

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**“EXTRACCION DE PETROLEO EN POZOS  
DEPLETADOS APLICANDO LA TÉCNICA DE “SWAB” O  
ACHIQUE EN LA ZONA NOROESTE DEL PERÚ”**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**ELABORADO POR:**

**LUIS ALBERTO GARCIA CHERO**

**PROMOCION 1983-2**

**LIMA - PERU**

**2013**

## **DEDICATORIA**

Para mis queridos padres:  
Francisca Chero Vda. de García y  
Félix García M. (Q.E.P.D.), esposa é  
hijos.

## SUMARIO

El presente trabajo tiene como finalidad exponer mi experiencia profesional a los señores miembros del Jurado, tiene como título **“Extracción de Petróleo en pozos depletados aplicando la Técnica de “Swab”, Pistoneo o Achique en la zona Noroeste del Perú”**, se espera que el presente trabajo contribuya a:

- Difundir la técnica y procedimientos adecuados para recuperar petróleo de pozos depletados en campos marginales.
- Incrementar los conocimientos teóricos y prácticos de los estudiantes de Ingeniería de Petróleo y/o los profesionales interesados en el trabajo.
- Mejorar la selección de equipos confiables que realicen la operación en forma óptima.
- Reducir el costo operativo de la Operación.

# INDICE

<b>CAPITULO I: ANTECEDENTES.....</b>	<b>06</b>
<b>CAPITULO II: OBJETIVOS.....</b>	<b>10</b>
<b>CAPITULO III.- TÉCNICA DE “SWAB” Y/O ACHIQUE.....</b>	<b>11</b>
3.1 DEFINICIÓN DE LA TÉCNICA DE “SWAB” Y/O ACHIQUE.....	11
3.2 SECUENCIAS PARA REHABILITAR UN “POZO ATA”.....	14
3.3 EVALUACIÓN Y COMPORTAMIENTO DE UN POZO NUEVO.....	16
<b>CAPITULO IV.- PARTES DE UN EQUIPO DE “SWAB” .....</b>	<b>21</b>
4.1. DE SUPERFICIE.....	21
4.2. DE SUBSUELO.....	21
<b>CAPITULO V.- CABLES DE ACERO .....</b>	<b>28</b>
5.1. DEFINICION.....	28
5.2. FORMULAS PRÁCTICAS.....	30
5.3. RECOMENDACIONES PARA EVITAR EL DAÑO DEL CABLE.....	36
<b>CAPITULO VI.- DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ÓPTIMA REQUERIDA EN LA OPERACIÓN.....</b>	<b>40</b>
<b>CAPITULO VII.- DEFINICIÓN DE UN AGARRE Ó APRISIONAMIENTO – TIPOS DE AGARRE.....</b>	<b>47</b>
<b>CAPITULO VIII.- PROBLEMAS EN LA OPERACIÓN – VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UNA OPERACIÓN DE “TUBING Y/O CASING SWAB”.....</b>	<b>52</b>

<b>CAPITULO IX.- APLICACIÓN DEL GRAFICO DE “LEBUS” PARA OPTIMIZAR EL ENROLLAMIENTO DE CABLE.....</b>	<b>64</b>
<b>CAPITULO X.- INGRESO ECONOMICO DE UN EQUIPO DE “SWAB” ....</b>	<b>69</b>
<b>CAPITULO XI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>74</b>
<b>CAPITULO XII.- BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>76</b>

# CAPITULO I

## ANTECEDENTES

La Operación de “Swab”, Pistoneo o Achique, es una actividad que se realiza en el Noroeste del Perú desde hace muchos años, con 03 propósitos principales:

- ALIGERAR Ó AGITAR LA COLUMNA DE FLUIDO LIQUIDO PARA INDUCIR A LA SURGENCIA NATURAL DE LOS POZOS NUEVOS, QUE SE ENCUENTRAN EN CONDICIÓN ESTÁTICA.
- EVALUAR INTERVALOS DE FORMACIONES RECIENTEMENTE BALEADOS PARA VERIFICAR SU APORTE PRODUCTIVO.
- EXTRACCION DE PETROLEO, COMO SISTEMA DE PRODUCCION NO CONVENCIONAL DE LOS POZOS MARGINALES DENOMINADOS COMUNMENTE “POZOS ATA”, DEBIDO AL DRENAJE LENTO DEL PETROLEO EN LA FORMACIÓN Y QUE PRODUCIRLOS MEDIANTE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION ARTIFICAL CONOCIDOS RESULTA ANTIECONOMICO.

Esta actividad, dadas las condiciones de bajo nivel de fluido, de baja energía y mínima producción de los “pozos ATA” justifica la intervención a estos pozos y en forma periódica.

Actualmente aplicando la técnica de “Swab” se obtiene una extracción estimada total de petróleo de 3100 barriles diarios provenientes de los diferentes lotes ó bloques que **representa el 10 % de la producción total de la zona noroeste de Talara.**

Anteriormente sólo se aplicaba la técnica del “Tubing Swab”, para:

- Evaluar pozos nuevos (baleados o Punzados).
- Evaluar pozos Nuevos (Fracturados).
- Aligerar o agitar columnas de fluido.

Haciendo un poco de historia hasta el año 1992 el Departamento de Servicio de Pozos de Petróleos del Perú que operaba toda la zona Noroeste de Talara desde Órganos Norte por el norte hasta Portachuelo por el Sur, solo disponía de **08 equipos de “Swab”: 05 propios y 03 equipos de Compañías contratistas.**

Pero en los últimos 20 años como consecuencia de los nuevos contratos de operación en los lotes del Noreste del Perú, la extracción de petróleo de pozos depletados de cada operadora se incrementó mediante este Método no Convencional.

Cada Compañía Operadora optimiza su extracción de petróleo mediante los métodos ya conocidos de sistema artificial, pero dependiendo de los recursos que disponga cada compañía, si la operación es en el área de “Offshore” (mar) y “Onshore” (tierra), tenemos:

- **Bombeo Mecánico.**
- **Bombeo Electro sumergible.**
- **Bombeo Neumático.**
- **Bombeo Hidráulico.**

Con el transcurrir del tiempo la producción del pozo disminuye debido al agotamiento de la formación y a la declinación de la presión, pero siempre queda petróleo remanente que se puede recuperar debido al drenaje ó movimiento lento de los fluidos líquidos (petróleo, agua y petróleo) de desplazarse de la formación hacia el pozo, entonces aplicamos la técnica del

“swab” y la intervención al pozo se realiza cada cierto tiempo dependiendo de la restauración del nivel de fluido.

Actualmente hay 02 formas de extraer el petróleo de los pozos, aplicando:

- “**Tubing Swab**”.
- “**Casing Swab**”.

Esto originó que cada Compañía. Operadora proporcionalmente incrementara:

- La reactivación de pozos (ocasionó reparar locaciones y caminos de acceso dañados por época de lluvias, cambiar accesorios de los cabezales de pozos, etc.).
- La cantidad de equipos de “Swab”, dedicados exclusivamente a esta actividad.
- La producción de petróleo en cada lote.

Actualmente de los 09 lotes, hay 08 lotes que incrementan su extracción de petróleo con la técnica del “Swab”, hay 17 compañías contratistas dedicadas a este tipo de servicio, con 50 equipos que operan en los diferentes lotes.

La mayoría de estos equipos iniciaron su actividad con problemas:

- Mecánicos.
- Operativos en el pozo.

### **Problemas mecánicos**

- Daño al motor del equipo, **sobre-esfuerzo** al mismo por excesivas cargas de fluido (petróleo, agua y petróleo más agua) – Disminuye la vida útil del motor.
- Motor del equipo no tiene la **Potencia Óptima requerida** para la operación.

### **Problemas Operativos**

- Deterioro rápido del cable de acero de 9/16”.
- Frecuencia del aprisionamiento ó agarre de la herramienta de Pistoneo en el fondo del pozo.

Estos problemas Operativos y Mecánicos originaron:

- Perjuicio económico para las compañías de “Swab”.
- Disminución en la extracción de Petróleo para la compañía operadora.

Nuestro entrenamiento se realizó en el Departamento de Servicio de Pozos “Petróleos del Perú” con equipos de “Swab”, “Pulling” y/o “Workover”, al presenciar con frecuencia los problemas operativos en forma reiterada en la Operación de “Swab” se realizaron investigaciones de campo para evaluar y solucionar estos problemas.

Nuestro conocimiento se incrementó al desarrollar el curso de capacitación en la Operación de “Tubing y Casing Swab” que fue impartido a compañías contratistas y Operadoras de la zona de Talara con mucho éxito, mejorando los conocimientos sobre este tipo de operación en

- **Eficiencia Operativa.**
- **Incremento de la extracción de petróleo por equipo.**
- **Reducción del costo Operativo.**
- **Seguridad y Ambiental.**

El aumento del precio del petróleo originó acelerar proyectos para incrementar la extracción en cada lote, tales como:

- Perforación de pozos.
- Abrir nuevas arenas productivas en pozos de baja producción.
- Reparación de pozos con problemas de: pesca, trabajos de cementación forzada (squeeze), perforar taponos permanentes para producir de formaciones que quedaron aisladas, etc.
- **Incrementar la producción de pozos marginales aplicando la Técnica de “Tubing y Casing Swab”.**

## **CAPITULO II**

### **OBJETIVO**

El objetivo de este trabajo de experiencia es:

1. CONTRIBUIR A BRINDAR A LOS JOVENES PROFESIONALES QUE EGRESEN DE INGENIERIA DE PETROLEO TENGAN LA INFORMACIÓN NECESARIA PARA LA PRACTICA Y APLICACIÓN TECNICA DE ESTE TIPO DE OPERACIÓN.
2. REDUCIR LOS ACTOS Y CONDICIONES INSEGURAS, QUE IMPLICA MEJORAR PRINCIPALMENTE LA SEGURIDAD DEL PERSONAL Y LA PROTECCION AMBIENTAL.
3. MINIMIZAR LOS PROBLEMAS OPERATIVOS Y CONSECUENTEMENTE REDUCIR EL COSTO OPERATIVO.

Para lograr estos objetivos se necesitan conocimientos prácticos y experiencias vividas, toda esta información la proporciona el presente trabajo.

## CAPITULO III

### TECNICA DE “SWAB” Y/O ACHIQUE

#### 3.1. DEFINICIÓN DE LA TECNICA DEL “SWAB”, PISTONEO O ACHIQUE

Es una técnica tipo pistón, que consiste en agitar, hesitar y extraer fluido liquido, levantando una columna de petróleo, agua y/o petróleo más agua, a través de la tubería de producción y/o de revestimiento, desde una profundidad determinada hasta superficie, utilizando cable de acero enrollado a un tambor del Equipo de “Swab” ó de un equipo de servicio de Pozos.

Actualmente se aplican 02 formas:

- **Operación de “Tubing Swab”**

La extracción de fluido se realiza a través de la tubería de producción de 2 3/8”, 2 7/8” y 3 1/2”.

- **Operación de “Casing Swab”**

La extracción de fluido se realiza en tubería de revestimiento de 4 1/2”, 5 1/2”, 6 5/8” y 7”.

## **IMPORTANCIA DE “ACHICAR” UN POZO.**

Es importante “achicar” el nivel fluido en un pozo para:

1) Evaluar Formaciones de un Pozo Nuevo o de reacondicionamiento.

### **Formaciones Baleadas (Perforadas).**

“Achicar” a seco y sacar muestras de los fluidos extraídos para determinar la gravedad API, viscosidades a diferentes temperaturas, salinidad del agua, etc.

Los fluidos recuperados deben ser cuidadosamente medidos y reportados especialmente si hay presencia de agua, con esta información se decide si se procede o no a la estimulación de una formación (fracturamiento hidráulico o una acidificación).

### **Formaciones fracturadas**

Achicar y medir cuidadosamente el volumen de petróleo extraído comparando con el petróleo utilizado en el fracturamiento para deducir el aporte de la formación productiva, y muestrear constantemente el corte de agua y petróleo (WOR).

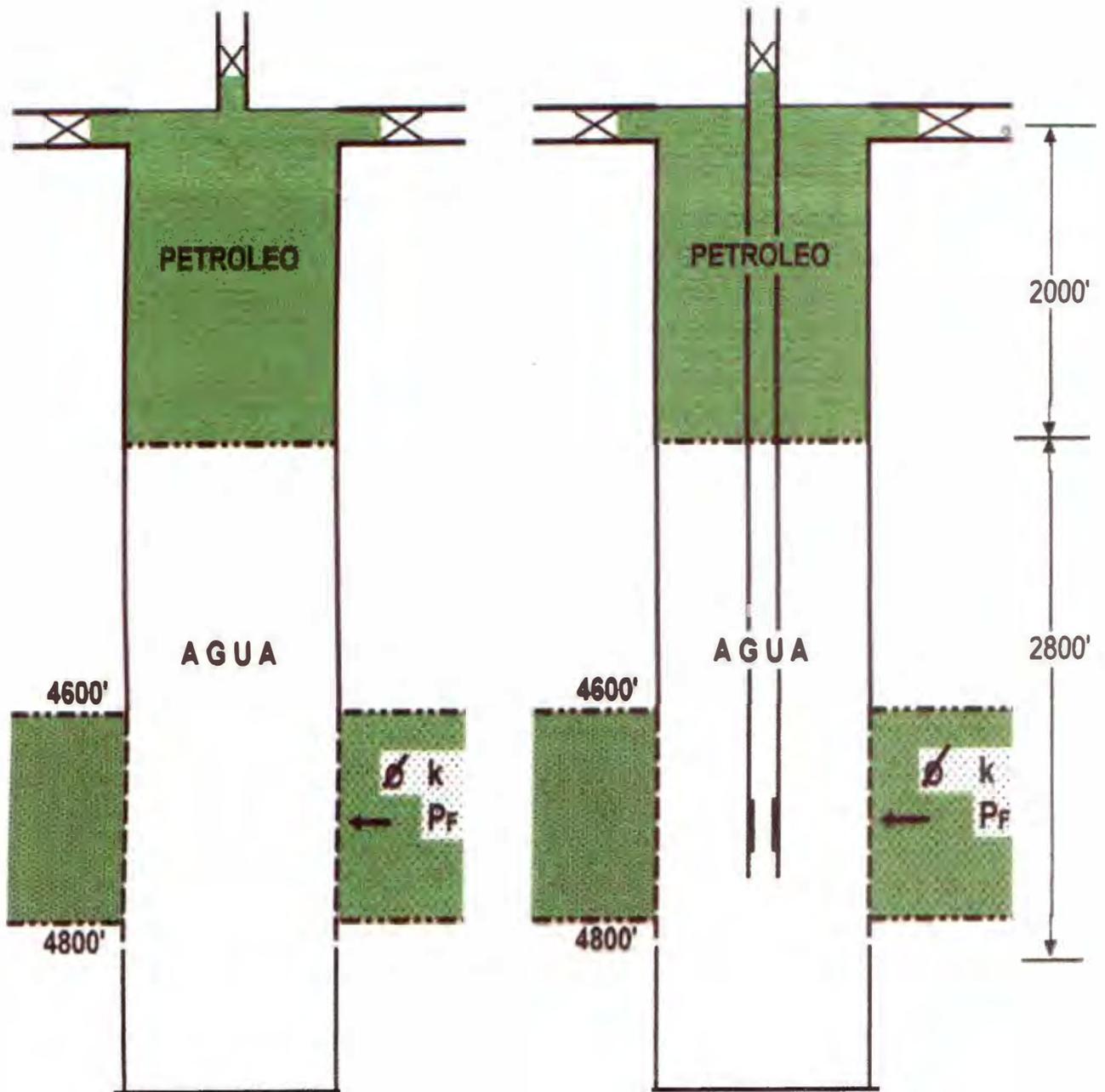
2) Extracción de petróleo de los pozos marginales con fines de producción.

3) Aligerar o aliviar la comuna de fluido para que el pozo empiece a fluir con energía propia del reservorio.

4) Evaluar pozos de baja energía, que han sido temporalmente abandonados, por

- Alta producción de agua.
- Alta producción de gas.
- Baja producción de petróleo, que en su época no resultó rentable por el precio y con el transcurrir del tiempo cambió su comportamiento, se someten a evaluación y de acuerdo a los resultados se les asigna un sistema de bombeo artificial: Mecánico, Hidráulico, Bombeo Neumático, Bombeo Electrocentrifugo, etc.

FIGURA N° 1  
MODELO DE UN POZO ATA



### 3.2. SECUENCIAS PARA REHABILITAR UN POZO DE BAJA ENERGIA

- 1) **El Ingeniero de producción recomienda efectuar una “Prueba de Registro de Presiones con paradas”**, para determinar la gradiente de gas, petróleo y agua, y con esta información determinamos la columna de petróleo y agua, y el contacto petróleo-agua.
- 2) **Se realiza la prueba de Presiones con Paradas al pozo** (Ver figura), se estaciona la bomba amerada @ 4500, 4000, 3500, 3000, 2500, 1500 y 1000 pies respectivamente.
- 3) **De acuerdo a la interpretación del registro, obtenemos:**
  - 2000 pies de columna de petróleo.
  - 2000 pies de columna de agua.
  - Contacto petróleo-agua @ 2000 pies.

**Evaluar la arena productiva mediante la “Operación de Swab”.**

- 5) **Instalar o bajar tubería de producción 2 3/8” EUE y dejar:**

PT @ 4730 pies

NA @ 4700 pies

- 6) **“Achicar” y recuperar (ver Figura B)**

1º 2000pies de petróleo en los tubos: 7.7 barriles de petróleo.

2º 2700pies de agua en los tubos : 10.5 barriles de agua..

3º 2700pies de agua en el anular : 48.0 barriles de agua.

4º 2000pies de petróleo en le anular: 35.6 barriles de petróleo.

**TOTAL : 43.3 X 58.5**

**7) Pozo que después de recuperar 43.3 barriles de petróleo y 58.5 barriles de agua** o de haber extraído la columna de fluido hasta el Niple de Asiento (N.A.), y dependiendo de las propiedades físicas de la roca: presión del reservorio, presencia de petróleo remanente, puede ocurrir las siguientes alternativas, que el pozo:

- Quede completamente seco y no aporta más fluido (petróleo o agua).
- Aporte un volumen mínimo de petróleo remanente en un intervalo de tiempo.
- Cambie de comportamiento estático a “flowing” o surgente por un intervalo de tiempo, con flujo de petróleo y después se observará presencia de gas por un intervalo mínimo de tiempo.

### 3.3. EVALUACION DE UN POZO NUEVO

- Peso del petróleo : 7.40 lbs. /galón
- Peso del agua dulce : 8.33 lbs. /galón
- Peso del agua salada : 9.01 lbs. /galón
- Peso del lodo : 11.5 lbs. /galón
- Capacidad del “tubing de 2 3/8” EUE : 3.87 barriles/1000pies.
- Capacidad del “tubing de 2 7/8” EUE : 5.79 barriles/1000pies
- Capacidad del “casing de 5 1/2” EUE : 23.20 barriles/1000pies
- Capacidad Anular entre el “tubing de : 17.80 barriles/1000pies  
2 3/8” EUE y “casing 5 1/2” EUE
- Capacidad Anular entre el “tubing de: 15.20 barriles/1000pies  
2 7/8” EUE y “casing 5 1/2” EUE
  - PH: Presión hidrostática.
  - PF: Presión de formación o de reservorio.
  - NA: Niple de asiento.
  - PT: Punta de tubos.
  - F.C.: Fondo del pozo.

#### **POZO FLUYENTE, SURGENTE Y/O “FLOWING”**

Cuando la presión del reservorio ó de formación es mayor que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido: petróleo o agua.

$$PF > PH$$

#### **POZO MUERTO O ESTATICO**

Cuando la presión del reservorio o de formación es Menor o igual a la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido: petróleo o agua.

$$PF \leq PH$$

**PRESIÓN HIDROSTÁTICA: 0.052 x peso del fluido x profundidad**

$$PH = 0.052 \times W_o \times H$$

Donde:

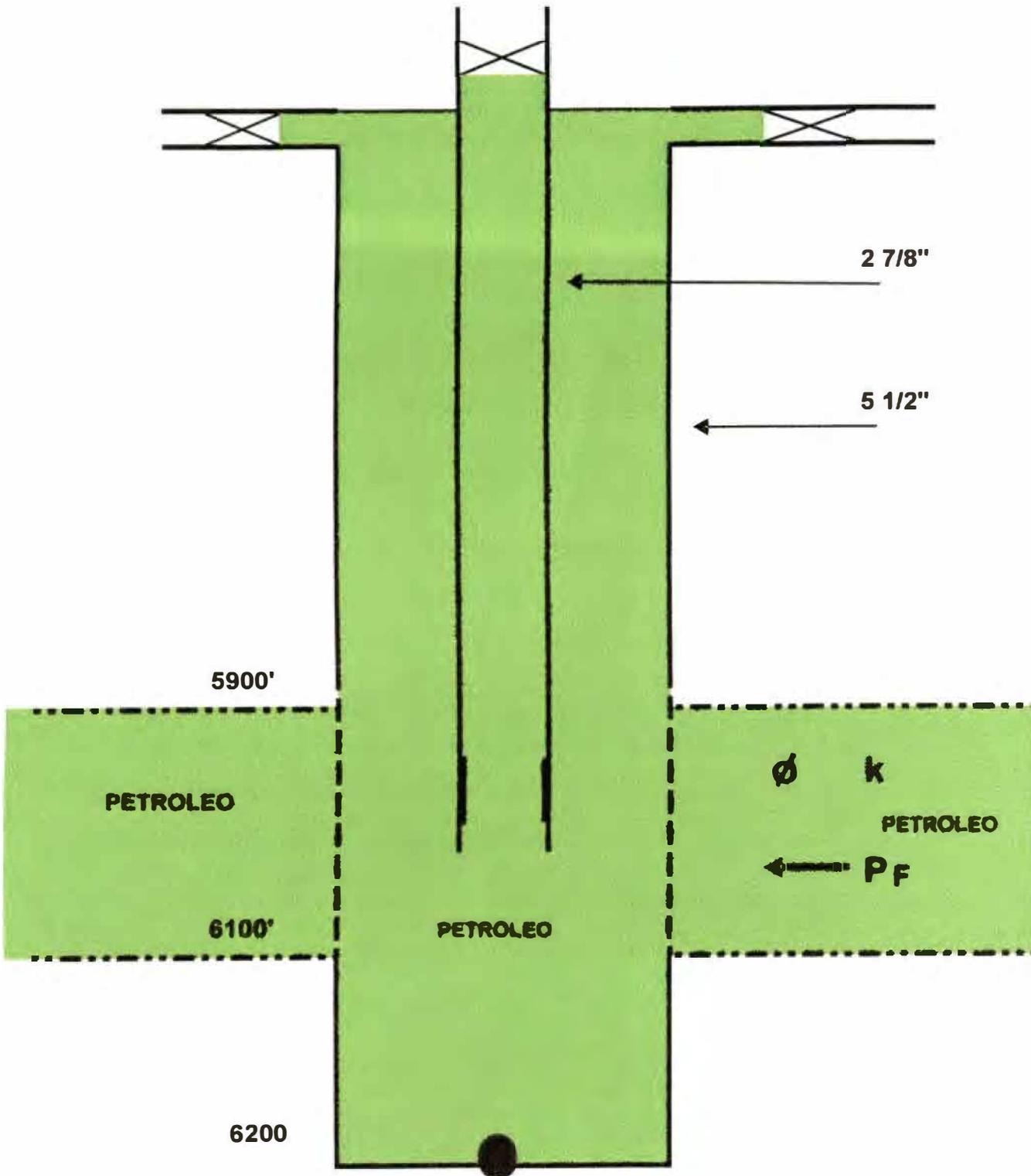
PH: presión hidrostática, psi.

Wo: peso del petróleo, libras/galón.

H: Profundidad, pies.

**FIGURA N°2**

**EVALUACION DE UN POZO POR "SWAB"**



## POZO NUEVO

### Datos:

- Pozo lleno de petróleo ( $W_o = 7.4$  libras./galón)
- Presión de Formación ( $PF = 1500$  psi.)
- Intervalo Baleado (6100 – 5900) pies.
- Tubería de Producción, 2 7/8”.
- Tubería de Revestimiento, 5 1/2”.

Reemplazando los datos en la fórmula:

**PRESIÓN HIDROSTÁTICA:  $0.052 \times \text{Peso (fluido)} \times \text{Columna (fluido)}$**

$$PH = 0.052 \times W_o \times H$$

$$PH = 0.052 \times 7.4 \text{ libras/galón} \times 6000 \text{ pies}$$

$$PH = 2308.8 \text{ PSI.}$$

Por lo tanto:

$$PH > PF$$

En este caso el pozo está estático y para cambiar el comportamiento del pozo se debe aligerar o aliviar la columna de fluido o petróleo, mediante la “Operación de Achique”, para que el pozo empiece a fluir ó su comportamiento sea surgente, asumiremos que:

$$PH = PF$$

**Reemplazando en la fórmula:**

$$1500 \text{ psi} = 0.052 \times 7.4 \text{ lbs. /galón} \times H$$

$$H = 3898 \text{ pies (Columna de petróleo)}$$

Hallando el Nivel de fluido: (NF)

$$NF = (6000 - 3898) \text{ pies}$$

$$NF = 2102 \text{ pies.}$$

Entonces el pozo empezará a fluir, cuando el nivel de fluido se encuentre a 2102 pies, y después de haber extraído mas o menos 45 barriles de petróleo.

Volumen en tubos 2 7/8": 5.79 Barriles/1000 pies x 2101 pies = 12.17 barriles

Volumen en tubos 2 7/8": 5.79 Barriles/1000 pies x 2101 pies = 12.17 barriles  
y "Casing 5 1/2".

**Volumen total = 44.12 barriles**

El pozo será "flowing", después de haber extraído 45 barriles, con 9 jaladas, en 1 hora 30 minutos (6 jaladas / hora a la profundidad de 2000pies).

Velocidad de ascenso (Va) = 1000 pies / min.

Velocidad de Descenso (Vd) = 500 pies / min.

## CAPITULO IV

### PARTES DE UN EQUIPO DE “SWAB”

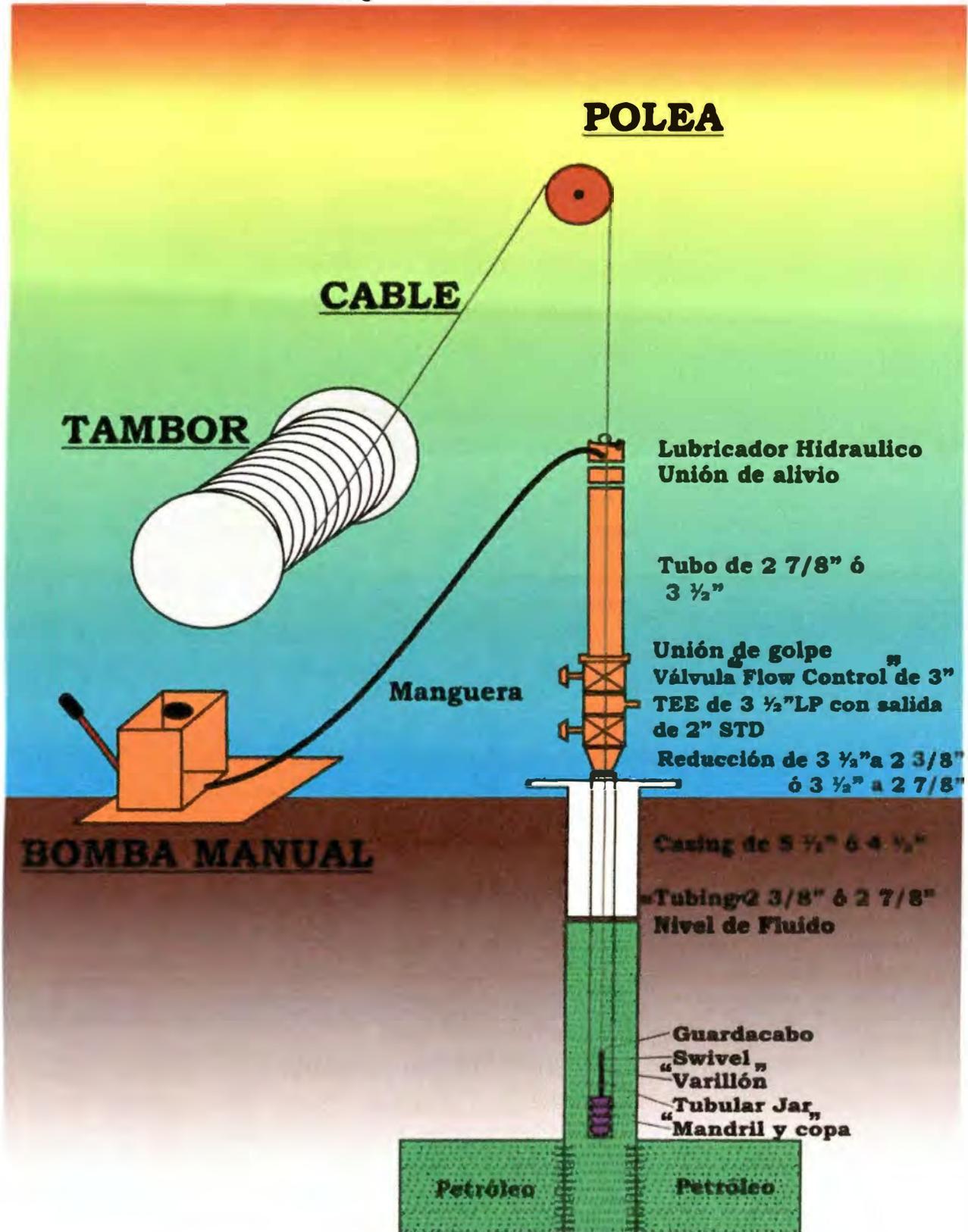
#### 4.1. EQUIPO DE SUPERFICIE

- MOTOR.
- “DRUM” Ó TAMBOR.
- POLEA.
- LUBRICADOR HIDRAULICO (CONTROL DE CABLE).
- BOMBA MANUAL HIDRAULICA.
- VALVULA DE CONTROL DE FLUJO O ARBOL DE “SWAB”.
- CISTERNA Ó TANQUE TRANSPORTABLE.

#### 4.2. EQUIPO DE SUBSUELO

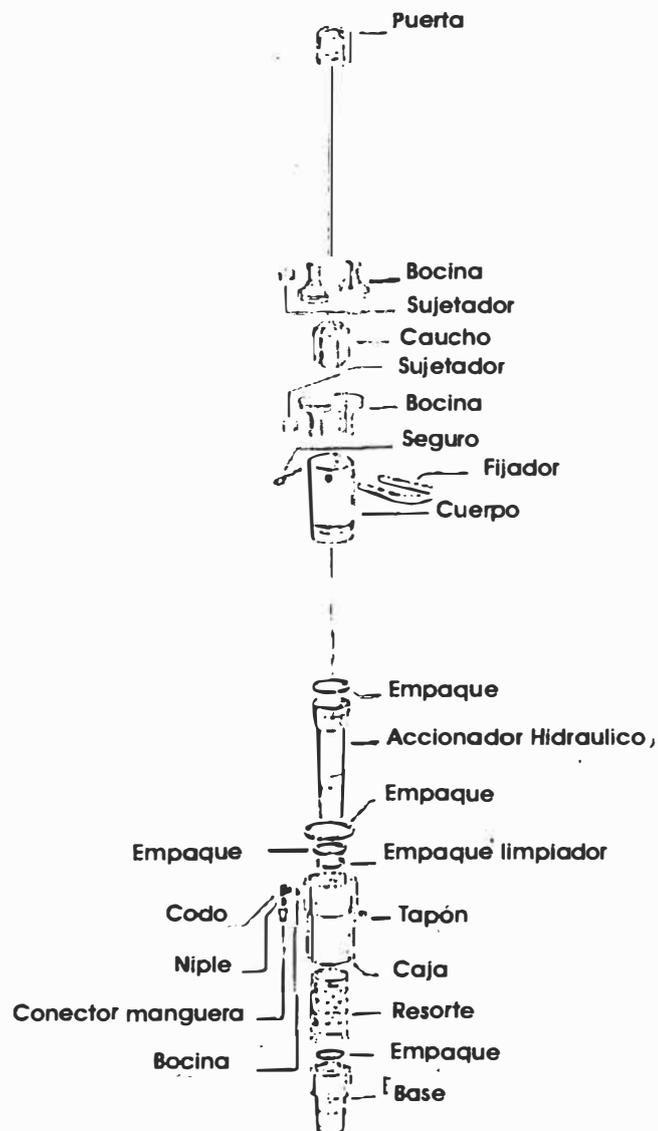
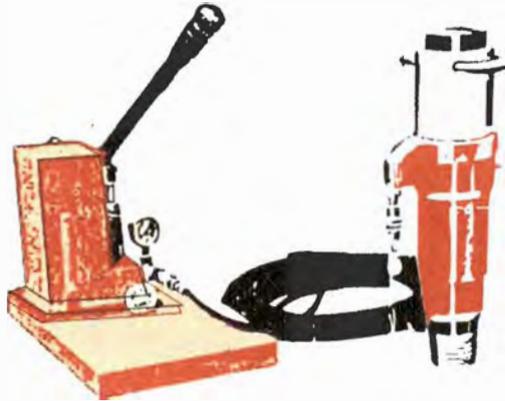
- GUARDACABLE Ó GUARDACABO.
- “SWIVEL” O UNIÓN GIRATORIA.
- “SINKER BAR” Ó VARILLÓN 1 ½”.
- “TUBULAR JAR” O GOLPEADOR MECÁNICO.
- PORTACOPAS Ó “MANDRIL”.
- COPAS DE “TUBING Y/O CASING SWAB”.

FIGURA N° 3  
 EQUIPO DE "SWAB"



# FIGURA N° 4

## LUBRICADOR Y BOMBA HIDRAULICA

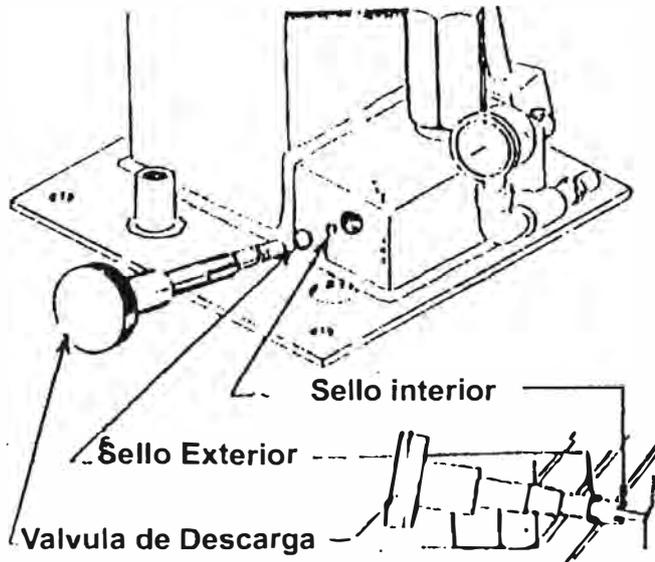


PARTES DEL LUBRICADOR HIDRAULICO (OIL SAVER)

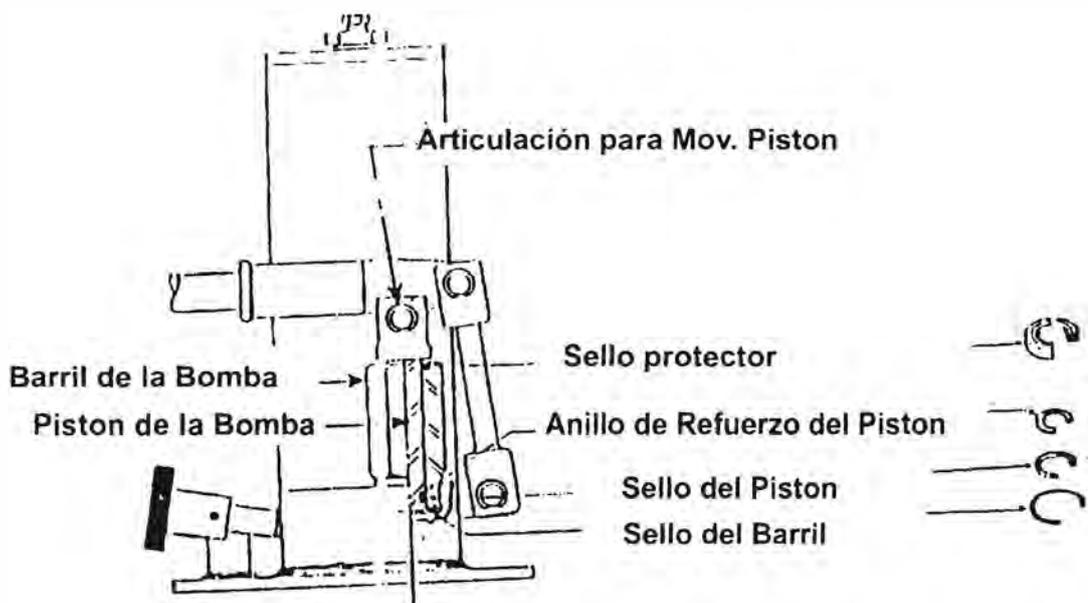
**FIGURA N° 5**

**BOMBA HIDRAULICA - PARTES**

**VALVULA DE DESCARGA**



**PISTON DE LA BOMBA**



**FIGURA N° 6**

**HERRAMIENTAS DEL CONJUNTO DE SUBSUELO**



**GUARDA  
CABLE**



**GUARDA  
CABLE ACOPLADO  
CON UNIÓN GIRATORIA  
(SWIVEL)**

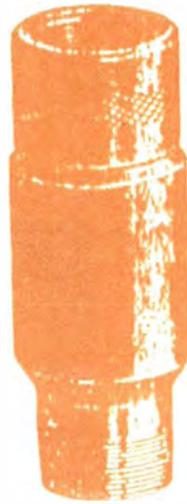


**BARRA  
DE ACERO**



**“JAR  
TUBULAR”**

**FIGURA N° 7**  
**UNION DE ALIVIO (RELEASING)**



**PARTES**

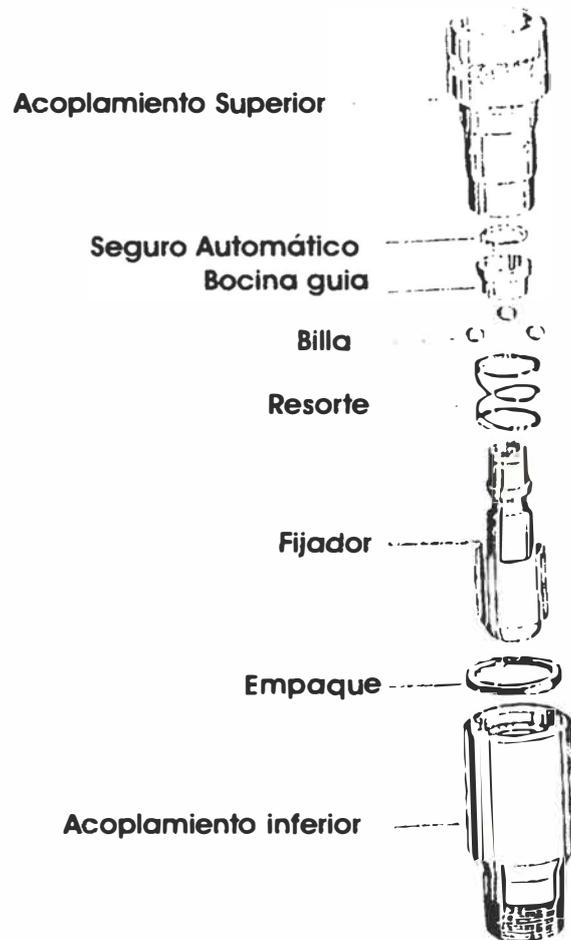


FIGURA N°8

## TIPOS DE COPAS DE "SWAB" MARCA "REGAL"



TIPO SK



TIPO BX



TIPO LK



TIPO ROYAL

### MARCA " GUIBERSON "



TIPO TUF



TIPO J



TIPO YA



TIPO MV



TIPO GWW

### MARCA " PETRO RUBBER "



CARGA PESADA



CARGA MEDIANA



CARGA LIVIANA



ALTA CARGA DE ARENA



COPA ALAMBRADA

## CAPITULO V

### CABLES DE ACERO

#### 5.1 DEFINICIÓN DE CABLES DE ACERO

El cable de acero, es un producto fabricado con alambres de acero, ordenados helicoidalmente en forma helicoidal para desempeñar un trabajo determinado.

##### **A. Construcción.**

Se denomina al diseño o arreglo de las partes: alambres y torones, que componen un cable de acero, hay diversidad de construcciones.

##### **B. Torcido.**

Indica la dirección que tienen los torones con respecto a los alambres, y tenemos los siguientes torcidos:

- **Torcido “lang”**: cuando los alambres y los torones están torcidos en la misma dirección, estos cables son ligeramente más flexibles y muy resistentes a la abrasión y fatiga, pero tienen el inconveniente de tender a destorcerse, por lo que es recomendable usarlos en trabajos donde ambos extremos del cable estén fijos y no le permitan girar sobre sí mismos.
  
- **Torcido “regular”**: cuando los alambres están en dirección opuesta a la dirección de los torones, estos son fáciles de manipular, son menos susceptibles a la formación de cocas y son más resistentes a la abrasión y aplastamiento.

Los cables pueden fabricarse en torcido derecho o izquierdo, tanto en torcido regular como en lang.

## C. DENOMINACION

**T x A**

Donde:

T = Indica los torones o trenzas del cable.

A = alambres o hebras de cada torón.

### Elementos de un cable de acero

- Torones o trenzas.
- Alambres o hebras.
- Alma o núcleo.

### Alma de un cable:

- Alma de fibra
  - Fáciles de manipular y más elásticos
  - No recomendable cuando está sujeto a severos aplastamientos o temperaturas elevadas.
- Alma de acero:
  - Resistencia adicional a la ruptura (aprox. 10%).
  - Son más rígidos que los cables de acero.

### Ejemplo de cable más usados en la operación de "swab":

Diámetros: ½, 9/16, 5/8

Construcción: 6 x 7, 6 x 19, 6 x 37.

## 5.2. FORMULAS PRÁCTICAS

$$P = 80,000 Dc^2$$

$$W = 1.5 Dc^2$$

$$F = \frac{P \times e}{F.S.}$$

### Donde:

P = Resistencia a la ruptura (libras).

Dc = diámetro del cable (pulg.).

W = peso del cable (libras/pie).

F = carga admisible (lbs.)

F.S. =Factor de seguridad.

E = Eficiencia de empalme.

### EJEMPLO DE APLICACIÓN:

Calcular la tensión de ruptura, peso del cable en libras/pie y carga admisible de un cable de "swab" de 9/16" (nuevo). Considerar un factor de seguridad de 3.

$$P = 80,000 dc^2$$

$$P = 80,000(9/16)^2 = 25,315 \text{ lbs.}$$

$$W = 1.5 dc^2$$

$$W = 1.5 (9/16)^2 = 0.48 \text{ lb./pie}$$

$$F = \frac{P \times e}{F.S.}$$

$$F = \frac{25315 \times 1}{3} = 8,438 \text{ lbs.}$$

### **Inspecciones de cables:**

A fin de evitar roturas imprevistas, es necesario inspeccionar periódicamente el estado de los cables, teniendo en cuenta las siguientes observaciones:

- **Desgaste:** alambres desgastados producen debilitamiento general del cable por disminución de diámetro..
  - Medir el diámetro del cable, con un calibrador.
  - Calcular el porcentaje de disminución de los alambres exteriores, si
  - Sobrepasa del 25 % desechar el cable.
  - Sí existe desgaste inspeccionar detenidamente las poleas y tambores para determinar la causa de dicho desgaste.
  - Sí existe alambres rotos, puede ser un indicio de que existe desgaste por abrasión.
  
- **Corrosión:** Comprobar el diámetro en toda su longitud ya que el alma de fibra puede que se haya descompuesto o exista una corrosión interna que se manifiesta por oxidación en las hendiduras de los torones.
  - Evite la corrosión usando "Engranés 30".
  - Examinar el medio donde trabaja el cable (ambientes húmedos, salinos vapores ácidos, polvo, etc.).
  
- **Rotura:** Anotar el número de alambres rotos por metro de cable, observar si las roturas están distribuidas regularmente entre todos los torones y si son roturas exteriores o interiores.

FIGURA N° 9  
CABLE DE ACERO

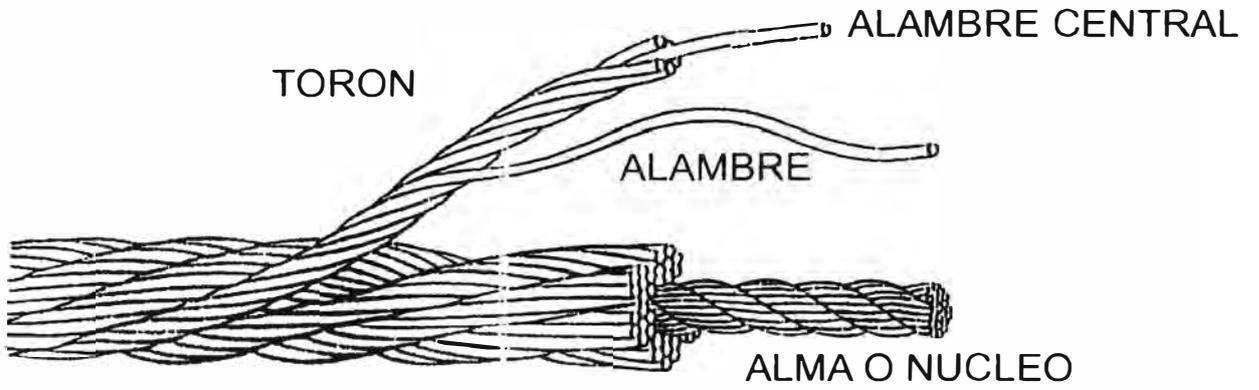
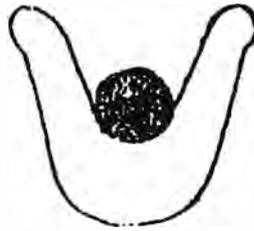


FIGURA N° 10

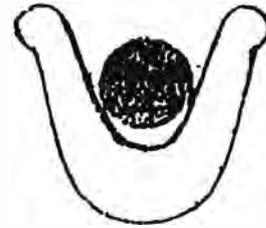
## RANURAS DE POLEAS



INCORRECTO



CORRECTO



INCORRECTO

## DETERIORO DEL CABLE



DAÑO  
DEL CABLE  
"COCA"



FIGURA N° 11

TIPOS DE MANDRIL Y SUS PARTES



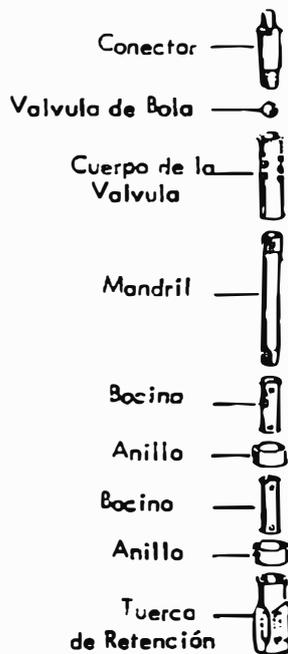
Mandril Standard con copa tipo J



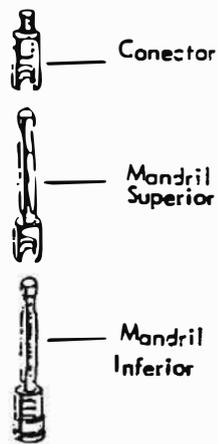
Mandril Tipo Bisagra con copa tipo MV



Mandril Tipo UF con copa tipo TUF



PARTES DE MANDRIL STANDARD



PARTES DE MANDRIL TIPO BISAGRA



PARTES DE MANDRIL TIPO UF

## **REDUCIR COSTO OPERATIVO**

Para reducir los costos operativos se debe tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

1. Reducir el consumo de copas de "tubing y/o Casing Swab".
2. Reducir el consumo de cauchos economizadores o "Oil Saver".
3. Reducir el consumo de copas de bronce o centralizadores de cable 9/16".
4. Reducir el problema de agarre o aprisionamiento del conjunto de subsuelo.
5. Reducir el desgaste rápido del cable de acero 9/16".

### 5.3. RECOMENDACIONES PARA EVITAR EL DETERIORO DEL CABLE EN OPERACIONES DE PISTONEO

Anteriormente se usaban dos tipos de cables de construcción:

- **Cable 6 x 7.**
- **Cable 6 x19.**

Pero se hizo una reevaluación de campo siendo el más adecuado para la operación, el de construcción, 6 x 7, uno de los principales objetivos es la máxima durabilidad del cable que es aproximadamente de 08 meses si cumplimos las siguientes recomendaciones:

1. Cable adecuado de las siguientes características:
  - Diámetro 9/16”.
  - Construcción 6 x 7.
  - Torcido regular derecho.
  - Alma de fibra.
2. Nivelar el chasis del equipo con respeto a la verticalidad del mástil o torre.
3. Polea y tambor deben tener el diámetro adecuado.
4. “Swivel” o unión giratoria del conjunto de pistoneo en perfecto estado.
5. Bajar el cable a una velocidad de descenso promedio de (400 @ 500) pies/min.
6. El cable debe formar una perfecta vertical, cuando baja de la polea hacia el pozo o viceversa.
7. Invertir el cable cada 3 meses de trabajo continuo.
8. Revisar periódicamente el desgaste de la ranura de la polea.
9. Minimizar los problemas de agarre para evitar el estiramiento del cable.
10. Levantar el segundo cuerpo, sí el equipo opera más de 2 horas.
11. Envolver o enrollar el cable en forma ordenada.
12. Eliminar periódicamente las vueltas del cable.

13. Eliminar periódicamente los dobladuras del cable.
14. Eliminar las vueltas antes de recuperar el "standing valve".

## **PROCEDIMIENTO PARA OPERAR UNA BOMBA MANUAL V/S LUBRICADOR HIDRAULICO**

### **OBJETIVO**

Operar las dos herramientas (Bomba y lubricador hidráulico) de la forma más adecuada, para:

1. Minimizar el consumo innecesario de cauchos economizadores.
2. Evitar el deterioro de los sellos internos del lubricador.
3. Conseguir buena hermeticidad entre el cable de acero con el interior del lubricador.

### **ESTADO DE LAS HERRAMIENTAS Y/O MATERIALES**

- Bronces o centralizadores en buen estado, de lo contrario los cauchos se desgastan rápidamente.
- Cable de acero de 9/16" o 1/2" que baja de la polea hacia el pozo o viceversa, debe formar una perfecta vertical.
- Manguera de 1/4" que trasmite presión hidráulica al lubricador debe tener instalado las 2 conexiones rápidas (Una a la salida de la bomba y la otra que ingresa al lubricador).
- Presión máxima de operación del lubricador hidráulico u "oil saver" es de más o menos 1500 psi.

## **SECUENCIAS DE LA OPERACIÓN**

1. Colocar bronces con su respectivo sujetador y cauchos a economizadores en buen estado. Antes de bajar el conjunto de subsuelo al pozo (cable, "swivel", barra de acero, "tubular jar", mandril y copa), verificar hermeticidad presurizando el lubricador hasta una presión de referencia y observar por un intervalo de tiempo. Si es positivo, continuar con el paso 2.
2. Bajar el conjunto despacio, a una velocidad moderada de 400 a 600pies/min. Verificar que no exista presión acumulada en el lubricador, de lo contrario se desgasta el caucho innecesariamente.
3. Continuar bajando a una velocidad de descenso moderada hasta detectar el nivel de fluido, luego profundizar hasta estacionar el conjunto a la profundidad deseada, si la operación es por :

### **"TUBING SWAB"**

- Empezar a corretear o pistonear varias veces para incrementar la columna de fluido. No presurizar el lubricador hidráulico.
- Levantar la columna adecuada de fluido (petróleo o agua). No presurizar el lubricador hidráulico.

### **"CASING SWAB"**

- Levantar la columna de fluido. No presurizar el lubricador hidráulico.
4. Levantar la columna de fluido a una velocidad de ascenso promedio de 600 a 800pies/min. No presurizar el lubricador hidráulico.
  5. Cuando la columna de fluido se encuentre aproximadamente a 500 pies del cabezal del pozo, empezar a bajar la velocidad del conjunto de subsuelo y

presurizar lentamente el lubricador hasta alcanzar la presión inicial adecuada.

**Observando que el caucho selle el espacio anular entre el lubricador y el cable de acero, entonces se evitará las posibles fugas de petróleo o agua a la superficie de la locación.**

6. Después de realizar la jalada del pozo a la cisterna verificar que no haya flujo hacia la cisterna e inmediatamente descargar el lubricador.  
Continuar efectuando las siguientes jaladas con las recomendaciones indicadas, hasta dejar completamente seco el pozo.

## CAPITULO VI

### DETERMINACION DE LA POTENCIA ÓPTIMA REQUERIDA PARA LEVANTAR COLUMNAS DE FLUIDO (PETRÓLEO Y/O AGUA).

Ocurre que a veces no conocemos la potencia que dispone el motor del equipo que operamos, en esta parte vamos a ver la importancia de esta información.

#### ¿Porque es importante saber que potencia disponemos en el equipo?

Es muy importante, cuando:

- Compramos un equipo, necesitamos saber la potencia requerida para operar los pozos, a la profundidad deseada.
- Ocurre un problema de agarre o de atraque del conjunto de subsuelo, tenemos más probabilidad de liberar del punto de agarre.
- Levantamos la columna de fluido: petróleo o agua.

Una de las principales preocupaciones, es como calcular la potencia requerida en Operaciones de "Swab", no puede calcularse usando exclusivamente las fórmulas de Potencia conocida.

La razón es que durante el achique de un pozo, se produce una fuerza de rozamiento entre la copa y el interior de la tubería de producción o de revestimiento, que origina un consumo extra de potencia, en consecuencia, a su ecuación teórica se debe incorporar un factor, que hemos denominado "**Coeficiente de fricción, Fr**".

Este coeficiente ha sido evaluado en pruebas de campo, y se determinó en un valor promedio de 1.49, a partir de este dato y usando la ecuación teórica determinamos la potencia máxima que se requiere en suabeo para cualquier valor de sus variables: velocidad de ascenso ( $V_a$ ), columna de fluido ( $H_f$ ) y profundidad de achique ( $H_t$ ), entonces:

$$PT = \frac{W \times V}{33,000 \times E} \quad (1)$$

$$PR = \frac{(W \times V) \times 1.49}{33,000 \times E} \quad (2)$$

**Donde:**

PT : Potencia Teórica

PR : Potencia Real

V : Velocidad de ascenso del cable, pies /min.

W : Peso levantado o suspendido, pies.

E : Eficiencia Mecánica del sistema (Pérdidas en el sistema de transmisión)  
90%

Carga levantada (W), es igual al peso del cable en el líquido más el peso de la columna de fluido (petróleo o agua), entonces:

$$W = \text{Peso de cable en el liquido} + \text{Peso del liquido} \quad (3)$$

$$\text{Peso del cable en el liquido} = \text{Peso de cable en el aire} - \text{Empuje} \quad (4)$$

$$\text{Peso del cable en el aire} = W_{c.a.} \times H_t$$

## TABLA N° 1

Peso del petróleo: 7.20 lbs./gal.

Capac. Tbg, 2 3/8": 3.87 bls./pie

Veloc. desc: 400  
pies/min

Peso del cable, 9/16": 0.4963 lbs./pie

Desplazamiento, cable: 0.3073 bls./1000pie

HT (pies)	HF (pies)	VOL. (Bls.)	V ascenso pies/min	Tiempo descenso (min)	Tiempo ascenso (min)	Peso Cable (lbs.)	Empuje (lbs.)	Peso liquido (lbs.)	Peso Total (lbs.)	Potencia (HP)
2000	1000	3.56	500	5	4	993	93	1077	1977	49.6
3000	1000	3.56	500	7.5	6	1489	93	1077	2473	62.0
4000	1000	3.56	500	10	8	1985	93	1077	2970	74.5
5000	1000	3.56	500	12.5	10	2482	93	1077	3466	86.9
6000	1000	3.56	500	15	12	2978	93	1077	3962	99.4
7000	1000	3.56	500	17.5	14	3474	93	1077	4459	111.8
2000	1000	3.56	600	5	3.3	993	93	1077	1977	59.5
3000	1000	3.56	600	7.5	5.0	1489	93	1077	2473	74.4
4000	1000	3.56	600	10	6.7	1985	93	1077	2970	89.4
5000	1000	3.56	600	12.5	8.3	2482	93	1077	3466	104.3
6000	1000	3.56	600	15	10.0	2978	93	1077	3962	119.3
7000	1000	3.56	600	17.5	11.7	3474	93	1077	4459	134.2
2000	1000	3.56	700	5	2.9	993	93	1077	1977	69.4
3000	1000	3.56	700	7.5	4.3	1489	93	1077	2473	86.9
4000	1000	3.56	700	10	5.7	1985	93	1077	2970	104.3
5000	1000	3.56	700	12.5	7.1	2482	93	1077	3466	121.7
6000	1000	3.56	700	15	8.6	2978	93	1077	3962	139.1
7000	1000	3.56	700	17.5	10.0	3474	93	1077	4459	156.6
2000	1000	3.56	800	5	2.5	993	93	1077	1977	79.3
3000	1000	3.56	800	7.5	3.8	1489	93	1077	2473	99.3
4000	1000	3.56	800	10	5	1985	93	1077	2970	119.2
5000	1000	3.56	800	12.5	6.3	2482	93	1077	3466	139.1
6000	1000	3.56	800	15	7.5	2978	93	1077	3962	159.0
7000	1000	3.56	800	17.5	8.75	3474	93	1077	4459	178.9
2000	1200	4.28	500	5	4	993	112	1293	2174	54.5
3000	1200	4.28	500	7.5	6	1489	112	1293	2670	67.0
4000	1200	4.28	500	10	8	1985	112	1293	3167	79.4
5000	1200	4.28	500	12.5	10	2482	112	1293	3663	91.9
6000	1200	4.28	500	15	12	2978	112	1293	4159	104.3
7000	1200	4.28	500	17.5	14	3474	112	1293	4655	116.8
2000	1200	4.28	600	5	3.3	993	112	1293	2174	65.4
3000	1200	4.28	600	7.5	5.0	1489	112	1293	2670	80.4
4000	1200	4.28	600	10	6.7	1985	112	1293	3167	95.3
5000	1200	4.28	600	12.5	8.3	2482	112	1293	3663	110.3
6000	1200	4.28	600	15	10.0	2978	112	1293	4159	125.2
7000	1200	4.28	600	17.5	11.7	3474	112	1293	4655	140.1
2000	1200	4.28	700	5	2.9	993	112	1293	2174	76.3
3000	1200	4.28	700	7.5	4.3	1489	112	1293	2670	93.8
4000	1200	4.28	700	10	5.7	1985	112	1293	3167	111.2
5000	1200	4.28	700	12.5	7.1	2482	112	1293	3663	128.6
6000	1200	4.28	700	15	8.6	2978	112	1293	4159	146.1

H <sub>T</sub> (pies)	H <sub>F</sub> (pies)	VOL. (Bls.)	V pies/min	Tiempo descenso (min)	Tiempo ascenso (min)	Peso Cable (lbs.)	Empuje (lbs.)	Peso liquido (lbs.)	Peso Total (lbs.)	Potencia (HP)
2000	1200	4.28	800	5	2.5	993	112	1293	2174	87.2
3000	1200	4.28	800	7.5	3.75	1489	112	1293	2670	107.2
4000	1200	4.28	800	10	5	1985	112	1293	3167	127.1
5000	1200	4.28	800	12.5	6.25	2482	112	1293	3663	147.0
6000	1200	4.28	800	15	7.5	2978	112	1293	4159	166.9
7000	1200	4.28	800	17.5	8.75	3474	112	1293	4655	186.8
2000	1400	4.99	500	5	4.0	993	130	1508	2371	59.5
3000	1400	4.99	500	7.5	6.0	1489	130	1508	2867	71.9
4000	1400	4.99	500	10	8.0	1985	130	1508	3363	84.4
5000	1400	4.99	500	12.5	10.0	2482	130	1508	3860	96.8
6000	1400	4.99	500	15	12.0	2978	130	1508	4356	109.3
7000	1400	4.99	500	17.5	14.0	3474	130	1508	4852	121.7
2000	1400	4.99	600	5	3.3	993	130	1508	2371	71.4
3000	1400	4.99	600	7.5	5.0	1489	130	1508	2867	86.3
4000	1400	4.99	600	10	6.7	1985	130	1508	3363	101.2
5000	1400	4.99	600	12.5	8.3	2482	130	1508	3860	116.2
6000	1400	4.99	600	15	10.0	2978	130	1508	4356	131.1
7000	1400	4.99	600	17.5	11.7	3474	130	1508	4852	146.1
2000	1400	4.99	700	5	2.9	993	130	1508	2371	83.3
3000	1400	4.99	700	7.5	4.3	1489	130	1508	2867	100.7
4000	1400	4.99	700	10	5.7	1985	130	1508	3363	118.1
5000	1400	4.99	700	12.5	7.1	2482	130	1508	3860	135.5
6000	1400	4.99	700	15	8.6	2978	130	1508	4356	153.0
7000	1400	4.99	700	17.5	10.0	3474	130	1508	4852	170.4
2000	1400	4.99	800	5	2.5	993	130	1508	2371	95.2
3000	1400	4.99	800	7.5	3.75	1489	130	1508	2867	115.1
4000	1400	4.99	800	10	5	1985	130	1508	3363	135.0
5000	1400	4.99	800	12.5	6.25	2482	130	1508	3860	154.9
6000	1400	4.99	800	15	7.5	2978	130	1508	4356	174.8
7000	1400	4.99	800	17.5	8.75	3474	130	1508	4852	194.7
2000	1600	5.70	500	5	4.0	993	149	1724	2568	64.4
3000	1600	5.70	500	7.5	6.0	1489	149	1724	3064	76.9
4000	1600	5.70	500	10	8.0	1985	149	1724	3560	89.3
5000	1600	5.70	500	12.5	10.0	2482	149	1724	4057	101.8
6000	1600	5.70	500	15	12.0	2978	149	1724	4553	114.2
7000	1600	5.70	500	17.5	14.0	3474	149	1724	5049	126.7
2000	1600	5.70	600	5	3.3	993	149	1724	2568	77.3
3000	1600	5.70	600	7.5	5.0	1489	149	1724	3064	92.2
4000	1600	5.70	600	10	6.7	1985	149	1724	3560	107.2
5000	1600	5.70	600	12.5	8.3	2482	149	1724	4057	122.1
6000	1600	5.70	600	15	10.0	2978	149	1724	4553	137.0
7000	1600	5.70	600	17.5	11.7	3474	149	1724	5049	152.0

HT (pies)	HF (pies)	VOL. (Bls.)	V pies/min	Tiempo descenso (min)	Tiempo ascenso (min)	Peso Cable (lbs.)	Empuje (lbs.)	Peso liquido (lbs.)	Peso Total (lbs.)	Potencia (HP)
2000	1600	5.70	700	5	2.9	993	149	1724	2568	90.2
3000	1600	5.70	700	7.5	4.3	1489	149	1724	3064	107.6
4000	1600	5.70	700	10	5.7	1985	149	1724	3560	125.0
5000	1600	5.70	700	12.5	7.1	2482	149	1724	4057	142.5
6000	1600	5.70	700	15	8.6	2978	149	1724	4553	159.9
7000	1600	5.70	700	17.5	10	3474	149	1724	5049	177.3
2000	1600	5.70	800	5	2.5	993	149	1724	2568	103.1
3000	1600	5.70	800	7.5	3.8	1489	149	1724	3064	123.0
4000	1600	5.70	800	10	5.0	1985	149	1724	3560	142.9
5000	1600	5.70	800	12.5	6.3	2482	149	1724	4057	162.8
6000	1600	5.70	800	15	7.5	2978	149	1724	4553	182.7
7000	1600	5.70	800	17.5	8.8	3474	149	1724	5049	202.6
2000	1800	6.41	500	5	4.0	993	167	1939	2765	69.3
3000	1800	6.41	500	7.5	6.0	1489	167	1939	3261	81.8
4000	1800	6.41	500	10	8.0	1985	167	1939	3757	94.2
5000	1800	6.41	500	12.5	10.0	2482	167	1939	4253	106.7
6000	1800	6.41	500	15	12.0	2978	167	1939	4750	119.1
7000	1800	6.41	500	17.5	14.0	3474	167	1939	5246	131.6
2000	1800	6.41	600	5	3.3	993	167	1939	2765	83.2
3000	1800	6.41	600	7.5	5.0	1489	167	1939	3261	98.2
4000	1800	6.41	600	10	6.7	1985	167	1939	3757	113.1
5000	1800	6.41	600	12.5	8.3	2482	167	1939	4253	128.0
6000	1800	6.41	600	15	10	2978	167	1939	4750	143.0
7000	1800	6.41	600	17.5	11.7	3474	167	1939	5246	157.9
2000	1800	6.41	700	5	2.9	993	167	1939	2765	97.1
3000	1800	6.41	700	7.5	4.3	1489	167	1939	3261	114.5
4000	1800	6.41	700	10	5.7	1985	167	1939	3757	131.9
5000	1800	6.41	700	12.5	7.1	2482	167	1939	4253	149.4
6000	1800	6.41	700	15	8.6	2978	167	1939	4750	166.8
7000	1800	6.41	700	17.5	10	3474	167	1939	5246	184.2
2000	1800	6.41	800	5	2.5	993	167	1939	2765	111.0
3000	1800	6.41	800	7.5	3.8	1489	167	1939	3261	130.9
4000	1800	6.41	800	10	5.0	1985	167	1939	3757	150.8
5000	1800	6.41	800	12.5	6.3	2482	167	1939	4253	170.7
6000	1800	6.41	800	15	7.5	2978	167	1939	4750	190.6
7000	1800	6.41	800	17.5	8.8	3474	167	1939	5246	210.5
2000	2000	7.13	500	5	4.0	993	186	2155	2961	74.3
3000	2000	7.13	500	7.5	6.0	1489	186	2155	3458	86.7
4000	2000	7.13	500	10	8.0	1985	186	2155	3954	99.2
5000	2000	7.13	500	12.5	10.0	2482	186	2155	4450	111.6
6000	2000	7.13	500	15	12.0	2978	186	2155	4947	124.1
7000	2000	7.13	500	17.5	14.0	3474	186	2155	5443	136.5

HT (pies)	HF (pies)	VOL. (Bls.)	V pies/min	Tiempo descenso (min)	Tiempo ascenso (min)	Peso Cable (lbs.)	Empuje (lbs.)	Peso liquido (lbs.)	Peso Total (lbs.)	Potencia (HP)
2000	2000	7.13	600	5	3.3	993	186	2155	2961	89.1
3000	2000	7.13	600	7.5	5	1489	186	2155	3458	104.1
4000	2000	7.13	600	10	6.7	1985	186	2155	3954	119.0
5000	2000	7.13	600	12.5	8.3	2482	186	2155	4450	134.0
6000	2000	7.13	600	15	10	2978	186	2155	4947	148.9
7000	2000	7.13	600	17.5	11.7	3474	186	2155	5443	163.8
2000	2000	7.13	700	5	2.9	993	186	2155	2961	104.0
3000	2000	7.13	700	7.5	4.3	1489	186	2155	3458	121.4
4000	2000	7.13	700	10	5.7	1985	186	2155	3954	138.9
5000	2000	7.13	700	12.5	7.1	2482	186	2155	4450	156.3
6000	2000	7.13	700	15	8.6	2978	186	2155	4947	173.7
7000	2000	7.13	700	17.5	10.0	3474	186	2155	5443	191.1
2000	2000	7.13	800	5	2.5	993	186	2155	2961	118.9
3000	2000	7.13	800	7.5	3.8	1489	186	2155	3458	138.8
4000	2000	7.13	800	10	5.0	1985	186	2155	3954	158.7
5000	2000	7.13	800	12.5	6.3	2482	186	2155	4450	178.6
6000	2000	7.13	800	15	7.5	2978	186	2155	4947	198.5
7000	2000	7.13	800	17.5	8.8	3474	186	2155	5443	218.5
										0.0
3000	2500	8.91	500	7.5	6.0	1489	232	2693	3950	99.1
4000	2500	8.91	500	10	8.0	1985	232	2693	4446	111.5
5000	2500	8.91	500	12.5	10.0	2482	232	2693	4943	124.0
6000	2500	8.91	500	15	12.0	2978	232	2693	5439	136.4
7000	2500	8.91	500	17.5	14.0	3474	232	2693	5935	148.9
										0.0
3000	2500	8.91	600	7.5	5.0	1489	232	2693	3950	118.9
4000	2500	8.91	600	10	6.7	1985	232	2693	4446	133.8
5000	2500	8.91	600	12.5	8.3	2482	232	2693	4943	148.8
6000	2500	8.91	600	15	10.0	2978	232	2693	5439	163.7
7000	2500	8.91	600	17.5	11.7	3474	232	2693	5935	178.7
										0.0
3000	2500	8.91	700	7.5	4.3	1489	232	2693	3950	138.7
4000	2500	8.91	700	10	5.7	1985	232	2693	4446	156.1
5000	2500	8.91	700	12.5	7.1	2482	232	2693	4943	173.6
6000	2500	8.91	700	15	8.6	2978	232	2693	5439	191.0
7000	2500	8.91	700	17.5	10.0	3474	232	2693	5935	208.4
										0.0
3000	2500	8.91	800	7.5	3.8	1489	232	2693	3950	158.5
4000	2500	8.91	800	10	5.0	1985	232	2693	4446	178.5
5000	2500	8.91	800	12.5	6.3	2482	232	2693	4943	198.4
6000	2500	8.91	800	15	7.5	2978	232	2693	5439	218.3
7000	2500	8.91	800	17.5	8.8	3474	232	2693	5935	238.2

HT (pies)	HF (pies)	VOL. (Bls.)	V pies/min	Tiempo descenso (min)	Tiempo ascenso (min)	Peso Cable (lbs.)	Empuje (lbs.)	Peso liquido (lbs.)	Peso Total (lbs.)	Potencia (HP)
3000	3000	10.69	500	7.5	6	1489	279	3232	4442	111.4
4000	3000	10.69	500	10	8	1985	279	3232	4938	123.9
5000	3000	10.69	500	12.5	10	2482	279	3232	5435	136.3
6000	3000	10.69	500	15	12	2978	279	3232	5931	148.8
7000	3000	10.69	500	17.5	14	3474	279	3232	6427	161.2
3000	3000	10.69	600	7.5	5.0	1489	279	3232	4442	133.7
4000	3000	10.69	600	10	6.7	1985	279	3232	4938	148.7
5000	3000	10.69	600	12.5	8.3	2482	279	3232	5435	163.6
6000	3000	10.69	600	15	10.0	2978	279	3232	5931	178.5
7000	3000	10.69	600	17.5	11.7	3474	279	3232	6427	193.5
3000	3000	10.69	700	7.5	4.3	1489	279	3232	4442	156.0
4000	3000	10.69	700	10	5.7	1985	279	3232	4938	173.4
5000	3000	10.69	700	12.5	7.1	2482	279	3232	5435	190.9
6000	3000	10.69	700	15	8.6	2978	279	3232	5931	208.3
7000	3000	10.69	700	17.5	10.0	3474	279	3232	6427	225.7
3000	3000	10.69	800	7.5	3.8	1489	279	3232	4442	178.3
4000	3000	10.69	800	10	5.0	1985	279	3232	4938	198.2
5000	3000	10.69	800	12.5	6.3	2482	279	3232	5435	218.1
6000	3000	10.69	800	15	7.5	2978	279	3232	5931	238.0
7000	3000	10.69	800	17.5	8.8	3474	279	3232	6427	258.0

## **CAPITULO VII**

### **DEFINICION DE UN AGARRE O APRISIONAMIENTO**

#### **AGARRE EN UNA OPERACIÓN DE “SWAB”**

##### **¿Qué se entiende por Agarre o atraque en una Operación de “Swab”?**

Es el aprisionamiento, atrapamiento o atraque de una herramienta o un material del conjunto (cable, guardacabo, “swivel”, barra de acero, “tubular jar”, mandril y copa), como consecuencia de:

- La estrechez o reducción de diámetro del “tubing o casing” de producción originado por una fuerza externa (Excesivo torque de la tubería, tubos no calibrados, etc.).
- La presencia de una obstrucción formada en el “tubing ó casing” de producción, como: bridge o puente de arena, anillos de carbonato, tubería agarrada en el pozo, etc.

#### **TIPOS DE AGARRE**

- Copa con colapso ligero o pronunciado.
- Copa con arena de fractura o de formación.
- Copa con Niple de asiento.
- Copa con parafina suave.
- Copa con anillo de carbonato.
- Mandril con colapso.
- Mandril con arena de fractura o de formación.
- Mandril con Niple de asiento.
- Mandril con parafina suave.
- Mandril con anillo de carbonato.

**MEDIDAS ESPECIALES DE LOS MANDRILS DE "SWAB"  
DE 2 3/8" Y 2 7/8".**

<u>TUBING</u>		<u>PESO</u> (lb./pie)	<u>DRIFT</u> (pulg.)	<u>N.A.</u> (pulg.)	<u>MANDRIL SWAB</u>		<u>CALIBRADOR</u> (pulg.)
<u>O.D.</u> (pulg.)	<u>I.D.</u> (pulg.)				<u>INFERIOR</u> (pulg.)	<u>SUPERIOR</u> (pulg.)	
2 3/8	1.995	4.70	1.901	1.78125	1.8750	1.8125	1.8976
				1 25/32	1 14/16	1 13/16	1 57/64
2 7/8	2.441	6.50	2.347	2.22725	2.3125	2.28125	2.3425
					2 10/32	2 9/32	2 11/32

**COLUMNAS DE FLUIDO (PETRÓLEO Y/O AGUA) OPTIMAS A LEVANTAR  
PARA NO ESFORZAR NUESTRO MOTOR.**

VOLUMEN = (CAPAC. TBG. Y/O CSG - DESPLAZAMIENTO DEL CABLE)  
BARRILES/1000 PIES

**“TUBING 2 3/8”:** (3.87-0.3073) BARRILES/1000 PIES

1600 pies de columna y equivalente a 6.0 barriles de columna de petróleo.

1350 pies de columna y equivalente a 5.0 barriles de columna de agua.

**“TUBING 2 7/8”:** (5.79-0.3073) BARRILES/1000 PIES

1100 pies de columna y equivalente a 6.0 barriles de columna de petróleo.

900 pies de columna y equivalente a 5.0 barriles de columna de agua.

**“TUBING 3 1/2”:** (9.30-0.3073) BARRILES/1000 PIES

700 pies de columna y equivalente a 6.0 barriles de columna de petróleo.

600 pies de columna y equivalente a 5.0 barriles de columna de agua.

**“CASING 4 1/2”:** (15.50-0.3073) BARRILES/1000 PIES

380 pies de columna y equivalente a 6.0 barriles de columna de petróleo.

310 pies de columna y equivalente a 5.0 barriles de columna de agua.

**“CASING 5 1/2”: (23.20-0.3073) BARRILES/1000 PIES**

250 pies de columna y equivalente a 6.0 barriles de columna de petróleo.

200 pies de columna y equivalente a 5.0 barriles de columna de agua.

**“CASING 6 5/8”: (35.50-0.3073) BARRILES/1000 PIES**

180 pies de columna y equivalente a 6.0 barriles de columna de petróleo.

150 pies de columna y equivalente a 5.0 barriles de columna de agua.

**CAPACIDAD DE "TUBING" Y "CASING" - TABLA "A"**

Descripción	Diámetro Exterior (pulg.)	Diámetro Interior (pulg.)	Drift (pulg.)	Peso (lbs./pie)	Capacidad (Barriles/1000pies)
Tubería	2 3/8	1,995	1,947	4.7	3.87
	2 7/8	2,441	2,347	6.5	5.79
Casing	4 1/2	4,000	3,875	11.6	15.50
	5 1/2	4,892	4,767	17.0	23.20
	6 5/8	6,049	5,924	20.0	35.50
	9 5/8	8,755	8,599	43.5	74.40
	11 3/4	11,000	10,844	47.0	117.50

**VOLUMEN ANULAR ENTRE "TUBING" Y "CASING" - TABLA "B"**

Tubería (pulg.)	Casing (pulg.)	Peso (lb./pie)	Volumen anular (Barriles/1000pies)
2 3/8	4 1/2	11.6	10.1
	5 1/2	17.0	17.8
	6 5/8	20.0	30.1
	9 5/8	43.5	69.0
	11 3/4	47.0	106.6
2 7/8	4 1/2	11.6	7.5
	5 1/2	17.0	15.2
	6 5/8	20.0	27.5
	9 5/8	43.5	66.4
	11 3/4	47.0	101.5

**VOLUMEN TOTAL ENTRE "TUBING" Y "CASING" - TABLA "C"**

Tubería (pulg.)	Casing (pulg.)	Volumen Total (Barriles/1000pies)
2 3/8	4 1/2	13.97
	5 1/2	21.67
	6 5/8	33.97
	9 5/8	72.87
	11 3/4	110.47
2 7/8	4 1/2	13.29
	5 1/2	20.99
	6 5/8	33.29
	9 5/8	72.19
	11 3/4	107.29

## **CAPITULO VIII**

### **PROBLEMAS EN LA OPERACIÓN DE "SWAB"**

Cuando se interviene un pozo por primera vez, podemos encontrarnos con cualquier tipo de problema, que dificulta la intervención por "Tubing Swab" ó "Casing Swab" y con el riesgo de agarre del conjunto en el pozo con perjuicio económico, esto se puede encontrar al realizar:

#### **"TUBING SWAB"**

- Tubos colapsados (no se detectó la obstrucción cuando se bajó al pozo ó se colapsó por excesivo torque aplicado por la tenaza hidráulica).
- Presencia de parafina suave ó dura.
- Rotura o rajadura del tubo (por rozamiento de la sarta de varillas ó deteriorado por la presencia de carbonato).

#### **"CASING SWAB"**

- Colapsos ligeros o pronunciados.
- Presencia de parafina suave ó dura.
- Rotura o rajadura del "casing" (por rozamiento de la sarta de tubos, y/o deteriorado por la presencia de carbonato).
- Presencia de puentes ó "bridge" de arena de formación y/o arena de fractura compactada.
- Presencia de lodo de perforación.
- Tope de tubería que quedó agarrada con o sin herramienta (ancla de tubos, Bela hidrostática, etc.).
- Rebabas en la tubería revestidora como resultado del baleo.

## **VENTAJAS EN LA OPERACION**

### **“TUBING SWAB”**

- Cuando el “casing” presenta obstrucciones por: colapso, rotura del “casing”, presencia de anillos de carbonato, presencia de parafina suave o dura.
- Operación menos riesgosa, en caso de un posible problema de agarre del conjunto de “achique” se saca la tubería, recupera el conjunto y se reinstala la tubería, cambiando los tubos dañados o colapsados.

### **“CASING SWAB”**

- Se extrae rápidamente el volumen de fluido del pozo, principalmente el petróleo.
- No necesita la instalación de “tubing” de producción de 2 3/8” o 2 7/8” EUE 8 Rd.

## **DESVENTAJAS EN LA OPERACION**

### **“TUBING SWAB”**

- Bajar tubería para evaluar el pozo, en consecuencia representa un gasto adicional.
- El tiempo de extracción del fluido es mayor que el “casing swab”.

### **“CASING SWAB”**

- No se puede suabear, sí el “casing” presenta algún tipo de obstrucción o rotura.

Es una operación riesgosa, sí el conjunto tuviera algún problema de agarre, existe la probabilidad de comprometer el pozo; recuperar la herramienta trae mucho perjuicio económico para cualquier empresa, por esta razón se debe trabajar con mayor cuidado.

## FIGURA N° 12

### CONFECCIONAR EL PUNTO LIBRE GUARDACABLE 9/16"

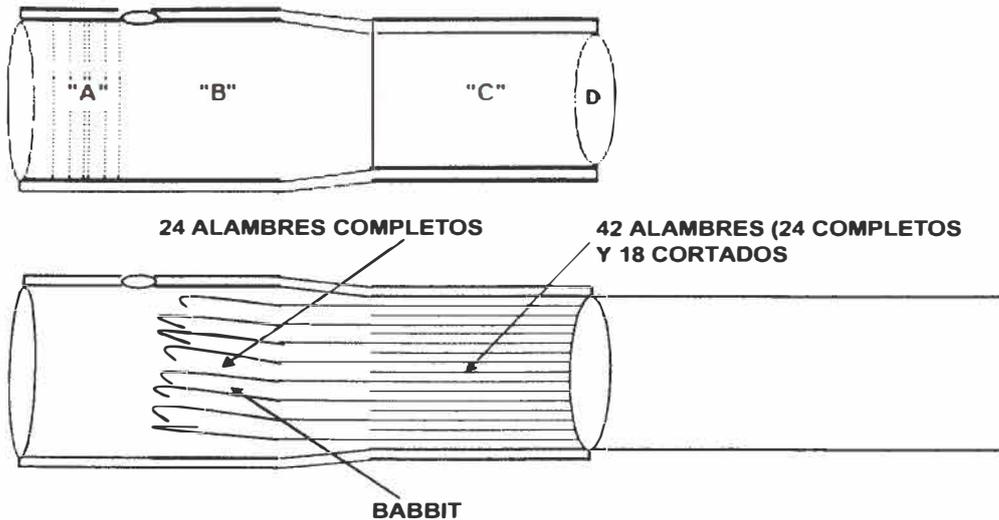
**AREA "A":** AREA QUE CONECTA CON EL SWIVEL Ò UNIÓN GIRATORIA

**AREA "B":** SE ALOJAN LOS 24 ALAMBRES QUE NO HAN SIDO CORTADOS Y DONDE SE VIERTE EL BABBIT.

**AREA "C":** SE ALOJAN LOS 18 ALAMBRES QUE HAN SIDO CORTADOS (SIN BABBIT).

**AREA "D":** SE INTRODUCE EL CABLE HACIA EL GUARDACABLE.

**AREA "O":** ORIFICIO POR DONDE DRENA EL BABBIT. "O"



#### 1 FORMULAS PRACTICAS PARA APLICAR EN CABLES DE ACERO

A

**TENSIÓN MÁXIMA = 80,000 D<sup>2</sup> DE RUPTURA**

TENSIÓN DE RUPTURA: LIBRAS.

DIAMETRO DEL CABLE (D): PULGADAS

DIAMETRO DEL CABLE DE SWAB ES: 9/16".

REEMPLAZANDO EN LA FÓRMULA "A", TENEMOS:

<sup>2</sup>

TENSIÓN MAX.: 80,000 x(9/16)

TENSIÓN MAX.: 80,000 X (9/16 X (9/16)

TENSIÓN MAX.: 80,000 X 0.5625 X 0.5625

**TENSIÓN MAX.: 25,312.5 LIBRAS.**

**LA TENSIÓN MÁXIMA DE RUPTURA DE UN CABLE NUEVO, ES: 25,312 LIBRAS.**

B

**PESO UNITARIO=1.5 D<sup>2</sup> DEL CABLE**

PESO DEL CABLE: LIBRAS/ PIE.

DIAMETRO DEL CABLE (D): PULGADAS

DIAMETRO DEL CABLE DE SWAB ES: 9/16".

REEMPLAZANDO EN LA FÓRMULA "B", TENEMOS:

<sup>2</sup>

PESO DEL CABLE: 1.5 X (9/16")

PESO DEL CABLE: 1.5 X (9/16) X (9/16)

PESO DEL CABLE: 1.5 X 0.5625 X 0.5625

**PESO DEL CABLE: 0.475 LIBRAS/PIE.**

**EL PESO UNITARIO DE UN CABLE 9/16", ES: 0.474 LIBRAS POR CADA PIE.**

#### 2. EL CABLE DE 6X7, TIENE 42 ALAMBRES (06 TORONES Y CADA TORÓN 07 ALAMBRES)

42 ALAMBRES RESISTEN 25,312 LIBRAS

#### 3. COMO DEBILITAR LA PEPA PARA BAJAR LA TENSIÓN EN EL GUARDACABLE.

SE CORTA 03 ALAMBRES A CADA TORON, QUEDARÁN (42-18)=24 ALAMBRES

#### 4. COMO CALCULAR LA TENSION EN EL PUNTO DEBIL ( GUARDACABO)

$$\begin{array}{r} 42 \text{ ALAMBRES} \text{ ----- } 25,312 \text{ LIBRAS} \\ 24 \text{ ALAMBRES} \text{ ----- } X \text{ LIBRAS} \\ X = \frac{24}{40} \times (25,312 \text{ LIBRAS}) \end{array}$$

$$X = 14,470 \text{ LIBRAS.}$$

**TENSION DE RUPTURA EN EL PUNTO DEBIL (GUARDACABO), ES: 14,470 LIBRAS.**

**5. EN PROBLEMA DE AGARRE, SI SE APLICA UNA TENSION MAYOR A 14,470 LIBRAS EL CABLE SE LIBERARÁ.**

#### 6. EJEMPLO:

SUABEAR UN POZO A: 6000 PIES

TUBING: 2 7/8"

NIPLE DE ASIENTO: 6000 PIES

CAPAC. TBG. 2 7/8": 5.79 BARRILES/1000 PIES

PESO DEL CABLE: LIBRAS.

DIAMETRO (D): PULGADAS

DEL CABLE

EL DIAMETRO DEL CABLE DE SWAB ES: 9/16".

REEMPLAZANDO EN LA FÓRMULA "B", TENEMOS:

2

PESO DEL CABLE: 1.5 X (9/16")

PESO DEL CABLE: 1.5 X (9/16) X (9/16)

PESO DEL CABLE: 1.5 X 0.5625 X 0.5625

**PESO DEL CABLE: 0.475 LIBRAS/PIE.**

**EL PESO UNITARIO DE UN CABLE 9/16", ES: 0.474 LIBRAS POR CADA PIE.**

DE ACUERDO AL EJEMPLO, TENEMOS QUE:

PESO DE 6000 PIES: 0.475 LIBRAS/PIE x 6000 pies

PESO DE 6000 PIES: 2850 LIBRAS.

**EL PESO DE 6000 PIES DE CABLE ES 2850 LIBRAS.**

SI, SE EXTRAE DEL POZO 1500 PIES DE COLUMNA DE FLUIDO (AGUA).

**PESO = 1500 PIES x 5.79 BARRIL /1000 PIES x 8.33 LIBRAS/GAL. x 42 GAL./BARRIL**

**PESO = 3039 LIBRAS.**

**EL PESO DE 1500 PIES DE COLUMNA DE FLUIDO (AGUA), ES: 3039 LIBRAS.**

**PESO TOTAL = PESO DE COLUMNA DE FLUIDO + PESO DE CABLE**

**PESO TOTAL QUE LEVANTA EL MOTOR DEL EQUIPO, ES:**

**PESO DE COLUMNA + PESO DE CABLE 9/16"**

PESO TOTAL= (3039 + 2850) LIBRAS.

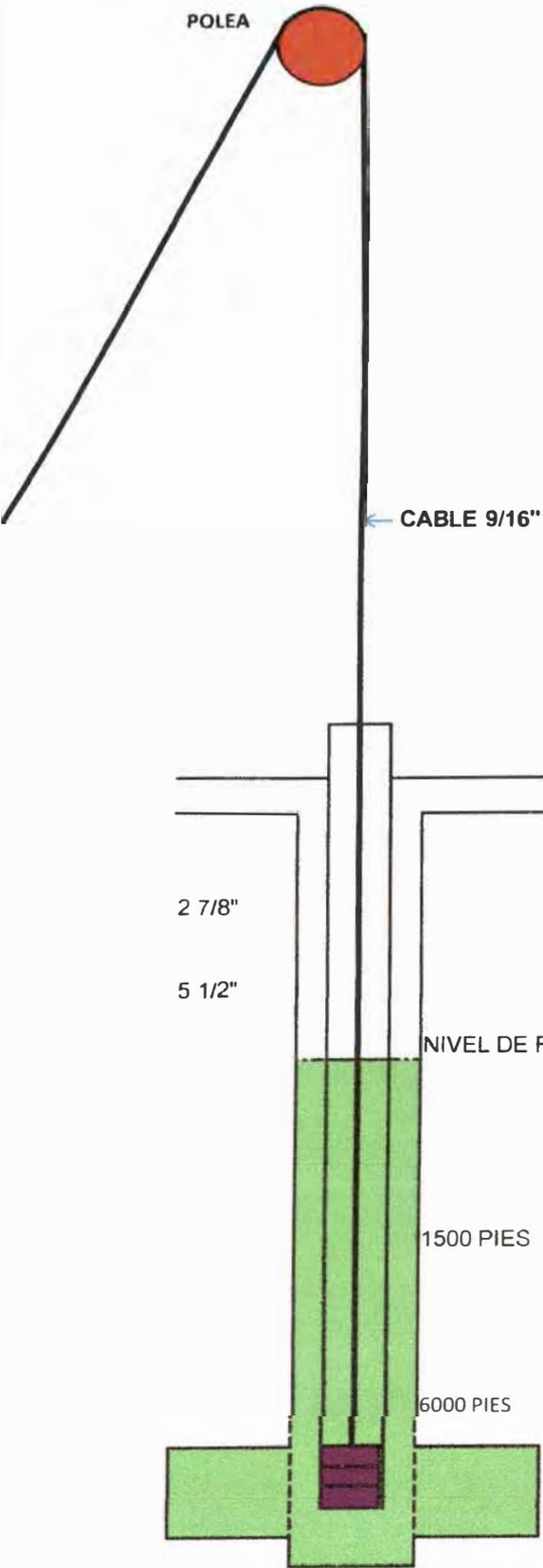
PESO TOTAL= (3039x1.5 + 2850) LIBRAS.

PESO TOTAL= 7409 LIBRAS.

**LA TENSION MAXIMA DE RUPTURA EN EL CABLE ES MAYOR QUE EL PESO TOTAL QUE LEVANTA EL MOTOR Y LA FUERZA DE ROZAMIENTO QUE HAY ENTRE LA COPA Y EL INTERIOR DE LA TUBERIA.**

**TENSION MAX. RUPTURA > PESO TOTAL QUE  
EN EL GUARDACABO LEVANTA EL MOTOR**

**14470 LIBRAS > 7409 LIBRAS**



**POTENCIA CONSUMIDA POR EL MOTOR**

$$\text{POTENCIA DEL MOTOR} = \frac{\text{PESO TOTAL} \times \text{VELOCIDAD}}{E \times 33,000}$$

DONDE:  
 POTENCIA DEL MOTOR, HP  
 PESO TOTAL, LIBRAS  
 VELOCIDAD DE ASCENSO, PIES/ MINUTO  
 EFICIENCIA (E), 0.90  
 33,000: FACTOR DE CONVERSIÓN

TENIENDO:  
 POTENCIA DEL MOTOR: 220 HP  
 PESO TOTAL: 7409 LIBRAS  
 VELOCIDAD: 600 PIES/MIN.  
 E: 0.90

REEMPLAZANDO, EN:  
 POTENCIA DE=  $\frac{7409 \times 600}{0.90 \times 33,000}$   
 MOTOR  
**POTENCIA CONSUMIDA = 150 ± HP**  
**POR EL MOTOR**

**" EN ESTE CASO NO SE ESFUERZA EL MOTOR"**

**FUERZA DE ROZAMIENTO ENTRE LA COPA Y LA TUBERIA**  
**(POR DATOS EXPERIMENTALES DE CAMPO AL PESO TOTAL SE LE**  
**AGREGA EL 50%)**

**INFORMACION DE LOS CABLES MAS USADOS EN  
OPERACIONES DE “SWAB”**

<u>DIÁMETRO</u> (Pulg.)	<u>PESO</u> (Lbs. /pie)	<u>TIPOS DE CABLE</u> <u>CONST. TORCIDO</u>		<u>TENSION MAX.</u> <u>DE RUPTURA</u> (Lbs.)	<u>TOTAL DE</u> <u>ALAMBRES</u>
1/2	0.3889	6x7	Regular	20,500	42
9/16	0.4962	6x7	Regular	25,000	42

**Como determinar el debilitamiento de un cable de acero?**

**A. CABLE NUEVO DE 9/16”**

Sí cortamos 14 alambres del cable (8 alambres de 4 torones y 6 alambres de 2 torones), entonces dispondremos de:  $(42-14) = 28$  alambres

Considerando un factor de seguridad de 10% al cable nuevo (Tensión de Ruptura = 22,500 lbs.)

$$42 \text{ alambres} \text{ — } 22,500 \text{ lbs.} \quad X = 15,000 \text{ lbs.}$$

$$28 \text{ alambres} \text{ — } X \text{ lbs.}$$

Para liberar el conjunto o el cable del guardacabo debemos maniobrar en superficie con una Fuerza de:

Peso del cable @ 3000 pies + Tensión de Ruptura en el guardacabo:

$$(0.4963 \text{ lbs./pie} \times 3000 \text{ pies} + 15,000 \text{ lbs.})$$

$$(1,489 + 15,000) \text{ lbs.}$$

$$= 16,489 \text{ libras.}$$

**“Fuerza de maniobra en superficie mayor a 16,489 libras”**

**CABLE USADO DE 9/16”**

Sí el cable tiene un promedio de uso de 3 meses (30% de desgaste) equivalente @ 17,500 lbs. , en este caso cortamos 2 alambres por torón ( $2 \times 6 = 12$  alambres), entonces dispondremos de:  $(42-12) = 30$  alambres.

Considerando un factor de seguridad de 10% al cable nuevo (Tensión de Ruptura = 22,500 lbs.)

42 alambres — 17,500 lbs.      X = 12,500 lbs.

30 alambres — X lbs.

Para liberar el conjunto o el cable del guardacabo debemos maniobrar en superficie con una Fuerza de:

Peso del cable @ 3000 pies + Tensión de Ruptura en el guardacabo:

0.4963 libras /pie x 3000 pies + 12,500 lbs.

= (1,489 + 12,500) lbs.

= 13,900 libras.

**“Fuerza de Maniobra en superficie mayor a 13,900 libras**

## **B. CABLE NUEVO DE 1/2”**

Sí cortamos 14 alambres del cable (8 alambres de 4 torones y 6 alambres de 2 torones), entonces dispondremos de: (42-14) = 28 alambres

Considerando un factor de seguridad de 10% al cable nuevo (Tensión de Ruptura = 18,450 lbs.)

42 alambres — 18,450 lbs.      X = 12,300 lbs.

28 alambres — X lbs.

Entonces la nueva Tensión de Ruptura en ese punto será 12,300 lbs.

Para liberar el conjunto o el cable del guardacabo debemos maniobrar en superficie con una Fuerza de:

Peso del cable @ 3000 pies + Tensión de Ruptura en el guardacabo:

0.3889 lbs./pie x 3000 pies + 12,500 lbs.

= (1,167 + 12,500) lbs.

= 13,667 libras.

**Fuerza de Maniobra en superficie mayor a 13,667 libras**

## IMPORTANCIA DE DEBILITAR EL CABLE EN EL GUARDACABO

Cuando ocurre un problema de agarre o atraque del conjunto, lo primero que tratamos de recuperar es el conjunto con el cable, pero esto dependerá, sí:

- 1° La Potencia del motor es la adecuada para la Operación.
- 2° Se debilita el cable en el guardacabo, la probabilidad de recuperar el cable es mayor.
- 3° No se debilita el cable en el guardacabo, no hay probabilidad de recuperar el cable.

### **Primero: POTENCIA REQUERIDA**

- a) Liberar sólo el cable del guardacabo.
- b) Liberar el conjunto de pistoneo con el cable.

#### Sin columna de fluido:

$$\text{Potencia} = \frac{\left( \frac{\text{Peso cable} + \text{Tensión Max. Rupt. cable}}{33,000 \times 0.90} \right) \text{Veloc. despegue}}$$

#### Con columna de fluido:

$$\text{Potencia} = \frac{\left( \frac{\text{Peso: cable, columna fluido y conjunto} + \text{Tensión Max. Rupt. cable}}{33,000 \times 0.90} \right) \text{Veloc. despegue} \times \text{F.R.}}$$

Donde:

Potencia del motor = H.P.  
Factor de Fricción (FR)=1.49  
Eficiencia del Motor = 0.90

Velocidad de despegue = 250 pies/min.  
Factor de Conversión = 33,000

## **Segundo: “SE DEBILITA EL CABLE”**

### Datos:

Diámetro del cable: 9/16”.

Diámetro del “tubing”: 2 3/8”

Diámetro del “Casing”: 5 1/2”

Peso del cable: 0.4963 lbs./pie

Tensión Max. Ruptura Cable nuevo: 25,000 lbs.

Tensión Ruptura (Cable en el guardacabo): 15,000 lbs.

Columna de fluido: 1600 pies (Tubing 2 3/8”)

Columna de fluido: 250 pies (Casing 5 1/2”)

Profundidad del agarre @ 3,000 pies

Peso total (Cable, columna y pistón) = 3,105 lbs. ( 2 3/8”)

Peso total (Cable, columna y pistón) = 3,270 lbs. ( 5 1/2”)

Velocidad de despegue = 250 pies/min.

Desplazamiento del cable = 0.3073 barriles/1000pies.

Sí la:

**Fuerza de maniobra > Fuerza en el  
en superficie Punto de agarre**

**Fuerza de maniobra > Tensión Ruptura en el  
en superficie cable (guardacabo)**

## OPERACION DE "TUBING SWAB"

a) "Liberamos totalmente el cable" dejando el conjunto atracado en el pozo

Fuerza en el > Tensión (15,000lbs.)  
Punto de agarre de Ruptura

### SIN COLUMNA DE FLUIDO:

$$\text{Potencia} = \frac{(0.4963\text{lbs./pie} \times 3000\text{pies} + 15,000 \text{ lbs.}) \times 250 \text{ pies/min.}}{33,000 \times 0.90}$$

Esto ocurrirá si disponemos de un motor de Potencia mayor a **140 HP**.

### CON COLUMNA DE FLUIDO:

$$\text{Potencia} = \frac{(3,105 \text{ lbs.} + 15,000 \text{ lbs.}) \times 250 \text{ pies/min.} \times 1.49}{33,000 \times 0.90}$$

Esto ocurrirá si disponemos de un motor de Potencia mayor a **227 HP**

b) "Liberando el cable y el conjunto"

Fuerza en el < Tensión (15,000lbs.)  
Pto. de agarre Ruptura

### SIN COLUMNA DE FLUIDO:

$$\text{Potencia} = \frac{(0.4963\text{lbs./pie} \times 3000\text{pies} + 15,000 \text{ lbs.}) \times 250 \text{ pies/min.}}{33,000 \times 0.90}$$

Esto ocurrirá si disponemos de un motor de Potencia mayor a **140 HP**.

### CON COLUMNA DE FLUIDO:

$$\text{Potencia} = \frac{(3,105 \text{ lbs.} + 15,000 \text{ lbs.}) \times 250 \text{ pies/min.} \times 1.49}{33,000 \times 0.90}$$

Esto ocurrirá si disponemos de un motor de Potencia mayor a **227 HP**

## OPERACION DE "CASING SWAB"

a) **"Liberando totalmente el cable" dejando el conjunto atracado en el pozo**

Fuerza en el > Tensión (15,000lbs.)  
Punto de agarre Ruptura

### SIN COLUMNA DE FLUIDO:

$$\text{Potencia} = \frac{(0.4963\text{lbs./pie} \times 3000\text{pies} + 15,000 \text{ lbs.})}{33,000 \times 0.90} \times 250 \text{ pies/min.}$$

Esto ocurrirá sí disponemos de un motor de Potencia mayor a 140 HP.

### CON COLUMNA DE FLUIDO:

$$\text{Potencia} = \frac{(3,270 \text{ lbs.} + 15,000 \text{ lbs.}) \times 250 \text{ pies/min.}}{33,000 \times 0.90} \times 1.49$$

Esto ocurrirá sí disponemos de un motor de Potencia mayor a 229 HP

b) **"Liberando el cable y el conjunto"**

Fuerza en el < Tensión (15,000lbs.)  
Punto de agarre de Ruptura

### SIN COLUMNA DE FLUIDO:

$$\text{Potencia} = \frac{(0.4963\text{lbs./pie} \times 3000\text{pies} + 15,000 \text{ lbs.})}{33,000 \times 0.90} \times 250 \text{ pies/min.}$$

Esto ocurrirá sí disponemos de un motor de Potencia mayor a 140 HP.

### CON COLUMNA DE FLUIDO:

$$\text{Potencia} = \frac{(3,270.\text{lbs.} + 15,000 \text{ lbs.}) \times 250 \text{ pies/min.}}{33,000 \times 0.90} \times 1.49$$

Esto ocurrirá sí disponemos de un motor de Potencia mayor a 229 HP

### Tercero: "NO SE DEBILITA EL CABLE"

Sí la:

**Fuerza de maniobra > Fuerza en el  
en superficie Punto de agarre**

**Fuerza de maniobra > Tensión Ruptura en el  
en superficie cable (guardacabo)**

a) "Rompe el cable en cualquier punto "

**Fuerza en el > Tensión (25,000lbs.)  
Punto de agarre Max. de Ruptura**

#### **SIN COLUMNA DE FLUIDO:**

$$\text{Potencia} = \frac{(0.4963 \text{ lbs./pie} \times 3000 \text{ pies} + 25,000 \text{ lbs.})}{33,000 \times 0.90} \times 250 \text{ pies/min.}$$

Esto ocurrirá si disponemos de un motor de Potencia mayor a 223 HP.

#### **CON COLUMNA DE FLUIDO:**

$$\text{Potencia} = \frac{(3,270 \text{ lbs.} + 25,000 \text{ lbs.})}{33,000 \times 0.90} \times 250 \text{ pies/min.} \times 1.49$$

Esto ocurrirá si disponemos de un motor de Potencia mayor a 355 HP

b) "Liberando el cable y el conjunto"

**Fuerza en el < Tensión (25,000lbs.)  
Punto de agarre Ruptura**

#### **SIN COLUMNA DE FLUIDO:**

$$\text{Potencia} = \frac{(0.4963 \text{ lbs./pie} \times 3000 \text{ pies} + 25,000 \text{ lbs.})}{33,000 \times 0.90} \times 250 \text{ pies/min.}$$

Esto ocurrirá si disponemos de un motor de Potencia mayor a 223 HP.

#### **CON COLUMNA DE FLUIDO:**

$$\text{Potencia} = \frac{(3,270 \text{ lbs.} + 25,000 \text{ lbs.})}{33,000 \times 0.90} \times 250 \text{ pies/min.} \times 1.49$$

Esto ocurrirá si disponemos de un motor de Potencia mayor a 355 HP

## CAPITULO IX

### APLICACIÓN DEL GRAFICO DE “LEBUS” PARA OPTIMIZAR EL ENROLLAMIENTO DEL CABLE EN EL TAMBOR

El buen estado de poleas, tambores y otros equipos que tengan contacto con el cable de acero es de mucha importancia para el tiempo de durabilidad del mismo y el cable solo se cambie por desgaste radial después de un tiempo aproximado de 7 meses.

Cuando el cable se enrolla o desenrolla en el tambor este se desplaza de extremo a extremo del tambor creándose en todo momento un ángulo, lo que produce un desgaste entre vuelta y vuelta del cable, al contacto del cable con los extremos del tambor y en poleas, esto da origen a un mal enrollamiento.

El ángulo que se forma entre el cable y plano perpendicular al eje de la polea, es el “ángulo de vuelo”, este debe ser siempre el mínimo.

#### **Donde:**

W = ángulo de vuelo en grados

A = ancho del tambor

B = distancia del centro del tambor a la polea

C = ángulo de contacto en grados (ángulo de vuelo compensador)

W (Grados):  $\frac{1}{4}^\circ$ ,  $\frac{1}{2}^\circ$ ,  $\frac{3}{4}^\circ$ ,  $1^\circ$ ,  $1 \frac{1}{4}^\circ$  y  $1 \frac{1}{2}^\circ$

Según “LEBUS” el tambor ideal para un buen enrollamiento del cable en un tambor es de  $\frac{1}{4}^\circ$  a  $1 \frac{1}{4}^\circ$ . W (Grados):  $\frac{1}{4}^\circ$ ,  $\frac{1}{2}^\circ$ ,  $\frac{3}{4}^\circ$ ,  $1^\circ$ ,  $1 \frac{1}{4}^\circ$  y  $1 \frac{1}{2}^\circ$

#### **Ejemplo N°1**

Ancho del tambor (distancia entre bridas)=40 pulgadas.

Distancia del tambor a la polea=55pies (cuando se trabaja con uno solo cuerpo).

Entrando con estos dos valores al grafico de "LEBUS" se observa que este punto cae fuera del área sombreada, por lo tanto el cable tendrá un mal enrollamiento en el tambor; será necesario instalar un "guiador de cable compensador" entre el tambor y la polea para el buen enrollamiento del cable.

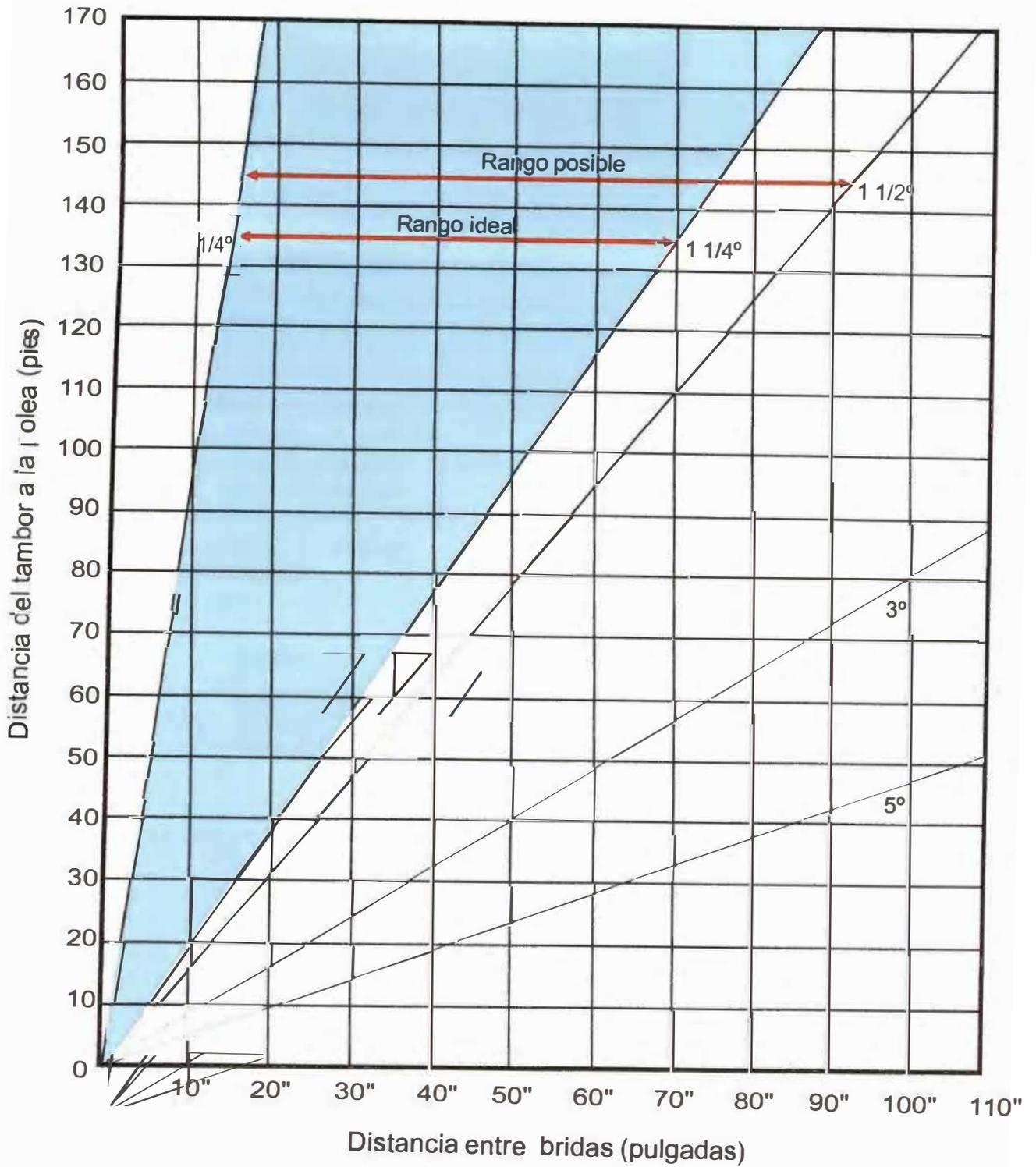
### **Ejemplo N°2**

Ancho del tambor (Distancia entre bridas)=40 pulgadas.

Distancia del tambor a la polea= 80pies.

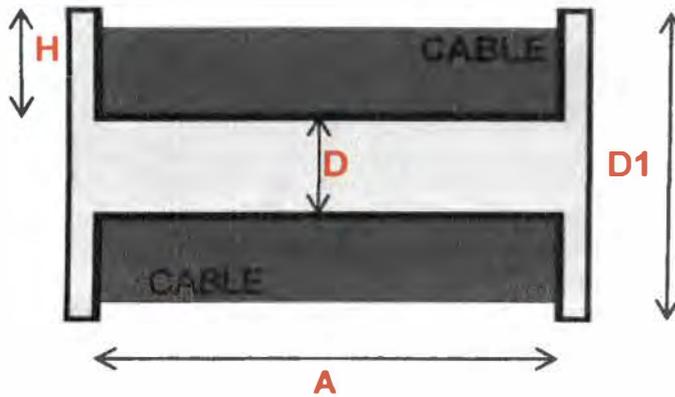
Entrando con estos dos valores al grafico de "LEBUS" se observa que este punto cae dentro del área sombreada, por lo tanto el cable tendrá un buen enrollamiento en el tambor.

# CARTA DE ANGULO DE VUELO



### FIGURA N° 13

**FORMULA PARA CALCULAR LA CANTIDAD DE CABLE EN UN TAMBOR Ò DRUM**  
(PARA CUALQUIER DIAMETRO DE CABLE)



DATOS:

- A: ANCHO DEL TAMBOR, PULGADAS.
- D1: DIAMETRO DEL TAMBOR, PULGADAS.
- D: DIAMETRO DEL EJE, PULGADAS.
- d: DIAMETRO DEL CABLE, PULGADAS.
- H: ALTURA DONDE SE ALOJAN LAS CAPAS Ò CAMAS.
- n: NUMERO DE CAPAS EN EL TAMBOR.
- Lt: LONGITUD TOTAL, PIES.

$$Lt = \frac{3.1416 \text{ Axn} (D+nd)}{12d}$$

### EJEMPLO

DATOS DE UN TAMBOR:

- A: 36.5 PULG.
- D1: 35 PULG.
- D: 8 PULG.
- d: 9/16 PULG.
- H:  $(D1-D)/2 = 13.5$  PULG.
- n:  $13.5/d = 24$  CAMAS Ò CAPAS.

REEMPLAZANDO VALORES EN FORMULA, TENEMOS:

$$Lt = \frac{3.1416 \times 36.5 \times 24 (8 + 24 \times 9/16)}{12 \times 9/16}$$

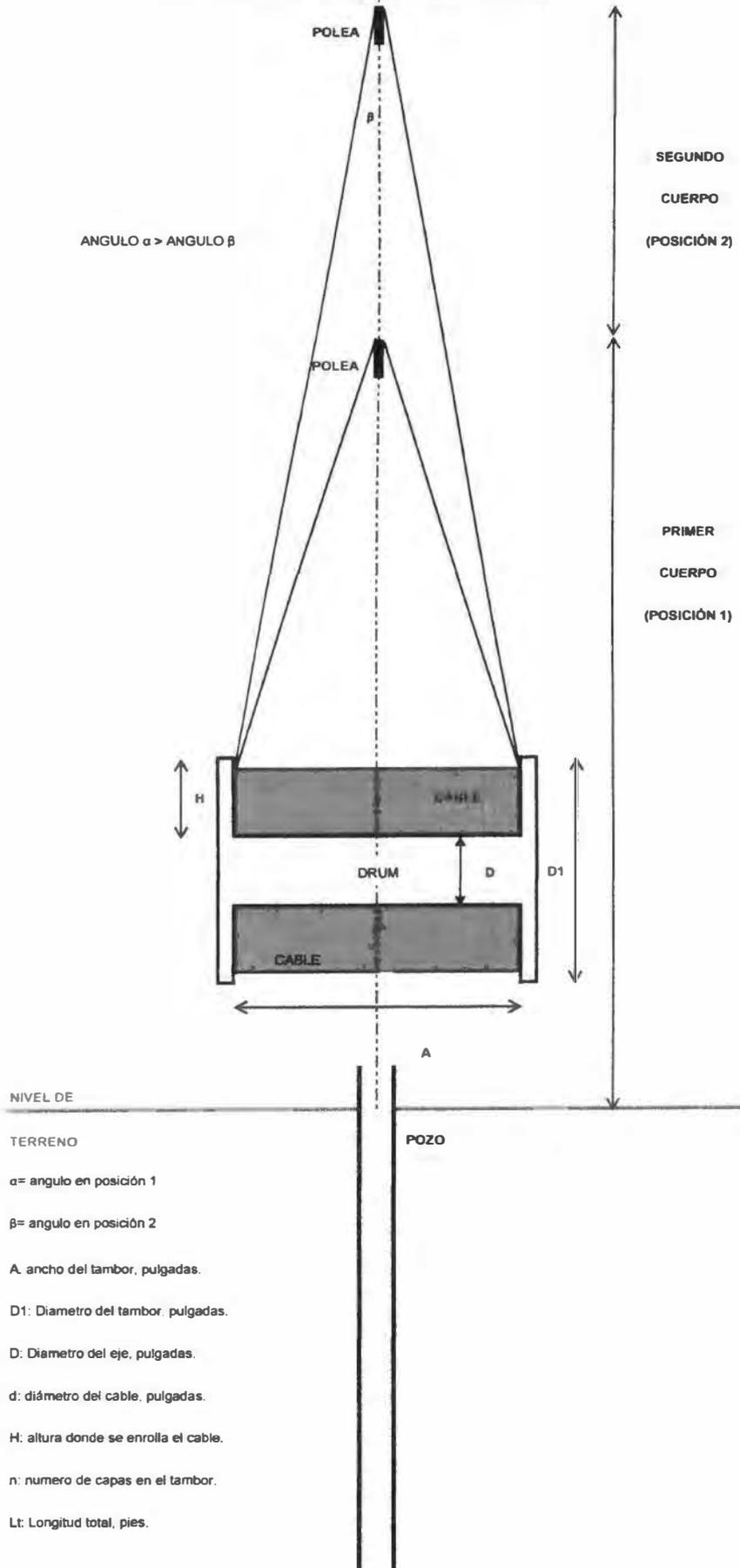
**Lt: 8765.76 PIES**

**Lt: (+/- 8766 PIES)**

En el drum de Swab se enrollan aproximadamente 8766 pies de cable 9/16"

**FIGURA N° 14**

**ANGULO DE VUELO**



## CAPITULO X INGRESO ECONOMICO DE UN EQUIPO DE “SWAB”

Las compañías Operadoras pagan a las compañías que realizan este Servicio por 02 tipos de tarifa:

**Tarifa Volumétrica**, (\$/barril) en función sólo de los barriles de petróleo extraídos y transportados a la estación de Fiscalización.

**Tarifa Horaria**, (\$/Hora) en función del tiempo de: transporte, armado de equipo, tiempo de “swab” (Barriles de petróleo y /o agua) y desarmado de equipo.

El ingreso económico de un Equipo depende del lote donde realiza el servicio, la tarifa volumétrica

Asumiendo una eficiencia operativa mensual del 90 % por cualquier de problema que se presentara

### EXTRACCION MENSUAL DE PETROLEO POR SWAB DE LAS COMPAÑIAS OPERADORAS

COMPAÑIA OPERADORA	TIEMPO DE TRABAJO DEL EQUIPO X DIA (HORAS)	CANTIDAD DE EQUIPOS POR LOTE	PRODUCCION PROM. DIARIO DE PETROLEO POR EQUIPO (BARRILES)	EXTRACCION DIARIA POR BLOQUE (BARRILES)	EXTRACCION MENSUAL POR BLOQUE (BARRILES)
PETROBRAS	24	13	84	1092	32760
SAPET	12	10	70	700	21000
SAPET	12	8	65	520	15600
INTEROIL	12	4	67	268	8040
INTEROIL	12	3	65	195	5850
PETROLERA MONTERRICO	24	1	60	60	1800
GRAÑA Y MONTERO	12	1	70	70	2100
SAVIA	12	1	70	70	2100
		42		2975	89250

## INGRESO PROMEDIO MENSUAL DE LAS COMPAÑÍAS DE SERVICIO EN CADA BLOQUE

COMPAÑIA OPERADORA	TARIFA VOLUMET. (\$ / BARRIL)	TARIFA HORARIA (\$ / HORA)	PRODUCCION PROM. DIARIO DE PETROLEO POR EQUIPO (BARRILES)	INGRESO DIARIO POR EQUIPO EN CADA LOTE (US\$)	INGRESO MENSUAL POR EQUIPO EN CADA LOTE (US\$)
PETROBRAS	16	50	84	1344	40320
SAPET	17	0	70	1190	35700
SAPET	18	0	65	1170	35100
INTEROIL	14	48	67	938	28140
INTEROIL	14	45	65	910	27300
PETROLERA MONTERRICO	14,5	55	60	870	26100
GRAÑA Y MONTERO	16,5	55	70	1155	34650
SAVIA	16	52	70	1120	33600
			<b>PROMEDIO</b>	<b>1087</b>	<b>32613</b>

## NUMERO DE POZOS DISPONIBLES DE "SWAB"

COMPAÑIA OPERADORA	BLOQUE / LOTE	NUMERO DE POZOS	PRODUCCION PROM. DIARIO DE PETROLEO POR EQUIPO (BARRILES)	INGRESO DIARIO POR EQUIPO EN CADA LOTE (US\$)	INGRESO MENSUAL POR EQUIPO EN CADA LOTE (US\$)
PETROBRAS	10	630	84	1344	40320
SAPET	6	450	70	1190	35700
SAPET	7	410	65	1170	35100
INTEROIL	4	320	67	938	28140
INTEROIL	3	300	65	910	27300
PETROLERA MONTERRICO	2	120	60	870	26100
GRAÑA Y MONTERO	1	60	70	1155	34650
SAVIA	<b>Z2B</b>	25	70	1120	33600
		<b>2315</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>1087</b>	<b>32613</b>

## COSTO QUE OCASIONA UN PROBLEMA DE AGARRE Ó ATRAQUE

### A. SE RECUPERA TODO EL CABLE (CONJUNTO QUEDA INCRUSTADO EN EL NIPLE DE ASIENTO)

Costo del barril de petróleo	: 15 \$/barril	Producción Neta	: 06 \$/barril
Tiempo inicial de parada (maniobrando para liberar cable y esperando equipo de pulling)	: 04 hrs.	Costo de Servicio - Pulling	: 150 \$/hora
Tiempo de confección de una pepa	: 01 hr.	Tiempo de Servicio Pulling	: maniobras y tiempo de servicio
Perdidas por horas de parada	: 04 hrs.x15 \$/bblx 6 bbl/hr.	Costo del cable de Acero	: 0.8 \$/ pie
	: 360 \$	Rendimiento del cable	
Perdida por confección de pepa	: 01 hr.x15 \$/bblx 6 bb/hr.		
	: 90 \$		

1	2	3	4	5	6	7
Profundidad	Tiempo inicial de Parada	Pérdida por hrs. de parada	Servicio Pulling	Costo Servicio Pulling	Pérdida por Confección de "Pepa"	Pérdida Total
(Pies)	(horas)	(\$)	(horas)	(\$)	(\$)	3+5+6 (\$)
1000	4	360	8	1200	90	1650
1500	4	360	8.5	1275	90	1725
2000	4	360	9.5	1425	90	1875
3000	4	360	11	1650	90	2100
4000	4	360	13	1950	90	2400
5000	4	360	14.5	2175	90	2625
6000	4	360	16	2400	90	2850
7000	4	360	18	2700	90	3150
8000	4	360	20	3000	90	3450

B. ROTURA DEL CABLE EN UN PUNTO DE SU LONGITUD (QUEDA RESTO DEL CABLE Y CONJUNTO EN EL NIPLE DE ASIENTO)

Costo del barril de petróleo	: 15 \$/barril	Producción Neta	: 06 \$/barril
Tiempo inicial de parada (maniobrando para liberar cable y esperando equipo de pulling)	: 04 hrs.	Costo de Servicio - Pulling	: 150 \$/hora
Tiempo de confección de una pepa	: 01 hr.	Tiempo de Servicio Pulling	: maniobras y tiempo de servicio
Tiempo de empalme del cable	: 02 hrs.	Costo del cable de Acero	: 0.8 \$/ pie
Perdidas por horas de parada	: 04 hrs.x15 \$/bblx 6 bbl/hr. : 360 \$		
Perdida por confección de pepa	: 01 hr.x15 \$/bblx 6 bbl/hr. : 90 \$		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Profundidad	Tiempo inicial de Parada	Pérdida Inicial por horas de parada	Servicio Pulling	Costo Servicio Pulling	Pérdida por Confección de "Pepa"	Pérdida de parada por Equipo Pulling	Pérdida por empalme de cable	Costo del cable	Pérdida Total 5+6+7+8+9
(Pies)	(horas)	(\$)	(horas)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
1000	4	360	9	1350	90	486	108	800	2834
1500	4	360	10	1500	90	540	108	1200	3438
2000	4	360	11	1650	90	594	108	1600	4042
3000	4	360	12.5	1875	90	675	108	2400	5148
4000	4	360	14.5	2175	90	783	108	3200	6356
5000	4	360	15.5	2325	90	837	108	4000	7360
6000	4	360	17.5	2625	90	945	108	4800	8568
7000	4	360	19.5	2925	90	1053	108	5600	9776
8000	4	360	21	3150	90	1134	108	6400	10882

C. NO OCURREN LAS 02 ALTERNATIVAS (SACAR LA TUBERIA Y RECUPERAR EL CONJUNTO SOBRE EL NIPLE DE ASIENTO)

Costo del barril de petróleo	: 15 \$/barril	Producción Neta	: 06 \$/barril
Tiempo inicial de parada (maniobrando para liberar cable y esperando equipo de pulling)	: 04 hrs.	Costo de Servicio - Pulling	: 150 \$/hora
Tiempo de confección de una pepa	: 01 hr.	Tiempo de Servicio Pulling	: maniobras y tiempo de servicio
Tiempo de empalme del cable	: 02 hrs.	Costo del cable de Acero	: 0.8 \$/ pie
Perdidas por horas de parada	: 04 hrs.x15 \$/bblx 6 bbl/hr. : 360 \$		
Perdida por confección de pepa	: 01 hr.x15 \$/bblx 6 bbl/hr. : 90 \$		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Profundidad	Tiempo inicial de Parada	Pérdida Inicial por horas de parada	Servicio Pulling	Costo Servicio Pulling	Pérdida por Confección de "Pepa"	Pérdida de parada por Equipo Pulling	Pérdida por empalme de cable	Costo del cable	Pérdida Total
(Pies)	(horas)	(\$)	(horas)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	5+6+7+8+9
1000	4	360	10.5	1575	90	567	108	800	3140
1500	4	360	11.5	1725	90	621	108	1200	3744
2000	4	360	12.5	1875	90	675	108	1600	4348
3000	4	360	15	2250	90	810	108	2400	5658
4000	4	360	17	2550	90	918	108	3200	6866
5000	4	360	18.5	2775	90	999	108	4000	7972
6000	4	360	20	3000	90	1080	108	4800	9078
7000	4	360	22	3300	90	1188	108	5600	10286
8000	4	360	24	3600	90	1296	108	6400	11494

## CAPITULO XI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La Técnica de Achique o “Swab”, es una Operación muy importante para cambiar el comportamiento de algunos pozos que se encuentran en equilibrio de condición estática a “flowing” ó surgente.
2. El mandril o portacopas debe calibrarse frecuentemente, sufre desgaste debido al rozamiento con interior del “tubing”. Esta herramienta podría quedarse aprisionado en el niple de asiento, ocasionando perjuicio económico para la empresa de servicio.
3. En Operación de Achique es muy importante el uso del medidor de profundidad marca “Cavins” para detectar información más puntual, como profundidad, de: nivel de fluido, obstrucciones y el niple de asiento, etc....
4. Para obtener un ángulo pequeño entre ( $3/4^{\circ}$ -  $1\ 1/2^{\circ}$ ) en los equipos de “Swab” se recomienda achicar o “suabear” los pozos siempre levantando el segundo cuerpo del mástil ó torre.

En el ejemplo N°2 al trabajar con los dos cuerpos del equipo la distancia entre el tambor y la polea es 85 pies, en este caso el punto de intersección en el grafico “**Lebus**” cae dentro del área sombreada lo que quiere decir que no se requiere de un guiador de cable compensador para el buen enrollamiento del cable.

5. Para intervenir pozos de profundidades a más de 8000 pies, la Potencia óptima requerida debe ser de (220-250) HP.
6. Es muy importante considerar las cargas optimas recomendadas al levantar las cargas de fluido (petróleo y/o agua) para tener mayor durabilidad, de:
  - El motor del equipo.
  - Las copas de “swab”.
7. En problemas de agarre ó aprisionamiento el cable sufrirá elongación debido a que sucesivamente se tensiona el cable para tratar de liberar el conjunto de subsuelo del punto de agarre.

## BIBLIOGRAFIA

- **Manual del Ingeniero Mecánico**  
Mc Graw Hill.  
Theodore Baumeister
- **Curso Well Control**  
Manual Cía. Petrex
- **“Análisis y determinación Experimental de Potencia en Operaciones de Achique”**  
Exposición del Ing. Wilmer Arevalo