

XII CONGRESO LATINOAMERICANO DE PERFORACIÓN

**ALTO RENDIMIENTO DE EMPACADURAS EN
COMPLETACIONES DEFINITIVAS**

ROBERTO A. HIDALGO S.

**PETROPRODUCCION
ECUADOR**

1. OBJETIVO

Analizar el rendimiento y eficiencia que se ha alcanzado con la operación de packers en completaciones definitivas, en estos casi treinta años de operaciones hidrocarburíferas en el Distrito Amazónico de Petroproducción; y mirar el ambiente técnico operacional en el que se dieron los resultados.

2. ABSTRACTO

INTRODUCCIÓN

Dentro de las operaciones convencionales que día a día se llevan a cabo en una empresa productora de petróleo, siempre es importante mirar atrás y sobre lo que ya se realizó analizar la eficiencia y rendimientos técnicos.

Las empaquetaduras son parte importantísima en las completaciones definitivas, pues estas soportan y aseguran la totalidad del ensamblaje definitivo, al mismo tiempo que sirven para separar zonas productoras, inyección, producción, tratamientos, etc.

En el caso de Petroproducción, el trabajo adquiere gran importancia puesto que existen en total, aproximadamente 1112 empaquetaduras en 539 pozos cuyo costo es cercano a 8'000.000,00 de dólares; y, fundamentalmente, estas, permiten, soportan y aseguran la producción de alrededor de 240.000,00 barriles de petróleo por día.

RESUMEN

El trabajo investiga los rendimientos que se han alcanzado con empaquetaduras en completaciones definitivas y trata de contar el ambiente técnico-operacional alrededor del cual se dieron estos resultados, así mismo intenta encontrar el porqué de estos excelentes resultados.

Este estudio que está inspirado en la experiencia y diario trajinar en la industria petrolera, retocado con información bibliográfica importante, cuyo original consta de aproximadamente 30 páginas de contenido y 62 Anexos; contiene los fundamentos en los cuales se basan la selección de los diferentes tipos de packers para las respectivas aplicaciones en el Distrito Amazónico de Petroproducción.

Enfoca los aspectos más relevantes de las operaciones con empaquetaduras en completaciones definitivas en los pozos del Distrito Amazónico, entre ellos los principales problemas de las operaciones con packers en subsuelo. Se realiza el seguimiento y estudio de 50 Reacondicionamientos realizados entre Enero y Agosto de 1999 para sobre todo objetivizar la problemática de las empaquetaduras en completaciones definitivas en el D.A. Se hace un cuadro comparativo por semejanzas de aplicación o tipo, y, la descripción y operación de cada uno de los packers. Se presenta el inventario de empaquetaduras en los pozos del D.A. Finalmente conclusiones y recomendaciones.

METODOLOGÍA

La metodología inicialmente propuesta para realizar el presente trabajo se inspira en desarrollar las siguientes ideas:

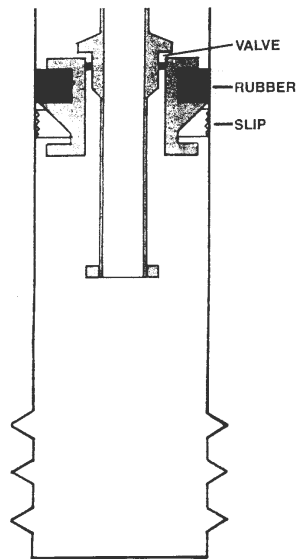
- Seguimiento diario a los reportes de reacondicionamiento.
- Analizar los contratos con las respectivas compañías.
- Ubicar los principales problemas de los packers y su repartición porcentual, soluciones a estos problemas, mejorar el rendimiento.
- Clasificación de los packers por marca, tipo y número.
- Seguimiento a los reportes de reacondicionamiento del año 99.
- Buscar sustento teórico.- Tipos y clases de packers para tipos y clases de aplicaciones; nuestros packers del Distrito Amazónico. Conceptos de diseño y operatividad de los packers.
- Análisis económico.

3. FUNDAMENTOS.

Packer es una herramienta utilizada para bloquear el espacio anular entre dos tuberías o entre tubería y pared del pozo, es un elemento muy importante dentro de la completación definitiva y como mínimo debe contener un elemento sellante o goma, normalmente contiene uno o más set de cuñas para fijar al packer, y válvulas para igualar presiones.

Los packers son de tipo mecánico, hidráulico y mixto. Mecánico operado mediante tensión, peso y giro. Hidráulico mediante presión. Mixto por una combinación de las dos maneras anteriores. También se los puede dividir en recuperables y permanentes

.La principal ley física que rige la presión existente en tubing y casing es la de los vasos comunicantes, mediante esta y la ecuación de presión hidrostática que a continuación se detalla, se produce la igualación y desbalance de presiones, fundamento importante en la operación de packers.



$$P = 0.052d \cdot h$$

Donde:

P en psi

0.052, factor en (psi, gal / ft, lb)

d en (lb/gal)

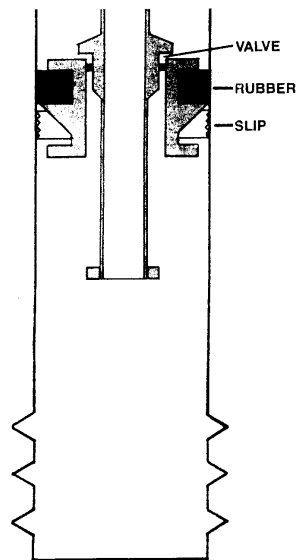
h en (ft)

Guiberson clasifica a sus packers y a los de la competencia en 10 grupos o tipos. Según esta clasificación los que corresponden a los que existen en el Distrito Amazónico de Petroproducción van del Tipo IV al Tipo VII, por lo que se pasará un breve vistazo a esta división:

TIPO IV, “CONTROL HEAD” COMPRESSION PACKER.- El diseño de la válvula permite soportar diferencial de presiones que provienen de la parte superior del anular. Al levantar la tubería se abre la válvula, se igualan presiones y se puede recuperar el packer.

La fuerza requerida para abrir la válvula es mucho menor que para liberar el packer, pues tenemos iguales presiones pero el área del packer es mucho mayor al de la válvula. Su primera aplicación es para producción.

A este tipo corresponde el R3- Single Grip de Baker.

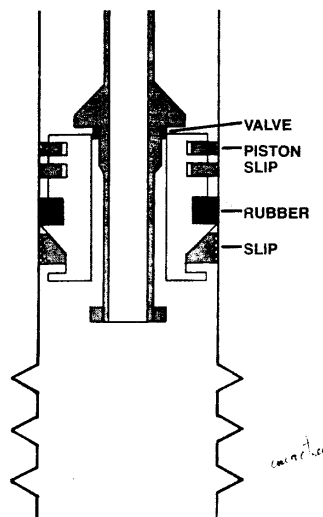


TIPO V, “TREATING” COMPRESSION PACKER.- Similar al tipo IV, pero la posición de la válvula le permite sostener la presión desde abajo independientemente del peso de la tubería, pues un ancla en la parte superior de la herramienta sostiene al packer para permitir esta función.

El ancla contiene PISTON SLIPS las cuales son empujadas hacia el casing por la presión bajo el sistema de cauchos.

El PISTON SLIP contribuye a fijar mejor el packer pero el ancla no restringe el movimiento de la válvula.

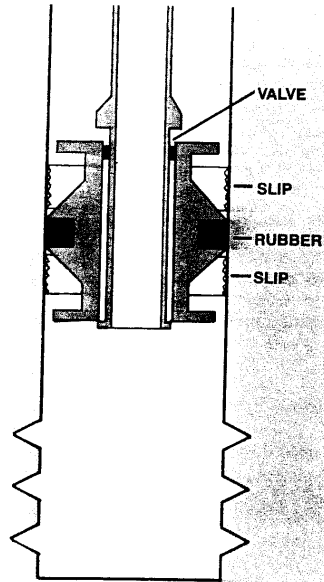
Es un packer utilizado para tratamiento cuya válvula no es abierta por presión sino por tensión en la tubería. En esta clasificación está el R-3, DOUBLE GRIP de Baker.



TIPO VI, MECHANICAL DOUBLE GRIP PACKER.- Si se requiere realizar un tratamiento a una superficial profundidad y el peso de la tubería no es suficiente para asentar el packer, entonces el tipo VI

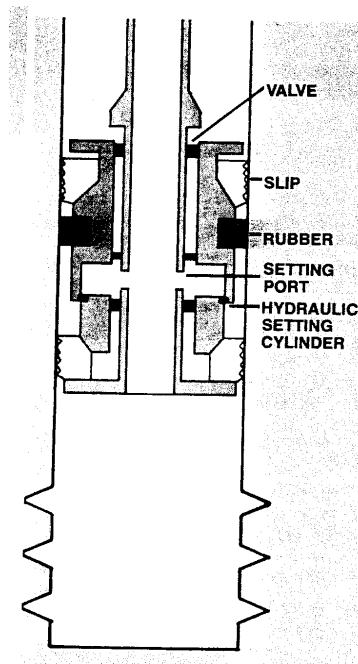
puede ser utilizado, el mismo que corresponde al más sofisticado del set de packers mecánicos y tiene un SLIP sobre y bajo las gomas, lo que permite mejor fijación y sostener la presión en ambas direcciones. Al arreglo de DOUBLE-SLIP se le adiciona un accesorio on/off el mismo que permite sacar la tubería del pozo sin liberar el packer. El tipo VI requiere mayor manipulación que el resto de packers mecánicos, tanto para asentar como para liberar.

Este packer presenta problemas en pozos profundos y direccionales, pues es difícil transmitir peso y



torque mediante la sarta. Aquí le tenemos al ARROWSET 1 de ARROW.

TIPO VII, HYDRAULIC SET PACKER.- Este packer tiene todas las características que el Tipo VI,



excepto que es accionado mediante presión en el tubing. Para desasentar se aplica tensión, se corta el pin, se igualan las presiones y se libera el packer. A veces es necesario utilizar rotación. Dentro de esta clasificación está el: Unipacker VII y G-77 de Guiberson; FH, FHL e Hydra Pack de Baker; Hydrow I de Arrow.

En el **ANEXO 1**, se muestra la clasificación que Guiberson hace con sus propios packers y con los de la competencia.

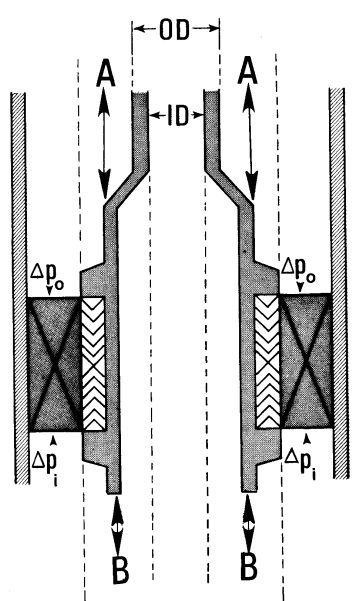
También es fundamental echar un breve vistazo a los cambios de fuerza y longitud debido a las variaciones de presión y temperatura, pues es muy importante tener plena conciencia de la existencia de estos, para que la operación y maniobrabilidad con packers sea siempre exitosa.

La variación de presión y/o temperatura estira o acorta la tubería, pero en el caso de que esté la tubería anclada a un packer se produce peso o tensión sobre el packer, respectivamente. Existen cuatro diferentes efectos que son originados por estos cambios de longitud y fuerza, la combinación de estos da el efecto total sobre la instalación del packer. Estos cuatro efectos son:

- 1.- Efecto Pistón
- 2.- Efecto Pandeo
- 3.- Efecto Ballooning
- 4.- Efecto Temperatura

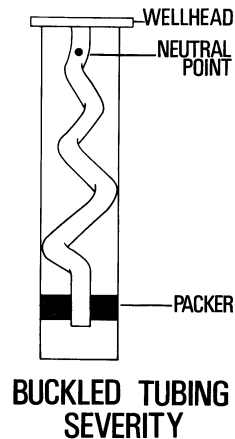
El efecto pistón, pandeo y ballooning resulta de los cambios de presión en el sistema. El Efecto Temperatura solo es función del cambio de temperatura.

1.- EFECTO PISTÓN.- Al cambiar las presiones en el tubing y/o anular se produce una fuerza resultante que actúa sobre el packer, hacia arriba o hacia abajo. La consideración se debe realizar cuando el packer está asentado y la relación tubing-packer está balanceada.

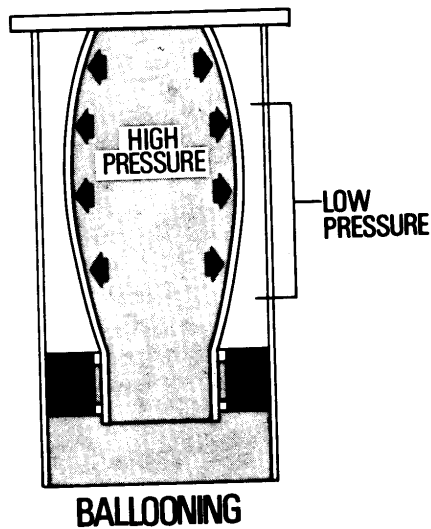


2.- EFECTO PANDEO O BUCKLING.- Este efecto es causado por la distribución de dos fuerzas , la una al final de la tubería y la otra a lo largo de las paredes de esta.

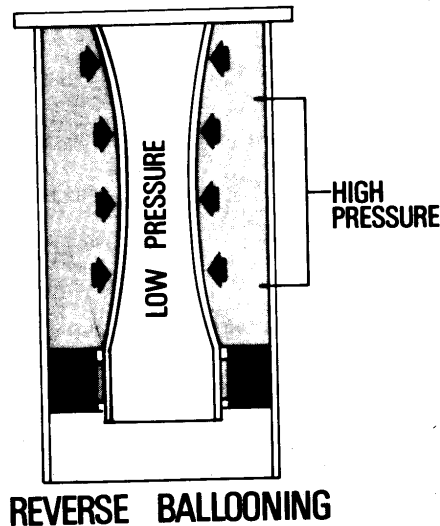
La tubería que se encuentra en el piso de la torre se encorva por su propio peso, la una fuerza se parece a esto; y la otra fuerza se debe a la diferencia de presión entre el interior y exterior del tubing. En definitiva el pandeo es el encurvamiento de la tubería.



3.- EFECTO BALLOONING.- Se produce la concavidad o convexidad de la tubería debido a diferencia de presiones. Cuando la presión dentro del tubing es mayor a la externa se produce un embalonamiento, produciendo tensión sobre el packer asentado, caso contrario se produce un estrechamiento de la tubería induciendo peso sobre el packer.

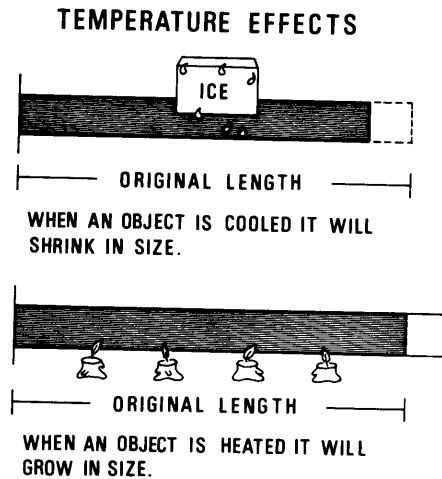


The tubing will shorten if it is free to move or it will create a tension force on the packer if it is restrained from moving.



The tubing will lengthen if it is free to move or it will create a compressive force on the packer if it is restrained from moving.

4.- EFECTO TEMPERATURA.- El aumento de temperatura incrementa la longitud de la tubería ejerciéndose peso sobre el packer asentado. La disminución de temperatura acorta la tubería produciéndose tensión sobre el packer asentado. Además mirar **ANEXO 2**.

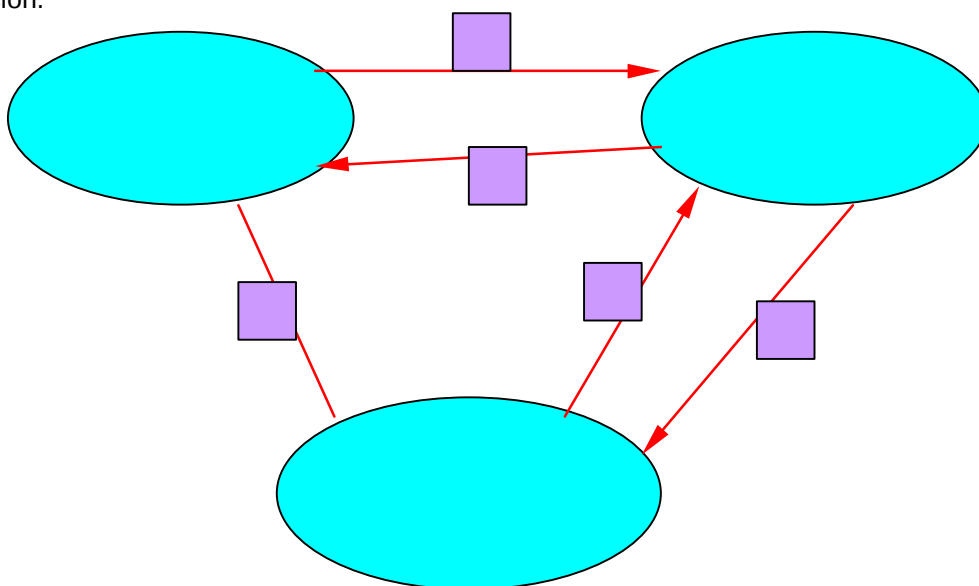


Actualmente existen sofisticados programas para evaluar la resultante final de estos cuatro efectos.

Conceptos como peso de la sarta y flotabilidad, así como punto libre no constan en este trabajo, siendo muy importantes, el primero para trabajar con packers y el segundo para realizar cortes químicos a la tubería en caso de que sea necesario realizar operaciones de pesca sobre el packer.

4. OPERACIONES CON EMPACADURAS EN COMPLETACIONES DEFINITIVAS EN EL DISTRITO AMAZÓNICO

La logística de las operaciones con empacaduras de completaciones definitivas, se indica en el gráfico a continuación.



- 1: el packer va del pozo a la bodega de Petroproducción.
 - 2: de la bodega de Petroproducción se envía al taller de la Cía de Servicio.
 - 3: se repara la empaquetadura en el taller y regresa a la bodega.
 - 4: el packer reparado va de la bodega al pozo.
- E: en caso de emergencia se interactúa directamente entre el pozo y el taller de la Compañía de Servicio.

Además en el **ANEXO 3** , se indica una completación tipo de un pozo del Distrito Amazónico de Petroproducción.

4.1 PRINCIPALES PROBLEMAS

Los principales problemas de los packers en la operación en el casing, son :

- ❑ **ASENTAMIENTO PREMATURO ANTES DE LA PROFUNDIDAD INDICADA**, durante el viaje hacia el fondo del pozo, este se ancla a una profundidad no deseada en forma inesperada, antes de llegar al objetivo, forzando a ejecutar un nuevo viaje.
- ❑ **NO ASENTAMIENTO EN EL FONDO A LA PROFUNDIDAD PROGRAMADA**, al realizar las respectivas maniobras para asentar el packer a la profundidad acordada, este no asienta. En este caso es inevitable realizar un nuevo viaje.
- ❑ **ASENTAMIENTO EN COLLARES DEL CASING CON EL SUBSECUENTE LIQUEO**, la profundidad a la que se asienta la empaadura coincide con un collar, el packer no sella bien y se produce el subsiguiente liqueo.
- ❑ **DESASENTAMIENTO PREMATURO DESPUÉS DE HABER SIDO ASENTADOS**, una vez concluidas las operaciones de anclaje del packer y durante la vida productiva del pozo, la empaadura se desasienta produciendo una comunicación no deseada entre zonas y obligando a llevar el taladro de reacondicionamiento para un nuevo trabajo de mantenimiento al pozo.
- ❑ **REMORDIMIENTO DE LOS PACKERS CUANDO SE QUIERE RECUPERAR EL BHA**, cuando se quiere desasentar las empacaduras para iniciar un nuevo trabajo de reacondicionamiento , estas no aflojan obligando a realizar operaciones especiales de pesca que retardan y elevan el costo de los trabajos. Las dos principales causas para que esto suceda son corrosión y escala.
- ❑ **EMPAADURAS ATRANCÁNDOSE EN EL VIAJE HACIA ABAJO O SALIENDO(CUANDO ES HACIA ABAJO SE DEBE VOLVER A SACAR)**, normalmente las cuñas de la empaquetadura se desanclan parcialmente lo cual hace que este vaya atrancándose durante el viaje, puede ser también escala y/o corrosión que está produciendo este efecto.
- ❑ **ASENTAMIENTO CON MENOR VALOR DE PRESIÓN Y/O PESO AL RANGO RECOMENDADO**,

lo cual no tiene incidencia negativa sobre la operación.

- ❑ **ASENTAMIENTO CON MAYOR PRESIÓN Y/O PESO AL RANGO RECOMENDADO**, los mecanismos de la empaquetadura a veces pueden estar un tanto remordidos , obligando a utilizar valores mayores a los estándares para completar con éxito la operación de asentamiento. No tiene incidencia negativa sobre las maniobras.
- ❑ **CASING COLAPSADO**, se produce el atrapamiento de los packers bajo la zona colapsada.

4.2.- SEGUIMIENTO A CINCUENTA (50)

REACONDICIONAMIENTOS

Se hace el seguimiento a 50 reacondicionamientos efectuados entre enero y agosto de 1999.

Dentro de estos 50 reacondicionamientos, se encuentra cinco operaciones irregulares con los packers, las mismas que ilustran algunos de los problemas operacionales con las empaquetaduras en las completaciones definitivas y que se las presenta a continuación.

- ❑ **En el primer caso**, luego de aproximadamente 16 días de maniobras de pesca se logra recuperar los dos packers **remordidos**, no se indica ni marca ni tamaño. No se debe establecer responsabilidad sobre los packers.- ATACAPI-04: W.O. # 23, CEPE-02, inicia 17.III, termina 5.IV.
- ❑ **En el segundo caso**, En este único caso es muy posible que la responsabilidad esté sobre los packers, situación que es difícil comprobar.- SECOYA 11: W.O. # 03,CEPE-2,INICIA 13.VI, termina 9.VII.99. Instalando 3 FH packer 7X3-1/2 en completación, no asienta bien porque?, toca sacar el BHA definitivo..(Luego de sacar el BHA en problemas se continua operando el pozo para posteriormente bajar el BHA definitivo).PERDIDA ESTIMADA.- 13 horas de taladro, producción, nuevo mantenimiento del packer.
- ❑ **En el tercer caso**, SACHA-75: W.O. # 13, GEOPETSA-03, INICIA 19.VI, termina 22.VI.99.Desasienta dos packers ARROW 7x2-7/8, las empaquetaduras salen con arrastre de 15.000 lbs. Utiliza llaves lagarto por uniones duras, salen cerradas las dos (2) camisas de "U" y "T". Aquí también pasa algo.??, pero no existe pérdida.(talvez escala). Al final de la operación asienta dos packers ARROW 7"x2-7/8 sin novedad alguna. No se debe cargar la responsabilidad a los packers.-
- ❑ **Para el cuarto caso** detectado, SACHA-58.- W.O. # 23, GEOPETSA-03, inicia 8.VII.99, termina 19.VII.99. Primero desasienta dos packers ARROW 7x2-7/8, luego la sarta se atranca, y después de aproximadamente 2 días de maniobras se logra desconectar el Safety-Joint; se encuentra escala en la completación y posiblemente el casing se ha colapsado a más o menos 9200'.Se maniobra por aproximadamente 7días sin lograr pescar los dos packers. DOS PACKERS ARROW PESCADOS. No se debe establecer responsabilidad sobre los packers.

- **En el quinto caso**, queda pescado BHA con tres packers 5-1/2 x 2-3/8 + bomba (BES) Centrilift; rotura de tubería a aproximadamente 884' por corrosión interna. Operaciones de pesca duran aproximadamente 12 días sin éxito. Pescado no se mueve ni hacia abajo ni hacia arriba; posible colapso de casing, también. Recuperan 60 libras de sedimentos. No se puede bajar B.H.A. definitivo, abandonan el pozo colgando dos tubos del Donald, imposible establecer responsabilidad sobre los packers. YUCA-01, W.O. # 13, PERFOREC-34, inicia 1.VI, termina 21.VI.

4.3.-CUADRO COMPARATIVO DE LAS EMPACADURAS EN EL D.A.

TIPOS GENERALES DE PACKERS	GUIBERSON	BAKER	ARROW
TIPO IV "CONTROL HEAD" COMPRESSION PACKER	-----	R-Single Grip	-----
TIPO V "TRATING" COMPRESSION PACKER	-----	R-Double Grip	-----
TIPO VI MECHANICAL DOUBLE GRIP PACKER	-----	-----	ARROWSET I
TIPO VII HYDRAULIC SET PACKER	Uni-Packer VII G-77	FH-FHL Hydra-Pak	HIDROW 1

4.4.- DESCRIPCIÓN Y OPERACIÓN POR MARCA

BAKER

Se adjunta la tabla de selección de los packers recuperables y las especificaciones de aplicación y operación, **ANEXO 4**.

FH y FHL.- Corresponde al tipo VII, packer que consta de tres cauchos en la parte superior y bajo estas un set de cuñas que anclan hacia abajo. Para ser asentados se actúa hidráulicamente con un diferencial de presión entre 1500 y 2500 psi aproximadamente, ante lo cual anclan las cuñas y sellan los cauchos.

Se libera con 30.000 lbs de tensión y en casos extremos es necesario aplicar rotación hacia la derecha y hasta 50000 lbs de tensión. **ANEXO 5.**

En el caso del Distrito Amazónico de Petroproducción, es el packer más utilizado y se lo hace con un alto nivel de eficiencia; se lo usa en producción.

S H E A R R I N G A V A I L A B I L I T Y G U I D E

P A C K E R S I Z E	S H E A R R A T I N G			
	Lbx1000			
	20	30	40	50
43	X	X	X	
45	X	X	X	X
47	X	X	X	X
49	X	X	X	X
51	X	X	X	X

Además tenemos la guía de especificaciones como se ilustra en el **ANEXO 6.**

COMPACT PACKER.- Corresponde al tipo VII, el Baker "Hydra Pack" se le asienta aplicándole un diferencial de presión y se le desasienta mediante tensión o girándole ocho vueltas a la derecha.

Conveniente para H₂S o donde existe vibración como es el caso de bombeo hidráulico, pues el doble agarre así lo permite.

Se adjuntan las tablas de especificaciones de este packer, **ANEXOS 7 y 8.**

Es importante destacar la principal característica de este packer, esto es, la versatilidad discrecional para asentar a diferentes presiones con tan solo regular el número de tornillos de este packer, cuadro intermedio del **ANEXO 7.**

En el caso de Petroproducción se lo utiliza en Bombeo Hidráulico.

R-3 DOUBLE-GRIP PACKER Y SINGLE- GRIP PACKER.- Corresponden al tipo V y IV, respectivamente; esta es una empaadura muy versátil principalmente utilizada en producción, estimulación y operaciones de prueba.

El "R-3 SINGLE GRIP" PACKER es sobre todo empleado donde no se espera altas presiones en el fondo del hueco. Correr, asentar y desasentar son similares para ambos packers.

ASENTAR.- Normalmente se utiliza el método de Compresión, es decir se levanta ligeramente, rotar a la derecha y luego poner peso, cierra y sella el by-pass de la válvula; se sellan las cuñas y los cauchos.

DESASENTAR.- Con tan solo tensionar (no es necesario rotar) se abre la válvula y se igualan presiones. Cuando la tubería está totalmente levantada se baja ligeramente para que los pines se aseguren y evitar posibles reasentamientos accidentales en el viaje de retorno.

Se adjuntan las figuras y guías de especificación correspondientes, **ANEXOS 5 y 9.**

ARROW

HYDROW I.- Corresponde al tipo VII, es un packer de producción, hidráulico de alta presión, ideal en casings usados; En general donde los packers mecánicos no son convenientes. **ANEXO 10.**

Corresponde al tipo FH-Baker. Se asienta colocando un diferencial de presión de 1500 psi y manteniendo por 10 minutos, luego se va incrementando la presión hasta el rango deseado. Luego de la operación se prueba por anular y se comprueba que esté asentado el packer. La operación es similar al FH y por tanto la liberada del packer también.

ARROWSET: Corresponde al tipo VI, es un packer versátil, sirve para aislar zonas, inyección, bombeo y producción. **ANEXO 10.**

ASENTADA POR EL MÉTODO DE TENSIÓN.- Para asentar se levanta la sarta, se gira 1/4 de vuelta hacia la derecha, se baja la tubería y cuando el packer empieza a tomar peso y manteniendo el torque se vuelve alzar la tubería, entonces se anclan las cuñas y los cauchos sellan contra el casing.

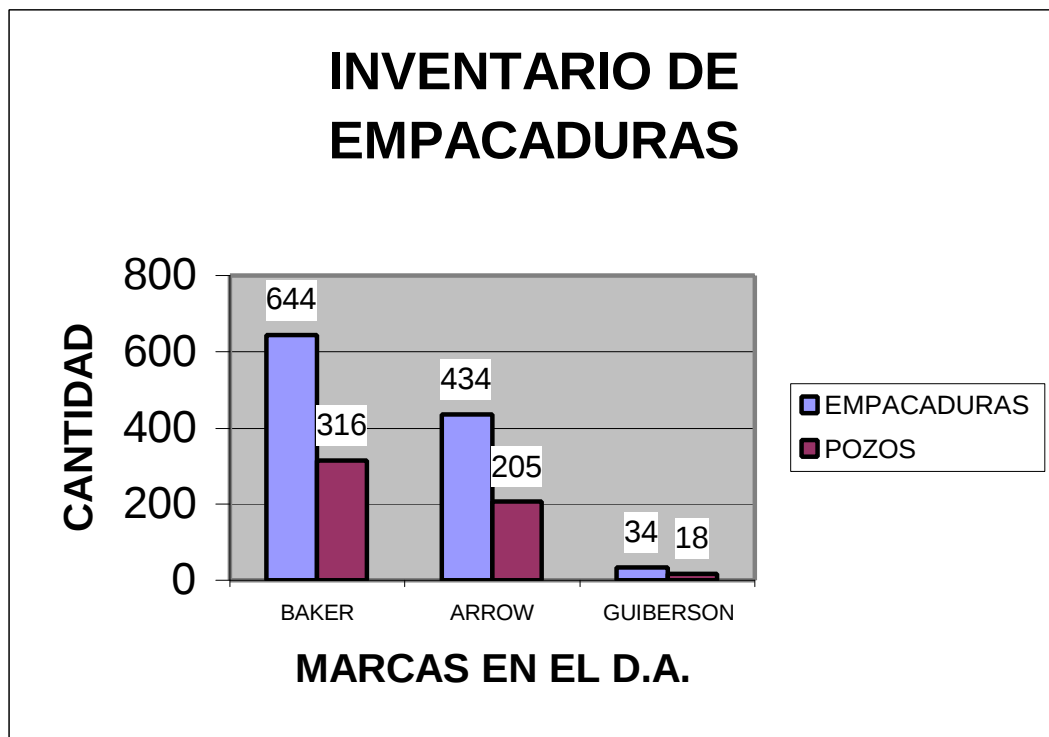
ASENTADA POR EL MÉTODO DE COMPRESIÓN.-Levantar un poco, girar ¼ de vuelta a la derecha, poner peso y el packer está asentado. Luego de asentar se puede dejar en tensión, compresión o neutro.

DESASENTAR.- Se pone peso al packer, se gira ¼ de vuelta hacia la derecha, se levanta la tubería manteniendo el torque lo cual permite igualar las presiones y liberar al packer.

GUIBERSON

G-77 PACKER.- Corresponde al tipo VII, packer utilizado en producción o inyección, ideal en pozos profundos o altas presiones. Asienta hidráulicamente y se lo desasienta con tensión, en forma similar al FH. **ANEXO 10.**

4.5.- INVENTARIO DE EMPACADURAS EN LOS POZOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO.



5.- CONCLUSIONES

- ❑ Baker posee 644 empacaduras en 316 pozos.
- ❑ Guiberson posee 34 empacaduras en 18 pozos.
- ❑ Arrow posee 434 empacaduras en 205 pozos.
- ❑ Del Inventario se obtiene que en los pozos existen, en total, casi 8 millones de dólares en packers.
- ❑ Aproximadamente el 96% de las empacaduras de los pozos del D.A. son del tipo VII, Hidraulic Set Packer.
- ❑ Es decir existe un promedio de aproximadamente dos empaquetaduras por pozo.
- ❑ Se realiza el seguimiento a cincuenta (50) reacondicionamientos, realizados entre enero y agosto de 1999.
- ❑ Se establece únicamente cinco operaciones de packers defectuosas, de las cuales tan solo en una se podría y muy difícilmente establecer responsabilidad sobre los packers. En los otros cuatro casos no se debe establecer responsabilidad sobre los packers.

- ❑ De lo anteriormente dicho, se concluye que el, posible rango de ineficiencia en la operación de los packers está alrededor del 2%, el mismo que significa **un alto nivel de eficiencia en la operación con packers en completaciones definitivas.**

6.- RECOMENDACIONES

- ❑ Continuar manteniendo esta alta eficiencia.
- ❑ Mantener la competitividad entre las tres marcas.

BIBLIOGRAFIA.-

- How to Select the Right Packer for the Job.- Petroleum Engineer International, July,1978.
- Packer Completion Techniques.- Guiberson-Ava, Dresser.
- Retrievable Packers, Production and Completion Accesories.- Guiberson – AVA , DRESSER.
- Seal Bore Packer Systems.-Dresser Oil Tools.-
- Packer Sistems.- Baker Oil Tools.
- Fishing Services.- Baker Oil Tools.
- Packer Calculations Handbook.- Baker Oil Tools.
- Product Catalog.- Evi Oil Tools.
- Reporte de Campo.- Empacaduras en los pozos del D.A..- Petroproducción, 1999.
- Reporte Mensual de Herramientas de Completación.- Petroproducción.- D.A.

ANEXOS

CURRICULUM VITAE DEL AUTOR

Roberto A. Hidalgo S.- Nacido el 20 de octubre de 1960 en Quito, casado. Dirección: Gonzalo Serrano E-1032 y 6 de diciembre, El Batán. Teléfono 268523,recado 457472,oficina 440364. E-Mail: hidalgor60@hotmail.com

1981-83	Ayudante del Laboratorio de Petróleos.- concurso de merecimientos.- Escuela Politécnica Nacional. Quito.
1984	Prácticas en la Dirección de Ductos y Almacenamiento.- Operación de poli-ductos, oficina y campo. Cepe.
1985	INGENIERO EN PETRÓLEOS.- Escuela Politécnica Nacional, Quito. Tesis: “Estudio Modelo para el Diseño de un Ducto”.
1986	Ingeniero de Operaciones, Dowell-Schlumberger.- Training. Oriente Ecuatoriano.
1986-88	Ingeniero de Fízcalización, DNH. Quito.
1988-89	Ingeniero de Operaciones, Eastman Christensen y Perforec.- Oriente Ecuato-riano. Training.
1989-91	Ingeniero de Lodos, Company Man e Ingeniero de Perforación. Petroproducción, Oriente Ecuatoriano. Capacitación.
1991-94	Company Man e Ingeniero de Reacondicionamiento. Petroproducción, Oriente Ecuatoriano. Capacitación.
1996-2000	Ingeniero de Producción. Petroproducción. Quito.- Capacitación.

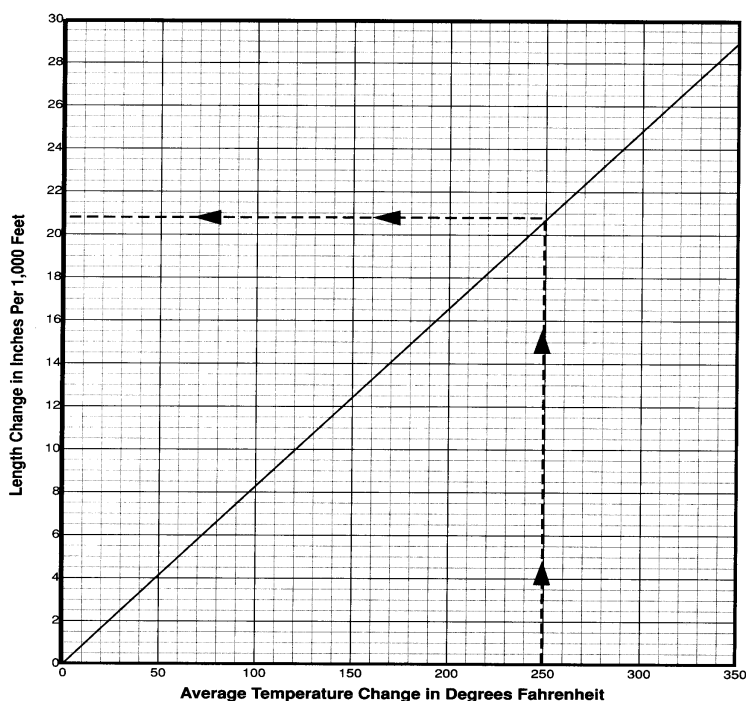
16 años en la Industria Petrolera, Licencia Internacional de Control de Pozos actualizada, Inglés, 4 publicaciones internacionales.

A N E X O 1

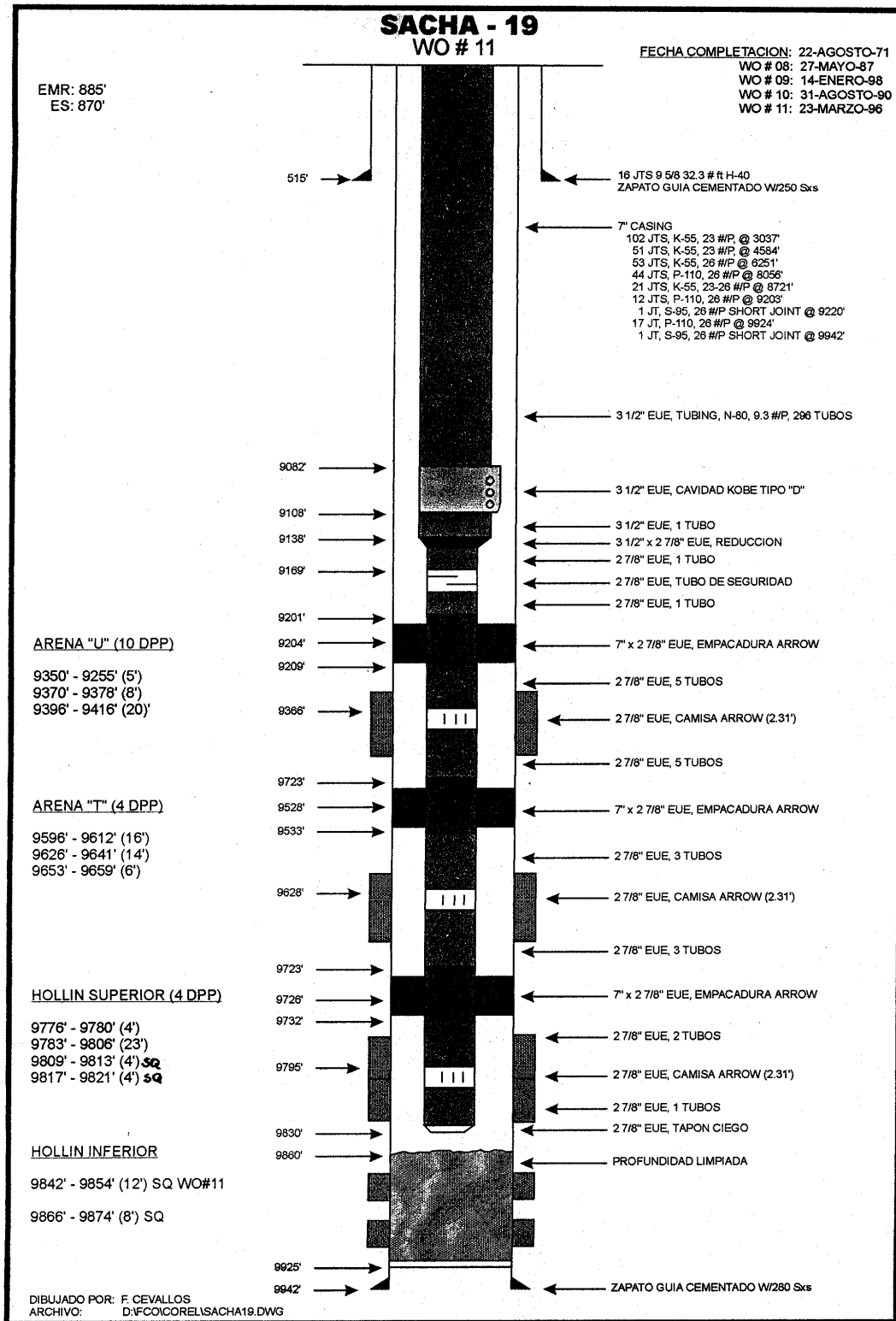
COMPETITIVE PACKER TYPES

GENERAL PACKER TYPES	GUIBERSON AVA	BAKER	HES	ARROW
Type I Tension Packer	Uni-Packer I, ER-I	AD-1, ADL-1	RB	SL, 440 Casing, D-2, Tbg Pres.
Type II "Solid Head" Compression Packer	Uni-Packer II	G	RB	SL, 440 Casing, D-2, Tbg Pres.
Type III "Isolation" or "Tandem" Packer	U-P III, Tandem Tension / Hyd.	MR, AR	MAH	Arrowsnap, S-1, Type-B
Type IV "Control Head" Compression Packer	Uni-Packer IV, G-4	R-Single Grip	MO-2	Arrowset III
Type V "Treating" Compression Packer	Uni-Packer V	R-Double Grip	MH-2	Arrowset II
Type VI Mechanical Double Grip Packer	Uni-Packer VI, G- 6 WLS VI Series	Lok-Set, Max TSN-2, J-Lok	Perma-Latch, Inter-Lock	Arrowset (I, I-X, I-XS), Neutraset II-A
Type VII Hydraulic Set Packer	Uni-Packer VII, G-77, RHS	FH, FHL Hydra-Pak	RH	Hydrow (I, I-S, IV)
Type X Retrievable Seal Bore Packer	Uni-Packer X, G-10, RPB	Retrieva D, SC-1, SC-2	Versa-Trieve	X-LW, Arrow-Pak
Permanent Seal Bore Packer	Magnum Series PPB, PPH	Mercury Series	Perma-Drill	Arrowdrill
Type XXVII Hydraulic Set Dual Packer	Uni-Packer XXVII, RHD	A-5, AL-5, ALS- 5	RDH	Hydrow II

A N E X O 2



A N E X O 3



A N E X O 4

RETRIEVABLE PACKER SELECTION CHART

Product Description	Product Number	Catalog Page	Single String	Multiple String	Setting Method Used				Releasing Method	Holds Pressure From			Primary Applications				
					Wireline	Hydraulic	Tension	Compression		Above	Below	Both	Prod/Stim	Injection	Elec Pump	Thermal	Isolation
AD-1 TENSION PKR	739-08	6/7	X				X		(4)	(10)	X			X			
ADL-1 LG BORE TENSION PKR	739-12	6/7	X				X		(4)	(10)	X			X			
G COMPRESSION PKR	420-03	8/9	X					X	(5)	X	(10)		X				
C-1 INVERTIBLE PKR	739-30	8/9	X				X	X	(5)	(11)	(11)		X	X			
R-3 SINGLE GRIP PKR	641-01	10/11	X					X	(5)	X	(10)		X				
R-3 DOUBLE GRIP PKR	642-01	10/11	X					X	(5)			X	X				
TSN-2 RET CSG PKR	646-60/62	12/13	X				X		(8)			X	X	X			
A-3 LOK-SET RET CSG PKR	646-30	14/15	X					X	(6)			X	X	X			
AL-2 LG BORE LOK-SET RET CSG PKR	646-28	14/15	X					X	(6)			X	X	X			
C-2 LOK-SET THERMOSEAL PKR	417-35	17	X					X	(6)			X				X	
KT-2 THERMOSEAL PKR	417-48	18	X				X		(7)			X				X	
MJS THERMOSEAL PKR	417-54	19	X				(1)	(1)	(7)			X				X	
MR-1 SINGLE GRIP SNAP-SET PKR	635-21	22/23	X					X	(5)	X	(10)						X
MR-1 DOUBLE GRIP SNAP-SET PKR	636-21	22/23	X					X	(5)	X	X						X
AR-1 SNAP-SET COMPRESSION PKR	635-31	22/23	X					X	(5)	(10)	(10)						X
AR-1 SNAP-SET COMP PKR W/ HOLDDOWN	636-31	22/23	X					X	(5)	(10)	X						X
C-1 TANDEM TENSION PKR	602-26	24	X				X		(5)			X		X			X
CUP-TYPE PKR	602-30	25	X						(12)			X		X			X
HP-1AH PKR	488-06	26/27	X			X			(9)			X	X				
FH HYDROSTATIC PKR	781-08	28/30	X			X			(7)			X	X				
FHL LG BORE HYDROSTATIC PKR	781-20	28/30	X			X			(7)			X	X				
FHS SELECTIVE-SET HYDROSTATIC PKR	781-10	28/30	X			(2)			(7)			X	X				
FHSL LG BORE SEL-SET HYDROSTATIC PKR	781-25	28/30	X			(2)			(7)			X	X				
RETRIEVA-D PKR	646-16/25	31/33	X		(3)				(9)			X	X				
A RETRIEVA-D PKR	646-75/79	32/33	X		(3)				(9)			X	X				
SC-2P RETRIEVABLE SEAL BORE PKR	646-86	34/35	X		(3)				(9)			X	X				
TWIN SEAL SUBMERSIBLE PUMP PKR	785-40	38/39	X			X			(7)			X			X		
A-5 HYDROSTATIC DUAL PKR	783-16	40/43		X		X			(7)			X	X				
AL-5 HYDROSTATIC DUAL PKR	783-30	41/43		X		X			(7)			X	X				
ALS-5 HYDROSTATIC DUAL PKR	783-31	41/43		X		(2)			(7)			X	X				
T-2 DSR DUAL PKR	785-05/20	44/45		X		X			(7)			X	X				
T-2 DSR SELECTIVE-SET DUAL PKR	785-21	44/45		X		(2)			(7)			X	X				
J SGL GRIP SNAP-SET DUAL PKR	756-01	46/47		X				X	(5)	X	(10)		X				
J DBL GRIP SNAP-SET DUAL PKR	757-01	46/47		X				X	(5)			X	X				
K SGL GRIP SNAP-SET DUAL PKR	754-01	46/47		X				X	(5)	X	(10)		X				
K DBL GRIP SNAP-SET DUAL PKR	755-01	46/47		X				X	(5)			X	X				
B SNAP-SET DUAL TENSION PKR	753-03	48		X			X		(5)	(10)	X			X			
C BYPASS COMPRESSION PKR	635-52	37	X					X	(5)				X				
SC-2PAH PKR	646-87	36	X			X			(9)			X	X				
MAX PKR	646-70	16	X		X		(1)	(1)	(8)			X	X				
EOR DUAL PKR	417-75	20		X		X			(7)			X	X				

NOTES:

- (1) Set mechanically by torquing tubing string to right
- (2) Set hydraulically after actuating with slickline conveyed shifting tool
- (3) Can also be set using hydraulic setting tools run on a workstring
- (4) Released by relieving applied tension or by application of additional tension required to rupture shear ring
- (5) Released by relieving applied setting force
- (6) Released with righthand rotation
- (7) Released with applied tension required to rupture shear ring
- (8) Released with application of additional tension required to rupture shear ring or by righthand rotation
- (9) Released and removed from well with releasing tool run on tubing or workstring
- (10) Holds limited differential pressure from this direction
- (11) Ability to Hold differential pressure is governed by packer's orientation
- (12) Released by lowering tubing string and rotating

A N E X O 5

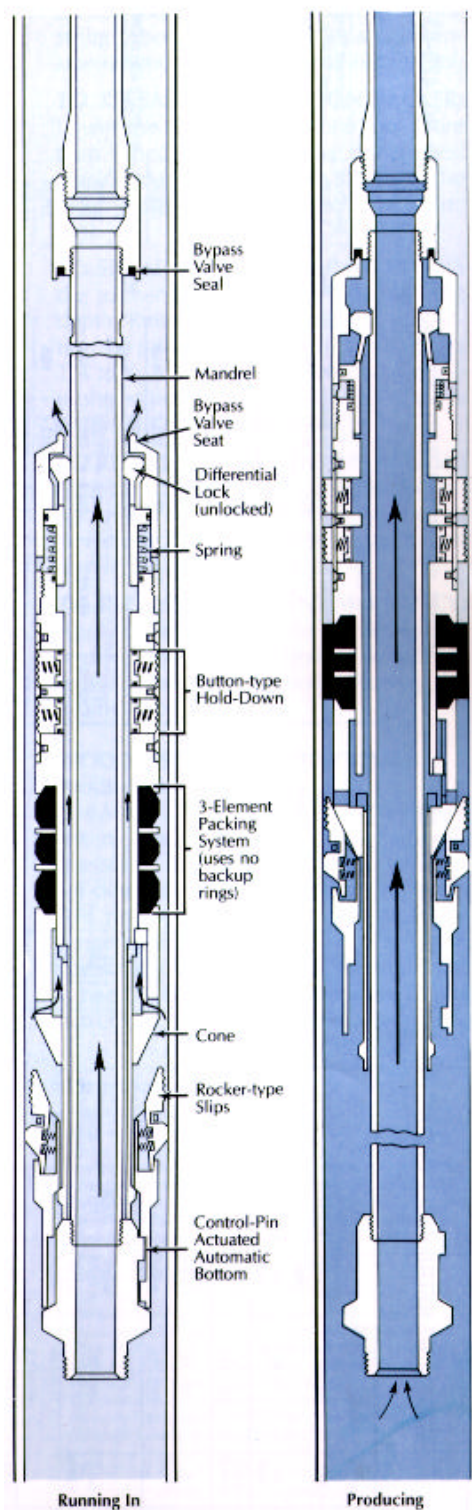


Model "FH" Hydrostatic Single String Packer



Model "R-3" Double-Grip, (left) and Single-Grip (right) Retrievable Casing Packers

MODEL "R-3" DOUBLE-GRIP PACKER OPERATION



A N E X O 6

SPECIFICATION GUIDE

Casing				Packer			
OD	Weight ^(A)	ID Range in Which Packer May be Run		Size	Nom ID	Max Gage Ring OD	Standard Thread Specifications ^(B) Box Up & Pin Down
		Min	Max				
In. mm	Lb/ft	In. mm	In. mm		In. mm	In. mm	In. mm
4-1/2 114.30	9.5—13.5	3.910 99.31	4.090 103.89	43A	1.978 50.24	3.786 95.16	2-3/8 OD EU 8RD 60.33
5	15—18	4.250 107.95	4.408 111.96	43B		4.140 105.16	
127.00	11.5—15	4.408 111.96	4.560 115.82	43C		4.255 108.33	
5-1/2 139.70	20—23	4.625 117.48	4.778 121.36	45A2		4.515 114.68	
	15.5—20	4.778 121.36	4.950 125.73	45A4		4.556 116.26	
	13—15.5	4.950 125.73	5.190 131.83	45B		4.796 121.82	
	26						
6 152.40	20—23	5.191 131.85	5.380 136.91	45C		5.078 128.98	
	15—18	5.381 136.93	5.560 141.22	45D		5.171 131.34	
		5.561 141.25	5.609 142.47	45E2		5.421 137.69	
6-5/8 168.28	34	5.610 142.49	5.791 147.09	45E4		5.499 139.67	
	24—28	5.791 147.09	5.921 150.39	46A4	2.416 61.37	5.603 142.32	2-7/8 OD EU 8 RD 73.03
7 177.80	38						
6-5/8 168.28	24	5.830 148.08	5.937 150.80	47A2	2.416 61.37	5.671 144.04	2-7/8 OD EU 8RD 73.03
	17—20	5.938 150.83	6.135 155.83	47A4		5.827 148.01	
	38	5.830 148.08	5.937 150.80	47A2		5.671 144.04	
7 177.80	32—35	5.938 150.83	6.135 155.83	47A4		5.827 148.01	
	26—29	6.136 155.85	6.276 159.41	47B2		5.983 151.97	
	20—26	6.276 159.41	6.456 163.98	47B4		6.093 154.76	
	17—20	6.456 163.98	6.578 167.08	47C2		6.261 159.54	
7-5/8 193.68	33.7—39	6.578 167.11	6.797 172.64	47C4	2.000 50.80	6.468 164.29	2-3/8 OD EU 8RD 60.33
	24—29.7	6.798 172.67	7.025 178.44	47D2		6.687 169.85	
	20—24	7.025 178.44	7.125 180.98	47D4		6.827 173.41	3-1/2 OD EU 8RD 88.90 or 2-7/8 OD EU 8RD 73.03 or 2-3/8 OD EU 8RD 60.33
8-5/8 219.08	44—49	7.511 190.78	7.587 195.25	49A2	3.000 76.20 or 2.416 61.37	7.327 186.11 7.546 191.67 7.796 198.02	
	32—40	7.588 195.26	7.921 201.19	49A4		8.233 209.12	
	20—28	7.922 201.22	8.191 208.05	49B		8.452 214.68	
9-5/8 244.48	47—53.5	8.343 211.91	8.681 220.50	51A2	2.000 50.80	8.508 216.54	
	40—47	8.681 220.50	8.835 224.41	51A4			
	29.3—36	8.836 224.43	9.063 230.20	51B			

MODEL “FH” HYDROSTATIC SINGLE STRING PACKER Prod. No. 781-08

(A) When selecting a packer for a casing weight common to two weight ranges (same OD), choose the packer size shown for the lighter of the two weight ranges. Example: For 7” 20 lb/ft. casing use packer size 47C2. Under certain circumstances the other packer size may be run, such as when running in mixed casing strings.

(B) Threads shown below are “standard” for the respective packer mandrel sizes. Other threads are available on request. Please specify threads when ordering.

Repair kits, including such items as packing elements, seal rings, etc., are available for redressing Baker retrievable packers. Contract your Baker Representative. Use only Baker repair parts.

SPECIFICATION GUIDE

Casing				Packer			
OD	Weight ^(A)	ID Range in Which Packer May be Run		Size	Nom ID	Max Gage Ring OD	Standard Thread Specifications ^(B) Box Up & Pin Down
		Min	Max				
In. mm	Lb/ft	In. mm	In. mm		In. mm	In. mm	In. mm
6-5/8 168.28	24	5.830 148.08	5.921 150.39	47A2	3.000 76.20	5.671 144.04	3-1/2 OD EU 8RD 88.90
	20	5.989 152.12	6.094 154.79	47A4		5.827 148.01	
	17	6.135 155.83	6.276 159.41	47B2		5.983 151.97	
7 177.80	38	5.830 148.08	5.921 150.39	47A2		5.671 144.04	
	32—35	5.989 152.12	6.094 154.79	47A4		5.827 148.01	
	26—29	6.135 155.83	6.276 159.41	47B2		5.983 151.97	
	20—26	6.276 159.41	6.456 163.98	47B4		6.093 154.76	
	17—20	6.456 163.98	6.578 167.08	47C2		6.261 159.54	
7-5/8 193.68	33.7—39	6.578 167.11	6.765 171.83	47C4		6.468 164.29	5-1/2 OD Long Casing 139.70 or 4-1/2 OD Long Casing 114.30
	24—29.7	6.766 171.86	7.025 178.44	47D2		6.687 169.85	
	20—24	7.025 178.44	7.125 180.98	47D4		6.827 173.41	
9-5/8 244.48	47—53.5	8.343 211.91	8.681 220.50	51A2x 4-3/4	4.750 120.65	8.233 209.12	
				51A2			
	40—47	8.681 220.50	8.835 224.41	51A4	4.000 101.60	8.452 214.68	
	29.3—36	8.836 224.43	9.063 230.20	51B		8.508 216.54	

MODEL “FHL” HYDROSTATIC SINGLE STRING PACKER Prod. No. 781-20

(A) When selecting a packer for a casing weight common to two weight ranges (same OD), choose the packer size shown for the lighter of the two weight ranges. Example: For 7” 20 lb/ft. casing use packer size 47C2. Under certain circumstances the other packer size may be run, such as when running in mixed casing strings.

(B) Threads shown below are “standard” for the respective packer mandrel sizes. Other threads are available on request. Please specify threads when ordering.

Repair kits, including such items as packing elements, seal rings, etc., are available for redressing Baker retrievable packers. Contact your Baker Representative. Use only Baker repair parts.

A N E X O 7

Specification Guide

Casing				Packer				
OD (In)	T & C Weight (lbs)	Preferred Range of Casing ID's		Size	Gage Ring OD	Packing Element OD	Guide Ring OD	Thread Spec's (Box Up & Pin Down)
		Min	Max					
6-5/8	24	5.830	5.937	47A2	5.656	5.500	5.656	2-3/8 or 2-7/8 OD EU 8 RD
7	38							
6-5/8	17-20	5.938	6.135	47A4	5.812			
7	32-35							
	26-29	6.136	6.276	47B2	5.968	5.750	5.968	
	20-26	6.276	6.456	47B4	6.078			
	17-20	6.456	6.578	47C2	6.266	6.125	6.453	
7-5/8	33.7-39	6.579	6.797	47C4	6.453			
	26.4-29.7	6.798	7.025	47D2	6.672	6.500	6.453	
	20-24	7.025	7.125	47D4	6.812			

Tubing Pressure Differential To Start Setting Action

Packer Size	5 Shear* Screws	6 Shear Screws	8 Shear Screws	10 Shear Screws	12 Shear Screws	PSI/Screw	
						Min	Max
47	1,075 psi	1,290 psi	1,720 psi	2,150 psi	2,580 psi	185	250

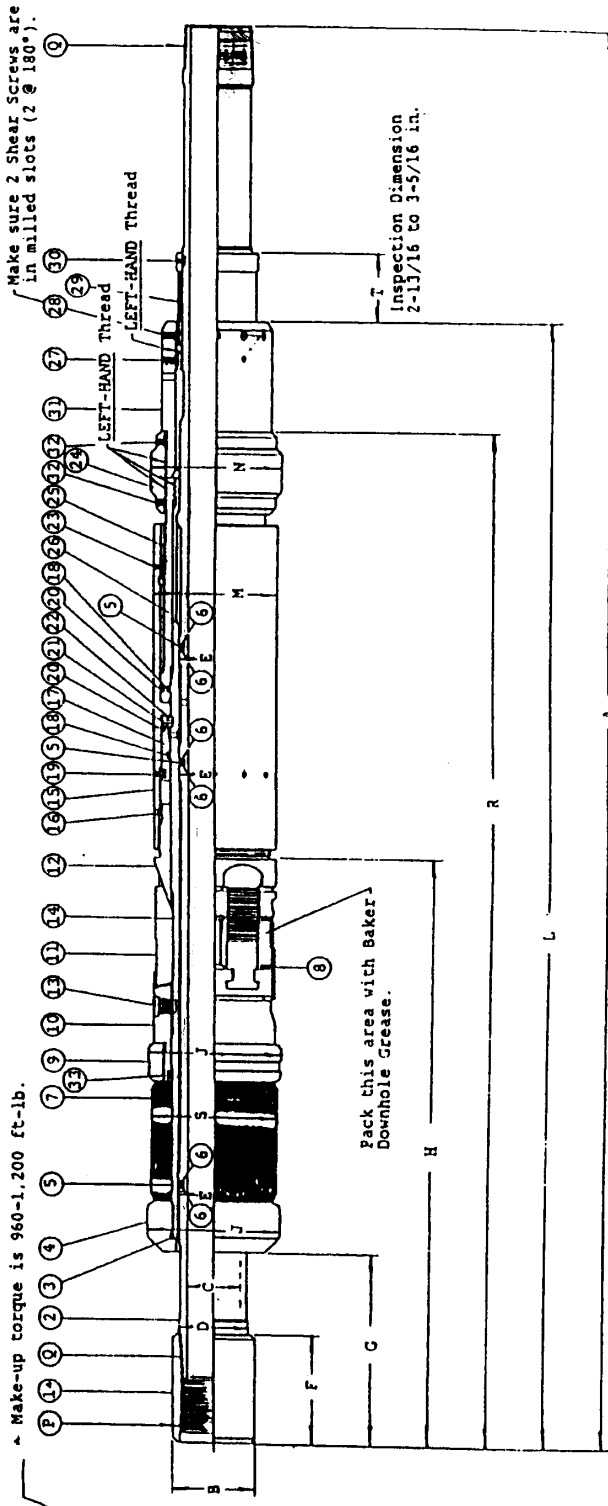
* As assembled from factory.

Minimum Setting Pressure (psi) Required To Pack-Off Packing Element System ♦

Packer Size	Casing		Setting Pressure at Temperature							
	OD (in)	Weight (lb/ft)	90-60-90 Packing Element				95-70-95 Packing Element			
			Ambient	150°F	200°F	250°F	Ambient	150°F	200°F	250°F
47A2	6-5/8	24	3,000	2,500	2,000	1,500	3,750	3,250	2,750	2,250
	7	38								
47A4	6-5/8	17	3,500	3,000	2,500	2,000	4,250	3,750	3,250	2,750
		20								
	7	32	3,500	3,000	2,500	2,000	4,250	3,750	3,250	2,750
		35	3,000	2,500	2,000	1,500	3,750	3,250	2,750	2,250
47B2	7	26	3,500	3,000	2,500	2,000	4,250	3,750	3,250	2,750
		29	3,000	2,500	2,000	1,500	3,750	3,250	2,750	2,250
47B4	7	20	3,500	3,000	2,500	2,000	4,250	3,750	3,250	2,750
		23								
		26								
47C2	7	17	3,000	2,500	2,000	1,500	3,750	3,250	2,750	2,250
		20								
47C4	7-5/8	33.7	3,500	3,000	2,500	2,000	4,250	3,750	3,250	2,750
		39								
47D2	7-5/8	26.4	3,000	2,500	2,000	1,500	3,750	3,250	2,750	2,250
		29.7								
47D4	7-5/8	20	3,500	3,000	2,500	2,000	4,250	3,750	3,250	2,750
		24								

♦ If running 80 Hard One-Piece Packing Element, use setting pressures for 90-60-90 Packing Element System. Do not exceed 200°F BHT with 80 Hard Packing Element.

A N E X O 8



Pressure Ratings (psi)

Packer Size	H ₂ S Service♦	
	Pressure From Below	Pressure From Above
47A2 and 47A4	7,500	7,500
47B2	7,200	
47B4	6,600	
47C2 and 47C4	5,800	
47D2 and 47D4	5,200	

♦ All metal components of the "Hydra-Pak" are designed for H₂S Service.

Temperature Ratings For 90-60-90 Packing Element System

Packer Size	Casing		Temperature Range (°F)
	OD (in)	T & C Weight (lb/ft)	
47A4	6-5/8	20	300
	7	35	300
		32	250
29		300	
26		250	
26		300	
23		250	
20		250	
17		250	
20		300	
47C4	7-5/8	39	300
34		250	
29		300	
26		250	
20		250	
24		250	

NOTE: A 95-70-95 Packing Element System is available for 300°F service where the 90-60-90 is rated at 250°F.

Shear Value Range♦ - Brass Screws

Size	8 Screws	10 Screws	12 Screws
47	24,000-32,000 lb	30,000-40,000 lb	36,000-48,000 lb

♦ Values are for packers without differential across packer.

A N E X O 9

MODEL "R-3" DOUBLE-GRIP AND SINGLE-GRIP RETRIEVABLE CASING PACKER PROD. NOS. 642-01, 641-01 SPECIFICATION GUIDE

Casing				Packer			
OD In. mm	Weight ^(a) Lb/ft	ID Range In Which Packer May Be Run		Nom ID mm	Max Gauge & Guide Ring OD In. mm		Thread Specification ^(c) Box Up & Pin Down In. mm
		Min	Max		In.	In.	
2 7/8 73.03	6.4-6.5	2.347	2.441	28A	750	56.74	1.315 OD EU 10 RD
	59.62	62.00	62.00	Hi-Temp	19.05	59.18	33.40
	4.7-5.6	2.442	2.563	28B	2.357	59.07	
		62.03	65.10				
3-1/2 88.90	10.2	2.834	2.922	35A	2.782	70.66	1.900 OD UE 10 RD
	7.7-9.2	71.96	74.22		2.844	72.24	48.26
		2.923	3.068	35B	3.038	77.17	
		74.24	77.93				
	5.75	3.069	3.188	35C	3.303	83.90	
		77.95	80.96				
4	9.5-11.6	3.428	3.548	41A	1.500	82.90	
		87.07	90.12		3.620	91.35	
4-1/2	15.1	3.754	3.826	41B	1.963	4.515	2-7/8 OD EU 8 RD
		95.35	97.18		6.033	114.68	73.02
1 1/4 3/0	9.5-13.5	3.910	4.090	43A	1.963	4.566	2-7/8 OD EU 8 RD
		99.31	103.9		6.033	118.26	73.02
5	15-18	4.250	4.408	43B	1.880	4.140	2-3/8 OD EU 8 RD
		107.9	112.0		48.07	105.16	60.33
127.00	11.5-15	4.408	4.560	43C	4.265	108.33	
		112.0	115.8				
	26	4.625	4.778	45A2	1.963	4.515	2-7/8 OD EU 8 RD
		117.5	121.4		6.033	114.68	73.02
5-1/2 139.70	20-23	4.778	4.950	45A4	1.963	4.566	2-7/8 OD EU 8 RD
		121.4	125.7		6.033	118.26	73.02
	15.5-20	4.778	4.892	45A4 x 2-3/8	1.963	4.566	2-7/8 OD EU 8 RD
		121.4	124.3		6.033	118.26	73.02
	17-20	4.950	5.190	45B	2.375	125.7	2-3/8 OD EU 8 RD
		124.3	131.8		60.33	125.7	73.02
	13-15.5	4.893	5.044	45B x 2-3/8	1.963	4.566	2-7/8 OD EU 8 RD
		124.3	128.1		6.033	125.7	73.02
5-3/4 146.05	22.5	4.950	5.190	45B	4.796	121.82	2-7/8 OD EU 8 RD
		125.7	131.8		60.33	125.7	73.02
	26	4.893	5.044	45B x 2-3/8	1.963	4.566	2-7/8 OD EU 8 RD
		124.3	128.1		6.033	125.7	73.02
6	20-23	4.950	5.190	45B	2.375	125.7	2-3/8 OD EU 8 RD
		124.3	131.8		60.33	125.7	73.02
	15-18	4.893	5.044	45B x 2-3/8	1.963	4.566	2-7/8 OD EU 8 RD
		124.3	128.1		6.033	125.7	73.02
152.40	20-23	5.191	5.390	45C	5.078	128.88	2-7/8 OD EU 8 RD
		131.9	136.9		5.171	131.24	60.33
	15-18	5.391	5.580	45D	5.421	137.69	2-3/8 OD EU 8 RD
		136.9	141.2		5.499	139.67	60.33
6-5/8 168.28	34	5.561	5.609	45E2	5.499	139.67	2-7/8 OD EU 8 RD
		5.610	5.791	45E4	5.499	139.67	73.02
	28-32	5.600	5.791	46A2	5.499	139.67	73.02
		5.600	5.791		5.499	139.67	73.02

^(a) When selecting a packer for a casing weight common to two weight ranges (same OD), choose the packer size shown for the lighter of the two weight ranges. Example: For 7" 20 lb/ft casing use packer size 47C2. Under certain circumstances the other packer size may be run, such as when running in mixed casing strings.

^(b) Sizes 28, 32, 41 are available in this model as single-grip packers. Prod. No. 641-01. For double-grip version, contact your Baker Representative about the Model "RC" Hydro-Grip Cementer. Prod. No. 407-20.

^(c) Threads shown below are "standard" for the respective packer sizes. Other threads are available on request. Please specify threads when ordering.

^(d) For use when anticipated conditions exceed 200°F (93.33°C) or 3800 PSI (26.18 MPa) differential across tool.

Repair Kits, including such items as packing elements, seal rings, etc., are available for redressing Baker retrievable packers. Contact your Baker Representative. Use only Baker repair parts.

Casing				Packer			
OD In. mm	Weight ^(a) Lb/ft	ID Range In Which Packer May Be Run		Nom ID mm	Max Gauge & Guide Ring OD In. mm		Thread Specification ^(c) Box Up & Pin Down In. mm
		Min	Max		In.	In.	
2 7/8 73.03	24-28	5.791	5.921	45EF	1.963	5.499	2-3/8 OD EU 8 RD
		147.1	150.4		49.86	139.67	60.33
3-1/2 88.90	24	5.830	5.937	46A4	2.434	5.803	2-7/8 OD EU 8 RD
		5.938	6.135	47A2	61.82	144.04	73.03
	17-20	5.938	6.135	47A4	5.827	146.01	
		150.8	155.8				
	20	5.989	6.094	47A4 x 3.00	3.000	76.20	3-1/2 OD EU 8 RD
		152.1	154.8		5.893	151.97	88.90
	17	6.135	6.216	47B2 x 3.00	5.803	142.32	
		155.8	158.4		5.671	144.04	
	38	5.791	5.921	46A4	2.434	5.796	2-7/8 OD EU 8 RD
		147.1	150.4		61.82	147.22	73.03
	26-29	5.830	5.937	47A2	5.827	146.01	
		148.1	150.8				
	32-35	5.922	6.135	46B	5.827	146.01	
		150.4	155.8				
	177.80	5.938	6.094	47A4	3.000	76.20	3-1/2 OD EU 8 RD
		5.989	6.135		5.827	146.01	88.90
	26-29	6.136	6.276	47B2	2.434	5.939	2-7/8 OD EU 8 RD
		155.8	159.4		61.82	150.85	3-1/2 OD EU 8 RD
	20-26	6.276	6.456	47B4	2.434	6.093	2-7/8 OD EU 8 RD
		159.4	164.0		61.82	154.76	3-1/2 OD EU 8 RD
	17-20	6.456	6.578	47C2	2.434	6.281	2-7/8 OD EU 8 RD
		164.0	167.1		61.82	159.54	3-1/2 OD EU 8 RD
	33.7-39	6.579	6.797	47C4	2.434	6.468	2-7/8 OD EU 8 RD
		167.1	172.6		61.82	164.29	73.03
	24-29.7	6.788	7.025	47D2	2.434	6.887	2-7/8 OD EU 8 RD
		171.9	178.4		61.82	169.85	73.03
	193.68	6.788	7.025	47D2 x 3.00	3.000	76.20	3-1/2 OD EU 8 RD
		171.9	178.4		61.82	169.85	88.90
	20-24	7.025	7.125	47D4	2.434	6.827	2-7/8 OD EU 8 RD
		178.4	181.0		61.82	173.41	73.03
	44-49	7.511	7.887	47D4 x 3.00	3.000	76.20	3-1/2 OD EU 8 RD
		180.8	195.2		61.82	173.41	88.90
	32-40	7.888	8.191	49A4	3.476	7.546	3-1/2 OD EU 8 RD
		195.3	201.2		88.29	191.67	88.90
	20-28	7.922	8.191	49B2	3.476	7.546	3-1/2 OD EU 8 RD
		201.2	206.1		88.29	191.67	88.90
9-5/8 244.48	47-53.5	8.343	8.681	51A2	8.233	209.12	3-1/2 OD EU 8 RD
		211.9	220.5		8.453	214.04	88.90
	40-47	220.5	224.4	51A4	8.453	214.04	88.90
		224.4	230.2		8.608	218.64	88.90

A N E X O 10

MODEL G-77 PACKER

