

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



“OPERACIONES CON LA UNIDAD DE CABLE (SLICK LINE) EN
POZOS COSTA AFUERA EN EL NOROESTE DEL PERU”

TITULACION POR EXPERIENCIA PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETROLEO

PRESENTADO POR:

LUIS JAIME MONTORO NEGRON

PROMOCION 1988-II

LIMA - PERU

2004

A mis queridos Padres,
Manuela Victoria y Luis Jaime,
que me han dado todo y
a quienes debo todo lo que soy.....

A mi esposa Marleny
y a mis hijos
Luis Joaquín y
Camila Valeria
Con todo mi amor.....

INDICE

1. INTRODUCCION.
2. EQUIPO BASICO:
 - 2.1. UNIDAD DE FUERZA.
 - 2.2. CABLE.
 - 2.3. EQUIPO DE SUPERFICIE
 - 2.4. HERRAMIENTAS
 - 2.5. HERRAMIENTAS DE CONTROL
3. OPERACIONES CON CABLE:
 - 3.1. TOMA DE REGISTROS.
 - 3.1.1. INSTRUMENTOS EMPLEADOS.
 - 3.1.2. REGISTRO DE TEMPERATURA. (TOPE DE CEMENTO)
 - 3.1.3. PRESION INICIAL.
 - 3.1.4. GRADIENTE ESTATICA.
 - 3.1.5. GRADIENTE FLUYENTE.
 - 3.1.6. PRESIONES CON PARADAS.
 - 3.1.7. RESTAURACION DE PRESION.
 - 3.2. OPERACIONES CONVENCIONALES:
 - 3.2.1. CORTE DE PARAFINA.
 - 3.2.2. CAMBIO DE VALVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO.
 - 3.2.3. CAMBIO DE VÁLVULA DE RETENCIÓN.
 - 3.3. OTRAS OPERACIONES:
 - 3.3.1. TOMA DE TOPE DE ARENA.
 - 3.3.2. TOMA DE MUESTRAS DE FLUIDOS A DIFERENTES PROFUNDIDADES Y DE ARENA DE FONDO.
 - 3.3.3. INSTALACION DE COLLAR STOP Y PISTÓN.
 - 3.3.4. PESCA DE HERRAMIENTAS.
4. COMPARACION DE COSTOS
5. CONCLUSIONES.
6. TABLAS
7. GRAFICOS.
8. FIGURAS.
9. APENDICE: NORMAS DE SEGURIDAD EN OPERACIONES CON UNIDAD DE CABLE.
10. BIBLIOGRAFIA.

1. INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo no sólo se limita a los procesos de Exploración, Perforación y Explotación de los Yacimientos que hubiesen sido detectados como apropiados para tales actividades, es decir aquellos en los que se haya determinado la existencia de reservas económicamente recuperables en forma fácil y constante, sino que requiere la concurrencia técnica de todos aquellos procedimientos que permitan que el servicio de los pozos sea de la más alta calidad técnica posible.

Existe una gama extensa de servicios de mantenimiento de los pozos de petróleo, uno de ellos es el realizado con la Unidad de Cable, conocido como "Guaya", "Cable" o "Slick Line", al cual generalmente no se le ha considerado debidamente pero que es de vital importancia, sobre todo en las operaciones que se realizan en el mar del Noroeste por su versatilidad, facilidad de transporte, bajo costo comparativo y por la diversidad de servicios que presta.

Se debe indicar que otra de las razones fundamentales de la importancia del servicio con Unidad de Cable es la programación del movimiento de las Unidades de Servicio de Pozos, ya que se definen según la necesidad de realizar varios trabajos en una Plataforma (Retrabajos, cambios de instalaciones debido a colapsos o rupturas de la tubería de producción o de inyección de gas, o debido a nuevas condiciones de producción de los pozos, etc.), logrando así un efectivo ahorro de tiempo y dinero.

Asimismo, los trabajos realizados con la unidad de cable presentan retos que obligan a un perfeccionamiento continuo de los profesionales petroleros, desde los puntos de vista tanto operativo como técnico.

2. EQUIPO BÁSICO

Para realizar las operaciones con Unidad de Cable en forma efectiva se debe contar con el equipo adecuado que cumpla las especificaciones de seguridad y de diseño, pues es muy frecuente el trabajo en pozos con alta presión. A continuación se describirá el equipo básico para las operaciones más comunes, y posteriormente al detallar los trabajos especiales se describirán las herramientas necesarias para cada caso en particular.

2.1. UNIDAD DE FUERZA O MALACATE.

El malacate empleado tiene una potencia de 20 HP, consta de dos cuerpos montados sobre patines adecuados para el transporte marítimo y poder ser izados en plataformas marinas por medio de grúas.

El primer cuerpo consta del motor térmico diesel, bombas hidráulicas y tanques de combustible, con un peso total de 310 Kg mientras que el otro cuerpo comprende el tambor con motor hidráulico, con capacidad para 15,000 pies de cable y el puesto de mando, con un peso bruto de 350 Kg (Figs. 1 y 2)

El circuito hidráulico del tambor comprende los siguientes elementos principales:

- a) Bomba Doble Hidromecánica, tipo PLB 218-T12, que consta de dos bombas a engranajes montadas directamente sobre el árbol de salida del motor. Pueden dar una presión máxima de 1700 a 2000 psi.
- b) Motor Hidráulico Denison MIC-042, es un motor clásico a paletas con doble sentido de rotación y que mueve al tambor por medio de un piñón y una cadena. Su rendimiento es del 85%.
- c) Válvula de 4 vías Republic tipo 8051B, que sirve para admitir e invertir el fluido dentro del motor hidráulico; está unida al circuito hidráulico por dos conductos de llegada y dos de salida de $\frac{3}{4}$ ". La comunicación entre las 4 vías se efectúa por pasajes hechos al interior de un disco móvil.
- d) Válvula de alivio Denison 20, es un obturador calibrado de $\frac{3}{4}$ " que protege la bomba en caso de una sobrepresión. Está regulada para una presión máxima de 1600 psi.

e) Válvula de Control Remoto Denison tipo RE-021-313B, es de ¼" y regula la presión de alimentación del motor hidráulico. La fuerza máxima que se puede obtener se fija al inicio del trabajo, en consecuencia, el tambor se inmovilizará para una cierta tracción ejercida sobre el cable, evitando así todo riesgo de ruptura. Se emplea cuando se efectúan maniobras delicadas con la sarta de herramientas. Un ejemplo es cuando la sarta ingresa al lubricador, al tocar la caja prensaestopas el tambor se detendrá automáticamente.

También se cuenta con otras unidades de diferentes potencias, por ejemplo, se tiene una unidad de 36 HP, que se emplea para recuperar válvulas de retención (Válvula de retención) en pozos hidráulicos. Asimismo, existen en el mercado otros modelos de unidades que en un solo cuerpo tienen incorporados el motor y el tambor con el cable, lo que las hace aún más versátiles especialmente para el trabajo en plataformas costa afuera, sobre todo para plataformas que no cuentan con grúas.

2.2. CABLE DE ACERO. (CABLE)

El cable es la parte más importante del equipo, pues sirve para maniobrar las herramientas dentro del pozo. Este cable debe poder penetrar en el pozo bajo presión, atravesando los empaques de hermeticidad de la caja prensaestopas (Stuffing Box).

Tipos de Cables.- En el mercado se pueden conseguir los siguientes tipos:

a) Cable Ordinario o IPS (Improved Plow Steel). Sus características mecánicas son buenas, posee un módulo de elasticidad elevado (rígido), compensado por una excelente tenacidad (resistencia a la ruptura por tensión)

b) Cable IPS Galvanizado. Es el cable IPS recubierto de un revestimiento de Zinc. La protección aportada por la capa de Zinc contra la corrosión produce en un medio clorhídrico una cierta fragilidad en el cable.

c) Cable "Nickel Ply IPS". Es el cable IPS con revestimiento de Níquel en una cantidad correspondiente al 5% en peso. Su resistencia a la oxidación es buena mientras el níquel permanezca intacto. Su desventaja es que el precio es de alrededor de 3 veces el precio del cable IPS.

d) Cable Inoxidable tipo 316. Sus características mecánicas son mediocres por lo que casi no se le emplea.

e) Cable Inoxidable tipo 304L. Sus características mecánicas son mejores que las del tipo 316, pero siempre se fatiga muy rápidamente. Su resistencia a la corrosión por H₂S es bastante buena, pero la desventaja mayor es que su precio es de alrededor de 7 veces el del tipo IPS.

Nudo.- El disco que se encuentra en el interior del manguito de agarre del cabo ("rope socket") es la pieza de retención del cable. El nudo normal es aquel realizado con 10 a 20 espiras y se emplea para trabajos corrientes, mientras que para pescas difíciles se emplea el nudo reforzado con dos vueltas sobre el disco y 16 espiras. Adicionalmente, se pueden realizar el llamado "nudo débil", con 2 o 3 espiras solamente, el cual se abre si la tensión llega a 400 o 500 psi. Este nudo se emplea en instrumentación en el fondo del pozo, cuando se corre el riesgo o se presume que puede ocurrir una "agarrada" de la herramienta.

Normalmente el cable que se emplea en las operaciones Costa afuera es el tipo IPS de 0.092" de diámetro, con una longitud aproximada de 10,000 pies. La tensión de uso en trabajo no debe jamás pasar del 50% de la carga mínima de ruptura, es decir, debe ser de no más de 800 psi. (Ver Tabla 1: Especificaciones A.P.I. de los cables I.P.S.)

Cada 4 horas de golpe cuando se está cortando parafina o cada vez que se inicia otro trabajo se debe cambiar la zona que trabaja sobre las poleas para lo cual se debe hacer un nuevo nudo, para evitar roturas del cable en este punto.

2.3. EQUIPO DE SUPERFICIE.

Como equipo de superficie se consideran todos aquellos elementos que van sobre la cabeza del pozo, que incluyen los elementos de control de presión y los sellantes. Esta conformado por:

1) Preventor de Reventones (B.O.P.) tipo BOWEN de 2 ½", es el elemento de seguridad para prevenir el riesgo de una surgencia o "venida" no controlada del pozo.

El B.O.P. está compuesto por un cuerpo y dos placas del obturador con empaques de caucho. La válvula puede ser cerrada fácilmente atornillando completamente las dos manivelas y los dos empaques cilíndricos son empujados uno contra otro, atrapando el cable entre los cauchos y lográndose un sello completo.

2) Lubricador Permite introducir las herramientas dentro del pozo bajo presión. Cada elemento del lubricador es un tubo terminado en una media unión rápida, con un macho en la base y una hembra en la parte superior. Su largo es de 8 pies (2.44 metros), aunque hay elementos más pequeños llamados vulgarmente "muchachos". Los diámetros empleados en las operaciones costa afuera son de 2" y 2 ½", probados a 15,000 psi y con presión máxima de trabajo de 10,000 psi.

La rosca exterior de las uniones rápidas es del tipo ACME trapezoidal de 5" de longitud con 4 espiras por pulgada.

Un lubricador se compone generalmente de tres elementos donde el superior es de 2" y los dos inferiores son de 2 ½".

El elemento inferior posee una válvula de purga de ½" para poder desfugarlo de la presión acumulada.

3) Caja Prensaestopas o "Stuffing Box", tiene un diámetro nominal de 2", este aparato va ubicado en la parte superior del equipo de superficie, permitiendo la entrada del cable, asegurando la hermeticidad del lubricador. De acuerdo al fabricante puede resistir hasta 15,000 psi, siendo su presión de trabajo de 10,000 psi.

Está conformado por tres partes: la unión rápida inferior de 2"; el cuerpo dentro del cual están montados los elementos de hermeticidad (prensaestopas y empaques en la cámara superior) y la polea con su soporte. (Fig. 3)

La hermeticidad la da el cierre de los empaques sobre el cable. Estos empaques en forma de V están ubicados entre un anillo inferior y otro superior, ambos de bronce. Un tornillo completa el montaje.

El juego de empaques consta de 4 unidades fuertes de caucho reforzado con tela y 3 empaques más blandos de goma, los cuales van alternados. La presión ejercida sobre los empaques empuja los labios de éstos contra el cuerpo de la caja prensaestopas y contra el cable, formando un buen sello. Se tiene un obturador inferior móvil que constituye un sello de seguridad en caso de romperse el cable o de existir pérdidas importantes.

4) Tensiómetro, aparato de lectura usado en trabajos a cable ("Cable") tiene dos escalas graduadas en centenares de libras. Junto con el contómetro son los elementos que indican al operador las condiciones de trabajo en el fondo del pozo.

5) Contómetro, elemento destinado para medir la longitud del alambre que sale o entra al tambor o del tambor, está graduado en pies. Su función principal es indicar la profundidad a la que se encuentra la sarta unida al cable, conocer la profundidad a la cual está colocado el equipo de completación permanente y en general hacer las mediciones que sean requeridas dentro del pozo.

2.4. HERRAMIENTAS.

a) MANGUITO DE AGARRE ("ROPE SOCKET") OTIS Tipo B o Cabeza de Cable. Es la pieza de enganche de la sarta al cable, por medio de un nudo "normal". Comprende un cuerpo, resorte, arandela soporte y un disco. Es el primer elemento que se enrosca a las barras de carga. Se elige en función del diámetro de la tubería de producción. Normalmente se emplea el de 1 ½" puntiagudo. Sirve de conexión entre el cable y las herramientas. Tiene una rosca interna de 5/8" o ¾" donde se conecta a la barra y en su interior tiene una cavidad en la cual se alojan: el disco al cual va atado el extremo del cable, el cual sale por la parte superior; la arandela soporte y el resorte que sirve para sostener el extremo anillo-cable y evita a su vez que este extremo tenga contacto directo con el tope interior del manguito. También posee en su parte superior un cuello de pesca o "fishing neck" de 1 3/8" para los casos en que se

rompa el cable en su extremo, poder recuperarlo fácilmente empleando el pescante adecuado. (Fig. 4)

b) VASTAGOS, PESOS O BARRAS. Son elementos cilíndricos compactos de acero rellenos de plomo que sirven para dar peso al conjunto de herramientas para que éste pueda bajar dentro del pozo y además por su masa para que puedan reforzar la acción de martilleo de las tijeras.

Las barras más comúnmente empleadas son de 2, 3 y 5 pies de largo, las que pueden unirse entre sí para dar el peso adecuado. Su diámetro puede ser de 1", 1 ¼", 1 ½" y 1 7/8", con cabeza de pesca de 15/16", 1 3/16", 1 3/8" y 1 3/8" respectivamente.

Se recomienda verificar el estado de las roscas y del cuello de pesca (fishing neck) antes de empezar los trabajos.

c) TIJERAS MECÁNICAS o MARTILLOS Sirven para proveer la fuerza necesaria indiferentemente hacia arriba o hacia abajo para instalar o sacar equipos tales como tapones, válvulas de Bombeo Neumático, realizar trabajos de pesca, etc., los cuales no pueden hacerse con la simple tensión proporcionada por el equipo motor o con el peso de las herramientas.

Existen básicamente dos tipos de martillos mecánicos:

- Clásicos, de carrera corta o larga, y
- Tubulares.

- El martillo clásico o tijera (spang jar), está formado por dos eslabones alargados, los cuales se desplazan uno dentro del otro. Pueden ser de carrera de 20" (corta) o 30" (larga), aunque hay tijeras especiales con carreras de 8", 12" o 14". Este martillo es el más usado ya que además de su fortaleza es el más efectivo en trabajos pesados. (Fig. 5)

Gracias a la tijera el conjunto de la sarta se desplaza con respecto a la herramienta y el golpe es transmitido a ella. Se emplea de preferencia la tijera de 30" para dar golpes hacia arriba, y la de 20" para dar golpes hacia abajo.

El procedimiento para el golpe hacia abajo es el siguiente:

- Aflojar la sarta dejando el cable un poco suelto, anotando la profundidad donde se posa la herramienta.

- Estirar el cable hasta abrir la tijera (se marcarán dos desenganches en el tensiómetro) Al segundo desenganche, que es cuando se recupera el peso de la sarta, frenar bruscamente.
- Dejar caer la sarta a gran velocidad hasta que el contómetro indique 3 pies por debajo de la cota donde se posó la herramienta.

Para el golpe hacia arriba se procede como sigue:

- Posar la sarta con la tijera cerrada anotando la profundidad.
- Determinar la cota de la tijera abierta y volver a la posición cerrada de la tijera.
- Acelerar y subir bruscamente, frenando también bruscamente cuando la tensión del cable es de 300 a 400 libras, o cuando se llega a la cota de la tijera abierta.

- El martillo tubular consiste en una camisa exterior con perforaciones, la cual alberga en su interior un pistón que se mueve libremente en el interior de la camisa, proporcionando la acción de martilleo. Este martillo se emplea en pozos donde existen materiales flotando en la tubería y que pueden introducirse en las partes móviles del martillo tipo tijera, impidiendo su funcionamiento. (Fig. 6)

d) MARTILLO HIDRAULICO. Se emplea solamente para golpear hacia arriba, por ello es que siempre se coloca una tijera mecánica debajo de él. Suministra impactos de mayor potencia, la cual es proporcional al peso de las barras y a la tensión aplicada al cable.

Consiste de una camisa en cuyo interior contiene un mandril que lleva en la parte inferior un pistón metálico. La cara interna de la camisa tiene dos diámetros diferentes, uno restringido en la parte inferior, el que se ajusta al pistón del mandril, y otro mayor que empieza a la mitad del recorrido del pistón. El cuerpo interno del martillo está lleno de aceite y sellado en ambos extremos. La operación de esta herramienta es la siguiente: cuando se aplica tensión al cable el mandril empieza a desplazarse hacia arriba junto con el pistón y el aceite contenido en el cuerpo comienza a pasar lentamente hacia la parte inferior a través de la pequeña luz que hay entre el pistón y la camisa. El pistón sigue su viaje hasta que alcanza la sección más ancha de la camisa; en ese

momento no hay restricciones al paso del aceite y el conjunto mandril-pistón viajan a gran velocidad produciendo el impacto. (Fig. 7)

Los martillos hidráulicos vienen en medidas de 1 ½' a 2' de largo por 1 ½", 1 ¾" y 1 7/8" de diámetro, todos con cabeza de pesca normal de 1 3/8".

2.5. HERRAMIENTAS DE CONTROL.

a) BLOQUE DE IMPRESIÓN ("IMPRESSION BLOCK") o ESTAMPA. Esta herramienta está formada por un cuerpo metálico cuya parte inferior es un cilindro de plomo, el cual está sujeto a un cilindro superior de acero mediante un pasador. En la parte superior tiene una cabeza de pesca normal (1 3/8") y una punta con rosca.

Su función es la de proveerle al operador o al supervisor de operaciones una impresión clara de la obstrucción, deformación o forma de una cabeza de pesca desconocida que pudiese existir en la tubería o en el hueco del pozo, también como parte final de la sarta para tomar el tope de arena. (Fig. 8)

b) CALIBRADOR DE TUBERIA, CORTADOR DE PARAFINA, COPA o CUCHILLA. Esta herramienta indicará al operador si la tubería permite el paso de los equipos y herramientas a usarse durante las operaciones a efectuar. Asimismo sirve para cortar parafina o limpiar sustancias adheridas a la pared interna de la tubería. La copa está formada por un bloque metálico con ranuras longitudinales y diámetro fijo predeterminado (1 7/8" y 2 5/16" de acuerdo a los diámetros del tubería de producción, 2" o 2 ½") Su extremo inferior es generalmente de forma cónica, lo cual permite más facilidad para el paso a través de mandrils, botellas, etc. En su parte superior lleva una cabeza de pesca normal y una punta con rosca para conectarla al juego de herramientas. (Fig. 9)

c) PERA o DESABOLLADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN ("SWAGE"). Elemento calibrador para expandir por medio de golpes las pequeñas abolladuras o partículas metálicas existentes en los coples de la tubería de producción. Vienen en diámetros de 1 7/8" y 2 5/16" con cabeza de pesca normal. (Fig. 10)

d) JUNTA ACODADA (“KNUCLE JOINT”) o MUÑECO. Elemento de movimiento universal que se emplea en la sarta para trabajos en pozos desviados, para que existan articulaciones cuando sea necesario. Vienen en dos dimensiones: 1 ¼” y 1 ½” ambas con cabeza de pesca normal. (Fig. 11)

e) RASPADOR DE PARAFINA (“PARAFFIN SCRATCHER”) o CUCHILLA PARA PARAFINA O CEPILLO. Sirve para rasquetear y limpiar las paredes del tubería de producción, eliminando la parafina adherida en ellas, en los pozos surgentes, de Bombeo Neumático (“Bombeo Neumático”) o de bombeo hidráulico, como los que se encuentran en las operaciones costa afuera. (Fig. 12)

3. OPERACIONES CON CABLE.

Durante las operaciones costa afuera se realizan una serie de trabajos frecuentes de necesidad diaria en el campo, y otros, por su carácter de “especiales” se realizan en forma más esporádica. Entre estos trabajos tenemos los siguientes:

3.1 TOMA DE REGISTROS.

Como parte de las operaciones realizadas con la unidad de Cable y considerados como los servicios de mayor importancia que prestan, se cuentan los registros tanto de temperatura como de presión de fondo de pozo.

Estos registros van desde el de temperatura, corrido luego de la cementación, hasta registros de restauración de presión y las diferentes pruebas de gradientes realizadas durante toda la vida productiva del pozo.

Seguidamente se describirán las pruebas que una empresa de Servicios de Cable realiza en las operaciones en plataformas Costa afuera en el Noroeste, empezando con una breve mención a las herramientas empleadas en estos servicios.

3.1.1. INSTRUMENTOS EMPLEADOS.

Los registros que se toman con una unidad de Cable son:

- Registros de Temperatura.
- Registros de Presión de Fondo.

Para ello hasta hace poco tiempo se habían empleado casi exclusivamente los registradores mecánicos tipo Bomba Amerada, pero últimamente las empresas de servicio han adquirido herramientas de tecnología avanzada, llamadas “*Memory Gauge*” o registradores electrónicos.

Dado que algunos de los registros de temperatura y presión todavía se toman con Bombas Amerada, se hará una breve descripción de estos equipos.

A) REGISTRADOR MECANICO O BOMBA AMERADA DE PRESION O TEMPERATURA DE FONDO.

La herramienta consta de un elemento de Presión o de un elemento de Temperatura y un elemento registrador.

ELEMENTO REGISTRADOR.

El elemento registrador comprende el reloj mecánico, el tornillo, el portacartas, el estilete y la carta registradora.

El reloj mecánico. Su finalidad es la de frenar el movimiento de descenso del portacartas, ajustándolo a un tiempo determinado por la duración de la cuerda del reloj, el cual puede ser de 3, 12, 24, 48, 72, 120, 144 y 180 horas.

El tornillo. Su fin es el de transformar el movimiento de rotación del reloj en un movimiento lineal del portacartas. Se tienen dos tipos:

- Tornillo simple. permite trasladar en 15 rotaciones toda la carrera del portacartas.
- Tornillo doble. Permite que en $7 \frac{1}{2}$ rotaciones se traslade el portacartas a lo largo de toda su carrera, reduciendo la duración del reloj a la mitad, así por ejemplo, con un reloj de 72 horas se tendrá una medición final de 36 horas..

El Portacartas. Enganchado al estribo del reloj, este cilindro que lleva en su interior la carta, desciende en el registrador y arrastra al reloj por medio de las correderas que tienen la carta sobre la cual el estilete registra los traslados del tubo de bourdón sometido a la presión del pozo.

El estilete. es una varilla acoplada al tubo de bourdón que tiene una punta de diamante colocada en forma perpendicular al eje del estilete. Esta punta va dentro del portacartas en contacto directo con la carta, sobre la cual deja su traza indicando el movimiento del tubo de bourdón.

La Carta. es una lámina de bronce recubierta en una de sus caras por una película de grafito, en la que la punta diamantada del estilete deja la traza del movimiento combinado obtenido por el movimiento longitudinal del traslado del portacartas por el tornillo con el reloj y el movimiento perpendicular dado por la variación del tubo de bourdón que se deforma por acción de la presión o temperatura del pozo.

ELEMENTO DE PRESION.

Existen Bombas Ameradas cuyos rangos de trabajo van desde los 500 hasta los 5,000 psi, los cuales son suficientes para las presiones halladas en los pozos del área de trabajo. El elemento de presión consta del fuelle y del tubo de bourdón.

El Fuelle. Va colocado en la parte inferior del elemento de presión y está protegido por una vaina perforada con un agujero, lo cual permite al fluido del pozo el transmitir al elemento las variaciones de presión del fondo del pozo. El fuelle está en comunicación con el interior del tubo de bourdón por medio de una pequeña cañería, que está llena de un líquido altamente incompresible llamado *UCON* que circula del fuelle al tubo de bourdón bajo la presión del pozo.

El Tubo de Bourdón. Tiene forma helicoidal y en su centro va un tubo guía de 29 cm. de largo, soldado con la pieza que une el fuelle al tubo de bourdón. La parte superior del tubo guía sostiene al eje del estilete, así, cuando bajo el efecto de una presión el tubo de bourdón se desenrolla, el estilete gira sobre su eje y esta rotación queda registrada sobre la carta.

TEORIA DE LA MEDICION DE PRESION CON BOMBAS AMERADA.

Si se aplican presiones crecientes a un elemento de presión y si luego se grafican en papel graduado las presiones P en función de las deflexiones Y , se tiene una curvatura cuya concavidad está dirigida al eje de las abcisas. Esta curvatura puede ser asimilada, porque la curvatura es débil, a una recta cuya ecuación es de la forma:

$$P = kY + a$$

donde:

k = módulo de elasticidad del tubo de bourdón. Es la pendiente de la recta media establecida entre dos valores determinados de la presión. Está expresada en psi/pulgada.

a = desfase del cero, puede ser positivo o negativo y está expresado en psi.

Esta recta corta a la curvatura en dos puntos. Se observa que si el ΔP es más importante, menor lo será el ΔY .

Esta recta se calcula por el método de los mínimos cuadrados. Se puede deducir que esta recta corta a la curva en dos puntos debido a las presiones pequeñas y grandes.

Para las presiones medias la curva está por debajo de la recta. En un elemento de presión se puede pues, calcular las distancias entre la curvatura y la recta y hacer un gráfico con las diferentes paradas, las deflecciones el valor de a y de k.

Es usual que cada 4 a 6 meses se realice una calibración de las herramientas en el laboratorio, determinando así los valores actuales de a y de k.

Para obtener los valores de la presión a partir de la carta de presión se tiene una lectora óptica con la que se mide la deflección en milésimas de pulgada, registradas en dicha carta. Dicha deflección se convierte a valores de presión empleando la ecuación anterior.

Ejemplo: Si $k = 281.0535$ y $a = 8.6600$ y si se tiene una deflección de 1.0260 pulgadas, la presión equivalente será:

$$P = 281.0535 * 1.0260 + 8.6600 = 297.02 \text{ psi.}$$

ELEMENTO DE TEMPERATURA.

El rango de los elementos de temperatura llega hasta los 650 °F, aunque normalmente se emplea el elemento de rango 0 a 350 °F. El elemento de temperatura es del tipo de Presión de Vapor. Un recinto contiene un fluido volátil que al aumentar la temperatura se vaporiza y se expande en el interior del tubo de bourdón, el cual provoca una rotación al eje del estilete, la cual será registrada en la carta respectiva.

B) REGISTRADOR ELECTRONICO O "MEMORY GAUGE"

El registrador empleado por algunas de las empresas que realizan este tipo de servicios es el GRC EMS-700, por ello se detallará a continuación.

El Registrador GRC EMS-700 es un sistema electrónico de medición simultánea de temperatura y presión para uso remoto en pozos de petróleo y/o gas. Se emplea para medir y registrar las lecturas en su memoria interna para evaluaciones posteriores. Una de las características principales es su habilidad y facilidad para ser empleado con el servicio de Cable. Su corta longitud

(aproximadamente 14 pulgadas para la parte electrónica y 40 pulgadas incluyendo la pila), y su pequeño diámetro (1 1/4") lo hacen una herramienta muy útil y versátil.

DESCRIPCION FISICA. El registrador tiene una construcción modular. La parte básica contiene los elementos electrónicos y sensores de Presión y Temperatura. El segundo módulo es el paquete de baterías. Se pueden colocar varios paquetes de baterías en serie para una operación extendida. De hecho, la parte de medición (EPG) y la de memoria registradora electrónica (EMR) son dos ensambles separados, unidos entre sí y donde cada uno posee su propio Circuito Impreso (PCB)

El EMR y toda la cubierta externa están fabricados de acero inoxidable, con un tratamiento térmico especial.

La memoria EMR registra las señales de los transductores existentes en los registradores de presión y temperatura que proveen los datos como frecuencia de salida. La memoria contiene un circuito de medición de frecuencia, un reloj de cuarzo, memoria RAM y un microprocesador para control y programación.

El transductor de Presión y Temperatura (EPG) es un registrador de alta sensibilidad y precisión basado en tecnología de capacitancia de platos paralelos con un mínimo de circuitos electrónicos, lo que lo convierte en el registrador electrónico para pozos de petróleo más compacto, resistente y libre de problemas.

El EPG tiene un oscilador de presión de alta frecuencia y un oscilador de temperatura. En el oscilador de presión un capacitor de sensibilidad variable controla la frecuencia de salida, mientras que en el oscilador de temperatura un circuito integrado proporciona la información básica de la temperatura del fluido del pozo para compensar la frecuencia del oscilador de presión por efectos de ella. (Fig. 13)

DESCRIPCION ELECTRICA. Los ensambles registrador EPG y memoria EMR contienen sus propios circuitos impresos. El circuito del EPG contiene el regulador y circuitos selectores de datos y sensores de temperatura. El circuito del EMR, por su parte, contiene los circuitos adicionales y la batería de respaldo

para la memoria RAM. El oscilador de cristal de cuarzo y el conector de 22 pines se ubican en el extremo superior de la herramienta. Ambos circuitos impresos están entrelazados por un pequeño conector y ensamble de cables en los extremos adyacentes de ellos. El registrador está conectado físicamente al ensamble electrónico que contiene el circuito lógico y el corrector de Ingreso/Salida.

CARACTERISTICAS PRINCIPALES.

El sistema EMS-700 opera hasta 350 °F con rango de presión de hasta 10,000 psi y con una sensibilidad de mas o menos 0.01 psi. La memoria RAM puede almacenar hasta 21,000 puntos registrados (máximo) Tiene un bajo consumo de energía ya que con una batería simple puede operar hasta 18 días consecutivos, mientras que con baterías adicionales puede operar hasta 94 días continuos.

El procesamiento de los datos registrados se pueden obtener en menos de 20 minutos

VENTAJAS DEL MEMORY GAUGE. Con respecto a la Bomba Amerada, el registrador electrónico o *memory gauge* tiene una serie de ventajas, las cuales son: mayor exactitud en los registros; gran cantidad de puntos, con lo que se puede realizar un mejor análisis de la prueba, y rapidez en el análisis.

DESVENTAJAS. Las principales son: a) el costo de las pruebas que viene a ser de 1 ½ a 2 veces mayor que el costo de una prueba corrida con bomba Amerada, y b) el riesgo de que falle la herramienta, con lo cual se perderían los datos, pues el registrador electrónico o "*memory gauge*" no tiene un respaldo físico como el de la carta en la amerada.

3.1.2. REGISTRO DE TEMPERATURA

Cuando ya se ha terminado de perforar un pozo nuevo, es necesario bajar la tubería de revestimiento o *Forros* y proceder a la cementación respectiva.

La cementación de un pozo de gas o petróleo tiene como propósito básico la protección del pozo y prevención de una posible pérdida de su valor.

Para ello el cemento se bombea dentro del pozo por los forros para colocarlo en el anular entre los forros y el hueco del pozo y se emplea como un sello para ayudar a:

1. Proteger los forros de presiones externas que pudiesen hacerlo colapsar.
2. Proteger los forros de una posible corrosión y de electrólisis causada por aguas de formación y contactos físicos con diversos estratos.
3. Prevenir una migración no deseada de fluidos de una formación hacia otra.
4. Prevenir la contaminación de zonas productoras de gas y petróleo.

En los pozos Costa afuera ú “Offshore” los forros de producción (de 5 1/2”) se cementan empleando dos mezclas de cemento. Esto dará lugar a dos gradientes de temperatura en el registro respectivo. Se recomienda que la mezcla de cemento puro (p = 15.6 lb/gl) se halle hasta aproximadamente 800 pies por encima de la formación de interés más somera, para evitar intercomunicación entre formaciones, y que la mezcla “pobre” (p = 14.0 - 14.2 lb/gl) llegue hasta por encima del extremo inferior de los forros de superficie (9 5/8”)

La temperatura en formaciones no perturbadas se incrementa linealmente con la profundidad. A este incremento se le conoce como “Gradiente Geotérmico” (G) y generalmente es de 1 °F/100 pies. El gráfico adjunto es muy útil para determinar gráficamente las gradientes geotérmicas y para estimar la temperatura de la formación. (Gráfico 1: Gradiente Geotérmica)

Cuando se conoce la Gradiente Geotérmica, la temperatura a una profundidad dada se puede calcular con la siguiente relación:

$$T_{\text{prof.}} = \text{Temperatura superficial} + \frac{\text{Profundidad}}{100} G$$

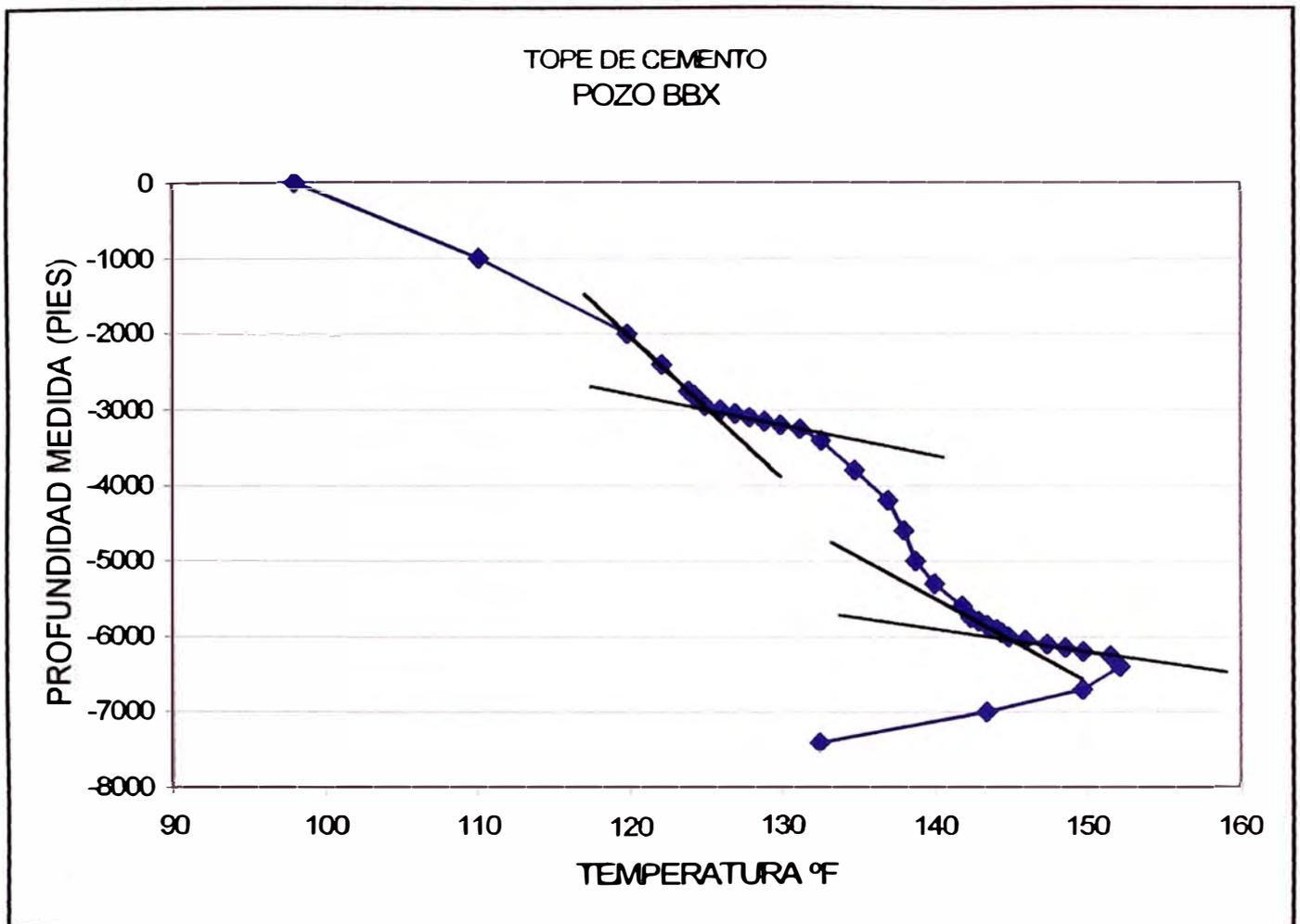
donde G está expresada en °F/100 pies..

Debido a que la temperatura de superficie varía con las estaciones, se acostumbra emplear la temperatura anual media, cuyo valor es de alrededor de 70 °F. Además, los cambios estacionales de la temperatura de superficie afectan al subsuelo solo a muy poca profundidad y por ello para propósitos de los registros se pueden ignorar.

PROCEDIMIENTO PARA TOMAR UN TOPE DE CEMENTO.

1. Armar el equipo. En este caso no es necesario armar el lubricador pues el pozo no tiene presión y el registro se realiza con el pozo abierto, sin cabezal y lleno de diesel. Tomar el punto "Cero".
2. Verificar el fondo del pozo con estampa de 2 5/16"
3. Bajar la Amerada haciendo estaciones o paradas de 3 minutos cada una a profundidades de 1,000 pies, 2,000 pies, 500 pies, 400 pies, 200 y 100 pies hasta posicionar la herramienta a unos 20 a 50 pies por encima del fondo del pozo.
4. Subir la herramienta luego de la última estación.
5. Desarmar el equipo.

EJEMPLO DE REGISTRO DE TEMPERATURA.



Se tomó un Registro de Temperatura en este Pozo nuevo ubicado en la zona Costa afuera ú "Offshore" con la finalidad de determinar el tope de cemento en el espacio anular luego de haberse completado la cementación en dicho pozo unas horas antes. El pozo tenía forros de 5 ½" y previo a la prueba se verificó el fondo, encontrándose a 7,464'. Se realizaron diversas paradas hasta llegar a los 7,400'.

En el gráfico adjunto, resultado de la información obtenida durante la prueba, se observan claramente los cambios de pendiente debido al aumento de temperatura resultante de los cambios de densidad en las mezclas de cemento empleadas. Estos cambios nos indican los topes de cemento encontrados. El tope I se halló a la profundidad de 3,000 pies de profundidad medida, o 2,840 pies verticales, mientras que el tope II se halló a la profundidad de 6,063 pies de profundidad medida, o 5,620 pies de profundidad vertical.

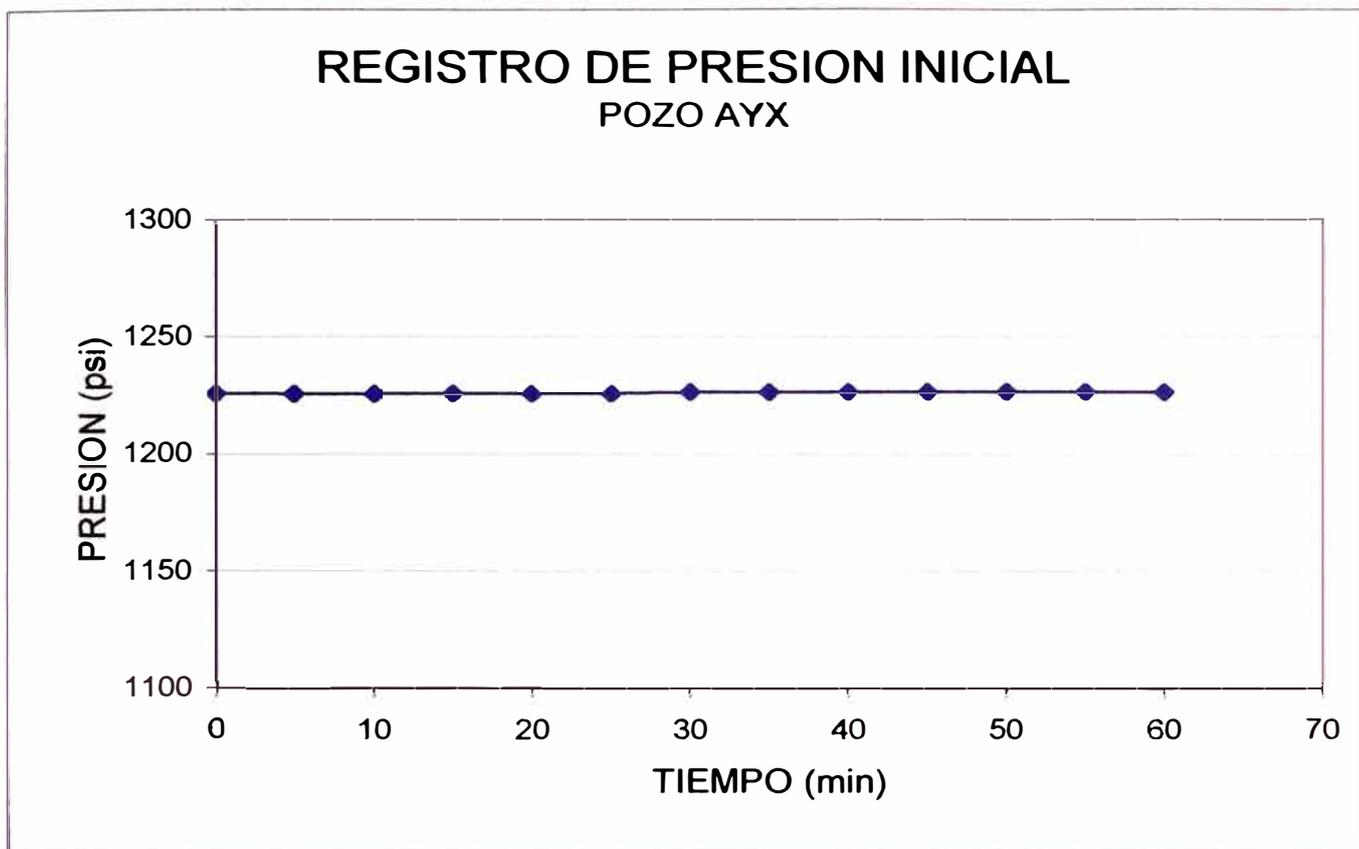
3.1.3. REGISTRO DE PRESION INICIAL

Es una prueba de presión que se le toma a un pozo inmediatamente después de haberlo baleado, con la finalidad de determinar la presión inicial o primaria del reservorio. En pozos en que se lleva a cabo un fracturamiento por etapas, la presión inicial corresponde al primer intervalo abierto, o primera etapa, antes de realizar el fracturamiento. La herramienta se baja hasta el punto medio del intervalo baleado y se deja allí por un periodo aproximado de 4 a 6 horas. Luego se procede a tomar un registro de Presiones con Paradas, para lo cual se baja la herramienta hasta unos 20 a 50 pies por encima del fondo del pozo, y luego se sube tomando el registro para determinar los posibles niveles de fluidos y contactos agua/aceite y aceite/gas

PROCEDIMIENTO PARA TOMAR UN REGISTRO DE PRESION INICIAL.

1. Armar el equipo.
2. Instalar el lubricador en la cabeza del pozo y tomar el punto "Cero", el cual debe ser aquel en que la punta de la sarta toca la válvula de control del lubricador.
3. Abrir la válvula maestra (o el "*Shooting Valve*") para registrar la presión en cabeza
4. Bajar el registrador hasta el punto medio del intervalo abierto y dejarlo por un lapso de 4 a 6 horas.
5. Subir haciendo paradas de 3 minutos cada 100, 200, 500 y 1,000 pies de acuerdo a la profundidad del pozo.
6. Dejar por 3 minutos en la cabeza del pozo para registrar nuevamente la presión de cabeza.
7. Desarmar el equipo.

EJEMPLO DE REGISTRO DE PRESION INICIAL.



Este registro se tomó en un pozo nuevo, a una profundidad de 6,200 pies, luego de haber sido baleado el intervalo productor, teniendo como punto medio del intervalo baleado la profundidad de 6,156 pies. La profundidad total del pozo era de 6,330 pies.

La prueba se tomó con el registrador por 60 minutos en el fondo. Del registro, la Presión Inicial fue de 1,226.41 psi, (máxima) y se puede ver que dicha presión se mantuvo estabilizada en el transcurso de la prueba.

Este registro se toma juntamente con un registro de Presiones con Paradas para determinar el tipo y nivel de los fluidos presentes en el pozo.

3.1.4. REGISTRO DE GRADIENTE ESTÁTICA.

Este registro se toma en pozos que han sido cerrados por un cierto periodo. Es muy importante reportar el tiempo en que ha estado cerrado el pozo y evitar que existan fugas durante la operación.

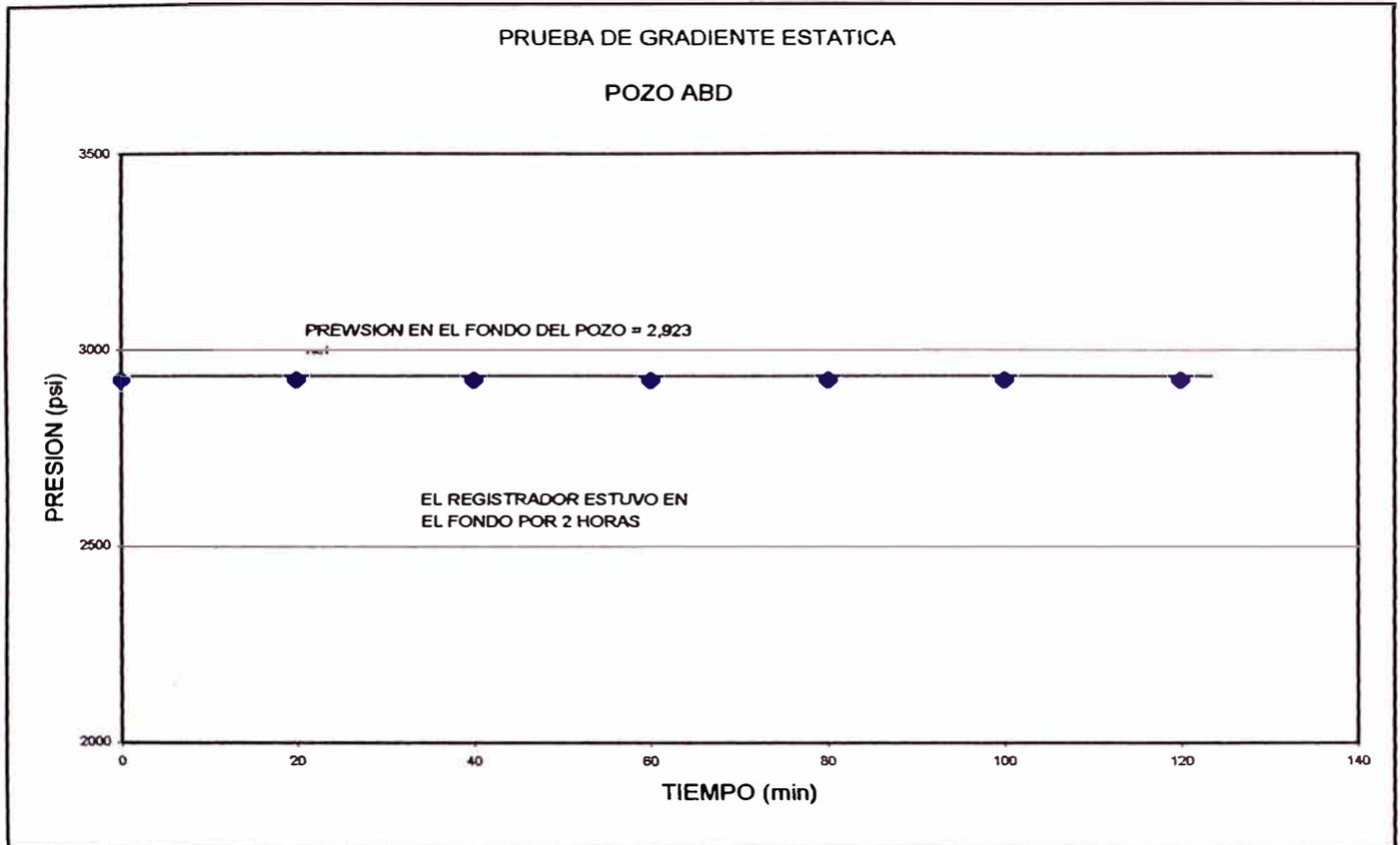
Por medio de este registro se determina la presión estática de fondo del pozo, dato que es necesario para determinar la posición de la primera válvula de un diseño de Bombeo Neumático Intermitente.

Este registro, al igual que el de Gradiente Fluyente es muy importante para hacer un buen diseño de una instalación de Bombeo Neumático, tal como los existentes en gran cantidad de pozos en las plataformas costa afuera del Noroeste.

PROCEDIMIENTO PARA TOMAR UNA GRADIENTE ESTÁTICA.

1. Previo al cierre del pozo, verificar que no tenga acumulaciones de parafina u obstrucciones, es decir, calibrar el pozo y reportar el tope de arena, recuperando para ello la Válvula de retención, si el programa entregado por el supervisor lo pide.
2. Cerrar el pozo, anotando la fecha y hora respectivas.
3. Luego del tiempo previsto de cierre (de 3 a 6 días), armar el equipo.
4. Instalar controles y el lubricador y tomar el punto "Cero".
5. Proceder a bajar la herramienta hasta 20 a 50 pies por encima del tope de arena y dejar registrando por un lapso de 2 a 6 horas.
6. Luego de ese periodo proceder a tomar un registro de presiones con paradas para determinar los niveles de fluidos, haciendo paradas de 3 minutos.
7. Dejar 3 minutos en la cabeza del pozo para registrar la presión de cabeza.
8. Desarmar el equipo.

EJEMPLO DE REGISTRO DE GRADIENTE ESTÁTICA.



Este registro se tomó en un pozo que estuvo cerrado por 4 días, se bajó el registrador a una profundidad de 8,620 pies, ya que a esa profundidad se detectó el niple de asiento. El punto medio de los perforados de los intervalos productores se encontraba a 7,325 pies. La prueba se tomó con el registrador por 120 minutos en el fondo. Se obtuvo como resultado una Presión Estática de 2,923.43 psi, (máxima) y del gráfico se puede observar que dicha presión estaba estabilizada.

Este registro se realiza en combinación con un registro de Presiones con Paradas para determinar el tipo y nivel de los fluidos presentes en el pozo.

3.1.5. REGISTRO DE GRADIENTE FLUYENTE.

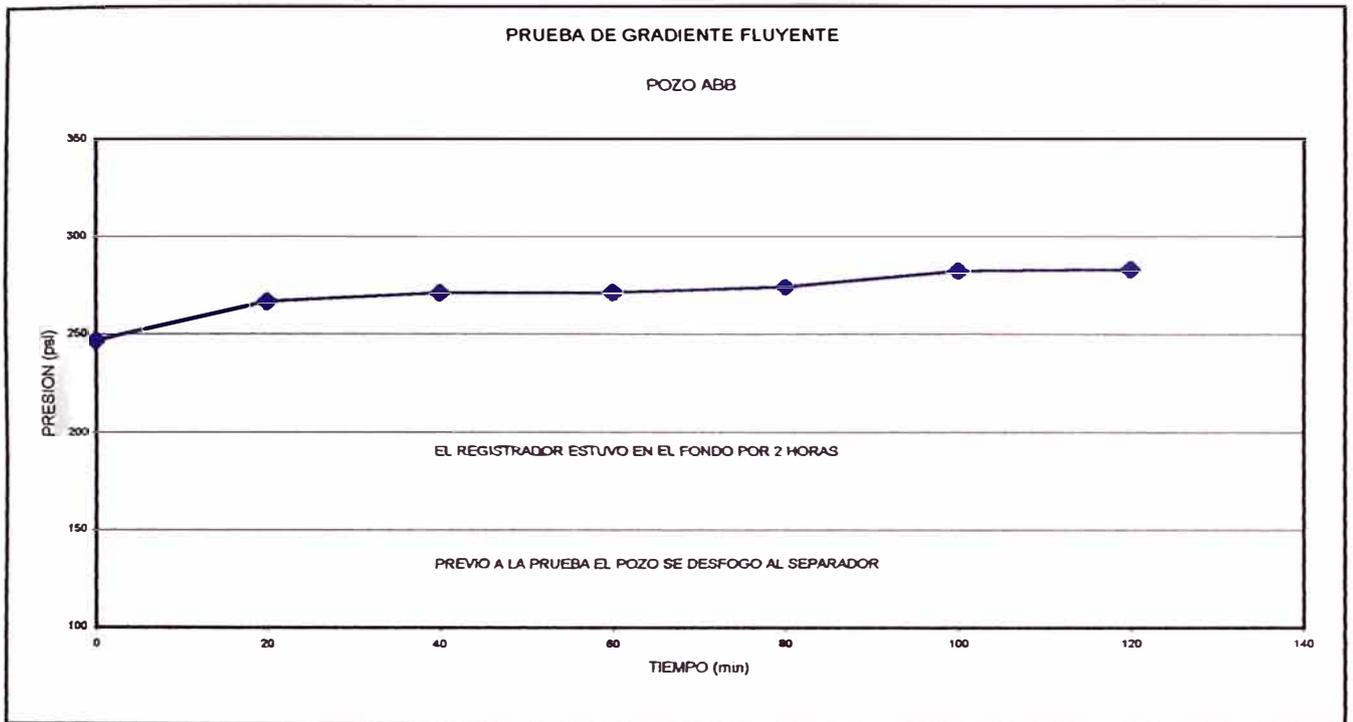
El Registro de Gradiente Fluyente se realiza en pozos que están actualmente en producción y durante periodos de flujo. Este tipo de pruebas se realiza con dos finalidades:

- Optimizar el ciclo de inyección de gas y por ende la producción en pozos de Bombeo Neumático Intermitente, y
- Tener los valores de la presión fluyente para realizar un buen rediseño de la instalación de Bombeo Neumático, cuando va a ser cambiada la instalación actual.

PROCEDIMIENTO PARA TOMAR UNA GRADIENTE FLUYENTE PARA OBTENER LA PRESION FLUYENTE DE FONDO.

1. Poner el pozo en prueba durante 4 a 6 horas antes de tomar el registro.
2. Armar el equipo. Tomar el punto "Cero".
3. Cerrar la línea de inyección de gas y verificar la existencia de la Válvula de retención o el Niple de Asiento con la estampa. Si no tiene Válvula de retención, verificar el Tope de Arena.
4. Bajar el registrador de presión hasta por debajo de la válvula operativa, pero encima de la Válvula de retención o del Niple de Asiento según corresponda. Nunca se debe cerrar la línea de producción.
5. Abrir la línea de inyección de gas y proceder a registrar una o más inyecciones. Anotar la producción en cada inyección.
6. Cerrar la línea de inyección de gas y dejar la herramienta por una o dos horas en el fondo.
7. Subir el registrador haciendo paradas de 3 minutos cada 50, 100, 200, 500 y 1,000 pies.
8. Desarmar el equipo.

EJEMPLO DE REGISTRO DE GRADIENTE FLUYENTE



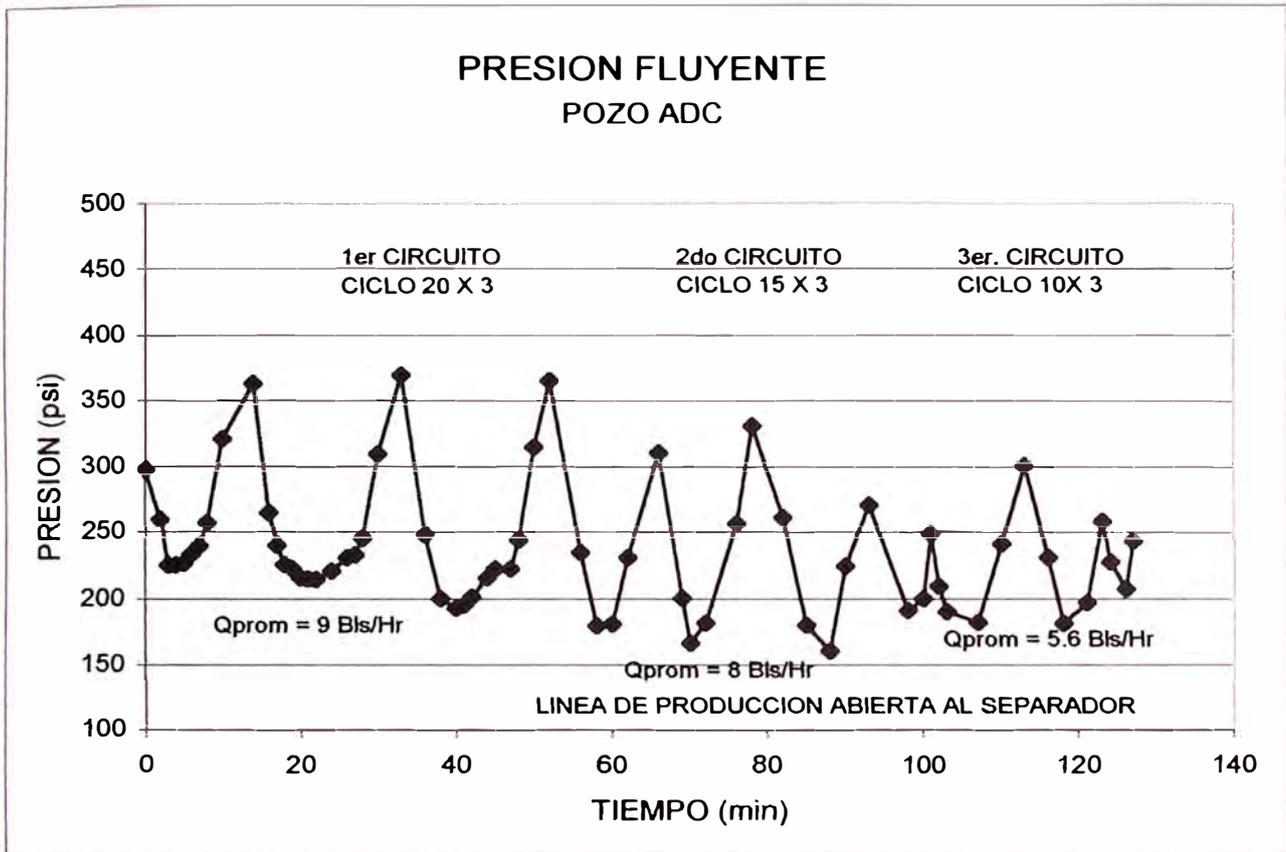
Este registro fue tomado a un pozo productor con instalación de Bombeo Neumático con tubería de producción de 2 7/8" que se mantuvo con la línea abierta al separador, y luego de terminado su ciclo de inyección respectivo. Se puede observar que la presión de fondo va aumentando conforme se va llenando el pozo con el crudo que está ingresando al pozo, hasta llegar a una presión de 283 psi luego de 2 horas de prueba.

Este registro se realiza en combinación con un registro de Presiones con Paradas para determinar el tipo y nivel de los fluidos presentes en el pozo.

PROCEDIMIENTO PARA TOMAR UNA GRADIENTE FLUYENTE PARA OPTIMIZAR EL CICLO DE INYECCION DE GAS.

1. Poner el pozo en prueba durante 4 a 6 horas antes de tomar el registro.
2. Armar el equipo. Tomar el punto "Cero".
3. Cerrar la línea de inyección de gas y chequear la Válvula de retención o el Niple de Asiento con la estampa. Si no tiene Válvula de retención, chequear el Tope de Arena.
4. Bajar el registrador de presión hasta por debajo de la válvula operativa, pero encima de la Válvula de retención o del Niple de Asiento según corresponda. Nunca se debe cerrar la línea de producción.
5. Abrir la línea de inyección de gas y proceder a registrar 3 circuitos de 3 inyecciones cada uno con diferentes ciclos. Anotar la producción en cada inyección.
6. Cerrar la línea de inyección de gas y dejar la herramienta por una hora en el fondo.
7. Subir el registrador haciendo paradas de 3 minutos cada 50, 100, 200, 500 y 1,000 pies.
8. Desarmar el equipo.

EJEMPLO DE REGISTRO DE GRADIENTE FLUYENTE



El presente Registro de Presión Fluyente se realizó a un pozo con instalación de Bombeo Neumático de 2 7/8", con Niple de Asiento a 4,984 pies, válvula operativa a 4,837 pies. Se tomaron tres circuitos de Ciclos de inyección diferentes: Al inicio se probó con un circuito de 3 ciclos de 20 x 3' y la producción promedio obtenida fue de 9 Barriles de crudo por hora; luego se probó un segundo circuito de 3 ciclos de 15 x 3' obteniendo una producción promedio de 8 Barriles de crudo por hora; y por último se probó un tercer circuito de 3 ciclos de 10 x 3', con una producción promedio de 5.6 Barriles de crudo por hora. De estos resultados se puede determinar que el ciclo óptimo es de 20 x 3'.

Este registro se toma conjuntamente con un registro de Presiones con Paradas para determinar el tipo y nivel de los fluidos presentes en el pozo.

3.1.6. PRESIONES CON PARADAS.

Los registros de Presiones con Paradas (PCP) se toman como parte de todos los registros de presión, con dos finalidades:

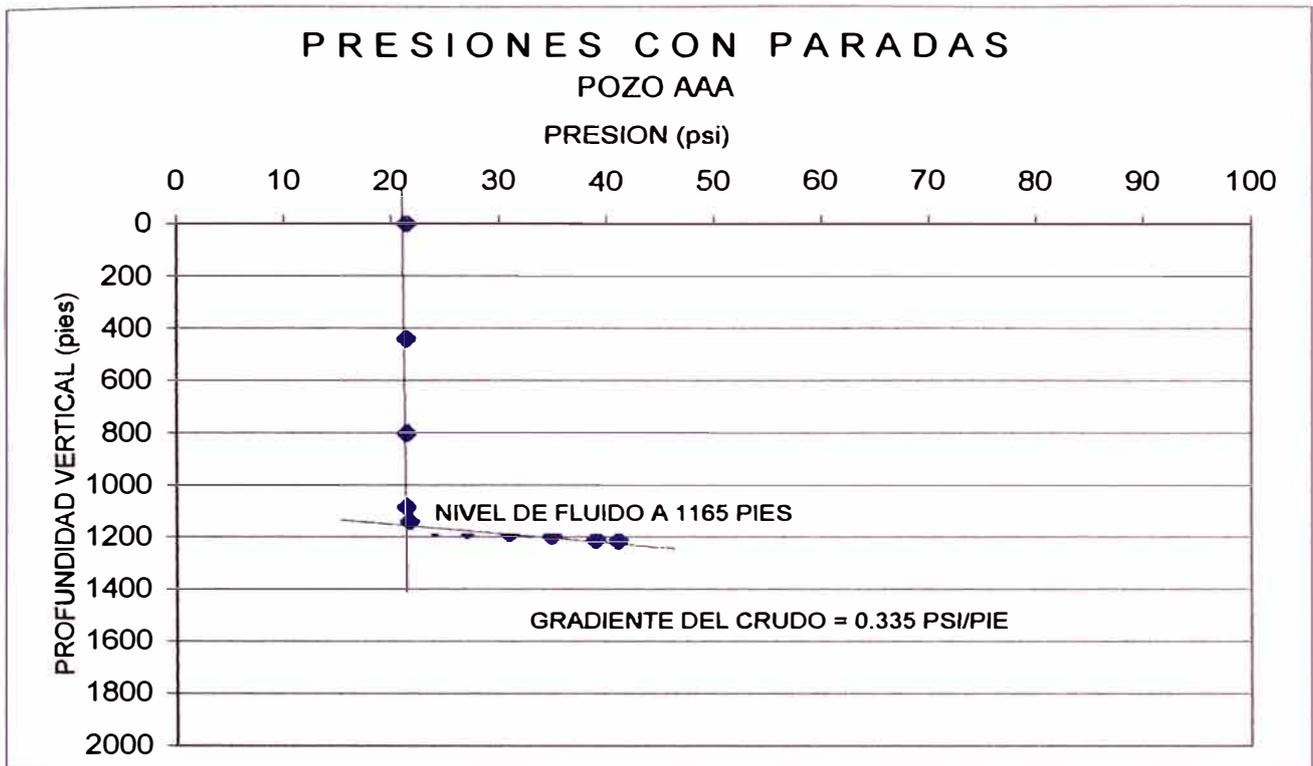
- Determinar el tipo y nivel del o de los fluidos existentes en las instalaciones.
- Determinar la gradiente de dichos fluidos, así como la gradiente total del pozo.

Para ello, se debe contar con un registro o Survey de la perforación direccional, con la corrección respectiva de las profundidades verticales.

PROCEDIMIENTO PARA UN REGISTRO DE PRESIONES CON PARADAS.

1. Al término de un registro de presiones, empezar a subir el registrador cada 50, 100, 200, 500 y 1,000 pies hasta la superficie, deteniendo un mínimo de 3 minutos en cada estación.
2. Si el registrador ha estado colocado muy por encima de la profundidad final del pozo, como en el caso de una Restauración de Presión, hacer descender la herramienta hasta unos 20 a 50 pies por encima del tope de arena y a partir de allí realizar el procedimiento indicado en el acápite 1. Esto se realiza con la finalidad de registrar la posible presencia y el nivel de agua.

EJEMPLOS DE REGISTROS DE PRESIONES CON PARADAS



Este Registro de Presiones Con Paradas se tomó a un pozo luego de un registro de Gradiente Estática, con la finalidad de determinar el tipo y nivel de fluido que había en el pozo. Se determinó que había un fluido con gradiente de 0.335 psi/pie, es decir petróleo crudo y hasta un nivel de 1,165 pies de profundidad vertical o 1,645 pies de profundidad medida.. No se detectó la presencia de agua.

3.1.7. REGISTRO DE RESTAURACION DE PRESION (BUILD UP).

Esta prueba de presión transitoria es la más usada para registrar la respuesta de un reservorio a un cambio de producción, desde un régimen más o menos constante a un régimen igual a cero, con la finalidad de obtener valores de las características del reservorio como son: la conductividad (kh), presión, en algunos casos se obtendrán los límites del reservorio. Asimismo se evalúan las condiciones cercanas al hueco del pozo como el efecto "Skin" o daño que puede tener la formación en las cercanías del pozo.

Ello sirve para decidir o no por la conveniencia de realizar una estimulación o un retrabajo en el pozo analizado, y a nivel del reservorio, es un parámetro para lograr una mejor explotación.

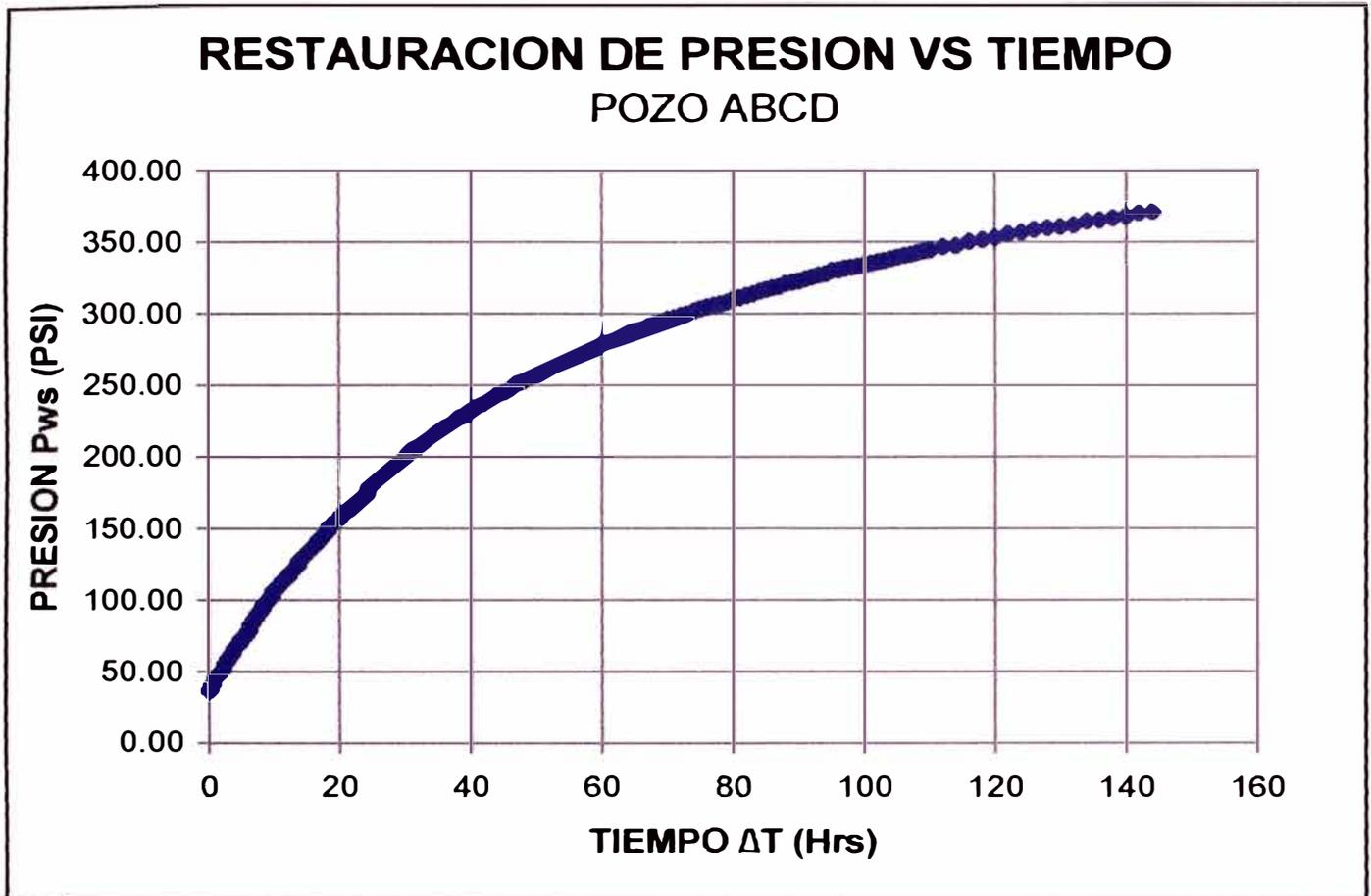
El análisis de las pruebas de Restauración de Presión se puede realizar mediante el método de Horner, complementado con el análisis de las Curvas tipo Derivada de Presión.

Para el análisis de Homer se emplea el tiempo de pseudoproducción, t_p , en horas, calculado a partir de la producción acumulada, dividida por el último régimen de producción, es decir:

$$t_p = \frac{N_p \text{ (STB)}}{q \text{ (STB/DIA)}} * 24 \text{ (Hrs/Dia)}$$

El empleo de las curvas tipo servirá en algunos casos para determinar el inicio de la región media de tiempo (MTR), en cuyo caso el análisis se hará empleando el método de Horner. Se ha observado en diversos casos que cuando la prueba de restauración de presión es de larga duración (bomba Amerada con reloj de 120 horas o más) se llega a estabilizar la presión, estando dentro de la región media de tiempo, (MTR), o aún puede llegarse a la región tardía (LTR) alcanzando las fronteras del reservorio, aunque a veces, a pesar de la larga duración de la prueba, la presión todavía no estabiliza, haciendo necesario el empleo de las curvas tipo para el análisis respectivo, por medio dla comparación de la información respectiva.

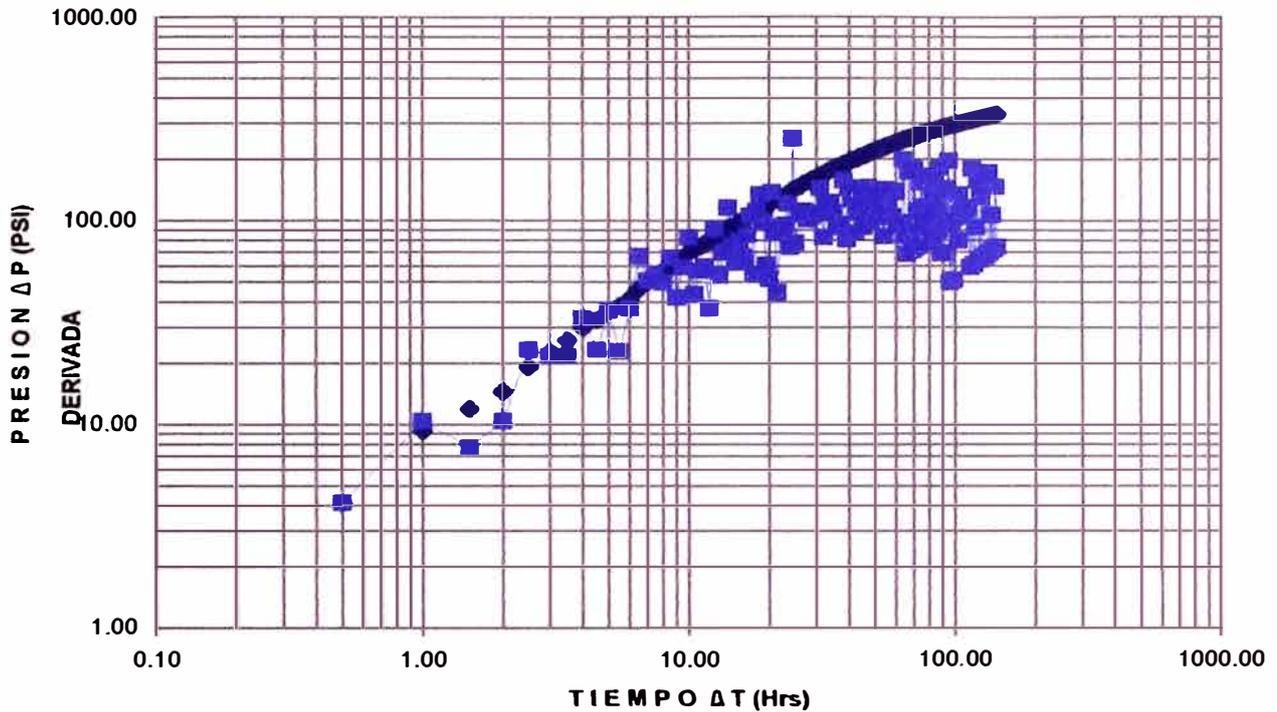
EJEMPLO DE RESTAURACION DE PRESION.



Los siguientes resultados pertenecen a un Registro de Restauración de Presión realizado a un pozo por un periodo de 144 horas. En el gráfico cartesiano de presión en el fondo P_{ws} (psi) vs. diferencial de tiempo, ΔT (hrs.), se puede observar que a pesar del tiempo de cierre de 144 horas, todavía no se ha logrado la estabilización de la presión, por ello se hará uso del análisis empleando la comparación con las curvas tipo de Bourdet.

ANALISIS LOG - LOG

POZO: ABCD



Se realizaron los gráficos log-log y de la derivada para realizar la comparación con las curvas tipo de Bourdet.. De la información de campo al graficarla, en este caso se obtiene una curva que se acerca mas a la curva $1,00E+20$, consiguiendo así una buena comparación y a partir de allí se pueden determinar las características del reservorio, tales como la permeabilidad y si la formación alrededor del pozo presenta o no daño.

3.2. OPERACIONES CONVENCIONALES

Dentro de las llamadas Operaciones Rutinarias se tienen los trabajos de corte de parafina, cambios de válvulas operativas y de las válvulas de pie o Válvula de retención en instalaciones de Bombeo Neumático. Se hará una breve exposición de estos trabajos.

3.2.1. CORTE DE PARAFINA.

Uno de los procesos operativos considerados prioritarios es el que requiere la eliminación de la parafina formada en los pozos, la cual debe ser extraída cada cierto tiempo, de modo que no afecte su rendimiento productivo.

La parafina es una mezcla sólida de hidrocarburos pesados, contenida en el petróleo. Son hidrocarburos saturados de cadena abierta o ramificada cuya fórmula es C_nH_{2n+2} , contienen un rango de 18 a 34 carbonos por molécula cuyo Peso Molecular varía entre 248 y 478.

La molécula más simple del petróleo es el metano que es el principal componente del gas natural.

En la industria del petróleo el término **parafina** es a menudo aplicado indefinidamente para significar una porción orgánica pesada de petróleo crudo, la cual a condiciones apropiadas puede cristalizar o precipitarse para formar sedimentos o depósitos cuya apariencia puede variar desde blanca y cristalina hasta una sustancia casi totalmente asfáltica, resinosa y amorfa.

Se puede generalizar que el Área Lobitos presenta mayor acumulación de parafina, en comparación con las áreas Peña Negra y Sur (Providencia y Litoral). Cada pozo tiene una frecuencia distinta de limpieza debido al tipo de parafina, ya que algunos acumulan más rápidamente que otros. En época de verano la frecuencia varía debido al calor excesivo que existe en la zona y a la presencia de corrientes cálidas en el mar (corriente del Niño), que permite que la parafina no acumule demasiado en las instalaciones. (Ver Tabla 2: Estadísticas de Corte de Parafina en Pozos Costafuera – año 2002).

Se aprecia en la Tabla 2, que durante los meses de invierno -Junio, Julio, Agosto y Septiembre- el número de pozos a los que se les hizo corte de

parafina disminuyó significativamente, como consecuencia del aumento de la presencia de la parafina “dura”, por efectos del enfriamiento del mar por la presencia de la Corriente de Humboldt.

Desde el punto de vista de producción, los problemas asociados con la parafina son innumerables, especialmente las acumulaciones de parafina en los equipos e instalaciones. Anualmente se gasta gran cantidad de dinero para prevenir o controlar los problemas de parafina.

Durante las operaciones de corte de parafina se recomienda a los operadores no inyectar gas manualmente para desfogar el pozo, es decir, se debe cumplir el ciclo de inyección normal del pozo.

FACTORES QUE ORIGINAN LA ACUMULACIÓN DE PARAFINA:

Generalmente se asume que la parafina está en solución en el petróleo, bajo condiciones del reservorio (P_{res}). Sin embargo, si se alteran estas condiciones (reducción de la temperatura y la presión), la parafina puede precipitarse y adherirse a las paredes de la tubería o la superficie del equipo. Los factores que inciden en la precipitación de la parafina del petróleo crudo son:

- Pérdida de volátiles del petróleo.
- Reducción de la temperatura del petróleo.
- Sustancias extrañas en el petróleo, alrededor de las cuales puede precipitarse.
- Condiciones en la superficie de los equipos.

Cuando ocurren estos fenómenos, se alcanza un punto de saturación de parafina en el crudo y puede ocurrir precipitación, cohesión y subsiguiente adherencia a las superficies de la instalación.

Una reducción de la temperatura del crudo por debajo del punto de saturación causa precipitación, esto es seguido por la aglomeración de los cristales para formar masas más grandes (cohesión) y subsiguiente adhesión de estas masas a los equipos (adhesión). La reducción de la temperatura puede ocurrir a causa de la expansión de los gases debido a la pérdida de volátiles o también ocurren a causa de tirantes de agua fría causada por las condiciones del tiempo durante los meses de invierno, tal como se presenta en las operaciones marinas.

Sustancias extrañas en el petróleo como limo, sales, derivados de la corrosión (Sulfuro de Hierro y compuestos de Oxido de Hierro) sirven como núcleo alrededor del cual puede cristalizar la parafina.

Las acumulaciones de parafina generalmente resultan en una limitación del flujo o aún taponamiento total de las líneas que requiere la paralización de la producción

La parafina se acumula en los siguiente elementos de la instalación: mandril porta válvulas de Bombeo Neumático, válvulas de Bombeo Neumático, tubería de producción, líneas de flujo, tanques de almacenamiento, equipos de medición, oleoductos y separadores.

Para el presente trabajo se analizará la tubería de producción, la cual es uno de los lugares más comunes para la acumulación de la parafina, debido principalmente al enfriamiento del crudo en las porciones superiores de la sarta de la tubería de producción (de 0' hasta 3,000' aproximadamente).

Este enfriamiento es causado por la reducción de la presión y pérdida subsiguiente de gases, por la expansión del gas inyectado en el sistema de Bombeo Neumático, así como la reducción de la temperatura por efecto del mar.

Los problemas causados por la acumulación de la parafina en la tubería de producción son:

- Principalmente una baja de la producción normal del pozo.
- Aumento de la presión en la sección entre la acumulación de parafina y la válvula de Bombeo Neumático, con el consiguiente daño a ésta última.
- Trabajos costosos de cambio y limpieza del tubería de producción en los casos en que no se puede emplear la unidad de Cable

MÉTODO MECÁNICO DE LIMPIEZA DE PARAFINA EMPLEANDO LA UNIDAD DE "SLICK LINE".

La mayor ventaja es que se asegura una limpieza positiva de la tubería de producción, sin embargo se tienen algunas desventajas como el peligro de que se produzca un "pescado" que pueda caer pozo abajo durante las operaciones de limpieza.

La herramienta básica es la Cuchilla (“Paraffin Scratcher”) y después de haberla empleado se corre la copa (“Gauge Cutter”) hasta un pie por encima del niple de asiento de la válvula de retención. (“Standing Valve”).

PROCEDIMIENTO PARA CORTAR PARAFINA EN POZOS QUE PRODUCEN POR BOMBEO NEUMÁTICO.

1. Cerrar momentáneamente el pozo e instalar la B.O.P. y el lubricador.
2. Abrir la válvula maestra.
3. Esperar el ciclo de inyección de Bombeo Neumático hasta que comience a fluir el crudo, luego se cierra la inyección.
4. Se procede a tomar el punto “Cero” y a bajar la cuchilla de acuerdo a las condiciones del pozo (excesivo taponamiento, parafina dura, media o suave, diámetro de la tubería de producción, etc.)
5. Sacar y limpiar las herramientas.
6. Desfogar el pozo al separador, abrir la inyección de gas y la válvula lateral o del múltiple (“manifold”).
7. Esperar un nuevo ciclo de inyección y repetir los pasos 3, 4, 5 y 6 hasta que la cuchilla pase fácilmente hasta una profundidad mayor de 3,000’ del pozo.
8. Sacar la cuchilla y bajar la copa hasta que llegue a un pie por encima del Válvula de retención.
9. Dejar el pozo en producción y/o en las condiciones en las que se encontró.
10. Desarmar el equipo y pasar a otro pozo.

Actualmente se ha implementado el corte de parafina en pozos fluyentes a través del Forros de 5 ½”, para lo cual se han tenido que preparar cuchillas de 3”, 3 ½” y 4” y copas de 3 ½” y 4”, teniendo que tomar muchas precauciones, ya que es de mucho mayor riesgo por la alta probabilidad de que se presente una “botada” de la sarta con el consiguiente “pescado” que en este caso es imposible de recuperar, pues las herramientas se irían al fondo del pozo, perdiéndose irremediabilmente.

Se debe resaltar que se obtiene una gran ventaja económica con el corte de parafina empleando la unidad de Cable versus la alternativa de empleo del Equipo de Servicio de Pozos para un cambio de instalación, pues una unidad

de cable mensualmente puede cortar parafina entre 20 a 40 pozos con un costo mensual de aproximadamente US\$ 6,500, mientras que el equipo de Servicio de Pozos tiene un costo aproximado de US\$ 4,000 diarios, estimándose una capacidad de trabajo de 1,000 pies/hora con tubería de 2 7/8" o de 500 pies/hora con tubería de 2 3/8".

3.2.2. CAMBIO DE VÁLVULAS DE BOMBEO NEUMÁTICO.

Otra de las actividades básicas realizadas con la unidad de Cable es el cambio de las válvulas descalibradas en las instalaciones de Bombeo Neumático. Dichas válvulas se descalibran por las siguientes causas:

- Desgaste por el uso; el fuelle se fatiga y no regula adecuadamente, o
- Cuando al ser instalada se sigue un mal procedimiento para el arranque del pozo. (El procedimiento correcto consiste en ir inyectando gas poco a poco hasta que el espacio anular llegue a la presión normal del sistema que es de 800 a 900 libras)

Para decidir si se cambia la válvula operativa, lo primero que se hace es tomar un récord de presión de 24 horas para observar el comportamiento de la válvula. (Ver Gráfico 2: Carta de Presión de una Válvula descalibrada).

HERRAMIENTAS EMPLEADAS.

LA VÁLVULA RECUPERABLE DE BOMBEO NEUMÁTICO TIPO BK-1 tiene un diámetro nominal de 1" con cabeza de pesca de 7/8", posee un fuelle cargado con nitrógeno que se calibra a la presión deseada y es operada por la presión del anular. Para su colocación se emplea el bajante JK (*JK Running Tool*), en el cual se inserta la cabeza de pesca de la válvula y se asegura con dos pines de bronce. Para librar la válvula se dan golpes hacia abajo hasta que se rompen los pines. El bajante se coloca en el posicionador ("Kickover") tipo OK- o en el posicionador ("Kickover") tipo "R".

POSICIONADOR ("KICKOVER") TIPO "OK-1" Y POSICIONADOR ("KICKOVER") TIPO "R" son herramientas posicionadoras empleadas para colocar o pescar válvulas de los mandriles laterales de 2" y 2 1/2" de diámetro nominal.

Se baja con la rótula trabada dentro de la camisa. Para alojar una válvula en un mandril se debe pasar por lo menos 5 pies por debajo de él y luego levantar la herramienta para accionar la rótula y dejarlo en posición de operación. En el extremo de la rótula se coloca el bajante o el pescante de 1 ¼”.

El Posicionador “Kickover” tipo “OK-1” posee en su extremo inferior un bolsillo de seguridad en caso de que se suelte o se caiga la válvula, y en la parte superior tiene un “localizador” que sirve para orientar la herramienta hacia el mandril. (Fig. 15)

El Posicionador “Kickover” tipo “R” no tiene este bolsillo, pero su uso está indicado en casos en que existan algunas restricciones en la tubería, es por ello que se deben tomar muchas mas precauciones cuando se emplee esta herramienta. (Fig. 16)

PESCANTE JD DE 1 ¼” es una herramienta recuperadora adecuada para cabezas de pesca de 7/8” de diámetro. Para recuperar la válvula una vez que el pescante la ha cogido, se procede a golpear hacia arriba hasta que se libre del mandril. Posee también un sistema de seguridad que en caso necesario puede librar a la válvula dando golpes hacia abajo. (Fig. 17)

PROCEDIMIENTO PARA EL CAMBIO DE UNA VÁLVULA DE BOMBEO NEUMÁTICO.

1. Armar el equipo. Tomar el punto “Cero”.
2. Cerrar la inyección de gas y colocar controles y el lubricador en el pozo.
3. Desfogar la presión acumulada en el anular para evitar problemas de diferencial de presión, que pueden ocasionar una “botada” y consiguientemente un “pescado”.
4. Verificar el estado de la instalación con la copa. Si es necesario cortar parafina y/o emplear el desabollador.
5. Bajar el posicionador OK-1 de 2” o de 2 ½” según el tipo de instalación existente en el pozo, con el pescante JDC de 1 ¼” hasta la profundidad del mandril y maniobrar hasta que enganche en la válvula. Esto se notará pues la sarta se “sentará” y en el tensiómetro se verá que pierde peso.
6. Maniobrar tensionando y dando golpes hacia arriba hasta que la válvula se suelte del mandril. Luego se procede a subir la sarta. Si hubiera alguna

- obstrucción que no pudiese subsanarse con el desabollador, bajar la estampa y verificar que no haya colapso e intentar con el posicionador tipo R.
7. Una vez en superficie cerrar los controles y poner el pozo en producción para que se descargue, abriendo la línea de gas.
 8. Luego de 1 a 3 inyecciones y después de asegurarse que el pozo ha producido es decir se ha “descargado”, cerrar la línea de gas y bajar el posicionador con la válvula nueva colocada en el bajante tipo JK de 1 ¼”. Luego de bajar la herramienta hasta la profundidad del mandril maniobrar hasta que se “siente” la válvula, es decir hasta que se haya ubicado en el mandril. Esto se notará en el tensiómetro pues al tratar de seguir bajando la sarta se pierde el peso.
 9. Hacer juego de tijera golpeando hacia abajo hasta que se rompan los pines del bajante y se suelte la válvula, quedando así instalada.
 10. Para comprobar si la instalación es correcta, subir la sarta unos 20 pies con respecto a la profundidad de instalación y luego bajarla. En este caso la sarta seguirá de largo y se bajará unos 10 o 15 pies por debajo de la profundidad del mandril.
 11. Sacar toda la sarta, poner el pozo en producción y dejarlo tal como se encontró.
 12. Seguidamente tomar un récord de presión para verificar el correcto funcionamiento de la válvula recién colocada. (Gráfico 3: Carta de Presión de una Válvula Calibrada y Operativa)

3.2.3. CAMBIO DE VÁLVULA DE RETENCIÓN O VALVULA DE PIE.

Toda instalación de Bombeo Neumático lleva en la parte inferior de la tubería de producción una *Válvula de retención* o también conocida como “válvula de pie”, que opera como una válvula “check” para evitar el retorno del crudo hacia la formación por acción de la presión del gas durante la inyección o evitar la acción del gas de inyección sobre la formación productora.

La Válvula de retención consta de un cuerpo con ranuras laterales para el paso del fluido, un bolón interno de acero que va en un asiento, el cual permite el flujo en una sola dirección, y una cabeza de pesca de 1 3/8”. (Fig. 18). Debido

a la producción de crudo el asiento puede desgastarse o “lavarse”, por la presencia de arena o de finos en el crudo, formarse carbonatos o también puede acumularse parafina, lo cual ocasiona un sello defectuoso, disminuyendo el volumen de producción normal del pozo y haciendo necesario su cambio.

Para su recuperación se emplea el pescante JDC de 2” o de 2 ½” de acuerdo al diámetro de la tubería de producción, mientras que para su instalación se suelta la Válvula de retención en la cabeza del pozo y luego se baja la copa hasta la profundidad del Niple de Asiento respectivo, dándole un solo golpe para obtener un buen sentado.

PROCEDIMIENTO PARA EL CAMBIO DE UNA VÁLVULA DE RETENCIÓN.

1. Armar el equipo.
2. Cerrar la inyección de gas y colocar el B.O.P. y el lubricador en el pozo. Tomar el punto “Cero”.
3. Verificar el estado de la instalación con la copa. Si es necesario cortar parafina o emplear el desabollador.
4. Si aun persiste la obstrucción, verificar la posibilidad de realizar el trabajo por medio de la estampa y, en caso de duda, corretear una Válvula de retención sin bolón. Si se logra pasar, entonces continuar con el procedimiento.
5. Bajar la sarta con el pescante JDC adecuado hasta la profundidad de la Válvula de retención, conocida por el historial del pozo, lo cual se confirmará en el tensiómetro, pues se perderá peso. Dar un pequeño golpe hacia abajo para asegurar que el pescante agarre la Válvula de retención y luego dar golpes de tijera hacia arriba hasta que se suelte del Niple de Asiento, procediendo a llevarla a superficie.
6. Luego de recobrar la Válvula de retención usada, soltar la nueva en la boca del pozo y proceder a corretearla con la copa ubicada en el extremo de la sarta de herramientas, hasta la profundidad de instalación, dándole un pequeño golpe para asegurar un correcto sentado.
7. Sacar la sarta, desarmar el equipo y pone el pozo en producción, dejándolo tal como se le encontró.

3.3. OTRAS OPERACIONES.

En los trabajos con Cable existen otras diversas operaciones, sin embargo las que se realizan en las instalaciones costa afuera son las siguientes:

3.3.1. TOMA DE TOPE DE ARENA.

Este trabajo se realiza durante o después de las operaciones de Fracturamiento, para conocer la profundidad a la cual se halla la arena, para verificar el correcto desarrollo de un frac por etapas o determinar si un intervalo productor está arenado. Asimismo se emplea como medida preventiva antes de tomar registros de presión de fondo, evitando el riesgo de que la herramienta se introduzca en la arena y se “chupe” o agarre, lo cual puede degenerar en un problema de pesca o aún en la pérdida de la herramienta

La sarta empleada consta del manguito, un peso chico, tijera mecánica y una estampa de 1 3/8” o de 2”, la cual se baja hasta que pierda peso, es decir hasta que se asiente, y luego se da un pequeño golpe hacia abajo, procediendo a subir la sarta. En la estampa se marcará una superficie granulada por efecto de la arena de fondo.

3.3.2. TOMA DE MUESTRAS.

A veces es necesario recuperar algunas muestras de los fluidos del pozo, o de la arena de fondo. En estas operaciones el trabajo realizado con la unidad de Cable es insuperable por la rapidez para movilizar el equipo y el bajo costo comparativo con el equipo de servicio de pozos.

Se consideran dos tipos de trabajos: toma de muestras de fluidos y toma de muestras de arena de fondo.

a) MUESTRAS DE FLUIDOS A DIFERENTES PROFUNDIDADES. Para este trabajo se emplea el “Muestreador de Fluidos” o “*Sample Bailer*” que es una herramienta que consta de una camisa de acero de 2” de diámetro nominal y una longitud variable de 2 a 4 pies, con cabeza de pesca de 1 3/8”. La camisa

tiene dos agujeros: uno en el extremo superior y otro en el extremo inferior y además en la parte inferior lleva un bolón interno de acero que sirve como sello. Mientras se baja la herramienta el fluido circula internamente por la camisa, y al llegar a la profundidad deseada, simplemente se tensiona la sarta, con lo que el peso del fluido contenido en la camisa empujará al bolón, lográndose el sello y obteniendo un volumen de fluido dentro de la cámara. (Fig. 19)

b) MUESTRAS DE ARENA DE FONDO. Si se desea obtener muestras de los sólidos existentes en el fondo del pozo para verificar si se trata de arena de frac, arena de formación o lodos, se emplea la “Bomba para Arena” o “*Sand Bailer*”, que viene en dos dimensiones: una con diámetro de 1 ½” y un volumen del barril de 65 pulg³ para instalaciones BLT y otra con diámetro de 2 ½” y volumen de recuperación máximo de 122 pulg³ para instalaciones convencionales, ambas tienen cabeza de pesca de 1 3/8”. Su operación se debe al vacío generado por el movimiento del pistón de la bomba. Para lograr una buena recuperación de muestras se debe bajar la sarta hasta el fondo, dar un golpe suave y tensionar para que ingrese muestra a la bomba, repitiendo el procedimiento unas 4 o 5 veces. (Fig. 20).

3.3.3. INSTALACION DE COLLAR STOP Y PISTÓN.

El levantamiento con pistón (“Piston Lift”) es un método de levantamiento artificial cuyo principio ha estado en existencia por más de 60 años y consta de un pistón libre que sube y baja dentro de la tubería de producción, empleando la energía de expansión del gas para su movimiento ascendente. Este método se emplea en pozos de Bombeo Neumático o en pozos de alto GLR, mejorando la eficiencia de estos pozos y también para disminuir la formación de parafina en dichos pozos.

Asimismo el pistón provee un sello parcial entre el gas de inyección y el fluido a producir, reduce el retorno o “*fallback*” del fluido y utiliza más eficientemente la energía del sistema de Bombeo Neumático. Todos estos beneficios se obtienen con la ventaja adicional de un bajo costo inicial y muy poco mantenimiento.

Una instalación típica consta de un “*Collar Stop*” que es una herramienta que se baja dentro de la instalación de Bombeo Neumático, sirve como tope inferior para el recorrido del pistón y se sujeta en el acople de la tubería justo encima de la válvula operativa; de un “*Bumper Spring*” que es un resorte que va encima del “*collar stop*” para amortiguar el golpe al caer el pistón, y de un lubricador y un recuperador o “*catcher*” en la superficie, que actúan como absorbedor de impactos en el extremo superior del recorrido del pistón, a la vez que sirve para retener el pistón en superficie cuando se desea revisarlo. (Fig. 21)

Los pozos Costa afuera necesitan de un programa continuo de limpieza de la parafina, y se aprovecha el sistema de pistón para disminuir la frecuencia de ingreso de unidades de Cable en algunos pozos.

El pistón no corta la parafina, sino que provee una acción de frotado o cepillado de las paredes de la tubería de producción en cada inyección de gas, con lo que previene su acumulación. La otra ventaja esencial del pistón es que incrementa la eficiencia de recuperación en pozos de Bombeo Neumático, ya que disminuye el resbalamiento o *fallback*, y los fluidos del pozo son levantados desde el fondo en forma de “taco”.

La eficiencia de recuperación en pozos con sistema de inyección de gas depende de varios factores: uno es el diámetro y longitud de la tubería de producción, ya que sus paredes ejercen cierta fricción en el taco de fluido mientras viaja hacia la superficie, lo cual crea un arrastre en el perímetro externo del taco y éste asume consecuentemente una forma de bala mientras el gas inyectado por debajo trata de atravesarlo. Asimismo la superficie de la tubería de producción ha quedado impregnada por el fluido de los tacos anteriores, creando el efecto de resbalamiento o *fallback*. La severidad de este fenómeno está en función de la velocidad del taco y dicha velocidad esta afectada por la presión de inyección y la contrapresión. Dependiendo de dichas variables, la eficiencia de levantamiento puede variar entre 30% y 60%.

Este problema se manifiesta en altos gradientes fluyentes en la tubería de producción y altas presiones fluyentes en el fondo del pozo. A su vez esto reduce la caída de presión o “*draw down*” de la formación y por ende el llenado del petróleo hacia el hueco del pozo.

La instalación de un pistón directamente sobre la válvula operativa ofrece algunos beneficios: cuando se inyecta gas debajo del pistón, éste empieza a moverse hacia arriba con el taco de fluido encima, ya que la presión es mayor por debajo del pistón y virtualmente no existe retorno del fluido que se está produciendo, no existe resbalamiento o “*fallback*”. De hecho existirá una pequeña cantidad de gas que escapará hacia arriba alrededor del perímetro del pistón realizando una acción de barrido en las paredes de la tubería de producción. Con ello la eficiencia puede incrementarse hasta casi el 100%. Los beneficios inmediatos son una reducción en el gas necesario y menores costos de compresión. Otros beneficios son la presencia de gradientes fluyentes reducidas en la tubería de producción y menores presiones fluyentes de fondo de pozo. El incremento resultante en el “drawdown” de la formación debería permitir el ingreso de los fluidos al hueco del pozo más rápidamente. Un beneficio adicional es la eliminación casi completa de los problemas de deposición de parafina. Pero la mayor ventaja de este sistema es el costo, pues inicialmente se tiene el costo de instalación, que no es muy alto, y una vez que el sistema opera correctamente ya no es necesaria sino una revisión rutinaria del funcionamiento del pistón durante el recorrido diario del recorridor o del supervisor del área para realizar pequeños ajustes debido a cambios en las características de producción del pozo o condiciones externas como la presión del sistema de inyección. Adicionalmente, el costo de reparación en casos de desgaste es mínimo y aún se puede recuperar todo el sistema e instalarlo en otro pozo en caso de abandono del pozo actual.

Las restricciones para colocar este sistema son que se necesita una instalación de Bombeo Neumático de un mismo diámetro desde el fondo del pozo hasta el cabezal, incluyendo la válvula maestra y la tee de flujo. Para verificar estas condiciones se puede chequear la instalación con un calibrador o copa con una unidad de Cable.

En resumen, se puede indicar que el levantamiento por pistón es un método de producción muy económico y eficiente y debe ser considerado junto con el sistema de Bombeo Neumático en pozos que posean problemas principalmente de acumulación de parafina

PROCEDIMIENTO PARA INSTALAR UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO A PISTÓN.

1. Armar el lubricador e instalarlo. Cerrar la inyección de gas. Instalar el B.O.P.
2. Tomar el punto "Cero". Verificar el diámetro de la instalación con la copa. Cortar parafina si existe acumulación y correr nuevamente la copa.
3. Bajar el Posicionador OK-1 con una estampa de 1" para verificar la profundidad exacta de la válvula operativa BK-1.
4. Conocida la profundidad de la válvula BK-1 bajar la sarta con el "collar stop" que esta sujeto con el pescante JDC, hasta la profundidad del mandril de la válvula operativa y luego subir unos 10 a 15 pies para accionar el seguro que mantiene cerrados los brazos del "collar stop" y quedar así en posición de sentado
5. Bajar nuevamente la sarta hasta que el "collar stop" se agarre en el receso del Acople entre la tubería de producción y el mandril. Esto se conocerá pues la sarta perderá peso en el tensiómetro.
6. Colocado el "collar stop" golpear hacia abajo con la tijera hasta que rompa el pin de seguridad del pescante y suelte el collar stop, quedando así instalado.
7. Sacar la sarta y proceder en forma similar para instalar el "Bumper Spring".
8. Corretear el pistón con la copa hasta que llegue a la profundidad indicada.
9. Retirar el lubricador de Cable y colocar el lubricador y el "catcher" del sistema de levantamiento a pistón.
10. Abrir la inyección de gas y probar el funcionamiento, verificando el retorno del pistón a superficie.
11. En caso necesario, tanto el pistón como el "bumper spring" y el "collar stop" poseen cabeza de pesca de 1 3/8", pudiendo recuperarse con el pescante JDC.

3.3.4. PESCA DE HERRAMIENTAS.

La pesca de herramientas con unidad de Cable es un trabajo que exige la completa atención del Supervisor que imparte las instrucciones y mucha habilidad del operador que las realiza. Existen diversos motivos por los cuales pueden presentarse problemas de "pescado" en el pozo, por lo que se hace necesario realizar una pesca que de por si es una operación riesgosa.

Los motivos principales son:

- fatiga del cable,
- rotura de herramientas,
- herramientas agarradas o “chupadas”,
- golpe repentino de gas que bota la sarta quebrándose luego el cable,
- presencia de H₂S que corroe el cable, etc.

Para estos casos se cuenta con algunas herramientas básicas, y en casos especiales se deben confeccionar otras adecuadas a la situación presentada.

HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN OPERACIONES DE PESCA.

a) BLOQUE DE IMPRESIÓN o ESTAMPA. Ya explicada en “Herramientas básicas”.

b) HERRAMIENTAS DE ARRASTRE o PESCANTE. Estas herramientas han sido diseñadas para retirar de los pozos ciertos equipos tales como válvulas de Bombeo Neumático, “collar stop”, o también sargas de herramientas que se quedan dentro del pozo cuando se rompe el cable.

Básicamente existen dos tipos de pescantes, los cuales son:

- Pescantes que sueltan el equipo enganchado mediante golpes de tijera hacia abajo, o pescantes “pica para abajo”.
- Pescantes que sueltan golpeando la tijera hacia arriba, o pescantes “pica para arriba”.

Están constituidos principalmente por las siguientes partes: punta roscada, cabeza de pesca de 1 3/8”, camisa, uñas, resortes, núcleo o “core” central y un pasador de seguridad.

Sistema de seguridad. En el primer tipo, los “pica para abajo”, tienen unas uñas que agarran al pescado en la cabeza de pesca y si se desea librarlo, al golpear hacia abajo, el núcleo del pescante pega contra la cabeza de pesca del equipo a sacar, el cual sirve de apoyo. Al dar suficientes golpes la camisa del pescante corta el pasador de seguridad que la mantiene unida al núcleo y se mueve hacia abajo, lo que hace abrir las uñas soltando al pescado.

En el segundo tipo, pescante “pica para arriba”, la acción de la tijera actúa sobre el núcleo o “core”, y la camisa es la que sirve de apoyo. Dando suficientes golpes, el núcleo corta el pasador de seguridad que lo une a la camisa y un resorte lo impulsa hacia arriba arrastrando con su parte inferior a las uñas, las cuales se abren y pierden contacto con la cabeza de pesca del pescado, quedando libre, con lo que se puede sacar la sarta del pozo, ya sea para revisarla, cambiar alguna herramienta o pasar a otra operación.

Los pescantes se denominan mediante tres letras, la primera indica el modelo, la segunda indica el tipo (pica para arriba o pica para abajo) y la tercera indica el largo del núcleo (corto o largo) Así tenemos el pescante mas empleado es el JDC donde J indica el modelo, D indica que pica para abajo (down) y C indica que el núcleo es Corto; mientras que el pescante JUL indica un pescante modelo J, pica para arriba (up) con núcleo Largo. (Fig. 17)

Todos los pescantes vienen en medidas estándar de 2” y 2 ½” para cabezas de pesca de 1 3/8” y 1 ¾” respectivamente, siendo el primero el más empleado pues se adapta a la cabeza de pesca normal (1 3/8”)

c) CAJA CIEGA o “BLIND BOX”. Es una herramienta de acero sólido de gran dureza y completamente plana en su parte inferior. Se emplea cuando se quiere golpear una herramienta o pedazo de metal para sacarlo fuera de la tubería, para bajar un pescado, o cortar el cable en la cabeza de la sarta (rope socket) (Fig. 22)

d) CORTA ALAMBRE o “GO DEVIL”. Llamado comúnmente “diablo”, está formado por un pedazo de barra de 1 ¼” o 1 ½” y de 2 a 3 pies de largo. Está provisto de una cabeza de pesca normal y una ranura a todo lo largo de la herramienta, por donde se deslizará el cable a cortar desde el momento en que se suelta el diablo hasta que llega al manguito de agarre. Es recomendable que la parte inferior del diablo tenga forma de cuña y al momento de introducirlo al pozo mantener el cable con una tensión de más o menos 200 libras para que pueda deslizarse hasta el fondo. (Fig. 23)

e) PESCANTE DE ALAMBRE o "CABLE GRAB" Se emplea para retirar el cable del pozo cuando éste se ha partido y luego de haber ubicado su extremo superior con el localizador. El pescante consta de 2 o 3 patas de 2 pies de largo colocadas en forma concéntrica, en cuya cara inferior lleva soldadas pequeñas púas con las puntas hacia arriba, las cuales sirven para enganchar el cable cuando éste entre al pescante. En la parte superior posee una punta roscada y cabeza de pesca normal (Fig. 24)

f) LOCALIZADOR DE ALAMBRE o CABLE FINDER. Está formado por un cilindro con punta roscada y cabeza de pesca normal en su parte superior. En su extremo inferior está ranurado longitudinalmente para conseguir una acción de resorte.

El localizador se emplea durante operaciones de pesca, para determinar la profundidad a la cual se halla el extremo superior del alambre que ha quedado dentro del pozo. Los diámetros mas usados son de 2 9/32" para instalación Convencional y 1 27/32" para instalación BLT. (Fig. 25)

PROCEDIMIENTO DE PESCA DE HERRAMIENTAS.

Desde el punto de vista del operador de Cable se presentan dos alternativas de pesca:

- Pescado sin cable o limpio.
- Pescado con cable.

En el primer caso si no hay cable encima de la herramienta que se ha quedado en el pozo, simplemente se baja un pescante adecuado, generalmente es el JDC o JDL, poniendo varias barras de peso y una tijera mecánica de 30" de carrera, y una vez que el pescante ha cogido al pescado se procede a dar golpes hacia arriba hasta que se suelte y sea llevado a superficie, terminando así la operación.

En el segundo caso, cuando el cable no se ha roto en el "punto débil", es decir en la punta del rope socket, se debe determinar inicialmente la profundidad a la cual se encuentra el cable, empleando para ello el localizador. Aprovechando luego la ventaja de que el cable al romperse y caer, forma dentro de la tubería

e) PESCANTE DE ALAMBRE o "CABLE GRAB" Se emplea para retirar el cable del pozo cuando éste se ha partido y luego de haber ubicado su extremo superior con el localizador. El pescante consta de 2 o 3 patas de 2 pies de largo colocadas en forma concéntrica, en cuya cara inferior lleva soldadas pequeñas púas con las puntas hacia arriba, las cuales sirven para enganchar el cable cuando éste entre al pescante. En la parte superior posee una punta roscada y cabeza de pesca normal (Fig. 24)

f) LOCALIZADOR DE ALAMBRE o CABLE FINDER. Está formado por un cilindro con punta roscada y cabeza de pesca normal en su parte superior. En su extremo inferior está ranurado longitudinalmente para conseguir una acción de resorte.

El localizador se emplea durante operaciones de pesca, para determinar la profundidad a la cual se halla el extremo superior del alambre que ha quedado dentro del pozo. Los diámetros mas usados son de 2 9/32" para instalación Convencional y 1 27/32" para instalación BLT. (Fig. 25)

PROCEDIMIENTO DE PESCA DE HERRAMIENTAS.

Desde el punto de vista del operador de Cable se presentan dos alternativas de pesca:

- Pescado sin cable o limpio.
- Pescado con cable.

En el primer caso si no hay cable encima de la herramienta que se ha quedado en el pozo, simplemente se baja un pescante adecuado, generalmente es el JDC o JDL, poniendo varias barras de peso y una tijera mecánica de 30" de carrera, y una vez que el pescante ha cogido al pescado se procede a dar golpes hacia arriba hasta que se suelte y sea llevado a superficie, terminando así la operación.

En el segundo caso, cuando el cable no se ha roto en el "punto débil", es decir en la punta del manguito, se debe determinar inicialmente la profundidad a la cual se encuentra el cable, empleando para ello el localizador. Aprovechando luego la ventaja de que el cable al romperse y caer, forma dentro de la tubería

una espiral contra las paredes de ésta, se introduce un nuevo juego de herramientas colocando en su extremo inferior una caja ciega. Se baja la sarta a través de la espiral formada y se golpea directamente sobre la cabeza del rope socket, cortando así el cable en su extremo. Luego con el pescante de cable se recupera el cable suelto. Posteriormente se baja la sarta con la estampa en su extremo para verificar que el rope socket no tenga cable encima y si es así se procede como en el caso de un pescado limpio, finalizando la operación de pesca.

Se deben tener muy en cuenta algunas recomendaciones para evitar posteriores complicaciones

- a) En algunos casos, cuando un equipo o herramienta no sale con facilidad y se requiere mucho trabajo de tijera; esto significa que el cable va a tener puntos de fricción donde sufrirá una mayor fatiga y puede producirse una rotura. En esta situación, si no es posible liberar las herramientas, es necesario cortar el cable en el manguito, o si se está trabajando con un pescante, librarlo, recuperar la sarta y hacer una nueva pepa para cambiar los puntos de fricción. Luego se baja la sarta incluyendo una tijera hidráulica.
- b) Asegurar siempre que la longitud del lubricador sea la adecuada, especialmente cuando se introduce un juego de herramientas adicional, para recuperar aquel que se haya quedado en el pozo. En este caso es conveniente añadir otro tramo al lubricador.
- c) Verificar el correcto funcionamiento de las herramientas de pesca antes de introducirlas al pozo, especialmente chequear los pines de seguridad del pescante y si el núcleo (core) es el adecuado.
- d) Cuando se corta el cable y luego se está recuperando, tener sumo cuidado cuando la punta llega a superficie, pues ésta tiende a enrollarse a gran velocidad cuando está suelta, lo cual puede ocasionar heridas al chicotear dicha punta sobre algún personal descuidado.

4. COMPARACION DE COSTOS

Los trabajos realizados con Unidad de Cable en pozos ubicados en plataformas Costa afuera tienen un costo mucho menor, en el orden del 60% a 80% menos, comparado con los mismos trabajos si estos fuesen realizados por un equipo de Servicio de Pozos. Así, actualmente el costo de un equipo de Servicio de Pozos es de aproximadamente US\$ 4,000 diarios, debiendo considerar el tiempo necesario para su armado y desarmado además del transporte, mientras que un equipo de unidad de cable tiene un costo de US\$ 6,500 mensual para trabajos de corte de parafina y los trabajos adicionales tiene costos de alrededor de US\$ 500 cada uno, pero debemos considerar también que el armado y desarmado se realiza en muy corto tiempo y su traslado se realiza en lanchas pequeñas y en tiempos también muy cortos, con el subsiguiente ahorro en los costos operativos.

Así por ejemplo, si se desea hacer un cambio de válvula en un pozo con instalación de Bombeo Neumático, si se considera un pozo sin parafina, el cambio se puede hacer en menos de una jornada, desde que la unidad de cable llega a la plataforma hasta que desarma el equipo y se sale de allí, mientras que este tiempo no podría hacerse con un equipo de Servicio de Pozos.

5. CONCLUSIONES

1- Los servicios que se realizan con la Unidad de Cable o *Cable* son de suma importancia para las operaciones en Plataformas Marinas Costa Afuera, debido a su versatilidad, facilidad de transporte y sobre todo por su bajo costo comparativo.

2- Con el empleo de estas unidades se puede realizar una programación óptima para los Equipos de Servicio de Pozos, pues con la información obtenida con la Unidad de Cable, se puede determinar los pozos que necesitan trabajos especiales, (como pueden ser cambio de instalación de producción por colapso o rotura o por nuevas condiciones de producción del pozo), lo cual significa un efectivo ahorro de tiempo y dinero.

3- Es posible mejorar la producción y disminuir el consumo de Gas, a muy bajo costo, por ejemplo, al realizar Gradientes Fluyentes ú obtener las presiones de fondo para optimizar el ciclo de inyección de Gas y el diseño de la instalación de Bombeo Neumático de los pozos ubicados en Plataformas Marinas.

4- Las Unidades de Cable son muy prácticas para realizar la toma de Registros de Presión de Fondo, por su facilidad de transporte hacia las Plataformas, la obtención del Registro en sí, luego obtener la información de los registros y realizar su interpretación en forma rápida y confiable.

5- Asimismo, en pozos que acumulan parafina se puede lograr un mantenimiento de la producción con un adecuado programa de limpieza a un costo muy bajo.

6- También es posible instalar sistemas de levantamiento con Pistón, los cuales mantienen o aún mejoran la eficiencia de producción de los pozos al impedir la acumulación de parafinas y al reducir el fenómeno del resbalamiento o "*fallback*", todo ello a un bajo costo inicial de instalación y de mantenimiento.

7- Otra de las operaciones que es posible efectuar con estas Unidades es la obtención de muestras de los pozos, ya sea muestras de arena o de muestras de fluidos.

8- Todos los servicios que se pueden realizar con las Unidades de Cable hacen necesario un perfeccionamiento continuo de los profesionales petroleros, especialmente en el campo operativo.

6. TABLAS

TABLA N° 1: ESPECIFICACIONES A. P. I. DE CABLES I. P. S.

Diámetro nominal en pulg.	0.066	0.072	0.082	0.092
Tolerancia sobre el diámetro en pulgadas,	+/-0.001	+/-0.001	+/-0.001	+/-0.001
Carga de ruptura en libras, mín	811	961	1239	1547
máx	984	1166	1504	1877
Alargamiento, en % mín	1.0	1.0	1.5	1.5
sobre muestras 10" máx	3.0	3.0	3.0	3.0
Tensión en uso de trabajo, lb.	450	550	620	720
Peso, lb/m en el aire	0.037	0.044	0.057	0.072

**TABLA N° 2: ESTADISTICAS DE CORTE DE PARAFINA EN POZOS
COSTAFUERA EN EL NOROESTE - AÑO 2002.**

MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
N° DE POZOS	135	130	123	108	107	95	95	78	81	105	108	122

7. GRAFICOS

INDICE

1. Gradiente Geotérmica.
2. Registro de Presión de una Válvula de Gas Lift Descalibrada.
3. Registro de Presión de una Válvula de Gas Lift Calibrada y Operativa.

GRADIENTE GEOTERMICA - PROFUNDIDAD VS. TEMPERATURA

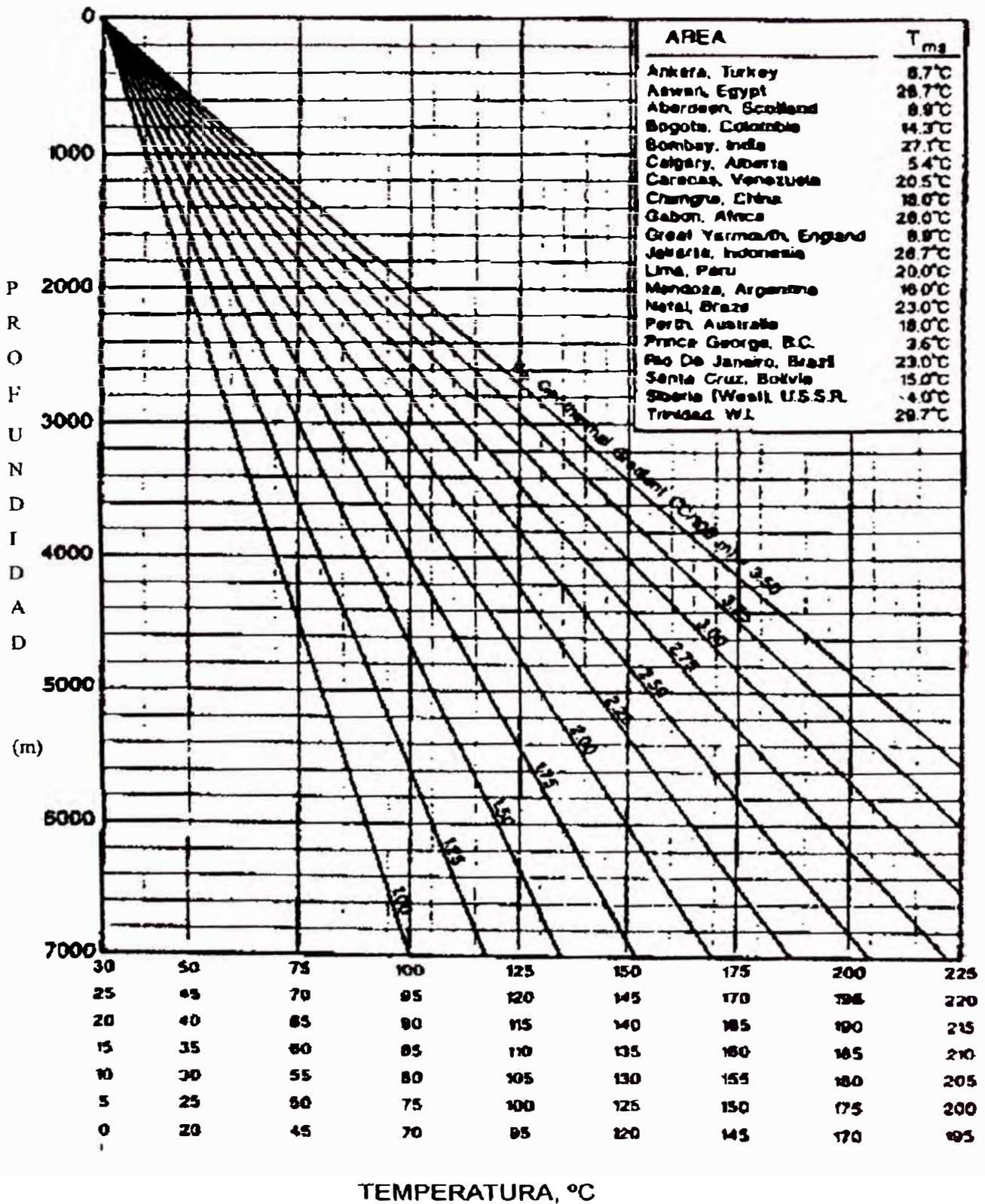


Gráfico 1. Gradiente Geotérmica. Estimación de la temperatura de formación.

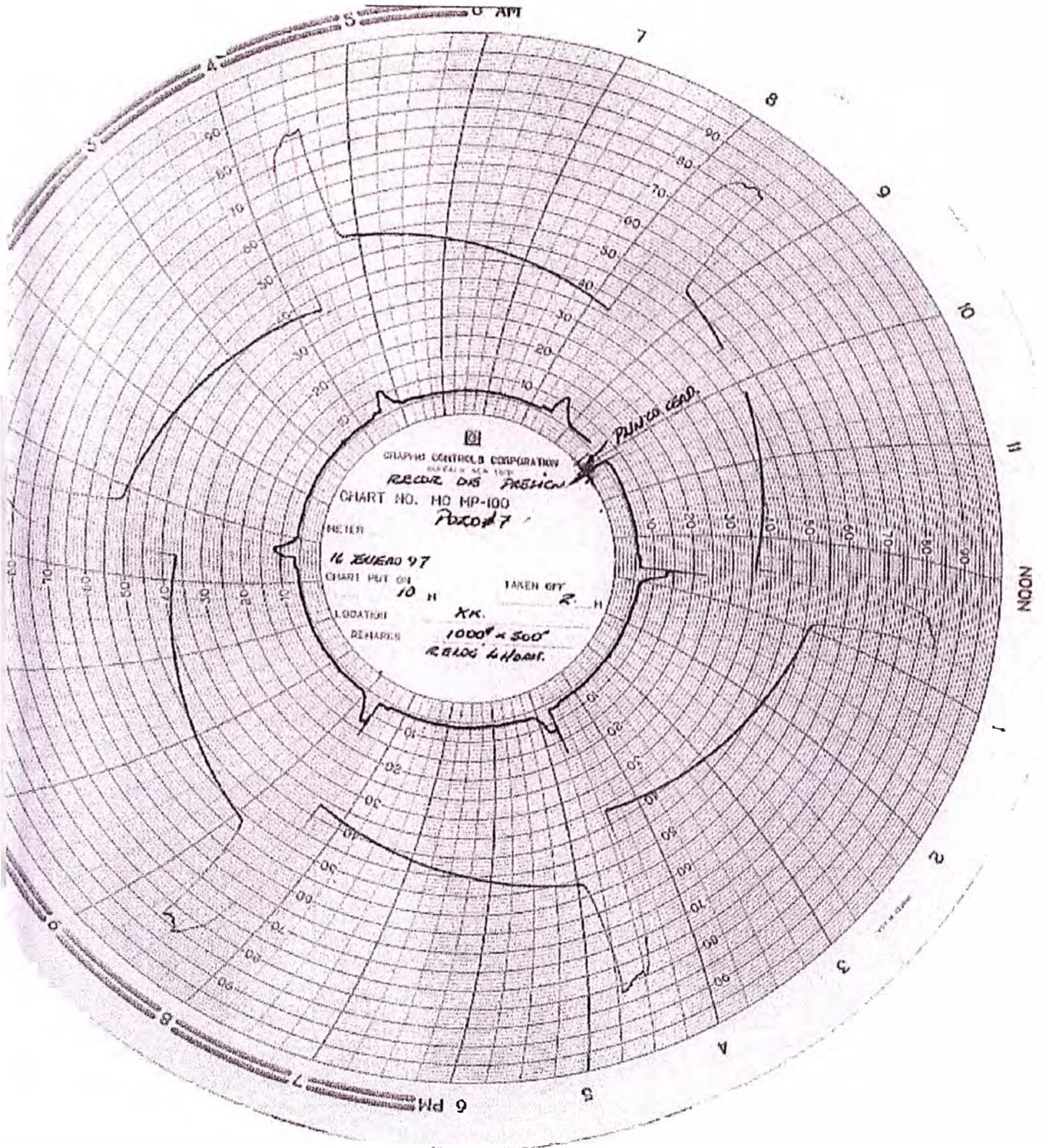


Gráfico 2. Registro de Presión de una Válvula Descalibrada de Levantamiento con Gas

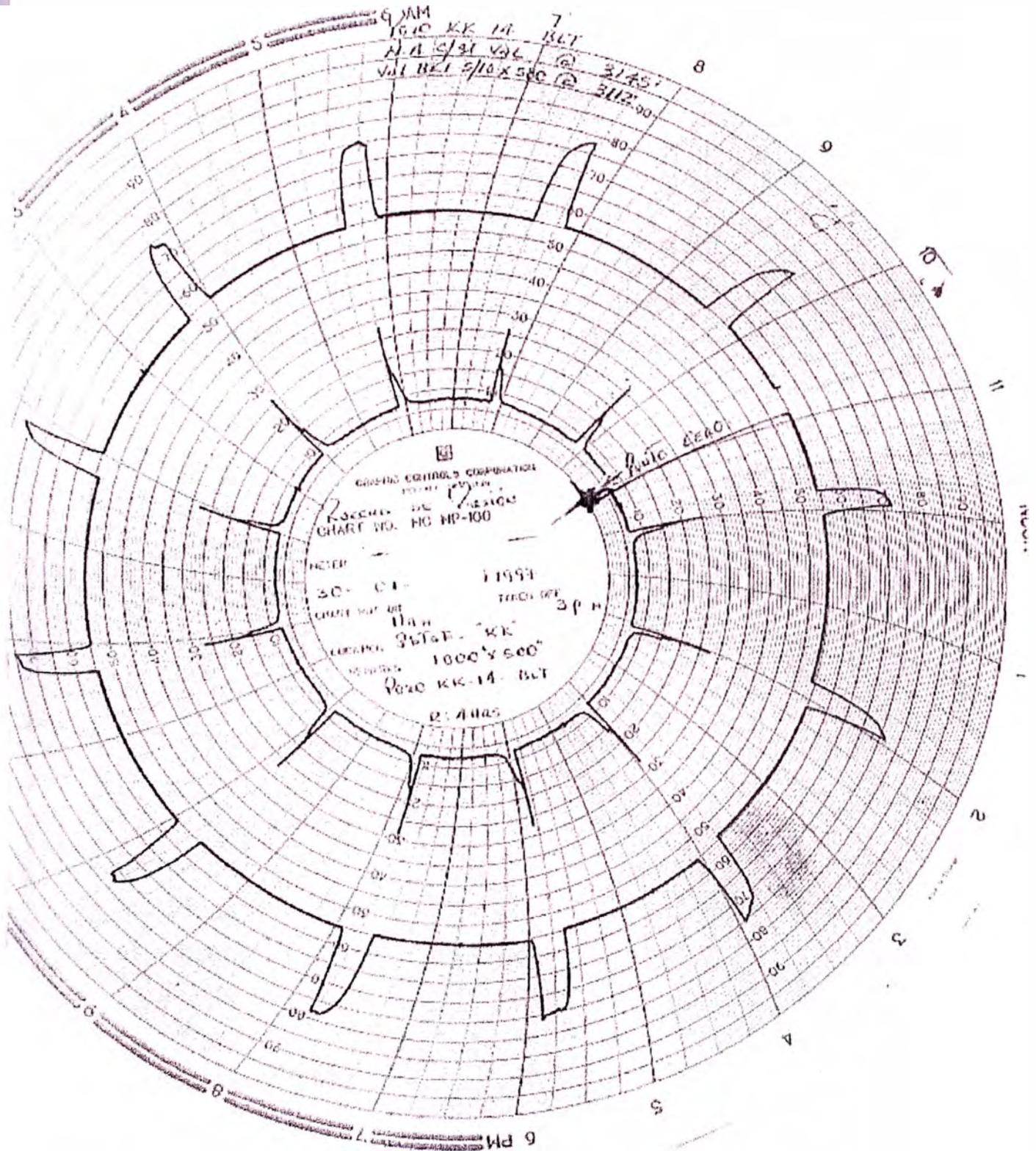


Gráfico 3. Registro de Presión de una Válvula Calibrada y Operativa de Levantamiento con Gas

8. FIGURAS

INDICE

1. Equipo de Superficie.
2. Sarta Completa.
3. Caja Prensaestopas o "Stuffing Box".
4. Manguito de Agarre o "Rope Socket".
5. Martillo de Tijera o "Spang Jar".
6. Martillo Tubular o "Tubular Jar".
7. Martillo Hidráulico o "Hydraulic Jar".
8. Estampa o "Impression Block".
9. Copa Calibradora o "Tubing Gauge" o "Paraffin Cutter"
10. Desabollador o "Tubing Swaging Tool"
11. Muñeco o "Knucle Joint "
12. Cuchilla o "Paraffin Scratcher"
13. Registrador Electrónico o "Memory Gauge.
14. Válvula Recuperable de Inyección de Gas tipo BK-1.
15. Herramienta Posicionadora o "Kickover" tipo OK-1.
16. Herramienta Posicionadora o "Kickover" tipo R.
17. Pescante de Válvulas Tipo JD.
18. Válvula de Pie o "Standing Valve"
19. Muestreador de Fluidos o "Sample Bailer"
20. Muestreador de Arena o "Sand Bailer".
21. Sistema de Instalación de Levantamiento con Pistón o "Plunger Lift".
22. Caja Ciega o "Blind Box".
23. Corta Alambre o "Go Devil"
24. Pescante de Alambre o "Wireline Grab".
25. Localizador de Alambre o "Wireline Finder".

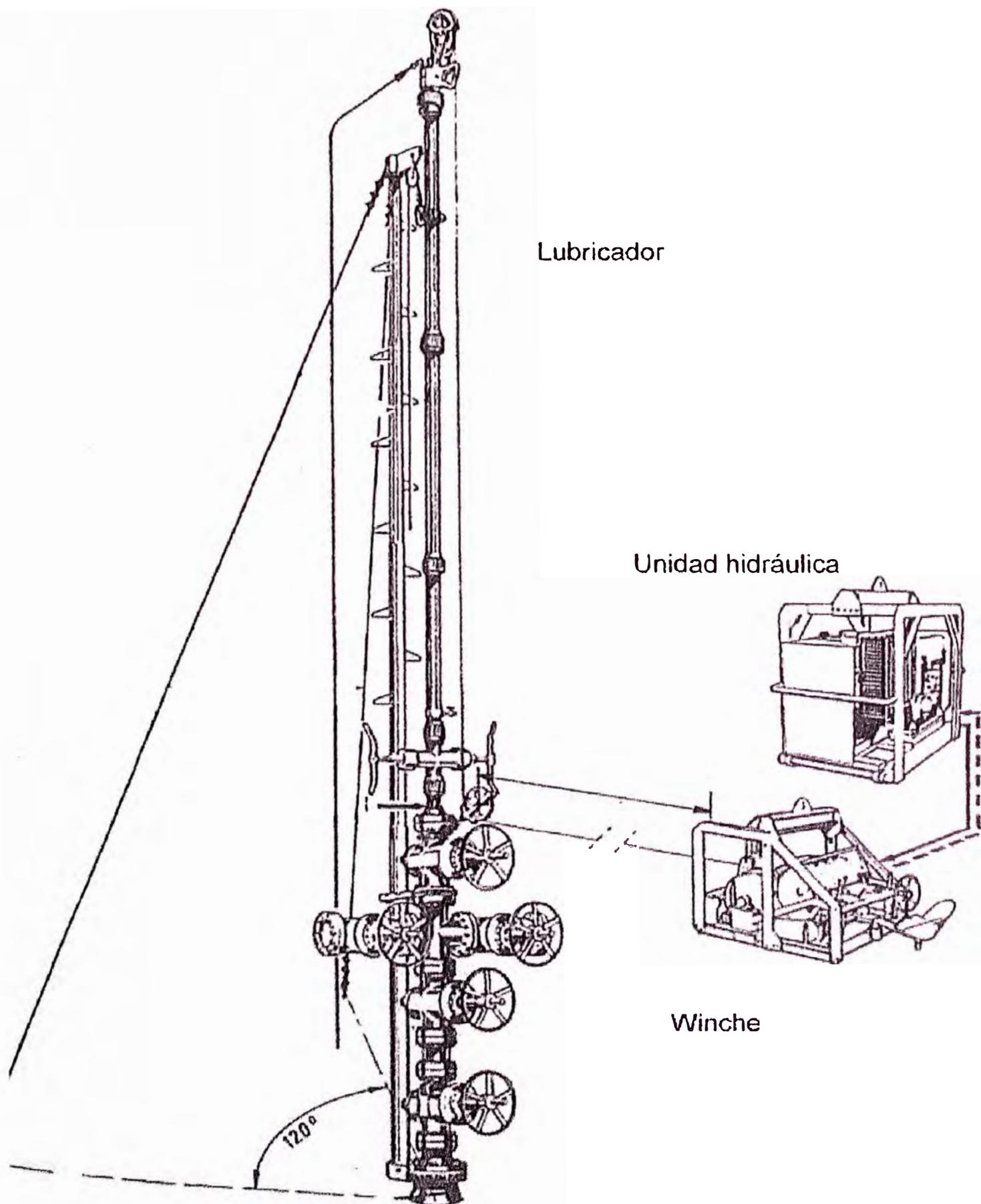


Figura 1. Equipo de Superficie

Pesas

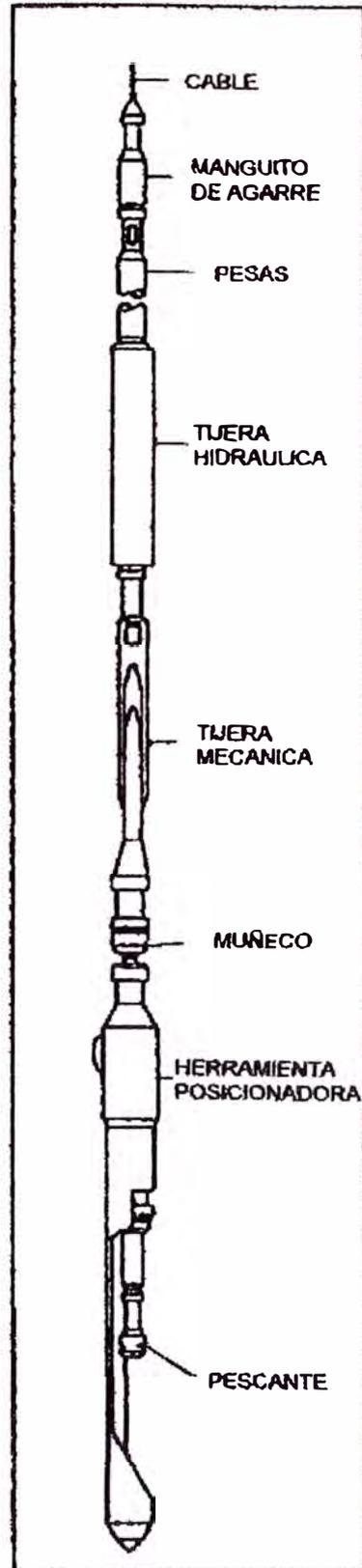


Figura 2. Sarta completa.

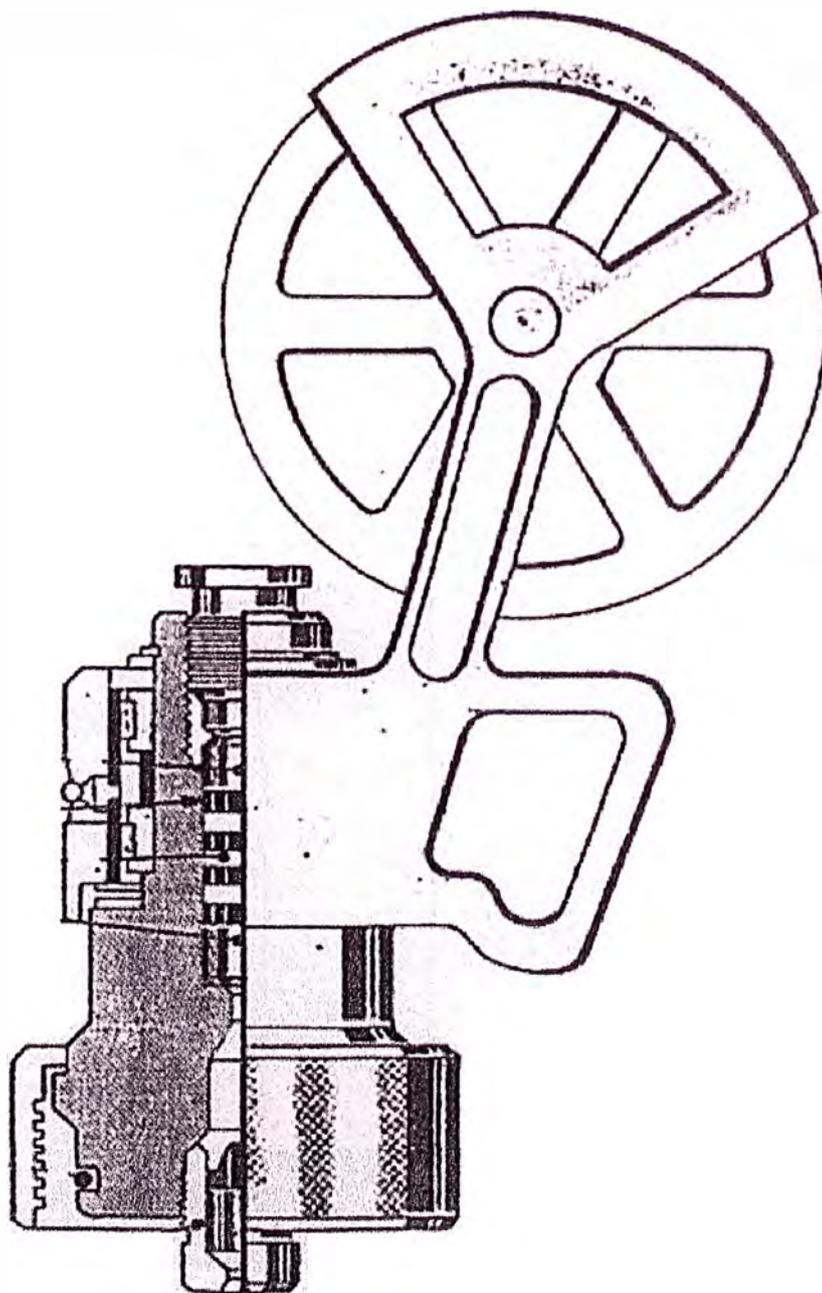
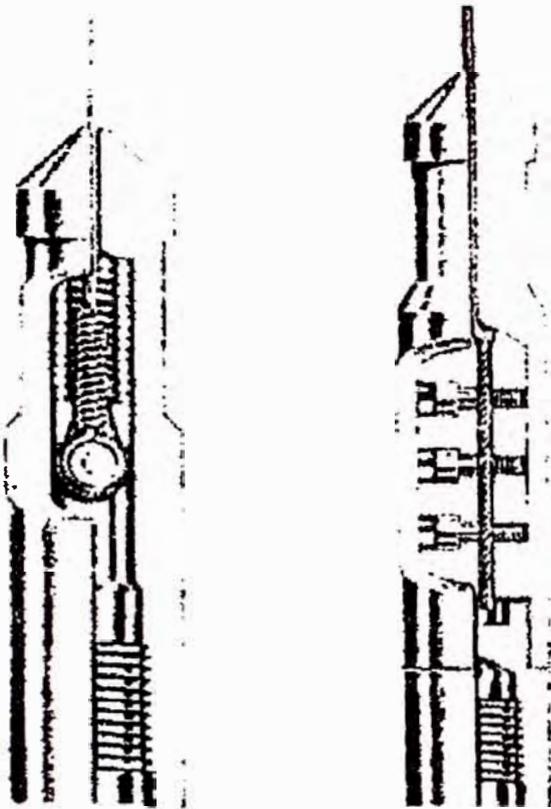
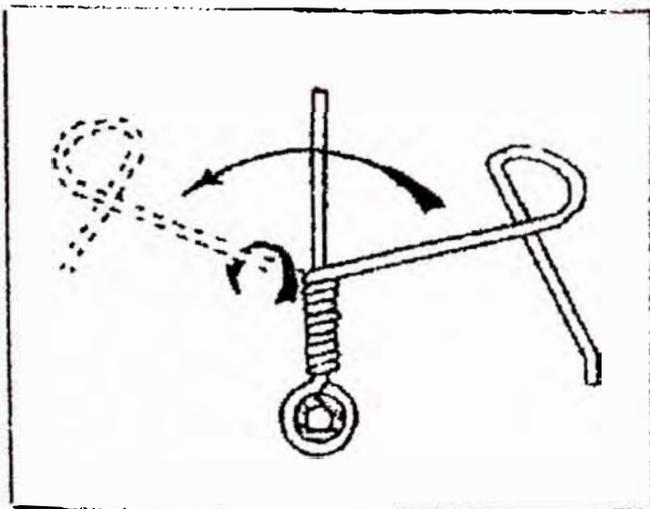


Figura 3. Caja Prensaestopas



Cabeza Monodisco

Cabeza Multidisco



Forma de hacer el "nudo"

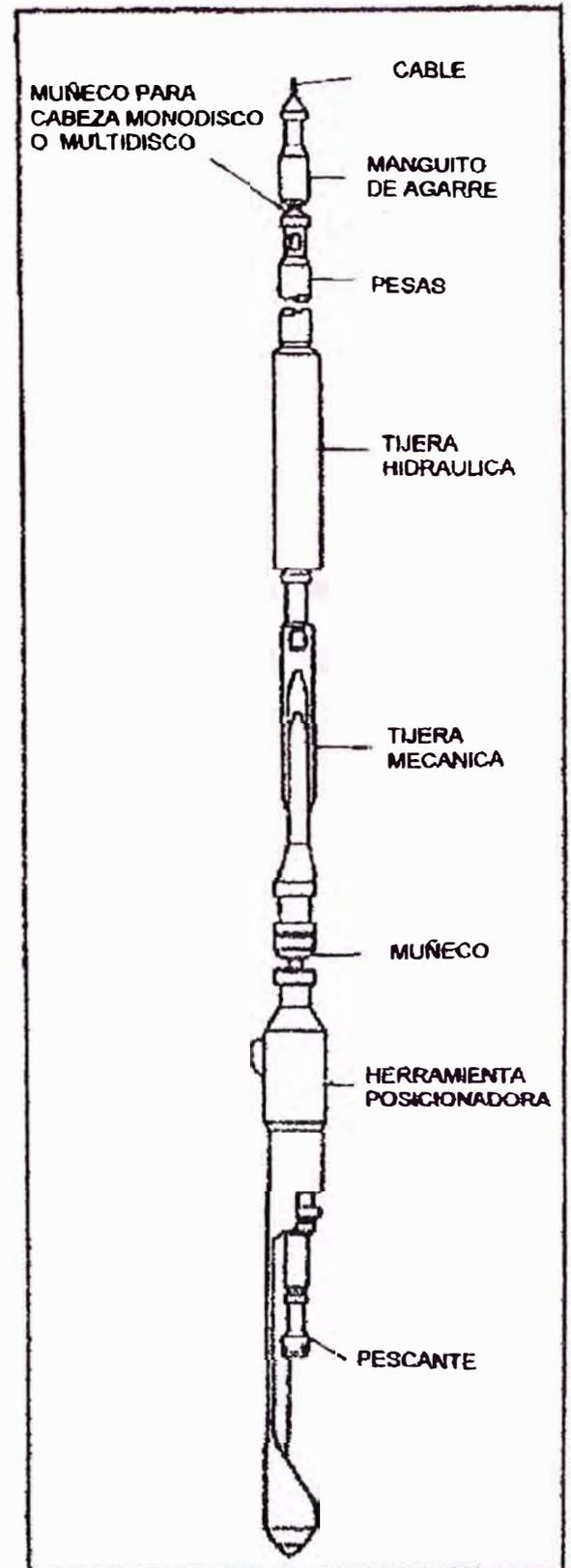


Figura 4. Manguito de Agarre o "Rope Socket"



Figura 5. Martillo de Tijera o "Spang Jar"

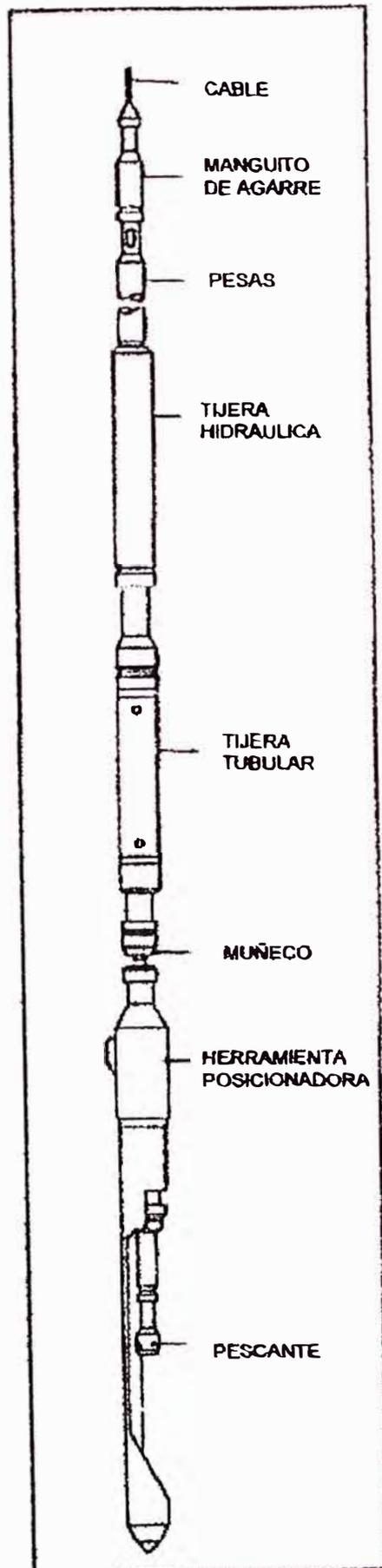


Figura 6. Martillo Tubular

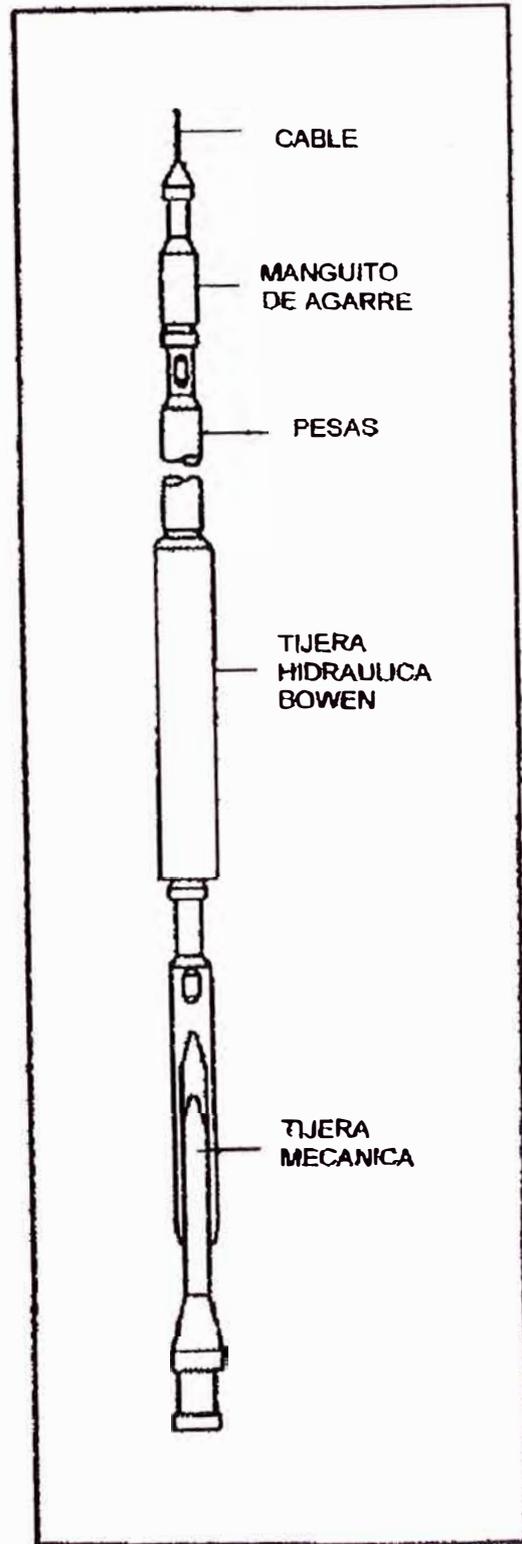


Figura 7. Martillo Hidráulico

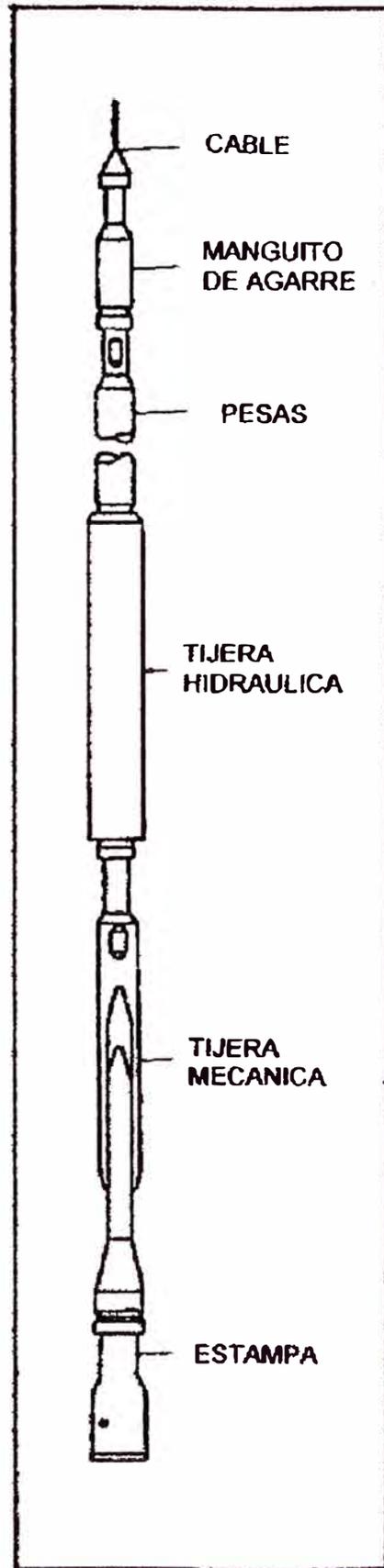
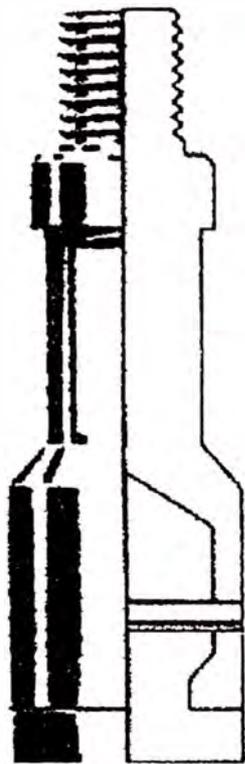


Figura 8. Estampa o "Impression Block"

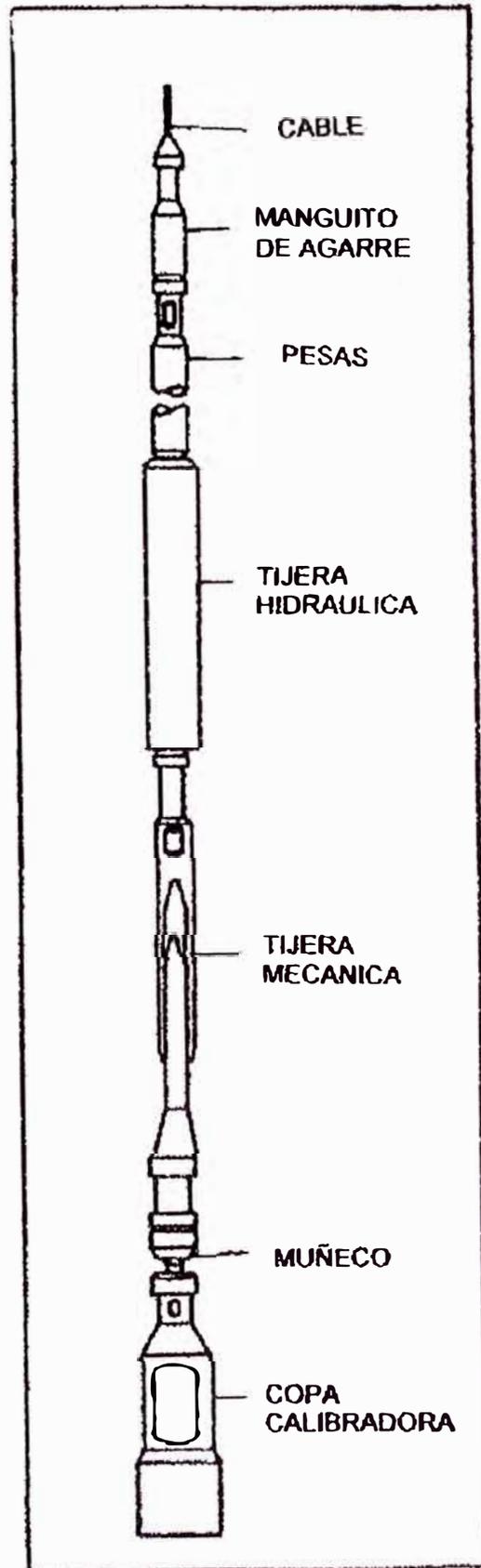


Figura 9. Copa Calibradora o "Paraffin Cutter"

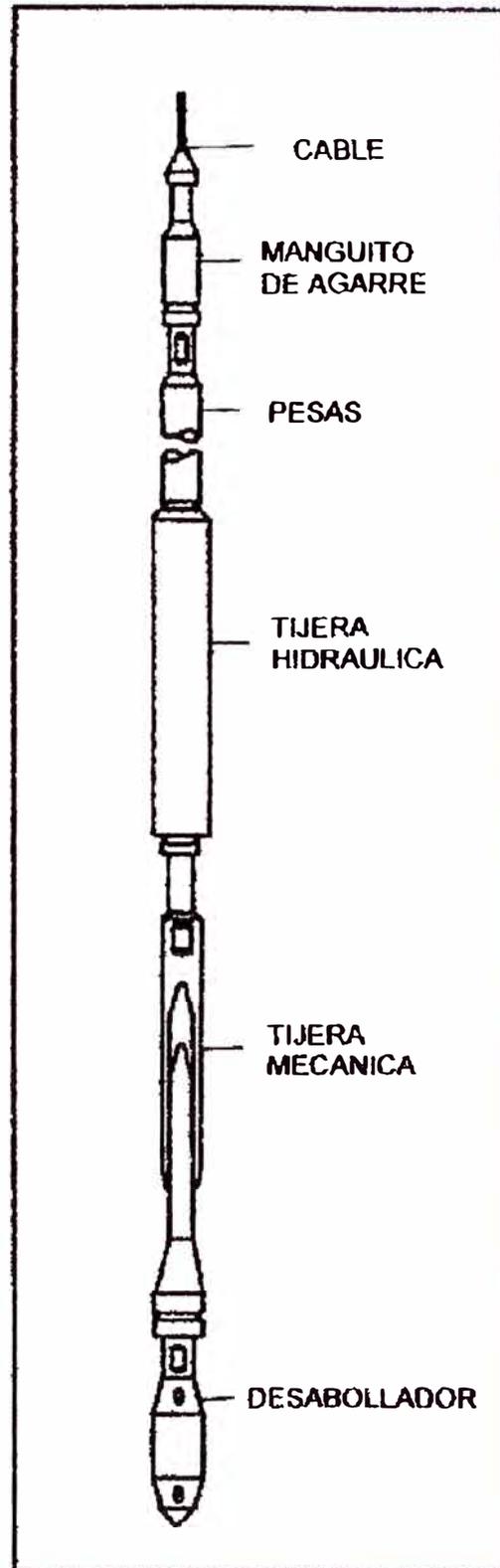


Figura 10. Desabollador o "Tubing Swaging Tool"

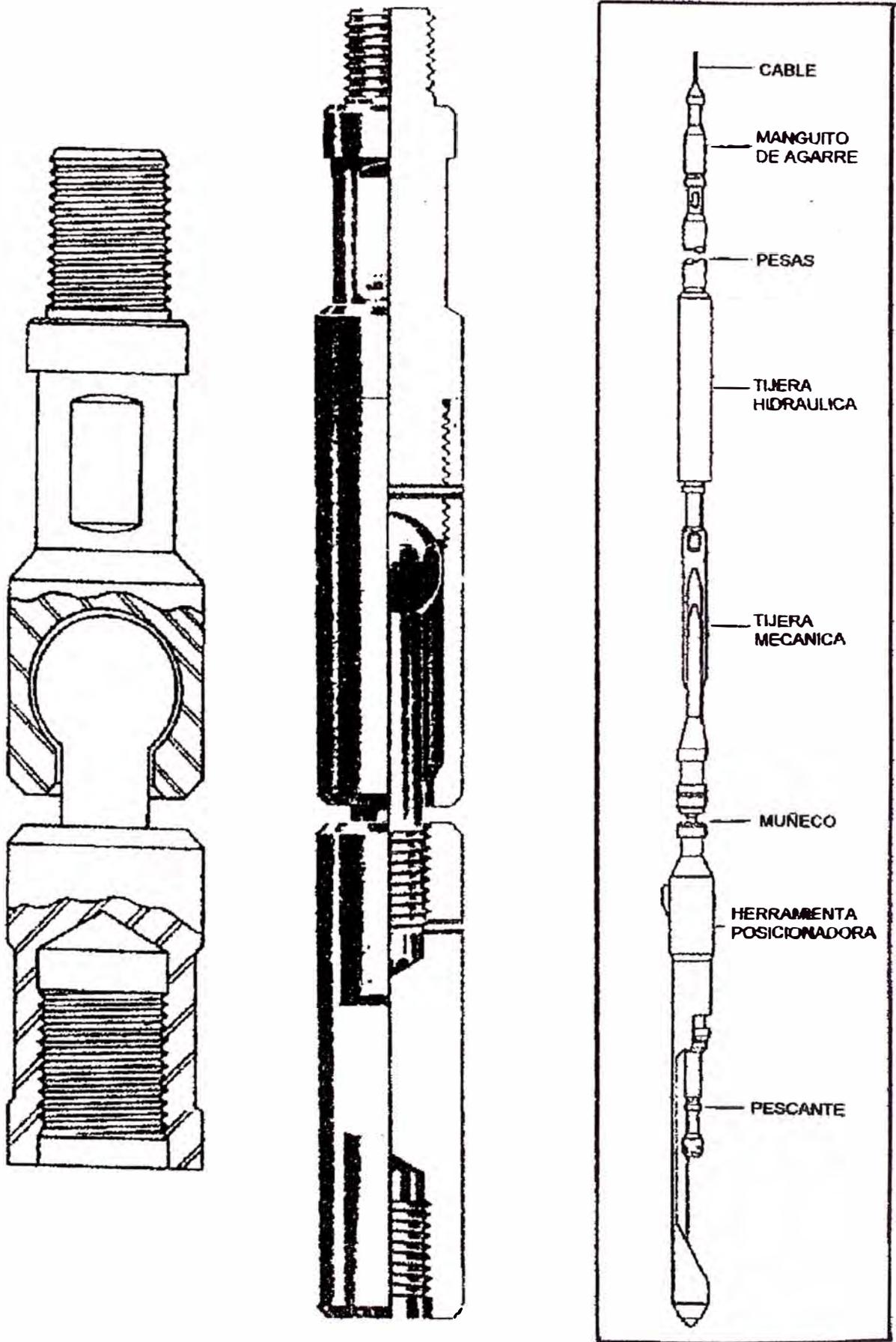


Figura 11. Muñeco o "Knuckle Joint"

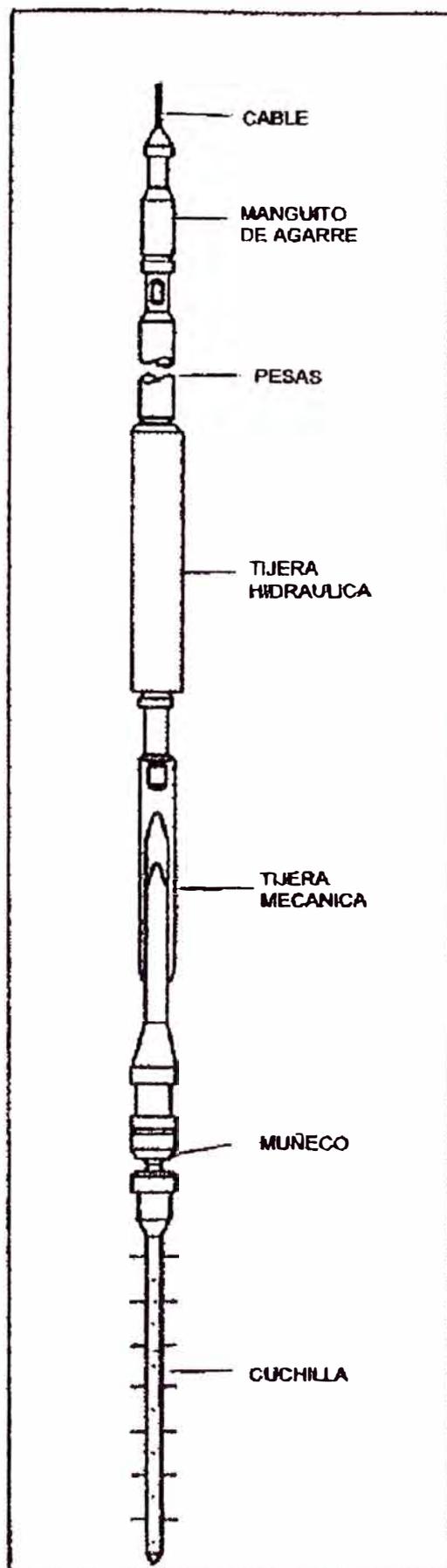
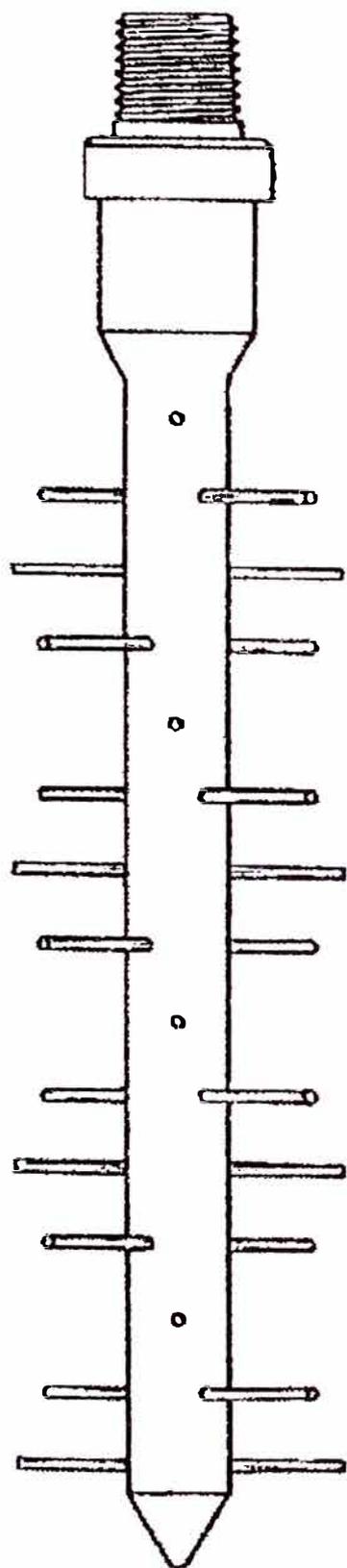


Figura 12. Cuchilla o "Paraffin Scratcher"

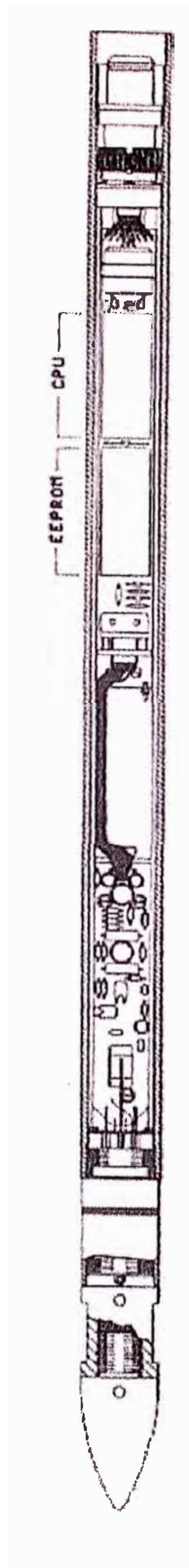


Figura 13. Registrador electrónico o "Memory Gauge"

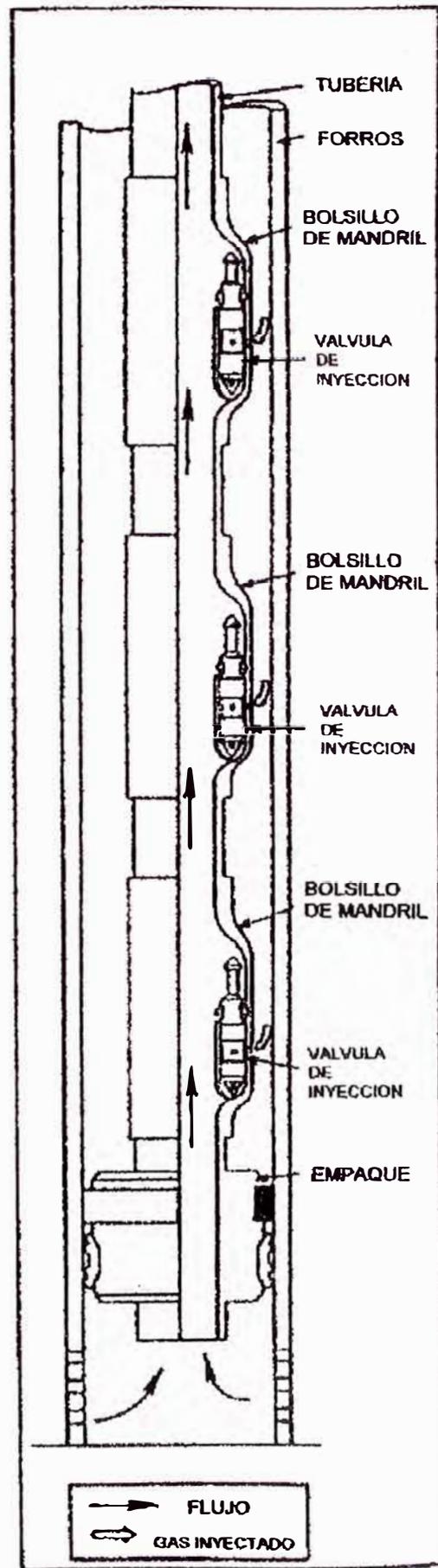


Figura 14. Válvula Recuperable de Inyección de Gas tipo BK-1

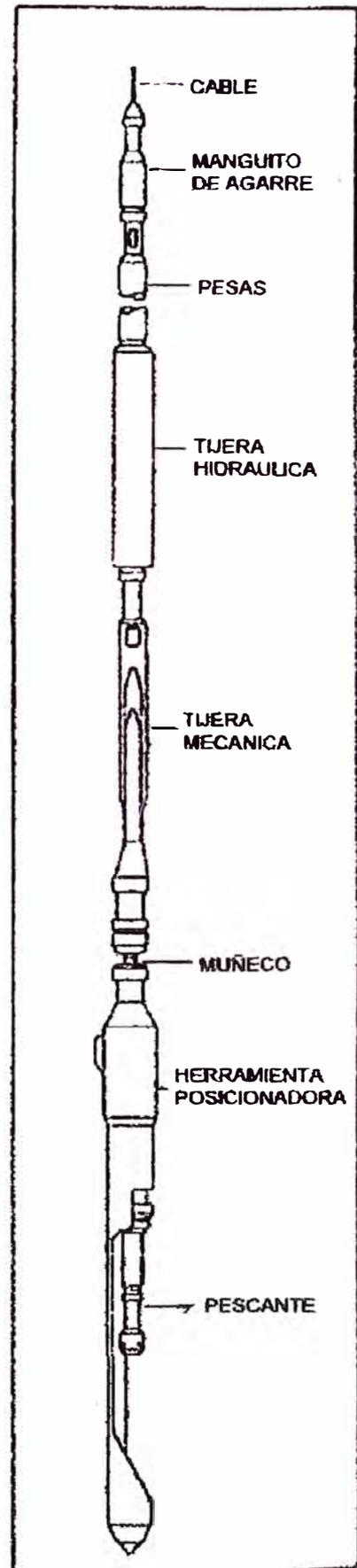


Figura 15. Herramienta Posicionadora o "Kickover" tipo OK-1

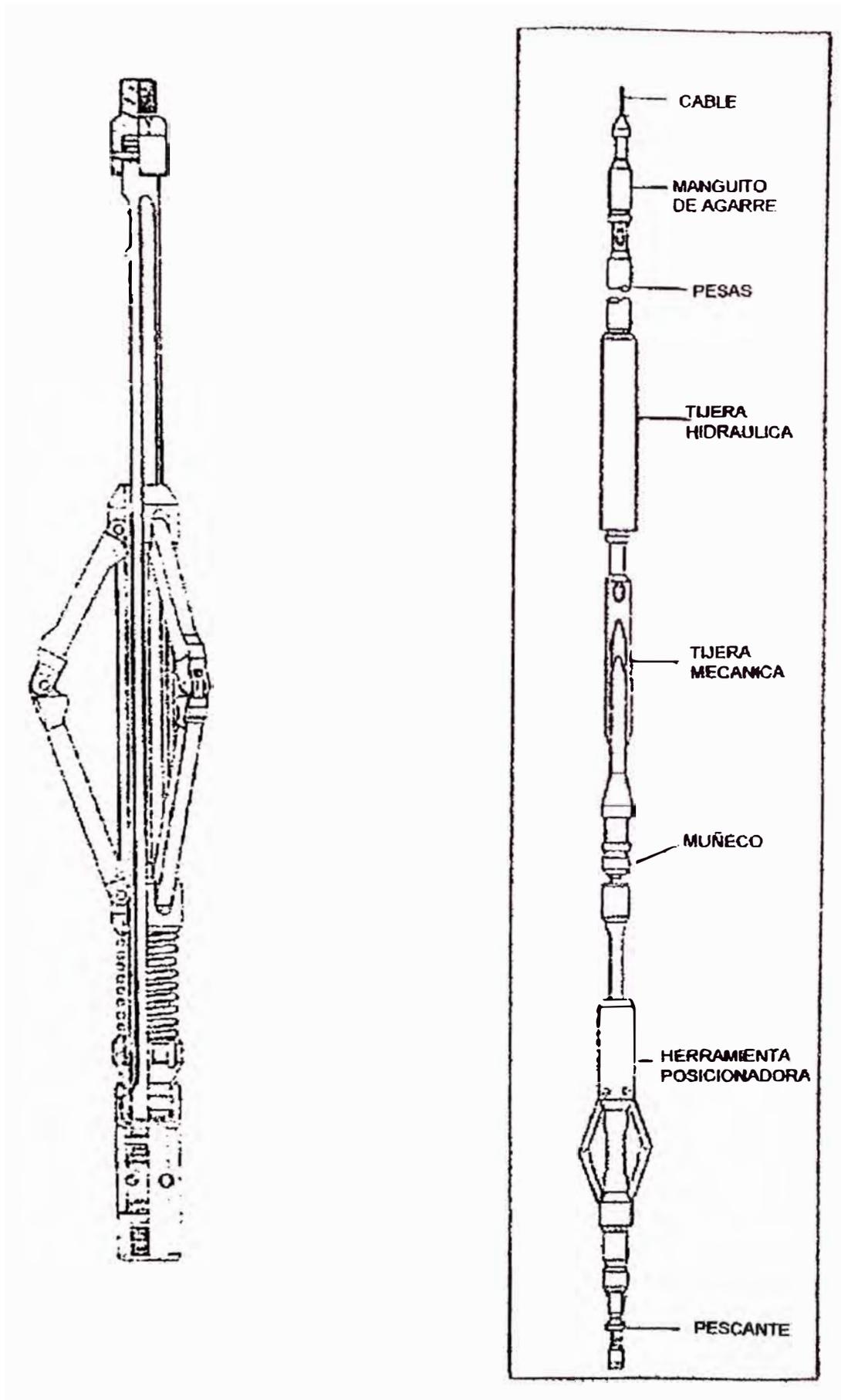


Figura 16. Herramienta Posicionadora o "Kickover" tipo R

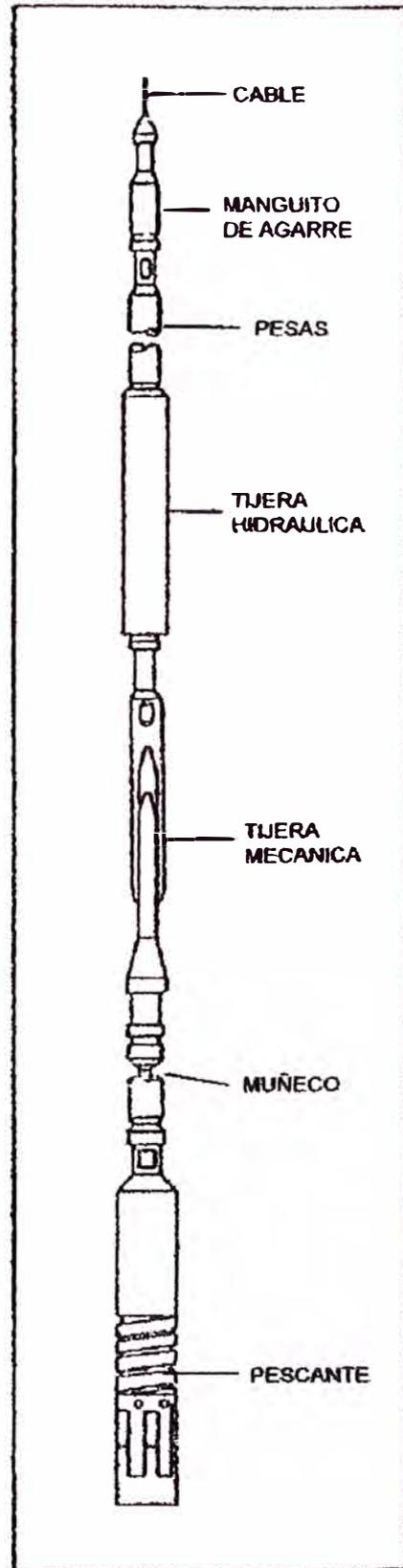
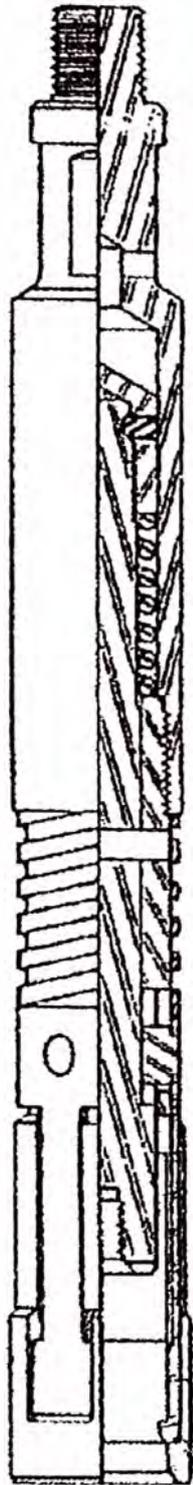


Figura 17. Pescante de Válvulas tipo JD

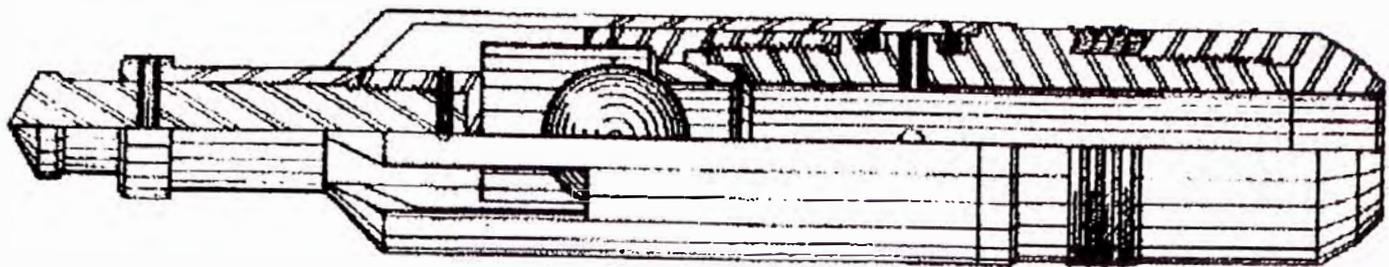


Figura 18. Válvula de Pie o "Standing Valve"

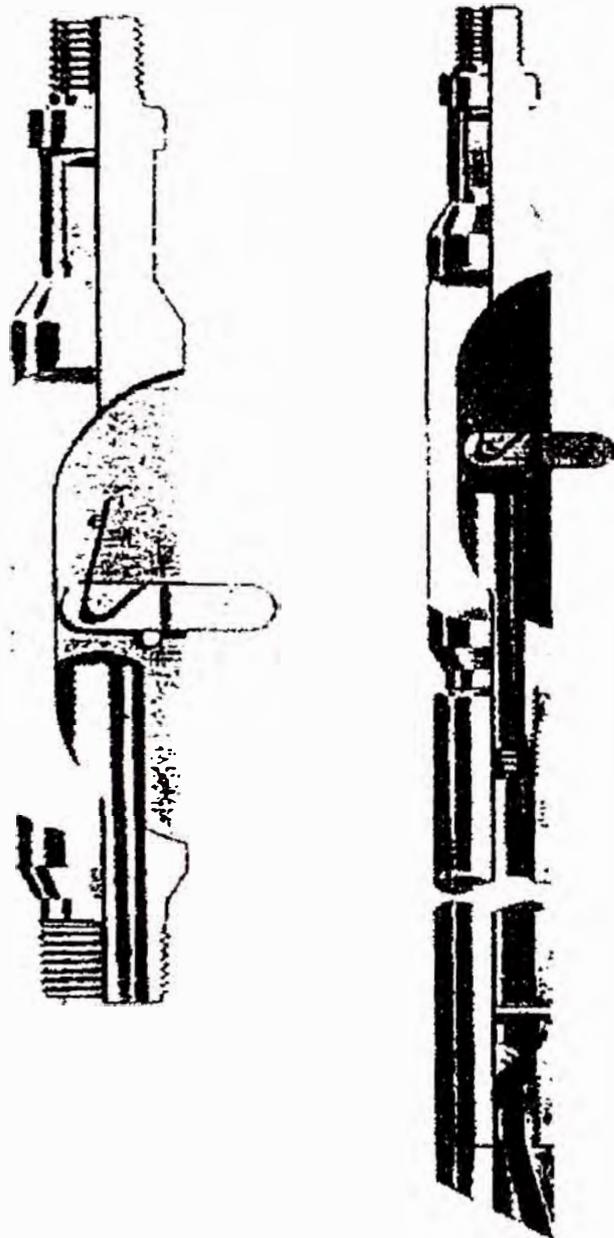
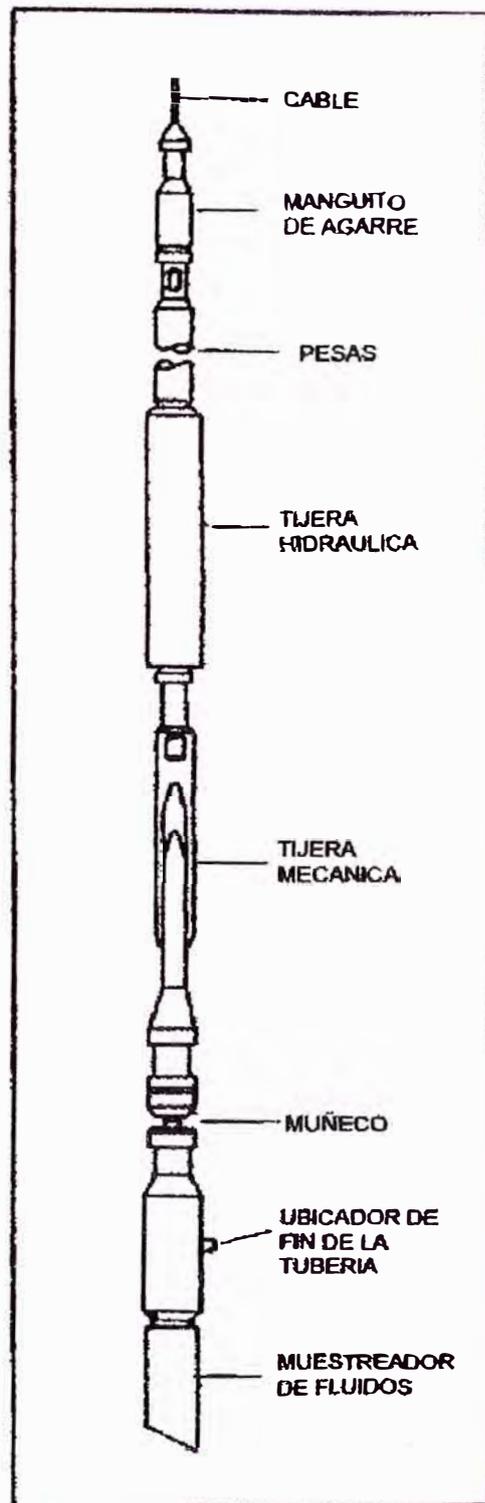


Figura 19. Muestreador de Fluidos o "Sample Bailer"



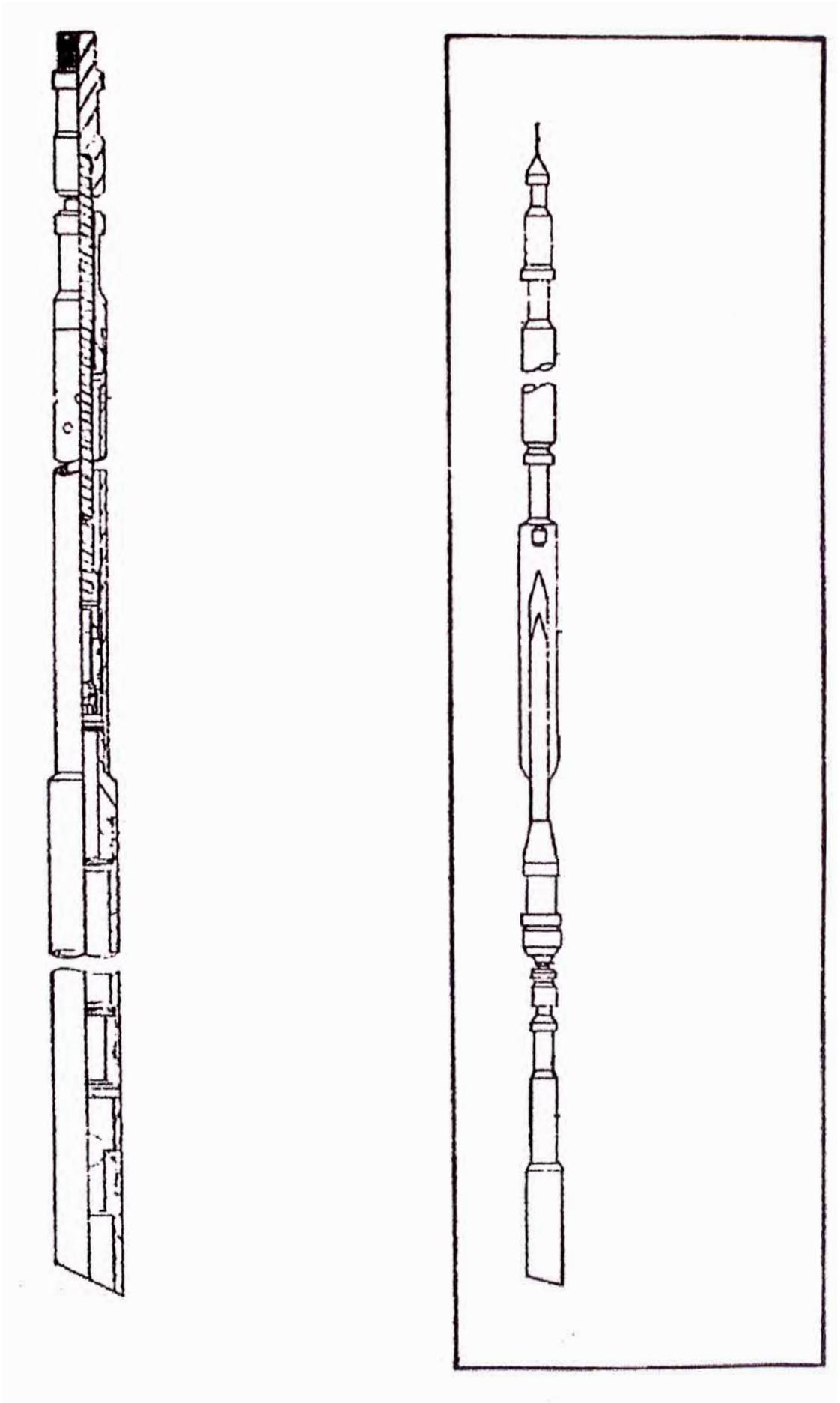


Figura 20. Bomba de Arena o "Sand Bailer"

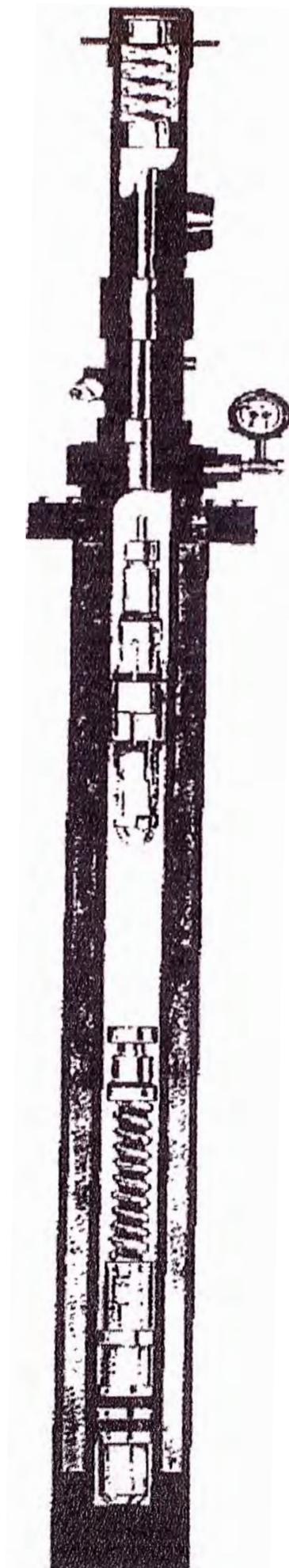


Figura 21. Sistema de Instalación de Levantamiento con Pistón o "Plunger Lift"

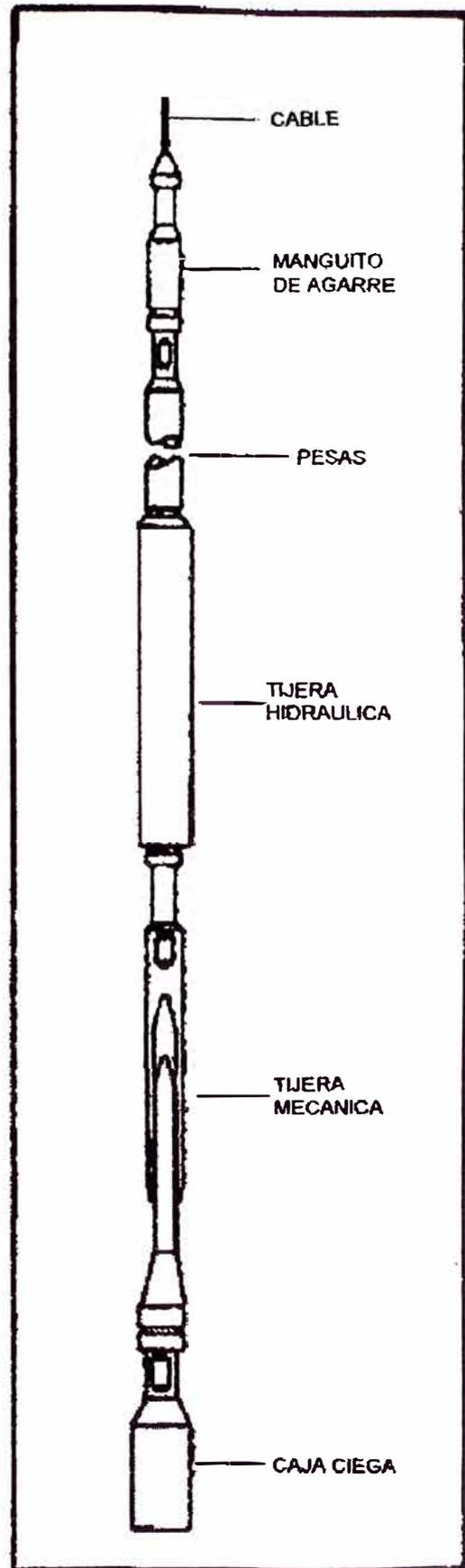


Figura 22. Caja Ciega o "Blind Box"

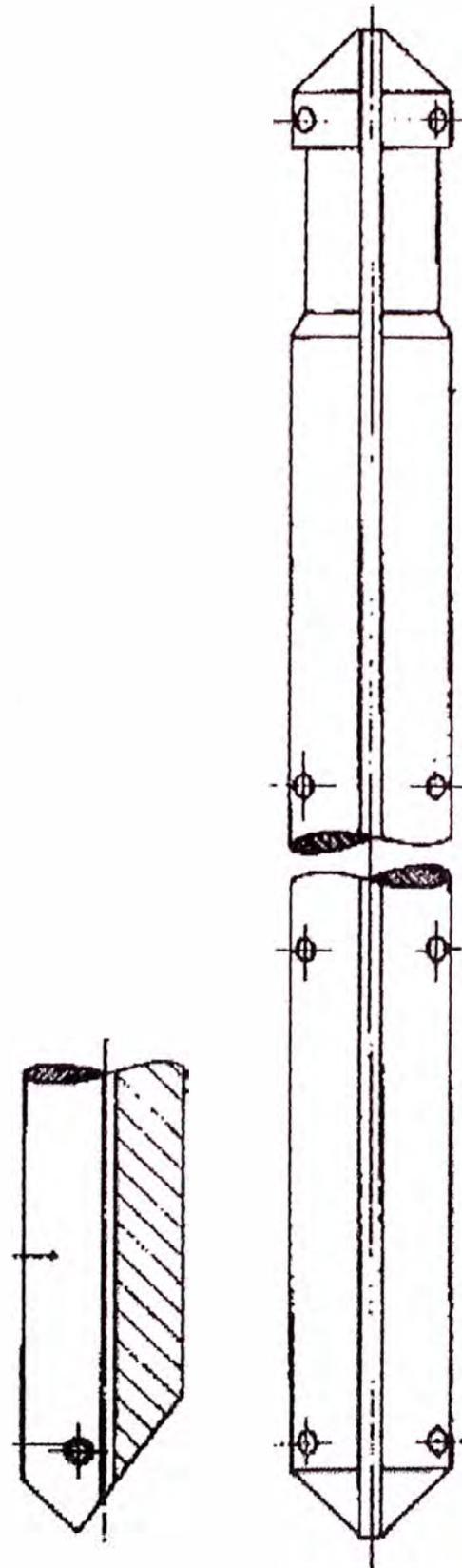


Figura 23. Corta Alambre o "Go Devil"

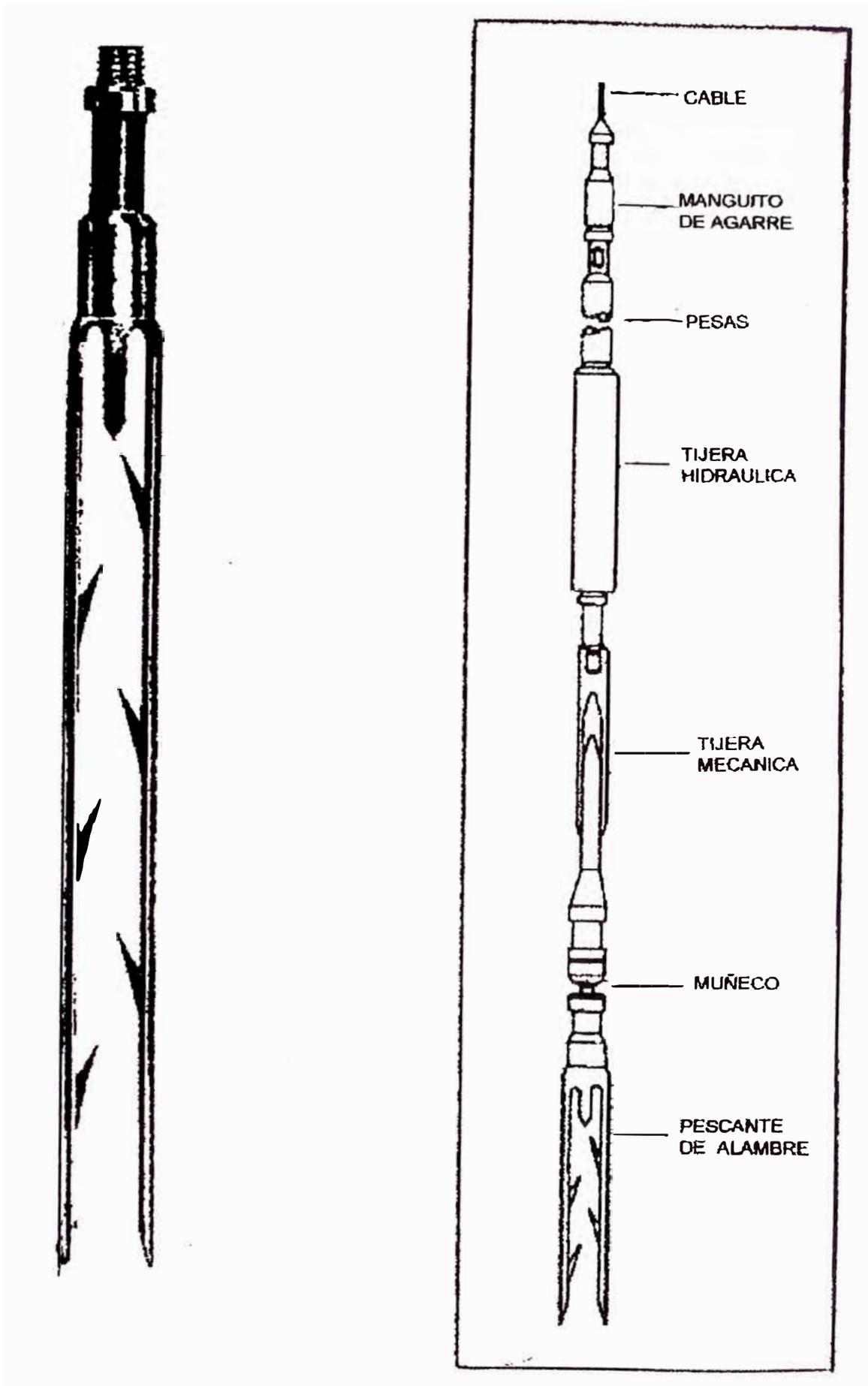


Figura 24. Pescante de Alambre o "Wireline Grab"

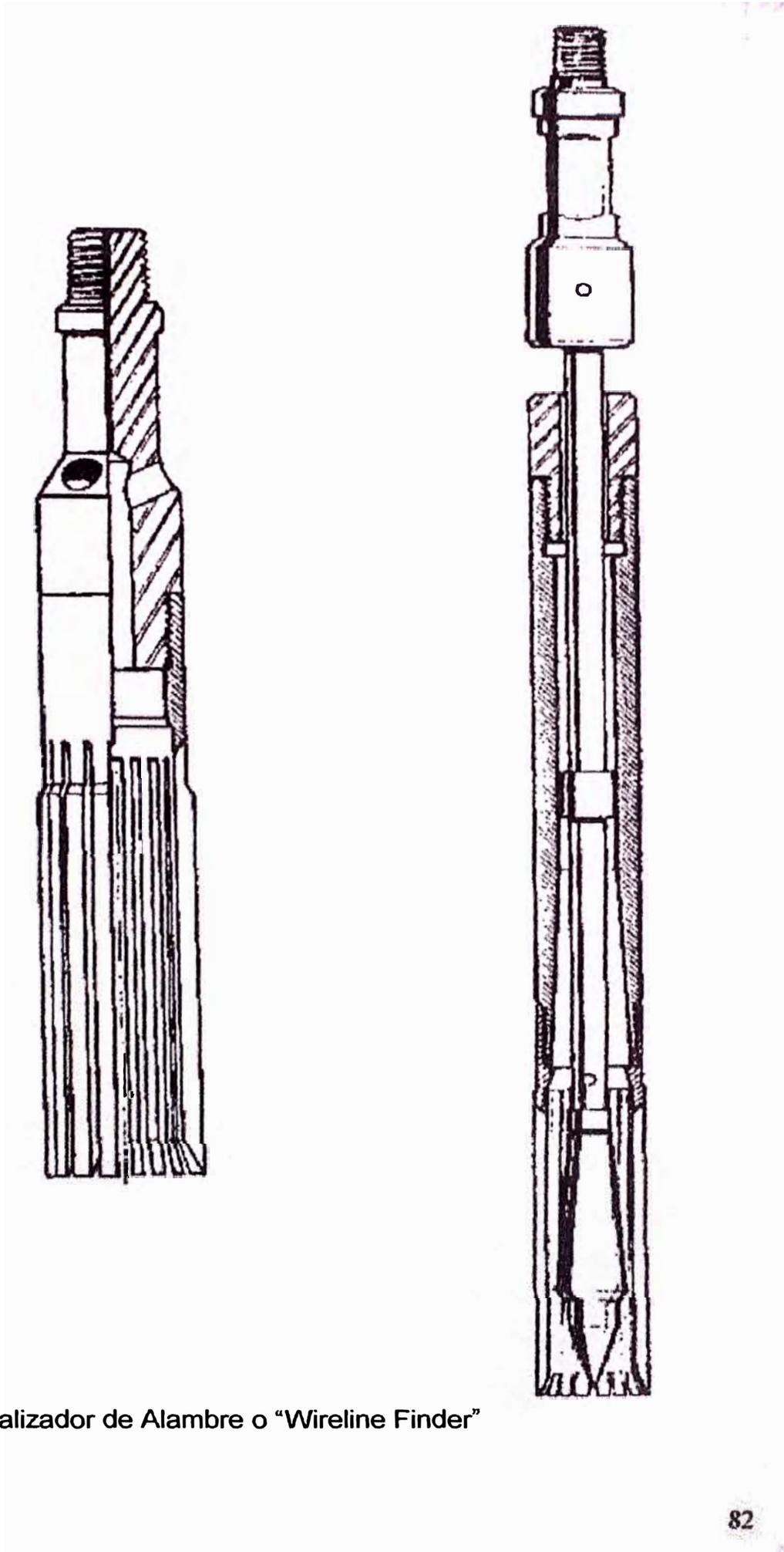


Figura 25. Localizador de Alambre o "Wireline Finder"

9. APENDICE: NORMAS DE SEGURIDAD EN OPERACIONES CON UNID, DE CABLE.

1. El operador y los ayudantes deben siempre presentarse con su equipo de seguridad completo (mameluco, casco, botas, guantes y chaleco salvavidas), y seguir las indicaciones escritas sobre carteles ubicados en la plataforma, si los hubiera.
2. Antes de iniciar cualquier operación, constatar que los niveles del motor del malacate (agua, aceite, combustible) sean los correctos.
3. Siempre asegurar el malacate a un punto fijo para evitar posibles corrimientos (buen anclaje)
4. Es imperativo que todas las operaciones, descensos incluidos, deban hacerse con el motor en marcha (posibles agarradas durante el descenso, puentes de sal, parafina, etc.)
5. Anotar las dimensiones de cada pieza de la sarta: largo y diámetro nominal de la cabeza de pesca, largo de la tijera mecánica en posición abierta.
6. Verificar todas las roscas de la sarta, limpiarlas con diesel antes de utilizar.
7. Verificar el diseño de la instalación, elementos de fondo y datos o consignas particulares dados por el cliente, con anticipación a la realización del trabajo.
8. Verificar el estado del B.O.P., del ensamble del lubricador y de los cauchos del Stuffing Box, para evitar posibles fugas.
9. Regular el tensiómetro y marcar el cero en el contómetro colocando para ello la punta de la sarta sobre la válvula master.
10. Observar siempre el tensiómetro y el contómetro durante cualquier maniobra.
11. Antes de colocar o soltar una herramienta, anotar el peso de la sarta.
12. El asentamiento de las diferentes herramientas se hace con la tijera mecánica abierta y con el guinche en mínima para poder apreciar la carrera de la tijera. No se debe dejar muy suelto el cable pues podrían formarse nudos.
13. Durante un golpe intensivo no hacer saltar el cable a fin de evitar riesgos de ruptura del mismo. Recordar que en muchos casos el golpe a mano es suficiente.

14. Si en el transcurso de la preparación del material en superficie aparece un nudo o pinzamiento sobre el cable, es imprescindible cortarlo de modo de eliminar el defecto.
15. Nunca golpear ductos o tuberías que están bajo presión.
16. Verificar que la zona de trabajo en la plataforma se encuentre limpia y ordenada, y al final de la operación dejarla tal como se le encontró.
17. Asegurarse siempre que la presión haya sido purgada a cero antes de intentar desenroscar una unión rápida.
18. Antes de levantar una pieza del equipo con el guinche de la plataforma, cerciorarse de que los cables estén en buenas condiciones, así como las grampas y grilletes estén bien apretados.
19. No subir al lubricador cuando se encuentre bajo presión.
20. Cuando baje la sarta de herramientas a un pozo por primera vez verifique frecuentemente el peso.
21. Cuando se corte cable en la superficie, cerciorarse que ninguna de las puntas o pedazos vaya a volar.
22. Antes de intentar un trabajo de pesca, comprobar que el lubricador sea lo suficientemente largo como para alojar la sarta de pesca junto con el pescado.
23. Llevar la cuenta del número de horas de trabajo del cable, comprobar con frecuencia su estado por si tiene defectos.
24. Apretar bien las herramientas y asegurarse que el cable no se dañe al entrar en el lubricador.
25. Cuando se abra un pozo, hacerlo siempre lentamente mediante el uso de la válvula maestra.
26. Hacer siempre una prueba de presión a la instalación antes de abrir el pozo.
27. Cuando dos o más personas vayan a trabajar al mismo tiempo y en la misma instalación, que siempre uno esté a la vista del otro.
28. Nunca soltar herramientas a través de las ventanas de la plataforma, hacer que un ayudante las lleve en la mano por las escaleras.
29. Verificar que el equipo de comunicación funcione correctamente.
30. Tener siempre un botiquín de emergencia.

31. De acuerdo con las normas actuales de Control del Medio Ambiente **nunca** se debe desfogar el pozo al Mar para evitar la contaminación. **Siempre se** debe desfogar al separador.
32. Todo deshecho o retacería metálica deberá depositarse en recipientes, **no** debiendo tirarse o dejarse abandonado.
33. En caso de una prueba a un pozo, cada miembro de la cuadrilla debe saber cómo cerrar el pozo en caso de emergencia.

10. BIBLIOGRAFIA

- “Field Operating Handbook for Mechanical Wire Line Services”. Société Auxiliaire des Producteurs de Pétrole. FLOPETROL. Francia 1977.
- “Catálogo General de Productos y Servicios”. CAMLOW SAIC. Argentina 1986.
- “Curso de Adiestramiento para Supervisores de Campo” FLOPETROL SCHLUMBERGER. 1978.
- “Curso de Producción Flopetrol”. Société Auxiliaire des Producteurs de Pétrole. FLOPETROL. Francia 1978.
- “General Equipment Catalog”. CAMCO INC. Texas, USA 1985.
- “Subsurface Equipment”. FERGUSON-BEAUREGARD INC. Texas 1981.
- “Introduction to Plunger Lift, Applications, Advantages and Limitations”. E. BEAUREGARD, D. FERGUSON. Texas 1981.
- “Southwestern Petroleum Short Course”. Texas Tech University. Lubbock, Texas 1983.
- “Curso de Registros de Presiones en Pozos de Petróleo” Petrotech Peruana, Talara, Perú, 1995.
- “Defining the Characteristics and Performance of Gas Lift Plungers”. L.MOWER, J. LEA. SPE paper 14344. 1985.
- “New and Unusual Applications of Plunger Lift System”. E. BEAUREGARD, S. MORROW. SPE paper 18868. 1989.
- “Well Testing”. J. LEE.
- “Curso Pruebas de Pozos”. Ing. LUIS DEL CASTILLO R. Lima 1992.
- “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”. B.C.CRAFT, M. F. HAWKINS. 1977
- “Principles of Oil Well Production”. T.W.NIND. 1962.
- “The interpretation and Calculation of Formation Characteristics from Formation Test Data”, W.C. MURPHY, 1994.
- “Normas Básicas de Seguridad para Contratistas” PETROTECH PERUANA S.A. 1994.
- Reportes de Pruebas de Pozos. FLOWPETROL S.A. Talara.