

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO  
Y PETROQUIMICA**



***METODO NO CONVENCIONAL  
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
DE PETROLEO***

**TESIS**

***PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETROLEO***

**HECTOR FELIX MENDOZA**

**PROMOCION 91- II**

**LIMA - PERU 1,998**

# **METODO NO CONVENCIONAL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETROLEO**

## **INDICE**

### **SUMARIO**

#### **CAPITULO I**

- I.1. Generalidades
- I.2. Ubicación de lote X
- I.3. Caracterización del lote X

#### **CAPITULO II**

##### **METODOS CONVENCIONALES DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

- II.1. Bombeo Mecánico
- II.2. Bombeo Hidráulico
- II.3. Bombeo Neumático
- II.4. Bombeo Electrocentrífugo o Electrosumergible

#### **CAPITULO III**

##### **METODO DE ACHIQUE - "SWABBING"**

- III.1. Operación del método
- III.2. Equipos empleados
- III.3. Procedimientos de una operación de achique
- III.4. Potencia requerida en operaciones de achique
- III.5. Recuperación de cable
- III.6. Capacidad del tambor de los Huínches de las unidades de achique
- III.7. Frecuencia del método
- III.8. Optimización del método empleando en "Standing Valve "
  - III.8.1 Estudio de la variación de tiempos y volúmenes en una operación de achique

III.8.2. Cálculo del barrilaje del líquido extraído en función de la potencia del motor de la unidad de achique

**CAPITULO IV**

**SEGURIDAD**

- IV.1. Seguridad aplicada al método
- IV.2. Prevención de incendios
- IV.3. Programa de prevención de accidentes
- IV.4. Control de riesgo
- IV.5. Charlas
- IV.6. Promoción de seguridad

**CAPITULO V**

**CONSIDERACIONES AMBIENTALES**

- V.1. Estudio y descripción de las características ambientales de la zona
- V.2. Identificación de impactos
- V.3. Medidas de mitigación

**CAPITULO VI**

**EVALUACION ECONOMICA**

**CAPITULO VII**

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

**ANEXOS**

- 1. FIGURAS (1-10)
- 2. TABLAS (1-20)
- 3. GRAFICOS (1-8)

## SUMARIO

En los últimos años como consecuencia de la crisis originada en la industria del petróleo debido a la declinación natural de producción y la baja de precios del barril, ha llevado a utilizar todas las técnicas disponibles en el mercado que ayuden a disminuir costos operativos e incrementar la producción.

Una de las técnicas el método de Achique o “Swabbing” que ha venido empleándose desde años atrás en noroeste (NO), originalmente tenía por objetivo evaluar formaciones abiertas a producción o de trabajos de reacondicionamiento, en la actualidad se utiliza como método de producción.

El presente trabajo describe en forma sistemática todos los aspectos referentes al método, desde la descripción, funcionamiento de los equipos, seguridad que deben mantenerse y los efectos nocivos que deben eliminarse en pos de la conservación del hábitat natural.

Además explica la optimización del método mediante la aplicación del “Standing Valve”, lo que indica una alta rentabilidad que genera para las empresas que hacen esta labor para terceros.

Estoy seguro, que la presentación de la tesis contribuirá a incrementar aún más los conocimientos teórico-prácticos de los estudiantes de Ingeniería de Petróleo y demás profesionales interesados en el tema.

Para finalizar presenta conclusiones y recomendaciones que van a ser de gran ayuda al personal operador del campo.

## CAPITULO I

### I.1 GENERALIDADES

Una de las mayores preocupaciones de la Industria Petrolera, es optimizar la recuperación del crudo dado que con el tiempo declina la producción natural de los pozos y el incremento de la necesidad energética en el mundo, y en especial en nuestro país, es cada vez mayor.

Cuando ya no es económicamente rentable obtener la producción por los métodos convencionales conocidos se emplea otro recurso denominado método no convencional. Desde años atrás se está empleando el método de explotación denominado de Achique o "Swabbing" para la recuperación del crudo, se trata de un método no convencional de fácil aplicación y que ha venido dando excelentes resultados. Este método es de gran aplicación en el Noroeste peruano.

Como todo método, tiene sus ventajas y desventajas y requiere de una optimización para su mejor aprovechamiento.

El dispositivo conocido como válvula estacionaria (Standing Valve) ó check, de simple aplicación pero de enorme importancia económica, se emplea en la mayoría de las operaciones de Achique, este tipo de método es generalmente empleado por empresas de servicios que realizan esta labor para terceros.

Una de estas empresas de servicios, recientemente creada de nombre Servicios Petroleros Noroeste (Petronorte) emplea esta metodología y ha permitido el perfeccionamiento de la misma dando lugar al presente trabajo.

La Empresa PETRONORTE viene operando, como subcontratista, en el lote X de la Empresa Argentina Pérez Companc (anteriormente explotado por Petroperú ONO), el cual está ubicado en la zona Noroeste Peruana, Provincia de Talara. Con una producción promedio diaria de 14,466 Bls., tal como se muestra en el cuadro N° 01.

### CUADRO N° 01

#### PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR DÍA - 1997

		Nac.	Prod. N.O.	Prod. LOTE X	PROD.CONTRAT.
BPD	Bls	121,603	40,343	14,466	25,867
	%		33.17%	11.9%	21.27%

De la producción total del lote, 600 B/D son producidos por achique "swab" este volumen representa aproximadamente el 4.5% de la producción del lote X.

## **I.2 UBICACIÓN DEL LOTE X.**

El lote X es una unidad operativa que está ubicado en el Noroeste del Perú y forma parte de la cuenca Talara, tiene una extensión aproximada de 48,000 hectáreas, en la cual se han perforado una total de 5,000 pozos, de los cuales actualmente 1,200 se encuentran activos ( ver mapa N° 1).

Se estima que aproximadamente el 90% de los pozos perforados fueron completados y puestos en producción, teniendo cada pozo una historia de producción promedio de 14 años.

La producción actual en petróleo es de 14,466 BPD la misma que es recolectada de 39 baterías a través de una red de oleoductos interconectados hacia los centros de almacenaje y fiscalización (5 patios de tanques). El volumen total de gas natural producido es de 17.37 MMPCPD, que en su mayor parte proviene del petróleo producido (gas asociado), el mismo que es recolectado a través de gasoductos y estaciones de compresores (12) y derivado hacia los sistemas de producción de gas Lift, plantas de absorción y/o puntos de fiscalización.

De los 1,200 pozos activos, el 85% opera mediante el sistema de bombeo mecánico, el 3% con equipo de gas lift, el 1% con equipo de bombeo hidráulico y el resto lo conforman sistemas de producción natural (surgentes) achique, desfogue, etc.

## CAPITULO II

### II. MÉTODOS CONVENCIONALES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

#### II.1.- BOMBEO MECÁNICO

En la aplicación de este método convencional tan común y simple mecánicamente (figura N° 2), aun quedan interrogantes que todavía no se resuelven como la determinación de la profundidad para la colocación de la bomba y el diámetro del embolo que puede llevar el máximo gasto, otro problema interesante es el de las anclas separadoras del gas y la interpretación de los resultados obtenidos con los dispositivos para determinar la profundidad del nivel de fluido en el espacio anular durante el bombeo.

Los problemas son relativamente simples cuando se instala una bomba a 2000 pies pueden volverse importantes en extremo cuando la bomba se coloca a 10000 pies.

#### II.1.1 EQUIPOS DE SUBSUELO

##### 1) Bombas de Profundidad

La bomba de profundidad es uno más de los componentes del bombeo mecánico y quizás el más barato de toda la instalación, pero una falla en ella implicará una parada del sistema afectando la producción y ocasionará un costo de reparación.

**Partes componentes.-** Las bombas están compuestas por el barril, el pistón, la válvula de pie (standing valve) la válvula viajera (Traveling



Valve) y los accesorios: jaula de válvulas, adaptador de pistón, vástago, guía del vástago, cople del vástago, etc.

**Funcionamiento.-** En la carrera ascendente el peso del fluido cierra la válvula viajera (TV) y el fluido es desplazado por el pistón desde la tubería de producción a la superficie. El ascenso del pistón causa una disminución de presión sobre la válvula de pie (SV), por lo que ésta se abre permitiendo el ingreso de fluido de la formación a la bomba.

En la carrera descendente el movimiento del pistón incrementa la presión en la cámara entre ambas válvulas, lo que provoca el cierre de la válvula de pie (SV) y la apertura de la válvula viajera (TV). El peso de la columna de fluido se transfiere de las varillas a la tubería de producción y el fluido que pasa a través de la válvula viajera será elevado en la próxima carrera ascendente del pistón.

En la carrera ascendente el peso del fluido actúa sobre la válvula y en consecuencia sobre las varillas, y en la descendente el peso actúa sobre la válvula de pie. Como la bomba está asentada sobre la tubería de producción, la carga del fluido se transmite a la misma. Por lo tanto, en la carrera ascendente las varillas se alargan (deformación elástica) y vuelven a su longitud inicial en la descendente. La tubería de producción se alarga en la carrera descendente y vuelve a su longitud inicial en la ascendente.

**Tipos de bombas.-** Las bombas de profundidad pueden ser del tipo insertable o de tubería de producción.

- A) Bombas insertables.-** Estas bombas se bajan y sacan del pozo con varillas, y se las fija a la tubería de producción en un niple asiento que se baja previamente con éstos. Existen dos tipos de asientos para bombas: común y mecánico.

- 1) **Asiento Común:** Para utilizar este tipo de asiento se debe bajar una bomba preparada al efecto, o sea, un mandril con copas de plástico.

Cuando la bomba se baja al pozo, el mandril que tiene un diámetro mayor que cualquier otra parte de la bomba, se pone en contacto con el niple de asiento que ha sido bajado con la columna de tubería de producción. Este conjunto forma un sello por fricción que mantiene a la bomba firmemente ajustada a la tubería de producción.

Sobre las copas el mandril tiene un anillo tope de seguridad que impide que la bomba pase a través del asiento.

El anclaje a copas puede utilizarse en la parte superior o inferior de la bomba.

- 2) **Asiento Mecánico:** Pueden usarse solamente como anclaje inferior. Se recomienda este tipo de asiento para pozos profundos, ya que por alta temperatura se pueden dañar las copas de plástico.

Hay tres tipos de bombas insertables

- 1) La bomba mecánica de pared fina o gruesa y anclaje inferior RHB-RWB.
- 2) La bomba mecánica de pared fina o gruesa o anclaje superior RHA-RWA.
- 3) La bomba mecánica de pared fina o gruesa con barril móvil RHT-RWT.

## **VENTAJAS DE LAS BOMBAS RHT - RWT**

- 1) El movimiento del barril mantiene el fluido en movimiento casi hasta el niple de asiento, imposibilitando que la arena se deposite alrededor de la bomba aprisionándola contra el tubería de producción.
- 2) Al tener la válvula móvil en la jaula superior del barril, al pararse el pozo por algún problema, la válvula se cerrará impidiendo el asentamiento de la arena dentro de la bomba, lo que es de suma importancia ya que solo una pequeña cantidad depositada sobre el pistón, de una bomba de barril estacionario, es suficiente para que se aprisione al barril cuando la bomba se ponga en marcha nuevamente.
- 3) Las varillas se conectan directamente a la jaula superior del barril, que es mucho más robusta que la jaula superior del pistón.
- 4) Ambas válvulas tienen jaulas abiertas que permiten un mayor pasaje de fluido, con menor tendencia a que las bolas golpeen las guías.
- 5) Por ser una bomba de anclaje inferior, las presiones dentro y fuera del barril son iguales, haciéndola más resistente al golpe de fluido.

## **LIMITACIONES**

- 1) No es aconsejable en pozos con bajo nivel estático debido a la mayor caída de presión entre el pozo y la cámara de la bomba.
- 2) Como la válvula de pie está en el pistón fijo es de menor dimensión que las válvulas fija de una bomba de barril estacionario.

- 3) Si el peso de fluido es importante debido a la profundidad, puede llegar a pandear el tubo pescador.

### **VENTAJAS DE LAS BOMBAS RHB - RWB**

- 1) Las presiones dentro y fuera del barril son iguales, descartando por lo tanto, el peligro de rotura.
- 2) Es ideal para pozos con nivel de fluido estático bajo, no solo porque la entrada a la bomba está próxima a la válvula de pie, sino también porque esta válvula es mayor que la correspondiente a la RHT Y RWT.
- 3) Tiene un comportamiento óptimo de pozos con gas, ya que la caída de presión entre la toma y la cámara de la bomba es mínima, contando, además, con un reducido espacio nocivo, todo lo cual evita la posible formación de espuma que disminuye el rendimiento de la bomba y el bloqueo de la válvula móvil.

### **LIMITACIONES**

- 1) En pozos con arena tiene tendencia a quedarse aprisionada a la tubería de producción debido a la acumulación de material entre el barril y la tubería de producción.
- 2) También tiene la desventaja de que en operaciones intermitentes cuando el equipo está parado, arena u otros elementos pueden decantar sobre el pistón, haciendo que este último quede aprisionado al barril imposibilitando la posterior puesta en marcha.

## **VENTAJAS DE LA BOMBAS RHA Y RWA :**

- 1) Recomendada en pozos con arena pues la arena que se puede depositar sobre el anillo de asiento es como máximo de 3 pulgadas debido al flujo de fluido que sale por la guía del vástago.
- 2) También es usado en pozos con gas y bajo nivel estático de fluido donde es necesario que la válvula de pie esté sumergida el fluido. Especialmente indicada para utilizar con ancla de gas.

## **LIMITACIONES**

Se deberá tomar las precauciones necesarias en pozos profundos y con posibilidades de golpe de fluido, ya que la acción combinada de estos factores, pueden provocar el colapso del barril debido a la diferencia de presiones entre el interior y el exterior del mismo.

- B) Bombas de Tubería de Producción** .- Son utilizadas para la extracción de mayores volúmenes de fluido, usándose generalmente cuando la producción potencial del pozo supera la capacidad de una bomba insertable para el mismo diámetro de tubería de producción.

Las bombas de uso común son las de pistón 2 1/4" utilizadas en tubería de producción de 2 7/8" y las de 2 3/4" usadas en tubería de producción de 2 7/8" y 3 1/2".

En este tipo de bombas, el barril con el niple asiento y la válvula de pie se bajan con la tubería de producción y el pistón con las varillas de bombeo. En el caso de tener que recuperarse la válvula de pie y/o el pistón puede efectuarse esta operación sin retirar la bomba con la cañería de producción. Esto es así para bombas de 2 1/4" en tubería de producción de 2 7/8" o bombas de 2 3/4" para tubería de producción de 3

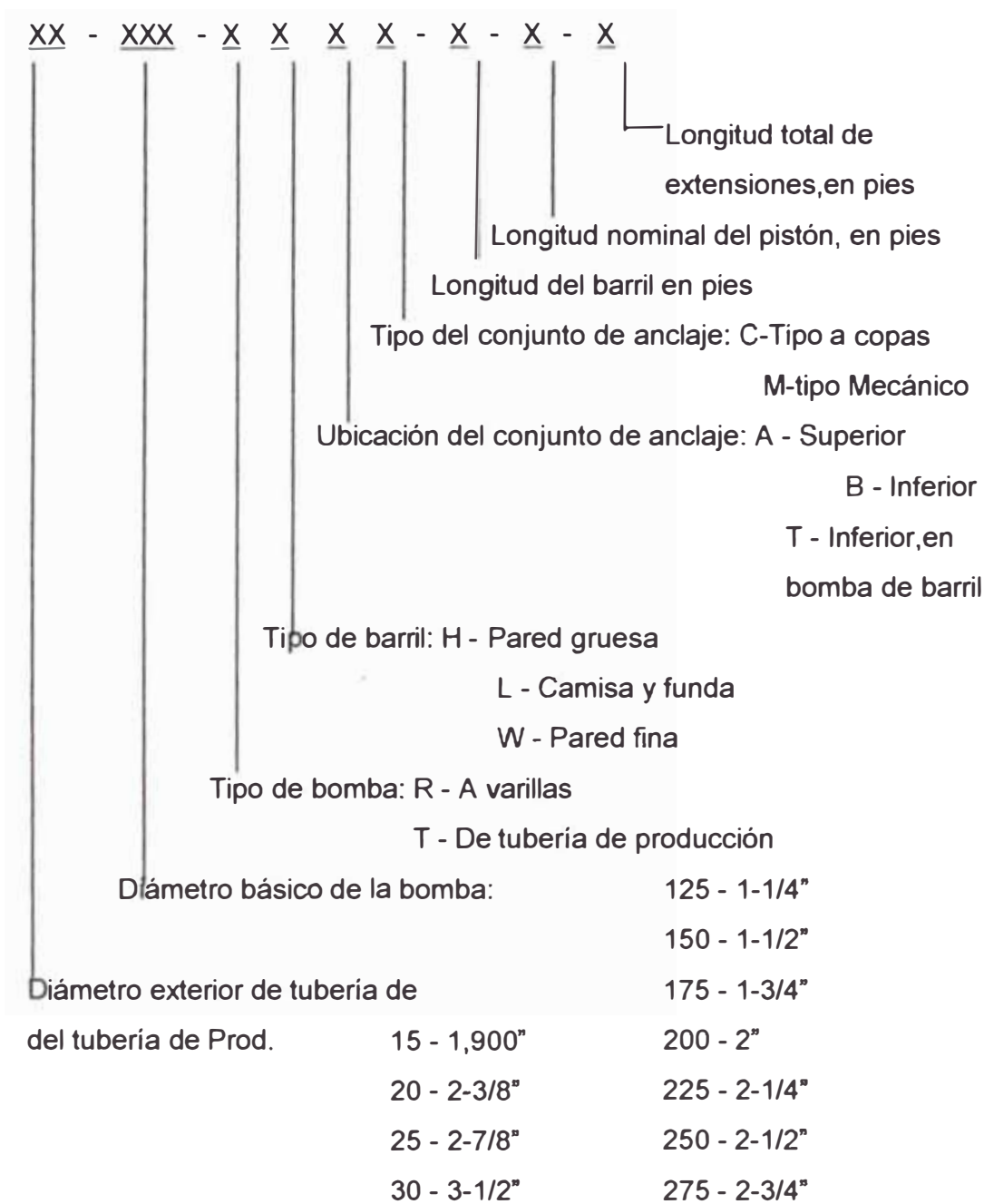
1/2", en las que para recuperar la válvula de pie se giran las varillas hacia la derecha de tal forma de enroscar el pescador y se recupera el pistón y la válvula de pie al mismo tiempo.

En el caso de utilizarse bombas de 2 3/4" en tubería de producción de 2 7/8" , esta operación no puede realizarse por la correspondencia de diámetros entre pistón de bomba y tubería de producción. En estos casos se baja la bomba completa con la tubería de producción y se efectúa el acople de varillas a la bomba con el dispositivo de acople "end and off".

**II.1.2 Norma API - II AX .-** Esta norma es la que rige la clasificación API de los distintos tipos de bombas.

La designación de una bomba completa incluye : (1) Diámetro nominal de la cañería de producción (tubería de producción) (2) Diámetro básico de la bomba (3) Tipo de bomba, incluyendo tipo de barril y ubicación y tipo de anclaje. (4) Longitud del barril (5) Longitud del pistón (6) Longitud de las extensiones cuando corresponda. la forma de expresarlo es la siguiente:

El siguiente cuadro indica la designación API de las bombas estandard de pistón metálico.



Adicionalmente para completar la descripción de una bomba se debe suministrar la siguiente información

- a) Calidad de la camisa o barril
- b) Calidad del pistón
- c) Anular entre camisa y pistón (en milésimas de pulgadas)
- d) Calidad de los asientos y bolas
- e) Longitud de cada una de las extensiones

**Ejemplo :** Bomba de varillas de 1-2/4" de diámetro con barril de pared gruesa de 16" de longitud y 4 pies de extensiones. Pistón de 4' de longitud. Anclaje inferior de copas para ser insertada en la tubería de producción de 2-7/8". Será identificada de la siguiente forma : 25 - 175 - RHBC - 16 - 4 - 4.

Barril tipo -L.F - Pistón metalizado - Anular : 0.003" - Asiento y bola tipo "Star-alloy".

### II.1.3 Varillas de bombeo :

Las varillas de bombeo (sucker rod) y trozos de maniobra (pony road) se fabrican en los grados K, C y D y deben responder a las especificaciones dadas por la Norma API. Las propiedades químicas y mecánicas de las varillas son:

**CUADRO N°2**

Grado	Composición Química	Resistencia a la tracción	
		Mínimo (psi)	Máximo (psi)
K	Acero AISI46XX	85.000	115.000
C	Acero AISI 1036	90.000	115.000
D	Acero al carbono o aleado	115.000	140.000



## II.2.- BOMBEO HIDRAULICO

El bombeo hidráulico es relativamente nuevo en la industria del petróleo, comercialmente aparece el primer sistema en 1932. El bombeo hidráulico no es otra cosa que la aplicación práctica de las leyes de la mecánica de fluidos, el término hidrostática, se aplica al estudio de los fluidos en reposo.

Dentro de las leyes de la hidrostática, existe el principio fundamental para explicar el funcionamiento de un sistema de Bombeo Hidráulico este es el llamado "Principio de Pascal" que se enuncia frecuentemente así: "La presión aplicada a un fluido encerrado se transmite sin disminución a cada punto del fluido y de las paredes del recipiente que lo contiene".

La aplicación de este principio hidráulico a Bombeo de pozos de petróleo hace posible transmitir presión de fluidos de una central en superficie a casi cualquier número de puntos bajo la superficie.

Este método de producción ofrece un amplio rango de capacidades de producción fácilmente controlable, completa facilidad de operación y un control centralizado de varios pozos productores.

El término hidrodinámica se aplica al estudio de los fluidos en movimiento y constituye una de las ramas más complicadas de la mecánica de fluidos.

La ecuación fundamental de la hidrodinámica es la correspondiente al teorema de Bernoulli que relaciona la presión, velocidad y altura de los puntos situados a lo largo de una línea de corriente.

La bomba "Jet" ( figura N° 3) no es más que un tubo Ventury, que debido a la gran velocidad que adquiere un líquido inyectado a alta presión, en la parte estrecha se produce una caída de presión, esto es que en un

Ventury lo que se gana en velocidad se pierde en presión, este hecho físico es aprovechado por el bombeo de crudo desde el subsuelo a la superficie.

En la práctica, para transmitir energía cinética desde la superficie al fondo del pozo se utiliza bombas de gran poder, capaces de levantar presiones de 5,000 PSI, conducida por tubería hasta el yacimiento productor en donde se ubica un motor hidráulico de profundidad acoplado mecánicamente al pistón de una bomba, la cual aspira e impulsa a la superficie el fluido precedente del estrato y se inicia un circuito cerrado cuyo resultado es: El fluido inyectado desde la superficie más el fluido producido se trata y almacena, siendo que para la inyección siempre se necesita una cantidad constante que se inyecta y retorna.

El equipo necesario para instalar un sistema de bombeo hidráulico se compone de:

- a.- Una central de bombeo en la superficie (Bombas Triplex y motores).
- b.- Un manifold de poder.
- c.- Cabezal del pozo.
- d.- Una batería de recolección.
- e.- Un TK de fluido motriz.
- f.- Un separador de sólidos, tipo ciclón.
- g.- Inyectores de sustancias químicas.

El equipo de subsuelo está compuesto de:

- a.- Tubería de producción (tubería de producción 2-3/8" O)
- b.- La cavidad de fondo (Botton Hole)
- c.- Empaques (5-1/2" O x 2-3/8" O)
- d.- Bombas de subsuelo (Bomba Jet o de pistones).

## **SEGÚN EL MODO DE CIRCULACIÓN DEL FLUIDO MOTRIZ**

Los sistemas de bombeo hidráulico pueden ser:

**ABIERTO :** El fluido de acción se mezcla con el fluido producido.

**CERRADO :** El fluido de acción no se mezcla con el fluido producido.

Cada uno de estos dos sistemas tienen cuatro (4) variantes:

- Tipo fijo introducido con tubería.
- Tipo fijo anclado por forros.
- Tipo libre paralelo.
- Tipo libre por forros.

### **SISTEMA TIPO LIBRE PARALELO (PARALLEL FREE)**

Este sistema recibe esta denominación por que la bomba hidráulica de fondo se introduce libre por la tubería de producción, que se sienta en la cavidad de fondo, debido a su peso propio y presión del fluido de acción.

Y paralelo porque usa dos tuberías una para inyectar la bomba y el fluido motriz y la otra para el retorno del fluido producido más el inyectado.

Este sistema es el que se usa en los Distritos de Laguna y Hualtaca.

## **SISTEMA LIBRE POR FORROS (CASSING FREE)**

Se denomina así, porque :

- La bomba hidráulica de subsuelo se introduce libremente por la tubería de 2-3/8" o el retorno del fluido motriz inyectado y producido se efectúa por el espacio anular entre los forros (cassing) y la tubería, para lograr este efecto es necesario utilizar un empaque, sentado sobre el tope de la última perforación.

Este es un sistema económico y muy usado con Bombas Jet (Jet casing Free).

## **VENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO**

1. Para grandes profundidades. Las bombas hidráulicas pueden resistir grandes presiones, conforme aumenta la profundidad del pozo. Pueden alcanzar profundidades de 14,000'.
2. Flujos grandes. Del flujo depende la construcción de la bomba (diámetro y carrera del pistón, la relación de los diámetros de los pistones, la construcción con simple o doble efecto, el número de strokes por minuto, etc). En el caso del Distrito Laguna una bomba FEB 201616, con 55 SPM puede producir hasta 510 BPD a una profundidad de 6,000', con una presión de Fluido Motriz de 3,000 PSI.
3. Pozos dirigidos. Las bombas hidráulicas pueden trabajar en pozos con grandes desviaciones, de hasta 70° con respecto a la vertical.
4. Fluidos con carácter corrosivo. Para estos fluidos es necesario que la bomba se confecciones con aleaciones de Níquel, Cromo o Molibdeno, se usan también inhibidores anticorrosivos introduciéndolos en el fluido de acción.

5. Fluidos con Alto G.O.R. En este campo se han obtenido grandes resultados como el uso de bombas "Jet" en donde el gas ayuda a levantar la columna hidrostática.
6. Fluidos viscosos. Para fluidos con viscosidad grande se debe usar un sistema cerrado utilizando un fluido de acción con la viscosidad deseada, si se usara el sistema abierto, el fluido motriz debe calentarse.
7. Fluidos con parafina. Esto no es problema, porque junto con el aceite motriz se introduce aceite caliente y disolventes de parafinas.
8. Ahorro de servicio al pozo. No necesita servicios de pozos para cambiar de bomba, hasta invertir la dirección del aceite motriz.
9. Control de la bomba. Se puede controlar el funcionamiento de la bomba hidráulica, con solo controlar el funcionamiento del manómetro de la cabeza del pozo.

## DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

Entre las principales desventajas de este sistema podemos mencionar las siguientes:

1. Alto costo inicial para implementar el sistema.
2. El costo en reparación de bombas ha disminuido con la implementación de las bombas "Jet" sin partes móviles.
3. Necesita personal entrenado para mantenimiento y operación.
4. Necesita un estricto control de la calidad del crudo inyectado.
5. Necesita un buen sistema de seguridad de las instalaciones.
6. Puede secar el pozo.
7. Cada servicio del pozo es sumamente caro, casi siempre es necesario sacar toda la sarta de tubos.

## **II.3.- BOMBEO NEUMÁTICO**

Es el método para extraer el petróleo, mediante la inyección de gas a presión. Este método básicamente se aplica de dos maneras: en forma continua é intermitente.

### **EL “GAS LIFT” CONTINUO**

Es similar a un pozo surgente. Consiste en inyectar ininterrumpidamente el gas a presión, con el fin de aligerar la columna de petróleo desde el punto de inyección de gas hasta la cabeza del pozo, permitiendo de esta manera que el petróleo fluya a la superficie.

El gas inyectado es controlado por un estrangulador o por una válvula de aguja instalado en la línea de inyección.

### **EL GAS LIFT INTERMITENTE**

Es el tipo de gas lift comúnmente usado en las operaciones, se emplea en pozos de baja producción o en pozos de baja presión. Consiste en inyectar gas debajo de la columna de fluido, a través del punto de inyección, a una presión y volumen suficientes para levantar el petróleo hasta la superficie.

La inyección de gas se realiza por ciclos, permitiendo al petróleo acumularse en la tubería o cámara, una cantidad determinada que puede ser levantada por el gas; la presión debe ser suficiente para levantar el “taco” o “pistón” de petróleo acumulado en la tubería.

## **SISTEMA DE GAS LIFT**

Para todo proyecto de instalación de gas lift es necesario contar con suficiente volumen o cantidad de gas de alta presión. Este gas se obtiene de pozos gasíferos de alta presión o mediante la instalación de estaciones de compresión de diferentes lugares, generalmente cerca de las baterías.

El gas proveniente de los separadores de la batería de producción pasa al depurador (scrubber) con el fin de separar el petróleo o agua que pueda contener el gas. Del depurador el gas previamente medido y regulado entra a la succión de los compresores donde es comprimido por etapas, el gas a alta presión de la descarga, se pasa a la torre de enfriamiento, donde se condensa la gasolina natural y el gas seco, nuevamente medido, entra el manifold de distribución, del cual, mediante una red de tuberías de alta presión es conectado a todos los pozos que trabajan con gas lift.

A través de las líneas de flujo o líneas de producción, el petróleo y gas se recolectan en los manifolds de campo o manifolds de baterías y pasan a los separadores, el petróleo producido es descargado a los tanques de la batería y posteriormente bombeado al Patio de Tanques de almacenamiento; el gas que sale de los separadores, inicia en ese momento su nuevo ciclo. Dispuesto de esta manera, decimos que el sistema es un círculo cerrado.

Existen los siguientes tipos de instalación de gas lift intermitente:

- 1) Instalación convencional o de simple empaque
- 2) Instalación de empaque con cámara y tubo de inmersión
- 3) Instalación macarroni de flujo tubular
- 4) Instalación macarroni de flujo anular



## **1. INSTALACIÓN CONVENCIONAL O DE SIMPLE EMPAQUE**

Es el tipo más simple, se baja la tubería de 2" con válvula de retención (check) un empaque y válvulas de gas lift. El empaque generalmente se sienta a 50' del tope de las perforaciones, quedando el espacio anular entre los tubos y forros para conducir el gas de alta presión a las válvulas de gas lift.

Estas válvulas se instalan a diferentes profundidades y debidamente calibradas para que se abran a determinada presión; los de mayor presión se instalan en la parte superior y la de menor presión, llamada también válvula operativa, en la parte inferior, muy próximo al empaque.

## **2. INSTALACIÓN EMPAQUE CON CÁMARA Y TUBO DE INMERSIÓN**

Igual a la instalación anterior pero con la adición de una cámara de acumulación y un tubo de inmersión; en esta instalación la válvula de retención va instalada debajo de la cámara e inmediatamente encima del tubo perforado.

Este arreglo permite producir el petróleo desde el fondo del pozo y levantar un volumen de fluido razonablemente mayor por cada inyección de gas; este tipo de instalación reduce también la contrapresión sobre la formación productiva. La instalación es recomendada cuando la zona productiva varía de 300 a 600 pies.

## **3. INSTALACIÓN MACARRONI DE FLUJO TUBULAR**

Cuando los pozos tienen una producción baja, menor de 30 a 40 bpd, y la zona abierta a la producción es mayor de 600', se recomienda usar el tipo de instalación denominada macarroni, que consiste en bajar dos tuberías concéntricas dentro del pozo; la interior que generalmente es de

3/4" ó 1" de diámetro es la portadora de las válvulas de gas lift en mandriles de 1" de diámetro; la tubería exterior puede ser de 2" ó 2 1/2" de diámetro y en esta tubería va instalada la cámara, el cheque y el tubo perforado.

En el tipo de gas lift macarroni de flujo tubular (figura N°4) las válvulas de gas lift van instaladas en mandriles cóncavos colocados en la tubería macarroni de 1" de diámetro y la válvula inferior u operativa, va instalada en un mandril especial con pasaje de derivación y empaque de tubería conocido con el nombre de "snorkel" o "pistón" de petróleo es conducido a través de la tubería interior de 1" de diámetro.

#### **4. INSTALACIÓN MACARRONI DE FLUJO ANULAR**

Consiste en bajar tuberías de 2" con perforaciones, válvula de retención y cámara de acumulación y dentro de ella, tubería de 3/4" de diámetro donde van instaladas las válvulas de gas lift en mandriles especiales llamados "crossover".

El gas es inyectado a través de la tubería de 3/4" y el petróleo es levantado por el anillo existente entre las dos tuberías. Fig 5

#### **5. OPERACIÓN DE UN POZO DE GAS LIFT INTERMITENTE**

Hemos visto que en el gas de instalación de gas lift intermitente, la inyección de gas se realiza por ciclos; durante el intervalo de inyección, esto es, cuando no se inyecta, se logra la acumulación de un determinado volumen de petróleo, dentro de la cámara o tubería de producción.

Se ha esquematizado la operación de un pozo de gas lift intermitente, se escogió la instalación tipo macarroni con flujo tubular o sea lo que llamamos comúnmente "snorkel"; vemos que la instalación lleva dos válvulas de gas lift, la superior de mayor presión sirve para descargar el

petróleo que se encuentra encima de esta válvula, esto ocurre generalmente cuando el pozo fue cerrado algún tiempo, cuando se realiza trabajos de servicios de pozos o cuando la presión del sistema es baja.

Al ser restituida la presión del sistema, esta válvula desaloja todo el aceite que se encuentra en la tubería y encima de la válvula. La válvula inferior instalada en el mandril "snorkel" es la válvula operativa, cuando esta válvula se abre, las demás permanecen cerradas.

## II.4.- BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO O ELECTROSUMERGIBLE

El bombeo electrocentrífugo o electrosumergible es un método más moderno para llevar fluidos a la superficie. El levantamiento se lleva a cabo por medio de una bomba electrosumergible, la cual convierte la energía provista por un motor primario (motor eléctrico) en energía de presión dentro del líquido que se bombea (figura N° 6).

La instalación de fondo de una unidad electrosumergible típica consta de un motor eléctrico trifásico, un sello, una bomba centrífuga multietapa, un cable plano de extensión al motor, un cable de potencia, una válvula de drenaje y una válvula de retención.

La instalación de superficie está constituida por generadores, transformadores y controladores de potencia que permiten la operación del equipo de subsuelo.

Básicamente, el funcionamiento de una bomba electrosumergible depende del motor eléctrico que, conectado a la bomba, va ubicado al final de una sarta de tubería. El motor eléctrico acciona la bomba centrífuga y esta fuerza al petróleo a ascender, desde el fondo del pozo, hacia la superficie a través del interior de la tubería de producción. La electricidad se provee por medio de un cable plano que corre por un lado de la tubería de producción y va conectado al motor eléctrico.

Las bombas electrosumergibles son usadas donde es necesario levantar grandes volúmenes de fluido hacia la superficie. No operan a profundidades extremas por lo que se les encuentra en pozos de unos pocos miles de pies de profundidad.

Generalmente se considera al bombeo electrosumergible como un sistema de extracción artificial para volúmenes relativamente altos, más aplicable en yacimientos que están bajo la influencia de empuje natural de agua (water drive), y que además tienen altos porcentajes de la misma, o bajo GOR.

De modo que se puede concluir que :

1. Rango de volúmenes de producción muy amplio (200 BPD a 6000 BPD).
2. Se puede instalar en pozos desviados sin problemas a profundidades promedio de 8000 pies.
3. Se aplica en pozos de petróleo pesado, viscoso.
4. Requiere fuente de energía eléctrica.
5. Soportan altas presiones de temperaturas.
6. Fácil de instalar y operar.
7. Su uso es limitado a altos valores de GOR.
8. Costo de levantamiento para altos volúmenes es generalmente bajo.

## **CAPITULO III**

### **III.- METODO DE ACHIQUE - "SWABBING"**

#### **III.1 OPERACION DEL METODO:**

##### **DEFINICION**

El achique o suabeo se define como una acción de pistoneo con cable para levantar y/o extraer fluido (petróleo, agua, ácido, etc.) desde una profundidad determinada hasta la superficie. (Figura 7)

##### **OBJETIVOS**

- a.- Evaluar formaciones abiertas a producción en un pozo nuevo o en trabajos de reacondicionamiento en:
  - Formaciones perforadas.
  - Formaciones fracturadas.
  
- b.- Emplearlo como método de producción.
  
- c.- Aligerar la columna de líquido para que el pozo comience a fluir con energía propia.
  
- d.- Evaluar pozos ATA (Abandonados Temporalmente), suabeándolos con cierta frecuencia para decidir la instalación de levantamiento artificial.

## **INFORMACION PARA LA APLICACION DEL METODO**

1. Número de pozo, pool, batería.
2. Profundidad del niple de asiento.
3. Profundidad de empaque y/o tapón u otra herramienta.
4. Diámetro de tubería de producción y de los forros.
5. Estado del pozo: baleado, fracturado, acidificado, etc.
6. Otra información adicional necesaria.

### **III.2 EQUIPOS EMPLEADOS**

#### **EQUIPOS DE SUPERFICIE**

En las operaciones realizadas, la técnica de suabeo es a través de la tubería de producción de 2 3/8" ó 2 7/8" .

#### **1.- LUBRICADOR HIDRÁULICO**

Su función es dejar bajar o subir el cable de suabeo en el pozo sin permitir que el fluido del pozo escape a la superficie (terraplén del pozo).

Cuando en la carrera ascendente del varrilon de suabeo, el fluido del pozo comienza a aparecer en superficie, es necesario que exista un sello entre el lubricador hidráulico y el cable de suabeo para evitar pérdidas de fluido; esto se logra con la expansión del caucho cuando se aplica presión hidráulica al lubricador hidráulico.

## **DIMENSIONES**

**CONECTOR SUPERIOR** 2 3/8" EUE 2 7/8" 3" 8V

**CONECTOR INFERIOR** 2 3/8" EUE 3" 8V 3" 8V

### **2.- CAMPANA U OLLA**

Es el acoplamiento interior de la unión de alivio; se le llama así por su forma, y va enroscado en el árbol de suabeo, es decir es el nexo entre el pozo y el lubricador hidráulico.

### **3.- BOMBA HIDRAULICA**

Bomba tipo pistón, que transmite presión hidráulica al lubricador hidráulico a través de una manguera de 1/4" de alta presión para lograr un sello eficaz para evitar pérdidas de fluido del pozo.

### **4.- ARBOL DE SUABEO**

Es el conjunto de válvulas de control, reducciones, niples, tee, etc; el cual enrosca el cabezal del pozo por abajo y con la campana por arriba para así proceder a suabear el pozo.

## **DIMENSIONES:**

### **PARA LA TUBERIA DE 2 3/8" O.D.**

- Reducción de 2 3/8" EUE ó 2 7/8" EUE a 2" STD.
- Te de 2" STD.
- Válvula de 2" STD.
- Niple de 3" STD.



## **5.- GUIADOR DE CABLE**

Elemento que sirve para envolver el cable correctamente en el tambor de suabeo. Existen diferentes tipos de guiadores:

- Automático
- Tradicional

## **EQUIPO DE SUBSUELO**

### **1.- CABLE DE SUABEO**

Elemento fundamental, ya que se encarga de extraer el fluido a través de la tubería de producción en varias etapas, ya que requiere varios viajes (bajadas y subidas) para obtener los resultados que se quieren. El cable usado en las operaciones es standard y su tamaño es de 9/16" y se presentan en dos tipos; 6\*7 y 9\*16 siendo el mas recomendable el primero (6\*7) que es menos flexible, lo que implica que opone resistencia a destorcerse, así se evita quebraduras, bucles, etc. y tiene mayor durabilidad contra el desgaste por ser cada uno de sus alambres de mayor diámetro que en el tipo 6\*19.

### **2.- GUARDA CABO (ROPE SOCKET)**

Accesorio donde se une el cable al varillón de suabeo. Este acoplamiento se realiza confeccionando una pepa (Rope Socket).

### **3.- UNION GIRATORIA (SWIVEL)**

Mas conocidos como (sacavueltas) permite que en el cable no se genere torsión durante el trabajo.

## DIMENSIONES (GUARDA CABO MAS UNION GIRATORIA)

Longitud	14 3/8"
Diámetro	1 3/4"
Caja	7/8"

### 4.- VARILLON (SINKER BAR)

Su función es dar paso y verticalidad al mandril de suabeo.

### DIMENSIONES MAS USADAS

7/8 \* 12, 5/8" Caja

1 1/8" \* 16', 3/4" Caja

1 1/2" \* 16', 7/8" Caja

1 3/4" \* 20', 7/8" Caja

### 5.- MANDRIL

El mandril es el porta - copas cuya finalidad es de retener todo el fluido que está por encima de este para luego extraerlo a la superficie cuando se envuelve el cable de suabeo en el tambor, esto ocurre en cada carrera ascendente.

**CUADRO N° 03**  
**TIPOS DE MANDRIL**

TIPO DE MANDRIL	TAMAÑO DE LA TUBERIA			PESO DE LA TUBERIA (lbs/pie)	MAXIMO O.D. MANDRIL	LONGITUD MANDRIL	TAMAÑO HILOS
	NOMINAL	O.D.	I.D.				
STANDARD	2"	2 3/8"	1.995"	4.6 - 4.7	1.906"	24"	3/4" SR
	2 1/2"	2 7/8"	2.441"	6.4 - 6.5	2.375"	29"	3/4" SR
ARTICULADO	2"	2 3/8"	1.995"	4.6 - 4.7	1.906"	20 1/2"	3/4" SR
	2 1/2"	2 7/8"	2.441"	6.4 - 6.5	2.360"	26"	3/4" SR
UF	2"	2 3/8"	1.995"	4.6 - 4.7	1.906"	22"	3/4" SR
	2 1/2"	2 7/8"	2.441"	6.4 - 6.5	2.360"	27"	3/4" SR

- 1.- MANDRIL STANDARD (Tubería de producción Swab mandrel standard)
- 2.- MANDRIL ARTICULADO (Knuckle joint tubin swab mandrel).

## **COPAS DE ACHIQUE**

Elemento de caucho, con o sin alambres de revestimiento colocada en el mandril, su función es sellar el espacio anular entre el mandril y la tubería de producción, esto sucede cuando hay una columna de fluido por encima del mandril.

## **DIMENSIONES**

Dependen del tipo y marca de copas y el tamaño de la tubería de producción, cada tipo de copa se usa en el mandril que corresponda, según las dimensiones de la copa y del mandril.

## **SELECCION**

Una copa se selecciona, según el fluido que se espera extraer, carga del fluido, estado de la tubería, presencia o no de arena en suspensión, tipo mandril a usarse etc.

## **CARACTERISTICAS DE LAS COPAS DE ACHIQUE**

### **COPAS MARCA REGAL**

#### **1.- TIPO SAND KING (SK)**

Consta de 5 labios dobles, su sello es efectivo, recomendable para pozos con arena de suspensión, cuando levanta cargas livianas o medianas. Su composición es caucho, no tiene refuerzo de alambre, el caucho va adherido a la bocina metálica que puede ser aluminio o acero.

## **2.- TIPO BX**

Su composición es igual que el tipo Sand King, consta de tres labios, cada uno con otro refuerzo, su sello es efectivo. Recomendable para levantar cargas medianas y en pozos de cualquier profundidad, para tuberías lisa.

## **3.- TIPO LOAD KING (LK)**

Su composición es igual que la de tipo Sand King, consta de tres labios, recomendable para pozos profundos, cargas pesadas, su sello es proporcional a la carga pesada el caucho resiste abrasión, lo cual es suficiente aún en tuberías de producción de superficies ásperas.

## **4.- TIPO ROYAL (R)**

Constituido de caucho y reforzado con alambres; resistente a la abrasión; recomendable para pozos de cualquier profundidad y para cargas pesadas y aún en tuberías de producción ásperas y corroídas; el desgaste se concentra mas en los alambres que en el caucho, lo que implica que tiene buen rendimiento aún en pozos de alta gradiente térmica.

## **COPAS MARCA GUIBERSON**

### **1.- TIPO TUF**

Compuesto por caucho y reforzado por alambre, son resistentes y durables; diseñadas para todo tipo de trabajo, es decir para cargas pesadas o livianas, pozos de cualquier profundidad. Su forma es equivalente al copa royal, no se recomienda para pozos de arena.

## **2.- TIPO J**

Copa tipo canastilla compuesto por caucho y alambres, recomendable para pozos de cualquier profundidad y cargas pesadas, resistentes a la abrasión en superficies ásperas. No son adecuadas para pozos con presencia de arena en suspensión por el peligro de atascamiento.

## **3.- TIPO TA**

Compuesto por caucho y adherido a una bocina metálica que puede ser aluminio o acero, recomendable para pozos de cualquier profundidad, cargas medianas, presencia de arena en suspensión. Su forma es equivalente a la BX.

## **4.- TIPO MV**

Compuesto de caucho y adherido a una bocina de aluminio. Recomendable para cargas medianas, tubería de producción con superficies lisas y pozos con presencia de arena en suspensión.

## **5.- TIPO GW**

Compuesto solamente de caucho, buen sello, recomendable para pozos pocos profundos y cargas livianas.

**CUADRO N° 04**

<b>DIMENSIONES DE COPAS MARCA REGAL</b>							
TAMAÑO DE TUBERIA	TIPO COPA	TAMAÑO COPA O.D.	TAMAÑO COPA I.D.	TAMAÑO DE TUBERIA	TIPO COPA	TAMAÑO COPA O.D.	TAMAÑO COPA I.D.
O.D.=2 3/8"	Sand King	1.945"	1.120"	O.D = 2 7/8"	Sand King	2.380"	1.334"
I.D.=1.995"	BX	1.945"	1.120"	I.D. = 2.441"	BX	2.375"	1.334"
PESO=4.7 lb/pie	Load King	1.935"	1.120"	Peso=6.5 lb/pie	Load King	2.360"	1.334"
	Royal	1.935"	1.080"		Royal	2.370"	1.325"
<b>DIMENSIONES DE COPAS MARCA GUIBERSON</b>							
TAMAÑO DE TUBERIA	TIPO COPA	TAMAÑO COPA O.D.	TAMAÑO COPA I.D.	TAMAÑO DE TUBERIA	TIPO COPA	TAMAÑO COPA O.D.	TAMAÑO COPA
O.D.=2 3/8"	TUF	1.910"	1.070"	O.D = 2 7/8"	TUF	2.360"	1.350"
I.D.=1.995"	J	1.985"	1.094"	I.D. = 2.441"	J	2.420"	1.344"
	TA	1.990"	1.084"		TA	2.431"	1.375"
PESO=4.7 lb/pie	MV	1.992"	1.084"	Peso=6.5 lb/pie	MV	2.431"	1.375"
	GM	2.000"	1.094"		GW	2.490"	1.344"

### III.3 PROCEDIMIENTO DE UNA OPERACION DE SUABEO

1. Abrir la válvula de tubos y la válvula de forros para desfogar el pozo hasta que éste quede muerto o con muy baja presión por tubos.
2. Cerrar la válvula de tubos, retirar la tapa roscada para colocar el árbol de suabeo, incluyendo la olla o campana.
3. Retirar el estrangulador o alojamiento si es que tuviera.
4. Chequear todas las líneas de superficie; que estén conectadas a tanque de producción y batería. Observar el estado y posición de las válvulas de control. Igualmente chequear conexiones de todo el equipo de suabeo.
5. Si no existe tanque de producción, hacer conexiones a cisterna utilizando una manguera de alta presión; además conectar la manguera de la bomba hidráulica al lubricador hidráulico (oil saver).
6. Con el cambio en retroceso, en la caja de cambios, embragar el huinche y bajar el varillón al pozo por medio del cable de suabeo (9/16") que va enrollado en el tambor.

Teniendo el lubricador hidráulico en la cabeza del pozo, colocar a la altura del tambor tres (3) marcas sucesivas al cable de suabeo (fibra sintética o hebras de cabo manila atravesadas en los torones del cable). Esto sirve de referencia para que cuando se haga una corrida ascendente, no golpee el lubricador hidráulico en la polea de suabeo.

7. Cuando se está bajando a una profundidad de mas o menos 500 pies, neutraliza el motor, aquí el cable bajará por su propio peso; además desembragar el huinche.

8. Continuar bajando el varillón de suabeo a una velocidad moderada, esto se logra controlando la palanca de freno del huinche. Rango de velocidad de descenso: 400 - 800 pies/ minuto.
9. Embragar el huinche, aplicando el acelerador de pie o mano; al mismo tiempo dejar libre la palanca de freno del huinche para empezar a jalar (envolver) el cable de suabeo, el cual traerá el fluido desde el pozo hacia la superficie, es decir, a tanque de producción o cisterna. Rango de velocidad de ascenso: 600 - 1000 pies/minuto.
10. Cuando comienza a aparecer el cable de suabeo humedecido quiere decir que el fluido arrastrado está por llegar al tanque de producción o cisterna; desde este momento se empezará a accionar manualmente la bombita hidráulica, para de esta manera sellar el espacio que existe entre el cable de suabeo y el caucho economizador que esta dentro del lubricador hidráulico, así se está evitando que el fluido extraído se pierda en superficie.
11. Llevando la cuenta del cable que se va enrollando (contando el número de capas o camas), disminuir la velocidad de enrollamiento cuando se acerca el varillón de suabeo a la cabeza del pozo. Llegando el varillón a superficie desembragar el huinche y aplicar los frenos del mismo.
12. Observar la reacción del pozo por unos minutos, puede que comience a fluir por sí solo (energía propia del reservorio) o requiera que lo sigan estimulando suabeando continuamente.
13. Revisar la copa de suabeo, es decir su estado (desgaste, ruptura, presencia de arena de fracturamiento en su cuerpo, etc.) y así decidir cambiar o continuar con la misma. Si la copa sale con rupturas, no ejerce el efecto pistón, por lo tanto, cancelar el servicio y solicitar revisen tubería de producción. Si hay mucha presencia de arena de fracturamiento, dar



por terminado el servicio ya que esto puede generar problemas de agarre de la copa en la tubería.

14. Despresurizar (descargar) la bomba hidráulica y todo el sistema del lubricador hidráulico.
15. Chequear el nivel de fluido en el tanque de producción o cisterna.
16. Repetir los pasos (6) hasta (15) de tal manera que el pozo:
  - Fluya (reaccione) por sí solo
  - Quede seco
  - Tanque de producción o cisterna quede lleno
  - Otro caso especial solicitado

Además es necesario adoptar las siguientes precauciones:

Chequear que el cable que se está desenrollando del tambor esté en buenas condiciones.

Cuando el cable de suabeo en determinado momento hace seno a la altura de la cabeza del pozo, es porque el mandril ha detectado el nivel de fluido ( Diagrama N° 1 )

### III.4 POTENCIA REQUERIDA EN OPERACIONES DE SUABEO

El cálculo de la potencia requerida en operaciones de suabeo es el producto de la aplicación de la fórmula de potencia teórica, incluyendo dos factores. Uno es el factor de eficiencia mecánica (E) debido a pérdidas en el sistema de transmisión y otro factor muy importante, que es el coeficiente de fricción (Fr) debido a que durante el suabeo se produce una fuerza de rozamiento entre la copa de suabeo y la superficie interna de la tubería de producción, este coeficiente de fricción es empírico determinado en pruebas de campo, siendo su valor promedio 1.506, obtenido en pruebas tal como se muestra en la tabla N° 1 del Anexo.

Por otra parte, el valor de la potencia teórica se puede determinar a partir de las siguientes relaciones matemáticas:

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

$$P_r = P_t \times Fr \quad (2)$$

**Donde:**

P<sub>t</sub> = Potencia teórica, HP.

P<sub>r</sub> = Potencia real consumida, HP.

Fr = Coeficiente de Fricción.

W = Peso levantado, libras.

V = Velocidad de ascenso del cable, pies/minuto.

E = Eficiencia mecánica.

W = Peso del cable en el pozo + Peso del fluido (3)

Peso del cable en el pozo = Peso de cable en el aire - Empuje hidrostático

$$\text{Peso del cable en el pozo} = \frac{Bht - \pi \times \varnothing^2 \times Hf \times da \times \mu}{4 \times 144} \quad (4)$$

$$\text{Peso del fluido} = \frac{\pi \times (Di^2 - \varnothing^2) \times Hf \times da \times \mu}{4 \times 144} \quad (5)$$

**Donde:**

Hf = Altura de la columna de fluido levantado, pies.

B = Densidad lineal del cable (0.53 Lb/pie para cable 9/16, 6 x 7).

Ht = profundidad de suabeo, pies

da = Densidad del agua (62.4 Lb/pie<sup>3</sup>).

μ = Gravedad específica del crudo (0.86 para 32° API).

∅ = Diámetro del cable (9/16" para operaciones de suabeo).

Di = Diámetro interior del tubería de producción (1.995" para tubería de producción 2 3/8").

Entonces reemplazando 4 y 5 en 3:

$$W = BHt - \frac{\pi \times \varnothing^2 \times Hf \times da \times \mu}{4 \times 144} + \frac{\pi \times (Di^2 - \varnothing^2) \times Hf \times da \times \mu}{4 \times 144}$$

$$W = 0.53 Ht - 0.092 Hf + 1.07 Hf.$$

$$W = 0.53 Ht + 0.98 Hf. \quad (6)$$

Fr = Coeficiente fricción (1.506) obtenido empíricamente.

E = Eficiencia mecánica (0.80) debido a pérdidas en el sistema de transmisión.

Reemplazando 1 y 6 en 2:

$$\text{Entonces } Pr = \frac{(0.53 Ht + 0.98 Hf) V fr}{26,400} \quad (7)$$

Se concluye que la potencia requerida depende principalmente de 3 variables: velocidad de ascenso V, altura de la columna de líquido Hf (no se considera el gas) y profundidad de suabeo Ht.

Teniendo en cuenta la tabla "02" donde se dan las potencia máximas de 02 de las suabeadoras se puede elaborar una tabla "03" de altura de líquido versus profundidad de suabeo para una velocidad de ascenso del cable de 800 pies/minuto, que es un valor promedio en las operaciones.

De la fórmula (7) se observa que la profundidad de suabeo es inversamente proporcional a la altura de fluido para valores determinados de potencia y velocidad de ascenso del cable.

Otro factor muy importante es la carga admisible que soporta el cable, es necesario chequear si el peso levantado no excede a esta carga.

Se sabe que:  $\frac{Pr}{Pt} = \frac{Wr}{W} = 1.506$  (Valor empírico)

$$Wr = 1.506 W$$

$$Wr = 1.506 [ 0.53 Ht + 0.98 Hf ] \quad (8)$$

$$\text{Además : } F = \frac{P}{F.S} \quad (9)$$

**Donde:**

F = Carga admisible, Lbs.

P = Resistencia a la ruptura (22,500 Lbs, cable 9/16", 6 x7).

F.S = Factor de seguridad (2) para operaciones de suabeo en pozos verticales.

Entonces :

$$F = \frac{22,500 \text{ Lbs}}{2}$$

$$F = 11,250 \text{ Lbs.}$$

**Importante** : (8) no debe exceder a (9).

En operaciones de suabeo se pueden presentar otras condiciones:

- 1) Cuando la tubería es de 2 7/8 O.D. en lugar de 2 3/8 O.D.
- 2) Cuando el fluido extraído es agua en lugar de aceite (gravedad específica = 0.86).

Caso: Cuando la tubería es 2 7/8 O.D.

La altura de fluido que se muestra en la tabla 3 para cada unidad suabeadora es cuando se suabea en tubería de producción de 2 3/8 (1.9955 I.D.); en caso se suabee en tubería de producción de 2 7/8 (2.441 I.D.) llevar a una altura de fluido equivalente, es decir:

$$\frac{\pi \times (\text{I.D.})^2_1 \times H_{f1}}{4 \times 144} = \frac{\pi \times (\text{I.D.})^2_2 \times H_{f2}}{4 \times 144}$$

Reemplazando valores:  $\frac{H_{f1}}{H_{f2}} = 1.5$

**Donde:**

H<sub>f1</sub> = altura de fluido en tubería de producción de 2 3/8.

H<sub>f2</sub> = altura de fluido en tubería de producción de 2 7/8

Cuando el fluido es agua:

Peso del fluido (aceite) = peso de fluido (agua)

$$\frac{\pi \times (D1^2 - \emptyset^2) \times Hf \times Da \times U}{4 \times 144} = \frac{\pi \times (D1^2 - \emptyset^2) \times Hfa \times da \times U a}{4 \times 144}$$

$$Hfa = Hf \times \frac{U}{U a}$$

En ambos casos para 250 HP, V. = 800 pie / min y Ht = 7,500 pies corresponde una altura de fluido de 1,595 pies pero en tubería de 2 7/8 corresponde.

$$Hf2 = Hf1 / 1.5 = 1,595 / 1.5 = 1,065 \text{ pies}$$

Del mismo modo con tubería 2 3/8 para columna de fluido 1,595 pies (aceite) o su equivalente de

$$Ha = 1,595 \times 0.86 / 1.08 = 1,270 \text{ pies de agua}$$

### III.5 RECUPERACIÓN DE CABLE

#### 1) OPERACIONES EXCEPCIONALES PARA LIBERAR EL CABLE POR INTERMEDIO DE LA RUPTURA DEL "ROPE SOCKET" (PEPA)

En los casos de atascamiento se procede a tensionar el cable para romperlo a partir del "Rope Socket" y así recuperarlo íntegramente.

Para ello se realizaron pruebas con "Rope Socket" (Pepas) usando cable nuevo de 9/16" Ø tipo 6 x 7 (ver tabla N° 4 del Anexo).

De acuerdo a las pruebas realizadas en superficie el promedio de tensión de ruptura por hebra es de 535 lbs lo que implica que el promedio de tensión de ruptura del cable es 22,500 lbs, tensión que se debe tener en cuenta cuando se rompa el cable (ver tabla N° 5 del Anexo).

## 2) DETERMINACIÓN DE LA MÁXIMA TENSIÓN DE RUPTURA DEL CABLE 9/16" Ø PARA CADA TIPO DE "ROPE SOCKET"

La tensión de ruptura del cable depende de la tensión de ruptura del "Rope Socket" mas el peso del cable en el líquido, como ya se conoce la tensión de ruptura del "Rope socket", determinamos el máximo peso del cable en condiciones menos favorables.

El máximo peso del cable está dado por la mayor profundidad del pistón (Ht) y el menor nivel posible (Hf).

- El tipo de R.S. utilizado depende del porcentaje de seguridad con que se debe trabajar Ejm:

$$\text{Cable nuevo : } 42 \text{ hebras} \times 535 \frac{\text{lbs}}{\text{hebra}} = 22,470 \text{ lbs}$$

$$22470 \times \% \text{ Seguridad (85)} = 19,100 \text{ lbs}$$

Con este valor vamos a la Tabla 06 del anexo y observamos que el mas aproximado es de 18,856 lbs que corresponde a un Rope Socket de 28 hebras.

## 3. PRUEBAS DE "ROPE SOCKET" CON CABLES TRABAJADOS

El promedio de 800 hr. de trabajo representa una reducción de 1/32 pulg. de Ø (estiramiento y desgaste), disminución del 11% respecto de la tensión de ruptura respecto del cable nuevo.

La tensión de ruptura de un cable trabajado con 800 horas es de 19,500 lbs.

Las Tablas 7 y 8 del anexo muestran la tensión de ruptura para cables trabajados.

### III.6. CAPACIDAD DE TAMBOR DE LOS HUINCHES DE LAS UNIDADES SUABEADORAS

La capacidad del Tambor de los Huinches de las unidades de Achique (ver figura N° 9 del Anexo) se calcula aplicando:

$$A) \quad L_n = \frac{\pi L}{12d} [D + (2n - 1) d]$$

$$B) \quad L_t = \frac{\pi n L}{12d} [D + nd]$$

$L_n$  = Capacidad de cable de cada capa (pies)

$L_t$  = Capacidad de cable de capas acumuladas (pies)

$L$  = Ancho del tambor (pulg)

$D$  =  $\emptyset$  Tambor Vacío en pulgadas

$d$  =  $\emptyset$  del cable (pulg)

$n$  = # de capas enrolladas en Tambor

$B$  = Tamaño de las bridas del tambor (pulg)

$H$  = Altura de enrollamiento (pulg)

#### CUADRO N° 05

#### Dimensión y Capacidad del Tambor de los Huinches de las Unidades de Achique.

UNIDAD NL	HUINCHE			ANCHO TAMBOR	$\emptyset$ TAMBOR	$\emptyset$ Brida	Altura enrollado	Capc. Total	Capa c Real
	NL	MARCA	AÑO						
PT-01 2589	7019	CARWELL	1954	42"	13-1/8"	34-1/2"	10-11/16"	1000	9000
PT-02 3235	7132	IDEAL NATIONAL	1960	35"	14-3/16"	38-3/16"	12"	9000	8900



Las tablas 9 y 10 del anexo se calcularon de la siguiente manera :

La columna I representa el # de capas en el tambor.

La columna II se obtiene con la fórmula A, dando valores a n

La columna III se obtiene con la fórmula B

La columna IV se obtiene de la diferencia de 2 filas consecutivas de la columna III, estos valores se van acumulando.

La columna 5 representa el # de capas enrolladas del tambor.

Ejm. Unidad PT-02 ex -3235 :13-1/2 capas desarrolladas en el tambor, lo que significa que la herramienta de suabeo detecta el nivel de fluido a 6390 pies de profundidad.

### **APLICACIÓN DEL GRÁFICO “LEBUS” PARA OBTENER EL ENROLLAMIENTO DE CABLE DE SUABEO EN EL TAMBOR**

Cuando el cable se enrolla o desenrolla en el tambor, éste se despega de extremo a extremo del tambor (brida a brida), creándose en todo momento un ángulo, lo que produce un desgaste en el costado de cable por contacto del cable en el tambor, en poleas, todo esto da origen a un mal enrollado.

El ángulo que se forma entre el cable y plano perpendicular al eje, de la polea es el “ángulo de vuelo” el cual hay que mantener al mínimo, el gráfico de Lebus (Figura 9) comprende los siguientes parámetros:

W = Angulo de vuelo en grados

L = Ancho del tambor

B' = Distancia del centro del tambor a la polea.

Ejemplo:

<u>W (Grados)</u>	<u>Tg W</u>
1/4	0.004
1/2	0.009
3/4	0.013
1	0.017
1 1/4	0.022
1 1/2	0.026

Según Lebus el rango ideal para un buen enrollamiento del cable en el tambor es del  $1/4^\circ$  a  $1\ 1/4^\circ$ , pero lo permitido es de  $1/4^\circ$  a  $1/2^\circ$  (ver gráfico N° 1).

### III.7 FRECUENCIA DEL METODO

Se planteó bajo 2 perspectivas que al final deben complementarse, para garantizar un cronograma de swabeo técnica y económicamente coherente.

**1. Análisis Estadístico.-** Disponer apropiadamente de la información existente de swab (volúmenes y frecuencias), reservas, condiciones de pozo, historia productiva y límite económico de swab, etc; para con estos datos establecer un programa tentativo con frecuencia óptima de swabeo.

A.- Una primera frecuencia estimada de swab, obtenida en forma gráfica y estadística, empleando la información histórica de los swabs anteriormente realizados.

B.- Un segundo ajuste de frecuencia, en base a los resultados del primero, con el fin de:

Confirmar y/o ajustar las predicciones iniciales.

Seleccionar los pozos con producciones altas y frecuencias cortas, a fin de analizar en detalle sus características (reservas, energía), condiciones mecánicas del pozo, etc., y definir su frecuencia óptima de swabeo o asignación de EBM.

Elaborar un programa tentativo de frecuencia optimada de swabeo.

**2. Análisis Técnico.-** Considera la toma de BHP's en la totalidad de los pozos de swab, con el objeto de definir convenientemente su frecuencia. Sin embargo, por su alto costo y la poca disponibilidad de equipos de wireline, no fueron tomados en cuenta, sin embargo para definir el punto de frecuencia óptima se tiene las presentes pautas:

- a) Que la prueba BHP se inicie con un nivel de fluido cercano al N.A. a fin de determinar el rate de almacenamiento en la tubería.
- b) Finalizar la prueba cuando la presión de cabeza se haya estabilizado.
- c) Graficar en papel cartesiano, Presión vs Tiempo.
- d) Determinar como óptimo el punto en el cual la presión se hace constante; esto, basado en que el nivel de fluido, sinónimo de volumen de fluido en el pozo ya no incrementará más con el tiempo. Por lo tanto, este sería el volumen mínimo que se extraería durante el swab.

En casos de pozos con incremento rápido en las presiones de cabeza durante las pruebas de presión de fondo ( BHP ), para descartar o determinar el posible efecto del gas disuelto fue conveniente efectuar las pruebas de BHP con pozo abierto ( $P_{\text{cabeza}} = P_{\text{atmós.}}$ ) para aquellos con  $P_{\text{cabeza}}$  de cierre mayores a 150 Psi.

Por otro lado, para pozos que presentaban altos regímenes de incremento de nivel dentro de las 24 hrs y que hubieran registrado volúmenes de extracción relativamente altos (30-50 bbls), se efectuó el siguiente análisis, a fin de definir su reactivación con EBM:

Elaboración de Gráfico Altura de Fluido (H) vs Caudal de fluido de aporte del pozo ( $Q_p$ ).

Cálculo de producción ( $Q_{\text{EBM}}$ ), a partir de condiciones de operación (Carrera y SPM) apropiados para un EBM instalado a la misma profundidad del pozo en cuestión.

Comparación de Caudales de aporte del pozo ( $Q_p$ ) y de bombeo ( $Q_{EBM}$ ) concluyendo:

- Si  $Q_p > Q_{EBM}$  y se tiene gradiente de formación y reservas aceptables, Recomendar Levantamiento por Bombeo Mecánico (EBM).
- Si  $Q_p > Q_{EBM}$  y se tiene gradiente de formación y reservas pobres, Recomendar Levantamiento mediante Swab.
- Si  $Q_p < Q_{EBM}$ , Recomendar Levantamiento mediante Swab.

### **III.8 OPTIMIZACION DEL METODO EMPLEANDO EL STANDING VALVE**

#### **III.8.1. ESTUDIO DE LA VARIACION DE TIEMPOS Y VOLUMENES EN UNA OPERACIÓN DE ACHIQUE (TABLAS DEL 11 AL 16 DEL ANEXO)**

La válvula de retención (Standing Valve) figura Nro 10, parte de la bomba de profundidad se instala en el niple de asiento que está fija a la tubería de producción con la finalidad de acumular el fluido (petróleo, agua) cuando disminuye la presión de un ascenso de cable con el mandrel portacopas .

Experimentalmente las tablas del 11 al 16 se confeccionaron para cada uno de los pozos estudiados teniendo en cuenta el volumen del fluido recuperado en el tiempo empleado, la potencia del equipo depende de la columna de fluido al levantar ( $H_f$ ), de la profundidad ( $H_t$ ) y a velocidad ( $V$ ) de ascenso del cable, en todos los casos dado el poco nivel de fluido, se suabearon hasta el niple de asiento.

Ejemplo : Tabla Nro 13

#### **UNIDADES DE ACHIQUE N.L 3235 - PT-02**

Representa una de las cinco unidades de achique que tiene la empresa y se encuentran enumeradas con un determinado número local (PT-01 - PT-05).

#### **POZO Nro 2089**

Representa el número de pozo en el cual se ha realizado la operación de achique.

#### **RESERVORIO : CENTRAL**

Representa el nombre del lugar físico en donde se encuentra el pozo

**Ni = 2119 PIES**

Representa el nivel inicial de líquido encontrado durante la operación de achique.

**Ht = 2900 PIES**

Representa la profundidad de achique o la profundidad hasta donde se baja el varillón.

**Hf = 781 PIES**

Representa la columna de líquido que va a ser levantada

**T = 3 MINUTOS**

Representa el tiempo que demora en salir el cable de acero desde una profundidad del niple hasta la superficie

**V = 967 PIES / minuto**

Representa la velocidad de ascenso del cable desde una profundidad del niple hasta la superficie y se calculan mediante la relación:  $V = Ht / T$ .

**PESO DEL LIQUIDO = 834 Lbs.**

Se obtiene usando la ecuación 5

**PESO DEL CABLE EN EL AIRE = 1534 Lbs.**

Se obtiene multiplicando la densidad del cable por la profundidad de suabeo

**EMPUJE, E = 72 Lbs.**

Se obtiene usando el segundo término de la ecuación 4

**PESO DEL CABLE EN EL LIQUIDO = 1462 Lbs.**

Se obtiene restando del peso de cable en el aire menos el empuje

**WT = 2296 Lb.**

Se obtiene usando la ecuación 6

**WR = 3458 Lbs.**

Representa el peso real levantado el cual incluye la fuerza de fricción que existe entre la copa de achique y el interior de la tubería de producción.

**PR = 127 HP**

Potencia real consumida, se calcula mediante la ecuación 7

**TIEMPO DE OPERACIÓN = 159 Min.**

Representa el tiempo total en la operación de achique.

**TIEMPO SWAB = 99 Min.**

Representa el tiempo de extracción de fluido propiamente

**NUMERO DE CORRIDAS**

Representa el número e ascensos del cable desde el niple asiento hasta la superficie (tanques o cisternas)

**NUMERO DE PISTONADAS**

Número de ascensos hasta determinada altura para la acumulación del fluido en cada corrida

**TIEMPO BAJADA**

Tiempo de descenso del cable hasta el niple de asiento

**TIEMPO PISTONADA**

Tiempo empleado en cada acumulación en ascenso y bajada



### **TIEMPO CORRIDA**

Tiempo empleado en salir el cable desde el niple asiento hasta la superficie

### **TIEMPO TOTAL**

Representa el tiempo de bajada más el tiempo de cada pistonada más el tiempo de corrida

### **VOLUMEN POR CORRIDA**

Representa los barriles de fluido extraído en cada corrida

### **VOLUMEN ACUMULADO**

Barriles de fluido sumado en cada corrida

### **COMBUSTIBLE**

Nivel de combustible empleado

### **COPAS**

Número de copas empleado

### **FRECUENCIA**

Periodo de tiempo en el que se vuelve a suabear el pozo

En el gráfico:

El volumen por corrida Vs tiempo total y volumen acumulado pueden notarse la ventaja de utilizar el Standing Valve para la recuperación del fluido.

Iniciando sin válvula, la producción empieza con 2.5 barriles y cae hasta 1.5 barriles por corrida en este instante se aplica Standing Valve para que con un número determinado de

pistonadas pueda acumular el fluido. En este caso en una corrida con dos pistonadas se acumuló 5 barriles incluido hasta la quinta corrida con 4 pistonadas sacando únicamente 2 barriles lo cual resulta anti económico seguir suabeando.

### III.8.2. CALCULO DEL BARRILAJE DE LIQUIDO EXTRAÍDO, EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DEL MOTOR DE LA UNIDAD DE SERVICIOS DE POZOS.

Se sabe que:

$$HP = \frac{(0.53 H_t + 0.98 H_f) \times V \times Fr}{33,000 \times E} \quad (1)$$

$$H_f = \frac{V_c}{C_t \times f} \quad (2)$$

Donde:

HP = Potencia del motor (caballaje)

H<sub>t</sub> = Profundidad de suabeo (pies)

H<sub>f</sub> = Columna de fluido extraído (pies)

V = velocidad de ascenso del cable de suabeo = 800 pies/minuto.

Fr = Factor de fricción = 1.506 (experimental)

E = Eficiencia mecánica = 0.80

V<sub>c</sub> = Volumen por corrida.

C<sub>t</sub> = Capacidad de la tubería de Producción.

f = Escurrimiento

Sustituyendo 2 en 1 y ordenando se tiene.

$$V_c = \frac{C_t (14,327 \text{ HP} - 0.432 H_t)}{V} \quad (3)$$

**Considerando:**

Potencia del motor < 300 Hp (unidades livianas y medianas).

Potencia del motor > 300 Hp (Unidades pesadas)

**CASO : UNIDADES LIVIANAS Y MEDIANAS**

**ASUMIENDO:**

HP = 200 (Valor promedio para unidades livianas y medianas)

Ht = 6000 pies (profundidad máxima de suabeo)

$$HP = \frac{(0.53 H_t + 0.98 H_f) \times V \times Fr}{33,000 \times E}$$

$$200 = \frac{(0.53 \times 6000 + 0.98 \times H_f) \times 800 \times 1.506}{33,000 \times 0.80}$$

Hf = 1250 pies

$$V_c = 0.004 (14,327 \times \frac{200}{800} - 0.432 \times 6,000)$$

Vc = 4 bls.

**CASO: UNIDADES PESADAS**

**ASUMIENDO :**

HP = 300 (Valor mínimo para unidades pesadas)

Ht = 8500 (profundidad máxima de suabeo)

$$H_p = \frac{(0.53 H_t + 0.98 H_f) \times V \times Fr}{33,000 \times E}$$

$$300 = \frac{(0.53 \times 8500 + 0.98 H_f) \times 800 \times 1.506}{33,000 \times 0.80}$$

H<sub>f</sub> = 2200 pies.

$$V_c = 0.004 \left( \frac{14,327 \times 300 - 0.432 \times 8,500}{800} \right)$$

V<sub>c</sub> = 6.7 bls.

(Tabla N.17 Anexo)

## PARAMETROS ESTADÍSTICOS DE SUABEO

Con el fin de determinar parámetros de suabeo que nos sirvan de referencia para efectos de performance de las suabeadoras, se llevaron controles estadísticos de barriles de fluidos extraídos, horas netas de suabeo, horas de operación, consumo de copas de suabeo, etc. (Tablas 18 al 20 del anexo).

## **CAPITULO IV**

### **IV.1 SEGURIDAD APLICADA AL METODO**

En las Operaciones Nor Oeste, sólo las empresas grandes cuentan con programas integrales de seguridad, en las cuales hay personal técnico especializado para tal fin, así como los medios económicos para llevar adelante estos programas.

Las empresas dedicadas al servicio de pozos y en este caso particular, empleando el método de Achique o Swabbing, por lo general de acuerdo a su magnitud son pequeñas o medianas. En algunos casos, por el menor número de trabajadores, los planes de seguridad son aplicados por personal que no tiene dedicación exclusiva para implementarlos, y en otros, no cuentan con la formación profesional adecuada, y por lo tanto, en estos casos, en su mayoría resulta sin aplicación y consecuentemente los planes de contingencia son ineficientes.

En el peor de los casos, algunas empresas consideran la seguridad industrial como el hecho de realizar gestiones de orden legal y económico después que ha ocurrido un accidente y dichos trámites son practicados por personal improvisado para estas gestiones.

Por las razones expuestas anteriormente, hemos considerado pertinente incluir en el presente trabajo, las Normas de Seguridad que se deben aplicar en este tipo de operaciones a fin de garantizar la integridad física de los trabajadores involucrados, así como de los equipos empleados.

### **NORMAS DE SEGURIDAD**

- 1) El personal que labora en la unidad suabeadora deberá estar provisto de sus implementos de seguridad: casco, guantes, botines, etc.

- 2) Antes de empezar la labor (cada turno) se debe chequear la unidad; motor (niveles aceite, agua, ruido extraño, iluminación suspensión, etc); winche (frenos, válvulas, cable acero, cadenas, etc.); mástil; (cables de izaje, de rebatir, poleas, etc.); equipo de suabeo; herramientas; etc.
- 3) Cuando se abre la válvula de los forros, hacerlo lentamente y por etapas, para desfogar (despresurizar) el pozo poco a poco.
- 4) Chequear estado de cadenas de seguridad, amarres con cables de acero, anclajes, ganchos, sogas, etc. Antes de iniciar el trabajo (inspección visual).
- 5) Inspeccionar el cable de suabeo, cuando está bajando en el pozo (revisar los torones, quebraduras, distorsiones, etc.)
- 6) Cuando los cables están en movimiento, el personal no debe estar distraído, sino concentrado totalmente en su tarea específica que se le asigna.
- 7) Cuando el lubricador hidráulico sale violentamente de su base, no despresurizar con la bomba del lubricador, pues esto originará la caída brusca del lubricador hidráulico, en consecuencia podría deteriorar la manguera de la bomba.
- 8) Cuando se está enrollando cable de suabeo en el tambor y si la válvula de embrague del Huinche queda pegada, aplicar inmediatamente la válvula de emergencia para evitar choque del varillón con la polea de suabeo, lo cual puede originar una chispa y por ende un incendio en el pozo y/o equipo.
- 9) Ante la situación anterior, se buscará controlar el fuego; salvaguardando en primera instancia el personal y luego el equipo.
- 10) Durante la noche; para efectuar un buen trabajo de suabeo, debe existir una adecuada iluminación en la cabeza del pozo, en el tambor y polea de suabeo.
- 11) Durante el suabeo si se detecta un problema mecánico o del equipo de suabeo, detener el trabajo y avisar inmediatamente para dar solución.
- 12) Nunca lubricar la unidad en movimiento, de ser posible colocar un aviso de "No dar arranque, máquina en reparación".

- 13) El uso de ropa suelta puede dar lugar a que sea cogida por la máquina en movimiento y originar graves accidentes.
- 14) El orden y la limpieza son uno de los factores decisivos de seguridad, ya que sin estos invita a los accidentes por:
  - Mala ubicación de las herramientas.
  - Plataforma resbaladizas
  - Herramientas sucias conllevan a maniobras deficientes.
- 15) Cuando se confecciona una pepa, usar guantes durante el destrenzado y corte de los alambres; además no lavar los alambres ni el guarda cabo con agua, es sumamente peligroso ya que cuando se vacía el bábito al guarda cabo las gotas de agua puede salpicar a la vista del personal.

## IV.2 PREVENCIÓN DE INCENDIOS

### INCENDIOS, CLASIFICACIÓN, CAUSAS

#### INCENDIOS

El fuego es una reacción química conocida bajo el nombre de combustión. Para que se produzca la combustión se requiere de tres factores:

Combustible (material)

Aire

Calor

**COMBUSTIBLE (MATERIAL).**- Los que al combinarse con el aire pueden arder ya sea en presencia externa de calor o cuando el calor que se produce en el combustible llega a la temperatura de inflamación o ignición.

Los combustibles se encuentran en estado sólido como la madera, trapos, Wipe, etc. En estado líquido como el alcohol, lubricantes, barnices, etc.

Se encuentran en estado gaseoso, como el gas natural, el acetileno, el propano, el butano, etc.

**AIRE.-** Es una mezcla de 21% de oxígeno, 78% de Nitrógeno y 1% entre Neón, Argón, Helio, Criptón, Hidrógeno y otras impurezas como gas carbónico y una proporción variable de vapor de agua.

**CALOR.-** Es un fenómeno físico producido por el movimiento incesante de las moléculas contenidas en la materia que eleva la temperatura del material combustible hasta un determinado momento en que desprenden gases inflamables.

## **CLASIFICACION**

Los incendios se han clasificado de acuerdo a los materiales combustibles que arden:

**CLASE A.-** Es el fuego que se produce en materiales combustibles sólidos, tales como: artículos de madera, papeles, viruta, urea, corchos, fósforos, etc.

**CLASE B.-** Es el fuego producido por líquidos inflamables o combustibles tales como gasolina, el petróleo, el alcohol, los aceites, las grasas, etc. La característica de esta clase de fuego es que se produce en la superficie de los líquidos, en los gases que desprenden y no en el líquido mismo.

**CLASE C.-** Es el fuego que se origina en equipos e instalaciones eléctricas, conexiones, computadores, transformadores, etc.

**CLASE D.-** Esta nueva clasificación recientemente adoptada, comprende todos aquellos materiales combustibles que al estar en ignición desprenden su propio oxígeno, o bien que los agentes extintores ordinarios en especial el agua producen una reacción muy violenta (explosiones) o son inefectivos para apagarlos.



## **CAUSAS**

- Las causas más comunes de incendio son:
- Falta de orden y limpieza.
- Acumulación de basuras y desperdicios.
- Trapos impregnados de combustibles o aceites arrojados al suelo o depósitos comunes de basura (estos trapos deben ser depositados en recipientes incombustibles).
- Almacenamiento impropio de líquidos inflamables o combustibles
- Usar líquidos inflamables (gasolina) para limpieza, en especial en reparación de motores.
- No respetar las zonas donde esta prohibido fumar.
- Tubos de escape defectuosos ó sin matachispas en motores.
- Instalación eléctrica defectuosa.
- Mal apilaje de la carga en especial la susceptible a combustión espontánea.
- Proveer de gasolina con el motor encendido.
- Trabajos de soldadura en caliente, sin tomar las medidas de seguridad convenientes.
- Falta de tapas en los tanques combustibles.
- Guardar ropas o diarios impregnados con aceites o combustible.
- Manipulación descuidada de líquidos inflamables.
- Arrojar colillas de cigarrillos o fósforos encendidos.

## **COMBATE DE INCENDIO**

### **- PARA INCENDIOS DE CLASE "A"**

(Papeles, trapos, basura). Use agua. El CO<sub>2</sub> y el polvo químico son también útiles para controlar tales incendios aunque no los apagarían por completo. Lo que harán los extinguidores es bajar o apagar las llamas al punto donde podrían ser ahogadas, pisadas o sacadas.

## **- PARA INCENDIOS DE CLASE "B"**

(Aceite, grasa, pintura). Use polvo químico seco o CO<sub>2</sub>, no use agua. Los incendios de clase B casi siempre ocurren cuando se efectúan trabajos de líneas de crudo/gas.

## **- PARA INCENDIOS DE CLASE "C"**

(Incendios, eléctricos). Use polvo químico seco o CO<sub>2</sub>. Una vez que empieza un incendio se debe combatir con:

Equipo apropiado

Personal entrenado

Un adecuado plan de acción bien estudiado

Todos los extinguidores para combatir incendio funcionan mediante enfriamiento o una combinación de ambos.

Utilizar el extinguidor correcto para cada caso, es un factor muy importante para el control efectivo del incendio.

Según la clase de fuego o material combustible que la origina, hay tres sistemas fundamentales para su combate y extinción en los primeros momentos que se inicia.

Todos los tipos de incendios anteriormente descritos pueden extinguirse aplicando uno de los métodos que a continuación se describen:

### **POR ENFRIAMIENTO**

Consiste en la eliminación del calor por medio del agua u otro producto de iguales propiedades enfriantes. Este sistema es el más apropiado para fuegos sólidos combustibles es decir de clase A.

### **POR SOFOCACION**

Que consiste en la eliminación del aire, mas propiamente del oxígeno que contiene el aire; impidiendo su contacto con el material combustible mediante

mantas incombustibles, espuma química o mecánica, gases especiales, que cubran la superficie del líquido inflamado que está ardiendo.

## **POR REMOCION**

Consiste en aislar, quitar, apartar los materiales combustibles, lo que no siempre es posible, pero constituye un recurso mas.

## **PROCEDIMIENTOS DE EXTINCION**

- A. En caso de incendio o de equipo que comprometan recipientes de LPG, estos deberán mantenerse enfriados con agua.
- B. Si debido la calor radiante, las válvulas de alivio del recipiente son operadas, el gas descargado deberá dejarse y permitir consumirse. Al mismo tiempo se deberá enfriar el casco y líneas, teniendo cuidado de no extinguir el fuego; al enfriarse en el recipiente las válvulas se cerrarán y el fuego se extinguirá automáticamente.
- C. Cuando las fugas de un tanque horizontal o cisterna, se han incendiado se deberá aplicar gran cantidad de agua, teniendo cuidado de no acercarse por los extremos, hacerlo por los costados.
- D. Cortar el flujo de gas, deberá ser la primera consideración al tratar de extinguir un incendio de gas. Para esto consultar con el jefe de equipo.
- E. Cuando el flujo de gas no se puede cortar, deberá dejarse consumir el fuego, manteniendo el o los recipientes fríos para evitar falla o ruptura de los mismos.
- F. Si el recipiente no se mantiene frío, la presión en el recipiente aumentará; esto se notará en la magnitud de la llama, aumento de ruido.

## **NORMAS DE SEGURIDAD PARA PREVENIR INCENDIOS**

Cada incendio tiene una causa, eliminar la causa elimina la posibilidad de incendio.

- Algunas de las mas importantes normas de seguridad para evitar un incendio:
- No se debe permitir la acumulación de basura.
- Los trapos mojados con petróleo o aceite, deben guardarse en cajas de metal y estas deben ser vaciados frecuentemente.
- Los entornos de las maquinarias y equipos deben mantenerse siempre libres de aceite. Nunca debe dejarse que un tubo gotee y se derrama aceite, debe limpiarse lo mas pronto.
- Mantenga combustible, solventes y tanques cerrados.
- Inspeccionar los armarios y cajones con frecuencia para quitar la acumulación de ropa impregnada de aceite y otros inflamables.
- Las cocinas y aparatos de calefacción deben estar bien fijados e instalados.
- Debe prohibirse el uso de conexiones eléctricas con experiencia en instalaciones.
- Las pinturas y solventes deben ser guardados con armarios o cajones bien ventilados.

## **EQUIPOS DE EXTINCION**

Al seleccionar el equipo de extintores, hay que escoger los tipos de equipo de acuerdo con la clase o clases de fuego que pueden presentarse. Sin embargo, en determinadas industrias, bajo condiciones especiales, es útil y hasta recomendable el uso de extintores de diferentes tipos al recomendado para la clase específica de fuego.

## **EXTINTORES DE AGUA**

El tipo más común es el agua a presión. Los extintores de agua a presión, son recipientes metálicos especiales diseñados para soportar la presión específica determinada.

Por lo general tienen una capacidad de 2 ½ galones, aunque existe también equipo pesado sobre ruedas de 40 galones de capacidad.

En la parte superior del recipiente se localiza una válvula de inyección, otra de salida y un manómetro. La válvula de inyección es por regla general, del mismo tipo de las empleadas en las cámaras de automóviles. La válvula de salida se localiza en el cabezal del aparato y se acciona al oprimir las dos secciones del manubrio, en una de las cuales se encuentra un seguro, que consiste en un pasador con anillos, para impedir que accidentalmente se accione la válvula de salida.

## **EXTINTORES DE BIOXIDO DE CARBONO**

Este tipo de extintor consiste en un recipiente metálico de diseño especial para soportar la presión del bióxido de carbono que se encuentra licuefactado en su interior.

Cuenta, además, con una válvula de seguridad que consiste, por regla general, en un sello metálico calculado para que rompa cuando la presión suba o pase de determinados límites. Estos límites son variables, pues cada fabricante señala los de su equipo.

Estos extintores pueden ser desde una libra de capacidad (la capacidad se toma por el peso del gas licuado), hasta extintores sobre ruedas de gran capacidad. Las capacidades más comunes en el equipo manual son de 5, 10, 12, 15, y 20 libras. De mayor capacidad van montadas sobre ruedas.

## **EXTINTORES DE POLVO QUIMICO SECO (PQS)**

Existen fundamentalmente dos tipos de extintores de polvo químico, uno de ellos conocido como “extintor a presión”. El primero es un aparato al cual se le ha inyectado nitrógeno (gas seco) para lograr la presión necesaria para la descarga del polvo y el otro tiene un cartucho acoplado, con bióxido de carbono o con nitrógeno.

En el mercado se encuentran extintores desde una libra de capacidad (la capacidad se fija por el peso del polvo), hasta equipos sobre ruedas de gran capacidad. Lo común son los equipos de 10, 12, 15, 20, 30 y 50 libras (los 5 primeros manuales y el último rodante).

El extintor del polvo a presión consiste en un recipiente metálico que contiene el polvo y el que se le ha inyectado presión (nitrógeno), ya sea por la válvula de descarga o una válvula especial para ello. Por regla general tiene dos válvulas para el control de la descarga, una localizada en la parte superior, que una vez abierta ya no es posible cerrar mientras el aparato tenga presión y la otra en el extremo de la manguera para el control de la descarga propiamente dicha. En la primera de ellas se coloca un pasador con una argolla que sirve de “seguro” para evitar que se accione accidentalmente la válvula. Además y formando parte del cuerpo del cabezal que tiene una válvula, se encuentra un manómetro, dividido en sectores, que indica si el extintor tiene la presión necesaria para su operación.

## **EXTINTORES DE POLVO CON CARTUCHOS A PRESION**

Consta de dos cuerpos, ambas metálicos. El mayor contiene al polvo, el menor es un cilindro que contiene bióxido de carbono o nitrógeno a presión. Generalmente tiene dos válvulas; la primera para el control de la presión del cartucho. En ambos casos, se coloca un seguro para esta válvula.

Al liberar la presión del cartucho, pasa al cuerpo grande en donde se encuentra el polvo, y la salida de este se controla por medio de una válvula colocada en la manguera.

## **PRECAUCIONES GENERALES PARA EL EQUIPO DE EXTINTORES**

1. En cualquiera de los tipos de extintores, es necesario tomar en cuenta que son aparatos que trabajan a presión, por lo tanto es muy importante mantenerlos siempre limpios y evitar golpearlos; si un extintor se golpea o se observa un punto de oxidación, debe hacércele la prueba hidrostática que garantice su buen funcionamiento.
2. Los extintores de agua o cuyo agente de extinción sea una solución acuosa, **NO DEBEN EMPLEARSE PARA COMBATIR FUEGOS DE CLASE "C"**, o sea un equipo eléctrico vivo.
3. **NUNCA** se descarga un extintor directamente sobre personas a menos que se estén quemando y entonces hay que usar de preferencia el tipo de agua.

## **NORMAS GENERALES DE ATAQUE AL FUEGO CON EXTINTORES**

1. Dé la voz de alarma
2. Conserve la serenidad
3. Tome el extintor más cercano y, sin quitar los seguros ni disparar los cartuchos , llévelo al lugar del fuego. Si el extintor no es del tipo adecuado para la clase de fuego que se trata, vaya por el más cercano que sea el tipo adecuado.

4. Proceda a atacar el fuego. Siempre que sea posible, se estará a atacar el fuego dando la espalda a las corrientes de aire.
5. La descarga de los extintores debe hacerse precisamente a la base de la llama. Emplea toda la carga del extintor hasta estar seguro que se extinguió totalmente el fuego.
6. Una vez apagada la llama, no de la espalda a lugar del incendio; retírese con la vista fija en el lugar, pues en ocasiones, puede revivir la llama.
7. Recuerde que la efectividad de los extintores dependerá del manejo adecuado de ellos. No entre a atacar el fuego en forma atropellada: **PIENSES ANTES DE ACTUAR.**

### **IV.3 PROGRAMA DE PREVENCIÓN DE ACCIDENTES**

El poder reducir los accidentes y lesiones no está al alcance de una sola persona, ni en un grupo selecto, pero si puede conseguirse merced al esfuerzo conjunto de todos los integrantes de la organización. Una vez que la empresa ha fijado sus objetivos, el paso siguiente consistirá en adoptar la política formal que habrá de regir al programa. La participación activa de la gerencia en este aspecto, no solo es deseable sino que es imperiosa, ya que en la declaración de sus necesidades y su apoyo posterior para el control planificado de los esfuerzos tendientes a controlar los riesgos, estará el secreto que habrá de asegurar el éxito de los resultados.

#### **OBJETIVOS PRINCIPALES**

- A. Eliminar actos inseguros y condiciones inseguras que puedan poner en peligro al personal, materiales, equipos e instalaciones de la empresa a



fin de evitar lesiones y daños o producido el accidente o emergencia minimizar sus efectos y evitar otros mayores.

- B. Se tome conciencia que la seguridad es tarea de todos los trabajadores sin excepción y su participación debe ser consciente, activa y entusiasta en el cumplimiento de las normas de seguridad.

## **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- A. Reducir el índice de frecuencia, gravedad y tránsito por debajo del promedio de los últimos años.
- B. Formación continua a los supervisores en el campo de la prevención de accidentes y enfermedades ocupacionales.
- C. Controlar el cumplimiento de las normas y disposiciones de seguridad establecidos.
- D. Mantener un ambiente de trabajo libre de contaminantes físicos, químicos y biológicos.
- E. Intensificar las campañas para el uso obligatorio y correcto de los equipos de protección personal.
- F. Implementar carteles y avisos de seguridad de las instalaciones de la empresa para difusión de las normas de seguridad.
- G. Impulsar el orden y la limpieza en todos los ambientes de la Empresa.
- H. Realizar inspecciones a las instalaciones de la empresa.

- I. Editar y publicar boletines informativos de seguridad, confeccionar manuales de seguridad e higiene industrial para la empresa y contratistas.
- J. Llevar seguridad a los hogares del trabajador.

## TASA DE ACCIDENTES

Comprende: Índice de frecuencia, Índice de gravedad y costos de accidentes. Los mismos que se detallan a continuación:

## INDICE DE FRECUENCIA

Nos indica el número de lesiones por cada millón de horas-hombre de exposición al riesgo. Lo cual puede expresarse en la siguiente fórmula:

$$\text{Tasa De Frecuencia} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de Accidentes} \times 1'000,000}{\text{Total Hrs.- Hombre de Exposición al Riesgo}}$$

## INDICE DE GRAVEDAD

Nos indica el número de días perdidos por cada millón de horas-hombre de exposición al riesgo.

Lo cual puede expresarse en la siguiente fórmula:

$$\text{Índice de Gravedad} = \frac{\text{Días Perdidos} \times 1'000,000}{\text{Total Hrs.- Hombre de Exposición al Riesgo}}$$

## **TABLA DE CALIFICACION**

### **A. MUERTE**

Tendrá un cargo de tiempo de 6,000 días.

### **B. INCAPACIDAD TOTAL PERMANENTE**

Tiene una cargo asignado de 6,000 días.

### **C. INCAPACIDAD PARCIAL PERMANENTE**

Tiene un cargo asignado según las pérdidas de función de los diferentes órganos y varían de 50 a 4500 días.

## **IV.4. CONTROL DE RIESGO**

Comprende inspecciones de rutina programadas y a contratistas autorizados.

### **INSPECCIONES**

El propósito básico de la inspección es detectar las causas en potencia, encontrar los métodos, actos inseguros y condiciones inseguras. Analizar el porque y tratar de corregirlas para prevenir que ocurran accidentes. A través de las inspecciones es posible determinar deficiencias que necesitan corrección o mejorar las operaciones para tener el mínimo de riesgos.

Las inspecciones metódicas, hechas periódicamente, son un medio para determinar las necesidades de prevención de accidentes, como cualquier

otro procedimiento, es necesario un sistema planeado y definido para las inspecciones de seguridad.

El uso de formas standard, permite una información uniforme sirviendo para revisar o inspeccionar las áreas de la planta. La información uniforme ayudará a determinar las condiciones inseguras y así podrá tomarse acciones correctivas. El valor práctico de la inspección se obtiene a través de la acción correctiva, haciéndola tan pronto como sea posible. Las inspecciones de seguridad conocidas y planeadas uniformemente pueden servir de ayuda para mejorar la eficiencia.

## **INSPECCIONES DE RUTINA**

Son los controles diarios, a primera vista que efectuará el personal de la división de seguridad e higiene industrial en todas las áreas de trabajo.

Las tabulaciones y análisis de accidentes indican con frecuencia la necesidad de efectuar inspecciones interminentes diarias. Si el análisis muestra un número desusado de accidentes para un determinado departamento o aplazamiento o un momento en determinado tipo de lesiones, conviene efectuar inspecciones que determinen las razones de este aumento y lo que debe hacerse para corregirlo.

## **INSPECCIONES PROGRAMADAS**

Se realizarán en forma mensual en todas las áreas, abarcando las instalaciones, maquinarias y equipos con que cuentan, como su nombre lo indica se realizarán en fechas previstas con anticipación, las mismas que serán de conocimiento de los jefes respectivos, quienes participarán activamente de dichas inspecciones al fin de las cuales se emitirá un informe donde se dejará constancias de todo lo observado y de las acciones correctivas que deberán realizarse a la brevedad posible, para eliminar las deficiencias detectadas.

## **CONTROL MEDICO**

### **EXAMENES TRIMESTRALES**

Se efectuará evaluación de los resultados de los exámenes trimestrales en coordinación con el departamento médico con el fin de tomar medidas correctivas si fuese necesario y prevenir enfermedades de tipo ocupacional.

### **CONTROL TECNICO DE VEHICULOS**

En coordinación con el departamento de servicios generales se llevarán a cabo inspecciones mensuales, a los equipos de Swab. Así como también a los vehículos para transporte de personal.

### **CONTROL DE EQUIPOS DE PROTECCION PERSONAL**

- A. Se mantendrá una coordinación permanente con el departamento de materiales, (Logística) de tal forma que se adquiriera equipo de protección personal, que cumpla con las normas técnicas y sobre todo en forma oportuna, mensualmente se revisarán los stocks.
  
- B. El personal de la división de seguridad e higiene industrial supervisará el uso del equipo de protección personal, es responsabilidad de los jefes exigir que el personal a su cargo utilice el equipo de protección que requiera el trabajo en forma oportuna y adecuada.

## **CONTROL DE SEÑALIZACION**

La división de seguridad e higiene industrial confeccionará los diferentes tipos de carteles, avisos tanto de tránsito como de seguridad de tal forma que se renueven los pocos existentes y se instalen nuevos en las instalaciones de la empresa (Mar y Tierra) con la finalidad de divulgar las normas de seguridad para prevenir accidentes. El programa de señalización será elaborado por la división de seguridad e higiene industrial.

### **IV.5. CHARLAS**

#### **- PARA SUPERVISORES**

Se dictará en forma mensual a los supervisores, teniendo en cuenta que en el concepto moderno de la seguridad, se está considerando al supervisor como la piedra angular de la sólida estructura que debe ser un buen programa de prevención de accidentes.

Estos mantendrán sus conocimientos actualizados, coordinándose con la división de capacitación para las facilidades del local.

#### **- PARA TRABAJADORES**

Personal de la división de seguridad e higiene industrial, dictará en forma mensual, en las diferentes áreas de la empresa las charlas de seguridad para los trabajadores. Las charlas se efectuarán previa coordinación con los jefes de departamento y división.

## **CHARLAS DE SUPERVISORES**

Todos los supervisores deberán dictar a su personal charlas alusivas a la seguridad con un tiempo de duración de 05 minutos antes de la jornada de trabajo y en forma previa a la realización de un trabajo de gran magnitud o riesgo, coordinando con su comité de seguridad departamental en forma mensual, reportando al consejo de seguridad su cumplimiento, con copia a la división de seguridad e higiene industrial.

## **CURSOS DE SEGURIDAD**

Los cursos de seguridad para supervisores y trabajadores en:

- Norma de seguridad en las operaciones
- Equipo de protección personal
- Primeros auxilios
- Manejo defensivo
- Defensa Civil
- Seguridad e higiene industrial avanzado
- Manipulación de productos químicos
- Herramientas mecánicas, manuales y portátiles
- Manejo y almacenamiento de materiales
- Operaciones de corte y soldadura
- Manipulación de botellas de gases comprimidos

## **IV.6. PROMOCION DE SEGURIDAD**

Comprende boletines, slogans, proyecciones, motivaciones, incentivos.

### **BOLETIN DE SEGURIDAD**

Se editará mensualmente el boletín de seguridad, el cual se entregará al personal, como medio de divulgación de las normas de seguridad (se incluirán algunas notas relativas a la seguridad del hogar).

### **SLOGANS DE SEGURIDAD**

En coordinación con el departamento de servicios generales, los slogans de seguridad serán transmitidos por medio de la central de radio desde la 08 a 09 horas y de 20 a 21 horas a través del operador de turno.

### **PROYECCIONES**

Tomando en cuenta el asesoramiento del consejo interamericano de seguridad se comprarán tantas películas como diapositivas para complementar las charlas a dictarse, estas proyecciones se harán mensualmente.

### **MOTIVACION, INCENTIVOS Y CONCURSOS DE SEGURIDAD**

Se entregarán los premios (“Hombre seguro del mes” y mención honrosa, “Hombre seguro del año” y realizado acciones en beneficio de la prevención de accidentes, se efectuará concursos de seguridad inter - departamentos.



## **CAPITULO V**

### **CONSIDERACIONES AMBIENTALES**

El término alternativo al de medio ambiente es ecología. Defender y proteger el medio ambiente no sólo en beneficio nuestro, sino de los que vendrán a sumarse a la población del país y planeta, es tarea de todos.

Los niveles de contaminación más severos se alcanzan en los lugares donde hay mayor concentración de población humana ya sea en países desarrollados o grandes ciudades del tercer mundo y en las poblaciones de flora y fauna abundante. La actividad petrolera como toda actividad industrial necesariamente produce desperdicios que deben ser asimilados y purificados por la naturaleza, sin embargo ésta se cuenta entre las actividades menos nocivas, generando apenas cantidades mínimas de contaminantes muy por debajo de la capacidad de regeneración de la naturaleza.

Desde luego, es preciso diferenciar la contaminación que produce la industria propiamente dicha (exploración, producción etc.) que como se dijo es mínima, de aquella que provienen de la utilización de productos de petróleo, por la industria, transporte, planta eléctrica, población en general.

La ley general de hidrocarburos 26221 del 19/08/93, crea una empresa de derecho privado PERUPETRO S.A. entidad que pertenece al sector energía y minas, como la representante del Estado Peruano, a la cual se le transfiere todos los campos petroleros para su administración, negociación, contratación, comercialización de hidrocarburos provenientes de las áreas de su cargo.

En 1993 el Ministerio de Energía y Minas, a través del D.S. 046-93 E.M. aprobó el reglamento para la protección ambiental en actividad de hidrocarburos, el cual establece la obligatoriedad de presentar los estudios de Impacto Ambiental.

## **V.I ESTUDIO Y DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES DE LA ZONA :**

### **MEDIO FÍSICO:**

El Lote X donde se realiza el presente estudio, es de topografía poco accidentada y su suelo es desértico tropical y por él discurren algunas quebradas de escorrentías ocasionales (en períodos de lluvia), que no afectan básicamente el predominio de las llanuras del terreno, tiene un área total de 38482 Ha, las reservas de hidrocarburos del lote son producidas principalmente de formaciones del periodo terciario (Eoceno), siendo las rocas del periodo cretáceo las generadoras de hidrocarburos.

El clima es de tipo tropical alcanzando temperaturas máximas de 35°C en el verano y la mínima de 13°C en el invierno, la humedad máxima en la zona es de 85 por ciento y la mínima de 62 por ciento, los vientos provienen de sur (S) y sur este (S.E.) y pueden alcanzar velocidades de 14 m/s.

Las zonas que dan al Océano tienen profundidades considerables respecto a la llanura, como son las zonas de Peña Negra, etc., lo que hace un poco difícil el acceso de unidades de gran tonelaje.

El transporte del crudo provenientes del suabeo mediante cisternas de regular capacidad se hace con gran cuidado.

### **MEDIO BIOLÓGICO:**

La flora está compuesta por plantas leñosas que crecen dispersas o en grupos y plantas herbáceas de corta vida y que crecen durante el periodo lluvioso.

La fauna dentro del área está compuesta principalmente por la fauna marina con peces de clima tropical tales como: tiburón, atún, mero, cabrilla, tollo, congrio, etc., moluscos como el caracol, conchas, etc., fauna silvestre continental está referida a una fauna propia de arbustos y compuesto por: zorros, reptiles, gallinazos, etc.

## **V.2 IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS**

### **EFLUENTES LÍQUIDOS:**

Estos se disponen en tierra como en mar.

El agua producida que se drena de las cisternas descargan directamente al cuerpo receptor (suelo), del mismo modo el agua de producción drenada de los tanques de las baterías descargan al suelo.

El agua de producción de los tanques de almacenamiento de las baterías descargan en pozas API de reciente construcción y que se encuentran en proceso e implementación.

Derrames de crudo en los terraplenes del pozo cuando se suabea, ésto se produce con mayor y menor grado en el 100 por 100 de los pozos.

Pozos cercanos a la playa producen agua que es drenada al mar.

### **EMISIONES GASEOSAS:**

El gas natural liberado a la atmósfera por los pozos operados con las válvulas de forros abiertos a la atmósfera.

El gas natural venteando a la atmósfera en batería de producción por exceso en el sistema.

Emisiones de NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, etc., producidos durante la combustión del gas natural usado en los motores de los pozos de bombeo mecánico.

### **EFECTO EN LA CAPA OZONO:**

A diferencia de los 4 contaminantes principales del aire-monóxido de carbono, dióxido de sulfuro, dióxido de nitrógeno y partículas para los que la Environmental Protection Agency de USA (EPA) ha establecido ciertos estándares denominados National Ambient Air Quality Standards (NAAQS), el ozono no es directamente emitido hacia el aire desde los automóviles, plantas de energía o instalaciones industriales, sino que es un contaminante fotoquímico creado cuando la luz solar cataliza reacciones químicas con otros contaminantes.

Los principales culpables en la formación del ozono, a las que se le ha llamado "precursores del ozono", son los óxidos de nitrógeno emitidos por los vehículos y plantas de energía y compuestos orgánicos volátiles y pavimentar carreteras. Pero el control de los precursores del ozono no necesariamente solucionará el problema del ozono. Mucho depende del clima, las altas temperaturas y el aire estancado proveen óptimas condiciones para la formación del ozono.

### **TRANSPORTE:**

El petróleo producido por pozos de desfogue y swab es transportado en caminos cisternas los cuales son peligro inminentes de derrame de crudo.

Las vías de acceso en ciertos lugares constituyen un riesgo dada la pendiente y estrechez de los mismos.

Las compañías contratistas deben tener dominio de la ubicación de los pozos, de modo que se evita innecesario gasto de combustible por ende contamina el ambiente.

### **ALMACENAMIENTO:**

En fiscalización del crudo es decir el vaciado de cisterna al tanque generalmente hay derrames por manipuleo.

Cuando el pozo está produciendo por swab, mayormente hay fugas de petróleo en la conexión del cabezal y la manguera de la cisterna.

El agua de producción después de ser tratada en la poza API es dispuesta en una poza de tierra simple sin fondo impermeable, excavada en el terreno y expuestas a proceso de evaporación y filtración de suelo.

Algunas baterías requieren de reparación y mantenimiento, necesitan reparación.

### **DESECHOS PRODUCIDOS:**

La producción de petróleo por swab implica un problema serio en la contaminación del ambiente por los desechos producidos, dada la frecuencia de los pozos a suabear, y a que el personal de trabajo deja desechos o desperdicios esparcidos en el campo.

Del mismo modo el material obsoleto como son cables, tubos u otros objetos en desuso que son dejados con la consiguiente contaminación del ambiente.

### **V.3 MEDIDAS DE MITIGACIÓN.-**

1. Puesta en marchas de pozas API - CPI.
2. Construcción de muros de contención de las baterías 904 - 996 de Peña Negra.
3. Programa de recolección de crudo de pozas naturales.
4. Construcción de pozas de tierra para deposición del agua producida.
5. Construcción de pozas para desechos peligrosos.
6. Construcción de pozas para desechos no peligrosos.
7. Enterramiento de ductos en cruce de quebradas principales.
8. Cruce aéreo de ductos en quebradas menores.
9. Instalar válvulas de seguridad para ductos en quebradas principales.
10. Rellenar con tierra pozas antiguas y desechos.
11. Reparación de vías de acceso a posos.
12. Construcción de rellenos sanitarios.
13. Estudio de factibilidad de forestación de laderas y pampas.

14. Cumplir con los límites para efluentes líquidos en la industria según Resolución Directorial 030-90-EM-DGH, que se muestran a continuación:

**CUADRO N° 06**

<b>PARAMETRO</b>	<b>VALOR EN CUALQUIER MOMENTO</b>	<b>VALOR PROMEDIO ANUAL</b>
PH	Mayor que 5.5 y menor que 9	Mayor que 5.5 y menor que 9
Aceites y grasas (mg/l) para vertimientos en el mar	50	30
Aceites y grasas (mg/l) para vertimientos en aguas continentales	30	20
Bario (mg/l)	5	3
Plomo (mg/l)	0.4	0.2

15. La recolección debe hacerse selectivamente por tipo de desecho, los materiales reciclables se separan para su aprovechamiento y los otros se llevan al relleno sanitario de la ciudad.
16. La recuperación de los desechos ha sido considerada tradicionalmente como un problema para la salubridad y la eficiencia del sistema de manejo de desechos. Siendo sin embargo una realidad regional. En largo plazo sería mejor orientar esfuerzos hacia la minimización de generación y desechos, reconocer que es un problema con rostro humano es probablemente comenzar a encontrar una salida aceptable.

## CAPITULO VII

### EVALUACION ECONOMICA

El resumen de los resultados de la evaluación económica se da a continuación, para ello se ha considerado los siguientes parámetros:

Tasa de Interés		15%
Tasa Impositiva		30%
Depreciación Anual		20%
Costo Operativo	\$.	15,000 MENSUAL
	\$.	180,000 ANUAL
Producción Estimada		150 BPD

#### INVERSION

UNIDAD "SWAB"	\$.	230,000
ACCESORIOS		20,000
INVERSION TOTAL	\$.	250,000
INGRESOS	\$.	369,560 ANUALES
PRECIO DEL CRUDO	\$.	6.75 / BL.



## RESULTADOS DEL FLUJO DE CAJA (U.S. \$)

	AÑO					
	0	1	2	3	4	5
INVERSION	250,000					
INGRESOS		369,560	369,560	369,560	369,560	369,560
COSTO OPERATIVO		180,000	180,000	180,000	180,000	180,000
DEPRECIACION		50,000	50,000	50,000	50,000	50,000
UTILIDAD (A.I.)		139,560	139,560	139,560	139,560	139,560
IMPUESTO		41,868	41,868	41,868	41,868	41,868
UTILIDAD NETA		97,692	97,692	97,692	97,692	97,692
FLUJO ACTUALIZADO		84,950	74,009	64,271	55,824	48,603

$$\Sigma FA = 327657$$

$$VAN (15\%) = -I_0 + \Sigma FA = -250,000 + 327657$$

$$VAN = 77,657$$

B

$$-- = 1.31$$

C

$$PAY OUT = 2.5 \text{ Años}$$

$$TIR: i, VAN=0 ; 77657 = \frac{97692}{(1+i)} + \frac{97692}{(1+i)^2} + \dots + \frac{97692}{(1+i)^n}$$

$$TIR = 28\%$$

## CAPITULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- El empleo de la válvula de retención en las operaciones de producción, mediante la aplicación del método de achique ("Swab") es una práctica que favorece el recobro de los fluidos mejorando la eficiencia de este método.
- 2.- La potencia requerida en operaciones de achique se calcula teniendo en cuenta el consumo extra de potencia originado por la fuerza de fricción entre la copa de achique y tubería de producción (FR Factor de Fricción) calculada mediante las pruebas establecidas en la tabla 1.
- 3.- La potencia consumida durante la operación de achique del pozo depende fundamentalmente de cuatro variables: gravedad del fluido, profundidad de achique ( $H_t$ ), altura del fluido a levantar ( $H_f$ ) y velocidad de ascenso del cable ( $V$ ), siendo  $V$  un factor determinante en el requerimiento de potencia de una operación de achique.
- 4.- El método de medición del cable es confiable y de fácil aplicación siempre y cuando esté correctamente enrollado, por consiguiente ahorra tiempo y no es necesario colocar registrador de profundidad en la cabeza del pozo.
- 5.- La aplicación de la válvula de retención o check nos permite recuperar mayor volumen de petróleo en pozos que en aquellos casos en los cuales no se emplea esta válvula.
- 6.- El tiempo y combustible adicional que se pierde en la aplicación del método es compensado con la producción adicional de petróleo.

- 7.- El control del medio ambiente en la actividad petrolera debe ser permanente y continuo el cuidado del hábitat, es más económico prevenir que desarrollar actividades de remediación.
- 8.- Se debe integrar las técnicas relacionadas con el programa de control de medio ambiente, seguridad y salud en todos los aspectos de gerencia operativa y de ingeniería y desarrollar análisis de costo/beneficio que beneficien la rentabilidad de la operación.
- 9.- El resultado del análisis económico, muestra que mediante la aplicación del método presentado a consideración se logran obtener utilidades a corto plazo.

## RECOMENDACIONES

1. Nivelar el terreno lo mejor posible, cuadrar la unidad correctamente para llevar a cabo operaciones de achique, de esta manera se evita que el cable se desgaste por rozamiento con el lubricador hidráulico.
2. Antes de iniciar este tipo de operaciones es necesario chequear toda la instalación de superficie del pozo, es decir cabezal, líneas, uniones, válvulas, conexiones a tanque de producción y batería a fin de evitar fugas de fluidos que pueden poner en riesgo la operación..
3. Desfogar el pozo por los forros y tubos como norma y mantener los forros abiertos a los tanques de recepción durante todo el tiempo que se está achicando el nivel de líquido.
4. Chequear periódicamente las conexiones del varillón y junta giratoria verificando que estén correctamente ajustados, si el manguito de agarre ("pepa") está en buenas condiciones. Si la junta giratoria tiene mucho juego quiere decir que su seguro está debilitado, lo cual puede originar un desprendimiento, del varillón dentro del pozo.
5. Revisar el lubricador hidráulico y la bomba hidráulica, probar su funcionamiento antes de empezar la operación de achique, y eliminar las fallas encontradas cambiando o reparando sus accesorios.
6. Antes de empezar a bajar el cable de achique al pozo, tener toda la información de éste, o sea diámetro de la tubería de producción (2 3/8" ó 2 7/8"); diámetro de los forros (4 1/2" ó 5 1/2"); profundidad del niple de asiento; profundidad de la herramienta, empaque, tapón, etc; estado del pozo: baleado, fracturado, acidificado, etc.

7. Si el fluido es recibido en una cisterna, utilizar manguera de alta presión y que ésta quede bien asegurada (amarrada) al tanque con cable de más de 1/4" de diámetro.
8. Chequear si es que está el asiento del estrangulador, de ser así retírelo, de lo contrario crearía una alta contrapresión en el momento que el fluido del pozo llega a la superficie.
9. Colocar dos banderas ("trinkas" ) a 100' y 200' del manguito de agarre ("pepa"), es una forma de prevenir una salida brusca del varillón a la superficie, cuando se está envolviendo el cable de achique en el tambor.
10. Bajar el varillón de achique con cable, por etapas (especialmente en pozos nuevos), utilizando "trinkas" como señales referenciales.
11. En pozos nuevos el varillón debe bajarse cuidadosamente, para evitar (por efecto de pérdida de tensión del cable al encontrar el nivel de fluido) una torsión y por lo tanto quebradura o distorsión del cable.
12. Nunca debe bajarse el varillón de achique directamente hasta el niple de asiento, tener en cuenta, la máxima columna de fluido que puede extraer la unidad (según la potencia del motor).
13. Cuando se detecta el niple de asiento, bajando el varillón lentamente, levantar éste más o menos 30 pies sobre el NA, y colocar una "Trinka", como señal que todas las bajadas serán hasta esta profundidad como una medida de prevención contra agarres en el NA.
14. El cable de suabeo debe estar bien enrollado en el tambor, es decir todas las vueltas juntas y todas las capas empaquetadas.
15. De ser necesario un cambio de copa (s), colocar el varillón a un lado de la boca del pozo. Tener cuidado en colocar la copa en el mandril, pues su

mala posición puede originar una deformación de ésta y por lo tanto un agarre del varillón en tubería de producción.

16. Cuando el fluido es agua, achicar con mucho cuidado, precaviendo un posible seno del cable; el cable es el elemento que más cuidado requiere, por su alto costo.
17. En pozos nuevos y fracturados, tener presente la presencia de arena en suspensión, lo cual provocaría agarre del varillón en el pozo, por lo tanto; evitarlo chequeando en cada viaje la copa de achique, pues de no hacerlo, va acumulando arena y puede ocasionar el agarre de la copa en la tubería.
18. Teniendo en cuenta la recomendación anterior, si el pozo comienza a fluir al tanque de producción, no dejar el varillón dentro del pozo.
19. Si se está bajando el varillón dentro del pozo, y se observa presión de gas por los tubos; sacar rápidamente el varillón, acelerando el huiñe al máximo de tal manera que esta velocidad sea mayor que la velocidad de salida del gas y se evitará un golpe de gas, según su magnitud puede provocar: dobladura del varillón, daños a la polea de achique, quebradura del cable, descarrilamiento, accidente del personal, etc.
20. Chequear la tuerca de retención del mandril, pues por su continuo trabajo, se desgasta y puede agarrarse en el niple de asiento.
21. Debe evitarse en lo posible achicar pozos con ácidos, pues daña al cable, principalmente al alma de fibra vegetal.
22. Si es imprescindible achicar pozos acidificados, usar lentes de seguridad y guantes sintéticos.

23. Se recomienda operar las unidades de achique dentro de su capacidad operativa con el fin de no exceder la potencia disponible y alargar la vida del equipo.
24. Capacitar al personal de las unidades de achique especialmente al personal nuevo que a veces por la necesidad de la producción operan fuera de los límites con el consiguiente daño sufrido por la empresa.
25. La implantación de un reporte mecanizado de fallas y mantenimiento de modo que:
  - Permita determinar causas de fallas repetidas que pueden originar excesivos tiempos de parada del equipo.
  - Dimensionar el “stock” de repuestos en almacén para atender los requerimientos en forma óptima.
  - Determinar tiempos para inspección y reparación.
  - Elaborar tablas para los tambores de los winches de las unidades para calcular la longitud del cable empleado.
  - Cuando se corta un tramo de cable de enrollamiento, anotar su longitud para la corrección respectiva.
26. Promover las prácticas y principios de participación compartiendo experiencias y ofreciendo asistencia entre cada uno de las empresas dedicadas a la producción por suabeo.