

# **Universidad Nacional de Ingeniería**

**FACULTAD DE PETROLEO**

**Estudio Técnico para Establecer el Límite Económico  
de Extracción de los Diferentes Sistemas  
Empleados en el Campo Hualtaca**

**Proyecto de Grado para Optar el Título de**

**INGENIERO DE PETROLEO**

Oscar Moreno Jimeno

**Promoción 1959**

**LIMA PERU**

**1966**

## P R O L O G O

Al presentar a la consideración de los señores Miembros del Jurado esta Tesis que he intitulado: "ESTUDIO TECNICO PARA ESTABLECER EL LIMITE ECONOMICO DE EXTRACCION DE LOS DIFERENTES SISTEMAS EMPLEADOS EN EL CAMPO HUALTACAL", para optar el Título de INGENIERO DE PETROLEO, ha sido mi intención señalar las pautas que permiten la estimación de su importancia y la determinación de los elementos necesarios para su preparación. Ciertamente es, que los estudios económicos están en compromiso para determinar éste valor y que ellos ocasionan numerosos cálculos que, aún cuando ellos son relativamente simples, son a pesar de todo tediosos.

Con los valores determinados juzgo lo necesario para revisar o analizar los principios generales y su disposición, muestra por su interrelación la forma que podría ser aplicado de acuerdo al método de explotación.

Agradezco al Cuerpo de Catedráticos de esta Facultad, al Señor Decano y a las autoridades Universitarias por los servicios y atenciones recibidas durante mi formación profesional; así mismo hago extensivo mi agradecimientos a los Directivos de la Empresa Petrolera Fiscal por las facilidades prestadas y a mis compañeros de trabajo por sus consejos y colaboraciones que me han brindado para la ejecución del presente trabajo.

Lima, 23 de Junio de 1966.

## I N T R O D U C C I O N

Con el presente trabajo, en donde señalo desde un punto de vista analítico y real, las consideraciones básicas y particulares para determinar el LIMITE ECONOMICO DE EXTRACCION DE PETROLEO, aplicadas al CAMPO HUALTACAL, y que considero muy necesario para fijar las metas que bajo los conceptos técnicos y económicos se debe establecer en un campo en desarrollo.

La particularidad encontrada en el Sector Hualtacal, campo en pleno desarrollo de la Empresa Petrolera Fiscal, que posee los tres principales sistemas de extracción artificial de petróleo, que a saber son: Bombeo Mecánico, Bombeo Neumático (Gas-Lift) y Bombeo Hidráulico, siendo éste último de reciente aplicación; ha sido materia primordial para poder establecer el L.E. en cada uno de estos sistemas.

En la primera parte de este trabajo, como una introducción al objetivo señalado, presento solamente los principios generales en los cuales se basa cada uno de los tres sistemas; para luego señalar su aplicación en el campo de Hualtacal y de los medios que los han hecho factibles; haciendo una valorización y comparación técnica y económica de cada uno de ellos.

Es indudable que cada uno de estos sistemas tiene su justificación, acorde con el avance técnico, no sin antes establecer que no se puede generalizar cierto sistema, ya que ello depende principalmente de las condiciones particulares

de cada formación petrolífera, en donde la técnica de la explotación nos conduce a extraer eficiente y comercialmente el petróleo de los pozos; contado con las factibilidades energéticas que involucran a cada uno de los sistemas.

En el capítulo referente al L.E. de extracción, he escogido un determinado número de pozos en cada uno de los sistemas, que reúnan características semejantes, es decir, del mismo horizonte productivo (Formación Salina: Fácies Mogollón) para así poder establecer una comparación más justa, detallando los datos para determinar el costo de extracción y señalar con esto un camino práctico para poderlos aplicar en otros campos, en donde es necesario poseer estos valores para decidir el cese de las operaciones por medio de estos sistemas en el momento oportuno, hasta encontrar otros medios más económicos de extracción.

## S U M A R I O

### ESTUDIO TECNICO PARA ESTABLECER EL LIMITE ECONOMICO DE EXTRACCION DE LOS DIFERENTES SISTEMAS EMPLEADOS ----- EN EL CAMPO HUALTACAL -----

#### CAPITULO I.- EL CAMPO HUALTACAL:-

- Antecedentes.
- Ubicación.
- Estratigrafía y Formaciones.
- Geología Estructural.
- Horizontes Productivos.

#### CAPITULO II.- GENERALIDADES SOBRE LOS SISTEMAS DE EXTRACCION:-

- Bombeo Mecánico:-
- Principio de la Operación de Bombeo.
- Análisis de las Condiciones Físicas del Bombeo con Varillas.
- Material Utilizado en el Bombeo por Varillas.

#### El Bombeo Neumático (Gas-Lift):-

- Introducción.
- Principio de Operación del Gas-Lift.
- Sistemas de Gas-Lift.
- Etapas en la Operación del Gas-Lift.
- Factores que Influencian la Eficiencia del Gas-Lift.

- Dispositivos Especiales de Gas-Lift.
- Análisis de las Características de un Pozo.
- Equipo Utilizado en el Gas-Lift.

El Bombeo Hidráulico:-

- Introducción.
- El Sistema de Bombeo Hidráulico.
- Equipo de Pozo.
- Tipos de Instalaciones.
- Equipo de Superficie.

CAPITULO III.- INSTALACIONES EN EL CAMPO HUALTACAL:-

Bombeo Mecánico.

- Equipo Utilizado
- Condiciones de Operación y Control.
- Eficiencia.
- Ventajas del Sistema.

El Bombeo Neumático.

- Tipos de Operación e Instalación.
- Equipo Utilizado.
- Condiciones de Operación y Control.
- Eficiencia.
- Ventajas del Gas-Lift.

El Bombeo Hidráulico.

- Tipo de Instalación.
- Equipo Utilizado.
- Operaciones de Control y Eficiencia.
- Ventajas del Bombeo Hidráulico.

#### CAPITULO IV.- VALORIZACION DE LOS DIFERENTES SISTEMAS:-

- Costo de Material y Equipo en Pozos de Bombeo Mecánico.
- Costo de "Cabezal Standard".
- Costo por Pozo: Equipo Superficial y Sub-Superficial.
- Costo de Material y Equipo en Pozos de Bombeo Neumático.
- Costo del Manifold de Distribución de Gas.
- Costo por Pozo: Equipo Superficial y Sub-Superficial.
- Costo de Material y Equipo en Pozos de Bombeo Hidráulico.
- Costo de las Líneas y Accesorios de la Central.
- Costo del Tanque de Petróleo Motriz.
- Costo de la Central de Bombeo Hidráulico.
- Costo del Material y Equipo por Pozo.
- Costo de Instalación por Pozo.
- Costo Promedio por Pozo de los Diferentes Sistemas.

#### CAPITULO V.- AMORTIZACION DE LAS INSTALACIONES:-

- Amortización: Definición.
- Método de Amortización Empleada.
- Cálculo de las Amortizaciones.

**CAPITULO VI.- LIMITE ECONOMICO DE EXTRACCION:-**

- Principios Generales.
- Límite Económico: Definición.
- Consideraciones Generales para el Cálculo del L. E. en el Campo Hualtacal.
- Costo de Mantenimiento de los Sistemas.
- Cálculo del Costo Total de Extracción Mensual por Pozo.
- Cálculo del Ingreso Neto por Barril.  
Cálculo de los Límites Económicos.

**CONCLUSIONES.-**

**BIBLIOGRAFIA.-**



## C A P I T U L O I

### E L C A M P O H U A L T A C A L

#### UBICACION:-

El Campo Hualtactal se ubica al Este de Los Organos y está comprendida entre las siguientes coordenadas planas referidas al Faro de Punta Pariñas:

Este	31,000	a	37,000
Norte	34,000	a	39,000

Sus coordenadas geográficas son las siguientes:

80° 50' 32"	a	81° 06' 39"	Longitud Oeste y
4° 09' 23"	a	4° 23' 11"	Latitud Sur.

Límita: por el Norte con la Qda. Máncora, por el Sur con la Qda. Ollocos, por el Este con la cadena de los Amotapes, y por el Oeste con la línea que marca el límite entre las concesiones Lima y las Estatales.

Politicamente es jurisdicción de la Provincia de Talara del Departamento de Piura y tiene un área aproximada de 14 Km<sup>2</sup> en desarrollo.

#### ANTECEDENTES:-

El Campo Hualtactal fué perforado por primera vez, entre los meses de Noviembre y Diciembre de 1954, por la

Peruvian Pacific Petroleum Corporation.- El pozo T-14-1 ubicado por esta Compañía se basó en trabajos de geología de superficie y en prospecciones gravimétricas las cuales revelaban la presencia de una estructura levantada de considerable extensión.

En Enero de 1961, la Empresa Petrolera Fiscal perforó el H-1 basándose en la información dejado por el T-14-1; el H-1 resultó productivo en su formación Salina y Fácies Mogollón, con una producción aproximada de 76.5 Barriles diarios. Los resultados del H-1 alentaron nuevas perforaciones las que continúan hasta la actualidad, completando hoy la cifra de 100 pozos perforados, con diversos resultados.

#### CAMPO HUALTACAL - ASPECTOS GEOLOGICOS

##### ESTRATIGRAFIA:-

En el Campo Hualtocal se encuentran presentes formaciones Paleocénicas y Eocénicas, estando constituido el basamento por rocas metamórficas Paleozoicas. En general el estudio estratigráfico y litológico ha sido realizado mediante la información obtenida por los numerosos pozos perforados en el campo ya que en superficie sólo afloran sedimentos del Eoceno de las formaciones: Chira, Verdún y Talara. El tablazo Máncora de edad cuaternaria y depósitos aluviales recientes forman la superficie de algunas zonas de pequeña extensión.

El Paleoceno está representado en Hualtocal por la formación Salina y su Facies Mogollón en la base, suprayaciendo ésta secuencia sobre el basamento Paleozoico en discordancia; el Eoceno Medio está constituido por la formación Talara que yace en discordancia sobre el Salina, mientras que el

Eoceno Superior con sus formaciones Verdún y Chira, completan la secuencia de estratos terciarios.

A continuación se presenta una breve descripción estratigráfica y litológica de las formaciones terciarias mencionadas:

FORMACION SALINA:-

En el área de Hualtaca la formación Salina se encuentra dividida en 2 partes: La inferior denominada Fácies Mogollón y la superior llamada propiamente formación Salina.

FACIES MOGOLLON:-

La Fácies Mogollón yace en discordancia sobre el Paleozoico pudiendo dividirla en 2 partes:

- A) Zona Conglomerádica Inferior.
- B) Zona Transicional.

A) ZONA CONGLOMERADICA INFERIOR:-

Esta sección inferior de la Fácies Mogollón ha sido atravesada en su totalidad por los pozos H-29, H-61 y H-8 donde se ha encontrado el mayor espesor de la Fácies Mogollón en el área de Hualtaca: 2110 pies. Está conformada por conglomerados compuestos en su mayor parte por Guijas y Gujarros de cuarzo y cuarcita de colores blancos a grisáceos. La mayor particularidad de estos conglomerados en su gran compactación y la presencia de varios sistemas de fracturas. La matriz esta compuesta de areniscas de grano fino a grueso, subangular, con inclusiones de minerales oscuros y glauconita. En intercalaciones de poco desarrollo existen lutitas de color rojo y abigarradas.

Se ha observado la existencia, en la Fácies Mogollón, de variaciones laterales que habilitan zonas de permeabilidad variable.

Desde el punto de vista estratigráfico y litológico se considera a los sedimentos conglomerádicos de la Fácies Mogollón de origen litoral.- semicontinental.

Económicamente la Fácies Mogollón es el principal objetivo de las perforaciones efectuadas en el Campo Hualta-cal, ya que su producción constituye un alto porcentaje del petróleo que se extrae en las concesiones de la E.P.F.

B) ZONA TRANSICIONAL:-

En la parte superior de la Fácies Mogollón existe una sección que generalmente tiene 400' compuesto de intercalaciones lutáceas con arenas y areniscas gruesas y algunos conglomerados.- Esta sección es considerada el resultado de una etapa transicional entre la deposición de los sedimentos conglomerádicos de Mogollón en su parte inferior y los sedimentos de Salina.- Las lutitas son de color rojo, masivas, regularmente compactadas, presentando superficies rugosas, siendo la mica blanca su principal mineral accesorio. También se presentan en esta sección lutitas verdes y violáceas aunque en menor proporción.- La diferencia entre la zona conglomerádica inferior y la zona transicional es principalmente la mayor potencia que presentan en esta última zona las intercalaciones lutáceas.

Se ha comprobado en la parte Sur Oeste del campo, producción comercial en arenas equivalentes a las de la zona transicional.

FORMACION SALINA:-

Se encuentra ampliamente distribuido en el subsuelo del Campo Hualtaca, sin aflorar en superficie.

La formación Salina está conformada por intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas. De acuerdo a la clasificación propuesta por Pettijhon para las areniscas, debe clasificarse a las areniscas de Salina como areniscas líticas, con predominio de las subgrauvacas sobre las protocarcitas.- Están constituidas por granos finos subangulares de cuarzo y elementos oscuros.- La glauconita y la moscovita en casi todas las areniscas en forma de granos verdes y laminillas muy brillantes.- Los feldespatos son escasos.- El cemento es carbonato de calcio en la mayoría de las areniscas.- Los colores varían de acuerdo con la predominancia de sus elementos, desde el blanco al gris verdoso. La limolita se presenta en menor proporción que las areniscas y lutitas su color varía desde el gris claro al gris oscuro y a veces doquiere tonalidades verdes.

Las lutitas son de colores variados predominando las verdes, pardas y grises además de las rojas. Son en su generalidad masivas, no presentan fisibilidad, su grano de compactación varía desde deleznable a compacta, siendo su principal elemento accesorio la moscovita; el cemento es silíceo.

La formación Salina se encuentra infrayaciendo en discordancia a la formación Talara.

Las arenas de Salina de la parte central de Hualtaca han demostrado ser buenas productoras, como en el

caso de los pozos H-20 y H-30, hacia el Sur Oeste las producciones disminuyen notablemente, esta variación puede deberse a cambios laterales en la permeabilidad. El mayor espesor del Salina en Hualtacaal corresponde al pozo H-2: 2400'.

#### FORMACION TALARA:-

Yaciendo en discordancia sobre la formación Salina se encuentra la secuencia de sedimentos de la formación Talara la que está constituida por 3 secciones bien diferenciadas: Talara Basal, Lutitas Talara y Areniscas Talara.

#### TALARA BASAL:-

Unidad constituida por un conglomerado de base en discordancia sobre el Paleoceno.- Se le considera el producto de la acción transgresiva del mar de Talara.- Se encuentra conformado por una matriz de arenisca gris verdosa de grano fino a grueso, cemento calcaréo, guijas y guijarros de glauconita, cuarzo, cuarcita y chert.- Su potencia es variable; el mayor espesor encontrado en Hualtacaal es de aproximadamente 315 pies; no se encuentra depositado en la zona Sur Oeste de Hualtacaal, sin embargo, presenta regular producción de petróleo en la parte central del campo donde tiene su mejor desarrollo.

#### LUTITAS TALARA:-

Esta secuencia está constituida por lutitas marrón oscuras y marrón grisáceas, masivas y bandeadas, calcáreas; micromicáceas y microfosilíferas intercaladas con limolitas grises verdosas micáceas firmes a compactas.- No presenta características de roca reservorio pero constituye buen sello por su baja permeabilidad.

ARENISCAS TALARA:-

Sobre la sección de lutitas Talara existe una secuencia de areniscas finas y limolitas de aproximadamente 700' de espesor; es importante esta sección por sus características litológicas definidas lo que se proyecta en los perfiles eléctricos como un buen horizonte de correlación.- Económicamente no presenta ninguna importancia debido a su baja permeabilidad.

FORMACION VERDUN:-

Se le encuentra en discordancia sobre areniscas Talara con un espesor de 1500', presenta bastante regularidad y buenas condiciones para la correlación.- se encuentra aflorando en una franja longitudinal al campo y también ha sido estudiada en diferentes pozos.

Esta conformada desde la base al tope por conglomerados compuestos de guijas y guijarras de cuarzo blanco lechoso, cuarcitas oscuras y grises azuladas; la matriz es de arenisca gris blanca micácea, cemento calcareo.- Sobre los conglomerados se encuentran intercalaciones de lutitas grisácea, suave, masiva, deleznable, micromicácea y microcarbonosas; limolita gris verdosa poco compacta. En la parte superior se han observado desarrollos de arena y conglomerados.

A pesar de tener características de roca reservorio principalmente en su base, la formación Verdún no es productiva en la zona de Hualtacal.

FORMACION CHIRA:-

Esta formación aflora en la parte mas septentrional del campo.- También ha sido atravesada por algu-

nos pozos aunque no en todo su espesor ya que se le encuentra fallada.- La secuencia es principalmente lutácea y su principal característica es una lutita marrón oscura, suave, bentonítica con intercalaciones azufrosas.

No tiene características de roca reservorio.

#### GEOLOGIA ESTRUCTURAL:-

El Campo Hualtaca se encuentra ubicado en una estructura geológica levantada por la acción sucesiva de varias fallas normales paralelas, de dirección NE-SW y con saltos promedios de 1,500 pies cada una.- Entre estas fallas las mas importantes son la falla Cascajal que aflora en superficie poniendo en contacto a las formaciones Verdún y Talara y la falla Sur Oeste que en superficie pone en contacto la sección inferior con la intermedia de Talara.- El control de estas fallas en subsuelo se ha logrado mediante la interpretación de una serie de secciones estructurales perpendiculares a la dirección del fallamiento.- Existen también fallas menores perpendiculares y paralelas al eje estructural dándole a la unidad el aspecto de un anticlinal bastante fallado.

#### HORIZONTES PRODUCTIVOS:-

Los conglomerados y areniscas de la Fácies Mogollón, son los principales estratos productores de la zona de Hualtaca siendo el principal objetivo de todas las perforaciones. Su producción es de permeabilidad y porosidad intergranular y de permeabilidad y porosidad de fracturas.- Se ha detectado el nivel



promedio del contacto aceite-agua a 3400' bajo el nivel del mar por lo que existen pozos en la zona más levantada de la estructura con una sección de 1000 pies productivos.

Las areniscas de Salina también son productoras principalmente las de su sección superior en la parte más levantada de la estructura.

El horizonte productivo más levantado lo constituye el conglomerado Basal de Talara que presenta buena saturación de flúidos en algunos pozos perforados.

## C A P I T U L O    I I

### GENERALIDADES SOBRE LOS SISTEMAS DE EXTRACCION

#### A) E L   B O M B E O   M E C A N I C O

##### INTRODUCCION:-

Cuando la presión que reina en un yacimiento es superior a la presión de la columna de fluido del pozo, la producción es por surgencia natural.- La subida de los hidrocarburos tiene un caracter permanente y espontáneo.- Por el juego de la descompresión del yacimiento, llega fatalmente un momento donde la surgencia termina y es necesario recurrir a una fuente exterior de energía para sacar los hidrocarburos a la superficie.

El bombeo mecánico con varillas es el sistema clásico de bombeo y actualmente el más utilizado, su principio es simple, es de una aplicación a menudo delicada y su rendimiento no es bueno más que en la medida donde las masas y las velocidades puestas en juego son judiciosamente seleccionadas.

##### PRINCIPIO DE LA OPERACION DE BOMBEO:-

La Unidad de Bombeo es un juego completo de maquinarias de superficie necesarias para dar moción de bombeo vertical a una serie de varillas a las cuales está conectado un cilindro (ó bomba).- La bomba misma está completamente sumergida en la columna de petróleo.- El ciclo de bombeo empieza con la moción vertical de las varillas que halan el émbolo a través de la bomba.- Dos válvulas una en la bomba y la otra en el émbolo

trabajan con movimientos sincrónicos opuestos y de esta manera el petróleo sube por la tubería.

La presión del movimiento del émbolo hacia arriba llevando petróleo, abre la válvula en el barril de la bomba.- Al disminuir la presión y al empezar a bajar el émbolo, se cierra la válvula de la bomba reteniendo así el petróleo.- La válvula en el fondo del émbolo se abre permitiendo que el petróleo entre.- Otra vez en el movimiento hacia arriba, la presión creada por el émbolo abre la válvula y empieza la columna de petróleo hacia arriba en la tubería.- El bombeo repetido trae el petróleo a la superficie.

ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES FÍSICAS DEL BOMBEO CON VARILLAS:-

a)- Presión Ejercida sobre el Horizonte Productivo durante el Bombeo:- Durante el bombeo, el fluido bombeado alcanza una cierta altura en el casing, de manera que se ejercerá sobre la formación una cierta contrapresión dependiendo de la densidad del fluido (Fig. A-1).- Se indica el nivel con respecto a la superficie.- Si "H" es la cota media del horizonte productivo y "h" la cota del fluido en el casing,  $P_f$  la masa específica del fluido, se tendrá:

$$( H - h ) \rho_f g$$

En estas condiciones el caudal será:

$$Q = \frac{2 \pi h k}{n} \frac{L R}{a}$$

Con estas notaciones y suponiendo el flúido homogéneo, se deberá bombear un caudal "Q" para mantener constantes las condiciones de drenaje.

b)- Posición de la Bomba en el Pozo:- Se tendrá naturalmente interés de colocar la bomba lo más cerca posible de la superficie, teniendo en cuenta la posición del flúido en el casing.- La bomba, debe estar sumergida, será a una profundidad "L" (posición de la válvula fija) superior a "h".- La distancia L - h juega un rol importante en el rendimiento del bombeo.- En efecto, el relleno del cuerpo de la bomba se efectúa, cuando el movimiento ascendente del pistón a tenido lugar a través del espacio liberado por la válvula fija, cuando aquella deja su asiento; el relleno será por lo tanto más fácil cuando la presión ejercida por el flúido sea más grande, luego la sumergencia L - h será más grande.- Se tendrá por otra parte ventaja, cuando el pistón se desplaza lentamente y más aún cuando la velocidad necesaria para el relleno sea más baja, en estas condiciones las pérdidas de carga serán más bajas al pasaje de la válvula fija.

c)- Selección de las Condiciones del Bombeo.- Elásticidad de las Varillas:- Se tiene por bombear un volumen determinado de flúido.- Cada golpe del pistón permitirá bombear:

$$q = S \frac{D^2 \pi}{4} n$$

de donde:

S = Carrera del pistón (parámetro que es en realidad una función).

D = Diámetro de la bomba (parámetro)

n = Rendimiento volumétrico (función)

Si "N" es el número de golpes ó strokes por minuto, se podrá bombear por día (N es la variable del problema).

$$Q = 1440 Nq$$

$$= 1440 \frac{\pi}{4} N S D^2 n$$

Hay que solucionar N, S y D de manera de obtener un bombeo lo más regular.

- d)- Velocidades Sincrónicas:- En las sartas de varillas, se presentan dos tipos de vibraciones: el uno es el movimiento vibratorio de la sarta de varillas y el otro la vibración natural de las varillas; estas dos vibraciones se combinan en un sin número, según la frecuencia, amplitud de fase y relación de fase de ellas; si una vibración ayuda a la otra, las vibraciones se llaman "Sincrónicas" y si se estorban, la una con respecto a la otra, produciendo una vibración amenguada, se llaman "Asincrónicas".

En las operaciones de bombeo, se persigue que las vibraciones sean asincrónicas.- La frecuencia de la vibración natural de las varillas, es función de la longitud de la sarta y para determinar si una velocidad de bombeo resulta sincrónica o asincrónica para una sarta de longitud dada, se recurren a unos gráficos en donde variando la velocidad de bombeo, de acuerdo a la profundidad de la bomba se obtiene la velocidad deseada.

MATERIAL UTILIZADO EN EL BOMBEO POR VARILLAS:-

a)- Equipo del Pozo:- Los pozos están provistos de un forro (casing) descendido hasta la formación productiva, un tubing (2" ó 2-1/2") que va desde la superficie hasta la profundidad escogida, de manera que su extremidad inferior se encuentra sumergida en el fluido en régimen de funcionamiento (nunca menos de 10 pies, algunas veces entre 100 y 200 pies).- En el extremo inferior se coloca la bomba.

El tubing es normalmente suspendido en la cabeza del pozo por un conjunto de uñas.- Por otra parte el movimiento alternativo de la bomba puede provocar importantes elongaciones del tubing, la necesidad se hace sentir, de solidarizar el tubing y el casing en el extremo inferior del primero.- Se coloca en esta extremidad un anclaje que puede ser enroscado ó desenroscado desde la superficie por una simple rotación del tubing.- Por debajo de la bomba, se colocó generalmente un dispositivo destinado a impedir que el gas liberado del aceite, penetre en la bomba llamado ancla (gas anchor).- Este dispositivo está generalmente constituido por un tubing, fijado en su parte superior al cuerpo de la bomba y cerrado en su extremidad inferior.- Tiene perforaciones en la parte alta que permiten la entrada del aceite al interior y el gas de escaparse.- Cocentricamente a este dispositivo se encuentra un tubing mas pequeño por donde el aceite penetra por abajo.

b)- Las Bombas de Sub-suelo:- El tipo elemental consiste de un cuerpo de bomba (Working barrel)

de 5, 6, 8, ó 10 pies de longitud, análogo a una pieza de tubing, pero el diámetro interior varía de 1" a 4-3/4" pulgadas.- El cuerpo de bomba es colocada en la base del tubing.- En el extremo inferior se encuentra una válvula de bola que es fija (Standing Valve).

Dentro del cuerpo de la bomba se desliza un pistón constituido por 3 ó 4 copas de acero revestidas de acero para asegurar el sellado.- Este pistón posee en su parte superior una válvula de bola que se desliza con él (Válvula viajera) y por la armadura a la cual está unida con las varillas.

Este tipo de bomba es de construcción simple, pero presenta ciertos inconvenientes.- Cuando la bomba esta colocada un poco profunda la presión hidrostática desarrollada en el movimiento ascendente, ocasiona un rápido desgaste en las copas cuando el aceite es sulfuroso.- El movimiento brusco existente entre las dos válvulas es grande, lo que facilita el aprisionamiento del gas en el cuerpo de la bomba.- Las dos fallas se traducen por un mal rendimiento de la cilindrada.- La unión del cuerpo de bomba y de la válvula fija con el tubing traen por otra parte, reparaciones difíciles.

A partir de esta bomba, los constructores han diseñado diversos modelos adaptados a las condiciones particulares que pueden presentarse y en particular a pozos que producen cantidades considerables de arena.

Uno de los tipo de bomba más usados son las llamadas "bombas de inserción", cuando debido a la arena

presente, hay que sacar frecuentemente el entubado y las varillas para traer afuera el barril y el émbolo, para reemplazar las partes gastadas, lo que significa pérdida de tiempo de bombeo.- El tipo de bomba de inserción está diseñada para traer todas las partes de la bomba, con sólo sacar las varillas.

El entubado lleva en su parte inferior una chqueta (pump-jacket) equipado con una pieza especial que está diseñada para retener un mecanismo de agarre montado en el extremo inferior del barril, que viene formando un sólo cuerpo con el émbolo y las varillas.- Cuando el mecanismo de agarre está en su sitio, el barril permanece fijo durante la operación del émbolo, pero al sacar las varillas, como la parte superior del émbolo, queda retenido dentro del cilindro, todo el conjunto puede ser sacado a la superficie.- Entre las bombas de inserción, los hay de barril fijo y émbolo movil que es el tipo más usado, pero también hay de émbolo fijo y barril movil, en este tipo el émbolo lleva la válvula fija en su extremo superior, mientras que el barril lleva la válvula viajera o movil también en su extremo superior y recibe el movimiento recíprocante de las varillas.

Las bombas de inserción tienen una menor capacidad que las llamadas bombas de entubamiento o standars, pero son económicas en consumo de fuerza, tiempo y costo de mantenimiento.- Una característica de estas bombas es que requieren un dispositivo de anclaje que mantenga la bomba fija dentro del entubamiento durante el bombeo; el ancla debe proveer la obturación del fluido alrededor de la bomba y debe



soltar la bomba siempre que se extrae, esta función esta desempeñada por la chqueta de bomba (pump-packet) que lleva una empaquetadura de asiento que no solamente obstruyen el flúido cuando se retira la bomba sino que la fricción que desarrollan es suficiente para mantener la bomba en su sitio; a menudo se usan zapatas de anclaje o base en el entubamiento, que se colocan cuando se bajan los tubos al pozo.

La mayoría de los tipos de émbolos son huecos, pero hay un tipo de émbolo macizo, es decir sin conducto para el paso del flúido; en éstas la válvula viajera (que va comunmente dentro del émbolo) es reemplazada por una segunda válvula fija.- Durante la carrera ascendente del émbolo, el petróleo que está en el pozo, es aspirado a través de la válvula inferior y pasa a llenar el cilindro; en la carrera descendente, la válvula inferior se cierra y el petróleo forzado a través de la válvula superior pasa al entubamiento.  
m

- c)- Las Varillas de Bombeo:- Las varillas de bombeo, son hechas de un acero especial de alta resistencia, con un coeficiente de elasticidad elevado; estas varillas tienen una longitud de 20' a 30' pies y un diámetro de 5/8", 3/4", 7/8" y 1-1/8" de pulgada.- Estas son reforzadas en los extremos por medio del "up-setting" y terminan en una cabeza cuadrada y un pín roscado en un extremo ó en una caja óhembra también roscada en el otro extremo.- Hay dos tipos standarizados por el A.P.I.; el uno en que el acoplamiento se verifica sin coples de unión, conectando el pín roscado de un extremo de la varilla con la caja roscada en el otro extremo de la varilla que se conecta, en el otro tipo, ambos extre

mos tienen pines roscados, de modo que la unión se hace con nipples; éste último tipo es más preferido, porque pueden ser reparados a más bajo costo.

Debido a los esfuerzos continuos a las cuales están sometidas las varillas, estas se fatigan.- Esta fatiga se traduce en definitiva por una fractura, según el plano de cristalización de los componentes.

La sarta de varillas es suspendida en su extremo superior de una varilla pulida que se conoce con el nombre de vástago pulido, que opera a través de un cierre prensa estopa (stutting box) en la cabeza del pozo.- El vástago pulido es suspendido por un colgador del extremo del balancín.- Los vástagos pulidos son usualmente de: 1-1/8" ó 1-1/4" y de 11' a 22' pies de longitud.- El pulido hace que la fricción a través del cierre prensa estopa, sea el mínimo.

El vástago pulido está suspendido en su extremo superior al balancín (walking bean).- Es esencial el transformar el movimiento de rotación en movimiento de traslación.- Esto se hace con la ayuda de la excéntrica y eje central ó pitman del balancín.

La carrera del pistón es regulada obrando sobre la carrera del balancín; aquella depende de la manivela, hay generalmente 6 posiciones de fijación de la biela, que conducen a los desplazamiento de 24, 34, 44, 54, 64 y 74 pulgadas.

La carrera del pistón depende de aquella del balancín pero nunca es igual a causa de la elasticidad de la sarta de varillas.

d)- El Balancín:- El balancín soporta en una de sus extremidades el peso de las varillas y la columna de flúidos.- Es lógico agregarle un contrapeso que regularizará la marcha del motor.- Este contrapeso puede ser colocado directamente sobre el balancín (walking bean), sobre la biela (pitman) o sobre la rueda de animación (band wheel).- Es preferible colocarlas sobre la rueda para que su efecto sea inmediato.- En efecto, los contrapesos sobre el balancín o sobre la biela tienen el inconveniente de no tener ninguna energía cinética en los dos extremidades del movimiento.

e)- El Motor:- Los pozos pueden accionar con la ayuda de un motor eléctrico ó a combustión interna, dependiendo esto de las condiciones factibles del campo en explotación.- El motor suministra la fuerza necesaria para elevar el flúido; en una instalación de bombeo, representa sólo una pequeña parte de la fuerza total que se requiere y que se emplea en vencer la fricción interna del sistema.- La eficiencia de la transmisión de la fuerza desde el motor hasta el vástago pulido es generalmente alta, superior al 80%, pero desde el vástago pulido hasta la bomba es ya baja que puede asumirse en el 50% de la potencia requerida; lo que hace una eficiencia total de  $0.8 \times 0.5 = 0.4$ , esto, es 40% del total empleado.

La fuerza efectiva para calcular la elevación de flúido es calculada por la fórmula:

$$HP = \frac{Q \times W \times L}{33,000 \times 1.44}$$

de donde:

Q = Producción en Bbls/Día.

W = Peso en Lbs. de 1 barril de fluido.

L = Altura en pies a la que se eleva el petróleo.

B)

EL BOMBEO NEUMATICO

( GAS - LIFT )

INTRODUCCION:-

Cuando la presión existente en un horizonte, ha llegado a ser demasiada baja, para asegurar una producción suficiente en surgencia natural ó cuando el fluido no llega a la superficie del suelo; es posible contener el flujo, reemplazando la energía de la formación con gas ó aire comprimido el que es forzado por el anillo comprendido entre los forros y el entubado de modo que al entrar en contacto con el petróleo y el gas de la formación, produce el flujo por el entubado.- También puede inyectarse el gas a presión por el entubado y producir el flujo por el anillo.

Este sistema es utilizado desde hace mucho tiempo, fué empleado por primera vez en 1,846 en Pensylvania, en 1,899 en Rusia. No es sino a partir del año 1,923, que fué empleado en una gran escala en California que alcanzó el mismo rango que el bombeo mecánico como procedimiento de producción.- Actualmente su empleo ha sido extendido en todas las regiones petrolíferas.

El gas que se introduce, al llegar a ponerse en contacto con la columna ascendente de fluido, produce la aireación de ésta columna, disminuyendo la densidad y aumentando la altura de la columna estática en el pozo y al expandirse cuando disminuye la presión en las partes superiores del entubado, arrastra el petróleo a la superficie.

El método de Gas-Lift difiere del flujo natural solamente en que la energía propia del gas de formación es sustituida por la energía artificial que se crea al inyectar gas a presión.- A menudo el gas de formación siempre ayuda al gas inyectado y como la acción de levantamiento del petróleo a la superficie es efectuada por el gas inyectado, la energía de la formación es gastada en su mayor parte, en mover los flúidos de la formación al pozo, aumentando la eficiencia del drenaje y la recuperación final.- De allí que muchos productores prefieren conservar la energía de la formación, sustituirla por gas inyectado a presión, lo que implica usar el gas-lift aún en los primeros períodos del flujo natural, es decir antes de que este flujo haya cesado, con miras a obtener una mayor recuperación final.

#### PRINCIPIO DE OPERACION DEL GAS-LIFT:-

El Gas-Lift consiste esencialmente en bajar una sarta de tubos dentro de la sarta de forros, hasta una profundidad tal que sea mayor que la profundidad a la que está el nivel de la altura estática de flúido que equilibra a la presión de la formación, al extremo inferior de esta columna de tubos se deja abierta y se inyecta aire o gas a presión en el anillo entre las dos sarta, para que el flujo se produzca por el anillo.- El gas o aire, airea la columna de flúido en el entubado y al expandirse, aumentando la velocidad del flujo, arrastra al petróleo.

La figura B-1 ilustra el principio del Gas-Lift.- El flúido alcanza una altura " $h_0$ " de la superficie cuando los forros y los tubos están abiertos a la presión atmosférica; la extremidad inferior de los tubos está a una distancia "L" de la superficie.- La distancia " $L-h_0$ " es la "sumergencia estática" señalada por " $S_0$ ".- Si se introduce un gas comprimido

por el espacio anular, el nivel del fluido subirá por los tubos al mismo tiempo que descenderá por los forros, y esto hasta el momento donde el gas pueda penetrar en los tubos.- La presión ejercida por los fluidos sobre la formación, será en este momento la máxima y podrá suceder que una parte del fluido retorne a la formación.

La entrada del gas en la tubería tiene por efecto el disminuir la densidad del fluido y de aumentar su volumen, de manera que el nivel suba progresivamente por la tubería hasta llegar a la superficie.

A medida que aumenta la cantidad de gas que está presente en la tubería, la densidad del fluido y por consecuencia, la presión sobre la formación disminuye.- Si esta presión resulta inferior a aquella que resulte del nivel estático del fluido, la formación puede drenar fluido y la producción continuará. (Fig. B-2).

En régimen de funcionamiento, se considera la altura "s" a la cual el líquido será capaz de elevarse en la tubería bajo el solo efecto de la presión reinante en su zapato. Esta es la sumergencia dinámica "S".- Se tiene así que:

$$S = \frac{P_t - P_a}{P_h g}$$

$P_t$  = Presión en el zapato de la tubería.

$P_a$  = Presión de descarga

$P_h$  = Masa específica del aceite

$g$  = Aceleración de la gravedad.

( Fig.: B - 3 )

## SISTEMAS DE GAS-LIFT:-

### 1º.- Gas-Lift Continuo:-

El Gas-Lift continuo, es similar al flujo natural.- La operación del flujo continuo consiste en controlar la inyección de gas dentro de la columna de fluido, para causar la aireación desde el punto de inyección de gas hasta la superficie, para obtener una presión de fondo fluente, para un deseado régimen de producción.- La inyección del gas ayuda al gas de la formación y aligera el viaje de la presión fluente del punto de inyección del gas, para transmitir el fluido a la superficie.- Este método requiere una continua inyección de gas, proporcional al régimen de flujo de la formación.

El flujo continuo es recomendado antes que el flujo intermitente para la mayoría de los pozos que pueden ser levantados eficientemente en esta manera.- El flujo continuo es también recomendado para pozos que tienen una alta capacidad, para pozos surgentes con intromisión de arena, que forman puentes ó pozos que producen agua, para petróleos de alta viscosidad si el promedio de la temperatura fluente del crudo puede ser suficientemente alta para mantener baja la viscosidad del crudo en el pozo.

La principal limitación del gas-lift continuo es la mínima presión fluente del pozo, por eso este sistema es recomendable en la primera etapa de la vida productiva de un pozo, donde pueden obtenerse volúmenes considerables de fluido.



## 2°.- Gas-Lift Intermitente:-

Cuando un pozo tiene baja producción ó cuando la altura estática en el pozo ha bajado tanto que no hay una adecuada sumergencia, se hace necesario el Gas-Lift Intermitente, que implica períodos de cesación del flujo.

Durante el período de calma, el gas inyectado es cortado de modo que sólo hay una pequeña contrapresión sobre la arena y el petróleo se eleva a una altura mayor en el tubo de educación; cuando se introduce el gas a alta presión, el petróleo es desplazado más rápidamente y con menor aireación, cortándose de nuevo la inyección del gas.- El intervalo en que se repite el ciclo, depende del régimen al cual entra el petróleo al pozo.- Este sistema requiere como equipo adicional, una válvula accionada automáticamente por un sistema de relojería especial que abre y cierra la entrada de gas, estos aparatos se llaman "Intermitentes" y son colocados en la superficie en la tubería de inyección.

En este sistema hay que considerar tres etapas:

- a)- Un período de acumulación del petróleo, durante el cual éste sube hasta la cámara de acumulación.
- b)- Al período de flujo que se verifica durante la inyección del gas a alta presión, controlado por el mecanismo de control superficial.
- c)- El período exhaustivo, durante el cual la alta presión acumulada en el anillo entre las dos partes de tubos es liberada

en la cabeza del pozo, hasta que se tenga de nuevo las condiciones de baja presión y se produce el flujo de petróleo a la cámara sub-superficial. .

Las ventajas de este método lo hacen atractivo para pozos que han caído a una producción por debajo de los 200 barriles por día. Debido al mantenimiento de una contrapresión baja, los régimenes de producción son por lo general altos.- Desde que el gas a alta presión no se pone en contacto con la formación, evitando la contrapresión; y las pérdidas por fricción y resvalamiento llegan a un mínimo y se obtienen bajas relaciones gas-petróleo, usándose solamente cantidades pequeñas de gas, lo que hacen disminuir al mínimo los costos de mantemimiento y el capital invertido en instalacio-  
nes.

La pieza maestra de la instalación es una válvula de admisión piloto que permite al gas, penetrar en el tubing, cuando la presión es el anillo es suficiente y que se cierra cuando ésta presión ha bajado a un cierto límite.

#### ETAPAS EN LA OPERACION DEL GAS-LIFT:-

En la operación del Gas-Lift hay que consi-  
derar las siguientes etapas:

- a)- Antes de hacer la inyección del gas, la contrapresión ó presión que se opone a la formación es equivalente a la altura estática del petróleo y como hay equilibrio, ésta es igual a la presión de la formación.

- b)- Cuando se aplica el gas a presión, como la altura de petróleo es el entubado crece a medida que se deprime el nivel en el anillo y cuando ésta depresión es total la altura de la columna es el entubado tiene que haber aumentado y en este instante la contrapresión también ha aumentado, impidiendo que haya flujo de petróleo de la arena al pozo.

En este momento, cuando la altura de petróleo en el entubado es la máxima, la presión que tiene que vencer el gas que recién llega al fondo del entubado es la presión de arranque.

- c)- Cuando el gas entra al entubado se mezcla con el crudo, que adquiere menor densidad y la columna de fluido aumenta en altura, pero ya la presión desarrollada no es proporcional a la altura, puesto que se trata de una columna de menor densidad; como el gas viaja hacia las zonas superiores de menor presión, va expandiéndose y arrastrando el petróleo a la superficie.

Cuando se produce el flujo, la presión que se opone a la arena comienza a disminuir y como sigue admitiéndose gas a la columna, sigue ésta disminuyendo su densidad, puesto que el gas ocluido va desplazando al petróleo y el flujo puede continuar hasta un momento en que la contrapresión llega a ser menor que la presión de la formación, debido a la menor densidad de la columna estática; entonces el petróleo entra de nuevo de la arena al pozo, para restablecer el equilibrio, repitiéndose el ciclo completo.

En general, en el Gas-Lift, el petróleo fluye como resultado de la mezcla del gas en el crudo. A medida que sale el petróleo hay más gas en el entubado que va bajan-

do la densidad de la columna de fluido, lo que equivale a disminuir la contrapresión, hasta que sea menor que la presión de formación, circunstancia en el cual se produce el drenaje al pozo de nuevas cantidades de petróleo, que restablece el equilibrio y sella momentaneamente la formación.- Se puede alterar este equilibrio haciendo pasar mayor volumen de gas para bajar la densidad de la columna y disminuir la contrapresión que se aplica sobre la arena, pero esto está limitado por la resistencia al flujo que ofrece el tubo de educación, puesto que la resistencia aumenta con la velocidad que resulta de un aumento de volumen.- Para un diámetro dado hay un cierto volumen máximo de fluido (petróleo más gas) que puede transportarse, después de este volumen, la resistencia al flujo ayuda a la contrapresión, ganando a lo que puede disminuirse por menor densidad de la columna como resultado del mayor volumen de gas.- Estos factores que son opuestos, determinan el máximo volumen de gas que puede usarse, bajo determinadas condiciones.

El Gas-Lift ocasiona a menudo una contrapresión considerable sobre la formación y esto constituye una limitación a su aplicación. En cualquier caso, la contrapresión desarrollada durante el flujo tiene que ser menor que la presión de la formación, de otra manera el petróleo no fluiría de la arena al pozo. De allí que el Gas-Lift tiene su aplicación en las primeras etapas del desarrollo de un campo, cuando las presiones de la formación y los niveles de fluido en la columna estática son relativamente altos; cuando la presión declina, es posible que la contrapresión desarrollada al inyectarse un volumen dado de gas, debido a la fricción, sea mayor que esta presión y no hay drenaje del petróleo hacia el pozo.

## FACTORES QUE INFLUENCIAN LA EFICIENCIA DEL GAS-LIFT:-

### a)- Presión de Gas Inyectado:-

La presión del gas inyectado depende de la profundidad a que está el extremo inferior del tubo de educación, del diámetro de éste, del régimen de flujo y de la densidad del petróleo que va a ser levantado.- El volumen del gas que circula tiene también marcada influencia en la presión que se necesita.

La profundidad a que está el nivel de petróleo en el pozo, que se fija con respecto a la posición del extremo inferior del tubo de educación, determina la longitud de la columna de fluido que se opone en el anillo a la admisión del gas en el tubo de educación, mientras que la densidad del petróleo y la cantidad de gas que se mezcla con él, determina su presión efectiva.

La resistencia al flujo que es función del diámetro del tubo de educación y de la velocidad ascendente del fluido, es una condición determinante en la presión del gas que es necesario tener en el extremo inferior del entubado.

Cuando principia el proceso, después de un período de quietud del pozo, en el cual se ha acumulado una gran altura de petróleo en el pozo, se necesita una presión inicial alta, para vencer la presión desarrollada por esta columna no aireada de fluido en el entubado a medida que el fluido se carga con gas y su densidad se reduce, el gas puede entrar con menor resistencia.

b)- Volumen de Gas Inyectado:-

El volumen de gas inyectado para asegurar la máxima eficiencia en el Gas-Lift, depende del régimen de producción de petróleo, del diámetro del tubo de educción, de la viscosidad y la tensión superficial del petróleo y la solubilidad del gas en el petróleo.- Todos estos factores entran en mayor ó menor grado en determinar el resbalamiento del gas a través del petróleo y la relación del gas al petróleo en la columna ascendente de fluido.

El volumen del gas que circula debe ser lo que el petróleo se levanta en el tubo de educción. Los petróleos altamente viscosos o de alta tensión superficial son capaces de retener mayores cantidades de gas en suspensión, evitando un mayor avance del gas con respecto al petróleo, lo que hace disminuir el resbalamiento.- Cuando el gas fluye rápidamente en el tubo de educción, hay menor pérdida debido al resbalamiento; también un tubo de educción de menor diámetro ofrece menor oportunidad al gas para adelantar al petróleo. El volumen del gas tiene que depender necesariamente del volumen de líquido que hay que levantar, ya que una operación económica depende de un cierto grado de aireación de petróleo, lo que significa que hay una cantidad definida de gas que debe inyectarse por cada barril de petróleo que hay que levantar.

c)- Temperatura del Gas Inyectado:-

Algunas veces el gas que se inyecta tiene que pre-calentarse.- Esto aumenta la eficiencia, ya que aumenta la habilidad del gas a expandirse y reduce la viscosidad del crudo que se pone en contacto con el gas, reduciendo la resis-

tencia a la fricción de los flúidos en el tubo de educción.- La desventaja sería que el gas pre-calentado puede producir la vaporización de las fracciones volátiles del petróleo.

d)- Relación Gas-Petróleo del Flúido:-

La relación Gas-Petróleo en el flúido que entra al pozo, tiene influencia en la eficiencia del Gas-Lift, puesto que esto determina el volumen del gas que hay que inyectar y el caracter del gas que está en contacto con el petróleo en el tubo de educción.- Altas relaciones Gas-Petróleo, requieren pequeños volúmenes de gas; por otra parte, el gas de la formación es más húmedo que el gas inyectado que circula y esto reduce la tendencia a destilar las fracciones volátiles del crudo.

e)- Presión del Reservorio:-

La presión de la formación es de gran importancia, ya que ello determina la sumergencia útil para el tubo de educción y la eficiencia en el levantamiento del petróleo es directamente proporcional a la sumergencia.- La presión de la formación también limita la presión diferencial posible entre la arena y el pozo, controlando el régimen de flujo de los flúidos al pozo; también limita la contrapresión que se puede aplicar a la formación y la extensión a la cual puede disolverse el gas en el petróleo.

f)- Propiedades del Petrónimo y el Gas:-

Las propiedades del petróleo y el gas tienen influencia en la eficiencia del Gas-Lift. Los crudos de alta

viscosidad desarrollan mayor resistencia a la fricción sobre las paredes del tubo de educción reduciendo la eficiencia en el levantamiento del petróleo a la superficie, pero hay menor resbalamiento del gas que sobrepasa al petróleo en su movimiento ascendente, que si el petróleo fuera menos viscoso. La baja tensión superficial promueve el resbalamiento del gas. También la densidad del petróleo es importante, en determinar el trabajo de levantamiento ó lifting y la flotabilidad de gas es función de las densidades relativas de ambos flúidos.

g)- Solubilidad del Gas en el Crudo:-

El petróleo que entra al pozo de la formación, está generalmente saturado con el gas de formación a la presión existente en el fondo de la arena, es por consiguiente incapaz de disolver algunas cantidades de gas inyectado, aún si fuera del mismo caracter. -Por el contrario, el gas es continuamente liberado de su estado de solución en el crudo a medida que la columna fluente avanza a zonas de menor presión, lo que resulta en un aumento de la relación Gas-Petróleo, aún cuando teóricamente hacen aumentar la densidad, la viscosidad y la tensión superficial del crudo; que se acentúa en el caso de que la velocidad del flujo sea baja.

h)- Tamaño del Tubo de Educción:-

El tamaño del tubo de educción tiene influencia en la resistencia que ofrece al paso de la mezcla de petróleo y gas, y es uno de los factores que deciden el resbalamiento del gas, que avanza más rápidamente que el petróleo.- Con un petróleo dado, la resistencia que ofrece al flujo el tubo de educción, varía con la quinta potencia del diámetro, de allí



que pequeños cambios en el diámetro resultan en cambios importantes en la capacidad y en la resistencia al flujo; además el resbalamiento del gas con respecto al petróleo es menor en los tubos de menor diámetro que en los de mayor diámetro.

i)- Profundidad del Extremo Inferior del Tubo de Educación:-

La profundidad del extremo inferior del tubo de educación con respecto al punto de descarga en la superficie, determina la altura del levantamiento ó trabajo mecánico que tiene que efectuar el gas, lo que influencia también la presión del gas que va a usarse.- La profundidad del entubado, depende de la contrapresión que se desea mantener sobre la formación.- En la práctica, algunos pozos se entuban hasta casi el fondo, en cambio otros sólo llegan a muchos cientos de pies encima de la formación productiva; para evitar un drenaje en debido del gas de formación y permitir que el petróleo fluya a través de toda la profundidad de la formación productiva, es recomendable mantener el extremo inferior del entubado encima de la arena, dependiendo de la permeabilidad de la arena y de la tendencia del pozo a producir agua, junto con el petróleo.

DISPOSITIVOS ESPECIALES DE GAS-LIFT:-

1.- Dispositivo de Eliminación de la Contrapresión sobre la Formación:-

El Gas-Lift, tal como lo hemos descrito, tiene como resultado el levantar el petróleo, manteniendo sobre la arena una cierta contrapresión.- Pero esta contrapresión frena la producción de la arena y es necesario siempre en un momento dado reducirla para continuar produciendo.- Se hace entonces re

curso al dispositivo, en donde el principio es ilustrado en la figura (B-4).

Cuando la presión en el tubing es superior a la presión del pozo, la válvula de bola se encuentra cerrada y el flujo continuo del gas alivia más y más la columna de fluido, de manera que llega un momento donde la presión que ejerce esta columna es inferior a aquella que reina en el pozo.- En este momento el petróleo penetra en la tubería y el proceso se repite, de manera que el Gas-Lift por este artificio tiene lugar sin ejercer la contrapresión sobre la formación.

Los dispositivos de Gas-Lift por etapas proceden del mismo principio.

## 2.- Gas-Lift, con Cámara de Acumulación:-

Cuando la productividad de una formación es demasiada baja, se tiene como recurso el uso de una cámara de acumulación. (Fig. B-5).

La tubería lleva un packer "p" para cerrar el espacio anular y de una prolongación ensanchada "E" que termina en una válvula "C" y un tubo perforado.

La válvula de admisión automática " $S_a$ " está colocada en el tubing, encima del packer.- En el interior de la prolongación se encuentra un tubo "T".

Cuando la presión en los forros abre la válvula de admisión  $S_a$ , el gas penetra en el anular de la cámara y empuja el aceite a la superficie.

Este dispositivo permite acumular más aceite sin tener una gran contrapresión.

### 3.- Instalaciones con Tubería de Diámetro Reducido:-

El diseño de las instalaciones de un tipo no común de Gas-Lift ha dado la respuesta a algunos de los problemas en los campos donde se tienen pozos de baja capacidad productiva; en donde los costos de inversión comparados con otros métodos de extracción, resultan menores.

El uso de un tubo macaroni de 1" ó 1-1/4" como tubo eductor dentro de un tubo de 2" a 2-1/2", combinado con cámara en el fondo, tiene actualmente mucho éxito.- Las instalaciones están diseñadas para que las válvulas de gas-lift puedan ser colocadas y sacadas con el macaroni sin tener necesidad de sacar la tubería, lo que hace tener bajos costos de operaciones.

Las principales ventajas de este tipo de diseño son:

- a)- Este tipo de instalación permite levantar el fluido, sin interesar la longitud del intervalo perforado.
- b)- La presión contra la formación es mínima, porque el anillo del casing no soporta la presión del gas.
- c)- Permite eficiente intermitencia de los pozos de bajo nivel de fluido, convirtiendo unos pocos pies de fluido en la cámara a algunos cientos de pies en el macaroni.
- d)- Elimina la corrida de un packer, reduciendo así el costo inicial de la instalación.
- e)- Los pozos con gran diámetros de casing pueden ser levantados a través de un tubo macaroni usando el anillo del tubing para la inyección del gas sin una excesiva relación de inyección gas-fluido.

f)- El costo de operación de este tipo de instalación es extremadamente bajo.

Este tipo de instalaciones tiene dos variantes: Ya sea la inyección por el macaroni, ó por el anillo del tubing, como se muestra en los gráficos: (B-6 ).

#### 4.- Análisis de las Características de un Pozo:-

El adecuado análisis de las condiciones y características de un pozo, representan economía y eficiencia en la clasificación para convertirse al sistema de Gas-Lift.

El tipo de instalación requerida, puede adaptarse a las siguientes clasificaciones: Dependiendo de las condiciones que se tomen en cuenta:

- a)- Instalación intermitente, para pozos que se ajustan a este método por razón de baja productividad.
- b)- Instalaciones dudosas, para pozos cuyas características productivas admiten el uso de cualquiera de los dos métodos.
- c)- Instalaciones para pozo de alta productividad conocida, en los que se desconoce ó son inexactos los valores del Índice de Productividad, presión de fondo, niveles estáticos de flúidos, etc.
- d)- Instalaciones de flujo continuo, para pozos que se ajustan a este tipo.

De una manera general (empírica) se ha sugerido, que pozos con tubería de producción de 2" con una producción máxima de 250 barriles diarios se deberá diseñar para flujo intermitente; diseñándose para flujo continuo cuando la producción sobrepasa esta cifra.

Para la desificación de la presión de fondo é Indice de Productividad, se ha sugerido la siguiente regla:

1.- Presión de Fondo:-

Alto :- Si es capaz de soportar una columna de fluido igual al 70% de la profundidad total del pozo.

Mediano :- Si es capaz de soportar una columna de fluido comprendida entre el 40 y 70% de la profundidad total del pozo.

Baja :- Si es capaz de soportar una columna de fluido menor del 40% de la profundidad total del pozo.

2.- Indice de la Productividad:-

Alto :- Cuando es mayor de 1.0

Mediano :- Cuando está entre 0.3 y 1.0

Bajo :- Cuando es menor de 0.3

Ahora bién, para clasificar un pozo dentro de la categoría de operación de flujo intermitente ó continuo es útil la siguiente tabla:

Presión Estática	Indice de Productividad	Tipo de Operación
Alto	Bajo	Intermitente.
Alto	Mediano	Continuo ó Intermitente.
Alto	Alto	Continuo.
Mediano	Bajo	Intermitente.
Mediano	Mediano	Continuo ó Intermitente.
Mediano	Alto	Continuo.
Bajo	Bajo	Intermitente.
Bajo	Mediano	Intermitente.
Bajo	Alto	Intermitente.

### 3.- Equipo Utilizado en el Gas-Lift:-

Para poner en práctica la extracción del petróleo, por medio del sistema del gas-lift, se requiere la provisión de equipos especiales que deben ser cuidadosamente seleccionados a fin de asegurar eficiencia en los trabajos.

Para mayor facilidad dividimos el equipo en: Equipo Superficial y Equipo Sub-Superficial.

1)- Equipo Superficial:-

Comprende :

a.- Planta Compresora de Gas:-

La fuente que suministra gas a presión a los pozos es la Planta Compresora, que puede estar constituida por una unidad o una estación central de varias compresoras, de acuerdo a las necesidades del campo.

Algunas veces se usa el gas proveniente de un pozo gasífero, sin instalar compresoras, pero esto tiende a evitarse, puesto que en este caso no solamente se esta llevando a otro pozo un gas rico, sino también la productividad de este pozo queda dependiendo de las condiciones del pozo gasífero.

Generalmente cuando se tiene una estación de compresoras, se utilizan dos etapas de compresión y otras veces tres; esto implica el uso de torres de enfriamiento entre etapas.- El número de compresores depende del número de pozos y de la cantidad de gas a suministrar a cada pozo.

b.- Líneas de Conducción del Gas:-

El gas comprimido que sale de la compresora ó estación de compresión es conducido a los pozos por medio de líneas destinadas a soportar altas presiones, dependiendo el diámetro del volumen y la presión para evitar demasiada caída de presión; esta línea por lo general llega a un distribuidor general (manifold) en donde se distribuye a cada pozo, teniendo cada una su válvula de control para regular el volumen y la presión que necesita el pozo.- En el sistema intermitente, se hace

mediante el uso de un controlador de tiempo por ciclo (que es una válvula controlada por un mecánico con relojería).

Las líneas de retorno a los pozos también tienen características similares a las anteriores.

c.- Cabeza de Control y Conexiones:-

La cabeza del pozo, las conexiones de las líneas al pozo y el sistema de control deben ser de alta presión, el gas puede inyectarse por una válvula lateral de la cabeza o por la maestra, dependiendo de la instalación y el sistema empleado.

Complementan las instalaciones superficiales el uso de registradores de presión en la cabeza del pozo, medidores de flujo, separadores de gas y petróleo, y algunas veces calentadores de gas que se usan en la cabeza del pozo para calentar el gas inyectado, para aumentar la energía expansiva del gas, y reducir la viscosidad del aceite y para neutralizar la tendencia al enfriamiento del gas en expansión.

2)- Equipo Sub-Superficial:-

El equipo sub-superficial del pozo varía de acuerdo al sistema y dispositivos especiales de gas-lift empleados, pero en general consta de:

a.- Tubería de Producción:- (eductora)

La sarta de tubos está suspendida de la cabeza del pozo y su tamaño depende del volumen del fluido a ser tratado, del diámetro de los forros y de la velocidad del flujo.



La longitud del entubado, depende de la contrapresión que se desea mantener.- Para cada pozo en una cierta etapa de su escala productiva, hay una posición particular del extremo inferior de su entubado que dan los mejores resultados.

En algunos diseños de instalaciones se utilizan tubería de diámetro reducido, que son de 1" ó 1/4", llamadas macaroni, estas se colocan dentro del tubing y pueden ser usados como eductores ó inductivas de gas.

b.- Válvulas de Impulsión:- (Kick Off)

Las altas presiones necesarias para la iniciación de la producción de un pozo de gas-lift, y con la finalidad de reducir estas presiones, se colocan válvulas especiales ó válvulas Kick Off, colocadas a intervalos adecuados en los cuellos del entubado.- Estas válvulas generalmente son pequeñas y admiten la circulación de gas del entubado al espacio anular ó viceversa, antes de que llegue al extremo abierto del entubado de educación.

La ventaja que ofrecen estas válvulas, es que en vez de que el gas deprima la columna de petróleo en el anillo hasta el nivel del extremo abierto del tubo de educación, para efectuar la aireación; el gas entra al entubado en cada válvula, aireando el fluido que está encima del nivel a que se encuentra la válvula, lo que trae consigo una menor presión de apertura para poner el pozo en producción.- Después que se ha establecido el flujo a través de toda la longitud del tubo de educación, las condiciones de presión entre las corrientes de gas descendente y ascendente son tales, que las válvulas permanecen cerradas y entonces todo el gas fluye hasta el fondo del

entubado, antes que se mezcle con la corriente ascendente de petróleo y gas de la formación.- Todos las válvulas de gas-lift que operan a presión tienen el mismo principio básico de operación.

Hay muchos tipos de estas válvulas, desde cuellos perforados hasta mecanismos formados por fuelles ó resortes y bolas que actúan en una sola dirección y se cierran por aplicación de una fuerza en sentido contrario controladas ya sea por la presión diferencial, por la velocidad del gas ó manejadas desde la superficie.

c.- Accesorios:-

Dentro de este rubro estan incluídas: las "Anclas" que se colocan en el extremo de la tubería, el ancla es un pedazo de tubería perforada con el objeto de permitir la entrada de los flúidos a la tubería é impedir la entrada de la arena.- La válvula Check que es colocada sobre el ancla y que no permite el regreso del flujo.- El packer que se utiliza con el fin de confinar la producción de la arena por la tubería sin ejercer contrapresión a la formación.

El tubo sumergido (Dig-Tube) que es un tubo de 1" ó 3/4" que se encuentra sumergido en la cámara de acumulación.- La cámara, es una tubería de 3" ó 3-1/2" que se coloca al extremo de la tubería eductora y que se utiliza para la acumulación del aceite.

Todos estos accesorios se utilizan de acuerdo al tipo de instalación y no son elementos generales.

c)

## EL BOMBEO HIDRAULICO

### INTRODUCCION:-

Para poder extraer flúido desde un pozo, es necesario, de alguna manera transmitir ó aplicar energía generada en la superficie al flúido a levantar.- En el bombeo por varillas, ésta energía se transmite mediante una larga sarta de varillas de bombeo.- En el Bombeo Hidráulico, la energía se transmite mediante un flúido a presión.

El principio operativo del bombeo hidráulico, y de todos los sistemas hidráulicos, se basa en la ley de Pascal.- Esta ley dice que si se ejerce una presión sobre una superficie de un flúido contenido en un recipiente, éste se transmite a todas las superficies del mismo con igual intensidad.- Este principio hidráulico aplicado al bombeo de pozos de petróleo, hace posible el transmitir potencia (flúido a presión) desde un punto central, a cualquier número de pozos, y hacia abajo hasta la bomba de profundidad, sin ningún aparato mecánico utilizando sólo cañerías y tubing.- Y dado que las pérdidas de potencia en los sistemas hidráulicos son muchos menores que en los sistemas mecánicos, el sistema hidráulico de bombeo de pozos de petróleo propiamente diseñado, tendrá mayor eficiencia que cualquier otro método de extracción ya desarrollado.

### EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO:-

El sistema de Bombeo Hidráulico, es un sistema de bombeo de pozos de petróleo, en el cual la energía que opera la bomba de profundidad, se transmite hidráulicamente y no de

un modo mecánico, como en el sistema de bombeo a varillas.

En el esquema C-1 se muestran los elementos de superficie del sistema y su mutua relación.- Como indican las flechas, la unidad de poder (una triplex impulsada por un motor a explosión ó eléctrico) recibe petróleo desde la parte superior de un tanque.- Desde la unidad de poder, este petróleo, que ahora se llama petróleo motriz, se trasmite a presión a una central de control de poder, y desde aquí se distribuye a los pozos.- En cada pozo el petróleo motriz circula hacia abajo por el tubing, opera la bomba hidráulica (la bomba de profundidad ó unidad de producción del sistema) y luego vuelve a la superficie mezclado con el petróleo producido por el pozo.- Esta mezcla de flúidos atraviesa cualquier sistema de tratamiento que sea necesario en el yacimiento y entra a un separador, donde se separa el gas y se le elimina.- Desde el separador, el petróleo fluye hacia la parte interior del tanque y se dispersa mediante un dipersor, antes de comenzar su movimiento ascendente dentro del tanque, se conecta de tal manera que mantenga el nivel de flúido cerca del techo del tanque, más arriba de la salida de petróleo hacia la unidad de poder.

Esto proporciona una zona tranquila en el tanque, desde el cual el agua y los sólidos pueden separarse del petróleo antes de ser éste extraído para circular a través del sigtema.

El principal elemento de profundidad del sistema de bombeo, es la bomba hidráulica, una combinación de motor hidráulico y bomba de petróleo.- Como se la describe luego en detalle, esta bomba puede bajarse al pozo con una cañería de tubing, como en los sistemas fijo insertable ó fijo casing; ó puede bajar-

se como bomba libre; en cualquiera de los dos sistemas de bombeo con bomba libre: paralelo ó casing.

En estos sistemas la bomba hidráulica se denomina "bomba libre" porque no es solidaria a ninguna parte del equipo del pozo y puede bajarse ó subirse libremente, mediante el sólo empuje del petróleo motriz.

En los dos sistemas de bombeo libre, la bomba hidráulica, se introduce en el tubing del pozo (2" ó 2-1/2") en la superficie y se desplaza hacia abajo con la circulación del petróleo motriz. Al sentarse la bomba en el fondo de la cañería, el petróleo motriz la hace trabajar fluyendo el petróleo producido y el petróleo descargado hacia la superficie por el interior de una cañería de pequeño diámetro, ó por el espacio anular entre el tubing de petróleo motriz y el casing.

Si se hace necesario inspeccionar ó reparar la bomba libre, se envía el caudal de petróleo motriz hacia abajo no ya por tubing, sino por la cañería pequeña (ó por el espacio anular) mediante el uso de una válvula en la cabeza del pozo, y el petróleo motriz lleva entonces a la superficie la bomba libre.- Con el sistema de bomba libre, dos hombres, sin ningún equipo especial, pueden extraer la bomba y colocar otra dejando el pozo en producción, generalmente en dos ó tres horas.

La potencia que se requiere para operar la bomba hidráulica, es sólo la necesaria para levantar el flúido producido, más la pérdida de carga por fricción en el sistema.- No se necesita energía para devolver el petróleo motriz a la superficie, porque las cañerías conectadas con el pozo, forman un tubo "U"; el flúido vertido en un tubo "U" alcanza la misma altura en ambos lados.

EQUIPO DEL POZO:-1.- La Bomba Hidráulica:-

La bomba de profundidad del sistema de bombeo hidráulica, se denomina bomba hidráulica.- En realidad es un motor hidráulico y una bomba de petróleo combinadas en una sola unidad.

La parte superior de esta unidad consiste en un motor hidráulico de pistón alternativo de simple ó doble efecto, que es impulsado por el petróleo motriz que bombea al pozo la unidad de poder.- La acción del pistón motor se controla automáticamente mediante una válvula que dirige el petróleo motriz alternativamente hacia un lado del motor y luego hacia el otro, la válvula permite el escape del utilizado en el otro lado; el petróleo motriz descargado fluye nuevamente hacia la superficie juntamente con el petróleo de la formación.

La Fig. C-2 es un dibujo esquemático de la bomba hidráulica, que muestra a la válvula de distribución en las posiciones de: carrera descendente y carrera ascendente.- Las flechas llenas indican el camino que sigue el petróleo motriz cuando entra a un lado del cilindro del motor y es descargado del otro.

La parte interior de la bomba, es una bomba a pistón, de doble efecto, con válvulas a bolilla en cada extremo.- El fluido del pozo entra a la unidad por la parte inferior y se dirige hacia un lado del cilindro de la bomba mientras se descarga el contenido del otro, como muestran las flechas a trazos en la Fig. C-2.

El pistón motor y el pistón de bombeo están conectados por el vástago intermedio y son solidarios.- El diseño del vástago de la válvula es tal, que hace que el petróleo motriz actúe sobre la válvula de distribución cuando el pistón motor está cerca del final de su carrera.- El vástago inferior y lo mismo que los otros vástagos, es hueco.- De tal manera equilibra la presión del petróleo motriz en ambos extremos del conjunto vástago y pistones.- Los pistones están también perforados, de modo que las paredes de los cilindros del motor y de la bomba, se lubrican con petróleo motriz.

Debido a que la acción de la válvula de distribución en el bombeo hidráulico, se controla real y efectivamente por la presión del petróleo motriz; el espacio nocivo, el espacio entre el pistón y el extremo del cilindro cuando el pistón está al final de su carrera, puede reducirse a un mínimo.- Como resultado, la bomba no puede bloquearse a causa del gas.- Cualquier cantidad de gas que se separe del petróleo, será bombeada por la unidad de producción.

#### TIPOS DE INSTALACIONES:-

Las bombas hidráulicas se adaptan a varios tipos de instalaciones.- El tipo correcto de instalación se debe elegir cuidadosamente con el objeto de proporcionar el método de operación más económico y eficiente.- Se hacen necesarios los distintos tipo de instalación, debido a varias factores imposibles de controlar.- Entre estos están: Tamaño de casing; volumen del fluido a producir y volumen del gas que el pozo puede producir.- Los cuatro tipos de instalaciones que se usan comúnmente son:

- 1.- Insertable fija
- 2.- Entubación fija
- 3.- Bomba libre - Tipo paralelo
- 4.- Bomba libre Tipo entubación.

a.- Tipo Insertable Fija:-

En este tipo de instalación, la bomba hidráulica se baja en el extremo de una cañería de petróleo motriz de diámetro pequeño, dentro del tubing de producción y se asienta en un zapato.- Este tubing de diámetro pequeño es generalmente de 3/4", 1" ó 1-1/4", dependiendo del tamaño del tubing de producción.- El petróleo motriz llega hasta la bomba hidráulica a través de este tubing pequeño y se descarga por el espacio anular entre ambas cañerías.- La producción entra en la bomba por su parte inferior y también se descarga por el espacio anular entre el tubing de petróleo motriz y el de producción.- El petróleo motriz y la producción del pozo se dirigen hacia la superficie por este espacio anular.

Esta instalación, fué la primera que se conoció y en el pasado se la usó en los pozos que necesitaban de un espacio anular entre el tubing y el casing, para eliminar el gas separado.- Desde el advenimiento del bombeo con bomba libre, la instalación fija insertable ha encontrado su mayor aplicación, en la producción de una ó ambas zonas de un pozo dual con cañerías paralelas.- Este tipo también es usado en pozos que tienen diámetros de casing muy pequeños que no permiten la instalación de las cañerías paralelas de un sistema de bomba libre tipo paralelo; del tamaño adecuado para la producción deseada.- Las instalaciones insertables fijas usan unidades de producción de 2" ó 2-1/2" en la mayoría de los casos.



b.- Tipo de Entubación Fija:-

En la instalación tipo entubación fija la bomba hidráulica se baja en el extremo del tubing de 2-1/2", 2" ó menor, dentro del casing.

La bomba asienta sobre un packer.- El petróleo motriz llega a la bomba a través del tubing y se descarga en el espacio anular entre el tubing y el casing.- El fluido producido entra en la bomba desde abajo del packer a través del extremo inferior de la unidad y se envía también al espacio anular entre el tubing y el casing.- Por lo tanto, todo el fluido producido y el gas, tienen que ser bombeados por la unidad.- El petróleo motriz descargado, el petróleo producido y el gas, se dirigen a la superficie por el espacio anular entre el tubing y el casing.

La instalación tipo entubación fija, se usa en aquellos casos en que se desean grandes producciones y donde la liberación de gas en la formación es baja.- Las bombas hidráulicas para este propósito son generalmente de 3" y 4".

c.- Bomba Libre - Tipo Paralelo:-

La instalación de "Bomba Libre" proporciona un método para desplazar la bomba hidráulica, equipada con un packer y arpón de pesca, hacia dentro ó fuera del pozo, utilizando el petróleo motriz del sistema.

La instalación de bomba libre tipo paralelo, permite que el gas de formación sea eliminado por el espacio anular del casing ya que se instalan cañerías individuales de petróleo motriz y de producción.- La cañería de mayor diámetro

tro (2" ó 2-1/2") es el tubing a través del cual se circula la bomba libre y el petróleo motriz.- Para colocar la bomba en el pozo, se le introduce en el tubing, en la superficie, y se empuja con el petróleo motriz hacia abajo hasta que encuentre su asiento en el conjunto de fondo, donde funciona como una bomba hidráulica.- La parte superior de la bomba está aislada del tubing de producción mediante una empaquetadura colocada en su packer y que se ajusta en la cupla especial de cierre hermético del conjunto de fondo.

Para operar la bomba, el petróleo motriz entra por la parte superior de la misma y se descarga en el espacio anular entre el conjunto de fondo y la unidad de producción.- El fluido producido por el pozo, entra en la bomba a través de la válvula de pie colocada en el conjunto de fondo y se descarga en el mismo espacio entre la bomba y su camisa.- Así el petróleo motriz y el fluido producido, deben dirigirse hacia abajo y a través del orificio de cruce del zapato de la válvula de pie, entra en la cañería de producción.- Estos flúidos retornan a la superficie a través de la cañería de diámetro pequeño, (1" ó 1-1/4") la que se engrampa al tubing de petróleo motriz.- También se utiliza el petróleo motriz para devolver la bomba a la superficie, lo que elimina la necesidad de un winche auxiliar, para sacar la bomba del pozo.- La eliminación del valor de este winche, significa un costo de extracción mucho menor en las instalaciones de bomba libre.

Durante la operación de colocar ó extraer la bomba, la válvula de pie colocada en su zapato, está cerrada, haciendo posible el circular el petróleo motriz hacia abajo por cualquiera de las dos cañerías y hacia arriba por la otra.

d.- Bomba Libre - Tipo Entubación:-

En este tipo de instalación de bomba libre, la bomba hidráulica se desplaza dentro del pozo con el petróleo motriz, de la misma manera que se hace en las instalaciones de tipo paralelo.- Pero en este tipo, no hay una segunda cañería dentro del pozo. El conjunto de fondo que contiene a la bomba, está sentado sobre un packer en el casing.- El petróleo motriz y el fluido producido en vez de ser descargados a través del orificio de cierre del zapato de la válvula de pie a una cañería de producción de menor diámetro, entran al espacio anular entre el tubing y el casing, a través de orificios ubicados en la parte superior del zapato que contiene a la válvula de pie.- Luego, la mezcla se dirige a la superficie.

Esta instalación, como el tipo entubación fija, exige que todo el fluido producido y el gas, pasen a través de la bomba.- El sistema de bomba libre tipo casing, se usa en forma eficiente en pozos en donde no es necesaria la separación del gas.- Este tipo de instalación también usa bombas hidráulicas de 2" y 2-1/2".

Para la extracción de la bomba, el petróleo motriz se envía hacia abajo, por el espacio anular entre el casing y el tubing y el fluido que retorna, empuja a la bomba hacia arriba, por el tubing.- Para llevar la bomba al fondo, se usa el procedimiento inverso.

EQUIPO DE SUPERFICIE:-

1.- Generalidades:-

En la figura C-5 se ve la distribución típica de superficie, del equipo para una instalación de bombeo hi

dráulico.- La secuencia de operaciones comienza con el petróleo motriz que fluye desde la salida superior del tanque, para petróleo motriz, a la bomba Triplex.- Desde aquí el petróleo motriz sale a la presión que requiere el pozo cuyo nivel sea más profundo a la estación central de poder (Manifold).- En ella el petróleo motriz se distribuye separadamente a los pozos por cañerías de conducción individuales, controlándose el caudal por medio de una válvula en la línea a cada pozo.- En el pozo el petróleo motriz baja hasta la bomba hidráulica, mediante alguno de los cuatro tipos de instalaciones ya descritos. El caudal de petróleo motriz, opera el motor de la bomba hidráulica y una vez descargado, se une con el fluido proveniente del pozo; ambos intermezclados, suben a la superficie.- Aquí el caudal se dirige por las cañerías de producción a la batería, donde después de ser tratado, entra a la parte inferior del tanque de petróleo motriz.- Las conexiones del tanque de petróleo motriz están hechas de tal manera que su nivel se mantiene siempre por arriba de la salida para la Triplex y todo el exceso de fluido no necesario como petróleo motriz se descarga hacia los tanques de almacenaje.- A continuación se da una descripción detallada de cada elemento del equipo de superficie.

## 2.- Central de Poder:-

### a.- Unidad Hidráulica de Poder:-

El petróleo motriz que se utiliza en el sistema de bombeo hidráulico, lo suministra una planta central de poder.- Generalmente se ubica esta instalación cerca de los tanques de almacenaje y consiste en una ó más unidades hidráulicas de poder.- Estas unidades están formadas por una bomba Triplex y varios accesorios, todos montados en una misma base estructural

de acero.- Esta base es de tamaño adecuado como para instalar un impulsor, ya sea un motor a gas de varios cilindros ó un motor eléctrico, que acciona la Triplex mediante un acoplamiento de tipo flexible.- La Triplex y sus accesorios, también se pueden montar en una base más corta cuando se desea hacerla funcionar mediante correas y poleas con un motor de un sólo cilindro. Las Triplexes se pueden obtener con varias relaciones de engrajes de reducción para que puedan adaptarse a las distintas velocidades de los motores de impulsión.

La Triplex es una bomba vertical alternativa de tres cilindros.- El fluido entra a los cilindros en la carrera de descenso de los pistones y luego se descarga en la carrera de ascenso.

El trabajo realizado en una revolución, es el producto del volumen desplazado y la presión de descarga; ahora bien como la potencia, es el trabajo realizado en la unidad de tiempo, luego la potencia hidráulica de la Triplex dependerá del volumen desplazado (expresado en barriles diarios) de la presión de descarga y de la velocidad con que la bomba opera.

La selección de la bomba Triplex para una instalación, se hace tomando en cuenta: Presión de operación y Volumen de aceite de inyección que diariamente se necesita, esta presión será factor primordial en la determinación de los diámetros de los pistones que deben usarse (en la Triplex) y establece la cantidad de aceite de inyección, para determinar las dimensiones y el número de bombas Triplex necesarias para la instalación.

El petróleo crudo limpio, entra por un extremo del bloque del cilindro y se descarga por el otro como petróleo motriz a alta presión.

b.- Central de Control de Poder:-

El petróleo motriz que sale de la bomba Triplex, llega a una central de control, donde es distribuida a los diferentes pozos en operación.- Esta central de control está constituida por válvulas de cierre total colocadas en la línea de petróleo motriz; las velocidades de las bombas se puede medir por el número de pulsaciones que se observan en los manómetros ubicados en esta central para cada pozo y pueden determinarse las eficiencias de las bombas, midiendo el volumen de petróleo motriz que va a cada pozo.

Existen centrales que poseen medidores múltiples y el tipo medidor individual donde se controla el volumen que va a cada pozo; el medidor está ubicado de modo de permitir al petróleo motriz llegar a cualquier pozo a controlar el caudal de petróleo motriz permanentemente.- Cuando se quiere controlar algún pozo, es necesario medir el petróleo motriz usado, ya que el fluido que retorna, incluye el petróleo motriz y el producido.

Para poder medir la cantidad enviada a cada pozo, con el tipo de medidor individual, se cierra la válvula de cierre completo en la sección de control del pozo a medir, y se abre la de la sección de medición del mismo pozo, luego abriendo las válvulas de la sección de control del medidor, el petróleo motriz usado para operar normalmente la bomba de profundidad, pasa a través del medidor.

c.- Lineas de Conducción de Petróleo Motriz:-

Las líneas de conducción que se usan para llevar el petróleo motriz desde la central de control los pozos, se hacen generalmente con tubos de soldadura continúa probada a 5,000 litros/m<sup>2</sup>.- Los tubos deben ser pulidos previamente en su parte interna, para evitar que partículas de escoria o soldadura contaminen el petróleo motriz. Generalmente, estas líneas son de 1" ó 1-1/4" ó más dependiendo su diámetro del caudal a conducir y la longitud de la línea.- Las cañerías deben de tener diámetro suficiente para conducir el caudal a utilizar, sin excesivas pérdidas de carga por fricción, lo que obligaría a desarrollar mayor presión y a tener más potencia que la necesaria.

En este sistema de bombeo cada pozo tiene su línea individual lo que permite controlar la eficiencia de la bomba de profundidad, midiendo el caudal de petróleo motriz enviado.

3.- Sistema del Petróleo Motriz:-

a.- El Petróleo Motriz:-

Es de gran importancia que el fluido utilizado esté libre de elementos abrasivos ó corrosivos.- Desde que este fluido se obtiene del petróleo crudo producido, es necesario tratar el crudo convenientemente para poder obtener un fluido motriz apropiado.

Como la bomba de profundidad consiste en un motor hidráulico conectado directamente a una bomba de pozo de petróleo y el pasaje de petróleo se extiende a través del conjunto formado por: Los pistones del motor y de la bomba, el vástago

de la válvula, vástago intermedio y vástago inferior.

Además existen pasajes de petróleo desde el interior de cada pistón hasta su pared externa.- El motivo del pasaje a través de todo el conjunto es el de equilibrar la presión del fluido motriz en cada elemento (motor y bomba) permitiéndoles por lo tanto moverse libremente.- El objeto del pasaje de petróleo hacia las paredes exteriores de los pistones, es el de suministrar la lubricación con petróleo motriz. Cualquier abrasivo contenido en el petróleo motriz, causará lógicamente desgaste ó daños a la bomba hidráulica.

Aunque existen condiciones anormales, que requieren un tratamiento especial, la descripción que sigue, cubre las necesidades básicas de un sistema de limpieza de crudo, que suministre en petróleo motriz satisfactorio, y teniendo en cuenta la exigencia de instalación, se recomienda el sistema de tanques y conexiones necesario para suplementar el procesamiento normal del crudo.

b.- Disposición de Superficie y Ciclo del Fluido:-

La figura C-6 muestra el camino seguido en la superficie por el fluido, en el cual el petróleo producido no contiene agua.- La parte superior del dibujo muestra el conjunto de tanques y conexiones mientras que la parte inferior indica la secuencia de las operaciones seguidas por el fluido.

Comenzando por la parte superior del tanque de sedimentación, el petróleo motriz se deriva a la bomba Triplex; ésta lo descarga a alta presión, y se envía a cada pozo para actuar sobre la bomba hidráulica de profundidad.



Una vez descargado por esta bomba, se mezcla con el fluido de la formación, que se une luego con los similares de otros pozos, para entrar por último al separador de gas.

El separador trabaja a una presión suficiente como para que el fluido pueda llegar al separador atmosférico, el que suministra otra etapa más de separación de gas, para estabilizar el fluido a la presión atmosférica.- La bomba de profundidad, levanta el fluido hasta la entrada al separador atmosférico, desde este punto, el movimiento del fluido se efectúa solamente debido a la fuerza de gravedad.

Desde la parte inferior del separador atmosférico, todo el fluido entra en el tanque de sedimentación y se va elevando dentro de él hasta un punto desde el que se extrae el petróleo de almacenaje; la parte correspondiente a petróleo motriz continúa elevándose más lentamente, hasta alcanzar el lugar donde es alimentado a la Triplex.- Por lo tanto, es espacio de sedimentación del petróleo motriz, es realmente aquel comprendido entre la salida a los tanques de almacenaje y la salida a la Triplex.

c.- El Tanque para Petróleo Motriz:-

Este tanque es preparado con el objeto de suministrar un movimiento lento al caudal de petróleo que ocupa la mitad superior del tanque de tres anillos.- Este movimiento lento permite que las gotas de agua y pequeñas partículas sólidas, caigan ó se asienten, y debe ser lo suficientemente suave (no turbulento) para evitar perturbar esa caída.- No se debe permitir que el gas burbujee a través del sector de sedimentación ni tampoco la formación de corrientes locales ó remolinos que podrían

arrastrar agua ó sólidos por la línea de alimentación de la Triplex.

El tratamiento del flúido producido debe hacerse antes de llevarlo al tanque de sedimentación.- Esto significa que si se produce agua, tanto el tanque de tratamiento, como el tanque lavador debe estar colocado antes del tanque de sedimentación.

La parte inferior del tanque se purga constantemente en forma automática mediante una pileta de purga, llevando al mínimo la posibilidad de almacenar sedimentos.

Muchas veces se usa tanques con asentamiento cónico con pileta de purga para mantener limpios los fondos de tanques.

El tamaño de los tanques va de acuerdo al tamaño de la Triplex variando entre 500 y 1,500 barriles de capacidad.

d.- Disposición en Superficie para la Eliminación del Agua:-

Con el crudo se producen generalmente cantidades variables de agua.- Es necesario entonces que la mayor parte de ella se elimine, para dejar el petróleo limpio y llevarlo al tanque de petróleo motriz para una posterior sedimentación.- En el tanque lavador se elimina el agua y el petróleo fluye desde la parte superior del tanque lavador a la parte inferior del tanque de petróleo motriz.- El agua libre se elimina desde el fondo del tanque lavador a medida que se separa del petróleo.-

El separador atmosférico colocado a la entrada del tanque lavador proporciona un elemento más para separar y eliminar el gas del sistema.- No es necesario otro atmosférico entre el tanque lavador y el tanque de petróleo motriz.- Cuando no es necesario usar el tanque lavador, para un fluido exento de agua a excepción del tratador agregado entre el separador y el tanque de petróleo motriz.- El agua liberada se elimina desde el tratador, pero la eliminación del gas es incompleta. En este caso es necesario un separador atmosférico antes del tanque de petróleo motriz.

## C A P I T U L O    I I I

### I N S T A L A C I O N E S   E N   E L   C A M P O

#### H U A L T A C A L

El Campo Hualtacal presenta la particularidad de poseer los tres principales sistemas extractivos ya descritos en el Capítulo anterior.

La existencia de gas disuelto en el aceite en pequeño volumen, el bajo °API del petróleo que produce con presencia de agua formacional, acondicionan a los pozos de este Sector para ser explotados por medios artificiales de bombeo. La surgencia natural del petróleo se manifiesta en la etapa inicial de explotación, declinando las presiones de cabeza, para convertirse prontamente en pozos de bombeo.

En el presente Capítulo describiremos los tipos de instalaciones, su equipo, control, facilidades de operación y las ventajas observadas en cada uno de ellos.

#### I.- BOMBEO MECANICO:-

Este sistema de extracción es el más empleado en los campos de explotación, y la mayoría de los pozos del Campo Hualtacal lo poseen.- El material y equipo disponible y su fácil instalación al término de la vida de surgencia natural de los pozos, fueron factores esenciales para su aplicación.

1)- Equipo Utilizado:- Una instalación de bombeo mecánico requiere del siguiente equipo:

a.- Superficial:-

Esta constituido esencialmente por la "Unidad de Bombeo", cuyo tamaño y capacidad están de acuerdo con la profundidad y régimen productivo del pozo.- Las empleadas en los pozos de Mogollón que llegan a profundidades comprendidas entre los 3,500' a 4,500' tienen una capacidad de carga que varía entre 9,000 y 17,000 libras, y un torque entre los 80,000 a 160,000 lbs-in.- Los "Motores" que accionan a estas unidades funcionan con gas proveniente del mismo pozo y cuyas potencias varían entre 8 y 16 HP.- El resto del material como son la cabeza del pozo, conexiones y la línea de conducción del aceite (2") se ilustran en el gráfico (III-1) y son descritos en detalle para cada pozo en el Capítulo IV.

b.- Sub-Superficial:-

El equipo sub-superficial está constituido por la "Tubería Eductora" (2"), la "Sarta de Varillas" (5/8" y 3/4"), la "Bomba de Succión" insertada en el "Zapato" y el tubo perforado que hace de malla, permitiendo la entrada del petróleo (exento de partículas sólidas) de la formación a la tubería.

- 2)- Condiciones de Operación y Control:- Las condiciones bajo las cuales una instalación opera, están señaladas por el diseño correcto del equipo e instalación, de acuerdo a las características del pozo.- Los datos principales requeridos son: la producción deseada, la tubería de producción y la profundidad del asiento de la bomba (zapato); teniendo como variables: el tipo de bomba, la longitud de carrera y las R.P.M.

La buena marcha de una instalación depende del control periódico a que esta sujeta tanto la instalación superficial como sub-superficial.- La verificación de que la bomba se encuentre trabajando sumergida en el petróleo, controlando la sumergencia dinámica desde la superficie son entre otros los controles periódicos a que están sujetos los pozos accionados por este sistema.

- 3)- Eficiencia:- Formando parte de la buena marcha de la instalación esta el control periódico de la eficiencia; ésta es calculada de acuerdo a la relación existente entre la producción observada y la producción teórica de la instalación.- Bajo condiciones normales de trabajo, teniendo en cuenta el ajuste correcto de la instalación, se ha comprobado que estas varían entre el 40% y 60% para este sistema extractivo.
- 4)- Ventajas del Sistema:- Las ventajas más saltantes que ofrece este sistema son:
- a.- Al ser este sistema independiente para cada pozo, los desperfectos causados por su instalación no perjudican a otros pozos como sucedería en los sistemas que poseen centrales de abastecimiento de energía para varios pozos.
  - b.- No requiere de un capital inicial fuerte.
  - c.- Es adaptable para los campos en los cuales se inicia el desarrollo y los pozos se encuentran ubicados a distancias apreciables.
  - d.- Es adaptable para operar en pozos de baja producción; es decir en los últimos años de vida de un campo.

## II.- EL BOMBEO NEUMATICO.- (GAS-LIFT):-

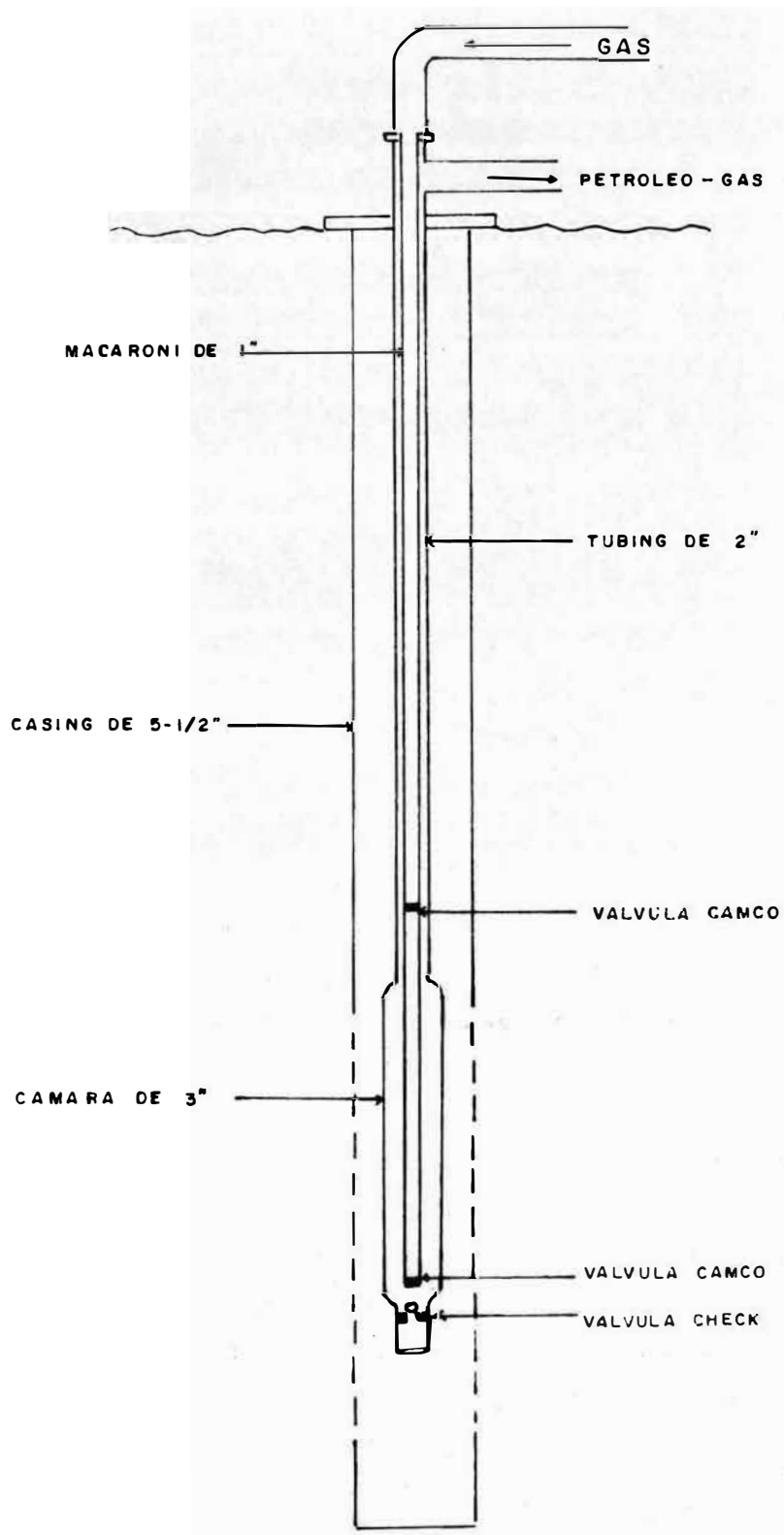
Este método de extracción artificial fué empleado en el Campo Hualtacal por contar con ciertas factibilidades tales como: la fuente de energía, ó sea, el gas proveniente de los pozos gasíferos del Sector Perú que poseen una presión de cabeza que supera las 1,200 psi; se contaba también con un anti-oleoducto que podría ser usado para transportar el gas.- De esta manera los costos iniciales de inversión resultaban bajos.

Es de notar que el consumo de gas que se produce por este sistema, es liberado a la atmósfera en las baterías, después de impulsar el petróleo y no se recupera para su compresión ó inyección al pozo.- Bajo esta condición esencial, que va en perjuicio de las reservas de los pozos gasíferos, se limitó su aplicación y son por ahora solamente 6 pozos son los que trabajan en este método.

Actualmente la E.P.F. ha adquirido una Planta Compresora que permitirá expandir este sistema y desde luego se logrará hacer una valorización mas justa del mismo.

- 1)- Tipos de Operación é Instalación:- El Gas-Lift usado en el Sector Hualtacal, es el "Intermitente", debido al bajo "Índice de Productividad", baja capacidad productiva y de una mediana Presión de Fondo.

Los tipos de instalaciones empleadas han sido diseñadas empleando: cámara de acumulación y tubería de diámetro reducido (1") como euductora de aceite ó inyectora de gas ó sea los llamados Tipos "Snorkel" y "Macarroni", respectivamente, que se ilustran en el gráfico, (III-2).(A-B)



INSTALACION DE GAS - LIFT TIPO MACARONI



- 2)- Equipo Utilizado:- Dentro del equipo utilizado señalamos en la parte superficial, ya que no se emplean por el momento Estación de Compresión: el "gasoducto" encargado de transportar el gas desde el Sector Perú; el "manifold" de distribución" para los pozos con sus válvulas y accesorios, líneas a los pozos, el "control de intermitencia" y el "extranguamiento" (cople bean) para cada pozo.

En cuanto a la instalación sub-superficial, ellas son mostradas en el gráfico, (III-2).

- 3)- Condiciones de Operación y Control:- Como en toda instalación, las condiciones de operación están basadas en su correcto diseño de acuerdo a la capacidad productiva del pozo, el volumen de gas disponible, la presión de inyección y los datos de completación del pozo.

El control rutinario está basado en controlar la presión y volumen de gas inyectado para mantener el menor volumen de gas inyectado por barril de petróleo producido y determinar si las válvulas están operando bien para su debida calibración.

- 4)- Eficiencia:- Numerosas pérdidas de energía contribuyen a la ineficiencia del bombeo neumático, muchos de los factores contribuyentes no pueden ser evaluados matemáticamente con precisión.- Cualquier concepto relativo a estos factores sobre eficiencia de una instalación dada, puede ser obtenido solamente por la experiencia, teniendo en cuenta que el correcto ajuste superficial y control de la inyección de gas es importante para la eficiencia de la operación; este control con

siste en establecer y mantener una columna en la tubería productora fluyendo a condiciones que son bases de una operación eficiente.

La eficiencia de la operación, es la necesaria para levantar un volumen de fluido en cada ciclo, conociendo el volumen de la cámara de acumulación y la eficiencia volumétrica de la instalación.

$$E F F = \frac{\text{Aceite Producido por Ciclo}}{\text{Volumen de la Cámara}} \times 100$$

En los pozos accionados por este sistema en el Campo Hualtacal las eficiencias varían entre el 25% y 40%.

#### 5)- Ventajas del Gas-Lift:-

- a.- La operación es continua y no existen interrupciones en el proceso, debido a que el equipo es fijo y no esta sujeto a movimiento.
- b.- Hay mejor utilización de la energía consumida, ya que con una sola central de compresoras se puede operar un cierto número de pozos.
- c.- Puede ser usado para controlar la contrapresión, con sólo controlar el volumen, la presión del gas inyectado y el diámetro del entubado.
- d.- Es adaptable para extraer el petróleo de pozos profundos, donde las bombas mecánicas son ineficientes debido a la gran cantidad de varillas, que traduce en mayor estiramiento, mayor longitud de carrera, tamaño y potencia de la unidad.

e.- Los costos por revisión y mantenimiento son menores que en el sistema de bombeo mecánico y su control es más simple.

### III.- EL BOMBEO HIDRAULICO:-

Este sistema de extracción es el de más reciente aplicación en el campo Hualtacal y su aplicación fué justificada, debido a la existencia de pozos con alta sumergencia, en donde se desconocían sus verdaderos rendimientos; el permitir este sistema producir los pozos sin ejercer mayor contrapresión a la formación, y de poseer gran capacidad de extracción, traducida en su mayor eficiencia volumétrica.

Actualmente son sólo seis los pozos que trabajan con este método, teniendo en mente aumentar el número de pozos.

1)- Tipo de Instalación:- El tipo de instalación empleada en los pozos de Hualtacal es el de "Bomba Libre" tipo "Paralelo", o sea, empleando dos sartas de cañerías: una de 2" para la inyección del aceite motriz y la otra de 1-1/4" para la producción.

2)- Equipo Utilizado:- La instalación de Bombeo Hidráulico está constituido por el siguiente equipo:

#### a.- Superficie:-

Dentro de las instalaciones superficiales, comenzaremos por describir los elementos de la "Central de Poder"; que la componen:

- Un "Motor" Ajax modelo DP-160, horizontal de cilindros geme-

los, con un máximo de 160 B.H.P.- Este motor es accionado con gas y acciona a la bomba.

- Una "Bomba Triplex" National Modelo J-150-PO, que tiene cilindros y émbolos intercambiables dándole mayor flexibilidad.- Su mayor volumen de desplazamiento es de 2800 Bls/Día a 400 r.p.m. con una potencia de 135 H.P. hidráulicos (basado en una eficiencia mecánica de 90% y 100% eficiencia volumétrica).

- La "Central de Control y Distribución", que recibe el petróleo motriz de la bomba por una línea de 2-1/2" y la distribuye a los pozos.- Aquí se controla el caudal y presión de inyección y desde luego se controlan las eficiencias del bombeo de los pozos (Fig. III-3).

- El "Cabezal" de los pozos que poseen válvulas especiales para la inyección, producción y extracción de la bomba de fondo (Fig. III-4).

- El "Tanque de Petróleo Motriz" de 500 Bls. de capacidad, que recibe el aceite de los pozos, elimina el agua y sedimentos.- De la parte superior se extrae el petróleo limpio para ser usado en la bomba Triplex.

b.- Equipo Sub-Superficial:-

Con el gráfico: III-5, señalamos en detalle las partes que constituyen el equipo sub-superficial que poseen los pozos de este sistema en el Campo Hualtacal.

Las características principales de la unidad hidráulica son:

## CENTRAL DE CONTROL

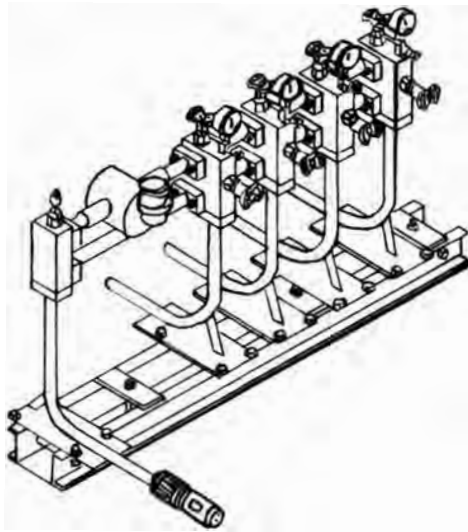
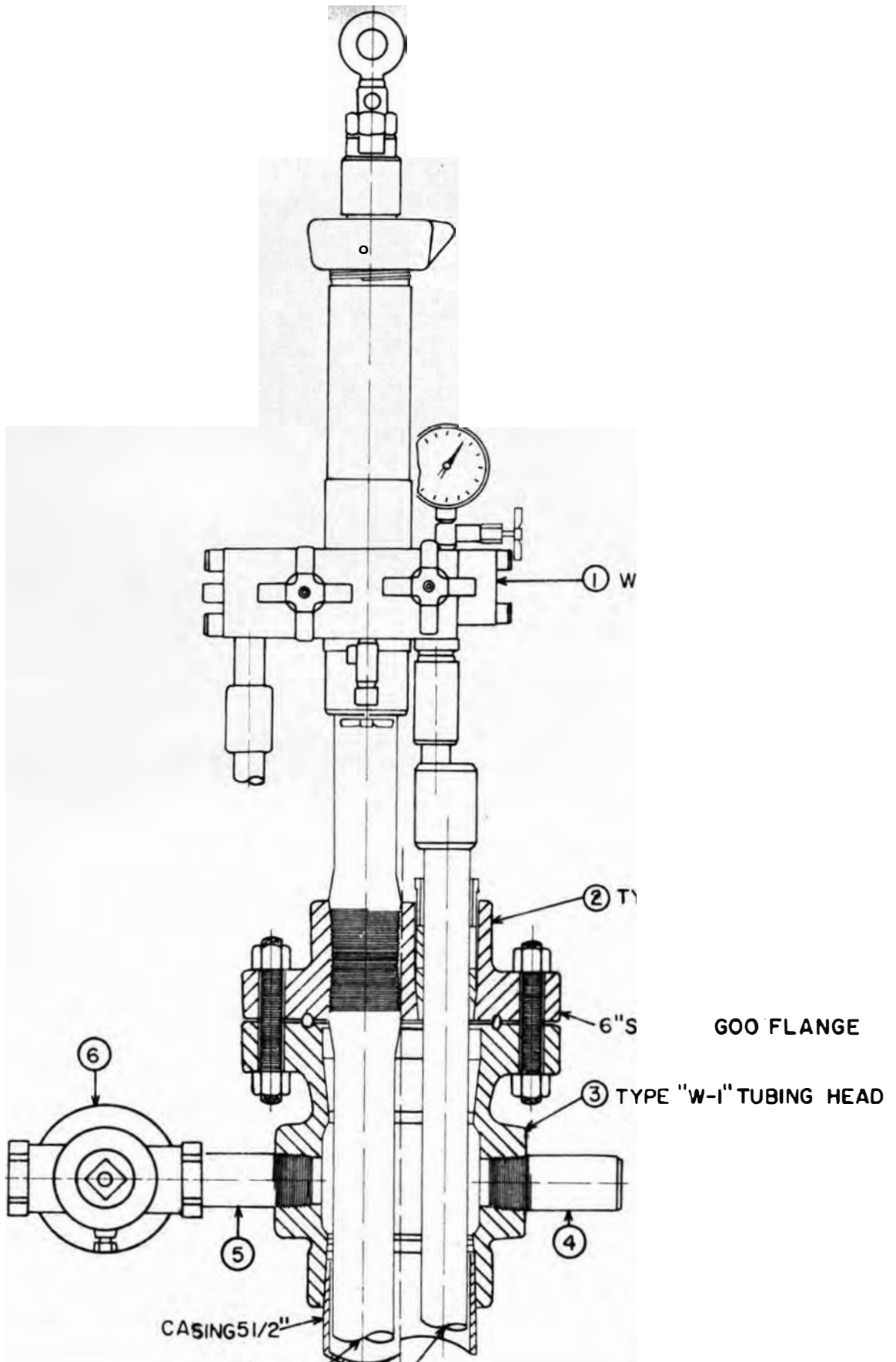


FIG. : III-3



TUBING

CABEZA DE CONTROL

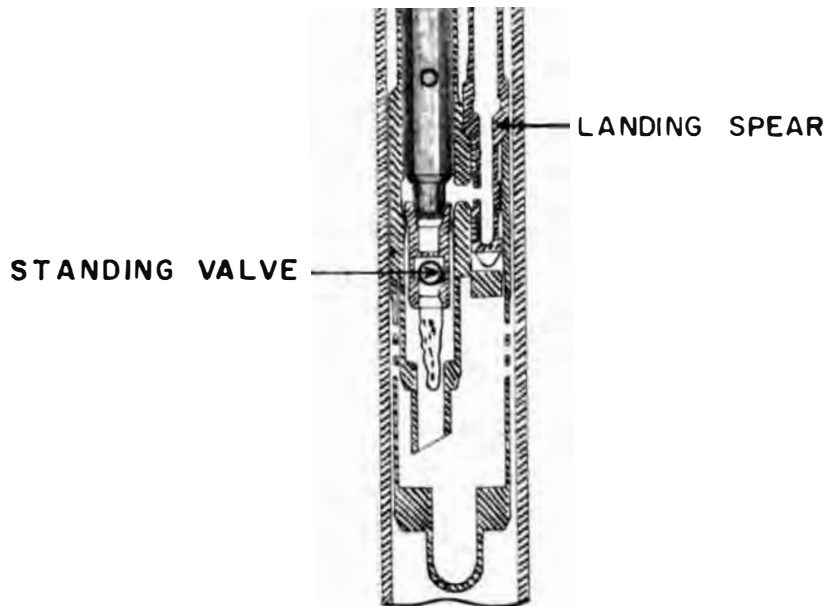
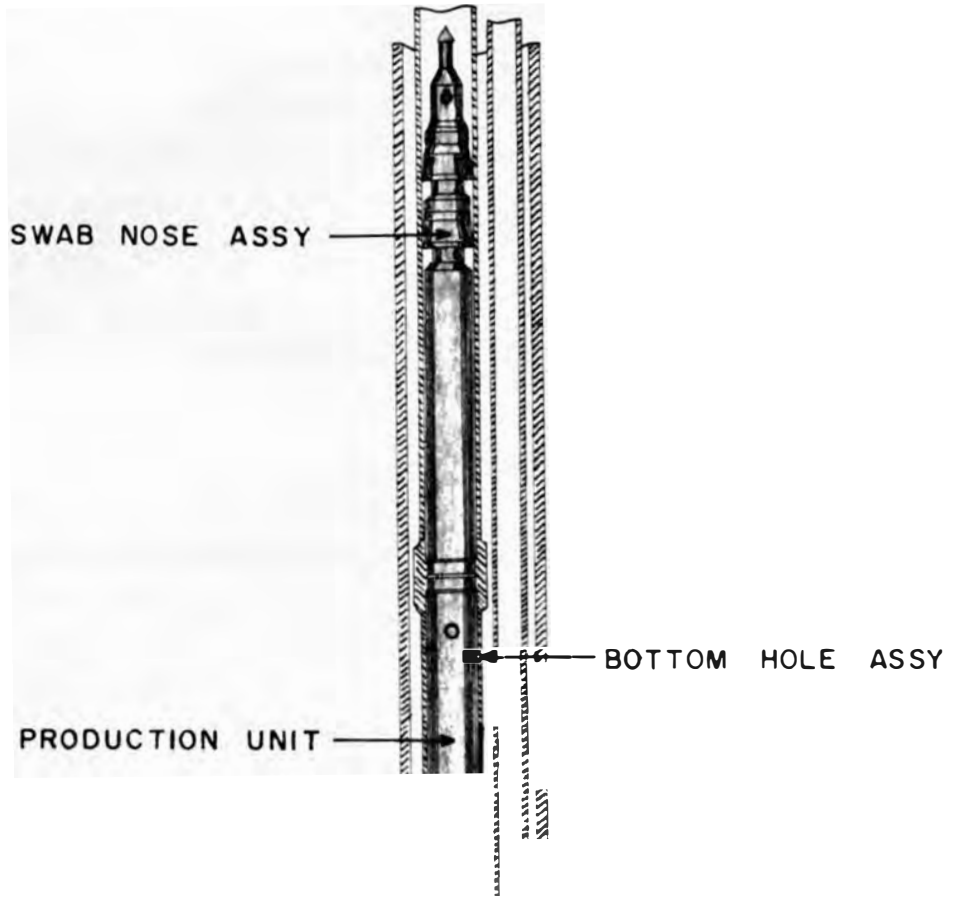


FIG:III-5 INSTALACION BOMBA LIBRE  
TIPO PARALELO

Tamaño grande normal N° F 20-16-16, compen-  
sada, de diámetro exterior de 1-7/8", longitud de embolada de  
22", con 64 S.P.M. de velocidad, de 6.4 Bls. de capacidad por  
S.P.M. y 410 Bls/Día tanto del motor como de la bomba.

3)- Operaciones de Control y Eficiencia:- Las operaciones de con-  
trol en el sistema hi-  
dráulico se realizan desde la Central de Control (Manifold de  
distribución); en donde se mide el volumen de aceite inyectado  
a cada pozo, se regulan las velocidades de las bombas de acuer-  
do al número de pulsaciones que se observan en los manómetros  
correspondientes, de acuerdo a las características individuales  
de cada pozo.

Desde esta central se observa el buen funcio-  
namiento del sistema de fondo, de acuerdo a las variaciones de  
las presiones de trabajo e indican el momento que es necesario  
extraerlas para su revisión; igualmente, se determinan las efi-  
ciencias de bombeo, registrando: la velocidad de la bomba, la  
presión de trabajo, la cantidad de aceite inyectado y midiendo  
la producción del pozo.

La eficiencia es calculada teniendo en cuen-  
ta que:

$$\text{Eff. Total} = \text{Eff. del Motor} \times \text{Eff. de la Bomba}$$

De donde:

$$\text{Eff. Motor} = \frac{\text{Necesidad Teórica}}{\text{Petróleo Motriz Usado}}$$



La Necesidad Teórica esta en función del tamaño y velocidad promedio de la bomba (Tablas).

$$\text{Eff. Bomba} = \frac{\text{Fluido Neto Producido}}{\text{Producción Teórica}}$$

Nota :- Cuando el pistón motor y el pistón de la bomba son iguales (alternativa).

$$\text{Eff. Total} = \frac{\text{Fluido Neto Producido}}{\text{Petróleo Motriz Usado}}$$

De acuerdo a lo anteriormente expuesto y en condiciones normales de trabajo, se han obtenido eficiencias que varían entre el 50% y 70% para este sistema extractivo.

#### 4)- Ventajas del Bombeo Hidráulico:-

- a.- Con una sola central se puede operar un cierto número de pozos.
- b.- El control de los pozos se efectúa desde una estación central en donde se mide el volumen inyectado a cada pozo a la presión necesaria.
- c.- Este método elimina el uso de varillas, el desgaste mecánico y extensión alternativa de el tubing y casing.
- d.- Pozos desviados o torcidos no presentan problemas para el bombeo hidráulico.
- e.- La bomba hidráulica puede ser fácilmente sacada a la superficie, cambiando la dirección del flujo en la cabeza del pozo, mediante

el manipuleo de una válvula.- En este tipo de instalación no hay conexión mecánica entre la bomba libre en el fondo del pozo y la superficie.

- f.- Los costos de servicio de pozos son prácticamente eliminados, desde que no hay necesidad del camión pluma.- Dos hombres pueden retirar y reemplazar la bomba con un mínimo de pérdida en la producción debido al poco tiempo empleado.
- g.- Las locaciones distanciadas y accesos dificultosos de los pozos son ideales para el bombeo hidráulico.
- h.- Este método posee gran capacidad de extracción y no ofrece mayor contrapresión a la formación productiva.

## C A P I T U L O    I V

### VALORIZACION DE LOS DIFERENTES SISTEMAS

En este capítulo nos ocuparemos de encontrar la inversión necesaria que resulta por pozo, para cada uno de los tres sistemas; es decir, detallado todo el material y equipo incluyendo la tubería superficial que eleva el petróleo producido por el pozo hasta la estación de recolección y separación (Baterías) y los gastos de mano de obra ocasionados para su instalación en el Campo.

#### 1.- Costo de Material y Equipo en Pozos de Bombeo Mecánico:-

a)- Costo de una "Cabezal Standard":- Los pozos que son accionados por Bombeo Mecánico y Neumático, poseen en su instalación un cabezal fabricado en nuestros talleres y que son acoplados a la tubería de revestimiento (casing de 5-1/2") después de que estos han dejado la vida de surgencia natural y que reemplaza al cabezal de fábrica.

El material empleado y su costo lo detallamos a continuación:

Plancha de fierro de 1-1/2" de espesor : .....	\$/	642.86
18" de casing de 5-1/2" : .....		60.75
cople de 2-3/8"            x 2" 11-1/2" v : .....		76.59
2 coples (block hyd) de 2" x 3000# : .....		95.08
1 anillo R - 45 : .....		115.99
12 pernos de 1" x 4" : .....		238.20
1 Kg. de soldadura : .....		16.00
5 horas de torno : .....		1,100.00
Mano de obra .....		300.00
T O T A L : .....		<u>\$/ 2,645.47</u>

b)- Costo por Pozo:-P O Z O      H - 4 0Material y Equipo Superficial:-

1 cabeza standard : .....	\$/ 2,645.47	
2 válvulas de 2" x 125# : .....	736.20	
1 swege de 2-3/8" x 2" 11.5 v : .....	76.59	
1 stuffing box : .....	448.98	
6 stuffing box packing : .....	21.00	
3 uniones tuercas de 2" : .....	156.00	
2 válvulas checks de 2" : .....	868.00	
1 codo de 2" x 45° : .....	18.29	
1 Y de 2" : .....	34.74	
1 válvula de 1/4" : .....	51.24	
10 niples de 2" : .....	251.48	
1 te de 2" : .....	20.71	
1 codo de 2" : .....	17.50	
1 reducción bushing de 2" x 1" : .....	6.83	
1 tapón de 2" : .....	18.00	
6 mts. de tubería de 1" galv. : .....	126.72	
1 unión fuerza de 1" : .....	14.02	
3 codos de 1" : .....	20.46	
2 codos de 3/4" : .....	10.62	
1 válvula de 3/4" : .....	64.00	
1 chimbuzo con regulador : .....	250.00	
1 válvula de 1/2" : .....	69.00	
Base de madera de la unidad de 18" x 10"		
x 20' : .....	300.00	
1 varillón pulido de 1-1/8" : .....	286.67	
48 tubos de 2" (pozo-batería) : .....	12,071.52	
Unidad Emsco con motor : .....	87,317.47	\$/ 105,901.51

Material y Equipo Sub-Superficial:-

123 tubos de 2" J-55 : .....	\$/ 60,485.25	
81 varillas de 5/8" : .....	17,132.31	
50 varillas de 3/4" : .....	14,183.20	
1 zapato de bomba de 2" : .....	224.14	
1 bomba insertada de 1-1/2" : .....	4,920.94	
1 tubo perforado : .....	650.00	
1 tapón : .....	30.00	
1 reducción de 3/4" x 5/8" : .....	112.82	\$/ 97,738.46
T O T A L : .....		\$/ 203,639.97
		*****

P O Z O H - 6 8

Material y Equipo Superficial:-

1 cabeza standard : .....	\$/ 2,645.47	
2 válvulas de 2" x 125# .....	736.20	
2 válvulas checks de 2" : .....	868.00	
3 uniones tuercas de 2" : .....	156.00	
3 tees de 2" : .....	52.14	
1 codo de 2" x 45° : .....	18.29	
1 Y de 2" : .....	34.74	
1 válvula de 1/4" : .....	51.24	
1 codo de 2" x 90° : .....	11.39	
1 válvula de 1/2" : .....	69.00	
1 reducción de 2" x 1/2" galv. : .....	136.67	
1 reducción de 2" x 1" galv. : .....	6.83	
6 metros de tubería de 1" galv. : .....	126.72	
4 codos de 1" galv. : .....	27.28	
1 unión tuerca de 1" galv. : .....	14.02	
4 codos de 3/4" galv. : .....	21.24	
1 válvula de 3/4" : .....	64.00	
1 chimbuzo con regulador : .....	250.00	
1 swege de 2-1/2" x 2" : .....	76.59	
1 s stuffing box : .....	448.98	
6 stuffing box packing : .....	21.00	
10 niples de Fe negro de 2" : .....	251.48	
Base de madera de 8" x 10" x 20' (3) : .	300.00	
1 varillón pulido de 1-1/8" : .....	286.67	
240 tubos (pozo-batería) : .....	60,357.00	
1 unidad Oil Well G-80-109-48 y Motor : .	115,281.59	\$/ 182,312.54

Material y Equipo Sub-Superficial:-

143 tubos de 2" J-55 : .....	\$/ 70,320.25	
149 varillas de 3/4" : .....	42,265.34	
1 zapato de bomba de 2" : .....	224.14	
1 tubo perforado de 2" : .....	650.00	
1 tapón de 2" : .....	30.00	
1 niple de 3/4" x 8' : .....	166.63	
1 niple de 5/8" x 6' : .....	140.76	
1 bomba insertada de 1-1/2" : .....	4,920.94	
1 reducción de 3/4" x 5/8" : .....	112.82	\$/ 118,830.88
T O T A L : .....		\$/ 301,143.42

=====

## P O Z O            H - 7 1

Material y Equipo Superficial:-

1 cabeza standard .....	\$/ 2,645.47	
2 válvulas de 2" x 125# : .....	736.20	
1 swege de 2-1/2" x 2 : .....	166.62	
1 stuffing box : .....	448.98	
6 stuffing box packing : .....	21.00	
3 uniones tuercas de 2" x 125 : .....	156.00	
2 válvulas checks de 2" : .....	868.00	
1 Y de 2" : .....	34.74	
1 codo de 2" x 45° : .....	18.29	
1 válvula de 3/4" : .....	64.00	
1 válvula de 1" : .....	98.00	
1 reducción bushing de 1" x 3/4" : .....	6.83	
3 codos de 1" : .....	20.43	
1 unión tuerca de 1" : .....	14.02	
1 codo de 3/4" : .....	10.62	
1 válvula de 1/4" : .....	51.24	
1 chimbuco con regulador : .....	250.00	
1 válvula de 1/2" : .....	69.00	
10 niples de 2" : .....	251.48	
1 varillón pulido de 1-1/8" : .....	529.34	
Base de madera de unidad de 8" x 10" x 20' : .....	300.00	
6 metros de tubería de 1" galv. : .....	126.72	
102 tubos de 2" (pozo-batería) : .....	25,651.98	
Unidad Oil Well 160-G-17 con motor : ...	168,628.76	\$/ 201,177.72

Material y Equipo Sub-Superficial:-

119 tubos de 2-7/8" J-55 : .....	\$/ 80,690.33	
123 varillas de 3/4" : .....	34,890.18	
4 niples de varillas de 3/4" : .....	613.78	
1 reducción de 2-1/2" x 2" : .....	166.62	
1 tubo perforado de 2" : .....	650.00	
1 tapón de 2" : .....	30.00	
1 zapato de bomba de 2" : .....	524.87	
1 bomba de 2" : .....	10,537.04	\$/ 128,102.82
T O T A L            : .....		\$/ 329,280.54

\*\*\*\*\*

## P O Z O            H - 7 2

Material y Equipo Superficial:-

1 cabeza standard : .....	\$/ 2,645.47	
2 válvulas de 2" x 125# : .....	736.20	
1 válvula de 1/4" : .....	51.24	
3 uniones tuercas de 2" : .....	156.00	
2 válvulas ochecks de 2" : .....	868.00	
4 codos de 2" x 90° : .....	70.00	
2 tees de 2" : .....	41.42	
1 tapón de 2" : .....	18.00	
1 reducción de 2" x 1" : .....	6.83	
1 válvula de 1" : .....	98.00	
1 unión tuerca de 1" : .....	14.02	
3 codos de 1" : .....	20.46	
4 codos de 3/4" : .....	21.24	
6 metros de tubería de 1" galv. : .....	126.72	
1 ohimbuzo con regulador : .....	250.00	
1 swege de 2-3/8" EUE x 2" 11.5 v. : ..	76.59	
1 stuffing box : .....	448.98	
6 stuffing box packing : .....	21.00	
10 niples de 2" : .....	251.48	
Base de madera de la unidad : .....	300.00	
1 varillón pulido de 1-1/8" : .....	286.67	
37 tubos de 2" (pozo-batería) : .....	9,305.13	
Unidad Oil Well 160-G-17 con motor : ...	168,638.76	\$/ 184,452.21

Material y Equipo Sub-Superficial:-

136 tubos de 2-7/8" J-55 : .....	\$/ 92,217.52	
80 varillas de 5/8" : .....	16,920.80	
53 varillas de 3/4" : .....	15,033.98	
1 zapato de bomba de 2-1/2" : .....	524.84	
1 bomba de 2" : .....	10,537.04	
1 tubo perforado de 2" : .....	650.00	
1 tapón de 2" : .....	30.00	
1 reducción de 3/4" x 5/8" : .....	112.82	
1 reducción de 2-1/2" x 2" : .....	166.62	\$/ 136,193.62
T O T A L : .....		\$/ 320,645.83

=====

## P O Z O            H - 8 0

Material y Equipo de Superficie:-

1 cabeza standard : .....	S/ 2,645.47	
2 válvulas de 2" x 125# : .....	736.20	
1 válvula de 1/4" : .....	51.24	
3 uniones tuercas de 2" : .....	156.00	
2 válvulas checks de 2" : .....	868.00	
1 Y de 2" : .....	34.74	
1 tee de 2" : .....	17.38	
1 codo de 2" x 45° : .....	18.29	
1 codo de 2" x 90° : .....	17.50	
1 reducción de 2" x 1" : .....	6.83	
1 válvula de 1" : .....	98.00	
4 codos de 1" x 90° : .....	27.28	
1 unión tuerca de 1" : .....	14.02	
1 válvula de 3/4" : .....	64.02	
2 codos de 3/4" : .....	10.62	
6 metros de tubería de 1" galv. : .....	126.72	
1 tapón de 2" : .....	18.00	
1 chimbuco con regulador : .....	250.00	
1 swege de 2-3/8" EUE x 2" 11.1/2 v : .	76.59	
1 stuffing box : .....	448.98	
6 stuffing box packing : .....	21.00	
10 niples de 2" : .....	251.48	
Base de madera de unidad : .....	300.00	
78 tubos de 2" (pozo-batería) : .....	19,616.22	
Unidad de bombeo Oil Well G-40-89-36 con motor : .....	<u>98,075.08</u>	S/ 123,950.64

Material y Equipo Sub-Superficial:-

134 tubos de 2" J-55 : .....	S/ 65,894.50	
82 varillas de 5/8" : .....	17,343.82	
92 varillas de 3/4" : .....	14,750.32	
1 zapato de bomba de 2" : .....	224.14	
1 reducción de 3/4" x 5/8" : .....	112.82	
1 niple varilla de 3/4" x 2' : ,.....	127.25	
1 niple varilla de 5/8" x 2' : .....	162.19	
1 tubo perforado de 2" : .....	650.00	
1 tapón ciego de 2" : .....	30.00	
1 bomba insertada de 1-1/2" : .....	4,920.94	S/ 104,215.98
T O T A L : .....		S/ 228,166.62

=====



## P O Z O H - 8 2

Material y Equipo Superficial:-

1 cabeza standard : .....	₡ 2,645.47	
2 válvulas de 2" x 125# : .....	736.20	
1 válvula de 1/4" : .....	51.24	
3 uniones tuercas de 2" : .....	156.00	
2 válvulas checks de 2" : .....	868.00	
5 codos de 2" x 90° : .....	87.50	
2 tees de 2" : .....	34.76	
1 reducción de 2" x 1" : .....	6.83	
6 metros de tubería de 1" galv. : .....	126.72	
1 tapón de 2" : .....	18.00	
1 válvula de 1" : .....	98.00	
4 codos de 1" x 90° : .....	27.28	
1 unión tuerca de 1" : .....	14.02	
1 válvula de 3/4" : .....	64.00	
2 codos de 3/4" : .....	10.62	
1 chimbuco con regulador : .....	250.00	
1 válvula de 1/2" : .....	69.00	
1 swege de 2-3/8" x 2" - 11.1/2 v. : ...	76.59	
1 stuffing box : .....	448.98	
6 stuffing box packing : .....	21.00	
10 niples de 2" Fe negro : .....	251.48	
1 varillón pulido de 1-1/8" : .....	286.67	
Base de madera de unidad de 8" x 10" x 20' : .....	300.00	
120 tubos de Fe negro (pozo-batería) : .	30,178.80	
Unidad Oil Well 160-G-17 con motor : ..	168,638.78	₡ 205,465.94

Material y Equipo Sub-Superficial:-

128 tubos de 2-7/8" J-55 : .....	₡ 86,792.96	
77 varillas de 5/8" : .....	16,074.76	
46 varillas de 3/4" : .....	14,183.00	
1 zapato de bomba de 2-1/2" : .....	524.87	
1 bomba de 2" : .....	10,537.04	
1 packer R-3 de 5-1/2" : .....	6,872.63	
1 reducción de 3/4" x 5/8" : .....	112.82	₡ 134,174.95
T O T A L : .....		₡ 339,640.89

P O Z O

H - 8 3

Material y Equipo Superficial:-

1 cabeza standard : .....	\$/ 2,645.47	
2 válvulas de 2" x 125# .....	736.20	
2 válvulas checks de 2" : .....	868.00	
3 uniones tuercas de 2" : .....	156.00	
1 válvula de 1/4" : .....	51.24	
2 válvulas de 1" : .....	177.02	
1 unión tuerca de 1" : .....	14.02	
3 codos de 1" : .....	20.46	
3 codos de 3/4" : .....	15.93	
1 válvula de 3/4" : .....	64.00	
1 Y de 2" : .....	34.74	
1 codo de 2" x 45° : .....	17.38	
1 swege de 2-3/8" X 2" - 11.1/2 v. : ...	76.59	
1 stuffing box : .....	448.98	
6 stuffing box packing : .....	21.00	
1 chimbuco con regulador : .....	250.00	
1 válvula de 1/2" : .....	69.00	
10 nipples de Fe de 2" : .....	251.48	
Base de madera de unidad de 8" x 12" x		
20' : .....	300.00	
1 varillón pulido de 1-1/8" : .....	286.67	
250 metros de tubería galv. de 1" : ....	5,280.00	
105 tubos de 2" (pozo-batería) : .....	26,406.45	
Unidad Oil Well 160-G-17 con motor : ...	168,638.78	\$/ 206,829.41

Material y Equipo Sub-Superficial:-

128 tubos de 2-7/8" J-55 : .....	\$/ 86,792.96	
76 varillas de 5/8" : .....	16,074.76	
50 varillas de 3/4" : .....	14,183.00	
1 zapato de bomba de 2-1/2" : .....	524.87	
1 bomba de 2" : .....	10,537.04	
1 reducción de 2-1/2" x 2" : .....	166.62	
2 tubos de 2" : .....	983.50	
1 reducción de 3/4" x 5/8" : .....	112.82	\$/ 129,375.57
T O T A L : .....		\$/ 336,204.98

P O Z O

H - 8 4

Material y Equipo Superficial:-

1 cabeza standard : .....	₡ 2,645.47	
2 válvulas de 2" x 125# : .....	736.20	
1 válvula de 1/4" : .....	51.24	
3 uniones tuercas : .....	156.00	
2 válvulas checks : .....	868.00	
1 codo de 2" x 45° : .....	18.29	
1 Y de 2" : .....	34.74	
2 tees de 2" : .....	41.42	
1 codo de 2" x 90° : .....	17.50	
1 reducción de 2" x 1" : .....	6.83	
1 válvula de 1" : .....	98.00	
4 codos de 1" : .....	27.28	
1 unión tuerca de 1" : .....	14.02	
4 codos de 3/4" : .....	21.24	
1 válvula de 3/4" : .....	64.00	
6 metros de tubería de 1" galv. : .....	126.72	
1 chimbuco con regulador : .....	250.00	
Base de madera de la unidad : .....	300.00	
1 varillón pulido de 1-1/8" : .....	286.67	
1 swege de 2-3/8" EUE x 2" - 11.5 v. : .	76.59	
1 stuffing box : .....	448.98	
6 stuffing box packing : .....	21.00	
10 niples de 2" : .....	251.48	
142 tubos de 2" (pozo-batería) : .....	35,711.58	
Unidad Oil Well G-40-89-36 : .....	98,075.08	₡ 140,348.33

Material y Equipo Sub-Superficial:-

126 tubos de 2" J-55 : .....	₡ 61,960.50	
76 varillas de 5/8" : .....	16,074.76	
50 varillas de 3/4" : .....	14,183.00	
1 zapato de 2" : .....	224.14	
1 tubo perforado de 2" : .....	650.00	
1 tapón de 2" : .....	30.00	
1 niple de 5/8" x 2" : .....	162.19	
2 niples de 3/4" x 8' : .....	333.26	
1 niple de 3/4" x 4' : .....	147.02	
1 bomba de 1-1/4" : .....	4,001.52	
1 reducción de 3/4" x 5/8" : .....	112.82	₡ 97,879.21
T O T A L : .....		₡ 238,227.54

=====

Resumen del Costo de Material y Equipo de los Pozos

de Bombeo Mecánico

Pozo N°.	A Material y Equipo Superficial (\$/)	B Material y Equipo Sub-Superficial (\$/)	A + B T O T A L
H - 40	105,901.51	97,738.46	203,639.97
H - 68	182,312.54	118,830.88	301,143.42
H - 71	201,177.72	128,102.82	329,280.54
H - 72	184,452.21	136,193.62	320,645.83
H - 80	123,950.64	104,215.98	228,166.62
H - 82	205,465.94	134,174.95	339,640.89
H - 83	206,829.41	129,375.57	336,204.98
H - 84	140,348.33	97,879.21	238,227.54

Material y Equipo Superficial Promedio por Pozo : ... \$/ 168,804.73

Material y Equipo Sub-Superficial Promedio por Pozo : \$/ 118,313.93

PROMEDIO GENERAL DE EQUIPO POR POZO: .... \$/ 287,118.71

## 2.- Costo del Material y Equipo en Pozos de Bombeo Neumático

( Gas - Lift )

a)- Costo del Manifold de Distribución de Gas:-

Formando parte de la instalación de los pozos de Gas-Lift se encuentra el "Manifold" que recibe el gas proveniente del Sector Perú y es distribuido a los seis pozos que trabajan por este sistema; de los cuales cinco extraen el aceite de la formación Mogollón y que son los que se estudian en este trabajo.- El costo de este "Manifold" que incluye el material e instalación, se detalla a continuación:

9 válvulas Camco ball valve de 2" x 2000# : ...	S/ 31,478.13
10 cuellos de 2" x 2000# .....	475.30
3 cuellos de 3" x 2000# .....	204.00
2 uniones tuercas de 2" x 2000# : .....	270.30
1 válvula de aguja de 1" x 2000# : .....	450.00
1 válvula de 1/2" x 1500# : .....	294.68
1 reducción de 3" x 2" . .....	220.00
1 tapón de orificio de 2" x 2000# : .....	222.56
1 reducción de 2" x 1" x 2000# : .....	136.67
1 válvula gate valve de 1" x 1500# : .....	350.00
1 codo de 2" x 2000# : .....	66.40
20 niples de 2" J-55 : .....	983.50
1 Pieza de casing de 7" x 12' (soldado y preparado) : .....	2,000.00
Mano de obra por instalación en el campo : ....	960.00
T O T A L : ..	S/ 38,111.54

PARTE CORRESPONDIENTE A CADA POZO = 38,111.54 = S/ 6,351.92

b)- Costo por Pozo:-

P O Z O            H - 5

Material y Equipo Superficial:-

1 controlador intermitente : .....	\$/ 9,609.95	
1 brida de orificio : .....	934.43	
1 válvula de 2" x 1000# : .....	863.50	
2 válvulas de 1/2" x 800# : .....	598.36	
1 válvula de 1/2" x 1000# : .....	232.45	
1 reducción de 1/2" x 1/4" : .....	5.16	
1 cabeza standard : .....	2,645.47	
2 válvulas de 2" x 125# : .....	736.20	
1 unión tuerca de 2" x 1000# : .....	135.15	
4 uniones tuercas de 2" x 125# : .....	187.00	
1 Y de 2" x 125# : .....	34.74	
1 cruz de 2" x 125# : .....	95.76	
1 válvula de 1/4" x 125# : .....	51.24	
1 tapón de 2" x 2000# : .....	222.56	
1 válvula checks de 2" x 125# : .....	434.00	
1 colgador de 2" x 1" : .....	80.00	
1 reducción swage de 2" 8 H x 2" 11.5 v:	76.59	
1 cople bean de 1/4" : .....	559.52	
21 tubos de 2" J-55 (Manifold-pozo) : ...	10,326.75	
40 tubos de 2" Fe negro (pozo-batería) :.	10,059.60	
1 manifold de distribución de gas : .....	6,351.92	\$/ 44,240.25

Material y Equipo Sub-Superficial:-

131 tubos de 2" J-55 : .....	\$/ 64,419.25	
1 zapato de 2" : .....	222.14	
139 tubos de 1" macaroni : .....	48,258.02	
1 tubo perforado de 2" : .....	650.00	
3 tubos de 2" (cámara) : .....	1,323.09	
2 válvulas camco : .....	15,126.48	
2 nipples reducción de 3" x 2" : .....	80.00	
2 checks de retención de 1" : .....	2,732.20	
1 mandrel de 1" snorkel : .....	4,240.61	
1 mandrel de 1" concavo : .....	1,286.12	
1 check de 2" : .....	300.00	\$/ 138,637.91
T O T A L .....		\$/ 182,878.16

=====

## P O Z O            H - 6

Material y Equipo Superficial:-

1 cabeza standard : .....	\$/ 2,645.47	
1 controlador intermitente : .....	9,609.95	
1 brida de orificio : .....	934.43	
2 válvulas de 1/2" x 800# : .....	589.36	
1 válvula de 2" x 1000# : .....	863.50	
2 uniones tuercas de 2" x 1000# : .....	270.30	
1 cruz de 2" x 1000# : .....	127.81	
1 tapón de 2" x 1000# : .....	222.56	
2 válvulas de 2" x 125# : .....	736.20	
1 válvula de 1/4" : .....	51.24	
3 uniones tuercas de 2" x 125# : .....	140.25	
1 Y de 2" x 125# : .....	34.74	
2 checks de 2" x 125# : .....	868.00	
1 reducción de 1/2" x 1/4" : .....	5.16	
1 swege de 2" 8 H x 2" 11.5 v : .....	76.59	
1 cople bean de 1/4" : .....	559.52	
1 colgador de 2" x 1" : .....	80.00	
37 tubos de 2" J-55 (Manifold-Pozo) : ..	18,194.75	
68 tubos de 2" Fe negro (pozo-batería) : ..	17,101.32	
1 manifold de distribución de gas : ....	6,351.92	\$/ 59,463.07

Material y Equipo Sub-Superficial:-

128 tubos de 2" J-55 : .....	\$/ 62,944.00	
131 tubos de 1" macaroni : .....	45,480.58	
5 tubos de 3" (cámara) : .....	1,735.90	
2 zapato de bomba de 2" : .....	444.28	
2 válvulas camco : .....	15,126.48	
2 válvulas checks de retención de 1" : .	2,732.20	
1 tubo perforado de 2" : .....	650.00	
1 tapón de 2" : .....	222.56	
2 mandrels cross over : .....	3,776.26	
2 reducciones de 3" x 2" : .....	80.00	
1 check de retención de 2" : .....	300.00	\$/ 133,492.26
T O T A L : .....		\$/ 192,955.33

=====

P O Z O H - 39Material y Equipo Superficial:-

1 cabeza standard .....	\$/ 2,645.47	
1 válvula de 2" x 1000# : .....	863.50	
1 controlador intermitente : .....	9,609.95	
1 válvula de 1/2" x 1000# : .....	232.45	
1 reducción de 1/2" x 1/4" x 1000# : ...	5.16	
1 brida de orificio : .....	934.43	
2 válvulas de 1/2" x 800# : .....	589.36	
2 uniones tuercas de 2" x 1000# : .....	270.30	
1 reducción de 2" x 2-1/2" : .....	166.62	
1 tee de 2" x 1000# : .....	117.88	
2 válvulas de 2" x 1000# : .....	1,727.00	
2 válvulas checks de 2" x 125# : .....	868.00	
2 uniones tuercas de 2" x 125# : .....	93.50	
1 codo de 2" x 90° : .....	17.38	
1 válvula de 1/4" x 125# : .....	51.24	
1 colgador de 2" x 1" : .....	80.00	
1 swege de 2-3/8" 8 H x 2" 11.5 v : ...	76.59	
1 cople bean de 1/4" : .....	559.52	
52 tubos de 2" J-55 (Manifold-pozo) : ..	25,571.00	
65 tubos de 2" Fe negro (pozo-batería) : ..	16,346.85	
1 manifold de distribución de gas : ....	<u>6,351.92</u>	\$/ 67,178.12

Material y Equipo Sub-Superficial:-

138 tubos de 2-7/8" J-55 : .....	\$/ 93,573.66	
129 tubos de 1" macaroni : .....	44,786.22	
1 zapato de bomba de 2-1/2" : .....	524.87	
3 válvulas camco : .....	22,689.72	
3 mandrels de 1" cross over : .....	5,664.39	
3 checks de retención de 1" : .....	4,248.30	
1 check de 2-7/8" : .....	350.00	<u>\$/ 171,837.16</u>
T O T A L : .....		<u>\$/ 239,015.28</u> =====



## P O Z O            H - 6 1

Material y Equipo Superficial:-

1 cabeza standard : .....	\$/ 2,645.47	
1 controlador intermitente : .....	9,609.95	
1 brida de orificio : .....	934.43	
1 válvula de 2" x 1000# : .....	863.50	
3 uniones tuercas de 2" x 1000# : .....	405.45	
1 te de 2" x 1000# : .....	127.81	
1 válvula de 1/4" x 1000# : .....	150.00	
1 válvula de 3/4" x 125# : .....	64.00	
2 uniones tuercas de 2" x 125# : .....	93.50	
2 válvulas checks de 2" x 125# : .....	868.00	
2 válvulas de 2" x 125# : .....	736.20	
1 codo de 2" x 45° : .....	18.29	
1 Y de 2" x 125# : .....	34.74	
2 válvulas de 1/2" x 800# : .....	589.36	
1 reducción de 1/2" x 1/4" : .....	5.16	
1 colgador de 2" x 1" : .....	80.00	
1 swege de 2" 8H x 2" 11.5 v : .....	76.59	
1 cople bean de 1/4" : .....	559.52	
18 tubos de 2" J-55 (Manifold-pozo) : ..	8,851.50	
26 tubos de 2" Fe negro (pozo-batería) : ..	6,538.74	
1 manifold de distribución de gas : ....	6,351.92	39,604.13

Material y Equipo Sub-Superficial:-

133 tubos de 2" J-55 : .....	\$/ 65,402.75	
124 tubos de 1" macaroni : .....	43,050.32	
5 tubos de 3" : .....	1,735.90	
1 tubo perforado : .....	650.00	
1 tapón de 2" : .....	222.56	
1 zapato de 2" : .....	222.14	
1 check de retención de 2" : .....	300.00	
1 válvulas camco : .....	15,126.48	
2 checks de retención de 1" : .....	2,732.20	
2 mandrels cross over : .....	3,776.26	
2 reducciones de 3" x 2" : .....	80.00	\$/ 133,298.61
T O T A L                                    .....		\$/ 172,902.74

=====

P O Z O            H - 29Material y Equipo Superficial:-

1 controlador intermitente : .....	\$/ 9,609.95	
1 válvula de 2" x 1000# : .....	1,727.00	
1 reducción de 1/2" x 1/4" : .....	5.16	
1 brida de orificio : .....	934.43	
3 válvulas de 1/2" x 800# : .....	884.04	
1 cabeza standard : .....	2,645.47	
2 válvulas de 2" x 125# : .....	736.20	
2 uniones tuercas de 2" x 125# : .....	93.50	
1 válvula de 1/4" x 125# : .....	51.24	
1 codo de 2" x 45° x 125# : .....	17.38	
2 uniones tuercas de 2" x 1000# : .....	270.30	
1 swege de 2" 8H x 2" 11.5 v : .....	76.59	
1 cople bean de 1/4" : .....	559.52	
2 válvulas checks de 2" x 125# : .....	868.00	
25 tubos de 2" J-55 (Manifold-pozo) : ....	12,293.75	
65 tubos de 2" Fe negro (pozo-batería) : .	16,346.85	
1 colgador de 2" x 1" : .....	80.00	
1 manifold de distribución de gas : .....	6,351.92	\$/ 53,551.30

Material y Equipo Sub-Superficial:-

125 tubos de 2" J-55 : .....	\$/ 61,468.75	
1 packer R-3 : .....	6,872.63	
1 zapato de bomba de 2" : .....	222.14	
1 check de retención de 2" : .....	300.00	
3 válvulas camco : .....	15,226.56	
3 mandrels de 2" : .....	5,664.39	
3 checks de válvulas camco : .....	4,248.30	\$/ 94,002.77
T O T A L .....		\$/ 147,554.07

=====

Resumen del Costo de Material y Equipo de los Pozos

de Bombeo Neumático (Gas-Lift)

Pozo N°.	A Material y Equipo Superficial (\$/)	B Material y Equipo Sub-Superficial (\$/)	A + B T O T A L
H 5	44,240.25	138,637.91	182,878.16
H 6	59,463.07	133,492.26	192,955.33
H 39	67,178.12	171,837.16	239,015.28
H 61	39,604.13	133,298.61	172,902.74
H - 99	53,551.30	94,002.77	147,554.07

Material y Equipo Superficial Promedio por Pozo : ... \$/ 52,807.37

Material y Equipo Sub-Superficial Promedio por Pozo : \$/ 134,253.74

PROMEDIO GENERAL DE EQUIPO POR POZO : .... \$/ 187,061.11

3.- Costo del Material y Equipo en Pozos B. Hidráulico:-

Este sistema como lo habíamos descrito anteriormente, posee una Central de Poder que suministra la energía que acciona a los pozos; por tanto es necesario determinar previamente el costo tanto de la Central con sus accesorios, así como el tanque de petróleo motriz para encontrar la parte que de esta instalación le corresponde a cada pozo que gobierna.

a)- Costo de las Líneas y Accesorios de la Central:-I.- Admisión:-

3 codos de 4" x 90° : .....	\$/ 276.40	
1 válvula de 4" (mariposa) : .....	1,398.24	
1 unión tuerca de 4" : .....	186.90	
1 cople de 4" : .....	160.00	
2 reducciones de 4" x 5-1/2" : .....	324.00	
30 pies de casing de 5-1/2" : .....	1,210.20	
1 codo de 4" x 45° : .....	72.00	
1 junta de expansión de 4" : .....	320.00	
8 metros de tubería de 4" (niples) : ..	420.00	
2 válvulas de 1/2" x 125# : .....	138.00	\$/ 4,505.74

II.- Descarga:-

10 pies de tubing de 2-3/8" : .....	\$/ 163.92	
1 tee de 2" x 3000# (acero) : .....	117.88	
1 tapón de orificio de 2" : .....	222.00	
1 unión (meco) de 2" x 3000# : .....	162.03	
1 reducción de 2-1/2" x 2" : .....	581.33	
55 tubos de 2-1/2" (tubing) : .....	37,293.85	
55 tubos de 2" (line pipe) retorno : ..	27,046.25	\$/ 65,587.26

III.- Línea de Conducción de gas (Manifold-Motor):-

1 válvula reductora de Presión Fisher (1000 90#) : .....	\$/ 1,823.76	
1 reducción de 2" x 1" : .....	136.67	
4 uniones tuercas de 2" : .....	187.00	
2 tee de 2" : .....	41.42	
1 válvula relief de 2" : .....	385.00	
1 válvula de compuerta de bronce de 2":	368.10	
1 válvula reductora de presión kimray de 2" (90 - 10#) : .....	2,413.80	
2 codos de 2" x 90° : .....	35.00	
1 regulador fisher de 2" (10# onzas) :.	855.00	
1 válvula de 1/2" (bronce) : .....	69.00	
1 manómetro de (0 - 10#) : .....	120.00	
1 gasómetro : .....	455.00	
160/2 tubos de 2" (line pipe) : .....	20,119.20	\$/ 27,008.95
T O T A L: .....		\$/ 97,101.95

=====

b)- Costo del Tanque de Petróleo Motriz de 500 Bls. de Capacidad:-Planchas:-

2 piezas de 1/4" x 5' x 10' : .....	₡	2,755.61	
28 piezas de 1/4" x 4' x 8' : .....		23,053.80	
2 piezas de 3/16" x 5' x 10' : .....		1,997.95	
7 piezas de 3/16" x 4' x 8' : .....		4,098.17	₡ 31,905.53

Material:-

5 botellas de O <sub>2</sub> : .....	₡	330.00	
33 kg. de C <sub>2</sub> C <sub>a</sub> : .....		213.84	
77 kg. de soldadura eléctrica : .....		1,295.91	
8 piezas Fe angular : .....		<u>1,607.76</u>	₡ 3,447.51

3 indicadores de nivel de 1/2" : .....	₡	300.00	
2 válvulas de 3" : .....		1,174.00	
1 válvula de 2" : .....		368.10	₡ 1,842.10

Mano de obra (por contrata) : ..... ₡ 13,000.00

T O T A L : ..... ₡ 50,195.14

=====

c)- COSTO DE LA CENTRAL DE BOMBEO HIDRAULICO:-Equipo:-

1 bomba Triplex National J-150 con instrumentos : .	₡	193,768.87
1 motor Ajax PD-160 de 2 cilindros : .....		322,093.45
1 eje de montaje : .....		676.50
1 unión flexible de conexión (motor-bomba) : .....		8,739.05
1 base de conexión motor-bomba : .....		41,897.82
1 llave de seguridad con amortiguador, válvula y manguera hidráulica : .....		1,630.66

Accesorios:-

1 juego de conos (2") y herramienta para la bomba :	\$/	3,011.40
1 herramienta para recuperar la standing valve : ..		631.88
1 herramienta para colocar la standing valve : ....		616.86
1 juego de equipo de reparación : .....		42,938.82
1 juego de equipo de prueba para bombas : .....		37,618.11
Líneas de conexión con accesorios (cálculo aparte):		97,101.93
1 tanque de petróleo motriz (cálculo parte) : .....		50,195.14
Arreglo plataforma y base de cemento : .....		3,500.00
traslado de equipo y materiales : .....		5,200.00
Instalación de Central, líneas y accesorios : .....		18,400.00
Supervigilancia y dirección : .....		15,000.00

T O T A L : ..... \$/ 843,020.49  
=====

PARTE CORRESPONDIENTE A CADA POZO = \$/ 843,020.49 = \$/ 140,503.41  
6 =====

d)- Material y Equipo Superficial Común de los Pozos de BombeoHidráulico:-

Con la finalidad de evitar repeticiones, hemos reunido los elementos que son comunes para los pozos que son accionados por el Bombeo Hidráulico y que a continuación señalo:

1 cabeza de control y conpling production inlet : .	\$/	21,455.62
1 pint de 2-3/8" x 24" : .....		341.42
1 dual tubing bonnets de 6" serie 900 de 2-3/8" con uñas para 1-1/4" : .....		7,199.02
1 base de cabeza standard con niple de 5-1/2" : ...		1,727.45
1 reducción de 2" x 1" de 3000# : .....		260.00
2 uniones tuercas de 1" x 3000# : .....		324.00
1 niple de 10' de 1" : .....		115.73
1 tee de 2" x 3000# : .....		117.38
1 tapón de orificio con válvula de 1/2" : .....		322.56
1 válvula de 2" compuerta : .....		368.10
1 válvula plug de 2" : .....		2,682.00
1 unión tuerca de 2" x 125# : .....		46.75

1 válvula check de 2" x 125# : .....	₡	434.00
3 niples de 2" : .....		145.00
1/6 del manifold Central de Control : .....		17,438.33
1/6 de la válvula by pass : .....		3,916.68
1 escalera de 30' con tubo de 2-1/2" y 5/8" : ...		850.00
T O T A L	... ₡	57,744.54
		=====

e)- Costo de Material y Equipo por Pozo:-

P O Z O            H - 7 2

Material y Equipo Superficial:-

Cabeza y conexiones (mat.común) : .....	₡	57,744.54	
35 tubos de 2" J-55 (Manifold-pozo) : ...		17,211.25	
37 tubos de 2" Fe negro (pozo-batería) :.		9,305.13	
1/6 de la Central de Poder : .....		<u>140,503.41</u>	₡ 224,764.33

Material y Equipo Sub-Superficial:-

Unidad hidráulica con accesorios : .....	₡	59,065.41	
Botton hole Assembly : .....		17,562.81	
Landing spear : .....		5,453.57	
118 tubos de 2" J-55 : .....		58,026.50	
110 tubos de 1-1/4" I.J. : .....		53,248.69	
1 reducción de 2" x 2-1/2" : .....		209.15	
1 niple de 2" : .....		57.00	
1 tapón de 1.3' x 2" : .....		<u>30.00</u>	₡ 193,653.13
T O T A L	.....		₡ 418,417.46
			=====

P O Z O            H - 8 2

Material y Equipo Superficial:-

Cabeza y conexiones (mat.común) : .....	₡	57,744.54	
120 tubos de 2" (pozo-batería) : .....		30,178.80	
42 tubos de 2" J-55 (Manifold-pozo) : ...		20,653.50	
1/6 de la Central de Poder : .....		<u>140,503.41</u>	₡ 249,080.25

Material y Equipo Sub-Superficial:-

Unidad hidráulica con accesorios : .....	\$/	59,065.41	
Botton hole Assembly : .....		17,562.81	
Landing spear : .....		5,433.57	
112 tubos de 2" J-55 : .....		55,076.00	
103 tubos de 1-1/4" I.J. : .....		49,860.09	
1 Reducción de 2" x 2-1/2" : .....		209.15	
1 tapón de 1.35' x 2" : .....		30.00	\$/ 187,257.03
T O T A L .....			\$/ 436,337.28
			=====

P O Z O            H - 2 1

Material y Equipo Superficial:-

Cabeza y conexiones (mat.común) : .....	\$/	57,744.54	
28 tubos de 2" J-55 (Manifold-pozo) : ....		13,769.00	
77 tubos de 2" Fe negro (pozo-batería) : .		19,364.73	
1/6 de la Central de Poder : .....		140,503.41	\$/ 231,381.68

Material y Equipo Sub-Superficial:-

Unidad hidráulica con accesorios : .....	\$/	59,065.41	
Botton hole Assembly : .....		17,562.81	
Landing spear : .....		5,453.57	
115 tubos de 2" J-55 : .....		56,551.25	
106 tubos de 1-1/4" I-J : .....		51,564.57	
1 reducción de 2" x 2-1/2" : .....		209.15	
1 tapón de 2" : .....		30.00	\$/ 190,436.76
T O T A L .....			\$/ 421,818.44
			=====

P O Z O            H - 2 2

Material y Equipo Superficial:-

Cabeza y conexiones (mat.común) : .....	\$/	57,744.54	
12 tubos de 2" J-55 (Manifold-pozo) : ....		5,901.00	
55 tubos de 2" Fe negro (pozo-batería) : .		13,831.95	
1/6 de la Central de Poder : .....		140,503.41	\$/ 217,980.90



Material y Equipo Sub-Superficial:-

Unidad hidráulica con accesorios : .....	\$/	59,065.41	
Botton hole Assembly : .....		17,562.81	
Landing spear : .....		5,453.57	
118 tubos de 2" J-55 : .....		58,026.50	
1 niple de 2.88' x 2" : .....		38.00	
1 reducción de 2" x 2-1/2" : .....		209.15	
110 tubos de 1-1/4" I.J. : .....		53,190.16	
1 tapón de 1.2' x 2" : .....		30.00	\$/ 193,575.60
T O T A L .....			\$/ 411,556.50 =====

P O Z O            H - 2 5

Material y Equipo Superficial:-

Cabeza y conexiones (mat.común) : .....	\$/	57,744.54	
42 tubos de 2" J-55 (Manifold-pozo) : ...		20,653.50	
15 tubos de 2" Fe negro (pozo-batería) :.		3,772.35	
1/6 de la Central de Poder : .....		140,503.41	\$/ 222,673.80

Material y Equipo Sub-Superficial:-

Unidad hidráulica con accesorios : .....	\$/	59,065.41	
Botton hole Assembly : .....		17,562.81	
Landing spear : .....		5,453.57	
102 tubos de 2" J-55 : .....		50,158.50	
1 reducción de 0.8' de 2" x 2-1/2" : ....		209.15	
95 tubos de 1-1/4" I.J. : .....		45,500.64	
1 tapón de 1.05' x 2" : .....		30.00	
1 tapón Baker : .....		10,728.00	\$/ 188,708.08
T O T A L : .....			\$/ 411,381.88 =====

P O Z O            :    H - 2 6

Material y Equipo Superficial:-

Cabeza y conexiones (mat.común) : .....	\$/	57,744.54	
51 tubos de 2" J-55 (Manifold-pozo) : ...		25,079.25	
123 tubos de 2" Fe negro (pozo-batería) :		30,933.27	
1/6 de la Central de Poder : .....		140,503.41	\$/ 254,260.47

Material y Equipo Sub-Superficial:-

Unidad hidráulica con accesorios : .....	59,065.41	
Botton hole Assembly : .....	17,562.81	
Larding spear : .....	5,453.57	
116 tubos de 2" J-55 : .....	57,043.00	
1 niple de 3' : .....	57.00	
108 tubos de 1-1/4" I.J. : .....	52,377.36	
1 tapón de 1.06' x 2" : .....	30.00	
1 reducción de 2" x 2-1/2" : .....	209.15	\$/ 191,798.30
T O T A L .....		<u>\$/ 446,058.77</u>

Resumen del Costo de Material y Equipo de los Pozos  
de Bombeo Hidráulico

Pozo N°.	A Material y Equipo Superficial (\$/)	B Material y Equipo Sub-Superficial (\$/)	A + B T O T A L
H 72	224,764.33	193,653.13	418,417.46
H 82	249,080.25	187,257.03	436,337.28
H 91	231,381.68	190,436.76	421,818.44
H 92	217,980.90	193,575.60	411,556.50
H 95	222,673.80	188,708.08	411,381.88
H 96	254,260.47	191,798.30	446,058.77

Material y Equipo Superficial Promedio por Pozo : ... \$/ 233,356.91

Material y Equipo Sub-Superficial Promedio por Pozo \$/ 190,904.81

PROMEDIO GENERAL DE EQUIPO POR POZO : .... \$/ 424,261.72

C O S T O D E I N S T A L A C I O N P O R P O Z O

B O M B E O M E C A N I C O

Pozo N°.	Instalar cabeza y Conexiones	Transporte e Instalación Unidad	Transporte e Instalación Tubo Super.	Transporte Tubos y Varillas	Camión Servicio Pozos	Instalación Equipo Superficial	Transporte de Personal	Supervigilancia y Direcc.	T O T A L
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
H- 40	420.00	1,820.00	800.00	1,200.00	1,973.00	640.00	800.00	500.00	8,153.00
H- 68	420.00	1,820.00	2,760.00	1,200.00	1,973.00	640.00	800.00	500.00	10,113.00
H- 71	420.00	1,820.00	1,600.00	1,200.00	1,973.00	640.00	800.00	500.00	8,953.00
H- 72	420.00	1,820.00	760.00	1,200.00	1,973.00	640.00	800.00	500.00	8,113.00
H- 80	420.00	1,820.00	920.00	1,200.00	1,973.00	640.00	800.00	500.00	8,273.00
H- 82	420.00	1,820.00	1,080.00	1,200.00	1,973.00	640.00	800.00	500.00	8,433.00
H- 83	420.00	1,820.00	1,240.00	1,200.00	1,973.00	640.00	800.00	500.00	8,593.00
H- 84	420.00	1,820.00	1,760.00	1,200.00	1,973.00	640.00	800.00	500.00	9,113.00

C O S T O D E I N S T A L A C I O N P R O M E D I O P O R P O Z O = \$ 8,718.00

COSTO DE INSTALACION POR BOMBEO NEUMATICO(GAS LIF)

P O Z O H - 5

Transporte e instalación de Tub.superficial : .....	S/ 1,680.00
Instalación de cabeza y conexiones : .....	320.00
Transporte material sub-superficial : .....	1,500.00
Camión de Servicio de Pozos : .....	1,973.00
Instalación equipo sub-superficial : .....	640.00
Transporte de personal : .....	800.00
Supervigilancia y dirección : .....	500.00
T O T A L : .....	S/ 7,413.00

Los pozos: H-6, H-39 y H-89, tienen igual costo de instalación; a excepción del pozo H-61 por encontrarse ubicado más próximo al manifold de distribución de gas y cuyo valor es el siguiente:

P O Z O H - 6 1

Transporte é instalación de Tub.superficial : .....	S/ 1,280.00
Instalación de cabeza y conexiones : .....	320.00
Transporte de material sub-superficial : .....	1,500.00
Camión de Servicio de Pozos : .....	1,973.00
Instalación equipo sub-superficial : .....	640.00
Transporte de personal : .....	800.00
Supervigilancia y dirección : .....	500.00
T O T A L : .....	S/ 6,913.00

COSTO DE INSTALACION PROMEDIO POR POZO = S/ 7,313.00

C O S T O   D E   I N S T A L A C I O N   P O R   P O Z O

B O M B E O   H I D R A U L I C O

Pozo No.	Tub. Sup. e Instalación	Cabezal- Conex. Instalación	Mat. Sub- Superficial Transporte	Camión Servicio Pozos	Eq. Sub- Superficial Instalación	Transporte Personal	Supervi- gilancia Dirección	T O T A L
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
H- 72	1,680.00	400.00	1,800.00	1,973.00	768.00	800.00	900.00	8,321.00
H- 82	1,980.00	400.00	1,800.00	1,973.00	768.00	800.00	900.00	8,621.00
H- 91	1,730.00	400.00	1,800.00	1,973.00	768.00	800.00	900.00	8,371.00
H- 92	1,680.00	400.00	1,800.00	1,973.00	768.00	800.00	900.00	8,321.00
H- 95	1,680.00	400.00	1,800.00	1,973.00	768.00	800.00	900.00	8,321.00
H- 96	1,980.00	400.00	1,800.00	1,973.00	768.00	800.00	900.00	8,621.00

C O S T O   D E   I N S T A L A C I O N   P R O M E D I O   P O R   P O Z O   =   \$ 8,429.33

COSTO PROMEDIO POR POZO DE LOS DIFERENTES SISTEMAS

Sistema	Mat. Equipo Superficial	Mat. Equipo Sub-Superficial	Costo Instalación	Costo Total
B.Mecánico	168,804.73	118,313.93	8,718.00	295,836.66
B.Neumático	52,807.37	134,253.74	7,313.00	194,374.11
B.Hidráulico	233,356.91	190,904.81	8,429.33	432,691.05

## C A P I T U L O     V

### AMORTIZACION DE LAS INSTALACIONES

#### 1.- Amortización: Definición:-

Significa la depreciación o desgaste que se prevé para desvalorizar todo activo susceptible de una pérdida mayor y es aplicable a bienes tangibles, generalmente al activo fijo; el cual se desgasta por los siguientes factores concurrentes:

- a.- La acción natural del tiempo, sobre los materiales:  
oxidación, cambios de color, etc.
- b.- Por deterioros inherentes a su uso.
- c.- Por el adelanto de la técnica, los usos, etc., que tornan inadecuados para mañana lo que hoy es la última novedad.

Estos factores son los que se tienen en cuenta dentro del concepto de Amortización del Activo Fijo y si bien el segundo puede ser la intensidad variable con el uso que se haga, los otros dos castigan inexorablemente el valor de compra y representan una pérdida que se va produciendo día a día.

En los países de habla sajona, el término que se emplea en general es "depreciación" y que significa más acertadamente, la índole del cargo regular de pérdida de valor del activo fijo; su empleo es perfectamente admisible ya que tiende a mostrar más concretamente la naturaleza del castigo anual al activo.

## 2.- Método de Amortización Empleada:-

Basados en porcentajes generales aplicados a la Industria del Petróleo y contando con el asesoramiento de la Price Waterhouse Teat Co. (auditores), se emplea en la E.P.F. el "Método Directo" de amortización.- Este método fija la vida útil o duración del bien, el importe a amortizarse se divide por el número de años correspondientes y el cociente da la cifra anual de amortización, que es uniforme durante todo el término establecido.

La tasa de amortización señalada para el tipo de equipo y material que empleamos en este trabajo ha sido señalada en 15% anual.

## 3.- Cálculo de las Amortizaciones:-

De acuerdo a lo anteriormente señalado, nos ocuparemos en esta parte, de determinar los valores que resultan al amortizar todo el material y equipo instalado en cada uno de los pozos de los diferentes sistemas; hallando la "Amortización Mensual", o sea dividiendo entre 12 meses el 15% aplicado:



a)- Amortización Mensual en Pozos de Bombeo Mecánico:-

Pozo Nº.	A Material y Equipo ( \$/ )	B Instalación ( \$/ )	A + B ( \$/ )	Amortización Mensual. ( \$/ )
H- 40	203,639.97	8,153.00	211,792.97	2,647.41
H- 68	301,143.42	10,113.00	311,256.42	3,890.71
H- 71	329,280.54	8,953.00	338,233.54	4,227.92
H - 72	320,645.83	8,113.00	328,758.83	4,109.48
H- 80	228,166.62	8,273.00	236,439.62	2,955.49
H- 82	339,640.89	8,433.00	348,073.89	4,350.92
H- 83	336,204.98	8,593.00	344,797.98	4,309.97
H- 84	238,227.54	9,113.00	247,340.54	3,091.76

b)- Amortización Mensual en Pozos de Bombeo Neumático:-

Pozo Nº.	A Material y Equipo ( \$/ )	B Instalación ( \$/ )	A + B ( \$/ )	Amortización Mensual ( \$/ )
H- 5	182,878.16	7,413.00	190,291.16	2,378.64
H- 6	192,955.33	7,413.00	200,368.33	2,504.60
H- 39	239,015.28	7,413.00	246,428.28	3,080.35
H- 61	172,815.74	6,913.00	179,815.74	2,247.70
H- 99	147,554.07	7,413.00	154,967.07	1,937.09

c)- Amortización Mensual en Pozos de Bombeo Hidráulico:-

Pozo	A Material y Equipo ( \$/ )	B Instalación ( \$/ )	A + B ( \$/ )	Amortización Mensual ( \$/ )
H- 72	418,417.46	8,321.00	426,738.46	5,334.23
H- 82	436,337.28	8,621.00	444,958.28	5,561.98
H- 91	421,818.44	8,371.00	430,189.44	5,377.37
H- 92	411,556.50	8,321.00	419,877.50	5,248.47
H- 95	411,381.88	8,321.00	419,702.88	5,246.28
H- 96	446,058.77	8,621.00	454,679.77	5,683.49

## C A P I T U L O    V I

### LIMITE ECONOMICO DE EXTRACCION

#### 1.- PRINCIPIOS GENERALES:-

Cuando un campo petrolero es descubierto, se hace presente la ciencia del reservorio, es en efecto una ciencia mucho más exacta que la geología, al menos en petróleo. Tan pronto como algunas perforaciones han delimitado el yacimiento, se hace posible al ingeniero de preveer con una presición que crece con la producción, el comportamiento futuro de la explotación en función del tratamiento empleado para el campo.- Todos estos aspectos pueden ser traducidos en términos económicos; son estos últimos que en definitiva determinarán el comportamiento de la sociedad explotante con respecto a las proposiciones hechas por los técnicos; también es indispensable para ellos comprender perfectamente las nociones económicas de base que intervienen en estos juicios.

La finalidad de todo cálculo económico es de determinar las condiciones mejores de empleo del capital disponible (bajo su aspecto monetario o físico).

Toda compañía, todo gobierno digno de este nombre, enfocan a aumentar el capital que disponen, lo que permitirá a los accionistas o ciudadanos a los cuales representan, de aumentar o de reinvertir los valores para obtener, un nuevo, un incremento de su capital.- Como desgraciadamente el capital disponible es siempre limitado, conviene hacer una selección entre los gastos.- A menudo las primeras inversiones escogidas serán aquellas que permitirán la más rápida recuperación y la

multiplicación más elevada del capital invertido.- Por el contrario, las inversiones que no permitirán recuperar el capital invertido serán por lo tanto dejados de lado.

La figura: VI-1, representa esquemáticamente la vida financiera de una inversión: el tiempo es puesto en abscisas y en ordenadas los gastos o rentas acumuladas; la pendiente de la curva es entonces igual al exceso de las rentas sobre los gastos por unidad de tiempo.- Partiendo de un valor negativo igual a las inversiones iniciales  $I$ , la renta acumulada se anula en un tiempo llamado "pay out" en lenguaje anglo Saxon. Este "pay out" ó ajuste de cuentas, que equivaldría a redimir la inversión ó gastos iniciales, tiene una gran importancia para la compañía explotante: a partir de este momento, la inversión inicial es reintegrada y las rentas ulteriores corresponden a la reacción de un nuevo capital, del beneficio extraído de la ejecución del proyecto por la compañía.

Esta curva pone igualmente en evidencia el instante en que deben pararse los trabajos, cuando las rentas no reintegran los gastos: el máximo beneficio acumulado es alcanzado cuando la pendiente de la curva se anula, por consiguiente, las operaciones más allá corresponderán a un empobrecimiento de la compañía que es necesario evitar.

Tratándose particularmente de la producción de un pozo ó de un grupo de pozos, bajo condiciones similares de trabajo, llega este momento, al cual se le denomina: Límite Económico de Extracción.

RENDA ACUMULADA

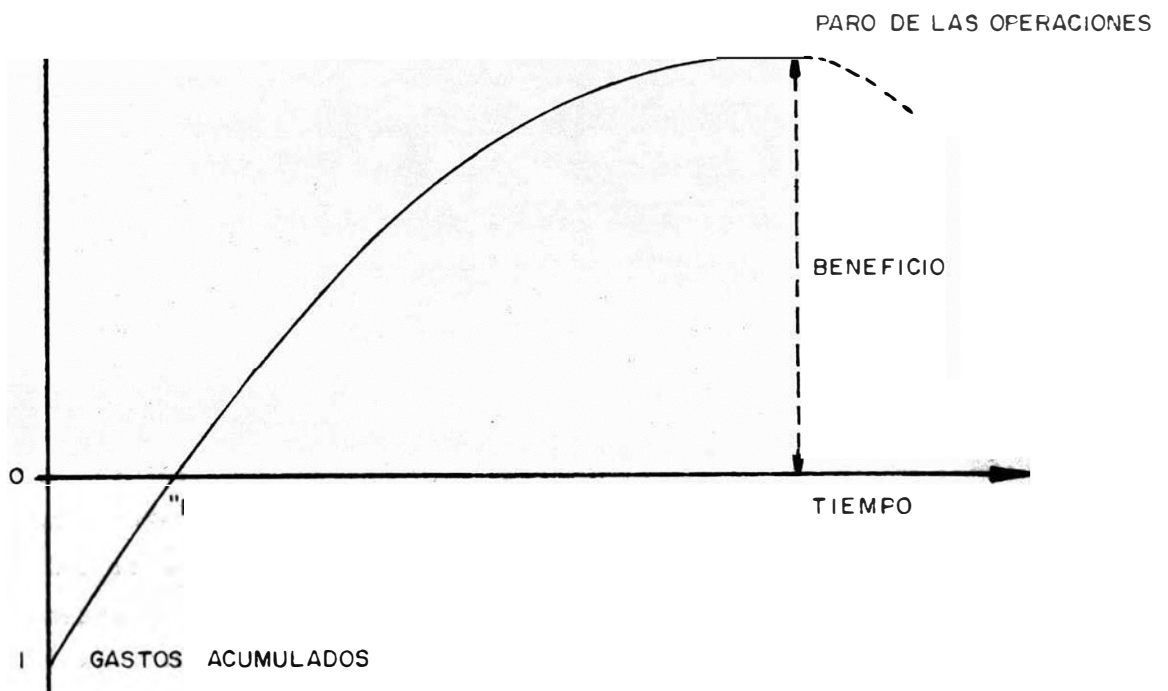


FIG. VI - 1

## 2.- LIMITE ECONOMICO: DEFINICION:-

De lo dicho anteriormente, definimos como "Límite Económico" a la fecha ó momento en que el pozo ya no rinde utilidades; es decir, cuando los gastos no son reintegrados con la producción del pozo.- Dicho Límite es función de variables tales como: el ritmo de producción, los gastos de explotación, el precio del petróleo y otros factores que gravitan sobre las utilidades.- Indudablemente que este Límite puede variar de cuando en cuando, según varíen los precios del petróleo y los otros factores.- Generalmente las propiedades antiguas y bien organizadas continúan produciendo por períodos mucho más largos que los estimados, en razón de que, a medida que se advierte disminución en las utilidades, se pone en práctica mayores esfuerzos para reducir los costos.

Las estimaciones sobre el Límite Económico probable, para propiedades que cuentan con mas de un pozo, generalmente se basan en condiciones promedias tanto respecto a productividad, cuanto a utilidades. Sin embargo, a medida que transcurre el tiempo, se hace necesario eliminar los pozos casi agotados, o sea, los que llegan a este Límite; aquellos en que se pierde dinero y su material y equipo se utilizan para reemplazar a los de los pozos restantes; de este modo la propiedad gana longevidad mayor de la que se previó en la estimación para condiciones promedias.- No obstante de que esta característica tiende a prolongar la vida de la propiedad, así como a incrementar la cantidad de petróleo que en definitiva pueda recuperarse, no es tan importante en lo que respecta a su valor, porque el valor actual de las ganancias a largo plazo resulta ser pequeño.

El Límite Económico es usado para hacer producciones de acuerdo a las curvas de producción, y que de acuer-

do a su declinación se estima el volumen por recuperar y el tiempo en que dicho Límite será alcanzado, sin que posteriormente pueda esperarse ninguna producción benéfica.- Sin embargo, la experiencia ha demostrado que si ocurren cambios sensibles en los precios del crudo, la vida productiva se prolongará en tanto.

El Límite Económico lo calculamos haciendo una relación entre los Costos de Extracción por pozo y el ingreso neto por barril de petróleo.

$$\text{Límite Económico (Bls/Día)} = \frac{\text{Costo Mensual de Extracción } (\$/\text{mes})}{30.4 \times \text{Ingreso Neto } (\$/\text{Bl.})}$$

a)- Costo de Extracción:-

Se denomina Costo de Extracción a los costos efectivos requeridos, por las operaciones del campo para extraer el petróleo del fondo de los pozos a la superficie; es decir, los costos de equipo del pozo, la fuerza motriz, combustible, reparaciones, instalaciones, etc., de acuerdo al sistema empleado para la extracción del petróleo.

En muchos casos, el valor que se asigna al costo de extracción por pozo, es un valor arbitrario, ya que no se puede tener la seguridad de que este valor se mantendrá inalterable para años futuros.- Hay que tener en consideración la variación del costo de la mano de obra, la eficiencia del equipo, el tratamiento del crudo, etc. entre otros, los factores que deberán considerarse.

b)- Ingreso Neto:-

Esta designado por el precio de venta del petróleo crudo, conforme a la cotización y demás estipulaciones del contrato de venta, de acuerdo a su calidad y demanda; deduciéndose: el costo por almacenaje, transporte, regalías e impuestos y gastos indirectos que no pueden aplicarse directamente al pozo sino a la producción general del campo.

Sin una compañía productora, posee plantas de refinación, el valor de su petróleo puede ser otro muy diferente al que recibiría por su venta.

El precio del petróleo crudo es un factor que afecta a todas las facetas de la industria; referente a los ingresos o utilidades y hace variar los Límites Económicos en los pozos de baja producción.

### 3.- CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL CALCULO DEL LIMITE ECONOMICO EN EL CAMPO HUALTACAL:-

Al haber definido el L. E. de extracción, de bemos señalar las consideraciones generales que hemos tenido en cuenta para su determinación, en cada uno de los sistemas de extracción artificial empleados en el Campo Hualtacal:

Teniendo en cuenta que el L. E. varía con las profundidades de los pozos (mayor capacidad de equipo) vuestros cálculos se rán basados en pozos que tengan profundidades semejantes, es de cir, del mismo horizonte productivo.

Para determinar los costos de mantenimiento, hemos recurrido a los historiales de cada pozo para encontrar un promedio de



trabajos en cada uno de los sistemas y hallar luego una cantidad constante aplicada a cada pozo.

- Como el consumo de la química utilizada para el tratamiento del petróleo producido, se inyecta en las baterías y no a cada pozo, hemos señalado una cantidad constante, considerando la proporción necesaria para tratar 10 Bls. de petróleo.

- Hemos considerado a \$ 2.20 dólares el precio de venta del petróleo, que es el valor promedio que actualmente recibimos.

Para los gastos de almacenaje y embarques, así como los gastos generales, hemos considerado un promedio por barril de tres meses de operaciones llevadas por el Departamento de Contabilidad.

#### 4.- COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS:-

##### A)- En el Bombeo Mecánico:-

Dentro de este sistema debemos de considerar al mantenimiento que se realiza tanto a la unidad de bombeo y su motor, como al que se efectúa a la instalación sub-superficial del pozo.- No hemos considerado el consumo de combustible del motor, por cuanto estos actúan a gas y que generalmente proviene del mismo pozo.

##### a.- Mantenimiento de la Unidad y del Motor por Mes:-

Motor: (cada 240 horas).-

Reparación y repuestos : .....	\$/	140.00
Cambio de aceite (6 glns) : .....		149.18
Grasa (1.5 kg.) : .....		22.87
Gasolina (6 glns.) : .....		29.70
Consumo normal de aceite (1/8 día) : .		93.24

Unidad: (anual).-

Aceite (9/12 gln.) : .....	\$/	18.11
Grasa (3 kg.) : .....		45.74
Movilidad : .....		100.00
Jornales : .....		80.00
Revisión periódica : .....		200.00

a) T O T A L A L M E S      \$/      878.84  
=====

b.- Mantenimiento del Pozo:-

El promedio encontrado por este concepto ha sido considerado en tres veces al año, los requeridos por los pozos que trabajan para la formación Mogollón; y son:

Por camión de servicio de pozos (24 horas) : .....	\$/	1,973.00
Jornales de cuadrilla de S. P. : .....		768.00
Repuestos (copas, asientos, etc.) : ...		1,050.00
Gastos de movilidad, transporte : .....		300.00
Supervigilancia y dirección .....		400.00

T O T A L                      =      \$/      4,491.00

b) Costo Mensual              =      4491/4      =      \$/      1,122.75

COSTO TOTAL POR MANTENIMIENTO MENSUAL POR POZO =

= 1122.75 + 878.84 = \$/ 2001.59  
=====

B)- En el Bombeo Neumático (Gas-Lift):-

En este sistema los servicios de mantenimiento, que incluye a la reparación y revisión de la instalación así como la calibración de las válvulas se efectuarán generalmente dos veces al año y se resumen en:

Por uso de camión de servicio de pozos :	S/	1,973.00
Jornales de cuadrilla : .....		768.00
Reparación de válvulas : .....		804.60
Gastos de movilidad, transporte : .....		300.00
Supervigilancia y dirección : .....		400.00
Otros gastos de reparación de la instalación : .....		300.00
T O T A L	S/	4,545.60
		=====

COSTO TOTAL POR MANTENIMIENTO MENSUAL POR POZO =

$$= \frac{4545.60}{6} = S/ \underline{\underline{757.60}}$$

Dentro de este sistema señalaremos posteriormente el costo que por consumo de gas se aplica a cada pozo.

C)- En el Bombeo Hidráulico:-

Al poner este sistema una central de fuerza, debemos de considerar dentro del costo por mantenimiento, los gastos que ocasiona la central, entre los pozos que acciona y los costos de mantenimiento del pozo en si:

a.- Costo de Mantenimiento Mensual de la Bomba Triplex y el Motor:-

Consumo mensual de aceite (40 gln.) : ..	S/	967.70
Cambio de aceite de la bomba (cada 6 meses) : .....		32.41
Cambio de aceite del motor (cada 6 meses)		32.41
Consumo mensual de repuestos : .....		400.00
Jornales : .....		600.00
Supervigilancia y dirección : .....		700.00
Gastos de movilidad : .....		350.00
T O T A L : .....	S/	3,082.52
		=====

b.- Consumo Mensual de Gas del Motor:-

El motor consume  $10.5 \text{ ft}^3/\text{hora.}$

En las condiciones actuales de trabajo: 400 R.P.M. y 118 H.H.P. el consumo diario de gas es:

$$10.5 \times 118 \times 24 = 29,736 \text{ ft}^3.$$

$$\text{Consumo mensual} = 29,736 \times 30 = 892,080 \text{ ft}^3.$$

El costo asignado al gas es de \$/ 1.5 soles por  $1000 \text{ ft}^3$ ; luego:

$$\text{Costo mensual por Consumo de Gas} = \$/ 1,338.12$$

$$\underline{\text{Mantenimiento Mensual de la Central}} = 3082.52 + 1338.12 = \underline{\$/ 4420.64}$$

$$\underline{\text{El Costo de Mantenimiento por Pozo será:}} \quad \$/ 4420.64 = \$/ 736.77$$

6 Pozos

c.- Mantenimiento del Pozo:-

En el poco tiempo que lleva este sistema en operación (Agosto de 1965), hemos podido notar, que los trabajos de mantenimiento en el Sector Hualtacal han sido mínimos.- Contribuyen a esto: la calidad del petróleo del campo que lubrica las partes de la unidad hidráulica, el poco sedimento en el petróleo recuperado no permite la obturación de los elementos, el bajo G.O.R. y la no presencia de parafina.- Al no emplearse el camión de servicios, para la extracción de la unidad hidráulica, reducen aún más los costos por este concepto.

Para hallar un valor que refleje los gastos ocasionados por el mantenimiento de los pozos, hemos señalado un promedio de los seis pozos que actualmente se encuentran en

operación; siendo de cuatro meses para revisar la unidad hidráulica y de diez meses para revisar y limpiar toda la instalación.

Revisión y Reparación de la Unidad Hidráulica:-

Consumo de repuestos (copas, asientos, bombas, etc.) : .....	S/	316.00
Cambio y reparación en taller (3 horas-4 hombres) : .....		120.00
Cambio de bomba al pozo (3 horas) : .....		90.00
Por movilidad, transporte : .....		200.00
Supervigilancia y dirección : .....		200.00
T O T A L	S/	926.00
<u>Costo Mensual =</u> 962.00/4	= S/	240.50

Revisión de la Instalación:-

Por uso de camión de Servicio de Pozos :.	S/	1,973.00
Jornales de cuadrilla : .....		768.00
Limpieza, revisión, reparación, etc. : ..		300.00
Supervigilancia y dirección : .....		300.00
T O T A L	S/	3,341.00
<u>Costo Mensual =</u> 3341.00/10	= S/	334.10

$$\underline{\underline{\text{Mantenimiento del Pozo}}} = \underline{240.50} + \underline{334.10} = \text{S/ } \underline{\underline{574.60}}$$

Costo Total por Mantenimiento Mensual por Pozo =

$$= \text{S/ } 736.77 + 574.60 = \text{S/ } \underline{\underline{1311.37}}$$

5.- CALCULO DEL COSTO TOTAL DE EXTRACCION MENSUAL POR POZO:-

a)- Pozos de Bombeo Mecánico:-

Reunimos en el siguiente cuadro, de acuerdo a los pozos señalados para este trabajo, los Costos Totales de

extracción mensual, según los valores de la amortización del equipo hallada en el capítulo V y los determinados por el concepto de mantenimiento.

Pozo	Amortización Mensual Equipo e Ingtalación	Mantenimiento General S/	Consumo Química S/	CONSTO DE EXTRACC. TOTAL S/
H- 40	2,647.41	2,001.59	153.60	4,802.60
H- 68	3,890.71	2,001.59	153.60	6,045.90
H- 71	4,227.92	2,001.59	153.60	6,383.11
H- 72	4,109.48	2,001.59	153.60	6,264.67
H- 80	2,955.49	2,001.59	153.60	5,110.68
H- 82	4,350.92	2,001.59	153.60	6,506.11
H- 83	4,309.97	2,001.59	153.60	6,465.16
H- 84	3,091.76	2,001.59	153.60	5,246.95

b)- Pozos de Bombeo Neumático:-

Como lo habíamos señalado anteriormente, los pozos que trabajan por este sistema reciben el gas de un pozo gasífero situado en el Sector Perú, sin hacer uso de un compresor. Ha sido necesario darle el gas utilizado para este efecto el valor de S/ 1.50 soles por cada 1,000 ft<sup>3</sup>. por conceptos de manipuleo y del propio valor del gas.

Para nuestros cálculos hemos considerado la cantidad de gas utilizada en cada pozo, de acuerdo a las actuales condiciones de trabajo, teniendo en cuenta que éste puede variar según varíen los regímenes de producción.

Pozo N°.	Consumo Diario ( Ft <sup>3</sup> )	Consumo Mensual ( M.P.C. )	Costo Mensual \$
H- 5	37,152	1,129.42	1,694.13
H- 6	24,240	736.90	1,105.35
H- 61	24,768	752.95	1,129.42
H- 39	52,761	1,603.93	2,405.89
H- 99	26,753	813.29	1,219.93

Con estos valores, reunimos en el cuadro adjunto el Costo Total de Extracción Mensual por pozo.

Pozo N°.	Amortización Mensual Equipo e Instalación.	Mantenimiento General	Consumo de Gas \$	Consumo Química \$	COSTO DE EXTRACCION TOTAL \$
H- 5	2,378.64	757.60	1,694.13	153.60	4,983.97
H- 6	2,504.60	757.60	1,105.35	153.60	4,521.15
H- 61	3,080.35	757.60	1,129.42	153.60	5,120.97
H- 39	2,247.70	757.60	2,405.89	153.60	5,564.79
H- 99	1,937.09	757.60	1,219.93	153.60	4,068.22

c)- Pozos de Bombeo Hidráulico:-

Pozo N°.	Amortización Mensual Equipo e Instalación	Mantenimiento General \$/	Consumo Química \$/	COSTO DE EXTRACCIÓN. TOTAL \$/
H- 72	5,334.23	1,311.37	153.60	6,799.20
H- 82	5,561.98	1,311.37	153.60	7,026.95
H- 91	5,377.37	1,311.37	153.60	6,842.34
H- 92	5,248.47	1,311.37	153.60	6,713.44
H- 95	5,246.28	1,311.37	153.60	6,711.25
H- 96	5,683.49	1,311.37	153.60	7,148.46

6.- CALCULO DEL INGRESO NETO POR BARRIL:-

Bajo este rubro agrupamos:

a)- Costo de Transporte (Oleoductos y Estación de Bombeo):-

Oleoducto Hualtacal-La Cruz : ..... \$/ 857,920.28  
 Amortización ( 5% anual ) : ..... 42,896.03  
 Amortización Mensual : ..... \$/ 3,574.67

Oleoducto La Cruz-Organos (Para 2 Sectores) : ..... 2'593,571.24  
 Amortización ( 5% anual ) : ..... 129,678.16  
 Amortización Mensual : ..... 10,806.55  
 Parte correspondiente al Sector Hualtacal : ..... = 10,806.55 = \$/ 5,403.28



## Estación de Bombeo:

Costo Motor y bomba .....	S/ 226,924.37
Amortización (15% anual) : .....	34,038.66
Amortización mensual : .....	S/ 2,836.50
Consumo mensual de diesel (550 glns.) : .....	1,567.50
Mantenimiento mensual : .....	500.00
T O T A L : ..	S/ 13,881.95

Producción Promedio Mensual del Campo Hualtacal = 54,000 Bls.

Costo de Transporte por Barril = S/ 13,881.95 = 0.26 Soles.  
54,000 Bls.

b)- Costo de Almacenaje y Embarques:-

Lo hemos obtenido, sacando un promedio de gas tos de tres meses con la producción total que esta sección recibe de los Campos de la E.P.F.

<u>M e s</u>	<u>Gastos (S/)</u>	<u>Producción Total (Bls.)</u>
Agosto	133,260.00	242,667.50
Setiembre	136,355.00	158,229.00
Octubre	130,971.00	249,847.50
TOTAL : .....	400,586.00	650,744.00

Costo de Almacenaje y Embarque por Barril =  $\frac{400,586}{650,744}$  = 0.6156 Soles.

c)- Control General del Campo:-

El control de la producción del Campo Hualtaca es efectuado por el siguiente personal:

1 Ingeniero Jefe de Sector : .....	S/	6,500.00	/Mes.
1 Capataz . .....		4,500.00	
8 Medidores : .....		17,280.00	"
Gastos de transporte : .....		4,000.00	
T O T A L		S/	32,280.00 /Mes.
			=====

Producción Promedia del Campo = 54,000 Bls.

$$\begin{aligned} \text{Costo por Barril, por Control General del Campo} &= \frac{\text{S/ } 32,280.00}{54,000 \text{ Bls.}} \\ &= \underline{\underline{0.598 \text{ Soles.}}} \end{aligned}$$

d)- Gastos Generales de Producción:-

Para obtener un valor de Gastos Generales por barril producido, hemos sacado un promedio de tres meses de los siguientes conceptos:

	<u>Octubre</u>	<u>Noviembre</u>	<u>Diciembre</u>
Planta Eléctrica y Agua :	42,410.91	37,182.18	41,373.63
Población y Bienestar	804,403.53	820,697.14	907,541.36
Administración	443,124.16	530,437.52	627,775.51
Almacenes	32,348.67	58,308.32	66,911.67
T O T A L E S : .....	S/ 1'322,287.27	1'446,625.16	1'643,602.17
	=====	=====	=====
PRODUCC, TOTAL EN BLS.	249,847.50	233,001.00	238,666.50
GASTO GENERAL POR BL. (S/):	5.29	6.21	6.89

EL GASTO GENERAL PROMEDIO = 6.13 Soles/Bl.

DE ACUERDO A LOS INCISOS: a, b, c y d; OBTENEMOS UN INGRESO  
POR BARRIL IGUAL A:

= PRECIO DE VENTA - (0.26 + 0.62 + 0.6 + 6.13)  
= 2.20 x 26.82 - 7.61

INGRESO NETO = 51.39 Soles/Bl.

#### 7.- CALCULO DE LOS LIMITES ECONOMICOS:-

Al haber determinado tanto los Costos de Extracción, como el Ingreso Neto por Barril, nos será fácil aplicar la fórmula que nos dará el Limite Económico de extracción para los diferentes pozos de cada uno de los sistemas:

##### a)- Pozos de Bombeo Mecánico:-

Pozo N°.  
=====

H- 40	L. E.	=	4802.60	=	<u>3.07</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			
H- 68	L. E.	=	6045.90	=	<u>3.87</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			
H- 71	L. E.	=	6383.11	=	<u>4.09</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			
H- 72	L. E.	=	6264.67	=	<u>4.01</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			
H- 80	L. E.	=	5110.68	=	<u>3.27</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			

H- 82	:	L. E.	=	6506.11	=	<u>4.16</u>	Bls/Día.
				30.4 x 51.39			
H- 83		L. E.	=	6465.16	=	<u>4.14</u>	Bls/Día.
				30.4 x 51.39			
H- 84	:	L. E.	=	5246.95	=	<u>3.36</u>	Bls/Día.
				30.4 x 51.39			

LIMITE ECONOMICO PROMEDIO = 3.75 BLS/DIA.

b)- Pozos de Bombeo Neumático:-

Pozo N°.

H- 5	:	L. E.	=	4983.97	=	<u>3.19</u>	Bls/Día.
				30.4 x 51.39			
H- 6	:	L. E.	=	4521.15	=	<u>2.89</u>	Bls/Día.
				30.4 x 51.39			
H- 61	:	L. E.	=	5120.97	=	<u>3.28</u>	Bls/Día.
				30.4 x 51.39			
H- 39	:	L. E.	=	5564.79	=	<u>3.56</u>	Bls/Día.
				30.4 x 51.39			
H- 99	:	L. E.	=	4068.22	=	<u>2.60</u>	Bls/Día.
				30.4 x 51.39			

LIMITE ECONOMICO PROMEDIO = 3.10 BLS/DIA.

## c)- Pozos de Bombeo Hidráulico:-

Pozo N°.

H- 72	L. E.	=	6799.20	=	<u>4.35</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			
H- 82	L. E.	=	7026.95	=	<u>4.50</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			
H- 91	L. E.	=	6842.34	=	<u>4.38</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			
H- 92	L. E.	=	6713.44	=	<u>4.30</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			
H- 95	L. E.		6711.25		<u>4.30</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			
H- 96	L. E.	=	7148.46	=	<u>4.58</u>	Bls/Día.
			30.4 x 51.39			

LIMITE ECONOMICO PROMEDIO = 4.40 BLS/DIA.

<u>S I S T E M A S</u>	<u>LIMITES ECONOMICOS PROMEDIOS</u>
<u>BOMBEO MECANICO</u>	<u>3.75</u> Bls/Día.
<u>BOMBEO NEUMATICO</u>	<u>3.10</u> Bls/Día.
<u>BOMBEO HIDRAULICO</u>	<u>4.40</u> Bls/Día.

## CONCLUSIONES

En el estudio que se ha hecho para llegar a determinar el LIMITE ECONOMICO DE EXTRACCION DE LOS DIFERENTES SISTEMAS EMPLEADOS EN EL CAMPO HUALTACAL, hemos podido establecer las siguientes conclusiones:

- 1°.- Para poder establecer comparaciones entre los diferentes sistemas, es necesario referirse a un mismo horizonte productivo; por cuanto las profundidades variarán dentro de un rango semejante.
- 2°.- Las comparaciones más justas se establecen entre el Bombeo Mecánico y el Hidráulico; ya que el Bombeo Neumático no cuenta actualmente con su equipo completo (compresoras) que limitan su aplicación.
- 3°.- Teniendo en cuenta lo anteriormente señalado, el Bombeo Neumático; posee menor costo de equipo, seguido por el Mecánico; necesitándose mayor inversión para el Bombeo Hidráulico.  
  
Dentro de los Costos por Mantenimiento de pozos, el bombeo Hidráulico ocasiona menores gastos que el bombeo Mecánico, necesitándose menor personal para su control y reparación.
- 5°.- El Bombeo Hidráulico posee mayor eficiencia que los otros sistemas, que representa mayor capacidad de extracción; lo cual ocasionaría una más rápida amortización de su equipo.
- 6°.- El Bombeo Hidráulico se justifica en pozos que tienen gran capacidad productiva.

- 7°.- Los L. E. promedios obtenidos para cada sistema, representan que el más económico es el Bombeo Neumático, seguido por Bombeo Mecánico y el más costoso el Bombeo Hidráulico.
- 8°.- Los L. E. están en función directa con las profundidades de los pozos y las producciones de los mismos; por cuanto a mayor profundidad, mayor equipo; igualmente la capacidad del equipo será mayor cuando el régimen productivo del pozo es alto.
- 9°.- Es necesario revisar periódicamente los L. E. de los pozos, por cuanto ellos varían de acuerdo a la vida productiva del campo y de los costos de material y equipo, mano de obra, precios del petróleo, etc. que no son iguales en toda época.

## B I B L I O G R A F I A

- LAY (V.) - Geologia del Campo Hualtacal.
- HOUPEURT (A.) - Eruption, Pompage Gas-Lift (I.F.P.).
- UREN (L.CH.) - Petroleum Production Engineering (Exploitation y Economics).
- STEPHENS (M), SENCER (a) - Petroleum And Natural Gas Production.
- WINKLER (H.), SMITH (s) - Camco Gas-Lift Manual.
- ORRIS (P.), BICKING (L.), De MOSS (E) - Practical Gas Lift (Merla).
- KOBE - Hydraulic Oil Well Pumping Systems.
- OIL MASTER - Hydraulic Pumping Systems.
- RAUL (J.), SEOANE (J.) - Diccionario de Contabilidad y Ciencias Afines (Vol I).
- GULF PUBLISHING Co - Economics of the Petroleum Industry.
- PETITMENGIN (J.) - Relations entre la Technique et l'Economie dans la Production du Pétrole (I.F.P.).
- CAMPBELL (J.) - Oil Property Evaluation.
- PAINE (P.) - Oil Property Evaluation.
- PERROTTI (G.) - La Scuola in Azione (E.N.I.).
- AUFREERE (G.) PENE (M.F.) - Programmation des Etudes Economiques de L' Exploitation d' un Gisement D' Hydrocarbures (I.F.P.).