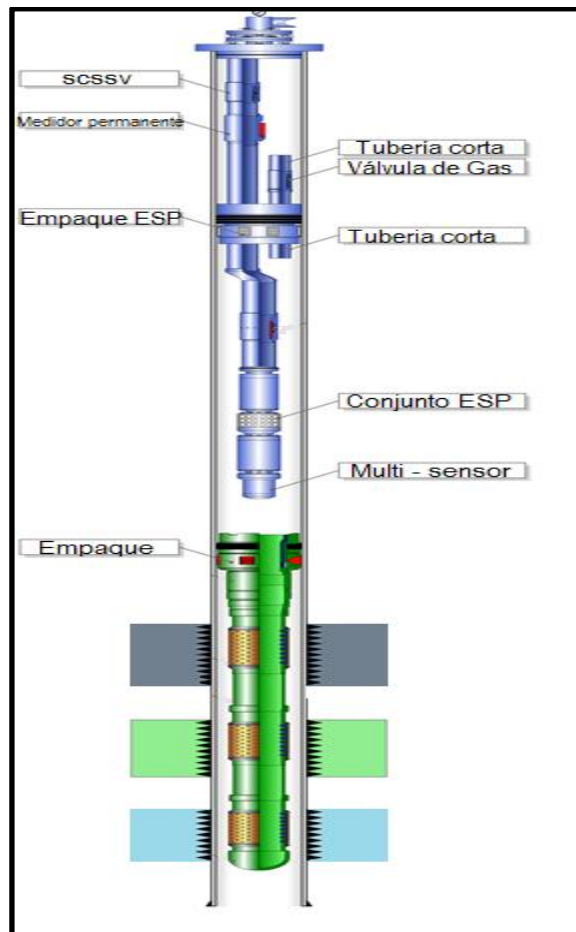


Figura 19: Completamiento con empaques por encima del equipo BES para monitoreo y control de arena

Fuente: ESP Completions Catalog

Esta solución combina completamiento básico con un sistema de control de arena, y hay una medición permanente con el fin de tener una presión continua y control de la temperatura en un solo punto sin intervención. Estos sistemas ahorran

costos de intervención de pozo para la tomar datos de presión continua y mediciones de temperatura.

3.2.1.3 Completamiento con Empaques por Debajo de Equipo BES. En este procedimiento se necesitan dos corridas para realizar este tipo de completamientos y agregar tiempo de taladro, pero únicamente en operaciones de completamiento inicial. En la primera etapa ejecutada de completamiento inferior, se incluye un empaque asentado hidráulicamente en la tubería de perforación.

- **Completamiento Básico con empaques por debajo de equipo BES**

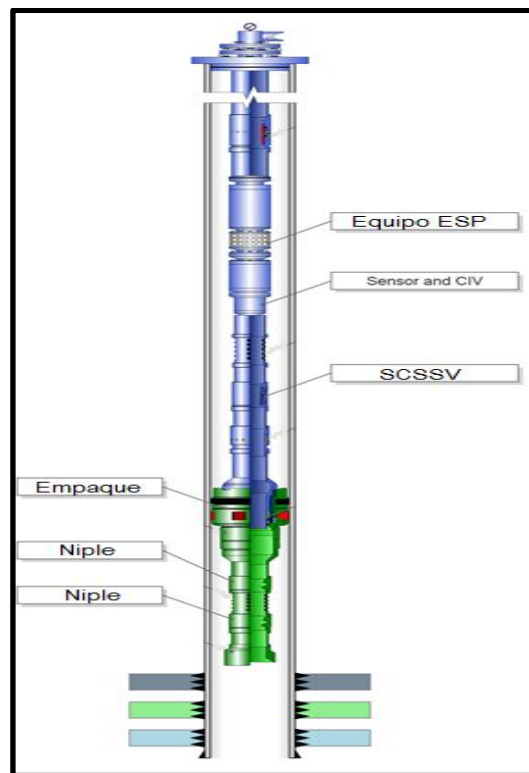


Figura 20: Completamiento básico con empaques por debajo del equipo BES

Fuente: ESP Completions Catalog

Esta es la realización básica de este grupo, cuando la arena se produce a partir del depósito, puede ser instalado un anillo debajo de los puertos que puedan llegar a obstruir el localizador de sello al finalizar el completamiento superior, ya que la

necesidad de un submarino de seguridad de corte en caso de que la terminación superior se queda atascado en el pozo.

Esta solución no incluye el control de arena, monitoreo de yacimientos o protección del embalse

3.2.2 Completamiento para gas lift

3.2.2.1 Completamiento Gas Lift en una Sola Zona.

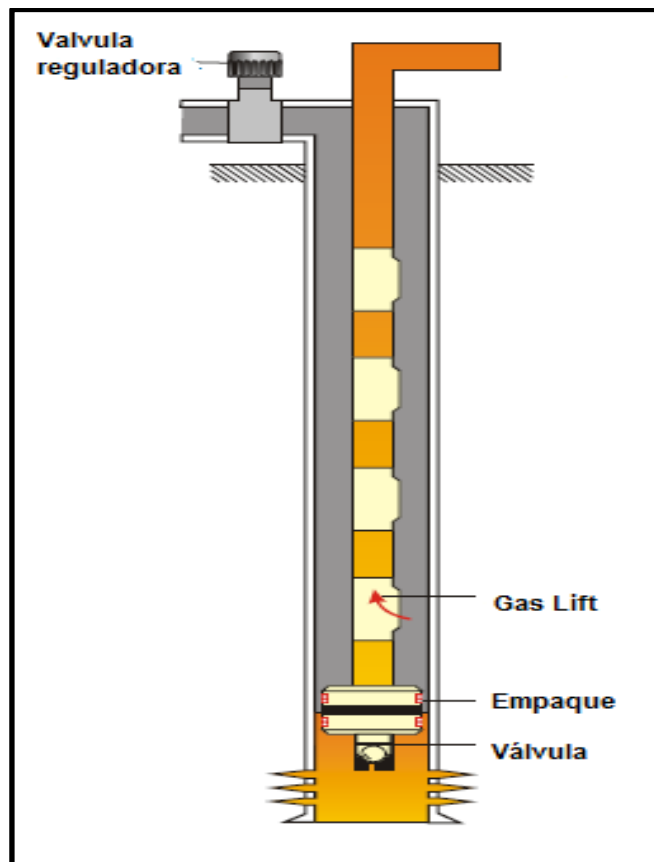


Figura 21: Completamiento de Gas Lift en una sola zona
Fuente: Gas Lift Equipment, PARVEN

El sistema de completamiento de gas lift por una sola tubería con aplicaciones de gas lift intermitente, utiliza una válvula fija cerca de la parte inferior de la tubería para evitar aumentos repentinos de la presión del gas en el reservorio durante las operaciones cíclicas. Por otra parte, cuando se trata de sistemas completados por instalaciones de gas lift continuo no se requiere de válvulas fijas; en cualquier aplicación convencional o lateral puede ser usado un mandril de bolsillo. Los mandriles de bolsillo laterales están diseñados para proveer la facilidad de extracción y sustitución de las válvulas de gas lift sin necesidad de remover el tubing.

3.2.2.2 Completamiento Gas Lift con Doble Sarta.

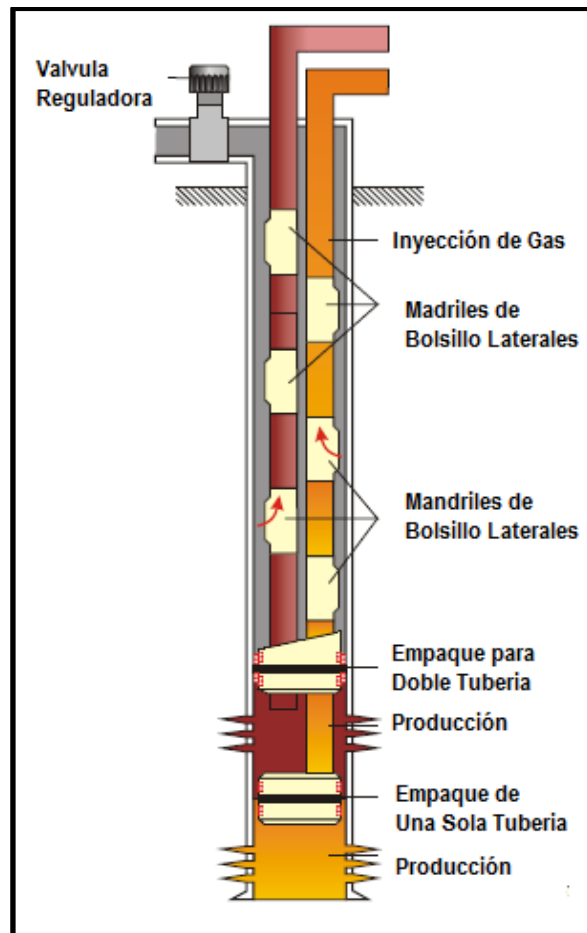


Figura 22: Completamiento Gas Lift con Doble Sarta

Fuente: Gas Lift Equipment, PARVEN

Instalación de doble tubería donde las válvulas de gas lift levantan los fluidos de dos zonas, usando gas a partir de espacios anulares comunes. Esta instalación puede ser diseñada, con la información adecuada del pozo para producir y realizar la depleción de ambas zonas. Las condiciones que afectan el diseño de la instalación de doble sarta son el diámetro del casing, la distancia entre las zonas, la desviación del pozo, el levantamiento continuo o intermitente y la preferencia del operador

3.2.3 Completamiento típico para bombeo de cavidades progresivas.

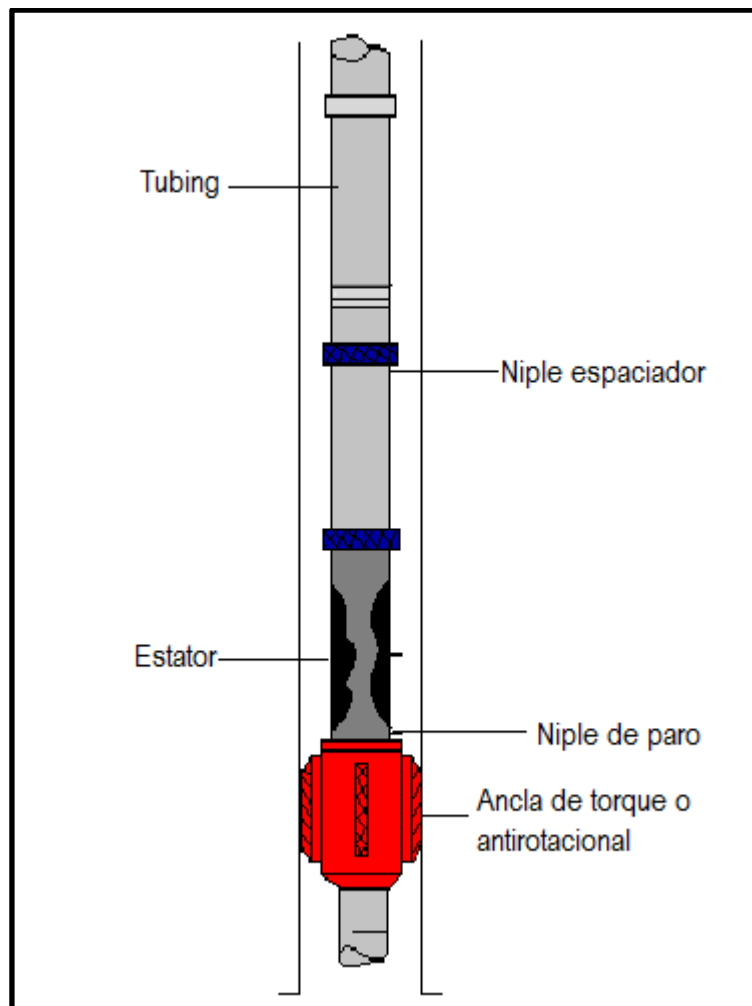


Figura 23: Completamiento Bombeo De Cavidades Progresivaas

Fuente: ABC Manual Técnico BCP

En este tipo de completamiento el estator es bajado al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la columna de tuberías de producción, mientras que el rotor es conectado y bajado junto a las varillas de bombeo, cuyo movimiento es generado en superficie por un cabezal.

Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque del tubing. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator; estas vibraciones son mayores a medida que la bomba está mas profunda. La combinación de los dos efectos puede producir que se desprenda el tubing ; por esto se emplea un ancla de torsión, ya que esta evita que la tubería tenga un movimiento rotacional.

La instalación del ancla siempre debe ser debajo del estator, ya que en este elemento es mayor el esfuerzo de torque; dependiendo de cuan sea la tendencia al desenrosque, más se ajustará el ancla.

A pesar de que en bombas de menor caudal a bajas velocidades o bajas profundidades, no se tienen torques y/o vibraciones considerables no es necesario el uso de el ancla de torsión; se recomienda usar en todos los casos

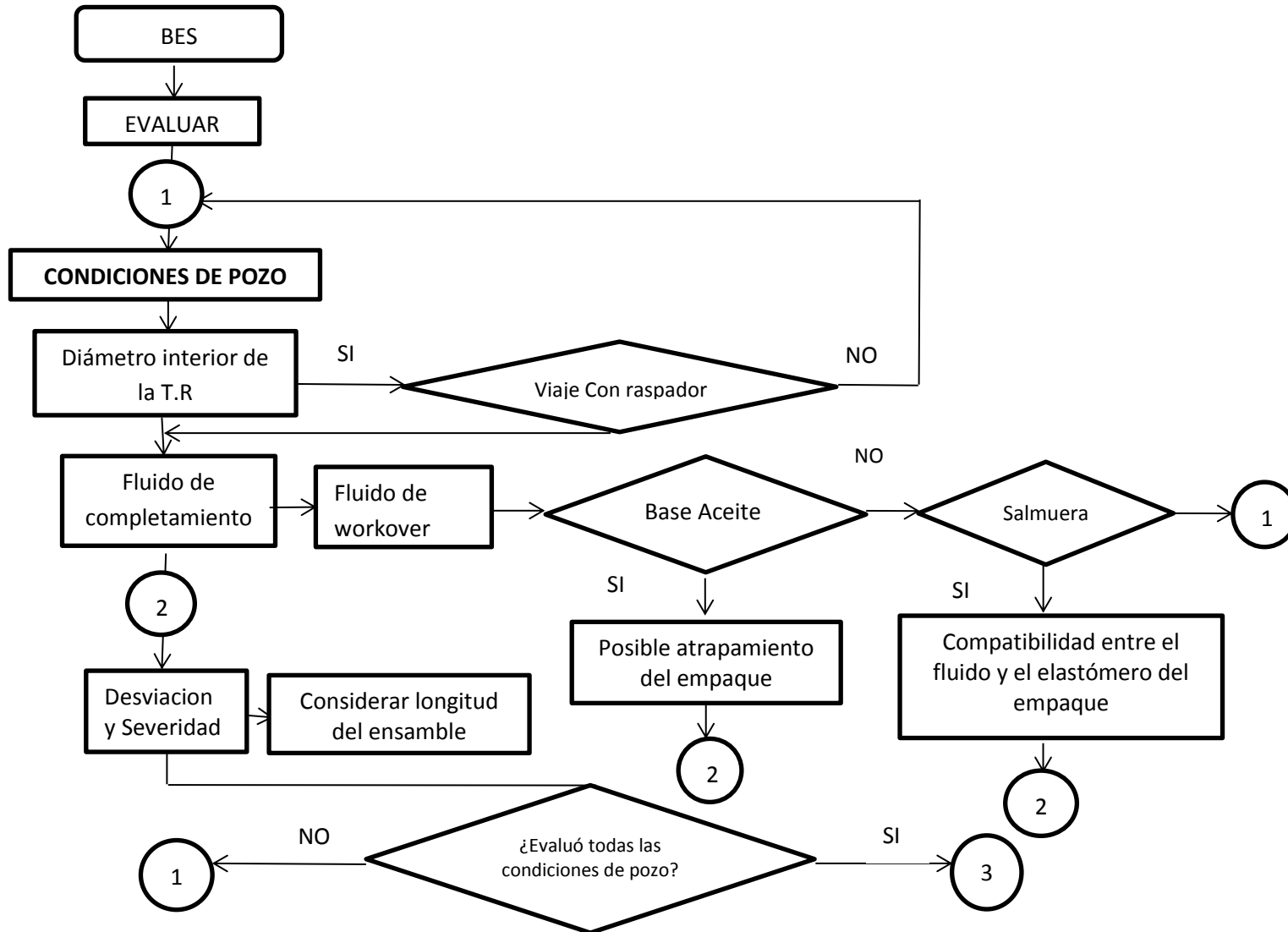
3.3 SELECCIÓN DE EMPAQUE

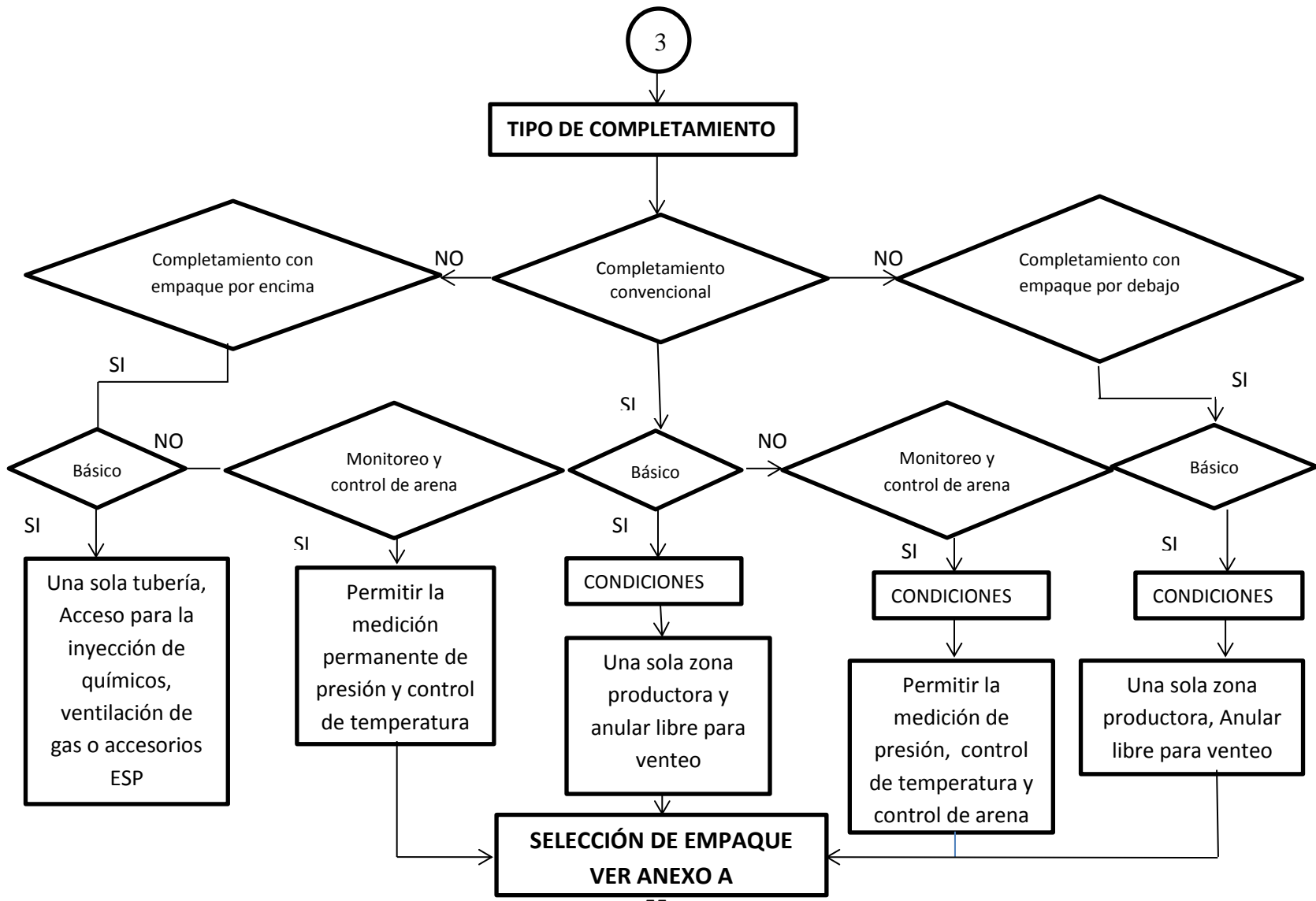
La revisión de las dos condiciones mencionadas anteriormente nos dan parámetros esenciales para la selección de un empaque de producción, el tomar la decisión adecuada del tipo de empacador a usar suele ser tediosa puesto que las casas que ofrecen este tipo de servicios tiene un cantidad grande de opciones para el usuario, el siguiente paso para esta selección se basa en la revisión de los parámetros antes medidos y de los servicios y ventajas que ofrece cada empaque de acuerdo al tipo de complejidad del pozo, es por esto que para facilidad del lector se selecciono los empaques comúnmente usados con sus respectivos servicios.

Los empaques seleccionados están diseñados de acuerdo a las necesidades de equipo de subsuelo de gas lift y esencialmente bombeo electro sumergible; Para el

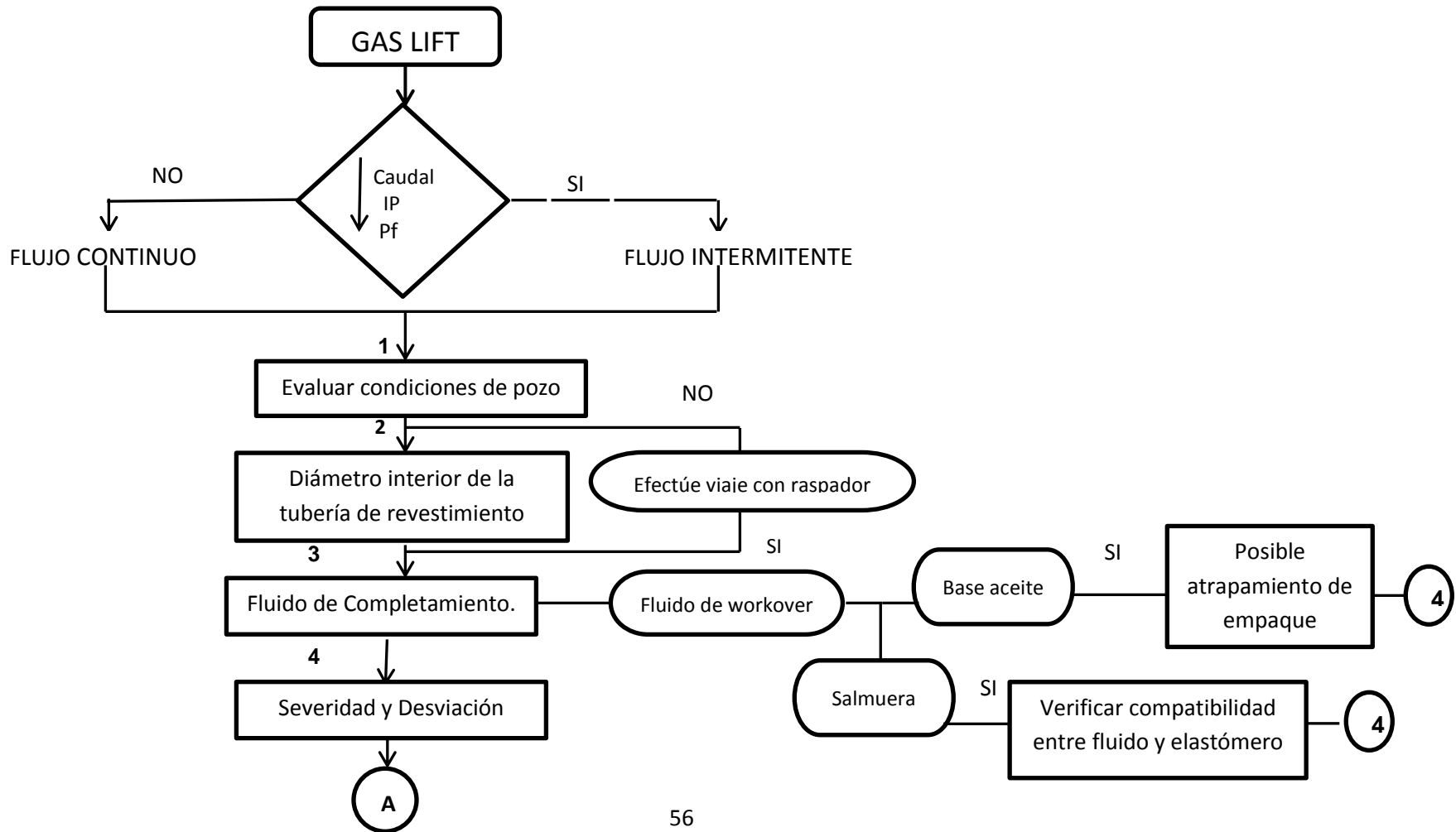
caso de Bombeo de cavidades progresivas no existe un empaque específico, ya que principalmente en este método de levantamiento se tiende a emplear anclas tipo empaque que impiden el movimiento rotacional de la sarta de tubería para así prolongar la vida de la bomba.

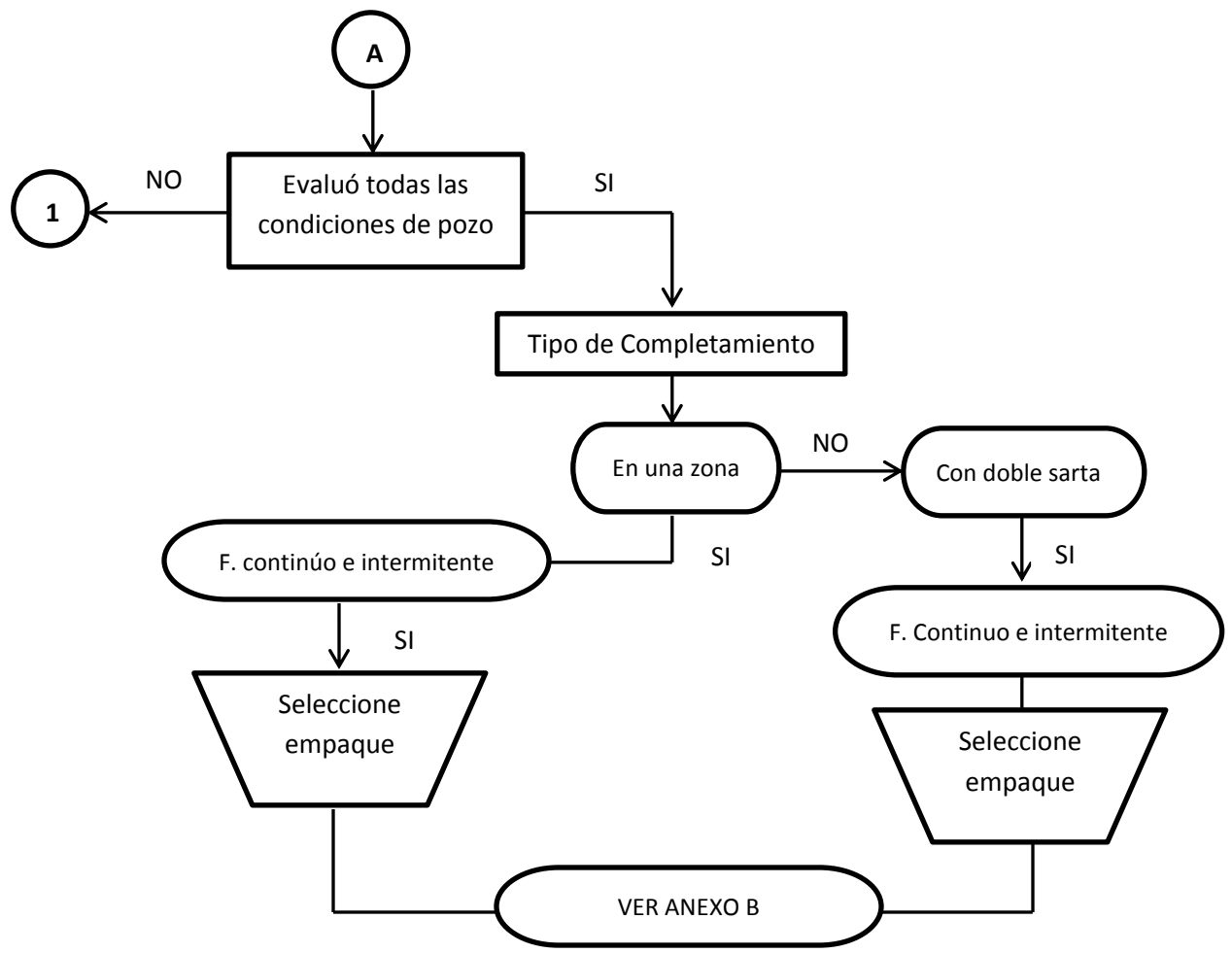
3.3.1 SELECCIÓN DE EMPAQUES PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



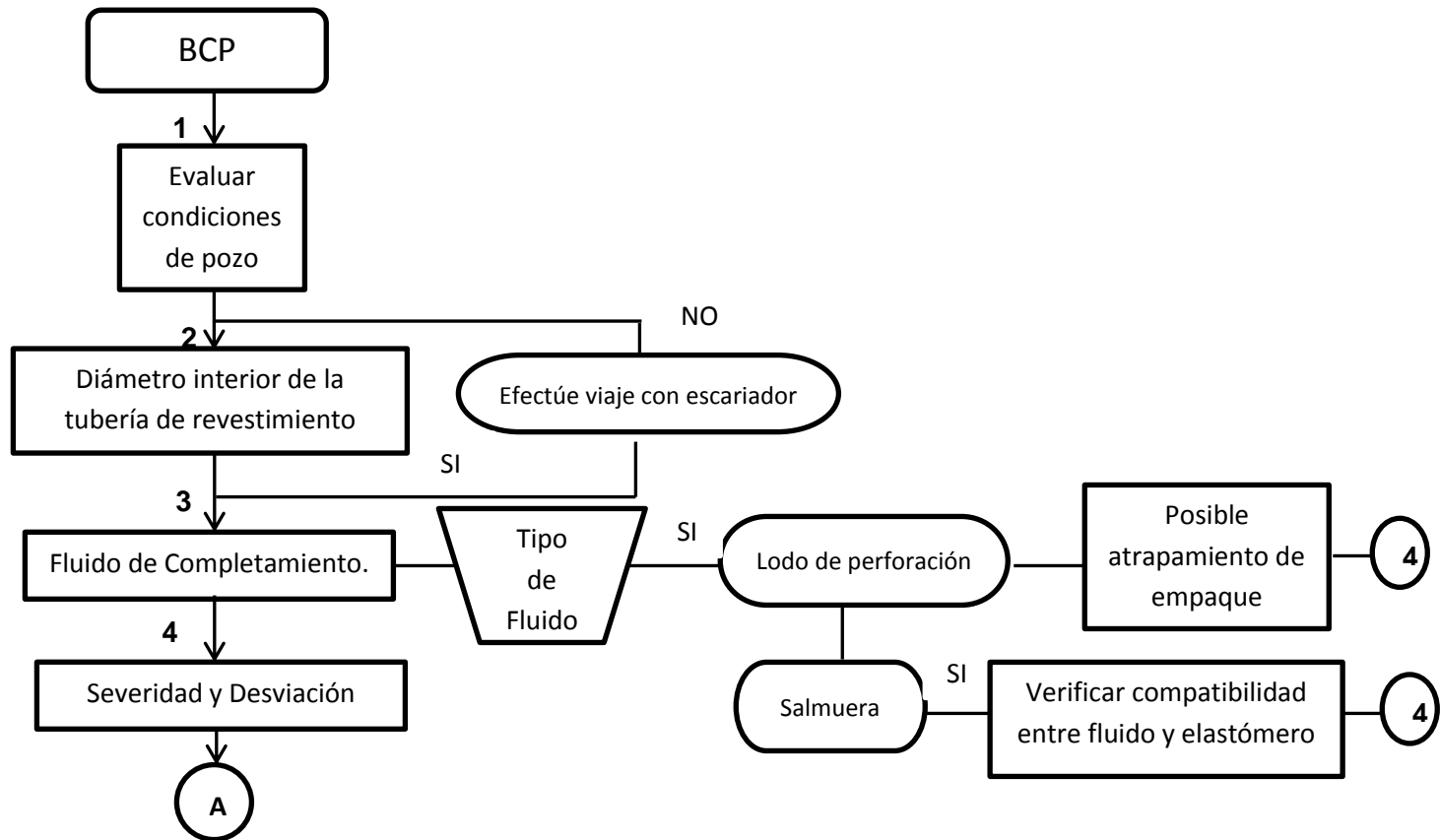


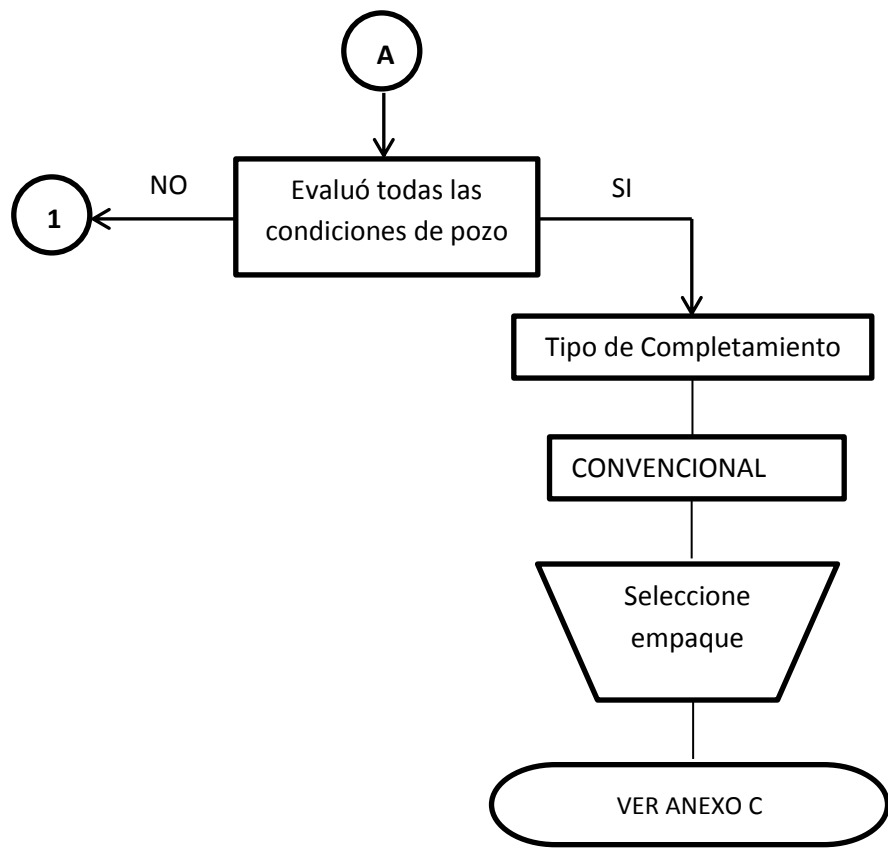
3.3.2 SELECCIÓN DE EMPAQUES PARA GAS LIFT





3.3.3 SELECCIÓN DE EMPAQUES PARA BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS





4. EMPAQUES PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

4.1 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

4.1.1 Empaque Recuperable de una sola tubería para bombas hidráulicas “MP-ESP Electric Submersible Pump Packer” (BAKER HUGHES).

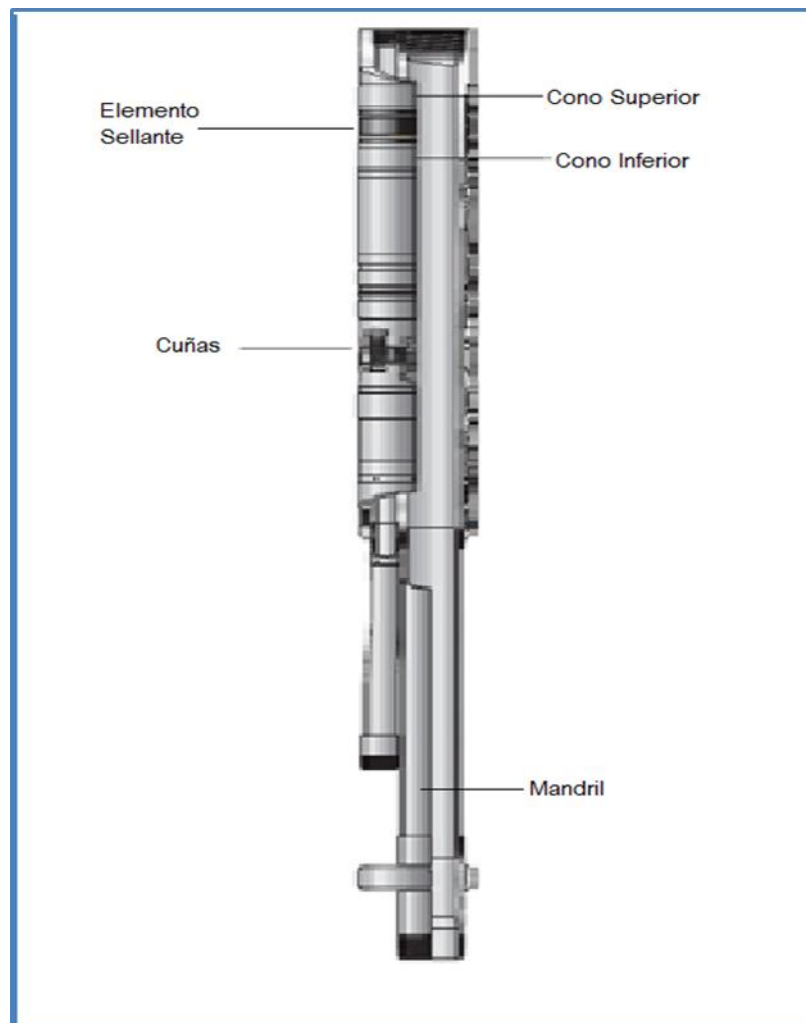


Figura 24. Empaque Tipo H Recuperable de una sola tubería para bombas hidráulicas
Fuente: Baker Oil Tools

DESCRIPCIÓN / APLICACIÓN:

Empaque recuperable para uso en completamientos con una sola tubería, posee un juego de elementos empacantes acompañado de un juego de cuñas, un mandril, con un mecanismo de ajuste tipo pistón, ideal para uso en bombas hidráulicas, en donde se requiere hacer conexiones con cables eléctricos a bombas electro-sumergibles.

CARACTERÍSTICAS / VENTAJAS:

- Mecanismo de Ajuste único puesto que el pistón reduce el número de posibles vías de fuga.
- La construcción sólida del mandril permite un elemento de empaque simple y confiable, estableciendo pistón y deslice del sistema a utilizar.
- El empaque es probado en campo, posee tres elementos empacantes integrales respaldados con un sistema auxiliar.
- No se requiere el movimiento del empaque durante el ajuste.
- Adecuado para una alimentación en fondo que permita verificar y controlar la separación del cable. Para una máxima protección la salida del cable eléctrico debe estar a ras del diámetro externo de la tubería.

4.1.2 Empaque recuperable de una sola tubería para bombas hidráulicas con penetradores gemelos “MP-ESP SINGLE STRING PACKER ” (BAKER HUGHES).

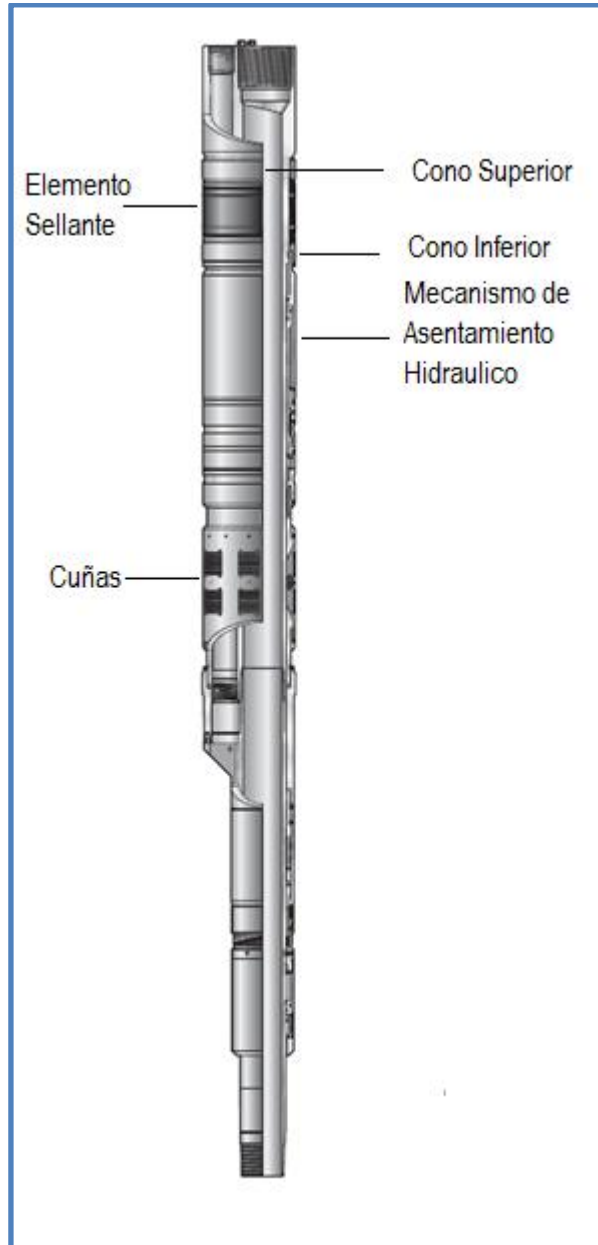


Figura 25. Empaque tipo H recuperable de una sola tubería para bombas hidráulicas con penetradores gemelos

Fuente: Backer Oil Tools

DESCRIPCIÓN / APLICACIÓN:

Empaque recuperable para uso en completamientos con una sola tubería, es un conjunto que posee un mecanismo de asentamiento hidráulico, un elemento empacante que proporciona el sello ideal y un juego de cuñas bidireccionales, además tiene la capacidad de dar doble paso de cables a través de penetradores gemelo diseñados específicamente para proporcionar alimentación de cables eléctricos para bombas electro- sumergibles colocadas debajo del empaque.

CARACTERÍSTICAS / VENTAJAS:

- Mecanismo de Ajuste único puesto que el pistón reduce el número de posibles vías de fuga.
- La construcción sólida del mandril permite un elemento de empaque simple y confiable, estableciendo pistón y deslice del sistema a utilizar.
- El empaque es probado en campo, posee tres elementos empacantes integrales respaldados con un sistema auxiliar.
- No se requiere el movimiento del empaque durante el ajuste.
- Apto para la alimentación en fondo además permite verificar y controlar el espaciamiento del cable eléctrico a través de los penetradores ajustables el cual debe estar a ras del diámetro externo de la tubería para mayor seguridad.

4.1.3 Empaque recuperable tipo H de doble tubería para bombas electrosumergibles "DSP DUAL STRING PACKER" (BAKER HUGHES).

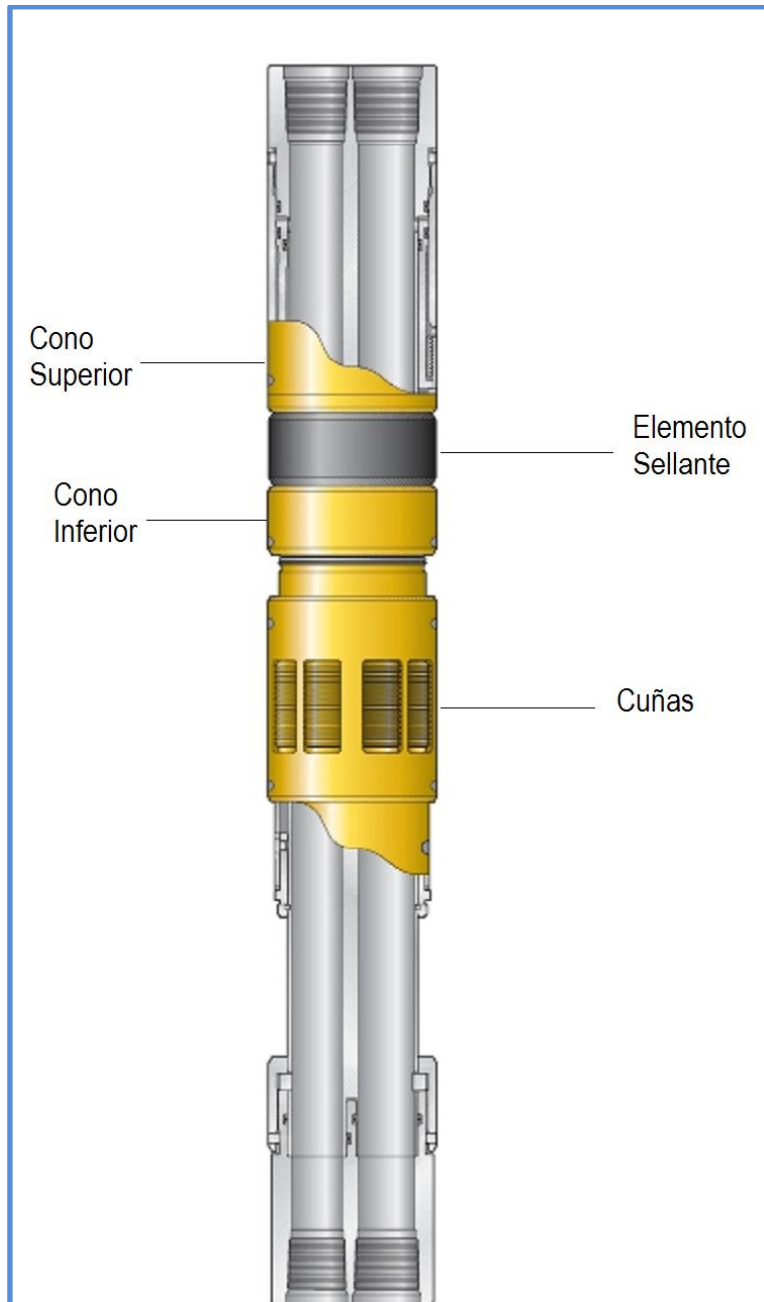


Figura. 26 Empaque recuperable tipo H de doble tubería para BES
Fuente: Baker Oil Tools

DESCRIPCIÓN / APLICACIÓN:

Empaque recuperable ideal en completamientos con doble tubería, está diseñado para facilitar el uso de una bomba electro-sumergible. Este empaque está provisto de conexiones roscadas apropiadas para aceptar cables de alimentación, Adicionalmente posee puertos que permiten el venteo de la presión anular, inyección de fluido a través del empaque, y/o un instrumento de línea bypass, complementario a esto posee un juego de cuñas y un elemento sellante con sus respectivos conos inferior y superior.

CARACTERÍSTICAS / VENTAJAS:

- Menos piezas: Está específicamente diseñado para ser ejecutado con bombas electro-sumergibles, Su diseño simple y reducido número de piezas proporciona una fácil recuperación y reparación.
- Fácil de configurar y liberar: ajuste hidráulico, recto tirar / liberación cortante.
- Diseño corto y compacto: su longitud (menos de 3 metros) hace que sea más fácil de ejecutar y manejar. Permite ser instalado confiablemente donde los empaques largos tienen problemas.
- Separador de gas en tubería de venteo: No existe ventilación a través de la tubería primaria o secundaria
- Diseñado para satisfacer necesidades especiales: los puertos opcionales a través del empaque.
- No hay movimiento relativo entre el tubo y el cable: Elimina la tensión del cable.
- Bloqueado mecánicamente en posición fija gracias a un anillo de bloqueo ubicado en el cuerpo del empaque en posición de fija.
- Double-grip, caged slips: Elimina la necesidad de hold-downs hidráulicos. Cuñas conductoras con conos superiores e inferiores en la pared del revestimiento que soportan las cargas en cualquier dirección.
- Mantiene la presión arriba y abajo: Un elemento empacante packs-off ajustado y cuñas sujetadas con firmeza cuando hay un aumento de presión de cualquier dirección.

4.1.4 Empaque Recuperable modular para Bombas Electro-Sumergibles

“MRP Retrievable Packer for ESP Completions ” (SCHLUMBERGER).

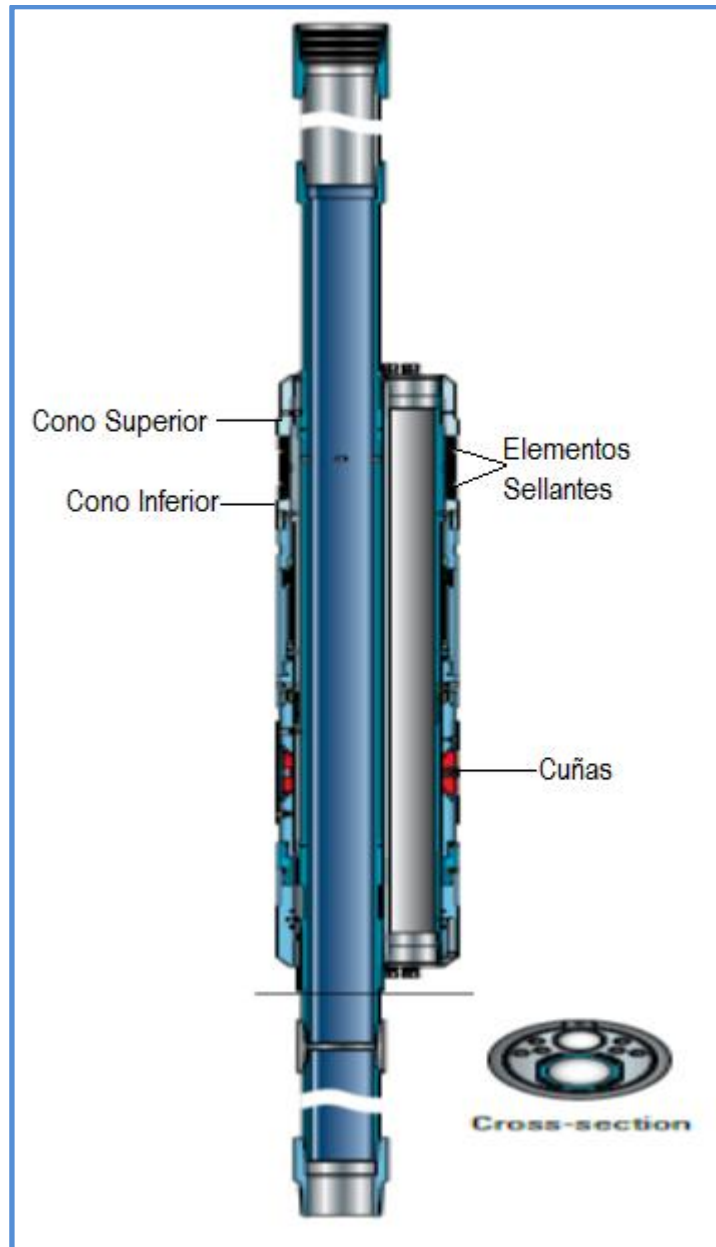


Figura 27. Empaque Recuperable modular para Bombas Electro-Sumergibles

Fuente: schlumberger packer catalog

DESCRIPCIÓN / APLICACIÓN:

Empaque recuperables utilizado en completamientos con bombas electrosumergibles, pozos verticales y desviados. Este empaque está provisto de elementos sellantes, un juego de cuñas, mandril y unos conos superiores e inferiores adicionalmente posee puertos paralelos configurados para la inyección de productos químicos, respiraderos de gas, y accesorios de bombas electrosumergibles. Estos empaques también están diseñados para la alimentación in-situ de conexiones eléctricas y conductos hidráulicos.

CARACTERÍSTICAS / VENTAJAS

- Las operaciones simplificadas reducen los costos de operación.
- Diseñado para eliminar el movimiento de la tubería durante la instalación.
- Diseñado para impedir la acumulación de residuos por encima de las cuñas.
- Diseñado para facilitar la circulación de residuos antes de la extracción.
- Buen agarre del empaque al casing.
- Cuñas situadas debajo del elemento de sellante.
- Liberación al corte ajustable
- Straight-pull liberación cortante
- Cuñas bidireccionales
- Doble calibre con múltiples puertos

4.1.5 Empaque recuperable “HYDROW-AP” de doble tubería (WEATHERFORD).

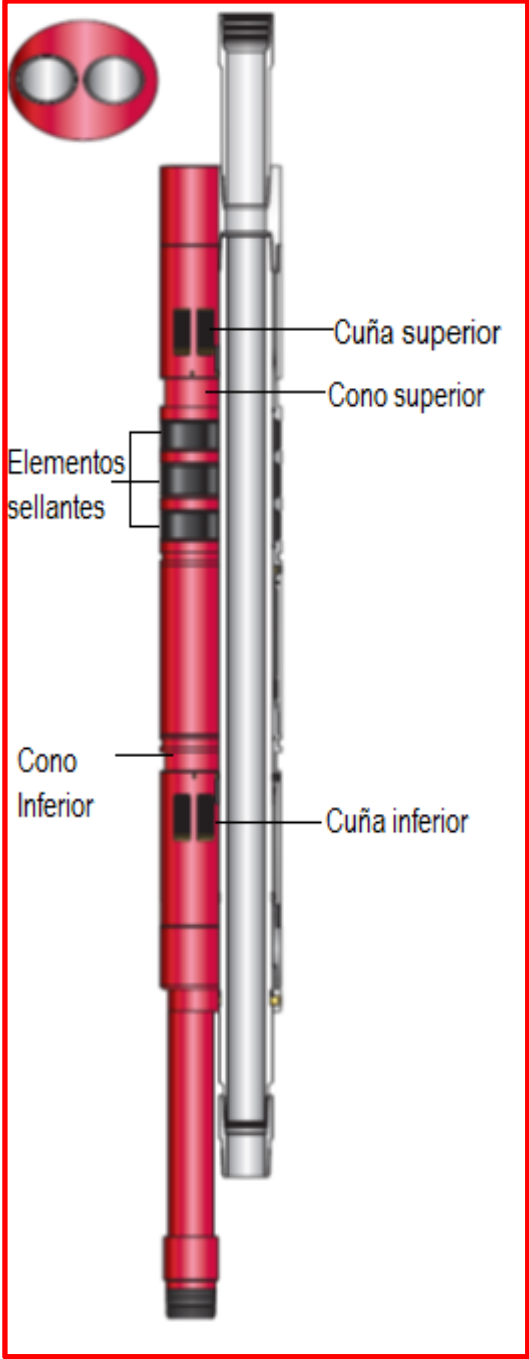


Figura 28. Empaque recuperable “HYDROW-AP” de doble tubería
Fuente: Weatherford Packer System Catalog

DESCRIPCION:

Empaque recuperable utilizado en completamientos con doble tubería de producción, compuesto por un elemento sellante, doble juego de cuñas superiores e inferiores, y un sistema superior de apertura antideslizante.

APLICACIONES:

- Pozos desviados y horizontales.
- Pozos de monitoreo, ventilación de gas, inyección de químicos y acceso de línea hidráulica.
- Aislamiento de zona múltiple

CARACTERÍSTICAS, VENTAJAS Y BENEFICIOS

- El empaque puede hacer pruebas de presión en el sitio con el fin de ahorrar tiempo de taladro
- El diseño compacto facilita el paso por doglegs y pozos desviados ayudando a evitar que se pegue y mejorar la eficiencia de funcionamiento.
- Todos los componentes se bloquean para evitar la acumulación de presión o residuos de pre-ajuste del empaque.

4.2 BOMBEO POR GAS LIFT

4.2.1 Empaque Hidráulico Recuperable de una sola tubería tipo "HS".

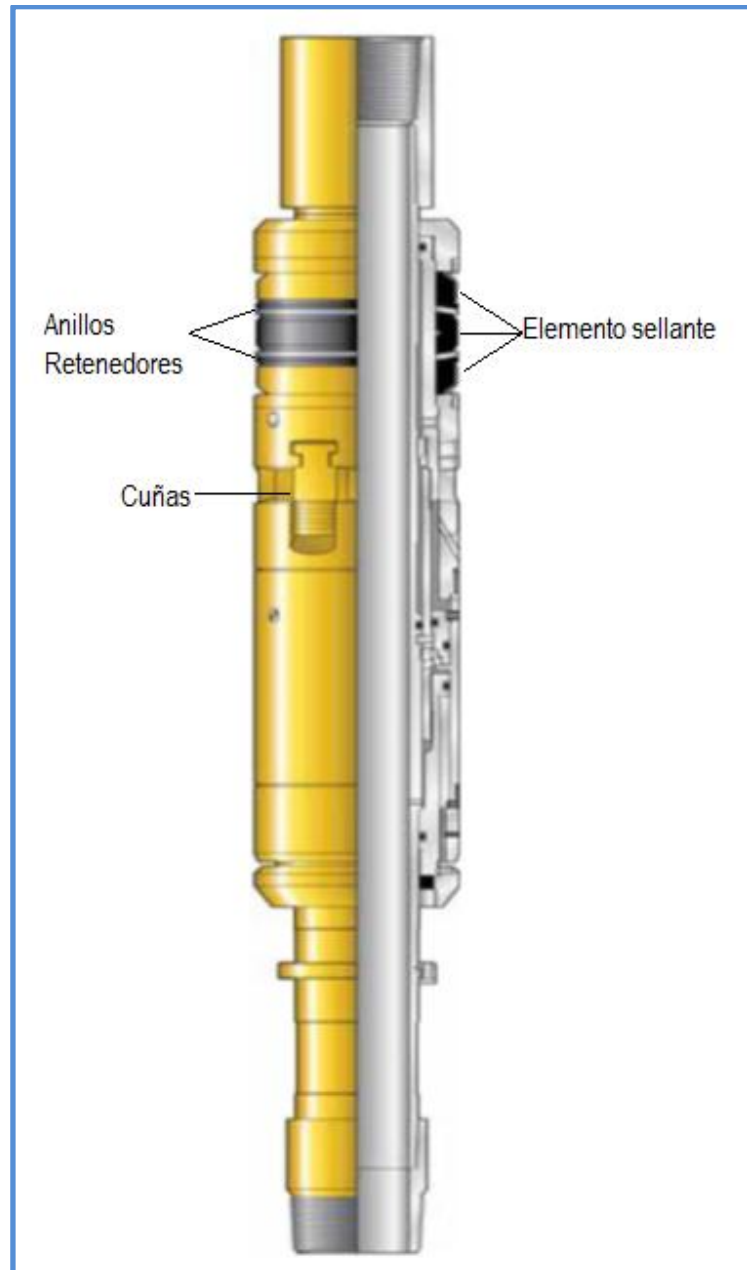


Figura 29: Empaque Hidráulico Recuperable de una sola tubería tipo "HS"

Fuente: Baker Oil Tools

DESCRIPCIÓN

El empaque recuperable HE es usado en completamientos con una sola tubería de producción, está compuesto por un elemento sellante, conos superior e inferior y un juego de cuñas; posee un diseño simple, confiable y compatible.

APLICACIONES

- Para producción, inyección y aislamiento de zonas
- Completamientos selectivos con tubería simple o dual con múltiples empaques
- Pozos desviados
- Recomendado cuando la rotación para la instalación o remoción no es permitida
- bypass se abre antes de la liberación de las cuñas superiores para seguridad y fácil liberación

CARACTERÍSTICAS / VENTAJAS

- Operativamente sencillo
- Sistema hidráulico de bloqueo impide pre-set
- Deslizamiento bi-direccional
- Diseño corto, compacto
- No hay movimiento del mandril durante el ajuste.

4.2.2 Empaque de producción tipo “hydrow-6” (schlumberger).

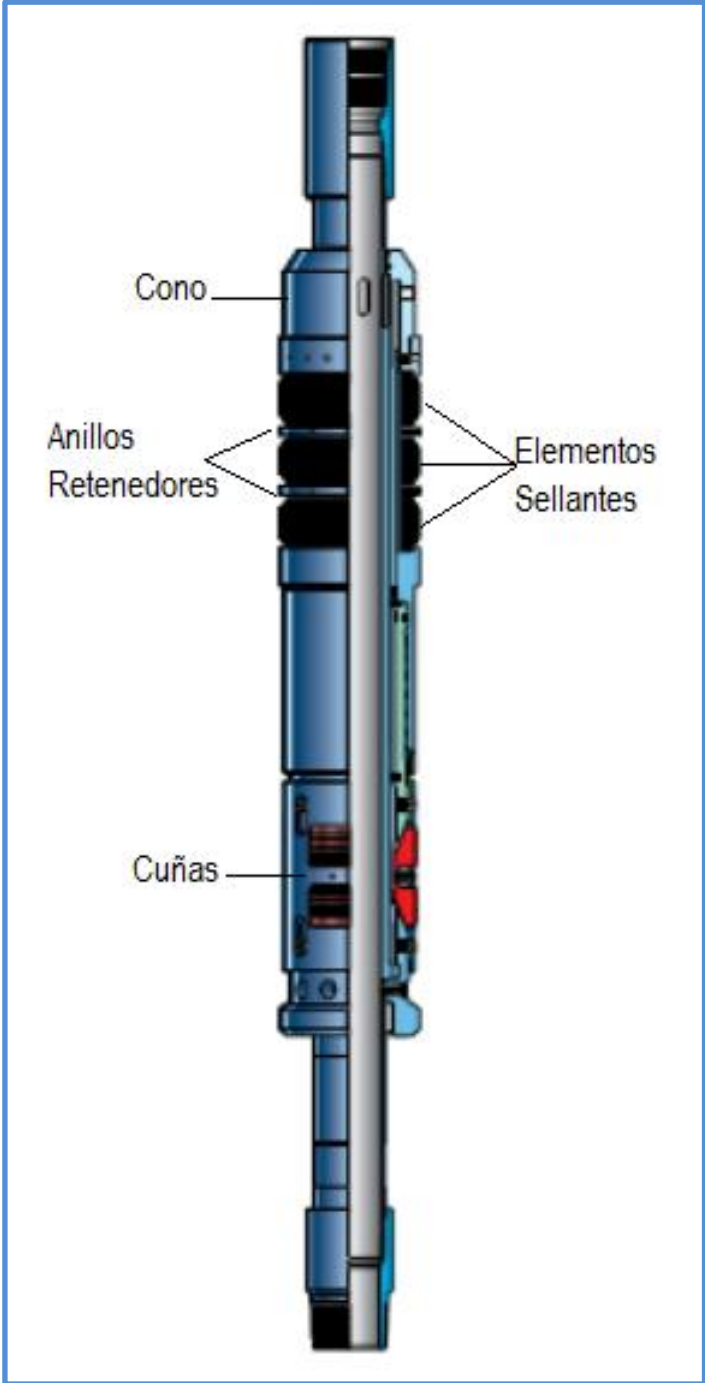


Figura 30. Empaque de producción tipo “hydrow-6”
Fuente: Schlumberger packer catalog

DESCRIPCIÓN

Empaque recuperable para completamientos con una sola tubería de producción.

Está compuesto por un sistema de elementos sellantes, un mandril que no se mueve durante el ajuste, un juego de cuñas, y conos. Además es ajustable a las características de presión y un sistema mecánico bidireccional de deslizamiento

El empaque cuenta con un diseño único que permite que los ripios se distribuyan por encima del empaque cuando este es liberado. Posee tres piezas, un sistema de elementos durométricos duales, un ecualizador built-in y un sistema de circulación que asegura la reducción del riesgo y la fácil liberación.

APLICACIONES

- Pozos desviados.
- Multi- zona, Completamiento Multi-empaque.

BENEFICIOS

- Diseñado para una instalación rápida y confiable en pozos altamente desviados o rectos.
- Recuperación más fácil y más segura dada por un sistema fijo de ecualización y circulación.

CARACTERISTICAS

- Fácil liberación totalmente ajustable, mecanismo de corte straight-pickup
- Diseño corto y compacto.
- Probada en campo.

4.2.3 Empaque de Producción Hidráulico tipo “HIDROW-I” (WEATHERFORD)

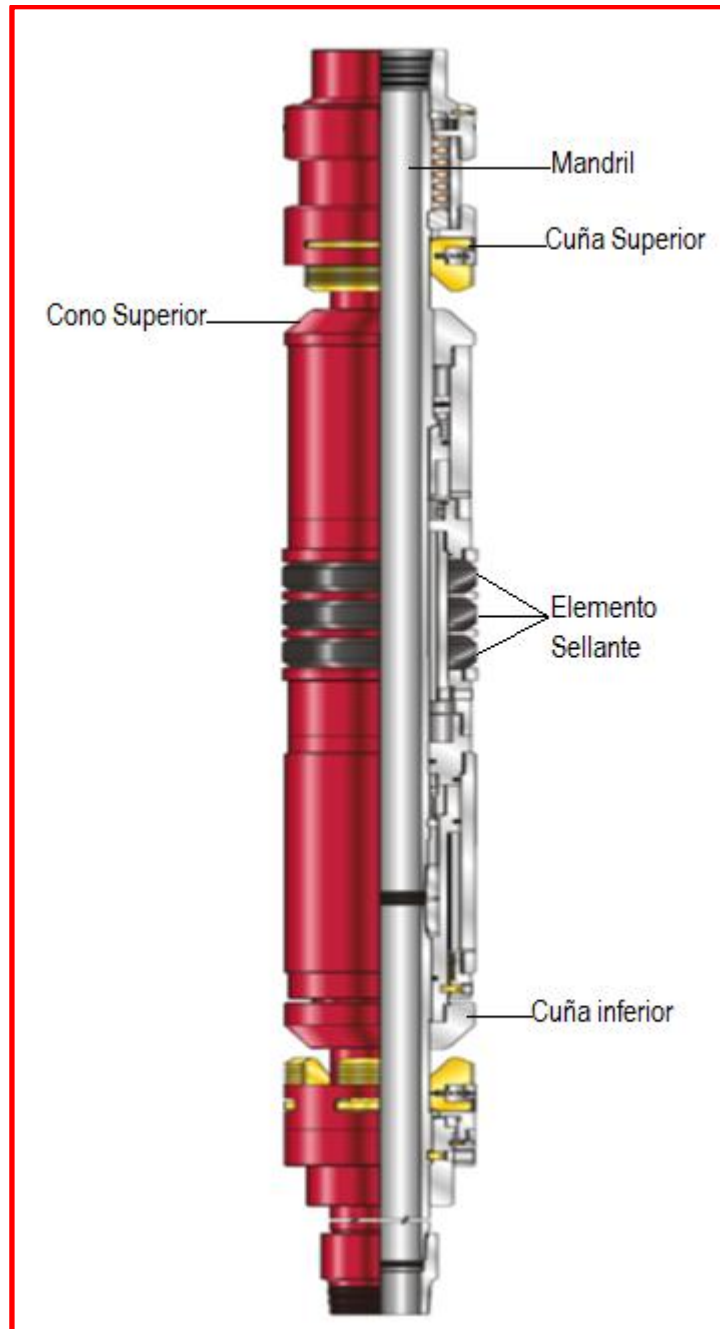


Figura 31. Empaque de Producción Hidráulico tipo “HIDROW-I”
Fuente: Catalog Packer System. Weatherford

DESCRIPCIÓN

El empaque “Hydrow-I” es un empaque de producción recuperable recomendado en completamientos donde el empaque se sienta después de instalado el cabezal de pozo, de alta presión diferencial y de sentamiento hidráulico. Posee un elemento sellante, conos superior e inferior y cuñas bidireccionales que proporcionan un doble agarre.

CARACTERÍSTICAS

- Sistema patentado de liberación de las cuñas superiores
- No requiere manipulación de la tubería para sentarlo.
- Todos los componentes van asegurados para prevenir que se sienta prematuramente.
- Los pines de corte de liberación no se ven afectados por presiones diferenciales.
- La fuerza de tensión para liberar el empaque es de fácil ajuste en campo.

BENEFICIOS

- Liberación por tensión
- El sistema de balance compensa las presiones diferenciales
- Cuñas superiores mecánicas
- Puede ser convertido para sentado selectivo (Tándem)

Aplicaciones

- Completamientos costa afuera de petróleo y gas
- Pozos altamente desviados o con Doglegs (Pateperro)
- Completamiento con Empaques en Tandem
- Completamientos con Coiled Tubing

4.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

4.3.1 Ancla hidráulica “Hydraulic Punch Releasable Anchor”.

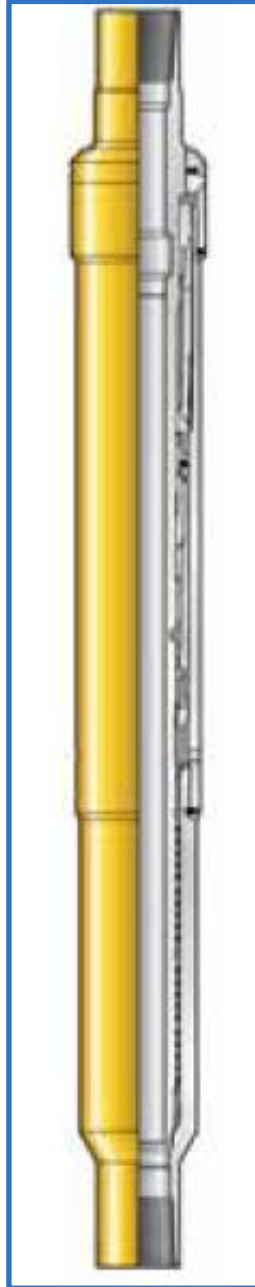


Figura 32 Ancla hidráulica Hydraulic Punch Releasable Anchor
Fuente: Backer Oil Tools. Packer Systems

DESCRIPCIÓN

El ancla hidráulica recuperable de Baker es el único ensamblaje que tiene un receptáculo recuperable (PBR) anclado al empaque de producción para sellar los sellos del tubing, que es aplicado específicamente cuando no es permitido rotar, tal como en pozos profundos.

APLICACIONES

- Completamiento en una sola corrida de tubería
- Permite la sacada de la tubería sin necesidad de movimiento rotacional.
- PBR es
- Ancla tipo empaque, puede testear internamente la presión del campo
- Aplicando baja presión en la tubería, se acciona un mecanismo de liberación, carga de tensión de cizalladura, lo que libera el conjunto de anclaje del PBR.

4.3.2 Ancla latch con cortadores tipo “Q” (SCHLUMBERGER).

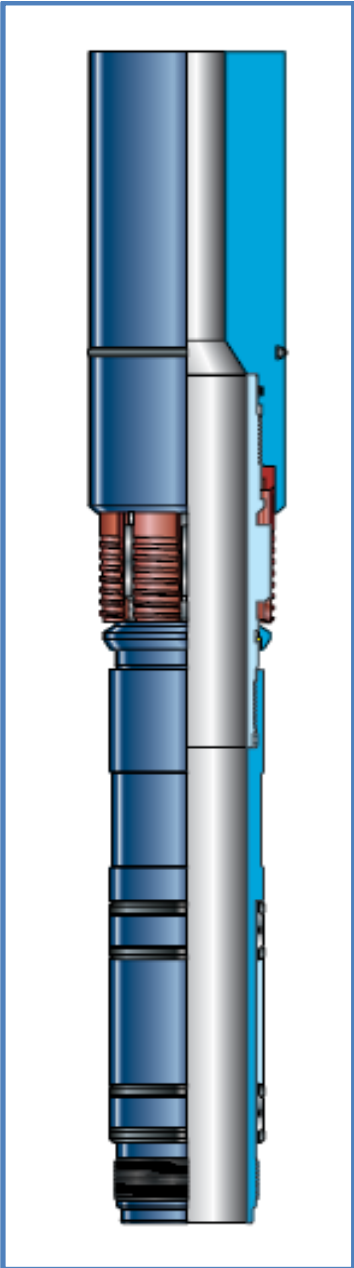


Figura 33. Ancla latch con cortadores tipo “Q”
Fuente: Schlumberger packer catalog

DESCRIPCIÓN

Es usada en instalaciones de una o múltiple zona para proporcionar una indicación positiva en superficie que indique que el conjunto de sello está correctamente posicionado en el receptáculo recuperable pulido (PBR) y elimina el movimiento del sello de producción bajo condiciones de operación normales.

Los cortadores tipo ancla se ejecutan con un conjunto de tipo de producción y está conectado al empaque o PBR de la misma manera que al ancla latch. Una vez conectado el empaque, el latch no permite el movimiento del sello durante los cambios normales de temperatura y presión. Si las tensiones exceden un valor predeterminado, una de las piezas del anillo de corte permite que el conjunto de latch se libere y deje mover las juntas.

Este mecanismo de liberación es ideal para completamientos donde la rotación de la tubería está prohibida..

APLICACIONES

- Completamientos de una o múltiple zona.
- Completamientos inteligentes.

BENEFICIOS

- Diseñado para proveer una indicación positiva de la ubicación correcta del sello en el seal bore.
- Mayor facilidad
- Simplifica las operaciones y se ahorra tiempo en el equipo.

CARACTERISTICAS

- Se previene el movimiento de sellos.
- Procedimiento fácil de asentamiento y desasentamiento.
- Mayor rendimiento de sellos en ambientes hostiles.

4.3.3 Ancla “FLEXISERT I-PCP ANCHOR”.



Figura 34 Ancla “FLEXISERT I-PCP ANCHOR”
Fuente: Catalog Packer System. Weatherford

DESCRIPCION

Permite insertar anclajes de PCP para ejecutar, operar, y eliminar sin tirar de la tubería, permitiendo así ventajas de ahorro asociados con mantenimiento de pozos respecto a los cambios de bomba. Las ventajas de disminución de costos son atribuidas al diseño único del anclaje F-PCP, que incorpora varias funciones importantes como prevenir la rotación de la bomba, proporcionando un sello entre la entrada de la bomba y la descarga de alta presión y prevenir el movimiento axial de la bomba debido a la presión diferencial a través del sello de anclaje.

APLICACIONES

- Proporciona una solución eficaz al instalar o ubicado incorrectamente un PSN con especificaciones desconocidas

BENEFICIOS

- Permite ejecución de anclajes BCP en pozos no equipados con un PSN;
- Permite realizar cambios en la profundidad del ajuste de la bomba, volumen de bomba y cambios de elevación sin tirar de la tubería;
- Puede implementarse en la secuencia de la tubería en un solo viaje;
- Proporciona un sello y previene la rotación y movimiento axial; un anclaje por separado no es necesario, equipos de monitoreo de fondo de pozo puede permanecer en su lugar durante el mantenimiento de la bomba;
- Reduce considerablemente los costos de cambio y mantenimiento de la bomba.

5. EMPAQUES ESPECIALES

5.1 Empaque Recuperable “SC – 2P PACKER” (BAKER)

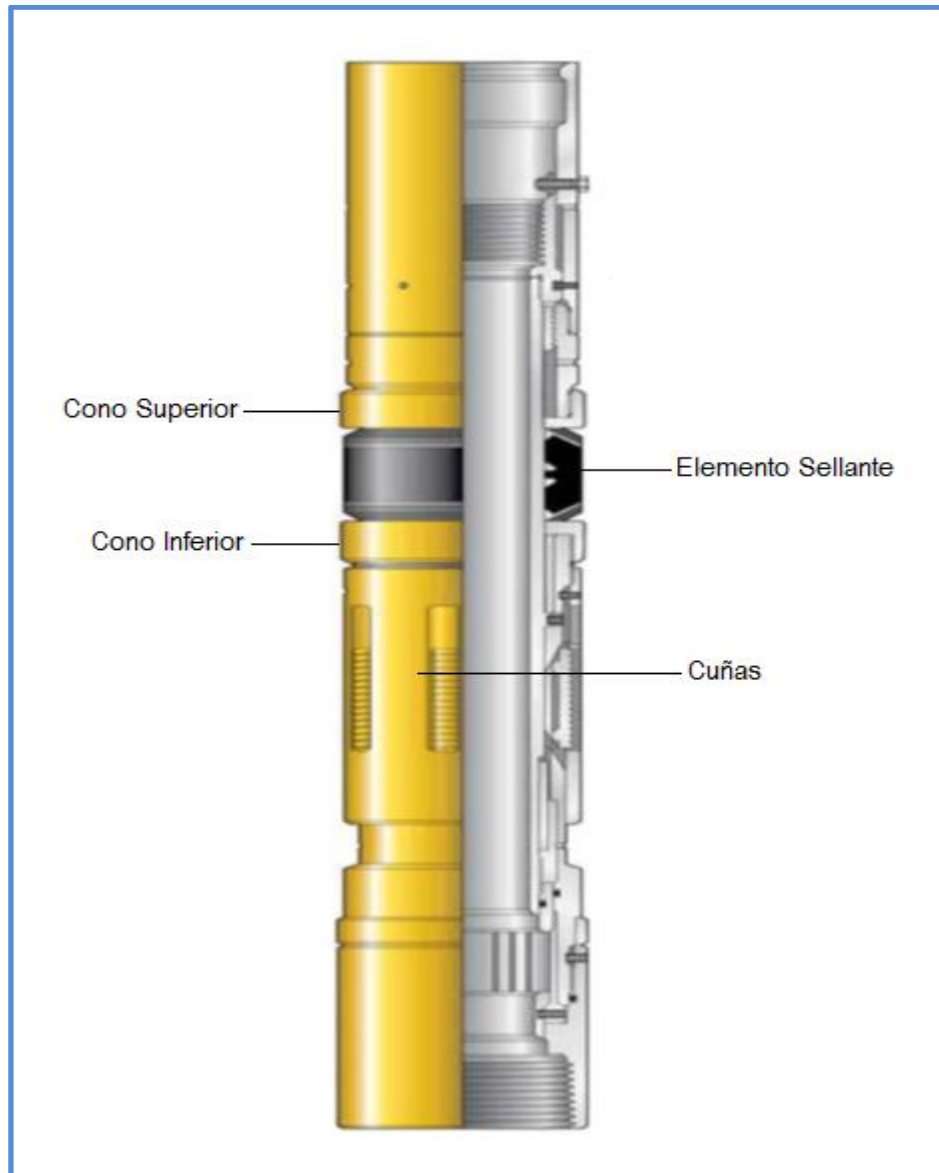


Figura 35: Empaque recuperable “SC – 2P PACKER”

Fuente: Backer Oil Tools

DESCRIPCIÓN / APLICACIÓN

Empaque recuperable compuesto por un elemento sellante, cono superior e inferior, mandril y un juego de cuñas, se puede ejecutar y configurar en la línea eléctrica, línea de acero o tubería usando las herramientas de ajuste.

CARACTERÍSTICAS / VENTAJAS

- Conjunto con cable metálico o herramientas de ajuste hidráulico.
- Puede ser equipado con una variedad de guías inferiores. guías deben pedirse por separado.
- Empaque acomoda fácilmente a la expansión y contracción de la tubería
- Tuberías y juntas pueden eliminarse sin activaciones accidentales del empaque.

5.2 Empaque tipo “QUANTUM” (SLB).

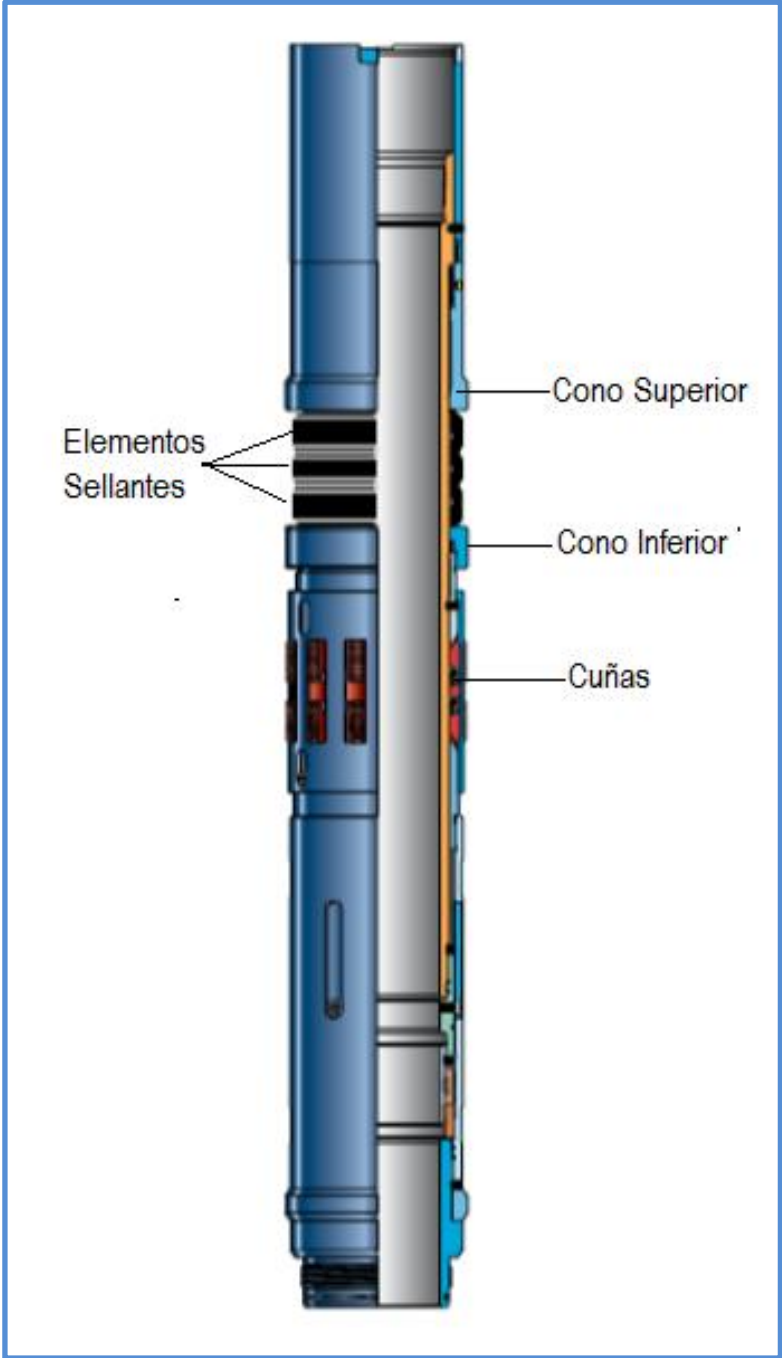


Figura 36. Empaque “Quantum”
Fuente: Schlumberger packer catalog

DESCRIPCIÓN

El empaque QM esta específicamente diseñado para aumentar la confiabilidad y mejorar todos los aspectos de las operaciones de control de arena.

Estos empaques se caracterizan por ser de un sola pieza, tiene elementos auto-dinámicos, con cuñas bidireccionales que reducen el riesgo de pérdida al ser recuperado o fresado. Las cuñas se ubican por debajo del elemento empacante para una máxima protección contra las incrustaciones de restos.

El empaque Quantum es el componente principal del sistema de completamiento por empaquetamiento de grava Quantum, esta específicamente diseñado para producción de grava single-trip con empaquetamiento profundo, pozos desviados y horizontales.

Este empaque está disponible en configuraciones estándar y de grandes diámetros, lo que le permite al ensamblaje de sello tener diámetros internos que coincidan con los diámetros internos del tubing. El diseño de grandes diámetros facilita los completamientos múltiples en los que la tubería de producción inferior debe pasar a través del conjunto de empaques superiores sin dañar el sealbore. Todas las operaciones se completan con presión y movimientos verticales los cuales no requieren rotación.

Estos empaques se pueden asentar con wireline y recuperar usando una herramienta de recuperación interna.

APLICACIONES

- Empaquetamiento con grava.
- Producción o aislamiento del sealbore del empaque.
- Pozos profundos, desviados y horizontales.

BENEFICIOS

- Diámetros grandes que facilita completamientos múltiples.
- Procedimiento de ajuste no requiere la rotación del tubo.
- Diseñado para operar fácilmente en pozos profundos, desviados y horizontales.

CARACTERÍSTICAS

- Fijado hidráulicamente.
- Mecanismo de indicador de posición.

5.3 Empaque Hidráulico Tipo “QUANTUM MULTIPORT” (SLB).

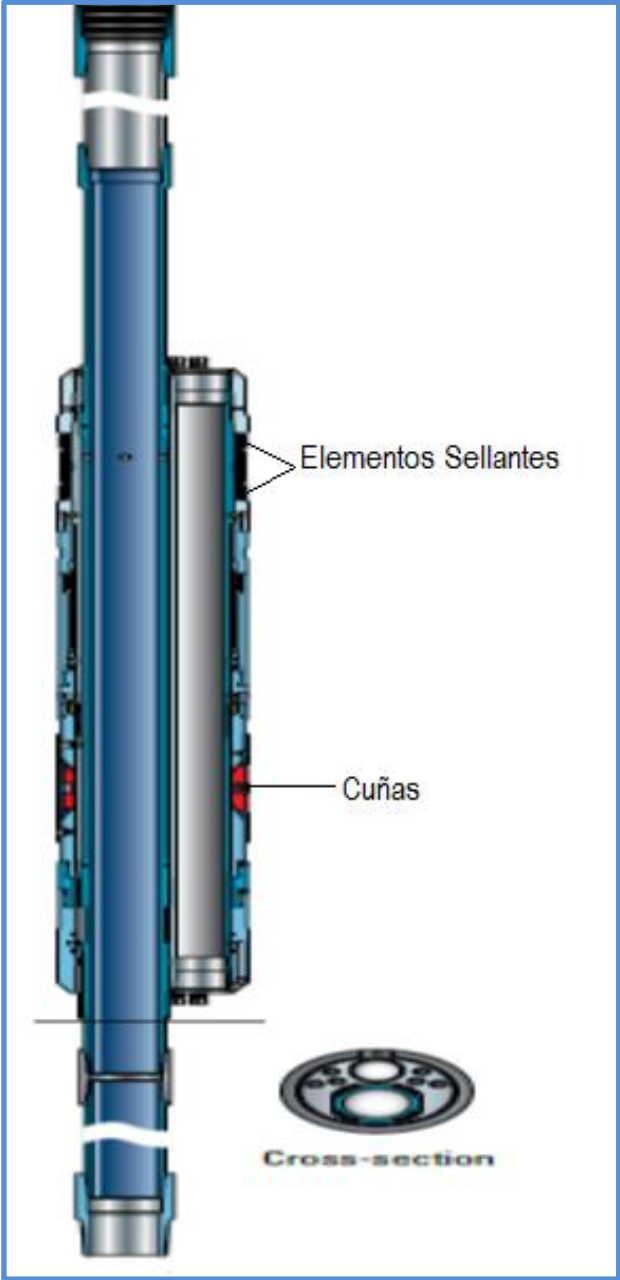


Figura 37. Empaque Hidráulico Tipo “QUANTUM MULTIPORT”
Fuente: Schlumberger packer catalog

DESCRIPCION

Es un empaque hidráulico de producción recuperable, que proporciona eficiencia y velocidad única de corrida para:

- completamientos inteligentes.
- Completamientos en altamar.
- Pozos desviados y horizontales.
- Aislamiento de zonas.

CARACTERÍSTICAS

- Baja presión de asentamiento que reduce el incremento de la longitud de tubería durante el asentamiento
- En muchos casos, el asentamiento puede realizarse con bombas de RIG para reducir el gasto de la utilización de bombas de alta presión.
- ofrece simplicidad operacional y reduce el riesgo de fallas prematuras en diversas condiciones de carga.
- Empaque puede establecerse después de flanger hasta boca de pozo para una mayor flexibilidad operativa y seguridad
- Sistema de viaje individual que ahorra tiempo de equipo

5.4 Empaque recuperable “FH Y FHL” (BAKER).

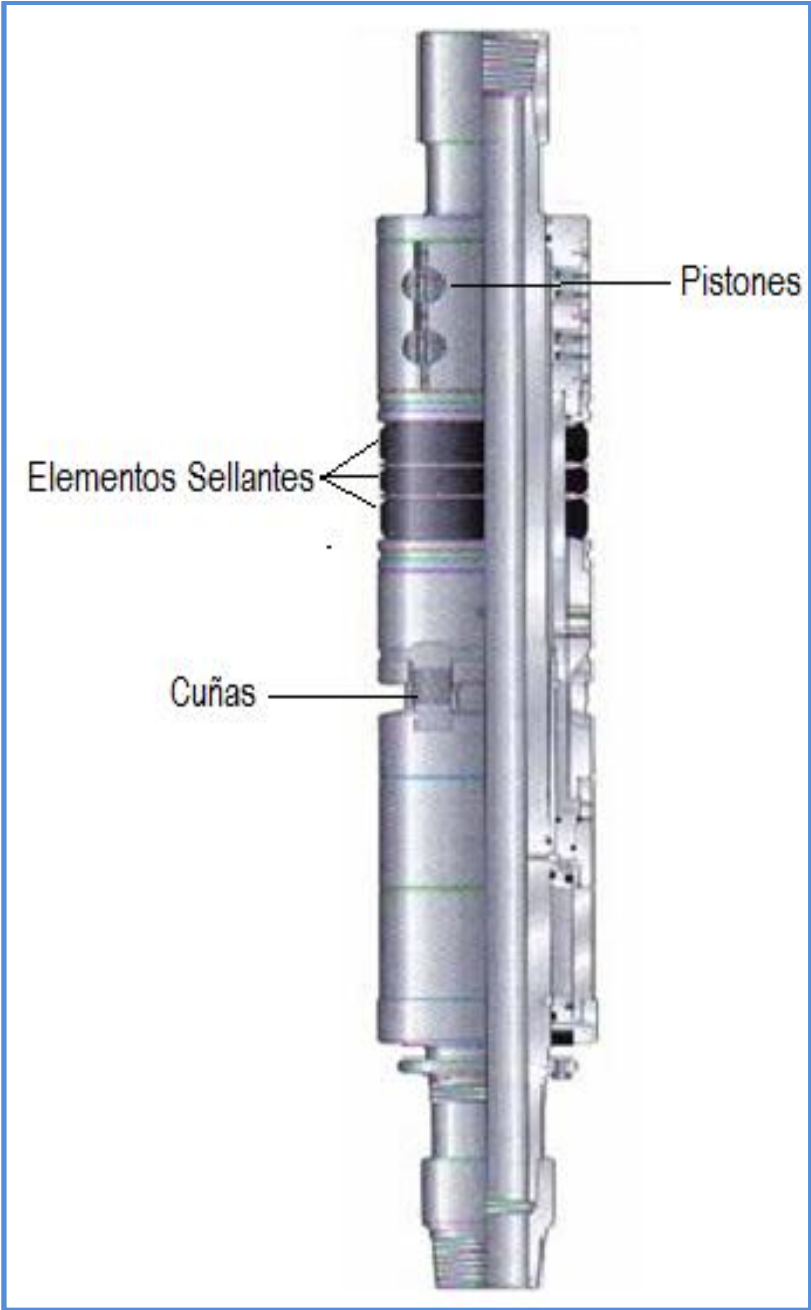


Figura 38. Empaque recuperable “FH Y FHL”
Fuente: Baker Oil Tools. Packer Systems

DESCRIPCION

El modelo FH es un empaque recuperable de un solo juego, de asentamiento hidrostático y corto desasentamiento, el empaque FH se activa hidráulicamente aplicando presión de la tubería contra un dispositivo de taponamiento debajo del empaque, el empaque requiere solamente de un tirón para ser liberado. El modelo FHL es la versión de diámetro grande del empaque FH, las características y ventajas y los procedimientos operacionales son los mismos de la empacadura FH.

CARACTERÍSTICAS Y BENEFICIOS DE LA EMPACADURA FH:

- El empaque puede ser asentado después que el pozo ha sido entubado por encima de donde no se requiere ninguna manipulación de la tubería.
- El mecanismo de asentamiento es activado hidráulicamente.
- En el campo el sistema probado Packoff de tres elementos empaquetadores es asegurado adentro por un anillo de cerradura.
- La carga mecánica, así como la presión de fondo del pozo, transmisión adicional Packoff de fuerzas hidráulicas bajo retención serán normales.
- Rango operacional a las presiones hidrostáticas de 12000 psi a 15000 psi.
- Puede correrse en alternación para completamientos en zonas múltiples.
- Corta liberación a través de la tensión o de la liberación rotatoria opcional

5.5 Empaque Hidráulico / Hidrostático “PFHL” (WEATHERFORD).

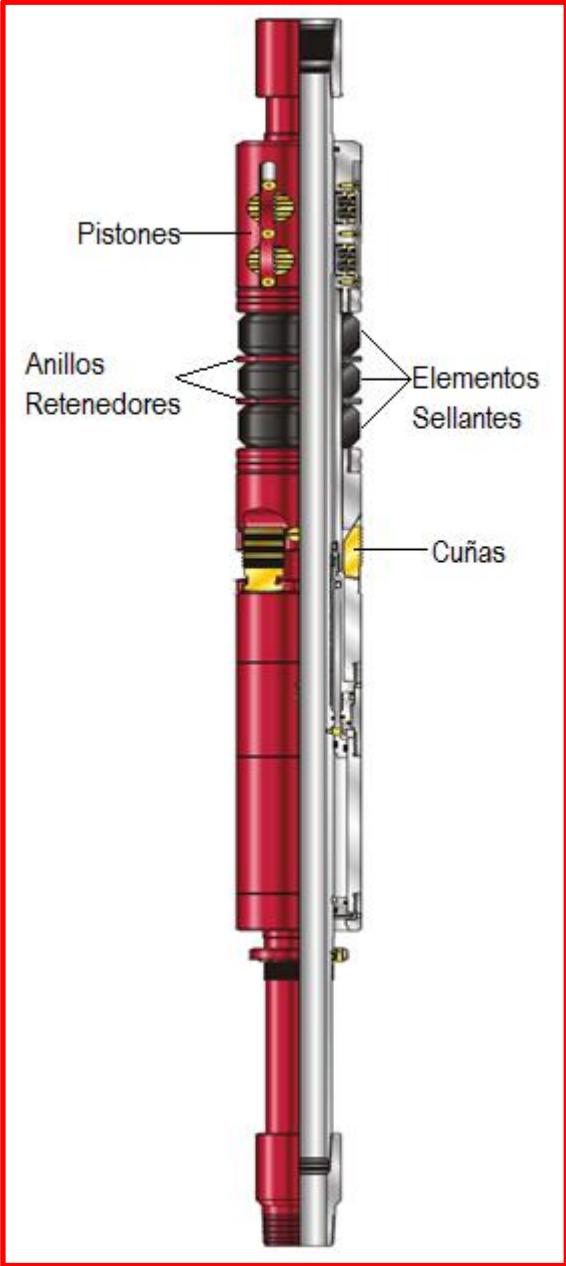


Figura 39. Empaque Hidráulico / Hidrostático Tipo PFHL
Fuente: Catalog Packer System. Weatherford

DESCRIPCION

Empaques hidráulicos/hidrostáticos PH y PHL son empaques hidráulicamente sentados, de una sola tubería que utiliza la presión hidrostática para proporcionar una fuerza de packoff adicional en el mecanismo de ajuste para aislar el anillo desde el conducto de producción. La presión hidrostática reduce la presión en la superficie requerida para el ajuste. Los empaques no requieren ningún movimiento de mandril hacia abajo para el ajuste, ofreciendo un ajuste seguro. El empaque PFHL tiene las mismas características que las PFH y un agujero más grande.

CARACTERISTICAS

- El empaque puede ser asentado después que el pozo ha sido entubado por encima de donde no se requiere ninguna manipulación de la tubería.
- El mecanismo de asentamiento es activado hidráulicamente.
- En el campo el sistema probado Packoff de tres elementos empaquetadores es asegurado adentro por un anillo de cerradura

BENEFICIOS

- No requiere manipulación tubería
- Permite la brida hasta terminaciones
- Confiable varios métodos de compresión de ejecutables de configuración

APLICACIONES

- Empaque único para completamiento en tierra o altamar.
- Completamiento de múltiples zonas
- Pozos desviados

5.6 Empaque de producción “HYDROW-8” (SLB).

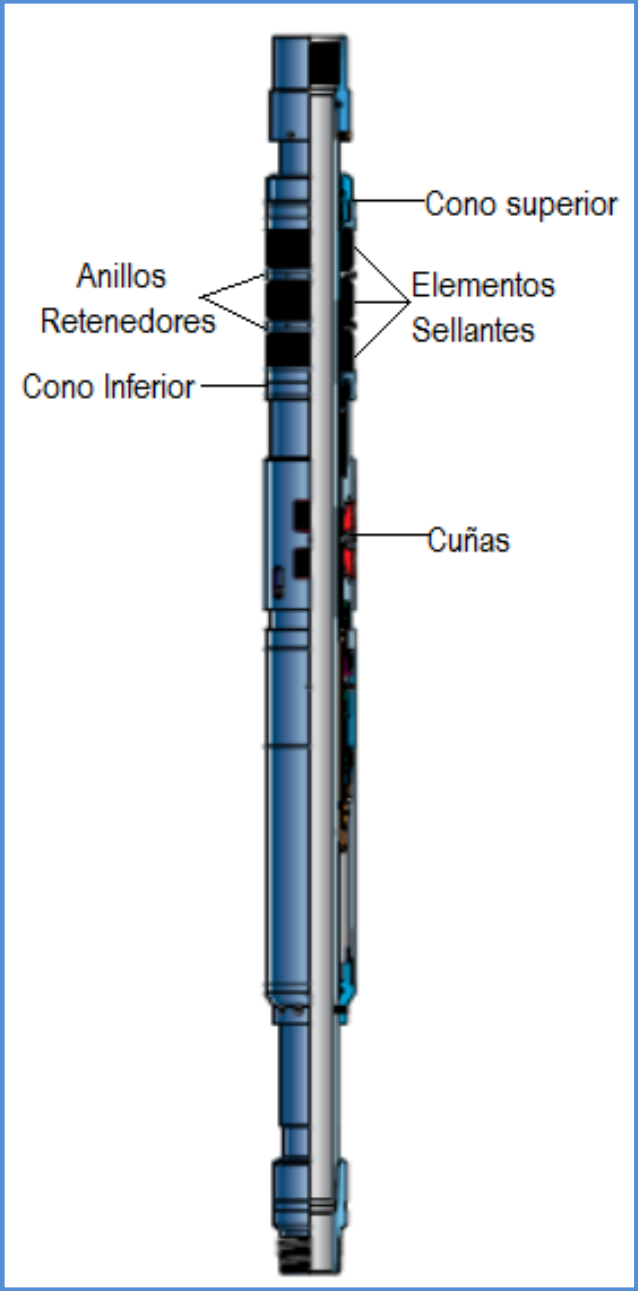


Figura 40. Empaque de producción “Hydrow-8”
Fuente: Schlumberger packer catalog

DESCRIPCIÓN

El empaque de producción recuperable hydrow-8 es compacto, de gran calibre, set hidráulico y doble agarre.

. El empaque hydrow-8 incluye un sistema mecánico, sistema de deslizamiento bidireccional para anclar el empaque y resistir el movimiento hacia arriba y hacia abajo del tubing. También posee un sistema incorporado interno bypass que permite que la presión de formación se iguale antes de que la cuña esté completamente liberada.

El empaque hydrow-8 no requiere de manipulación del tubing durante el ajuste y se puede configurar después de instalado el cabezal de pozo. La liberación del empaque se realiza mediante un sencillo movimiento hacia arriba de la sarta. A diferencia de muchos empaques hidrostáticos, el hydrow-8 puede ajustarse o repararse en campo por el personal. El empaque también cuenta opcionalmente con una intervención de cable metálico, características de conjunto selectivo con una opción de desplazamiento hacia arriba y hacia abajo.

APLICACIONES

- Empaque inferior en completamientos duales multi-zona.
- Completamientos de una sola zona.

BENEFICIOS

- Instalación rápida y confiable en pozos altamente desviados.
- Adecuado para pozos altamente desviados y completamientos multi Se utiliza en una variedad de aplicaciones, incluyendo aislamientos de una sola zona, conexiones de múltiple tubería, producción selectiva de múltiples zonas, y estimulación empaque.

CARACTERISTICAS

- Ofrece un total ajuste, sistema de liberación de ruptura.
- Sistema integrado de ecualización y circulación que garantiza una mayor seguridad y una fácil recuperación.
- Diseño compacto.
- Diseño Probado en campo.

6. CONCLUSIONES

Al seleccionar un empaque de uso exclusivo para un determinado levantamiento artificial se debe tener en cuenta las características del equipo del sistema de levantamiento a usar ya que el empaque es diseñado para que sea compatible con el equipo.

En el caso del bombeo de cavidades progresivas no existe un empaque específico para este, generalmente se emplean empaques tipo anclas anti-rotacionales; que como su nombre lo dice impiden el movimiento rotacional de la sarta de producción evitando que la bomba se dañe. En algunos casos y dependiendo de las propiedades de la formación y características del pozo a completar, se emplean empaques para proteger la bomba por alto contenido de arena, monitoreo y/o pruebas.

Los empaques que se encuentran disponibles específicamente para levantamiento por bombeo electro sumergible, ofrecen principalmente conductos para proporcionar al sistema la alimentación de cables eléctricos para las bombas, requeridos en este método de levantamiento. Adicionalmente, en su mayoría incluyen accesorios para permitir otras aplicaciones como inyección de químicos y ventilación de gas, según sean las necesidades de cada pozo.

Al momento de hacer la selección de empaques, se debe realizar un estudio de las posibilidades de compatibilidad del empaque con las condiciones de pozo y tipo completamiento; con el fin de, evitar operaciones correctivas, garantizar una producción efectiva, y la posibilidad de poder realizar operaciones futuras sin que el o los empaques seleccionados lo impidan.

Para completamientos de pozos tipo gas lift, no se encuentran empaques de tipo particular o exclusivo; sin embargo, se pueden usar empaques para inyección de químicos o aditivos que sean aplicables a pozos de gas o de crudo.

Se estableció una ruta de selección de empaque para cada tipo de levantamiento artificial, donde se considera las variables analizadas para facilitar el entendimiento del lector.

7. BIBLIOGRAFIA

Arrow Oil Tool Incorporated Anchor and Retrievable Packers. Publicado Oklahoma – Oklahoma 1989

Baker Oil Tools, Cased Hole Applications, publicado Houston Texas 2001.

Baker Oil Tools, Flow control, publicado Houston Texas 2001

Baker Oil Tools, Packer Systems, publicado Houston Texas 2000

Douglas Patton, L.D. Patton & Ascos, Production Packers, publicado Houston Texas 2002.9.

Eduardo A., Aguirre & Yoel A, Vivas, Completación de pozos. México2005

Otis Engineering Corporation. Retrievable Packers And Were line Tools. Dallas Texas 1988

PEMEX Exploración y Producción. Guía de diseño para empaques de producción, publicado 2008

Schlumberger. ESP Completions Catalog. Publicado 2011

Schlumberger. Packer Catalog, publicado Sugar Land, Texas 2010

Schlumberger, Manual de Completamiento. Disponible en internet <http://es.scribd.com/doc/24792311/Manual-de-Completacion>

Weatherford, Production & Services Catalog, publicado Houston Texas 2002

Weatherford Completion System Manual

Weatherford, Production Packers Catalog

ANEXOS

ANEXO A. Selección de empaques para bombeo electro-sumergible

APLICACIÓN EMPAQUE	UN SOLA ZONA	MULTI ZONA	CONEXIONES ELÉCTRICAS	VENTEO DE PRESIÓN ANULAR	INYECCIÓN DE FLUIDO	LÍNEA BY- PASS	RESPIRADER O DE GAS	CONDUCTO HIDRÁULICO	CONTROL DE ARENA Y MONITOR EO	AISLAMIENTO
MP-ESP	X		X							
MP-ESP TWIN PENETRATORS	X		X							
DSP PACKER		X	X	X	X	X				
MRP-ESP	X		X	X	X		X	X		
HYDRO II-AP		X	X		X			X	X	
SC-2P PACKER		X							X	X
QUANTUM	X	X			X				X	X
HELLCAT		X	X	X		X		X	X	X

ANEXO B. Selección de empaques para bombeo por gas lift

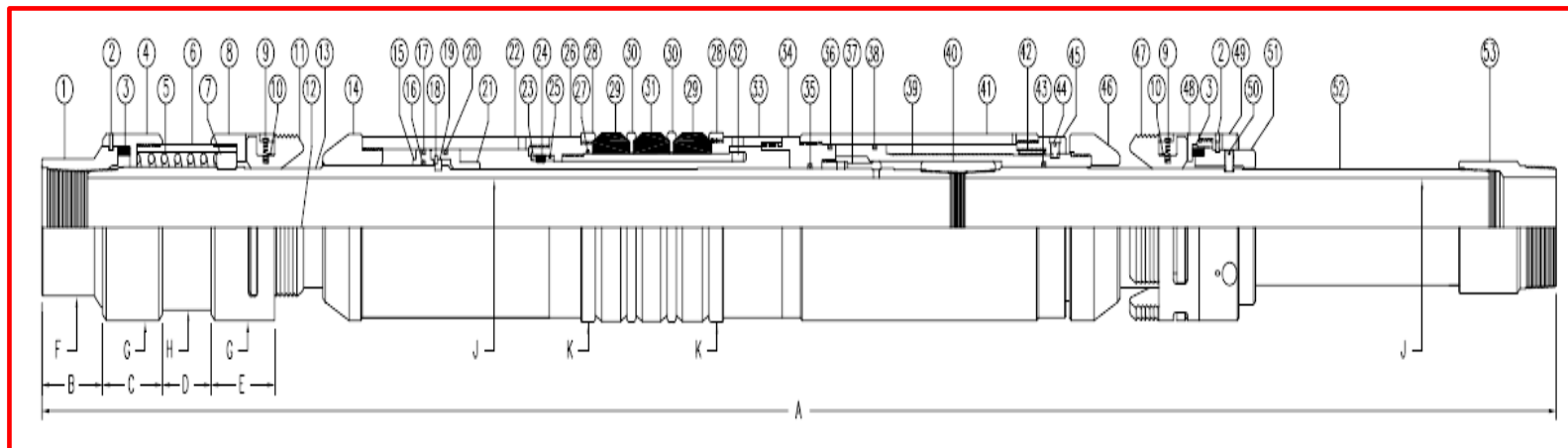
APLICACIÓN EMPAQUE	GAS LIFT	AISLAMIENTO	INYECCION	MULTIZONA	UNI ZONA	TUBERIA SIMPLE	TUBERIA DUAL
EMPAQUE HS	X	X	X			X	X
EMPAQUE HYDROW-6	X		X	X			
EMPAQUE HYDROW -I	X		X				
EMPAQUE FH- FHL				X		X	
EMPAQUE HYDROW-8					X		
EMPAQUE PHL				X			

ANEXO C. Selección de empaques para bombeo por cavidades progresivas

APLICACIÓN	BCP	C. UNA ZONA	C. MULTIZONA	COMPLETAMIENTO INTELIGENTE	AISLAMIENTO	MEDICION PRESION Y/O TEMP INSITU
EMPAQUE						
Hydraulic Punch Releaseble Anchor	X					X
Quantum Shear-Type Anchor Latch	X	X	X	X		
Flexisert I-PCP Anchor	X					
HELLCAT				X	X	
HIDROW- 8					X	

ANEXO D. ESPECIFICACIONES EMPAQUE HYDROW I

REVESTIDOR		D.I. DEL REVESTIDOR		D.E. DEL OBTURADOR (PULG.)	D.I. DEL OBTURADOR (PULG.)	CONEXIÓN DE ROSCA MACHO ARRIBA / HEMBRA ABAJO	NÚMERO DE PRODUCTO
D.E. (PULG.)	PESO (LBS/PIE)	MIN.	MAX.				
7	26.0 - 35.0	6.004	6.276	5.875	2.500	2-7/8" EU 8 rd	650-70
7	17.0 - 29.0	6.184	6.538	6.000	2.500	2-7/8" EU 8 rd	650-72



Nº DE ARTICULO	DESCRIPCIÓN	Nº DE ARTÍCULO	DESCRIPCIÓN
1	TOP SUB (CONECTOR SUPERIOR)	26	GAGE RING (ANILLO CALIBRADOR)
2	SET SCREW * 1/4-20 X 5/8" (TORNILLO ASENTAMIENTO* 1/4-20 X 5/8")	27	PACKING ELEMENT * (ELEMENTO DE EMPAQUE *)
3	RUBBER SPRING *(RESORTE DE GOMA *)	28	RUBBER SPACER (ESPACIADOR DE GOMA)
4	TOP CAP (TAPA SUPERIOR)	29	PACKING ELEMENT * (ELEMENTO DE EMPAQUE *)
5	FOLLOWER SPRING * (RESORTE SEGUIDOR *)	30	RUBBER MANDREL (MANDRIL DE GOMA)
6	SPRING CAGE (JAULA DE RESORTES)	31	RUBBER RETAINER (RETENEDOR DE GOMA)
7	UPPER SPLIT RING (TORNILLO PARTIDO SUPERIOR)	32	CYLINDER CONNECTION (CONEXIÓN DEL CILINDRO)
8	UPPER SLIP BODY (CUERPO DE CUÑAS SUPERIOR)	33	O-RING *
9	SLIP SPRING * (RESORTE DE LA CUÑA *)	34	O-RING *
10	SLIP BAND * (BANDA DE CUÑAS *)	35	COLLET (CANASTA RECOGEDORA)
11	UPPER SLIP * (CUÑA SUPERIOR *)	36	SETTING PISTON (PISTÓN DE ASENTAMIENTO)
12	RELEASING SLIP * (CUÑA DE LIBERACIÓN *)	37	MANDREL COUPLING (ACOPLAMIENTO DEL MANDRIL)
13	UPPER MANDREL (MANDRIL SUPERIOR)	38	SETTING CYLINDER (CILINDRO DE ASENTAMIENTO)
14	UPPER CONE (CONO SUPERIOR)	39	LOCKING NUT * (CONTRATUERCA *)
15	COMPENSATING PISTON (PISTON COMPENSADOR)	40	O-RING *
16	O-RING *	41	SETTING SHEAR SCREW * 250 PSI EA (TORNILLO D/CORTE D/ASENTM 250 psi c/u)
17	O-RING *	42	LOCK NUT HOUSING (ALOJAMIENTO CONTRATUERCA)
18	INSERT VALVE CAP (TAPA DE INSERTO DE VÁLVULA)	43	LOWER CONE (CONO INFERIOR)
19	VALVE INSERT (INSERTO DE VÁLVULA)	44	LOWER SLIP * (CUÑA INFERIOR *)
20	VALVE CHAMBER (CÁMARA DE VÁLVULA)	45	LOWER SLIP BODY (CUERPO DE CUÑAS INFERIOR)
21	SEAL RETAINING RING * (ANILLO DE RETENCIÓN DE SELLO *)	46	LOWER SLIP BODY CAP (TAPA CUERPO CUÑA INF.)
22	SEAL * (SELLO *)	47	RELEASE SHEAR SCREW * 6200 LBS. EA (TRNLLLO.D/CORTE D/ASENTM * 6200 lb c/u)
23	O-RING *	48	SHEAR HOUSING (ALOJAMIENTO DE CORTE)
24	CENTER COUPLING (CUELLO CENTRAL)	49	LOWER MANDREL (MANDRIL INFERIOR)
25	O-RING *	50	BOTTOM SUB (CONECTOR INFERIOR)

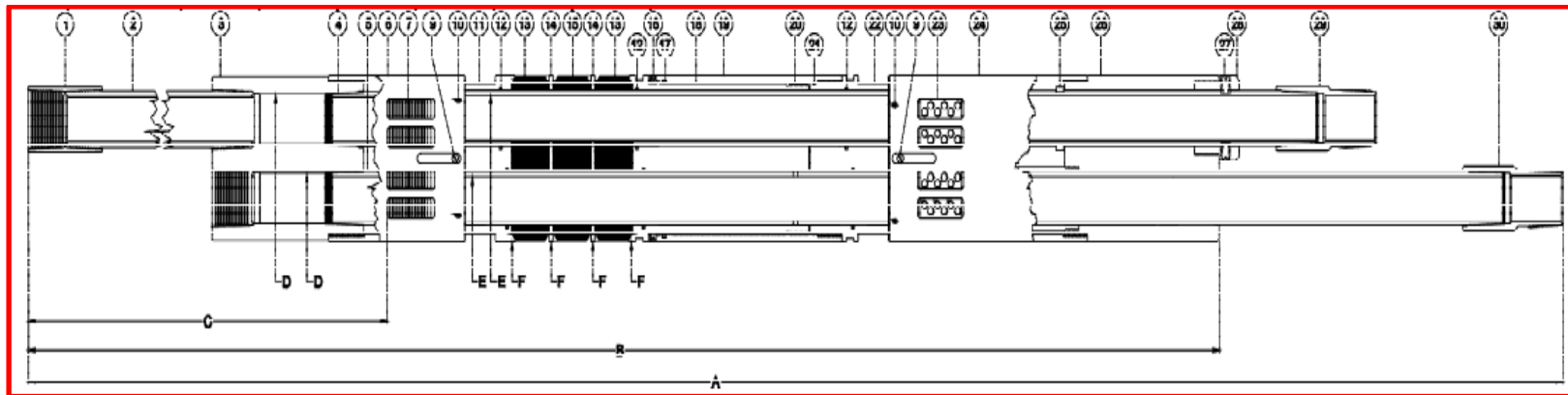
* Partes de reparación comunes

ANEXO E. ESPECIFICACIONES DE EMPAQUE HYDROW II-AP

SPECIFICATION GUIDE

CASING		RECOMMENDED CASING RANGE		O.D. OF TOOL (IN.)	PRODUCT NUMBER
SIZE (IN.)	WEIGHT (LBS./FT.)	MIN. (IN.)	MAX. (IN.)		
7	23.0 - 32.0	6.094	6.366	5.938	905-70A-SSS
7	17.0 - 29.0	6.184	6.538	6.000	905-72A-SSS

LONG STRING		SHORT STRING	
THREAD CONNECTION BOX UP / PIN DOWN	MANDREL I.D. (IN.)	THREAD CONNECTION BOX UP / PIN DOWN	MANDREL I.D. (IN.)
2-3/8" EU 8 rd	1.938	2-3/8" EU 8 rd	1.938



ITEM NO.	DESCRIPTION
1	COUPLING
2	NIPPLE
3	TOP CONNECTION
4	LONG STRING MANDREL
5	SHORT STRING MANDREL
6	UPPER SLIP BODY
7	UPPER SLIP
8	SLIP SPRING*
9	TORQUE SCREW*
10	SHEAR SCREW*
11	UPPER CONE
12	O-RING*
13	PACKING ELEMENT*
14	RUBBER SPACER
15	PACKING ELEMENT*
16	SHEAR SCREW*175 PSI / EA.
17	O-RING*
18	SETTING MANDREL
19	SETTING CYLINDER
20	LOCKING NUT*
21	O-RING*
22	LOWER CONE
23	LOWER SLIP
24	LOWER SLIP BODY
25	PICK-UP RING
26	LOWER SLIP BODY CAP
27	RELEASE SCREW* 4,250 LB.EA.
28	SHEAR SLEEVE
29	CHANGE-OVER SUB
30	CHANGE-OVER SUB