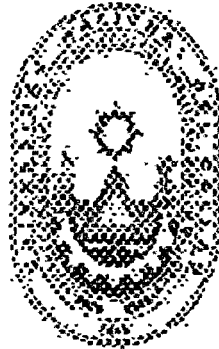


T/620.4/C197

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ENERGIA



1857

**"PROYECTO DE MEJORAMIENTO DE LAS EFICIENCIAS DE
BOMBAS DE PISTONES EN INSTALACIONES PETROLERAS
ASISTIDO POR COMPUTADORA"**

TESIS

Para optar el Título Profesional de:
INGENIERO MECÁNICO

Presentado por el Bachiller:
AUGUSTO GIOVANNI CHUQUINO ALARCÓN.

PROMOCION 2000

CALLAO - PERÚ

FEBRERO - 2003

DEDICADO A:

*Mis Padres; Agustín y Lita;
quienes con su amor y sacrificio
me dieron la educación y
buenos ejemplos, para ellos mi
gratitud incondicional.*

*Mis Hermanos; Yesenia Y Julio;
por el apoyo y la paciencia de
siempre identificándose en todo
momento con mis objetivos.*

MI RECONOCIMIENTO

A todas aquellas Instituciones y profesionales; que de forma desinteresada hizo posible el lograr mi meta.

MI ESPECIAL RECONOCIMIENTO

*A mi asesor Ing. Félix Guerrero;
Y profesores por sus consejos y recomendaciones, desinteresados.*



INDICE

página

INTRODUCCIÓN	
CAPITULO I	1
FUNDAMENTACION Y FORMULACION DEL PROBLEMA A INVESTIGAR.	
1.1.- Fundamentación del Problema.....	2
1.2.- Formulación del Problema.....	3
1.3.- Importancia y Justificación de Investigación.....	4
CAPITULO II	5
2.1.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	6
2.1.1.- Objetivo General.	
2.1.2.- Objetivos Específicos.	
2.2.- PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS.....	7
2.2.1.- Hipótesis de trabajo.	
2.2.2.- Variables e Indicadores.	
CAPITULO III	10
3.1.- DEFINICIONES FUNDAMENTALES.	
3.1.1.- La Industria del petróleo	11
3.1.2.- Fases de la Industria del petróleo.....	15
3.1.3.- Recuperación Primaria.....	16
3.1.4.- Selección del sistema de bombeo.....	18
3.2.- Bases Teóricas Sobre el Sistema de Bombeo Mecánico.....	19
3.2.1.- El Bombeo Mecánico.	
3.2.2.- Descripción del Sistema de Bombeo Mecánico.	
3.2.3.- Unidad de superficie y subsuelo.....	21
3.2.4.- Bomba Mecánica de Subsuelo.....	27
3.2.5.- El Ciclo de Bombeo.....	29
3.2.6.- Cilindro O barril.....	32
3.2.7.- Embolo O Pistón.....	35
3.2.8.- Válvulas (fijas y viajeras).....	36
3.3.- Problemas que se presentan en el bombeo mecánico.....	39

CAPITULO IV	48
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	
4.1.- Ingeniería del proyecto	49
4.1.1.- Metodología empleada para mejorar la eficiencia	
4.1.2.-Terminología empleada	51
4.1.3- Problemas que se presentan en Talara en el Bombeo Mecánico.....	52
4.1.4.-Características productivas.....	53
4.1.5.-Alternativas para minimizar problemas	54
4.1.6.-Características de producción petrolera en el Noroeste (Talara).....	55
4.1.7.- Tareas específicas en campos petroleros.....	56
4.1.8.- Características operativas de las Bombas de subsuelo.....	57
4.1.9.- Reparación de las equipos de subsuelo	58
4.2.- Diseño de una Instalación de bombeo.....	61
4.2.1.- Parámetros y consideraciones básicas del bombeo Mecánico.....	62
4.2.2.- Mediciones Físicas.....	64
4.2.3.- Determinación de los parámetros las bombas y accesorios	65
4.2.4.- Causas de fallas prematuras en bombas.....	68
4.2.5.- Metalurgias de la bombas.....	68
4.2.6.-Selección preliminar de los componentes.....	69
4.3.-Cálculo de las condiciones de operación.....	72
CAPITULO V.....	76
PROPUESTA DE CALCULO Y SELECCIÓN DE UNIDADES Y COMPONENTES DE LAS BOMBAS DE PISTONES.	
5.1.- Metodología a seguir en el desarrollo del proyecto.....	77
5.2.- Selección de los componentes de una mecánica de succión (bomba de pistones).....	78
5.3.- Programa de cálculo para el diseño del bombeo Mecánico.....	81
5.4.- Procedimiento para optimizar el rendimiento de pozos con bombeo mecánico.....	89

CAPITULO VI.....	94
ANÁLISIS ECONOMICO	
6.1.-Determinación de los costos de producción de petróleo.....	95
6.2.- Indicadores que valoran la producción.....	96
6.2.1.- Productividad.....	99
6.2.2.-Efectividad.....	100
6.2.3.-Disponibilidad de los equipos.....	100
CAPITULO VII.....	102
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
7.1.- Conclusiones.....	103
7.2.- Recomendaciones.....	104
BIBLIOGRAFÍA.....	105

ANEXOS

Tablas

Cuadros

Figuras

Formatos.

INTRODUCCION.

El presente trabajo investigativo, se logra concretar gracias al auspicio recibido por el **CAREC** (Comité de Administración de los Recursos para la Capacitación); organismo autónomo que pertenece al Ministerio de Energía y Minas; entidad que para el año 2001, apoyó la realización de doce (12), proyectos de investigación a nivel nacional.

Siendo uno de los requisitos a cumplir por el presente, sea un trabajo investigativo relacionado al sector hidrocarburífero; por lo que se logra el apoyo de la empresa **Petrolera Monterrico S. A.**

En operaciones petroleras del Noroeste peruano (Talara), que se vienen ejecutando en la actualidad, el sistema de levantamiento artificial más generalizado y aplicado es el Bombeo Mecánico Convencional, en sus diferentes tipos, debido a causas, tales como: sencillez, volúmenes de extracción, características operativas, etc.

Por lo que en la zona antes mencionada, aproximadamente, el 92% de la producción de petróleo, se obtiene mediante bombeo mecánico.

Estos sistemas de bombeo, poseen eficiencias volumétricas que varían del 25 al 30%. Debido a problemas operativos, como consecuencias de fallas en las unidades de bombeo, las altas frecuencias de intervenciones en servicios de pozos para el reemplazo de bombas de subsuelo y/o pesca de varillas, debido a la falta de constante evaluación de las condiciones operativas, tales como: longitud de carrera, velocidad de bombeo, carga soportadas por el varillón pulido, torque en el eje del reductor, balanceo de la unidad de bombeo, nivel de fluido, características metalúrgicas, las que permitirán tener unidades que operarían en condiciones más favorables.

La baja eficiencia de sistema de bombeo mecánico, ha sido unos problemas por años debido a excesivas fallas en las varillas y bombas de subsuelo, causando costos elevados por servicios de pozos (pulling), reparaciones y pérdidas por producción diferida.

La edición final incluirá siete capítulos:

El primer capítulo versa sobre la Fundamentación y Formulación del problema a Investigar; dicho punto será el punto de partida para el trabajo desarrollado.

El segundo capítulo, plantea los objetivos y planteamientos de las hipótesis; aquí se darán los logros que se espera alcanzar mediante la realización de la investigación; así como también las propuestas a seguir para lograrlo.

Para en tercer capítulo, se propone una serie de definiciones fundamentales que se manejan en la producción del petróleo y que ayudarán a facilitar la comprensión del trabajo.

En el cuarto capítulo, tratará de la Metodología del proyecto y de la "Ingeniería del Proyecto";. Aquí se entrega una idea del área investigada, en el cual ésta incluido las bombas a optimizar.

En el quinto capítulo, se desarrolla lo concerniente a la Propuesta de Cálculo y Selección de las Unidades Y Componentes de la Bombas de Pistones; que será el punto central de la Investigación realizada.

En el sexto capítulo, se plantea el respectivo análisis económico, por el cual se demuestra la niveles de los indicadores que se pueden lograr con la aplicación de la investigación.

Finalmente; el séptimo capítulo planteará las conclusiones y recomendaciones a las cuales se han llegado luego de efectuar la investigación.

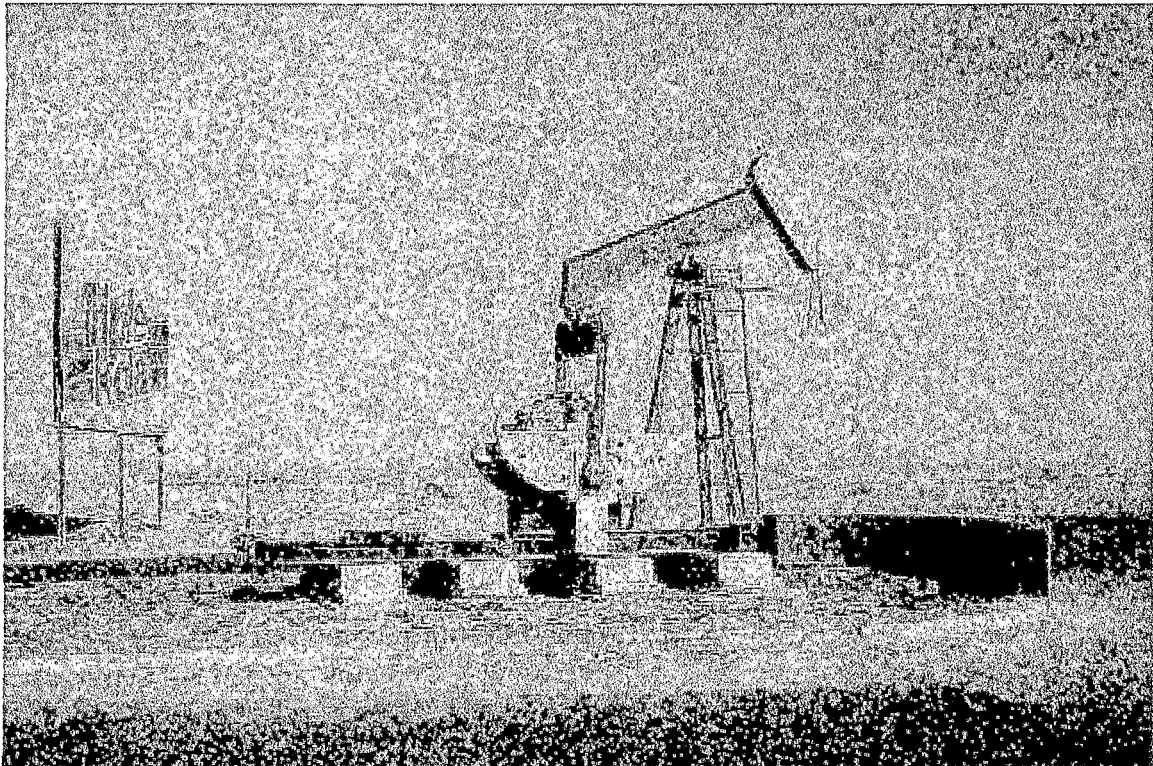


FIG. N ° 1.- UNIDAD DE BOMBEO MECANICA; ENTRADA A LA CIUDAD DE TALARA, MUESTRA QUE ES EL SISTEMA MAS UTILIZADO.

CAPITULO I

FUNDAMENTACION Y FORMULACION DEL PROBLEMA A INVESTIGAR.

1.1.- Fundamentación del Problema

En la industria petrolera, el bombeo mecánico es el más antiguo, económico y común de los métodos de extracción artificial de crudo, aproximadamente el 85% de los pozos en el ámbito mundial utilizan este método. Para el País económicamente la industria del petróleo representa un sector importante por la magnitud de millones de dólares que se manejan, sumado con varios dilemas pocos positivos desde el punto de vista técnico, entre los cuales mencionaremos: problemas en los equipos, bajos rendimientos productivos (aproximadamente 25%), vacíos no tomados en anteriores investigaciones;

En campos petrolíferos donde la mayoría de los pozos son operados mediante bombas de pistones con varillas de succión (bombeo mecánico); se ha comprobado, que el control de sus instalaciones influyen en la producción total del campo, para que no tenga una declinación muy severa.

Siendo importante ejecutar trabajos que logren mejorar el sistema de bombeo; ya que económicamente la industria de petróleo representa un aporte generoso al país.

La industria del petróleo como toda actividad económica, debe desarrollarse con **eficacia**, para un mejor aprovechamiento de los recursos naturales del país. Debido a que esta calificada como una actividad de alto riesgo en razón de que requiere de importantes inversiones para detectar la existencia de hidrocarburos, o sea, la fase de exploración, etapa en la cual de no tener éxito, se pierde todo el capital invertido.

La optimización en el uso de los equipos depende de una mayor coordinación entre el área de producción y el departamento de mantenimiento, tratando de integrar y complementar los procesos productivos y de mantenimiento. Con la finalidad de lograr una posición competitiva de las empresas en un mundo cada vez más globalizado donde se privilegia la productividad para la supervivencia de las empresas.

En este sentido, la optimización de los equipos utilizados para la explotación de hidrocarburos reviste especial importancia, pues redundará en la mejor rentabilidad de una empresa.

Se debe tener en cuenta que las operaciones de producción es un sistema dinámico, en el cual cada una de las partes involucradas influyen directamente sobre las otras, afectando de alguna manera su performance, lo cual finalmente redundará en la eficiencia del sistema en conjunto.

Dada la abundancia mundial de fuentes de suministros, no cabe duda de que los precios del petróleo, tendrán relación directa con la manera de extraerlo. Esto significa que, para mejorar su utilidad, las empresas petroleras deben optimizar el rendimiento de sus pozos a bomba, a fin de minimizar el costo de levantamiento artificial.

1.2.- Formulación del Problema.

Investigado el contexto sobre el levantamiento de petróleo a través del Sistema de Bombeo Mecánico, el objeto a problematizar es presentado y se expone a continuación:

a.-¿ Es característica general en el petróleo la presencia de gases y material nocivo que generan corrosión y abrasión en los componentes que conforman el Sistema de Bombeo Mecánico y que operan en el subsuelo?.

b.-¿ La composición del petróleo, que se encuentra en la zona del Noroeste peruano (Talara); origina situaciones desfavorables de operación en los elementos que conforman las bombas de pistones y que operan en el subsuelo?.

c.-¿ Los componentes del subsuelo utilizados para el levantamiento del petróleo ubicado en la zona noroeste peruano (Talara); trabajarán en forma óptima dentro del Sistema de Bombeo Mecánico?.

d.-¿ En que medida la presencia de gases y materiales nocivos afecta la producción de petróleo ubicado en la zona de Talara, lote II de la CIA. PETROLERA MONTERRICO S.A.?.

e.-¿ Es posible disminuir las horas de servicios por mantenimiento de equipos utilizados en el Sistema de Bombeo Mecánico, en la zona de Talara lote II de la CIA. PETROLERA MONTERRICO S.A. Y Cómo se refleja en la estructura económica de la empresa?.

1.3.- Importancia Y Justificación de la Investigación.

Las razones por lo cual un sistema se debe optimizar, es para alcanzar mejoras en los indicadores del mismo, esto es mediante la búsqueda de parámetros que nos conduzcan a alcanzar dichas mejoras.

Fundamentalmente la Optimización de un Sistema de Bombeo Mecánico (Bombas de pistones); se realiza debido:

a.- Un diseño originalmente debe ajustarse por una mala selección; debiendo verse este el aspecto del tipo de unidad de bombeo a utilizarse y de los componentes y materiales que conforman la misma.

b.- La producción declinó con el tiempo, y resulta no favorable desde el punto de vista económico.

CAPITULO II

OBJETIVOS Y PLANTEAMIENTO DE LAS HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.

2.1.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.

2.1.1.- General.- Lograr mayores niveles de producción de petróleo en los pozos que utilizan el Sistema de Bombeo Mecánico (bombas de pistones); ubicados en los pozos en la zona del noroeste peruano (Talara) a partir de la selección adecuada de los elementos que integran los componentes del subsuelo de las bombas.

2.1.2.- Específicos

Específico N ° 1.- Determinar las fallas comunes en las bombas de pistones de subsuelo y dar propuestas de soluciones.

Específico N ° 2.- Elaboración de un programa que Sistematice y Sintetice la técnica de selección de unidades y partes que conforman al Sistema de Bombeo mecánico (Bombas de Pistones).

Específico N ° 3.- Proponer un conjunto de acciones o procedimientos a través de formatos técnicos para el control de equipos de bombeo en instalaciones petroleras, alargando la vida útil de las mismas.

Específico N ° 4.- Disminuir las horas de servicios por mantenimiento de los equipos utilizados en el Sistema de Bombeo Mecánico.

Específico N ° 5.- Realizar las operaciones de explotación petrolera en forma eficiente.

Específico N ° 6.- Realizar una explotación petrolera que sea rentable.

2.2.- PLANTEAMIENTO DE LAS HIPÓTESIS.

2.2.1.- HIPÓTESIS DE TRABAJO

Considerando la problemática que se presenta en el levantamiento de petróleo a través del Sistema de Bombeo Mecánico (Bombas de pistones) en los pozos de petróleo ubicados en el Noroeste peruano (Talara), las hipótesis de investigación se enuncian a continuación:

1.- Los gases y materiales nocivos presentes en el petróleo, ubicado en la zona del noroeste peruano (Talara), que causan corrosión y abrasión en los elementos de los componentes de subsuelo pueden ser controlados adecuadamente.

2.- El Sistema de Bombeo Mecánico, utilizados normalmente en el levantamiento del petróleo, trabajan en condiciones óptimas, a través de una selección adecuada de sus elementos que lo integran.

3.- La producción de petróleo, en la zona de investigación, se verá favorecida con la reducción de las horas de servicio por mantenimiento de los equipos utilizados en la explotación.

4.- Con una adecuada selección y control de los componentes del Sistema de Bombeo Mecánico (bombas de pistones), se logrará un incremento en la rentabilidad de la explotación de petróleo.

2.2.2.- VARIABLES E INDICADORES.

HIPÓTESIS 1

A.- VARIABLES INDEPENDIENTES:

- Gases y materiales nocivos del petróleo pueden ser controlados.

INDICADORES

- Mediante la utilización de sustancia inhibidoras.
- Selección adecuada de componentes.

B.- VARIABLES DEPENDIENTES:

- Abrasión y Corrosión de los elementos que conforman los componentes del Sistema de Bombeo Mecánico.

INDICADORES

- Desgaste y variación de la composición física de los componentes.

HIPÓTESIS 2

A.- VARIABLE INDEPENDIENTE

- Selección adecuada de la unidad y componentes que conforman las bombas de pistones.

INDICADORES

- Método de Selección apropiado utilizando herramientas de información automatizado.
- Relevamiento de información mediante soporte técnico suministrado por los fabricantes de equipos de bombeo.

B.- VARIABLE DEPENDIENTE

- Sistema de Bombeo Mecánico (bombas de pistones), trabajan en condiciones óptimas.

INDICADORES

- Productividad, efectividad y disponibilidad.

HIPÓTESIS 3

A.- VARIABLE INDEPENDIENTE

- Horas de servicio por mantenimiento de equipos de bombeo.

INDICADORES

- Reportes de trabajos Pulling.

B.- VARIABLE DEPENDIENTE

- Producción de petróleo (producción diferida).

INDICADORES

- Reportes de producción diferida.

HIPÓTESIS 4

A.- VARIABLE INDEPENDIENTE

- Adecuada selección y control de los componentes del Sistema de Bombeo.

INDICADORES

- Método de Selección apropiado utilizando herramientas de información automatizado.
- Relevamiento de información mediante soporte técnico suministrado por los fabricantes de equipos de bombeo.

B.- VARIABLE DEPENDIENTE

- Incremento de la rentabilidad.

INDICADORES

- Horas optimizadas.
- Producción optimizada.

CAPITULO III

3.1.- DEFINICIONES FUNDAMENTALES.

3.1.1.- LA INDUSTRIA DEL PETROLEO.

Definición.- El petróleo es una mezcla compuesta de carbonos e hidrogeno (hidrocarburos), sometidos a ciertas condiciones de presión y temperatura. Físicamente es una sustancia oscura, espesa y burbujeante cuando emana del subsuelo.

Etimológicamente deriva de los vocablos latinos Petral (piedra) y Oleum (aceite) de ahí que algunos lo conozcan como “aceite de piedra”, así como otro lo llaman “ Oro Negro”.

ORIGEN DEL PETROLEO.

Desde hace muchos millones de años, la superficie terrestre ha estado poblada por una gran cantidad y variedad de especies animales y una abundante vegetación cuyos restos se constituyeron y se constituyen hasta, hoy, en una fuente de materia orgánica.

Esta materia orgánica fue trasladada en conjunto con los fragmentos de rocas disueltos por la acción erosiva del agua, viento y cambios de temperatura desde las zonas altas hacia las costas.

La acción de las aguas marinas redistribuyó los materiales trasladados (las arenas gruesas quedaron en las costas y las arcillas, lutitas y materiales orgánicos fueron depositados en el fondo marino.

Conforme pasó el tiempo, los materiales acumulados en el fondo fueron formando capas. Las inferiores se fueron compactando gracias a la sobrecarga litostática que paulatinamente se formaba.

Los materiales orgánicos sometidos a tales condiciones de presión y temperatura se convirtieron luego de mucho tiempo en kerógeno, de cuya transformación se dio origen a los hidrocarburos (bitumen, gas y petróleo).

Por otro lado los esfuerzo de tensión y compresión a los que se sometió la superficie terrestre (esfuerzo tectónicos), dieron lugar a la formación de pliegues sinclinales y anticlinales, fallas normales e inversas.

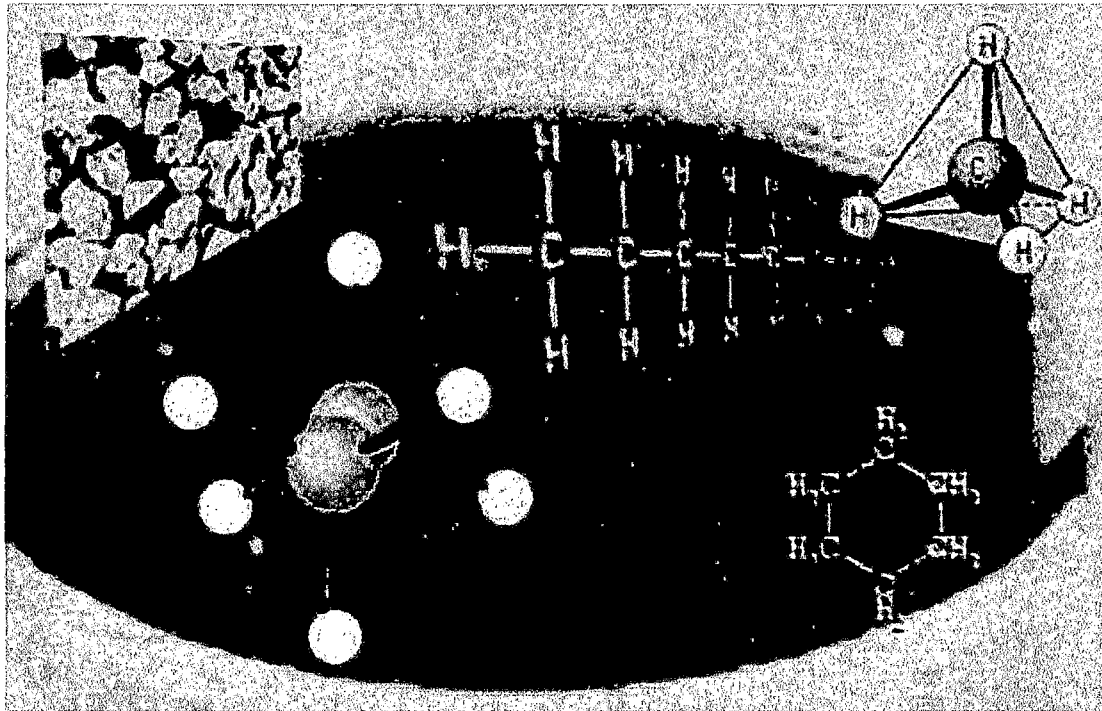


FIG. N ° 2.- EL PETROLEO MEZCLA DE CARBONES E HIDRÓGENOS.

Todo lo anterior trajo consecuencia que los hidrocarburos originalmente formados en la roca madre migrara hacia una zona de mayor capacidad de fluidez (zona permeable) y almacenamiento (zona porosa). Esta se constituyó entonces en el reservorio de petróleo. Es importante añadir que la presencia de una roca sello y una trampa es necesaria para el almacenamiento de petróleo en un reservorio.

Cabe resaltar que durante la migración el agua originalmente localizada en el reservorio es desplazada, quedando sólo un volumen denominado agua intersticial o connata, además es posible que el gas pueda estar presente en el reservorio o dependiendo de las condiciones de presión y temperatura existentes.

PRIMEROS TIEMPOS DE LA INDUSTRIA DEL PETROLEO.

El petróleo y el gas fueron usados por el hombre muchos años antes de que su producción se convirtiera en una industria. La producción comercial de pozos excavados manualmente precedió a la producción comercial por pozos perforados mecánicamente.

Se considera generalmente que el primer pozo productivo de Estados Unidos perforado con el propósito de encontrar petróleo fue construido por Drake Edwin L; quien fue un coronel honorario y ex - conductor de ferrocarriles por vocación; y Willian A. Smith, perforador de pozos de agua, en la terminología moderna, eran respectivamente el superintendente de perforación y perforador. El pozo comenzó en junio de 1859 cerca de Titusville, Pennsylvania, junto a un antiguo estanque natural de petróleo y el 27 de agosto empezó a emanar petróleo a una profundidad de 21 m. Literalmente fueron perforados miles de pozos en Pennsylvania occidental pocos meses después de la puesta en producción del pozo Drake y la búsqueda se extendió prontamente a los estados vecinos y más allá. A finales del siglo se producía petróleo comercialmente dentro de Estados Unidos de Ohio, Virginia occidental, Kansas, Oklahoma, Texas, Colorado, Wyoming y California. En este periodo se había descubierto también petróleo y se producía en cantidad en Rusia, Indias Orientales Holandesas y Polonia.

INICIOS DE LA INDUSTRIA DEL PETROLEO EN EL PERU, EN EL NOROESTE (TALARA).

El área está localizada en la región noroeste del Perú donde la ocurrencia de petróleo se conoce desde tiempos inmemorables. Así desde el tiempo de los Incas se explotaba el petróleo que emanaba del afloramiento natural ubicados en el lugar llamado "La Brea", utilizándolo para la preparación de mortero para sus edificaciones, para impermeabilizar las vasijas de barro, para momificar a sus muertos y para usos medicinales. Durante la época de la Colonia, los españoles usaban el petróleo de la Brea para calafatear los buques de la de la armada española que era la más grande del mundo y, por lo tanto, estos yacimientos se constituyeron en patrimonio de la corona española.

Con motivo de la independencia del Perú, los yacimientos de La Brea pasaron a formar parte del patrimonio del estado; pero la explotación de dichos yacimientos quedó en manos de particulares. Fue a raíz de la revolución de la fuerza armada, que en 1968 pasó la explotación de dichos yacimiento a manos del estado y fueron entregados para su operación a Petróleos del Perú.

Es interesante anotar que a solo cuatro años de la primera perforación de petróleo hecha por el Coronel Drake en Titusville, Pennsylvania, uno de sus asistentes el Sr. Spencer inicia operaciones de perforación en el Noroeste Peruano en La Brea y posteriormente en Negritos y Zorritos, dando así nacimiento a la moderna industria petrolera peruana.

Las operaciones en esta área se han caracterizado a lo largo de la historia por la complejidad geológica del subsuelo, ya que los reservorios están constituidos por bloques fallados producidos por el efecto del levantamiento andino y al desplazamiento de la placa continental.

RESERVORIOS DEL PETROLEO.

Las acumulaciones de petróleo y gas ocurren en trampas subterráneas formadas por rasgos estructurales y estratigráficos, por lo general se presentan en las porciones de estratos más porosas y permeables, las cuales principalmente son arenas, areniscas, calizas y dolomitas. Un reservorio de petróleo es tal parte de la estructura que contiene petróleo y gas como un sistema individual hidráulicamente interconectados. Muchos reservorios están localizados en grandes cuencas sedimentarias y comparten un acuífero en común: En este caso la producción de los fluidos de un reservorio causará la declinación de la presión e los otros reservorios debido a la comunicación de fluidos a través del acuífero. En algunos casos la estructura entera esta llena con petróleo y gas por lo que se considera que la estructura y el reservorio son el mismo.

TRAMPAS DEL PETROLEO














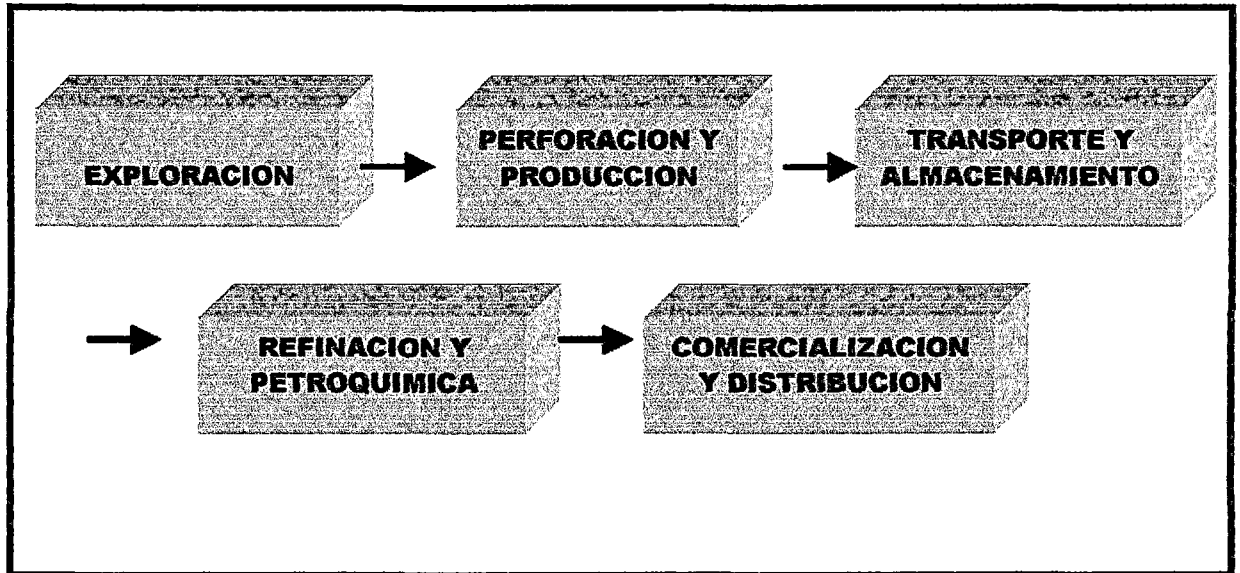
 MARGA	 CAUZA	 ROCA ALTERADA
 CONGLOMERADO	 DOMO DE SAL	 PUEQUES
 ARENICA	 FALLA	 PETROLEO - GAS
 ARCILLA	 LENTES DE ARENA	

FIG. N ° 3.- VISTA DE CORTE DE UNA TRAMPA DE PETRÓLEO.

3.1.2. - FASES DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO



Esquema N° 1; las etapas por la que atraviesa la industria petrolera.

PRODUCCION.

Es la fase en la que con la obtención de petróleo y/o gas se inicia la recuperación de las inversiones realizadas en las etapas anteriores. Los hidrocarburos pueden ser extraídos del reservorio ya sea por métodos primarios o por recuperación mejorada de petróleo.

Dentro de los métodos primarios, tenemos a la producción surgente y el levantamiento artificial.

3.1.3.- RECUPERACION PRIMARIA.

a.- POZOS FLUYENTES.

Un pozo fluyente puede ser definido como cualquier pozo que tiene suficiente presión en la roca reservorio para provocar que el petróleo o gas fluya a la superficie a través del hueco del pozo. El equipo usado consiste en un conjunto de tuberías de producción y un conjunto de válvulas instaladas en superficie denominadas cabezal del pozo, que consiste esta en muchas válvulas que han sido designadas para soportar la presión que la formación puede ejercer en superficie, ya sea durante la producción o cuando el pozo está cerrado.

Por otro lado la energía que permite que el reservorio pueda ser producido está asociada a un mecanismo de impulsión particular en el reservorio, a esta etapa de producción se conoce como producción primaria o surgente. Existiendo diferentes formas por los cuales el petróleo puede ser producido de un reservorio, distinguiéndose:

- Mecanismo de gas en solución o depletación.
- Empuje de agua.
- Expansión de la capa de gas.
- Expansión de líquidos y rocas por encima de la presión de saturación.
- Drenaje gravitatorio.

Es importante señalar que ninguno de estos mecanismos se presenta aisladamente en un reservorio, aunque es notorio el predominio de uno de ellos. Sin embargo cuando la presión del reservorio (sinónimo de energía) gradualmente empieza agotarse la capacidad de producción de los pozos declina. La única manera en la cual la tasa de producción puede ser mantenida alta, una vez que el pozo ha sido estimulado para reducir la caída de presión del reservorio a un mínimo, es por medio de recuperación secundaria de petróleo o de mantenimiento de presión, que consiste en el restablecimiento de los niveles de presión por medio de la inyección de un fluido que es bombeado hacia el reservorio, obteniéndose así la recuperación secundaria.

b.- LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

El levantamiento artificial implica la intervención de algún tipo de medio mecánico ó equipo de bombeo para conseguir extraer el petróleo. Actualmente existen cuatro métodos de levantamiento artificial:

- Bombeo Mecánico con varillas de succión.
- Bombeo Neumático, por inyección de gas (Gas lift).
- Bombeo hidráulico.
- Bombeo Electrosumergible.

Sin embargo existen también algunos métodos alternativos de levantamiento artificial entre los que destacan:

- Plunger Lift.
- PCP (Progressing Cavity Pump).
- Bombeo Sónico.

3.1.4.- SELECCION DEL SISTEMA DE BOMBEO.

La selección de un sistema de extracción artificial debe tener en cuenta aspectos *técnicos y económicos*, de manera de elegir el sistema más eficaz, confiable y de menor costo operativo total.

Hay dos premisas a tener en cuenta: ningún sistema es capaz de cubrir todos los requerimientos simultáneos, y el sistema de extracción elegido será cambiado durante la vida productiva del pozo, debido a la modificación de las condiciones operativas del mismo.

La selección de un sistema de levantamiento, de manera particular, en particular, dependerá de las características propias de cada pozo y/o reservorio; tales como: volumen y composición del fluido, índice de productividad del pozo, presión y temperatura de fondo, desviación del pozo, GOR, WOR y otras condiciones de operación como: presencia de arena, agentes corrosivos, parafinas, etc.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.			
BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO NEUMÁTICO	BOMBEO HIDRÁULICO
<ul style="list-style-type: none"> - Se aplica en pozos cuya producción va de 100 a 1000 bpd. - Aplicable a pozos verticales y pocos profundos - Diseño e instalación simple. - Aumenta su eficiencia en pozos de bajo GOR. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aplicable a pozos de amplia producción de 200 a 2000 bpd. - Se puede instalar en pozos desviados y cuya profundidad promedio es de 10 000 pies. - Requiere de fuentes de energía eléctrica. - El costo de levantamiento para altos volúmenes es generalmente bajo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aplicable a pozos desviados. - Requiere de una fuente que proporcione el gas a inyectar. - Puede ser aplicable en pozos de mediano régimen de producción. - Su rendimiento se incrementa en pozos de alto GOR. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se puede instalar en pozos desviados. - Son aplicables en pozos cuya producción esta entre 200 a 3000 bpd. - Presenta altos costos iniciales. - Aplicable en mar adentro y superficie.

Cuadro N° 1; Comparación de los diversos Sistemas de Bombeo de petróleo.

3.2.- BASE TEORICAS SOBRE EL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.

3.2.1.- EL BOMBEO MECANICO

El bombeo mecánico es el más antiguo, más económico y más común de los métodos de extracción artificial. Es mecánicamente simple, puede operar sobre un amplio rango de condiciones y con gran disponibilidad de repuestos y personal experimentado. Todo lo cual contribuye a su difundida aceptación, aplicación y uso. Aproximadamente el 85% de los pozos en bombeo en el mundo utilizan este método.

Siendo la bomba de pistones una de las partes del sistema de bombeo mecánico. Los demás componentes principales son: la sarta de varillas, la tubería de producción, las unidades de superficie y unidades de subsuelo.

Del diseño adecuado de todos estos componentes teniendo en cuenta factores como profundidad del pozo, producción estimada, tipo de petróleo, corte de agua, relación petróleo – gas (GOR), etc. Resultará una operación efectiva y largos períodos de funcionamiento libres de mantenimiento.

La falla de algunos de los componentes del sistema de bombeo, producirá la parada del sistema afectando la producción y ocasionando un costo de reparación.

Es por esta razón que, hoy en día más que nunca, es necesario utilizar componentes con la mejor tecnología y de la más alta calidad.

El objeto de estas recomendaciones es proporcionar la información necesaria para una correcta selección, operación y mantenimiento de las bombas de pistones.

El método de extracción denominado **SISTEMA DE BOMBEO MECANICO**, comprende la utilización de bombas de succión, cuyo principio es la extracción de petróleo crudo a través del uso de una bomba tipo reciprocante, que succiona el fluido, a la vez que es bajado al fondo del pozo; mediante una serie de varillas metálicas, siendo este conjunto ajustadas a un balancín que opera en la superficie.

3.2.2.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.

Este sistema opera con una fuente primaria, que viene a ser un motor eléctrico o de combustión interna, que hace funcionar en la superficie al balancín, que al estar ensamblado al conjunto de varillas metálicas, produce que el movimiento rotativo se transforme en movimiento alternativo lineal o recíprocante vertical que se transmite hasta la bomba instalada en el interior del pozo.

Este sistema trabaja en la superficie y en el subsuelo, es así que en la superficie encontramos al motor y la unidad de bombeo, mientras que en el subsuelo operan las varillas metálicas y las bombas de subsuelo.

VENTAJAS DEL BOMBEO MECANICO.

El sistema de extracción por bombeo mecánico tiene las siguientes ventajas:

- Selección y diseño sencillo, fácil y poco costoso de cambiar.
- Flexible, admite un amplio rango operativo.
- Fácil de operar en el campo, tecnología conocida.
- Puede operar con baja sumergencia.
- Resiste altas temperatura de fluido.
- Puede trabajar con fluidos viscosos y/o corrosivos.

Sus limitaciones están asociadas a:

- Inadecuada para pozos desviados.
- Limitado en profundidad por resistencia y/o estiramiento de varillas y/o equipo de bombeo.
- Muy alto contenido de producción y/o elevado contenido de agua.



3.2.3. - UNIDAD DE SUPERFICIE Y SUBSUELO.

El movimiento rotatorio de la manivela (superficie), se convierte a un movimiento oscilatorio por medio del balancín (subsuelo). El arreglo del cabezal del balancín y del cable de jalón se usa para asegurar que la tensión aplicada en la sarta de varillas de succión sea siempre vertical, de modo que no se apliquen momentos de flexión a esa parte de la sarta arriba del prensaestopas. La combinación de varilla pulida y prensaestopas se usa para mantener un buen sello líquido en la superficie.

UNIDAD DE SUPERFICIE.

A.- MOTOR.- Fuente de energía primaria, cuya función es proveer de energía mecánica a la instalación de subsuelo, la cual se transmite a la bomba de subsuelo para levantar al fluido. El motor seleccionado para una instalación debe tener suficiente energía para levantar al petróleo desde el fondo hasta las denominadas baterías que se instalan en la superficie, a la velocidad deseada de acuerdo al nivel del fluido en el pozo.

En las operaciones del Noroeste (Talara), se usan dos tipos de motores: motores a combustión interna a gas natural, marcas: *Ajas, Arrow, Continental, Climax*; de diferentes tamaños y modelos, su sistema de arranque de estos motores es manual y/o eléctrico con arrancador. Y motores eléctricos, con energía suministrada desde un grupo electrógeno, instalado en la batería, marcas: *Econopac, etc.* De ultradeslizamiento, viniendo con un timer incorporado en el motor.

B. - UNIDAD DE BOMBEO.- Transmite la energía desde el motor a la sarta de varillas para extraer el fluido a la superficie, para esto se realiza en la unidad de bombeo el cambio del movimiento rotatorio del motor por un movimiento recíprocante de la sarta de varillas. Este cambio se produce en un sistema conformado por manivelas, balancín, etc.

La reducción de velocidad se lleva a cabo en una caja reductora, a la vez que existe en el cuerpo de la unidad un sistema de contrapesos que aseguran el balanceo de la unidad para cada posición del émbolo.

Existen tres tipos de unidades de bombeo: Unidad Convencional API, convencionales de Geometría Especial, y la Mark II; las cuales se instalan de acuerdo a la profundidad y producción deseada del pozo. Siendo dos de los aspectos importantes de la unidad de bombeo el contrabalanceo y el torque en la caja de reducción. La designación de las unidades de Bombeo se realiza de acuerdo a normas API STD 11 E, siendo de la siguiente forma:

<u>TAMAÑO API</u>	<u>MÁX. TORQUE PERMISIBLE(lb.-pulg.)</u>	<u>MÁX. CARGA PERMISIBLE(lb.)</u>	<u>MÁX. LONGITUD CARRERA(pulg.)</u>
40 – 89 – 42	40 000	8 900	42
80 – 133 – 54	80 000	13 300	54
160 – 200 – 74	160 000	20 000	74
320 – 256 – 144	320 000	25 600	144

Cuadro N° 2; norma API STD 11E para Unidades de Bombeo.

En las operaciones del Noroeste las unidades de bombeo en sus diferentes tipos que se utilizan son de la marca *LUFKIN*.

UNIDAD DE BOMBEO CONVENCIONAL.- Basa su geometría en un sistema de palanca de clase I, es un punto de apoyo en el medio de la viga balancín y emplea contrapesos rotativos. La rotación de los contrapesos hace que la viga balancín pivotee en el eje del cojinete del centro, moviendo el varillón arriba y abajo a través de sus conexiones. Los contrapesos son de fierro fundido y van montados sobre los crank o manivela y pueden desplazarse a lo largo de ellos para producir mayor o menor efecto de contrapeso.

UNIDAD DE BOMBEO BALANCEADA POR AIRE.- Utiliza un sistema de palanca de clase III, de empuje, con punto de apoyo en el extremo de la viga balancín y es de empuje ascendente simétrico.

UNIDAD DE BOMBEO MARK II.- Utiliza un sistema de palanca clase III, de empuje ascendente asimétrico y contrapeso mecánico. Los elementos que componen la unidad MARK II se denominan como los de la unidad convencional a diferencia del conjunto de articulación de la viga balancín denominado cojinetes del poste maestro.



FIG. N ° 4.- UNIDAD DE BOMBEO MECANICO CONVENCIONAL. UTILIZADO POR PETROLERA MONTERRICO S.A. EN SUS OPERACIONES DEL LOTE II (TALARA).

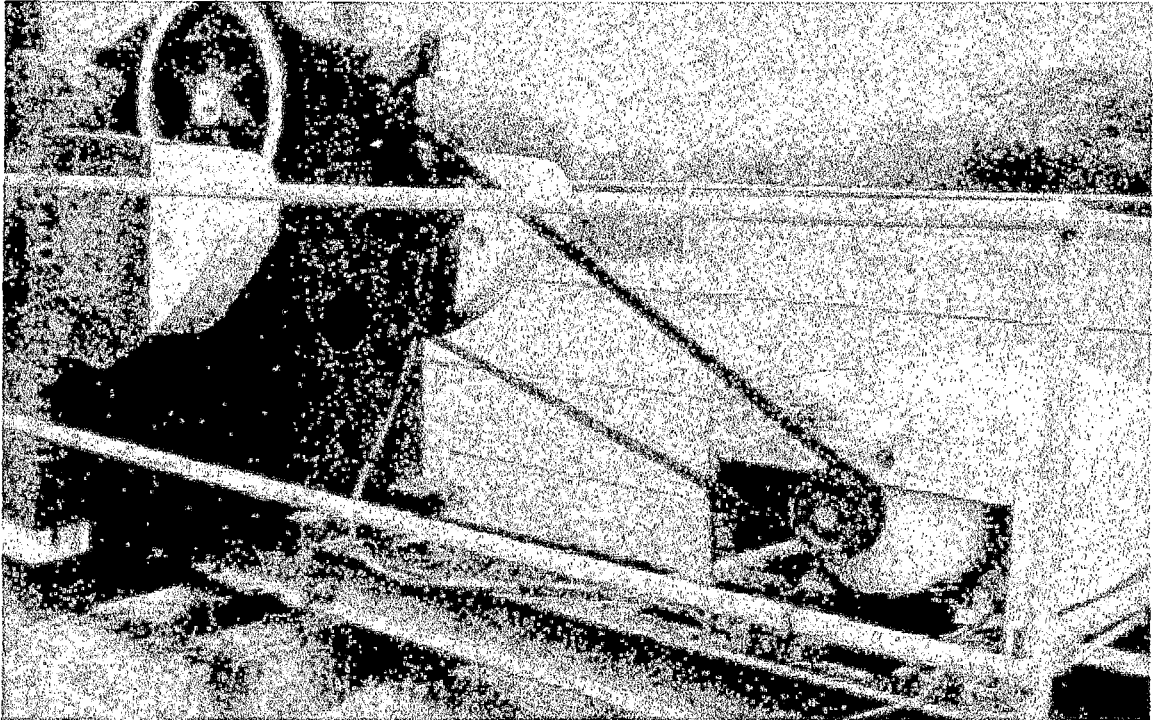


FIG. N ° 5.- SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE UNA UNIDAD DE BOMBEO MECANICA.

UNIDAD DE SUBSUELO.

a.- SARTA DE VARILLAS.- La energía es transmitida del equipo de superficie a la bomba de subsuelo por medio de una sarta de varillas. El problema de diseñar va a depender esencialmente de seleccionar la más ligera sin exceder la tensión de trabajo de las varillas.

Las varillas de bombeo se clasifican de acuerdo a especificaciones API 11B y 11BR.

Es necesario conocer que al trabajo en el pozo, las sarts de varillas tienen dos clases de estiramientos; (1) Las varillas se estiran debido a su propio peso, llamado alargamiento estático y (2) Las varillas se estiran debido a la carga del fluido en el émbolo o pistón (válvula viajera) de la bomba, llamado estiramiento debido a una carga concentrada.

CLASIFICACION DE LOS GRADOS API

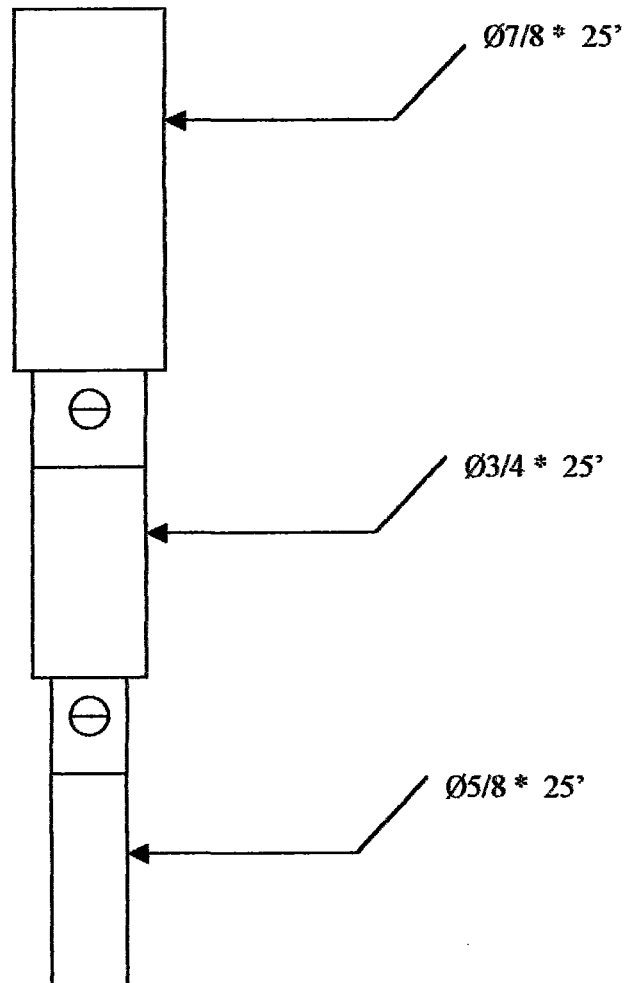
GRADO	COMPOSICIÓN QUIMICA	RESISTENCIA MINIMA (PSI)	TRACCION MAXIMA (PSI)
K	NIQUEL-MOLIBDENO	85 000	100 000
C	CARBONO-MANGANESO	90 000	105 000
D	NIQUEL-CROMO-MOLIBDENO	115 000	135 000

Cuadro N ° 3; norma API 11B y 11BR; para varillas de bombeo.

USO DE UNA SARTA DE VARILLAS TELESCOPICAS EN EL BOMBEO MECANICO.

En el bombeo de pozos puede encontrarse que es poco práctico un tamaño único de varillas de succión debido a que puede ejercerse, por el peso de las mismas varillas, un esfuerzo en la varilla pulida de tal magnitud que pueda tolerarse solamente un diámetro muy pequeño de émbolo. Una forma para superar esta dificultad es escalonar la sarta de varillas, colocando las varillas de gran tamaño en la parte superior del agujero, pero reduciendo el diámetro (y, en consecuencia el peso) por etapas hacia abajo del agujero. Comúnmente, se usan dos o tres diámetros de varillas, siendo la combinación típica que se usa en el Noroeste, varillas de 7/8, 3/4 , 5/8 pulgadas de diámetro.

USO DE LAS VARILLAS TELESCOPICAS



Esquema N° 2; nos muestra la configuración de las varillas de succión.

3.2.4. - BOMBA MECANICA DE SUBSUELO.

Las bombas de subsuelos es uno de los elementos del Sistema de Bombeo Mecánico.

Las partes de esta bomba son simples, pero construidas con una gran precisión para asegurar su ínter cambiabilidad y una operación eficiente. Posee cuatro partes básicas, que son: el cilindro o barril, el émbolo o pistón y las válvulas (viajera y estacionaria). En el golpe de subida, se extrae fluido hasta más allá de la válvula estacionaria abierta hacia la "cámara de compresión", entre las dos válvulas. Al comenzar a moverse el émbolo hacia abajo, la válvula fija se cierra y se comprime el fluido entre ambas válvulas. Cuando la presión del fluido comprimido es mayor que la presión del fluido que está por encima de la válvula viajera, esta se abre (Principio de Presión Diferencial), y el fluido comprimido fluye por ella a medida que el émbolo baja el fluido. Cuando el émbolo va hacia arriba, la válvula viajera se cierra y el fluido "atrapado" es llevado hacia la superficie. Igualmente, se inicia un nuevo ciclo de bombeo porque la válvula fija se abre, admitiendo más fluido en la cámara de compresión.

Se puede inferir que el conjunto móvil del sistema de bombeo está sometido a un esfuerzo de tracción máximo durante la carrera ascendente y de tracción mínimo durante la carrera descendente. Complementariamente, el conjunto estacionario del sistema está sometido a esfuerzos de tracción máximos durante la carrera descendente.

Estas sollicitaciones producen el estiramiento y contracción de los elementos involucrados, lo cual se manifiesta en una reducción de la carrera efectiva de la bomba. Los tipos y tamaños de bombas y sus componentes han sido normalizados por el API en su especificación ESPEC 11 AX.

Las bombas de subsuelos son de dos tipos principales, aunque hay muchas variantes. Los diseños básicos son las bombas para tuberías de producción o tubing y las bombas insertables.

Para las operaciones petroleras en Talara. Las bombas mecánicas de subsuelo que se utilizan son de las marcas: *HARBISON FISCHER, BOLLAND*, etc.

TIPOS DE BOMBAS MECANICAS, VENTAJAS Y LIMITACIONES.

a.- BOMBAS DE TUBERIAS DE PRODUCCION O TUBING (TH).- Son bombas resistentes en su construcción y simple en su diseño. El cilindro se conecta directamente al tubing y la sarta de varillas se conecta directamente al pistón. En la parte inferior del cilindro se ubica un niple de asiento, que alojará la válvula fija.

La bomba TH provee el máximo desplazamiento de fluido para una determinada tubería de producción, el diámetro del pistón es ligeramente menor que el diámetro interno del tubing.

Las ventajas de esta bomba la hace una de las más utilizadas por los productores en pozos que no requieren frecuentes intervenciones.

Como factores limitantes se puede señalar que:

Para cambiar el cilindro hay que sacar todo el tubing.

No es la más aconsejable para pozos con gas, ya que tiene un gran espacio nocivo, lo que reduce la eficiencia de la bomba.

Los grandes volúmenes desplazados hacen que las cargas en las varillas y el equipo de bombeo sean muy importantes. Estas cargas también provocan grandes estiramientos de tubing y varillas con consecuencias en la carrera efectiva de la bomba.

b.- BOMBAS INSERTABLES.- Su característica principal es que se fijan al tubing mediante un sistema de anclaje, por lo cual para retirarlas del pozo no es necesario sacar el tubing, ahorrando en esta operación, más del 50% de tiempo.

Para su instalación, se debe colocar en el tubing un elemento de fijación denominado niple de asiento. Posteriormente se baja la bomba mediante la sarta de varillas hasta que el anclaje de la bomba se fija al asiento, quedando está en condiciones de operar.

3.2.5. - EL CICLO DE BOMBEO.

En su forma más simple, la bomba consiste de un cilindro o camisa, suspendida en la tubería de producción o tubing; el émbolo se mueve hacia arriba y hacia abajo en el interior de este cilindro por medio de la sarta de varillas de succión, la cual consiste en una serie de varillas de acero enroscadas y acopladas en la superficie a la unidad de bombeo. La unidad de bombeo y la máquina motriz en la superficie suministran el movimiento oscilatorio a la sarta de varillas de succión y, en consecuencia, a la bomba. En el fondo del cilindro esta instalada una válvula estacionaria de bola y asiento, en tanto que una segunda válvula de bola y asiento, válvula viajera esta localizada en el émbolo.

- MOVIMIENTO DESCENDENTE DEL EMBOLO, CERCA DEL FONDO DE LA CARRERA.

El fluido se mueve hacia arriba a través de la válvula viajera abierta mientras el peso de la columna de fluido en la tubería de producción esta soportada por la válvula estacionaria, la cual en consecuencia esta cerrada.

- MOVIMIENTO ASCENDENTE DEL EMBOLO, CERCA DEL FONDO DE LA CARRERA.

La válvula viajera ahora esta cerrada, en consecuencia, la carga debida a la columna de fluido se ha transferido de la tubería de producción a la sarta de varilla.

La válvula estacionaria se abre tan pronto como la presión abajo excede la presión de arriba (principio de presión diferencial); la posición en la carrera hacia arriba, en la cual ocurre esto, depende del espaciamiento de la bomba, es decir, del volumen incluido entre las válvulas estacionarias y viajeras al fondo de la carrera, y el porcentaje de gas libre atrapado en el volumen del fluido.

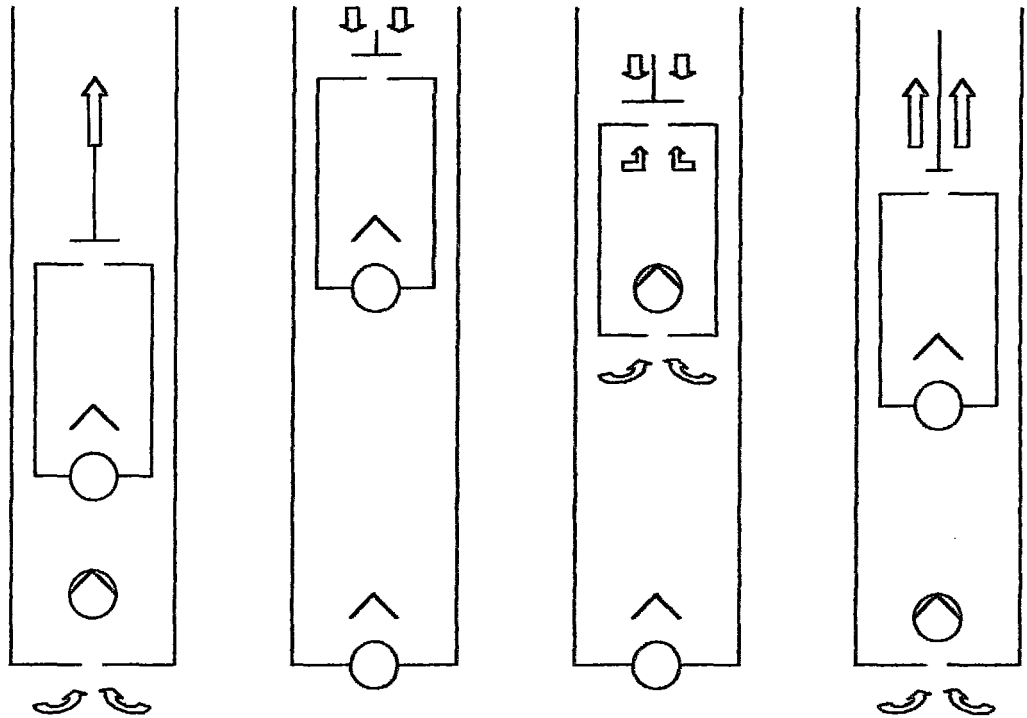
- MOVIMIENTO ASCENDENTE DEL EMBOLO, CERCA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA CARRERA.

Si en el pozo hay producción obtenida del bombeo, la válvula estacionaria debe estar abierta este tiempo, permitiendo que la formación entregue producción a la tubería de producción. La válvula viajera esta cerrada.

- MOVIMIENTO DESCENDENTE DEL EMBOLO, CERCA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA CARRERA.

La válvula estacionaria está cerrada por el aumento de presión que resulta de la compresión de los fluidos en el volumen entre las válvulas estacionarias y viajeras. La válvula viajera esta abierta, pero el punto de la carrera hacia abajo en el cual se abre depende del porcentaje de gas libre entre los fluidos atrapados, ya que la presión debajo de la válvula debe exceder a la presión arriba (es decir, la presión debida a los fluidos en la tubería de producción, arriba del émbolo), antes de que la válvula viajera se abra.

EL CICLO DE BOMBEO.



**CARRERA
ASCENDENTE**

De llevado a la
Cámara de compresión

1

**INICIO DE
CARRERA DESCENDENTE**

Fluido
comprimido

2

**CARRERA
DESCENDENTE**

Embolo cae por
el fluido

3

**CARRERA
ASCENDENTE**

Fluido llevado
hacia la superficie
(igual en el paso 1)

4

Esquema N° 3 ; nos indica el Ciclo de Bombeo.

3.2.6.- CILINDRO O BARRIL.

Básicamente, existen dos grandes clasificaciones de cilindros de bombas, para bombas insertables y bombas de tuberías de producción. La resistencia del cilindro está directamente relacionada a su diámetro externo y al espesor de pared.

Hay cilindros de paredes delgadas para pozos poco y medianamente profundos y cilindros de paredes gruesas para bombas en pozos más profundos donde las cargas son mayores. Las dimensiones de los cilindros y sus distintas configuraciones son controladas por API.

CILINDROS PARA BOMBAS INSERTABLES.- Los cilindros para las bombas insertables y sus designaciones según el API son como sigue:

- 1.- Pared delgada para usar con un émbolo de metal, API RW.
- 2.- Pared delgada para usar con émbolo de empaque blando, API RS.
- 3.- Pared gruesa para usar con un émbolo de metal; API RH.

Los cilindros de pared delgada API RW tienen un espesor de 1/8 de pulgadas. Están roscados internamente y las conexiones, es decir, las cajas, conectores y sellos, se apoyan al extremo del cilindro. Los de pared gruesa API RH tienen un espesor de 3/16 de pulgadas a más, cada extremo está roscado sobre el diámetro exterior y se hace así para apoyar y sellar por dentro de la extensión del cople. El sello interior refuerza la unión porque los enrosques no están expuestos al fluido de alta presión dentro del cilindro de la bomba.

Los cilindros API RH son llamados cilindros de carrera completa porque el roscado del DE y la configuración de la extensión de acople que encaja permite al émbolo hacer la carrera en toda la extensión del cilindro hacia ambos extremos. La aplicación de cilindros de carrera completa tienen sus ventajas en pozos con arena de formación floja y/o donde la exfoliación sea un problema. La acción de la carrera completa actúa como un limpiador que evita que la arena o exfoliación ingrese al cilindro por entre las superficies de este y del émbolo.

MATERIALES PARA CILINDROS Y USO RECOMENDADO.

La profundidad del pozo y la producción del fluido controlan el estilo y tamaño del cilindro. Las condiciones del pozo (corrosión, abrasión, etc.) y la economía decide el material.

- **ACERO AL CARBONO (sencillo).**- De calidad seleccionada de acero al carbono, rectificado con precisión según tolerancias API. Recomendada para todas condiciones medias de bombeo donde la abrasión o la corrosión no son un factor. Dureza de 90 HRB – 23 HRC.

- **ACERO AL CARBONO TRATADO.**- De acero carbonitrurado, endurecido por inducción y templado mediante un proceso especial de termotratamiento hasta lograr una cementación interior de dureza de 50 HRC como mínimo. Se recomienda para bombeo en condiciones de desgaste abrasivo y ligeramente corrosivas.

- **ACERO AL CARBONO CARBONITRURADO.**- Cilindros hechos de acero al carbono bajo, carburizado y tratado al calor en la superficie interior de desgaste a una dureza mínima de 60 HRC, recomendada para abrasión severa y corrosión suave.

- **ACERO INOXIDABLE CARBONITRURADO.**- De acero al cromo 501 de 4 a 6% carbonitrurado y endurecido por inducción hasta lograr una cementación de una dureza 60 HRC como mínimo. Se recomienda para resistir a la abrasión severa, en condiciones corrosivas ligeras de H₂S y moderadas de CO₂.

- **LATON.**- Fabricado con una aleación de 88% de cobre, 10 % de estaño y 2% de zinc arsenicamente tratado. Se recomienda para resistir la no-abrasión y corrosión moderada a severas de H₂S, CO₂, NaCl.

- **MONEL.-** Hecho de una aleación de cobre y níquel (Monel 400) que tiene excelentes propiedades de resistencias a la corrosión y es recomendado para condiciones no abrasivas extremadamente corrosivas.

- **CILINDROS CON SUPERFICIES INTERIOR CROMADA.-** Cilindro de acero al carbono simple, acero inoxidable, latón y monel con cubierta dura de cromo en la superficie interior a una dureza de 70 HRC. Resistentes a las arenas abrasivas y materiales extraños, no deben usarse en pozos que están acidificados.

TRATAMIENTOS TERMICOS EN CILINDROS – SEGÚN **NORMA API 11 AR.**

1.-INDUCCIÓN.- Son susceptibles al stress, el material queda con tensiones residuales. Quedan endurecidos en el diámetro interior y diámetro exterior, lo cual disminuye su resistencia a la corrosión. Generalmente no son reutilizables. Dureza promedio en el diámetro interior 55 HRC.

2.-CARBURIZACION.- Quedan endurecidos en el diámetro interior y diámetro exterior, lo cual lo hace menos resistente a la corrosión. La dureza no es uniforme a lo largo de su longitud. Dureza promedio en el diámetro interior 58 HRC.

3.-NITRURACION.- Produce componentes duros de material sin tratamientos térmicos adicionales. La dureza decrece a menos de 45 HRC a 0.005" del diámetro interior. Dureza promedio en el diámetro interior 58 HRC.

4.-CARBONITRURACION.- La dureza del diámetro exterior es de 23 HRC, lo cual lo hace dúctil para resistir los impactos. Se recomiendan en ambientes abrasivos ya que son muy resistentes a la abrasión. El endurecimiento es uniforme en el diámetro exterior. Son resistentes a la corrosión y a la abrasión. Son reutilizables. Dureza promedio en el diámetro interior 63 HRC.

5.-CROMADO.- Buena resistencia a la abrasión. El cromo es atacado con fluidos de PH < 7, como ácidos, ambientes corrosivos, agua salada etc. Causando desprendimiento de cromo que originan corrosión y atascamiento del pistón. Dureza promedio en el diámetro interior 67 HRC.

3.2.7.- EMBOLO O PISTON.

Los émbolos o pistones son identificados como metálicos y no metálicos, sus dimensiones han sido estandarizadas por el API, y ellos indican que la longitud real de un émbolo se expresa mediante la longitud nominal del sello en pies enteros, más tres pulgadas. El diámetro exterior debe ser la dimensión básica o la dimensión básica menos la luz especificada, con una tolerancia de más cero a menos ½ milésimo de pulgada. Los émbolos metálicos actuales vienen con extremos de rosca en caja (hembra) o pin (macho). Las superficies de desgaste de los émbolos metálicos son de acero común, cromados o niquelados y de metal pulverizado.

MATERIALES PARA EMBOLOS O PISTONES.

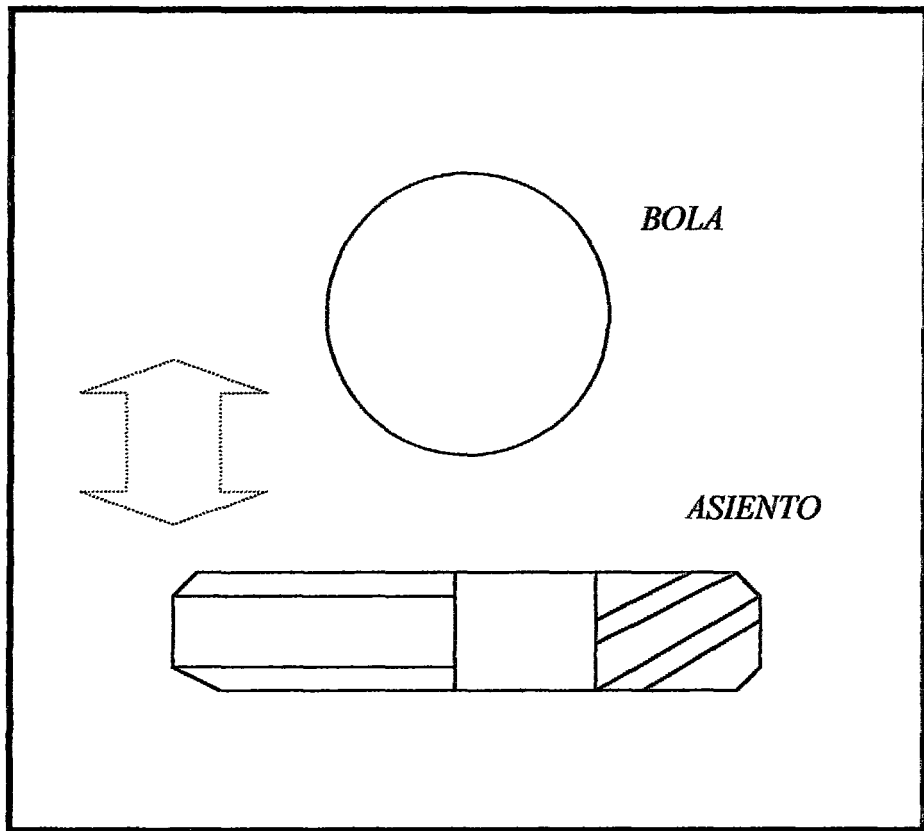
- **CROMADOS.-** De acuerdo al carbono puede ser cromado duro y resistencia de 70 HRC en la superficie exterior. Se recomienda para condiciones extremadamente abrasivas donde la corrosión no sea un factor.

- **METAL PULVERIZADO.-** De polvo de aleación de base de níquel, pulverizado al fuego, conteniendo cromo, boro y silicio. Su dureza varía de 48 a 52 HRC, teniendo bajo coeficiente de fricción resistencia tanto a la abrasión y corrosión.

- **METAL PULVERIZADO RECUBIERTO.-** Revestido en su parte exterior de una aleación de cromo, boro y silicio en una matriz de níquel, proporcionándole una dureza de 58 a 62 HRC, usados para bombeo en condiciones de corrosión y abrasión severa.

3.2.8.- VALVULAS (FIJAS Y VIAJERAS).

La entrada y descarga de fluido por la cámara de compresión formada por el cilindro y el pistón son controladas por la válvula fija y la válvula viajera. La acción del fluido llena la cámara a través de la válvula fija y la vacía a través de la válvula viajera. El montaje de una estas válvulas esta compuesto por una bola y un asiento cuyo movimiento está limitado por una jaula o camisa. Las válvulas son especificadas según *norma API 11 AX*.



Esquema N ° 4; representación de las válvulas (viajeras y fijas); donde se aprecia el movimiento seguido por las bolas de las mismas con respecto a sus asientos.

MATERIALES PARA VALVULAS.

- **ACERO INOXIDABLE ESTANDAR.-** De acero inoxidable 440-SS, termotratado a una dureza de 52 a 56 HRC. Conjunto muy duradero para todas las condiciones promedio en que la abrasión y la corrosión no sean un factor.

- **ACERO INOXIDABLE TERMOTRATADO ESPECIALMENTE.-** El asiento es de acero inoxidable 440 - SS y es tratado al calor mediante un proceso exclusivo. La superficie de desgaste tiene una dureza 58 a 62 HRC y soporta alto impacto y erosión por presión. El cuerpo del asiento es dúctil y resistente a los choques. Las bolas se fabrican de acero inoxidable 440 - SS no quebrándose, recomendado el conjunto para casos de abrasión severa y corrosión suave.

- **ACERO INOXIDABLES N° 7 (329 SS).-** El conjunto se fabrica de acero inoxidable 329 - SS, que es esencialmente no magnético cuando se endurece de 38 a 42 HRC, tiene buenas propiedades de resistencia a la abrasión y corrosión, recomendable para problemas de magnetismo.

- **MONEL (K – Mon – L).-** Están hechos de monel 500, que es una aleación de níquel y cobre, termotratado a una dureza de 33 a 35 HRC. Es un conjunto no magnético que se recomienda para pozos corrosivos de profundidad media donde la abrasión no sea un factor.

- **BRONCE.-** Están hechos de bronce duro de alta calidad con una resistencia máxima al desgaste. Se recomienda para pozos de poca profundidad con fluidos pocos corrosivos. Con una dureza de 27 HRC.

- **COBALTO ALEADO (DU MORE).-** Están hechos de una aleación de cobalto duro, con cromo y tungsteno. La dureza de las bolas es de 58 a 62 HRC, la del asiento es de 52 a 56 HRC. Es recomendable para los bombeos difíciles y para casi todas las condiciones de alta resistencia a la corrosión y a la abrasión excepto las más extremas.

- **CARBURO DE TUNGSTENO.-** Este conjunto esta hecho del metal más duro comercialmente (carburo de tungsteno) poseen una dureza de 88 HRC. Tiene excelente aplicación para las condiciones de corrosión y abrasión extrema.

JAUHAS PARA VALVULAS DE BOMBAS DE SUBSUELO.

Un tema, que en muchas oportunidades el productor no se detiene a analizar al momento de seleccionar una bomba y que incide directamente en el rendimiento de la válvula propiamente dicho, es la jaula o camisa en la cual se aloja la válvula. Las jaulas pueden trabajar con guías o sin guías, lo cual tiene que ver con una caída perfectamente vertical de la bola contra en asiento.

Es solo imaginar una bola de carburo de tungsteno con un peso de casi 317 gr. Y una dureza de 88 HRC, que se desplaza 10 veces por minuto en sentido ascendente y otras veces descendentes, golpeando sobre los laterales internos de la jaula o bien sobre las guías que tienen una dureza máxima de 23 HRC, al poco tiempo de uso la caída de la bola dejará de realizarse por el eje de la jaula, acelerando el deterioro del conjunto.

Las jaulas se fabrican en una gran variedad de estilos y tamaños. Cumplen con las especificaciones API y están disponibles en los materiales siguientes: Acero al carbono, acero aleado, acero inoxidable, latón, monel.

Para un servicio más duradero, se disponen de las jaulas siguientes con guías de bolas recubiertas de Stellite: Acero de aleación, acero inoxidable, monel.

3.3.- PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LAS OPERACIONES DE BOMBEO MECANICO.

Se pueden agrupar en:

- Problemas o fallas de los equipos de subsuelo.
- Corrosión de los equipos de subsuelo.
- Problemas de los equipos de superficie.

A.- PROBLEMAS O FALLAS DE LOS EQUIPOS DE SUBSUELO.-

Estos se traducen directamente en intervenciones frecuentes de servicios de pozos, los cuales se pueden deber a fallas en las varillas y/o tuberías, fallas en la bomba, deposición de parafinas, incrustación de carbonatos, arenas, gas, etc.

a.- FALLAS EN VARILLAS.- Estas se deben a la corrosión, erosión y desgaste; daño por manipuleo y por variación de cargas.

Las roturas en las varillas de bombeo o tuberías de producción en los pozos originan trabajos de pesca.

En las varillas de bombeo, estos trabajos de pesca, son causados por cuatro (04) tipos diferentes de rotura que se pueden clasificar en dos categorías.

- I.- Desenroscado de coples, rotura de pines y rotura de coples,
- II.- Roturas en el cuerpo.

DESENROSCADO DE COPLES.- Una unión se desenrosca cuando el cople no se apretó convenientemente. Algunos de las causas que originan falta o pérdida de ajuste en las varillas de bombeo, son la falta de desplazamiento en el enrosque por: Roscas sucias, roscas dañadas, inadecuada lubricación, pérdida de tope por desgaste o corrosión de las caras, deformación de las caras de los asientos debido a golpes o golpes de fluido.

ROTURA DE PINES.- Son dos las causas que provocan las roturas en las roscas de los pines (machos) de las varillas de bombeo: tensión de rotura, por sobreapretado y rotura por fatiga. La rotura de un pin por sobreapretado difiere mucho en su aspecto de una rotura por fatiga. En la rotura de un pin por tensión se alarga o se estira; en la sección de corte se reduce el diámetro, o el cuello en la parte inferior y la cara de rotura será de dos partes, copa y cono. Estos casos son raros (1% de las roturas de los pines); en la mayoría de los casos la causa de rotura de los pines se produce en el momento de la operación de ajuste.

En la rotura por fatiga, las características que aparecen en la cara fracturada, son planas y pulidas, y no hay reducción en el diámetro, además el ángulo de la cara en la rotura es siempre perpendicular al eje del pin.

ROTURA DE COPLES.- Esta ocurre por dos diferentes procesos: por sobrecompresión, cuando se excede en el apretado de los coples, y por fisura de fatiga.

Tal como se ajuste el cople de las varillas de bombeo, el pin se alarga y el tope del cople se comprime contra el tope del macho, con una fuerza similar a la que fue sometida el pin. Aquí el material sufre una deformación por esfuerzo de tracción y de compresión. Frecuentemente al sobreapretar los coples en los pines, se excede el límite elástico y el tope del cople se deforma, incrementándose el diámetro o abocinamiento.

Las rajaduras (fisuras) por fatiga pueden iniciarse con igual facilidad en cualquier lado de las paredes del cople. A medida que la rajadura se extiende, las dos caras de la rajadura se friccionan entre sí, produciéndose una superficie plana y pulida. Esto se observa en la cara de la rotura, que toma la forma de un cuarto de luna.

Eventualmente, el material remanente, no puede soportar la carga y se rompe por tensión y esta fractura presentará una superficie de granos gruesos.

Las roturas que se inician en la parte exterior del cople, usualmente se debe a corrosión, desgaste, marca de golpes o marcas de las mandíbulas de llaves para tuberías. Así mismo cuando las fallas se inician en el interior del cople, la fisura de fatiga arranca en la raíz de la rosca del cople; puesto al primer filete completo del pin; y cuando la rotura del cople se origina en el área interior donde acopla con la rosca del pin, el origen es normalmente el aflojamiento por falta o pérdida de ajuste.

ROTURAS EN EL CUERPO DE LAS VARILLAS.- Son fracturas por fatiga y se desarrolla en la superficie de las varillas por tensiones elevadas. Sin embargo, esto también se produce por exceso de tensión cuando un equipo de servicio de pozo intenta extraer una bomba que está atascada por alguna razón.

Las fracturas por fatiga, se inicia en fisuras que arrancan en la superficie de la varilla y en un punto de sobretensión. La rajadura de fatiga progresa en el plano opuesto a la dirección del punto de origen. El proceso al comienzo es lento y luego más rápido, formando un ángulo de 90° con la dirección de la principal fuerza de carga. Como la rajadura crece, las caras sometidas a fricción entre sí, producen una superficie pulida, la cual se puede observar como un dibujo de media luna sobre la zona de fractura. Como este se continuo desarrollando, el área transversal remanente no puede soportar toda la carga y se separa dando una fractura con una estructura granular gruesa.

Si la rotura por fatiga presenta una fractura quebradiza, la misma se ha producido con una carga promedio menor que la resistencia a la tracción de la varilla y se produce después de gran números de ciclos de bombeo. Esto también ocurre cuando al aumentar la velocidad de bombeo se aumenta las cargas en las varillas debido al aumento de la aceleración y vibración.

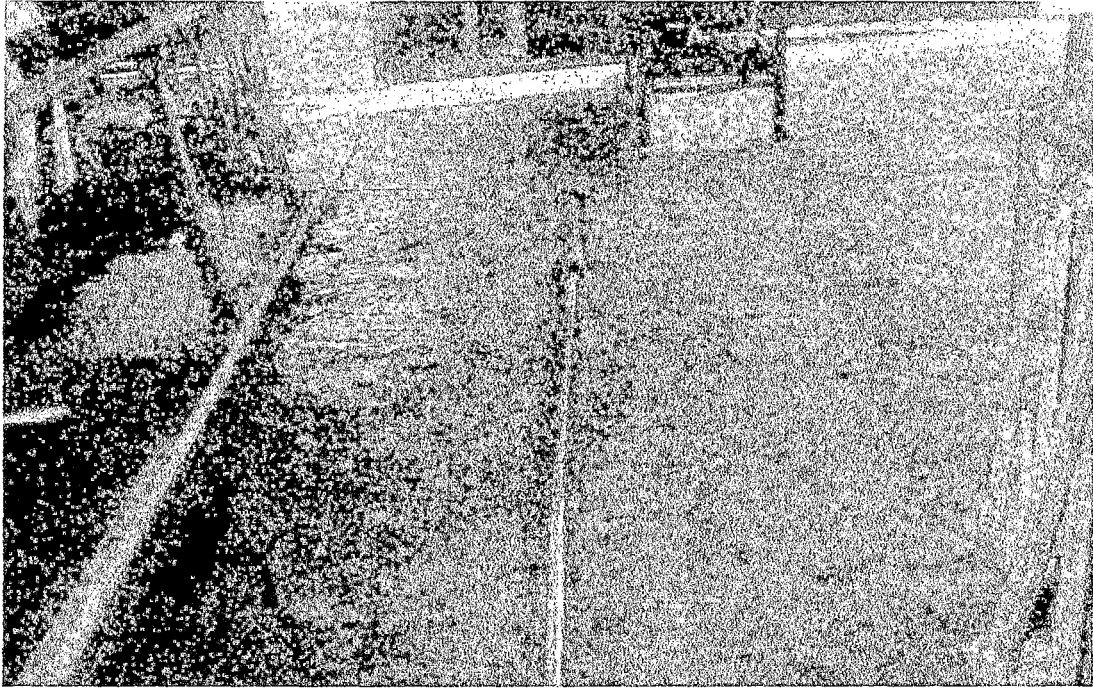


FIG. N ° 6.- PROBLEMA DE VARILLA TORCIDA; EL DESMONTAJE DE LA SARTA DE VARILLAS DEMORO 24 HORAS.

La fractura por exceso de tensión se reconoce porque el diámetro de las varillas se reducen en el punto de rotura y se presentan en la zona de fractura en sus dos partes forma de cono y copa.

b.- FALLAS EN LAS TUBERÍAS.- Por roturas en el cuerpo y desconexión o rotura de los coples, debido a causas similares que originan las fallas tuberías.

c.- FALLAS EN BOMBAS DE SUBSUELOS.- Que pueden ocasionar la disminución de la eficiencia o pérdida total de la capacidad de levantamiento de la bomba de subsuelo.

Las causas pueden ser:

DESGASTE, EROSION Y/O PICADURA EN LOS CONJUNTOS DE BOLAS Y ASIENTO.- El desgaste se produce por el golpeteo continuo durante las aperturas y cierre de las válvulas, la erosión es debido a la turbulencia de los fluidos y los sólidos que llevan en suspensión y las picaduras debido principalmente a la corrosión.

RAYADURAS EN EL PISTON Y/O CILINDRO.- Debido a la presencia de materiales abrasivos como arenas de formación, arena de fracturamiento o carbonatos de calcio.

ATASCAMIENTO O TRABAMIENTO DEL PISTON.- Esto se debe a la deposición de carbonatos, parafinas y arenas de formación, así mismo a la deformación de los extremos del pistón, debido a impactos continuos al final de al carrera ascendente o descendente de los ciclos de bombeo; y por colapsamiento del barril debido a diferenciales de presión.

Por otro lado, la limpieza incompleta del tubing y varillas en los servicios de pozos causan el trabamiento de la bomba, cuando esas suciedades se precipitan al fondo, y que las varillas se tapan con parafinas durante la bajada de la bomba.

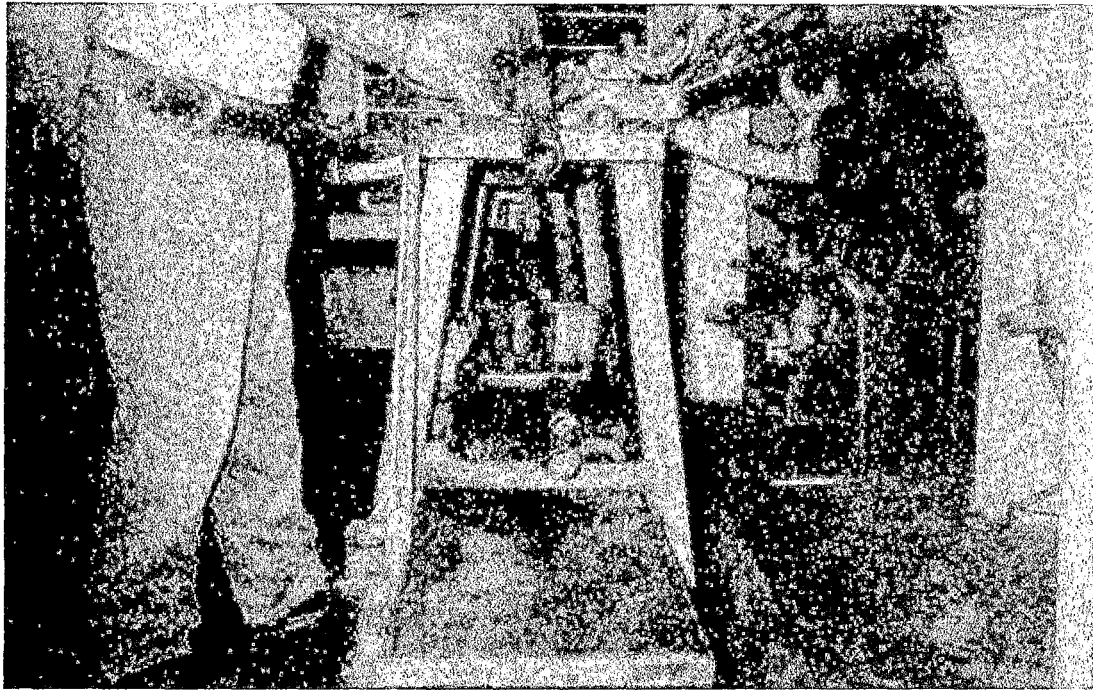
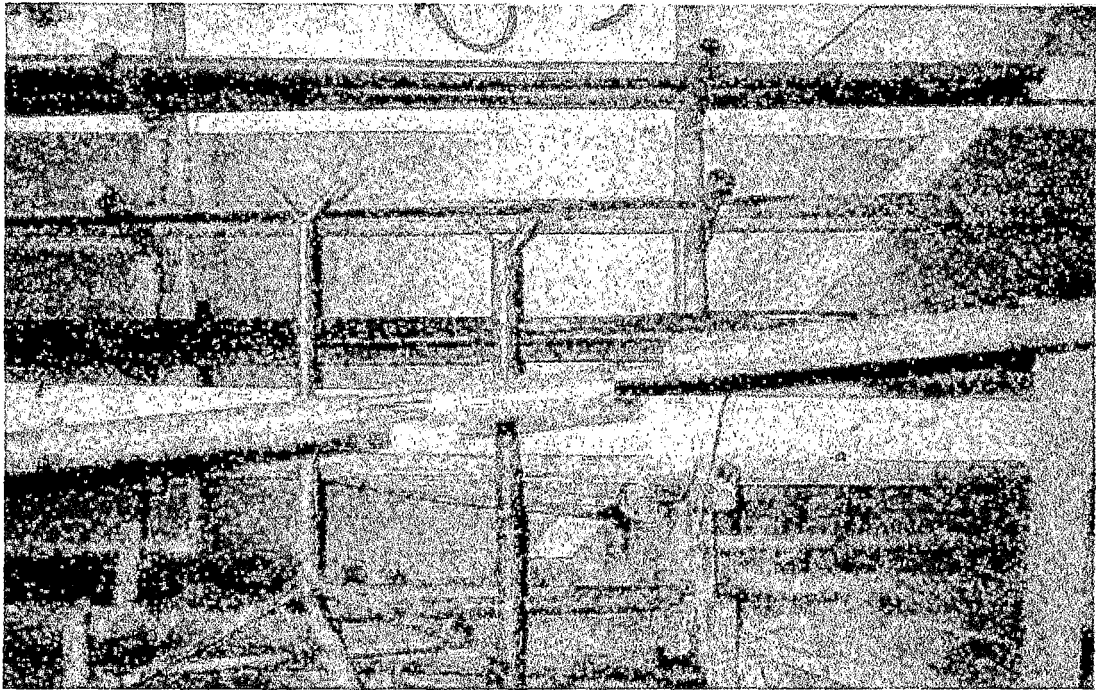


FIG. N ° 7.- PROBLEMA DE ACUMULACIÓN DE PARAFINAS O CARBONATOS EN LAS PAREDES DEL CILINDRO.



**FIG. N ° 8.- CILINDRO DE LA BOMBA DE PISTONES ROTO;
PROBABLEMENTE DEBIDO A DIFERENCIALES DE PRESION EN LA BOMBA.**

B.- CORROSION DE LOS EQUIPOS DE SUBSUELO.-

La corrosión de los equipos de subsuelo es la manera que tiene la naturaleza de reducir un material hecho por el hombre de un estado de energía más elevado a su condición básica. Generalmente las fallas por corrosión son debido a:

- Presencia de gas ácido (H_2S y CO_2).
- Existencia de oxígeno, mas de 50 partes por millones en salmuera.
- Presencia de bacterias, del tipo reductoras de sulfatos y productoras de ácidos.

FALLAS POR CORROSION MECANICA.- Generadas por lo siguiente:

- La corrosión por fatiga, la cual resulta del movimiento cíclico de la sarta de varillas.
- La corrosión abrasiva es consecuencia del roce y del desgaste de la sarta de varillas contra el tubing.
- La corrosión por flujo, producida por el movimiento del fluido que contiene sólidos o gases, contra la sarta de varillas de bombeo.
- La corrosión galvánica, resulta de un metal en contacto con otro metal dentro de un fluido.
- La corrosión electrolítica (electrólisis) se induce mediante corrientes eléctricas.

C.- PROBLEMAS O FALLAS EN LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE.-

Estos problemas se traducen en los altos costos, que significan la reparación de las unidades de bombeo y motores, y en la producción diferida durante el tiempo que ella está de parada. Aquí se analiza solo las fallas que están vinculadas directamente con las condiciones de operación de la unidad de bombeo.



FIG. N ° 9.- JAULA DE VÁLVULAS CON PROBLEMAS DE CORROSION.

a.- FALLAS EN EL REDUCTOR DE ENGRANAJES.- Por roturas en los piñones y ejes causados por exceso de carga, debido al:

SUBDIMENSIONAMIENTO DE LA UNIDAD DE BOMBEO.- Aquí la carga de torque es mayor que el máximo torque recomendado por el fabricante. En caso, será en vano cualquier tipo de programa de mantenimiento preventivo para evitar fallas.

DESBALANCE DE LA UNIDAD DE BOMBEO.- El cual origina, que a pesar de que la unidad de bombeo esta bien seleccionada, el torque máximo sobre el reductor puede sobrepasar el valor de diseño. Además los diferentes valores de los dos (2) máximos torques (uno en el "UPSTROKE" y el otro en el "DOWNSTROKE") ocasionan cambios bruscos de carga, causando prematuros desgastes y picaduras en los dientes que se ponen en contacto al momento en que el reductor esta soportando la mayor carga de todo el ciclo de bombeo.

GOLPE DE FLUIDO, GOLPE DE GAS Y GOLPE DE BOMBA.- Que causan cambios bruscos de las cargas.

GOLPE DE FLUIDO.- A medida que el pistón desplaza fluido, el llenado del cilindro de la bomba debe ser uniforme y completo hasta el final de la carrera ascendente. Un llenado parcial, ocasiona que la válvula viajera no se abra al inicio de la carrera descendente; el pistón entonces recorre parcialmente esta carrera con al carga de fluido, hasta encontrar el "nivel de llenado", con el cual "chocara", provocando un fuerte impacto debido a su mayor velocidad en los puntos intermedios de su recorrido.

El impacto de la bomba, conocido como "GOLPE DE FLUIDO", es transmitido en forma de vibraciones a las sartas de varillas y la unidad de superficie.

Estas vibraciones de torsión en la carrera descendente provocan pandeo y/o desenroscado de los coples de varillas. Es un fenómeno repetitivo (17 280 golpes en un día a 12 spm), disminuyendo la vida útil. Se manifiesta en los pozos que se quedan sin nivel de fluido. Se evita este fenómeno dimensionando adecuadamente la bomba de subsuelo. De modo que el desplazamiento de esta, este en equilibrio con el aporte productivo.

GOLPE DE GAS (GAS POUND).- Si se incrementa el ingreso de gas libre a la bomba en cantidades suficientes, se pueden producir situaciones indeseables como la del golpe de gas que aunque más suave que el golpe de fluido, puede dañar partes de la bomba.

En situaciones como estas, la utilización de controladores de pozos optimizaría la producción y evitaría el daño de las partes de la bomba. También se recomienda la utilización de piezas especiales para el bombeo de gas, tales como válvulas antibloqueos de gas.

b.- FALLAS EN LA ESTRUCTURA.- Por rotura o rajadura en los postes y vigas de la base como consecuencia del exceso o variaciones bruscas de cargas debido a:

SUBDIMENSIONAMIENTO DE LA UNIDAD DE BOMBEO.- Ya que la carga soportada por el varillón pulido puede ser mayor que la máxima carga de diseño.

CIMENTACIÓN INAPROPIADA DE LA UNIDAD DE BOMBEO.- Causan un aflojamiento de las bases de concreto, la cual se traduce en un desnivelamiento de la unidad de bombeo y por tanto una redistribución irregular de las cargas soportadas por la estructura, originando por tanto fatigamiento del material.

GOLPE DE FLUIDO, GOLPE DE GAS Y GOLPE DEL PISTON DE LA BOMBA.- Los cambios bruscos de las cargas causadas por los golpes de fluido, golpe de gas y golpe de bomba, hacen vibrar toda la sarta de varillas y se transmiten igualmente a la estructura, llegando a fatigar los materiales de la estructura.

DESAJUSTE DE LOS PERNOS Y TUERCAS.- Originan que los pernos se rompan por fatiga.

DESGASTE DEL VARILLON PULIDO.- Debido a la inclinación del varillón, originadas por el desalineamiento de la cabeza o de toda la unidad de bombeo, como consecuencia de las vibraciones causadas por los golpes de fluido, golpe de gas, golpe del pistón o por velocidades sincrónicas.

EFFECTO DEL GAS LIBRE EN LA EFICIENCIA DE LA BOMBA.

Se puede demostrar que la presencia de gas libre en el cilindro de la bomba limita la eficiencia de bombeo. En la carrera ascendente, la válvula estacionaria no se abre hasta que la presión abajo (es decir, de la formación) excede la presión en el espacio entre la válvula estacionaria y el pistón. Si alguna fracción de este último volumen está ocupada por gas libre, la presión cae gradualmente conforme el émbolo se mueve hacia arriba, de modo que la válvula estacionaria no se abre hasta que se ha perdido parte de la carrera hacia arriba, similar lo que ocurre en la carrera descendente. Al definir la eficiencia volumétrica de la bomba como el volumen de líquido dentro de la bomba expresado como fracción del volumen barrido por el émbolo de la bomba, se concluye que la eficiencia volumétrica de la bomba disminuye al aumentar las relaciones de gas libre bombeado/líquido.

Un método para mejorar la eficiencia de la bomba, es desviar el gas libre hacia arriba en el espacio anular del pozo es cuestión de purgar este gas de la tubería de revestimiento o casing. El dispositivo que separa el líquido del gas y se encuentra dentro del agujero se conoce como ancla de gas.

ANCLA DE GAS.

Su principio de funcionamiento se basa en la diferencia de densidades entre el gas y petróleo, ya que durante el movimiento hacia abajo del líquido y el gas libre dentro del ancla, las burbujas del gas libre tienden a segregarse y salir por las aberturas del ancla subiendo por el espacio anular entre la tubería de revestimiento (casing) y la tubería de producción (tubing). El tubo "mosquito", o tubo de cola, que está dentro del ancla usualmente tiene cinco pies de longitud y está hecho de un tubo de una pulgada.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.

4.1.- INGENIERIA DEL PROYECTO

4.1.1.- METODOLOGÍA DE TRABAJO EMPLEADA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA.

Proceso dinámico de análisis, evaluación y selección de la solución del problema.

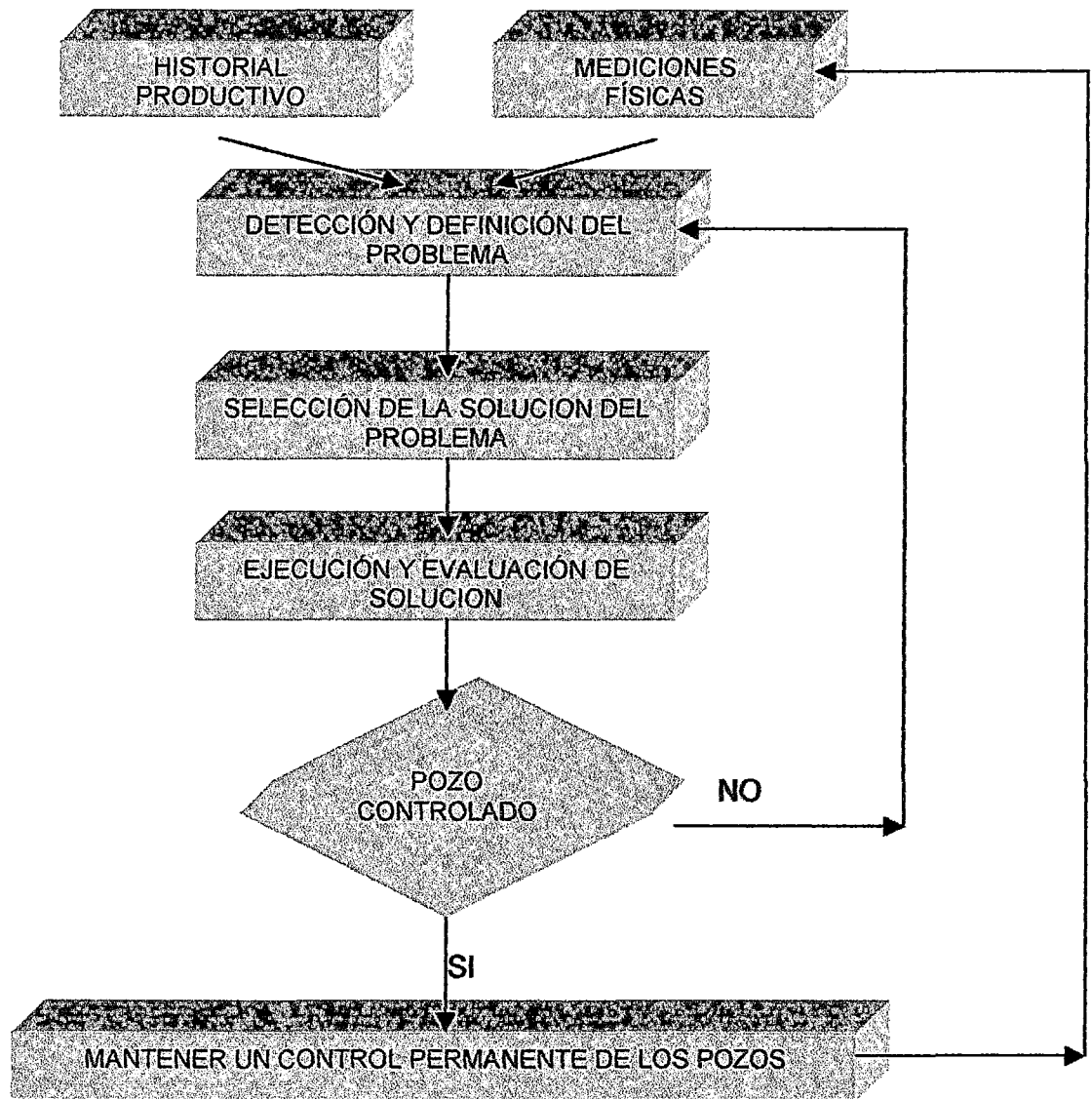
1.- Análisis del historial de producción, dándole mayor importancia a los reportes de servicios de pozos y curvas de producción.

2.- Evaluación de las condiciones de operación y eficiencias de extracción de las unidades de bombeo mediante el análisis cualitativo y cuantitativo de las mediciones físicas, tratando que la frecuencia de las pruebas de producción sean mayor en los casos de los pozos de mayor producción.

3.- Revisión de diseño de pozos. Diseño de sarta de varillas, reubicación de unidad de bombeo, modificación de las longitudes de carrera y/o velocidad de las unidades de bombeo, balanceo de las unidades y la utilización de dispositivos para minimizar los efectos de la interferencia de gas en los pozos de alto GOR y los problemas ocasionados por la arena.

4.- Evaluación de las condiciones de operación.

METODOLOGÍA DE TRABAJO EMPLEADA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA.



Esquema N ° 5; nos muestra la metodología seguida para el control de los pozos y sus equipos utilizados en los mismos.

4.1.2.- TERMINOLOGÍA EMPLEADA.

Se analizan en forma integral los datos de capacidad productiva de los pozos (gas, petróleo y agua), frecuencias de servicios de pozos, problemas de bombeo, etc. como punto de partida para la detección de los problemas.

- **CAPACIDAD PRODUCTIVA.-** Es la habilidad de un pozo de producir fluidos (gas, petróleo y agua), convirtiéndose en un factor crítico en la selección del equipo de levantamiento artificial. También es un factor de suma importancia para el diseño u optimización del sistema.

- **SERVICIO DE POZOS.-** Son el conjunto de instalaciones, maquinarias y sistemas que trabajan en forma sincronizada para brindar servicios a un pozo petrolero. Realizando los siguientes trabajos:

- **PRODUCCIÓN DIFERIDA.-** Viene a ser la cantidad de barriles de petróleo, que un lote deja de producir debida a algún tipo de falla en las instalaciones.

- **PESCAS.-** Llámese así al trabajo que se realiza en los pozos para extraer algún elemento que se quedado en el fondo del mismo, entre los problemas más frecuentes de pesca el en Noroeste (Talara) se tiene: tuberías o varillas rotas, bombas mecánicas, etc.

- **CAMBIO DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN, EMPAQUES Y TAPONES.-** Se necesitará de equipos cuya función solamente se refiere al cambio de tuberías de producción, cambios de empaques, tapones, etc; la capacidad del equipo estará determinada por la profundidad de la tubería que se irá a sacar. Siendo en el Noroeste el mayor de los cambios realizados el cambio de tuberías de producción por efectos de la corrosión.

4.1.3.- PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN TALARA EN EL BOMBEO MECANICO.

En las operaciones del Noroeste, generalmente los problemas más comunes que se suscitan son:

a.- EN LAS VARILLAS DE BOMBEO.- Fallas en las varillas por corrosión, debido a:

- Presencia de gas ácido (H₂O Y CO₂).
- Existencia de oxígeno: más de 50 partes por millones en salmuera.
- Por fatiga, resultante del movimiento cíclico de la sarta de varillas.
- Por abrasión, como consecuencia del roce y del desgaste de la sarta de varillas contra el tubing.
- Por flujo, producida por el movimiento del fluido, que contiene sólidos o gases contra la sarta de varillas de bombeo.
- Por corrosión galvánica, resulta de un metal en contacto con otro metal dentro de un fluido.
- Por corrosión electrolítica (electrólisis) se induce mediante corrientes eléctricas.

Generalmente en las operaciones las fallas de las varillas de bombeo son debido a fatiga por el prolongado tiempo de uso, por el continuo roce y desgaste de la sarta contra el tubing y flexiones de la misma.

b.- EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO.- Las causas de las fallas de las bombas, más usuales que se presentan son:

Fallas en componentes que operan en el subsuelo y que conforman las bombas debida a la corrosión por; presencia de gas ácido, existencia de oxígeno, y presencia de sólidos.

- DEPOSICIÓN DE ARENA.- La arena que suele transportar en suspensión el fluido, por trabajos de fracturamiento o por parte de la formación originando:

- Desgaste de válvulas.
- Acumulación de arena entre el cilindro y tubing atascando la bomba.
- Desgaste del pistón y cilindro, produciendo a veces el atascamiento del pistón.

- **POZOS CON GAS.-** El gas disminuye el rendimiento de la bomba, debido a que ocupa un volumen que de no estar presente lo ocuparía el fluido, otro problema que origina es el llenado parcial del cilindro presentándose gas libre provocando los conocidos “golpes de fluidos”.

- **CARBONATOS DE CALCIO.-** Generalmente se acumulan en las paredes del cilindro, el mismo que por su espesor origina el atascamiento del pistón. En las operaciones son una de las fallas que con más frecuencias se presentan, que son motivos de las reparaciones correspondientes.

4.1.4.- CARACTERÍSTICAS PRODUCTIVAS.

Dentro de las características productivas se tienen que considerar:

- **DECLINACIÓN DE PETROLEO.-** Viene a ser la merma de producción de petróleo en el tiempo, siendo un factor que origina el sobredimensionamiento de las unidades de bombeo, ya que originalmente una unidad puede estar bien seleccionada, pero al transcurrir el tiempo la producción decrece y la unidad sigue operando bajo la misma característica operativa, no resultando convenientemente. Una de la manera como en el Noroeste se enfrenta esto es variando las condiciones de operación, tales como; la velocidad y carrera de bombeo, etc., esto bajo recomendaciones que entregan los ingenieros de producción.

- **RELACION GAS – PETROLEO (GOR).-** Viene a ser los volúmenes de gas producidos con relación al fluido total. En Talara es importante tenerlo en consideración, ya que los reservorios producen debido al mecanismo por empuje interno de gas (gas en solución). Se debe señalar que en los pozos con alto GOR, están más propensos a que el gas disuelto en el petróleo se produzca a través de la bomba de subsuelo. Esto origina problemas de interferencia o bloqueo de gas, las cuales se traducen en la disminución de las eficiencias volumétricas de la bomba.

4.1.5.- ALTERNATIVAS PARA MINIMIZAR PROBLEMAS DE:

A.- ALTO GOR.- Minimizar o evitar los problemas de interferencias, o bloqueos de gas en los pozos con bombeo mecánico, mantener altas relaciones de compresión y mínima turbulencia en la bomba; usando: una mayor carrera, menor velocidad de bombeo y menor diámetro del pistón acorde a los requerimientos de producción. Adicionalmente, dependiendo del valor del GOR:

-Ancla natural de gas, colocando la succión de la bomba por debajo del fondo de la tubería.

- Ancla de gas, que según experiencias trabajan bien en pozos cuyo GOR < 500.
- Válvulas antibloqueo, que junto a la alternativa anterior trabajan bien en pozos con GOR < 2000.
- Charge Valve 927, que junto al ancla de gas, trabajan bien en pozos con GOR < 5000.

B.- ARENA.- Causa problemas de bombeo debido al trabamamiento o rayadura de los cilindros y pistones de la bomba, así como la erosión de los conjuntos bola – asiento de las válvulas, en estos trabajos se recomienda el uso de filtros (tipo malla o rejilla), filtro de grava e incluso bomba de subsuelo de tres (03) tubos.

C.- CARBONATOS DE CALCIO.- Debido al calor y a la naturaleza del petróleo, los carbonatos de calcio o parafinas, normalmente se encuentran en solución en el fondo del pozo. Sin embargo conforme el petróleo alcanza temperaturas menores a su "POURPOINT", la parafina empieza a depositarse en las paredes internas de la tubería. Esta deposición, conforme pasa el tiempo aumenta y se solidifica ocasionando la disminución o reducción total del flujo (producción diferida). En el Noroeste los pozos con este tipo de problema acumulan parafina generalmente a partir de una profundidad de 1500 pies, por lo cual se recomienda el uso del producto TRETOLITE CF 4W (detergente dispersante) que se aplica en forma de "BATCH" para controlar (evitar) la deposición de parafina.

4.1.6. - CARACTERISTICA DE PRODUCCION PETROLERA EN EL NOROESTE (TALARA).

- Tubing de 2 3/8 y 2 7/8 pulgadas de diámetro nominal.
- Bombas de subsuelo insetarbles de 2 pulgada de diámetro, para bajarse en los tubing anteriores cambiando solo el asiento de la bomba para compatibilizar medidas, las mismas que usan pistones de 1 1/16, 1 ¼ y 1 ½ de diámetro.
- Varillas de 5/8, ¾, y 7/8 de pulgadas de diámetro grados C y D.
- Unidades de Bombeo de los tipos API 16, 40, 57, 80, 160 y 320.
- Bombas ancladas a partir de los 3800 pies.

DEPARTAMENTO DE SERVICIOS DE POZOS EN EL NOROESTE (TALARA).

El departamento de servicios de pozos tiene como función principal ejecutar los trabajos requeridos durante la completación, reacondicionamiento y mantenimiento de los pozos de petróleo.

Para cumplir con esta función, disponen de un número de unidades de servicios de pozos, dependiendo estos de la capacidad de izaje con la que cuentan, y clasificados en:

Pesados (serie 250 – 400).

Medianos (serie 150 – 200).

Livianos y "Subeadoras" (serie 100 – 150)

El número de unidades en operación (base de la organización) es determinado considerando los siguientes factores: Necesidades de servicios de pozos para mantener una mínima producción, situación mecánica y operativa de las unidades, normas y políticas de la empresa, disponibilidad de servicios de terceros, ejecución de proyectos de desarrollos por otras compañías, etc.

4.1.7. - TAREAS ESPECIFICAS EN CAMPOS PETROLEROS.

Desde el punto de vista de control y conservación de la producción se distinguen dos actividades: Mantenimiento de Producción y Mantenimiento Mecánico.

MANTENIMIENTO DE PRODUCCIÓN.- Se realiza bajo la siguiente estructura:

a.- RECORREDOR DE PRODUCCIÓN.- (Sin ayudante), tareas que desempeña:

- Controla que los pozos operen de acuerdo al régimen de extracción recomendada por el departamento de producción (carrera y golpes por minutos).
- Maniobras de re-espaciamento de la bomba de subsuelo (golpear).
- Pruebas manométricas.
- Atención de las baterías de producción.
- Control de medición de fluidos (crudo, agua y gas).
- Cambio de pozos en prueba.
- Transferencia (bombeo) de crudo.
- Muestreo de pozos y baterías.

b.- OPERADORES.- Tareas encargadas:

- Control de planta de rebombeo.
- Control de operación de la planta de tratamiento de crudo, en patio de tanque.
- Control de operación del descargadero de cisternas.

c.- AUXILIARES.- Se tienen:

- Soldador.
- Gasfitero.
- Instrumentista.
- Laboratorista .
- Tareas Generales (ayudantes generales).

MANTENIMIENTO MECANICO.- Contempla la asignación de recorredores mecánicos (mecánicos de producción) por zonas, quienes son responsables de lubricar, trabajos de mantenimientos y reparaciones.

Todo personal cuenta con unidades móviles equipos de sistemas de comunicación (radial), lo que permite mantener una dinámica en la ejecución de los trabajos diarios.

Para la ejecución y/o realización de los trabajos asignados se han distribuidos los turnos de trabajos de la siguiente forma:

TURNO DIA (8 – 16 horas).

TURNO TARDE (16 – 24 horas).

TURNO MADRUGADA (24 – 8 horas).

4.1.8. - CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DE LOS EQUIPOS DE SUBSUELO.

La característica principal de operación de los equipos que se instalan en el subsuelo (sartas de varillas, bombas, etc.), es del tipo permanente y no programable, es decir, estos operarán en forma continua o permanente hasta que fallen o no resulten favorables para la producción.

4.1.9. - REPARACIONES DE LOS EQUIPOS DE SUBSUELO.

La manera de realizar reparaciones en equipos de subsuelo que operan en campos petroleros del Noroeste (Talara), es efectuada de dos formas: La ejecutada por el departamento técnico de las propias compañías petroleras; y el efectuado por distintas empresas de servicios (contratistas).

Entre las segundas y que generosamente brindó su apoyo, está la empresa de servicios ITS (**INTERNATIONAL TOOL & SUPPLY S.A.**), en cuyos talleres se realizan reparaciones de las bombas extractoras de diversas empresas petroleras que operan en Talara.

TRABAJOS EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS DE SERVICIOS EN LAS REPARACIONES DE BOMBAS.

De la revisión del historial de reparaciones con que cuenta la empresa de servicios ITS, se logró recopilar los trabajos más recurrentes y que son motivos de posteriores reparaciones:

- Cilindro y pistón trabados y/o pegados, mayor motivo de reparaciones de las bombas.
- Pistón tapado por carbonatos de calcio (parafinas).
- Cilindro y pistón con fisuras, rayados o torcidos.
- Varillas sueltas.
- Cilindro, pistón y varillas oxidadas o corroídas.
- Cilindro, pistón y válvulas con desgaste.
- Copas de asientos en mal estados o sin ellas.
- Jaulas pegadas al cilindro.

PROCEDIMIENTO PARA REPARACIONES DE BOMBAS DE SUBSUELOS SEGUIDO POR ITS (INTERNATIONAL TOOL & SUPPLY).

1ero.- Ingreso al taller de reparación, aperturándose el historial respectivo de reparaciones de la bomba, identificándola por su número de serie que corresponde al pozo del cual se retiró.

2do.- Inspección visual, determinándose el estado del equipo recibido. En caso de que el conjunto émbolo – cilindro este trabado o pegado; se procederá así:

2.1.- Sometimiento al conjunto a solución ácida, que luego de reaccionar destrabará las partes.

2.2.- En caso, ser necesario se utilizará la fuerza de presión neumática, llegándose a requerimientos próximos a los 4000 psi.

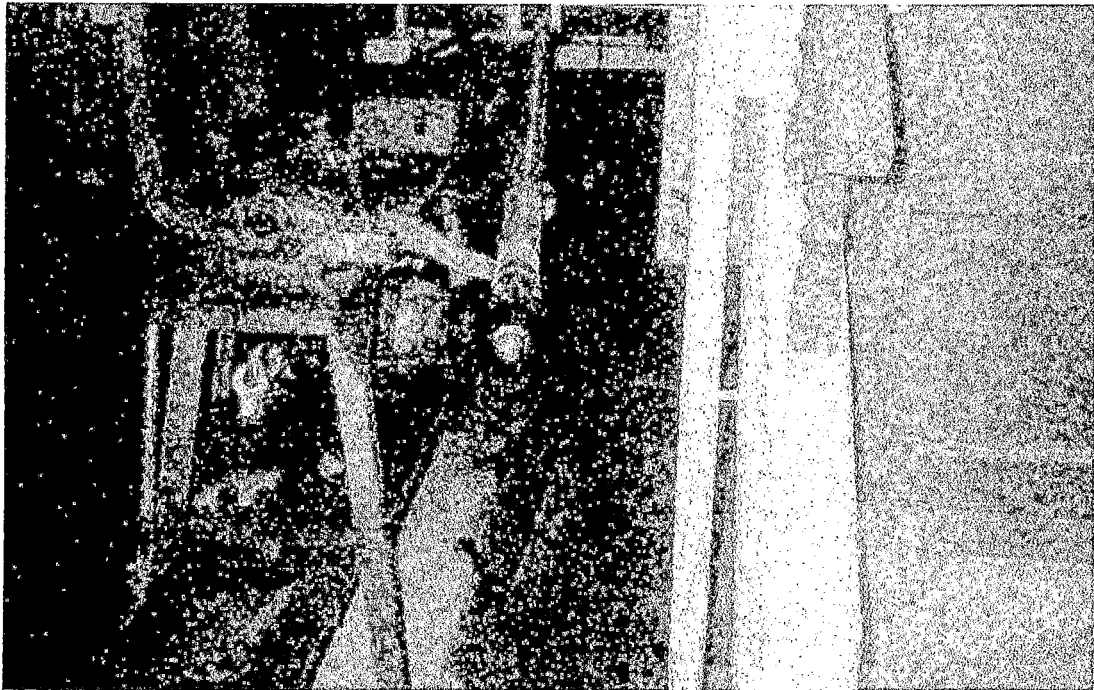
3ero.- Limpieza, desarmado y verificación de las tolerancias internas del equipo, recurriéndose a:

- Probadores de diámetro interno de cilindros.
- Bomba de vacío (succión), para válvulas.
- Micrómetro para determinar diámetro externo del émbolo.

4to.- Se efectúa un diagnóstico, con todos los trabajos a realizar, determinación de piezas a cambiar y cuales operará bajo las condiciones siguientes.

5to.- Armado y ajuste según recomendaciones de los fabricantes de las bombas.

6to.- Determinación de la eficiencia a la cual trabajará la bomba, esto mediante "Prueba de escurrimiento".



**FIG. N ° 10.- MUESTRA EL MONTAJE DE UNA BOMBA EN EL TALLER DE LA
COMPAÑÍA ITS S.A. PARA LA INSPECCION RESPECTIVA.**

CRITERIOS BAJO LOS CUALES SE REALIZAN LAS REPARACIONES.

- Los distintos componentes de las bombas vienen en medidas estándares y son intercambiables.
- Todo equipo aún siendo nuevo, debe someterse a una inspección, acompañado de las pruebas respectivas, comprobando sus tolerancias, características, etc.
- Para modificar la carrera de pistón, tomar en cuenta:
 - En una bomba RH, variando longitud de las extensiones.
 - En una bomba RW, variando longitud del cilindro.

4.2- DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO MECANICO.

Diseñar una instalación de producción con varillas de succión y bomba de subsuelo no es una ciencia exacta; es más que todo, una tarea que se apoya en la experiencia y en el detallado estudio de las condiciones de cada pozo. Por eso, el primer paso del programa consiste en recolectar y analizar tantos datos del pozo como sea posible, para luego planear y ejecutar una instalación óptima, teniendo en cuenta el diseño de la bomba y sus características metalúrgicas para las distintas condiciones de operación.

OBJETIVOS DEL DISEÑO.

Será el de mejorar la eficiencia de extracción del crudo (profundidad óptima, selección adecuada de la bomba de subsuelo, materiales que la conforman, sarta de varillas, carrera, y velocidad de bombeo).

Con la finalidad

- Estabilizar la producción.
- Disminuir la frecuencia de intervenciones de servicios de pozos.
- Alargar la vida útil de los equipos.

El diseño requiere conocer previamente la cantidad exacta de fluido a producirse, la profundidad desde la cual será extraído (levantado) y las características del fluido. En función a esto se selecciona la bomba de subsuelo, que permita trabajar a velocidades de operaciones moderadas, con cargas mínimas en las varillas y en el equipo de superficie; la sarta de varillas adecuadas para soportar su propio peso más el peso del fluido; y finalmente efectuar los cálculos para seleccionar las condiciones óptimas de operación.

4.2.1.- PARÁMETROS Y CONSIDERACIONES BASICAS DEL BOMBEO MECANICO.

Antes de efectuar los cálculos para la selección de las condiciones de operación más adecuado, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros y consideraciones básicas:

- **LA PRODUCCIÓN A EXTRAER DEL POZO.-** Se estima la mejor posible considerando que la óptima extracción debe contemplar una sumergencia entre 200 pies y 500 pies. Esto último con el fin de evitar problemas de golpe de fluido y/o tener excesiva presión anular, la cual no solo creara una indeseada contrapresión sobre la formación sino que desviará una parte del gas anular al interior de la bomba, restando eficiencia volumétrica.

- **PROFUNDIDAD DE EXTRACCIÓN.-** Normalmente usamos la profundidad de la bomba, en el punto más exigente del diseño. Al respecto, dado el escaso aporte de los pozos y la interferencia de gas presente, las bombas se ubican usualmente a 200 pies menos de la profundidad total del pozo.

- **GRAVEDAD ESPECIFICA DEL LIQUIDO A EXTRAER.-** Será de 1.04 la condición más desfavorable, que será el caso en que se extraiga solamente agua de formación.

- **EFICIENCIA DE BOMBEO.-** Se considera eficiencia volumétrica máxima de 80% para el caso de bombas de subsuelo nuevas y eficiencias menores en caso de detectar pérdidas en las válvulas o en casos de bajo recorrido. Así mismo en los casos de pozos con alto GOR se determinó que la eficiencia volumétrica máximo sería 60%.

- **FACTOR DE SEGURIDAD.-** Los valores de PPRL, Rango de cargas, Torque, Efecto de Contrabalanceo, Potencia del motor y esfuerzo de las varillas no deberían exceder el 80% de la máxima capacidad de diseño de los equipos y materiales.

- **GAS DEL ANULAR NO VENTEAADO.-** Este gas se produce a la línea de flujo donde se junta con la producción de los tubos. Esta situación que a veces es un inconveniente para una eficiente operación de bombeo, es necesario para recolectar este gas asociado con el fin de recuperar los líquidos en las plantas de absorción y contar con gas combustible o gas de materia prima para la planta de fertilización.

- **BATERIAS DE PRODUCCIÓN (En el Noroeste).-** Es una planta de recepción, separación y medición de los fluidos producidos por ciertos números de pozos que normalmente se encuentran ubicados en la parte central de una determinada área. La recolección de la producción desde cada pozo a la batería se efectuará a través de tuberías de acero de 2 pulgadas de diámetro SCH 40.

4.2.2- MEDICIONES FÍSICAS.

El uso de las operaciones técnicas de Ingeniería de Producción, como son las mediciones físicas, nos permiten determinar o evaluar de manera cuantitativa y cualitativa la operación de los equipos de bombeo tanto en superficie como en subsuelo, siendo esta una herramienta que nos muestra los problemas de operación del bombeo mecánico, tales como: golpe de fluido, varillas rotas, fugas en las válvulas y/o tubos, etc. Las mediciones físicas pueden ser: cargas en el varillón pulido, nivel de fluido y producción.

DINAMÓMETRO.- Se usa para medir directamente las cargas instantáneas que soporta el vástago pulido en función del desplazamiento del pistón de la bomba. Estas cargas se registran sobre una tarjeta describiendo una curva cerrada, denominada dinagrama.

El dinagrama permite determinar con cierta precisión mediante un análisis cuantitativo y cualitativo las diferentes fases del ciclo de bombeo y en consecuencia da una idea de las condiciones en que se encuentra una bomba de subsuelo, así como las condiciones de las varillas y el equipo de superficie.

En nuestras operaciones usamos el dinamómetro marca LEUTER, modelos 77 – I y 77 – II, miden sin necesidad de parar la unidad de bombeo para adaptarlo al vástago.

El deseo del ingeniero de producción es que la carta dinamométrica tenga buena área de trabajo y se aproxime a la forma ideal (de un paralelogramo) porque indica que el pozo está bombeando sin problemas.

SONOLOG Ó ECHOMETER.- Mide el nivel de fluido. Produce una onda acústica que viaja a través del anular mediante el disparo o detonación de un cartucho.

Cada cople del tubing refleja parte de esta onda y el nivel del líquido un alto porcentaje de la misma.

Los pulsos correspondientes al disparo y a la reflexión son recibidos por un micrófono piezo – eléctrico y es convertido de sonido a corriente eléctrica.

4.2.3.- DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE APLICACIÓN DE LAS BOMBAS Y ACCESORIOS.

A.- ESPACIAMIENTO DE LA BOMBA EN EL POZO.- Cuando se hace funcionar una bomba de succión de vástagos, es necesario saber, que los vástagos o varillas de succión tienen dos clases de estiramientos (1) Debido a su propio peso o alargamiento estático y (2) Debido a la carga del fluido sobre el pistón de la bomba, o carga concentrada.

El alargamiento estático de los vástagos de succión se da en la siguiente expresión, solamente para sargas de vástagos de tamaño simple.

$$\text{FORMULA} = L^2 / 1\ 320\ 000 \text{ (en pulgadas) } \dots\dots\dots(1)$$

(*)

Donde: L = Profundidad de la bomba.

Todo esto se realiza para ubicar el "fondo" y evitar que parte de la bomba descansa sobre el nicle de asiento de la tubería. Los vástagos se estirarán varias pulgadas más de su longitud estática.

B.- AJUSTE DEL EMBOLO.- La eficiencia de una bomba de subsuelo se ve afectada directamente por la luz entre el émbolo y el cilindro. Esta luz se establece por el tipo de émbolo, y de otros factores tales como:

B.1.- Gravedad específica del fluido.- Un crudo viscoso requiere más luz que un crudo de fluido libre. Debido a que la bomba requiere lubricación y esta es proporcionada por el propio fluido, la selección de la luz del émbolo es el factor de control para proporcionar tolerancia para la lubricación. Por lo que el 2% del fluido producido debe ser usado por el émbolo para propósitos de lubricación y enfriamiento.

(*) *Manual de Entrenamiento. 1985. HARBINSO FISCHER, tomo III Pág. 62.*

B.2.- Longitud del émbolo y/o cilindro.- La “regla práctica”, es: mientras más largo el émbolo, se necesita más luz; aquí consideraremos que las superficies tanto del émbolo como del cilindro se desvían aún cuando es casi imperceptible y generalmente causa un ajuste apretado en émbolos largos, por lo que no es conveniente longitudes mayores a 6 pies para émbolos.

B.3.- Escorrimento de fluido entre el émbolo y cilindro.- El flujo entre el émbolo y cilindro está en el rango viscoso de modo que el escurrimiento o pérdida es inversamente proporcional a la viscosidad absoluta del fluido y a la longitud del émbolo; es directamente proporcional al diámetro del émbolo, la presión diferencial entre los dos extremos del émbolo y al cubo de tolerancia diametral. Por lo que el escurrimiento o pérdida de fluido entre el émbolo y cilindro se puede calcular así:

$$Q = \frac{3.1416 \times D \times P \times C^3}{V \times L \times 2.32 \times 10^{-7}} \dots\dots\dots(2)$$

(*)

Donde:

Q = Escorrimento, pulgadas cúbicas por minuto.

D = Diámetro del émbolo, pulgadas.

P = Presión diferencial en el émbolo, libras por
Pulgadas cuadradas.

C = Tolerancia del émbolo, pulgadas en el diámetro.

L = Longitud del émbolo, pulgadas de contacto de sellado.

V = Viscosidad absoluta, centipoise.

B.4.- Temperatura de fondo y su efecto.- Cuando la temperatura de fondo excede los 100°F, el ajuste del émbolo debe aumentarse, es decir, dado más tolerancia -0.001 de pulgadas por cada 100°F adicionales, debido a la expansión por efecto de temperatura en el émbolo.

(*) Manual de Entrenamiento. 1985. HARBINSO FISCHER, tomo III pág. 67.

C.-LONGITUD DEL CILINDRO PARA BOMBAS DE SUBSUELO.- El cilindro debe tener una longitud suficiente como para contener el émbolo, sus respectivas camisas y la longitud máxima de carrera más una tolerancia de espaciado.

D.-VELOCIDAD MAXIMA DE BOMBEO.- La velocidad máxima de bombeo que se puede alcanzar es determinada por la velocidad de caída libre de los vástagos de succión en la carrera descendente del ciclo de bombeo.

4.2.4.- CAUSAS DE FALLAS PREMATURAS EN BOMBAS.

- Diseño inapropiado.
- No óptima selección del tipo de bomba.
- Metalurgia no adecuada.
- Condiciones de pozo no consideradas en diseño.
- Defectos de fabricación.
- Errores en ensamblajes y reparación.
- Transporte.
- Manejo inadecuado a nivel de trabajo.

4.2.5.- METALURGIA DE LAS BOMBAS.

Una vez definido el tipo de bomba a usar. Es necesario seleccionar la Metalurgia de sus componentes de acuerdo al contenido de: Arena, Cloruro, H₂S, CO₂, etc. en fluido, para aumentar la vida útil de la bomba.

4.2.6.- SELECCIÓN PRELIMINAR DE LOS COMPONENTES.

4.6.1.- BOMBA DE SUBSUELO.

Dependiendo de la producción a extraer, primero se selecciona el diámetro del pistón entre los 03 tamaños disponibles por estandarización en el Noroeste (1 1/16, 1 ¼, y 1 ½ pulg.). Tener en cuenta para el diámetro del pistón, si es grande se requiere que los equipos soporten mayores cargas y que sean más ineficientes debido al bajo recorrido del pistón. Por otro lado si el diámetro del pistón es pequeño se tendrá velocidades de operación altas y un incremento de la máxima carga (PPRL) debido a las mayores fuerzas de aceleración: La selección adecuada del diámetro del pistón facilita la óptima selección de los parámetros iniciales de diseño, como son la carrera y velocidad de bombeo. Así:

$$\text{PRODUCCION(BPD)} = 0.1166 \times Sp \times N \times D^2 \quad \text{.....(3)}$$

Donde:

Sp : Carrera efectiva del pistón (pulg).

N: Velocidad de bombeo (spm).

D: Diámetro del pistón o émbolo (pulg).

Después de la selección del diámetro del pistón se escoge la luz entre el pistón y el cilindro para que el escurrimiento no sea excesivo.

Finalmente se selecciona el tipo de bomba, combinación cilindro – pistón y conjunto de bolas y asientos de las válvulas, basándose en el API – SPEC – 11AX (“SPECIFICATION FOR SUBSURFACE ROD PUMPS AND FITTINGS”), Y el API – RP – 11AR (“RECOMMENDED PRACTICE FOR CARE AND USE OF SUBSURFACE PUMP”).

SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA.

CONSIDERACIONES IMPRESCINDIBLES:

- Producción esperada.
- Gravedad del crudo.
- G.O.R.
- Producción de arena.
- H₂O.
- CO₂.
- % de agua y cloruros.
- Escala.
- Parafinas.
- Muy importante caracterizar el fluido a producir por pozos y área.

Así por ejemplo, para el pozo 1737 (batería 995) que tenía problemas de interferencia de gas, viscosidad de 5 centipoise y de mediana profundidad, se seleccionó e instaló:

20 – 125 – RHBC – 12 – 5 – 4.

Donde:

20: Diámetro del tubing = 2 3/8" OD.

125: Diámetro del pistón = 1 1/4".

R: Bomba del pistón insertable.

H: Cilindro de pared gruesa.

B: Anclaje ubicado en el fondo.

C: Asiento del tipo copas.

12: Longitud del cilindro, en pies.

5: Longitud del pistón, en pies.

4: Longitud total de extensiones, en pies.

Adicionalmente:

- Conjunto de válvulas y asientos resistentes al golpeteo y lavado.
- Combinación de cilindro – pistón de metal con una luz de 0.003".
- Válvulas antibloqueo.

TABLA API – DESIGNACION DE BOMBAS.

	XX	XXX	X	X	X	X	X	X	X
<u>TAMAÑO DEL TUBING</u>									
15 = 1.900									LONGITUD TOTAL DE EXT. EN PIES
20 = 2 3/4"									LONGITUD DEL PISTÓN EN PIES
25 = 2 7/8"									LONGITUD DEL BARRIL EN PIES
30 = 3 1/2"									ESTE CODIGO SE USA. SÍ LA BOMBA TIENE "VALVULA DE ANILLO"
40 = 4 1/2"									<u>TIPO DE ANCLAJE:</u> M = MECANICO
No code = 6 1/2"									C = COPAS
									F = ANILLOS
<u>CILINDRO</u>									<u>UBICACIÓN DEL ANCLAJE:</u>
<u>Diámetro interno de la bomba</u>									A: ANCLAJE SUPERIOR
125 = 1 1/4"									B: ANCLAJE INFERIOR
150 = 1 1/2"									C: CILINDRO VIAJERO, ANCLA INF
175 = 1 3/4"									H: CILINDRO DE PARED GRUESA
200 = 2"									W: CILINDRO DE PARED DELGADA
225 = 2 1/4"									R: BOMBA DE INSERTO.
250 = 2 1/2"									T: BOMBA DE TUBERIA
275 = 2 3/4"									
350 = 3 1/2"									
375 = 3 3/4"									
475 = 4 3/4"									
575 = 5 3/4"									

Obtenido del Manual de Entrenamiento. 1985. HARBINSO FISCHER. TOMO I. P

SARTA DE VARILLAS.

Después de seleccionar la bomba de subsuelo se verifica si la sarta de varillas es la óptima para levantar las cargas impuestas sin exceder una máxima esfuerzo de 25 000 psi. En el Noroeste se usan sarta de varillas combinadas con varillas de 2 o más tamaños a partir de 3 500 pies (para pistones de 1 ½" de diámetro) y 4 000 pies (para pistones de 1 ¼ y 1 1/16 pulgadas de diámetro), instalándose los de mayor diámetro hacia la superficie del pozo debido que allí la carga es máxima. Este tipo de diseño reduce las cargas en el equipo de superficie, resultando menores que las que se obtendrían si se usara varillas de un solo diámetro.

Idealmente una sarta de varillas debe ir reduciendo su sección transversal en forma continua desde el tope hasta el fondo, pero esto es impracticable no solo por las dificultades de fabricación que esto involucra, sino también debido a que las varillas inferiores deben tener suficiente rigidez, para soportar toda la sarta dentro del tubing, cuando ocurra una falla (rotura o desenrosque) en la parte superior de la sarta.

El método que se utiliza para diseñar la sarta combinada es el de los esfuerzos iguales en el tope de la varilla superior de cada sección. Este método es utilizando la norma *API – RP - 11L ("DESIGN CALCULATION FOR SUCKER ROD PUMPING SYSTEM")*, en el cual los porcentajes (%) de cada tipo de varillas son calculados en función del área del pistón.

Adicionalmente con el fin de asegurar menos fallas por sobre – esfuerzo se usan varillas de grado API "C" y "D", las de grado "C" hasta 5 000 pies y las de grado "D" a partir de 5 000 pies.

Varillas grado "C" estándar son de acero al carbono – manganeso. Su mínima resistencia a la tensión es de 90 000 lbs. En la mayoría de pozos del noroeste la usan.

Varillas grado "D" (alta tensión) son de acero – níquel – cromo. Su mínima resistencia a la tensión es de 115 000 lbs. Se usan generalmente en pozos profundos y de alta producción.

4.3.- CALCULO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN.

Se efectúa mediante una computadora utilizando el método de diseño de MILLS (ó método de los factores de impulso) y el recomendado por el API – RP – 11 L.

METODO CONVENCIONAL DE MILLS.

Este método se basa en los FACTORES DE IMPULSO (K), los cuales se calculan fundamentalmente en la máxima aceleración del movimiento armónico simple. Luego, las expresiones para calcular estos factores para cualquier combinación dada de carrera (S) y velocidad de bombeo (N) es:

$$K = 1 + (N*S) / 5400; \text{ para } N < 15 \text{ spm.}$$

.....(4)

$$K = 1 + (N^2*S) / 70500; \text{ para } N > 15 \text{ spm.}$$

El procedimiento para calcular las condiciones de operación comprende los siguientes pasos:

1ero.- FIJAR LOS PARAMETRO INICIALES.- Tales como: profundidad de la bomba (L), diámetro del pistón, la sarta de varillas, longitud de carrera (S), velocidad de bombeo (N), gravedad específica del fluido y si el tubing en anclado o no.

2do.- CALCULO DE LOS FACTORES DE DISEÑO.-

- FACTOR COSENO = $\text{Cos} (0.0004*N*L)$

- FACTOR DE ESTIRAMIENTO (C).

Para tubería anclada: $C_a = (R1/A1) + (R2/A2) + (R3/A3)$

Para tubería no anclada: $C_{na} = C_a + 1/At$

Donde:

R1, R2, R3, ... % de las sartas de varillas.

A1, A2, A3,... área de las varillas.

At : área transversal del tubing

- FACTOR DE IMPULSO (K); según lo indicado anteriormente.

3ero.- *CALCULO DE LAS CARGAS.*

- PESO DE LAS VARILLAS (Wr): $Wr = Wr * L$

Donde: Wr = peso unitario de varillas (lb/pie).

L= Longitud de varillas (pie).

- PESO DEL FLUIDO SOBRE EL PISTÓN (Fo):

$$Fo = 0.340 * G * D^2 * H \dots \dots \dots (5)$$

Donde: G = gravedad específica del fluido.

D = diámetro del émbolo. (Pulgadas).

H = altura de la bomba (pies).

4to.- *CALCULO DE LA PRODUCCION (PD):*

SOBRECARRERA (S1) = S / FACTOR COSENO.

PERDIDA DE CARRERA (S2) = $L * Fo * C / 2 * 10^6$

CARRERA EFECTIVA (Sp) = S1 – S2.

Luego:

$$PRODUCCIÓN (BPD) = 0.1166 * Sp * N * D^2$$

Donde:

Sp : Carrera efectiva del pistón (pulg).

N: Velocidad de bombeo (spm).

D: Diámetro del pistón o émbolo (pulg).

5to.- CALCULO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN.-

CARGA MAXIMA EN EL VARILLON PULIDO (PPRL):

UNIDAD CONVENCIONAL: $PPRL = F_0 + W_r * K$

UNIDAD MARK II: $PPRL = F_0 + W_r (1 + 0.6 (K - 1))$

CARGA MINIMA EN EL VARILLO PULIDO (MPRL):

UNIDAD CONVENCIONAL: $MPRL = W_r (1.873 - K)$

UNIDAD MARK II: $MPRL = W_r (0.873 - 1.3 (K - 1))$

ESFUERZO MAXIMO (Smáx): $Smáx = PPRL / Ars$

Donde : Ars: área transversal varilla superior.

CONTRABALANCEO (CBE): $CBE = 0.5 (PPRL + MPRL)$

TORQUE MAXIMO (PT):

UNIDAD CONVENCIONAL: $PT = 0.5 (PPRL - CBE) * (S) * (1.06)$

UNIDAD MARK II: $PT = 0.5 (0.93 * PPRL - 1.2 * MPRL) * (S/2)$

POTENCIA EN EL VARILLON (PRHP): $PRHP = (PD * L) / 136 000$

6to.- CALCULO DEL MOTOR

Aquí se verifica si la capacidad de potencia y torque de los motores satisface los requerimientos del sistema, se selecciona el diámetro de la polea; el tipo y número de fajas de transmisión.

6.1.- CALCULO DE LA POTENCIA:

POTENCIA DEL MOTOR = PRHP / EFIC. MOTOR

EFICIENCIA : ES 40% PARA MOTORES A GAS.

ES 30% PARA MOTORES ELECTRICOS.

6.2.- SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE LA POLEA DEL MOTOR.

Se realiza un primer cálculo para aproximar el diámetro a elegir, con el cual se determina en un segundo cálculo la velocidad exacta del motor.

$$Om = (Oub) * (G.R) * (SPM) / (RPM)$$

Donde:

Om = Diámetro de polea del motor (pulgadas).

Oub = Diámetro de polea de unidad de bombeo (pulgadas).

G.R = Relación de engranes del reductor.

SPM = Velocidad de bombeo.

RPM = Revoluciones por minuto promedio del motor.

6.3.- CALCULO DEL NUMERO DE FAJAS.

$$N^{\circ} \text{ FAJAS} = (\text{POTENCIA MOTOR} / \text{POTENCIA POR FAJAS}) + 1$$

6.4.- CALCULO DEL TORQUE.

$$\text{TORQUE}_{(\text{MOTOR})} = (PT / 12) * (SPM / RPM)$$

Donde:

PT = Torque máximo de la unidad de bombeo (lb – pulg).

SPM = Velocidad de bombeo.

RPM = Revoluciones por minuto del eje del motor.

CAPITULO V

PROPUESTA DE CALCULO Y SELECCIÓN DE UNIDADES Y COMPONENTES DE LAS BOMBAS DE PISTONES.

5.1.- METODOLOGIA A SEGUIR EN EL DESARROLLO DEL PROYECTO.

Entendiéndose la optimización como el conjunto de acciones y/o procedimientos que permitan mejorar los rendimientos de algún sistema, entonces en un sistema dinámico, en el cual una de las partes influyen sobre las otra; y teniendo información que hasta el momento no existe trabajos que enfoque la optimización desde el punto de vista metalúrgico de cada parte que conforman las bombas de succión utilizadas en la industria petrolera, tomando en cuenta recomendaciones de los fabricantes para diferentes condiciones de operación, se propone:

La elaboración de un sencillo programa de computadora que permita determinar las características de producción tales como: Producción (BPD), Eficiencia Volumétrica (n), Máxima Carga en el Varillón Pulido (PPRL), Mínima Carga en el Varillón Pulido (MPRL), Carga del fluido sobre el pistón (Fo), Carga de las varillas (W), Torque Máximo (PT), Potencia en el Varillón Pulido (PRHP), Contrabalanceo (CEB), Velocidad Máxima de Bombeo; así como también hacer una selección tomando en cuenta las características de operación desde el punto de vista metalúrgico, para cada componente de las bombas de succión.

Así como también proponer de un procedimiento o acciones que permitan optimizar el rendimiento de los pozos con bombeo mecánico, para una unidad seleccionada respectivamente, este procedimiento se basará fundamentalmente en la recopilación de información, análisis y toma de decisiones que conduzcan a prolongar la duración efectiva de una bomba de subsuelo.

5.2.- SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UNA BOMBA MECANICA DE SUCCION (BOMBA DE PISTONES).

Dentro de la instalación de producción por bombeo mecánico, la bomba de subsuelo, tomando en cuenta la función que cumple, es sin lugar a dudas el elemento de más bajo costo.

Pero cuenta con una gran desventaja, la ubicación física que tiene (fondo del pozo), ya que una bomba mal instalada puede dar origen a una intervención prematura con el equipo de Pulling generando un gasto varias veces superior al costo de la bomba.

Entonces, es importante el hacer una buena selección de las partes que conforman una bomba; por lo que basándome en ***datos técnicos, experiencias recogidas de fabricantes especialistas, y producto de la investigación***; se entrega una serie de alternativas para los componentes principales de las bombas de pistones para petróleo, para distintas condiciones operativas. La justificación de la selección se hará basándose en las propiedades Metalúrgicas de los materiales o aleación.

**SELECCIÓN DE PARTES PRINCIPALES DE UNA BOMBA
MECANICA.**

CONDICION: POZOS NO ABRASIVOS Y NO CORROSIVOS

CILINDRO: ACERO AL CARBONO SIN TRATAMIENTO (90 HRB – 23 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO (48 a 52 HRC)

VALVULAS: ACERO INOXIDABLE ESTANDAR (52 a 56 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO (23 HRC)

CONDICION: POZOS NO ABRASIVOS Y LIGERAS CORROSION (ausencia de corrosión de gases).

CILINDRO: LATON

PISTON: METAL PULVERIZADO (48 a 52 HRC)

VALVULAS: BRONCE (27 HRC).

JAULAS: ACERO INOXIDABLE 316

CONDICION: POZOS NO ABRASIVOS Y CORROSIVOS (Corrosión baja de gases).

CILINDRO: MONEL 400

PISTON: METAL PULVERIZADO (48 a 52 HRC)

VALVULAS: MONEL 500 (K-Mon-L) (33 a 35 HRC)

JAULAS: ACERO INOXIDABLE

CONDICION: POZOS ABRASIVOS Y CORROSIVOS

CILINDRO: ACERO CARBONITRURADO (50 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: ACERO INOXIDABLE 329 – SS (38 a 42 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO (23 HRC)

CONDICION: POZOS CON SEVERA ABRASION Y CORROSION

CILINDRO: ACERO INOXIDABLE CARBONITRURADO (60 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: ACERO INOXIDABLE 430- SS (58 a 62 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO CON GUIAS DE STELLITE

CONDICION: POZOS CON EXTREMA ABRASION Y EXTREMA CORROSION

CILINDRO: ACERO INOXIDABLE CARBONITRURADO (60 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: CARBURO DE TUNGSTENO (88 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO CON GUIAS DE STELLITE

CONDICION: POZOS CON ABRASION Y ALTAS CORROSION

CILINDRO: ACERO INOXIDABLE CARBONITRURADO (60 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: COBALTO (Du More) (52 a 56 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO CON GUIAS DE STELLITE

CONDICION: POZOS CON EXTREMA ABRASION Y NO CORROSION

CILINDRO: ACERO INOX. CON SUPERFICIE INTERIOR CROMADA (70 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: CARBURO DE TUNGSTENO (88 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO CON GUIAS DE STELLITE

“TIEMPO DE VIDA UTIL ESTIMADO DE LAS BOMBAS: 1.2 AÑOS”, según catálogo del fabricante.

5.3.- PROGRAMA DE CALCULO PARA EL DISEÑO DEL BOMBEO **MECANICO.**

OBJETIVOS.- Calcular:

Sp: Carrera efectiva (pulgadas).

PD: Producción de petróleo (BPD).

n: Eficiencia volumétrica.

PPRL: Máxima carga en el varillón pulido (Lb).

MPRL: Mínima carga en el varillón pulido (Lb).

PT: Torque máximo.

PRHP: Potencia en el varillón pulido (HP).

CBE: Contrabalanceo.

Así como también el de seleccionar la unidad de bombeo adecuada, para los datos conocidos, y el de proponer las partes principales que conformarán a la bomba para las condiciones operativas respectivas.

DATOS CONOCIDOS.- Se tendrá:

H: Nivel de fluido (pies).

L: Profundidad de la bomba (pies).

N: Velocidad de bombeo (SPM).

S: Carrera del pistón (pulgadas).

D: Diámetro del émbolo (pulgadas)

G: Gravedad específica.

TB: Diámetro del tubing (pulgadas) . Es anclada Sí o No.

PROCEDIMIENTO:

I.- CALCULO DE LAS SARTAS DE VARILLAS COMBINADAS,

- a.- Sí $D = [1.06'' \text{ ó } 1.25'']$ y $L < 4000$ pies; entonces usar 2 diámetro de varillas combinadas ($5/8''$ y $3/4''$).
- b.- Sí $D = [1.06'' \text{ ó } 1.25'']$ y $L \geq 4000$ pies; entonces usar 3 diámetro de varillas combinadas ($5/8''$, $3/4''$ y $7/8''$).
- c.- Sí $D \geq 1.50''$ y $L < 35000$ pies; entonces usar 2 diámetro de varillas combinadas ($5/8''$ y $3/4''$).
- d.- Sí $D \geq 1.50''$ y $L \geq 3500$ pies; entonces usar 3 diámetro de varillas combinadas ($5/8''$, $3/4''$ y $7/8''$).

De la tabla especificación API RP 11L.

Tabla 4.1; se determina W_r (Lb/pie) = porcentaje de sartas de varillas para profundidad de la bomba.

Tabla 4.2; del dato de TB, se obtiene el diámetro interior (pulgadas). Luego determinamos el área transversal del mismo (A_t)

Tabla 4.3; se determina el área transversal de cada varilla a usar ($S_{5/8}=0.307 \text{ pulg}^2$; $S_{3/4}=0.442 \text{ pulg}^2$; $S_{7/8}=0.601 \text{ pulg}^2$).

PESO DEL FLUIDO SOBRE EL PISTÓN (Fo):

$$F_o = 0.340 * G * D^2 * H$$

CALCULO DE LA PRODUCCION (PD):

$$K = 1 + (N * S) / 5400; \text{ para } N < 15 \text{ spm.}$$

$$K = 1 + (N^2 * S) / 70500; \text{ para } N > 15 \text{ spm.}$$

$$\text{FACTOR COSENO} = \text{Cos} (0.0004 * N * L)$$

FACTOR DE ESTIRAMIENTO (C).

Para tubería anclada: $Ca = (R1/A1) + (R2/A2) + (R3/A3)$

Para tubería no anclada: $Cna = Ca + 1/At$

SOBRECARRERA (S1) = S / FACTOR COSENO.

PERDIDA DE CARRERA (S2) = $L * Fo * C / 2 * 10^6$

CARRERA EFECTIVA (Sp) = S1 – S2.

PRODUCCIÓN (BPD) = $0.1166 * Sp * N * D^2$

CALCULO DE LA EFICIENCIA VOLUMÉTRICA (nv).

CAPACIDAD DE BOMBEO = $0.2332 * D^2 * S * N$

$Nv (\%) = (PD / CAPACIDAD DE BOMBEO) * 100$

PESO DE LAS VARILLAS (Wr): $Wr = Wr * L$

PESO DE LAS VARILLAS EN EL FLUIDO (Wrf): $Wrf = Wr * [1 - 0.128(G)]$

CARGA MAXIMA EN EL VARILLON PULIDO (PPRL):

UNIDAD CONVENCIONAL: $PPRL = Fo + Wr * K$

UNIDAD MARK II: $PPRL = Fo + Wr [1 + 0.6 (K - 1)]$

CARGA MINIMA EN EL VARILLO PULIDO (MPRL):

UNIDAD CONVENCIONAL: $MPRL = W_r (1.873 - K)$

UNIDAD MARK II: $MPRL = W_r [0.873 - 1.3 (K - 1)]$

CONTRABALANCEO (CBE): $CBE = 0.5 (PPRL + MPRL)$

TORQUE MAXIMO (PT):

UNIDAD CONVENCIONAL: $PT = 0.5 (PPRL - CBE) * (S) * (1.06)$

UNIDAD MARK II : $PT = 0.5 (0.93 * PPRL - 1.2 * MPRL) * (S/2)$

POTENCIA EN EL VARILLON (PRHP):

$PRHP = (PD * L) / 136\ 000$

II.- SELECCIÓN DE LA UNIDAD DE BOMBEO; será con los datos que se obtendrá de los cálculos anteriores, como PT (Lb -pulg) – PPRL (Lb) – S (pulg).

III.- SELECCIÓN DE PARTES PRINCIPALES DE UNA BOMBA MECANICA.

CONDICION: POZOS NO ABRASIVOS Y NO CORROSIVOS

CILINDRO: ACERO AL CARBONO SIN TRATAMIENTO (90 HRB – 23 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO (48 a 52 HRC)

VALVULAS: ACERO INOXIDABLE ESTANDAR (52 a 56 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO (23 HRC)

**CONDICION: POZOS NO ABRASIVOS Y LIGERAS CORROSION (ausencia de
corrosión de gases).**

CILINDRO: LATON

PISTON: METAL PULVERIZADO (48 a 52 HRC)

VALVULAS: BRONCE (27 HRC).

JAULAS: ACERO INOXIDABLE 316

**CONDICION: POZOS NO ABRASIVOS Y CORROSIVOS (Corrosión baja de
gases).**

CILINDRO: MONEL 400

PISTON: METAL PULVERIZADO (48 a 52 HRC)

VALVULAS: MONEL 500 (K-Mon-L) (33 a 35 HRC)

JAULAS: ACERO INOXIDABLE

CONDICION: POZOS ABRASIVOS Y CORROSIVOS

CILINDRO: ACERO CARBONITRURADO (50 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: ACERO INOXIDABLE 329 – SS (38 a 42 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO (23 HRC)

CONDICION: POZOS CON SEVERA ABRASION Y CORROSION

CILINDRO: ACERO INOXIDABLE CARBONITRURADO (60 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: ACERO INOXIDABLE 430 – SS (58 a 62 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO CON GUIAS DE STELLITE

CONDICION: POZOS CON EXTREMA ABRASION Y EXTREMA CORROSION

CILINDRO: ACERO INOXIDABLE CARBONITRURADO (60 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: CARBURO DE TUNGSTENO (88 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO CON GUIAS DE STELLITE

CONDICION: POZOS CON ABRASION Y ALTAS CORROSION

CILINDRO: ACERO INOXIDABLE CARBONITRURADO (60 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: COBALTO (Du More) (52 a 56 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO CON GUIAS DE STELLITE

CONDICION: POZOS CON EXTREMA ABRASION Y NO CORROSION

CILINDRO: ACERO INOX. CON SUPERFICIE INTERIOR CROMADA (70 HRC)

PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: CARBURO DE TUNGSTENO (88 HRC)

JAULAS: ACERO AL CARBONO CON GUIAS DE STELLITE

PROBLEMA.- En el lote II; de la CIA. PETROLERA MONTERRICO S.A. ubicada en la ciudad de Talara; para los trabajos de producción de petróleo, es necesario ubicar el equipo de bombeo a una altura de 6000 pies, para lo cual se utilizara el sistema de bombeo mecánico, se sabe que las condiciones del pozo son extremada abrasión y corrosión. Y el nivel de fluido es de 5800 pies.

La bomba operará con una carrera de 64 pulgadas, 8 golpes por minuto, diámetro del émbolo y tubing $1 \frac{1}{2}$ y $2 \frac{7}{8}$ pulgadas respectivamente, estará anclada y el fluido tendrá un peso específico de 0.9. Calcular:

- La producción de petróleo al día.
- La eficiencia volumétrica a la que operará
- La unidad de bombeo para las condiciones operativas.
- Los componentes que conformarán la bomba para las condiciones del pozo.

SOLUCION:

L = 6000 pies

H = 5800 pies

S = 64 pies

N = 8 SPM

D = 1.50 pulgadas

TB = $2 \frac{7}{8}$ pulgadas

UNIDAD ANCLADA

G = 0.9

Como; D = 1.50 pulgadas y L > 3500 pies se usará 03 tipos de diámetros de varillas ($\frac{5}{8}$; $\frac{3}{4}$ y $\frac{7}{8}$ pulgadas).

De la tabla 4.1 NORMA API RP 11L:

Se usará 33.3% de cada diámetro de varilla hasta alcanzar la altura de la bomba. ($L / 3 = 2000$ pies).

De la tabla 4.1 NORMA API RP 11L:

$W_r(\&) = 1.664$ Lb / pies

PESO DEL FLUIDO SOBRE EL PISTON (Fo):

$$F_o = 0.340 * G * D^2 * H = 0.340 * 0.9 * (1.50)^2 * 5800 = 3993.3 \text{ Lb}$$

Como $N < 15$ SPM; $\Rightarrow K = 1 + (N * S) / 5400 = 1 + (8 * 64) / 5400 = 1.095$

$$F_{\text{coseno}} = \text{Cos} (0.0004 * N * L) = \text{Cos} (0.0004 * 8 * 6000) = 0.944$$

UNIDAD ANCLADA: $\Rightarrow C_a = (R_1 / A_1) + (R_2 / A_2) + (R_3 / A_3);$

$$C_a = (0.333 / 0.307) + (0.333 / 0.442) + (0.333 / 0.601) = 2.392$$

SOBRECARRERA(S₁): $S_1 = S / f_{\text{coseno}} = 64 / 0.994 = 64.386$

CARRERA PERDIDA (S₂): $S_2 = L * F_o * C_a / 2 * 10^6 = 28.654$

CARRERA EFECTIVA(S_p): $S_p = S_1 - S_2 = 64.386 - 28.654 = 35.732$

a.- PRODUCCIÓN (BPD) = $0.1166 * S_p * N * D^2 = 75 \text{ BPD}$

$n_v = [\text{PRODUCCIÓN} / \text{CAPACIDAD DE BOMBEO}] * 100$

b.- $n_v = [75 / 0.2332 * D^2 * N * S] * 100 = [75 / 0.2332 * (1.50)^2 * 8 * 64] * 100 = 28\%$

PESO DE LAS VARILLAS(W_r) = $W_r (\&) * L = 1.664 \text{ Lb} / \text{pies} * 6000 \text{ pies} = 9984 \text{ Lb}$

PESO DE LAS VARILLAS EN EL FLUIDO(W_{rf}) = $W_{rf} = W_r * [1 - 0.128 (G)] = 9984 * [1 - 0.128(0.9)] = 8833.84 \text{ Lb}$.

Observación; se hará la selección para unidades de bombeo tipo MARK II.

CARGA MÁXIMA EN EL VARILLON PULIDO;

$PPRL = F_o + W_r * [1 + 0.6 (K - 1)] = 3993.3 + 9984 * [1 + 0.6(1.095-1)] = 14546.388\text{Lb}$

CARGA MINIMA EN EL VARILLO;

$MPRL = W_r * [0.873 - 1.3 * (K-1)] = 9984 * [0.873 - 1.3*(1.095-1)] = 7483.008 \text{ Lb}$

CONTRABALANCEO; $CBE = 0.5 (PPRL + MPRL) =$

$0.5(14546.388 + 7483.008) = 110146.698 \text{ Lb}$

TORQUE MÁXIMO (PT); $PT = 0.5 * [(0.93 * PPRL) - (1.2 * MPRL)] * (S/2) =$

$0.5 * [(0.93 * 14546.388) - (1.2 * 7483.008)] * (64 / 2) = 72766.50 \text{ Lb} - \text{Pulg}$.

POTENCIA EN EL VARILLO (PRHP); $PRHP = (PD * L) / 136 000 =$

$75 * 6000 / 136000 = 3.30 \text{ HP}$

PARA LA SELECCIÓN DE LA UNIDAD DE BOMBEO MARK II SE UTILIZARA LOS SIGUIENTES VALORES OBTENIDOS PPRL; PT; Y EL DATO S (CARRERA).

PT (Lb - Pulg)	PPRL (Lb)	S (Pulg)
72766.50	14546.388	64

c.- DEL CATALOGO DE UNIDADES DE BOMBEO LUFKIN ; PARA UNIDADES MARK II SELECCIONAREMOS LA UNIDAD M - 114D - 173 - 64.

d.-

CONDICION: POZOS CON EXTREMA ABRASION Y EXTREMA CORROSION

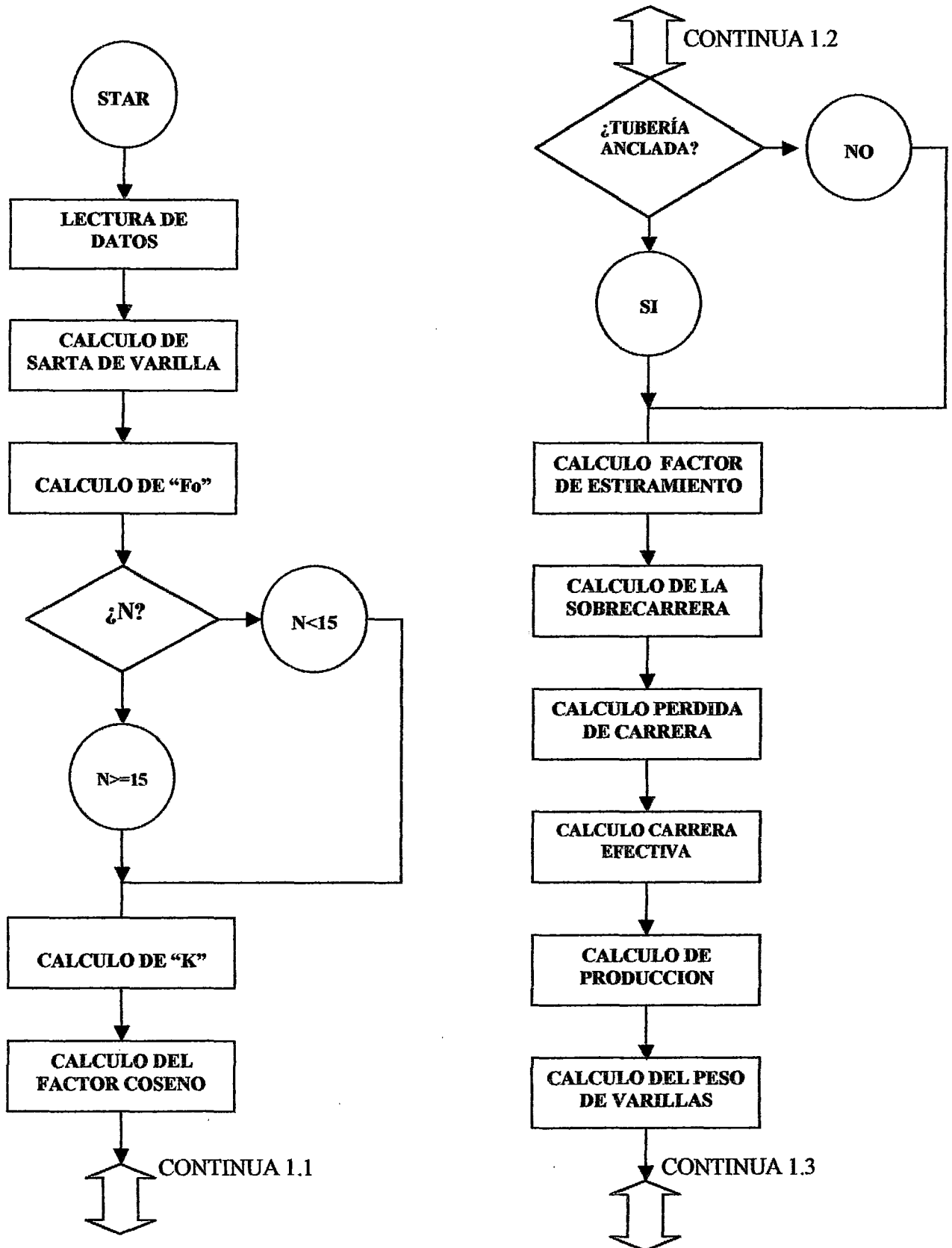
CILINDRO: ACERO INOXIDABLE CARBONITRURADO (60 HRC)

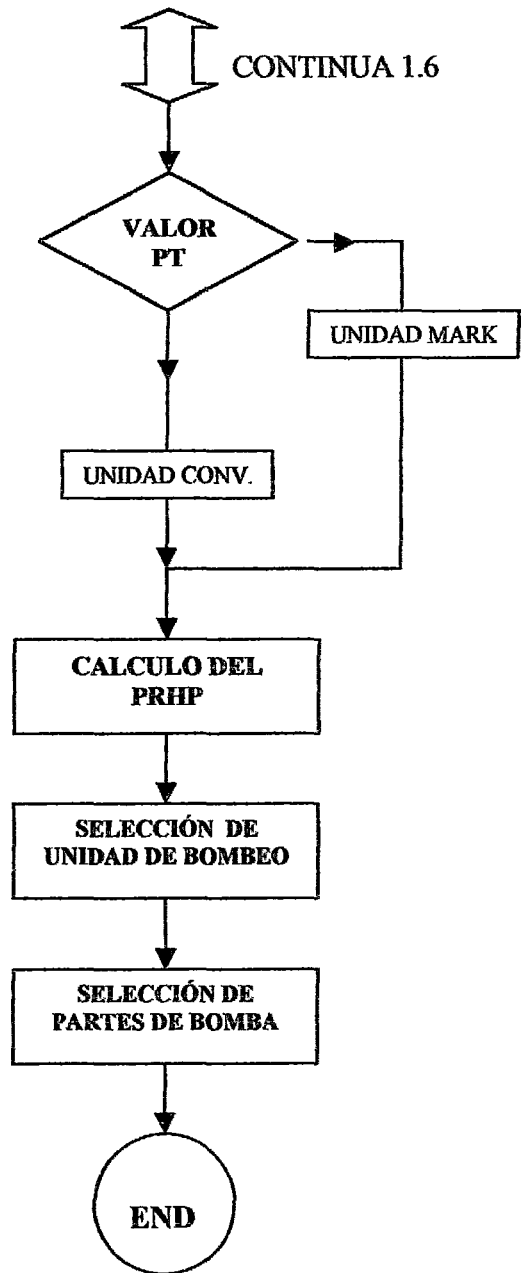
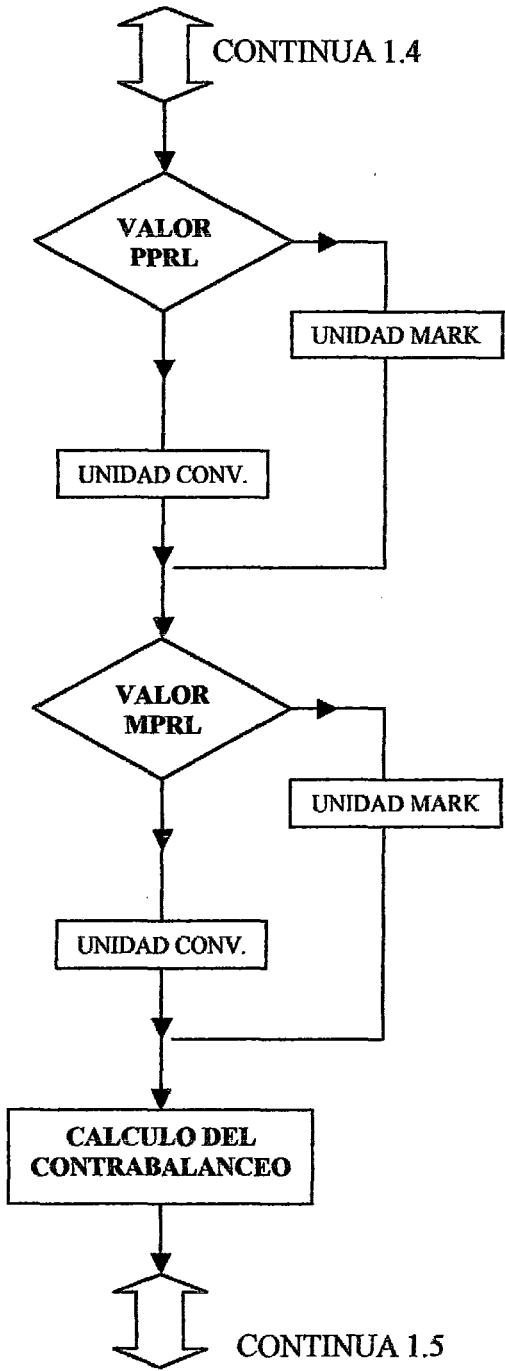
PISTON: METAL PULVERIZADO RECUBIERTO (58 a 62 HRC)

VALVULAS: CARBURO DE TUNGSTENO (88 HRC)

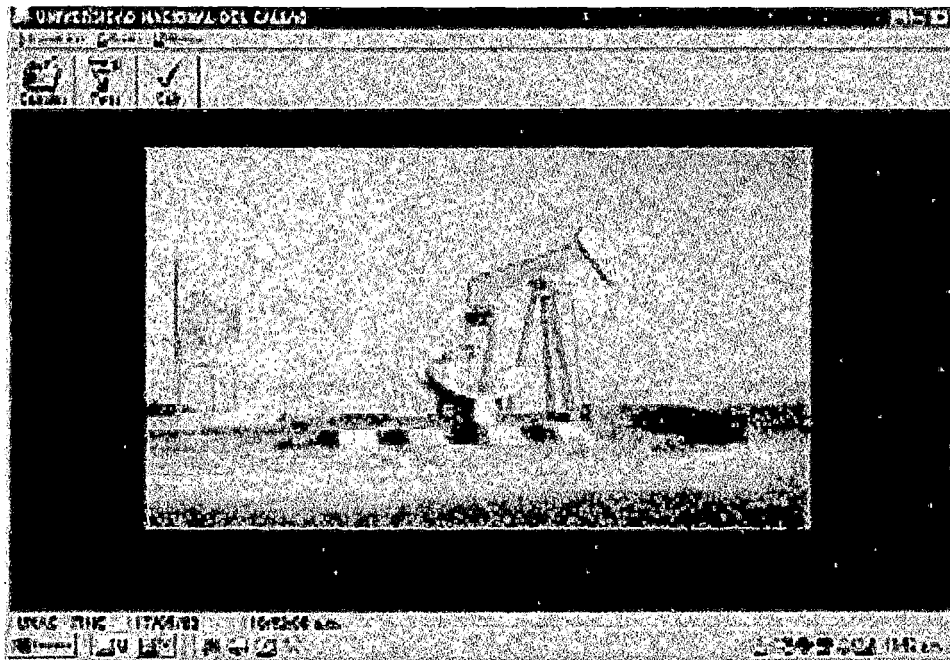
JAULAS: ACERO AL CARBONO CON GUIAS DE STELLITE

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA





**IMAGEN QUE NOS MUESTRAS LA PRESENTACION DEL
PROGRAMA DISEÑADO.**



5.4.- PROCEDIMIENTO PARA OPTIMIZAR EL RENDIMIENTO DE POZOS CON BOMBEO MECANICO.

Basado en experiencias de diseño e instalaciones de sistemas de bombeo con sartas de varillas de succión, se propone una serie de acciones que permitan optimizar el rendimiento en pozos con bombas mecánicas que ya han sido seleccionadas, entre las medidas están:

IDENTIFICACION.- Un elemento importante del programa es la identificación de cada bomba y su historial de rendimiento en el yacimiento del que se trate.

Tan pronto como se diseña la instalación y se selecciona la bomba, esta se debe identificar en el taller; la mejor forma de identificarla es el estampado de un número clave. Este número clave se debe poner siempre en las piezas menos susceptibles de ser reemplazadas y en superficies planas para evitar que el número se borre por el continuo roce con la sarta de producción u otros componentes del sistema de bombeo.

DESEMPEÑO DEL POZO.- En el que toca al número de extracciones y reinstalaciones de bombas durante un lapso de tiempo determinado, aquí podemos incluir un "Registro de actividades del Pozo", en el que se podrá observar la identificación, problemas y descripción de los mismos, observaciones relativas a las tareas de extracción o del estado en que se encontraba la bomba, fecha en la que se instaló la bomba de repuesto, el número de dicha bomba y si se trata de bomba nueva o reacondicionada.

Así también incluir una columna intitulada "Razón para sacarla" debe ser exacta para evitar dificultades futuras o datos erróneos que pudieran conducir a trabajos o gastos innecesarios.

FORMATO DE CARTILLA DE: "REGISTROS DE LAS ACTIVIDADES DEL POZO".

REGISTRO DE LAS ACTIVIDADES DEL POZO

CLIENTE: _____

LOTE: _____

YACIMIENTO: _____

BATERIA: _____

NUMERO DEL POZO: _____

PROFUNDIDAD DEL POZO: _____

DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA: _____

SÍ CAMBIA DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA.

INDÍQUELO AQUÍ: _____

PRODUCCIÓN: _____

ARENA: SÍ _____ NO _____

H₂S: ALTO _____ MEDIO _____ BAJO _____ NO HAY _____

CO₂: ALTO _____ MEDIO _____ BAJO _____ NO HAY _____

TUBERÍA ANCLADA: SÍ _____ NO _____

<i>FECHA DE EXTRACCIÓN DE BOMBA</i>	<i>NUMERO DE BOMBA</i>	<i>PORQUE SE SACO</i>	<i>NOTAS</i>	<i>FECHA DE INSTALACIÓN DE BOMBA</i>	<i>NUMERO DE BOMBA</i>	<i>NUEVA O REPARADA</i>

Formato N 1; Propuesta para un mejor control y mantenimiento de las actividades petroleras, con relación al pozo y las bombas utilizadas.

REPARACIONES.- Las reparaciones que se le hacen a cada bomba se anotan en el “Registro de Reparaciones de la Bomba”, el formulario consta de cuatro partes:

1.-Información acerca de la fecha en que se sacó la bomba y la fecha en que se volvió a instalar, junto al número de identificación, descripción de la unidad, cambios que se recomiendan, la clave de la reparación que debe ejecutarse, la clave del tipo de falla y demás datos importantes.

2.-Descripción del estado en que se encontraba la bomba al sacarla del pozo.

3.-Esta sección contiene las claves que se usan para describir la causa de la falla de la bomba, el tipo de reparación y la condición de las piezas.

4.-Lista de las piezas con su respectivo costo.

Este Registro de reparaciones de la Bomba es la base fundamental para analizar la falla de la bomba y de sus piezas. Cualquier trabajo que se ejecuta en una bomba es una buena oportunidad para tomar la acción correctiva necesaria para eliminar o reducir cada tipo específico de falla.

Por ejemplo: Sí el mismo asiento falla repetidamente a causa de la abrasión, lo sensato es usar asiento de metal más resistente. Aunque el costo del nuevo asiento sea mucho más alto, el incremento no es sino una mínima fracción de lo que cuesta la operación de la extracción. A la larga el ahorro es considerable.

FORMATO DE “REGISTROS DE REPARACIONES DE BOMBAS”:

REGISTRO DE REPARACIONES DE BOMBAS.

LOTE: _____ YACIMIENTO: _____ POZO: _____
 BOMBA N°: _____ Fecha Instalada: _____ Fecha extraída: _____
 RAZON(1): _____ SERVICIO(2): _____
 TIPO: _____ TAMAÑO: _____ CARRERA: _____
 DESCRIPCION DE LA BOMBA: _____

CAMBIOS RECOMENDADOS: _____
 BOMBA DE REPUESTO N°: _____ Fecha Instalada: _____

Condición de la Bomba

Vál. Fija Vál. Viajera

Jaula: _____ Anclaje: _____ Guía de varilla: _____
 Asiento: _____ Varilla: _____ Cilindro: _____
 Bola: _____ Pistón: _____

Verificación con micrómetro

PISTON: Tope _____ Mitad _____ Fondo _____
 CILINDRO: Tope _____ Mitad _____ Fondo _____

Descripción breve de la reparación: _____

Notación: _____

(1)Porqué se sacó la bomba

- 01 Baja producción
- 02Falla de varilla
- 03 Falla de tubería
- 04 Cambio de tamaño
- 05 Acidificación del pozo
- 06 Fractura del pozo
- 07 Reparación del pozo
- 08 Abandono del pozo
- 09 Otra
- 10 Barril: desgaste/abrasión
- 11 Barril agrietado
- 12 Barril perforado
- 20 Bola y asiento: desgaste/abrasión
- 21 Bola y asiento agrietado
- 22 Bola y asiento perforado
- 30 Jaula: desgaste/abrasión
- 31 Jaula agrietada
- 32 Jaula perforada
- 33 Jaula falla de roscas

- 40 Pistón: desgaste/abrasión
- 41 Pistón agrietado
- 42 Pistón perforado
- 43 Vástago roto del pistón
- 50 Restricciones flujo por parafina
- 60 Arenamiento del Pistón
- 71 Pistón agrietado
- 72 Presencia de materias extrañas
- 73 Manejo Incorrecto
- 74 Anclaje roto o perforado
- 75 Rotura de vástago

(2) Clave del tipo de servicio

- N = Nueva
- R = Reparada
- C = Conservación
- J = Descartada

3)Clave del estado de Bomba

- 00 En buena condición
- 01 Con fugas
- 02 Corroída
- 03 Desgaste por abrasión
- 04 Rayada
- 05 Agrietado
- 06 Desgastado
- 07 Erosión por lodo
- 08 Golpeteo
- 09 Roscas dañadas
- 10 Ver notación
- 11 Torcida
- 12 Rota
- 13 Fugas

PIEZAS QUE SE USARON

CANTIDAD	CLAVE DE LA PIEZA	DESCRIPCION	COSTO

REPARADO POR: _____

COSTO TOTAL: _____

Formato N 2; para un mejor control de las reparaciones de las bombas.

**ANÁLISIS ECONOMICO DEL PROCEDIMIENTO PARA OPTIMIZAR EL
RENDIMIENTO DE LOS POZOS CON BOMBEO MECANICO.**

Ahora es cuando se ven las ventajas de mantener historiales minuciosos de cada bomba. A medida que una bomba se mejora y se refina a base de la información recolectada, el costo de levantamiento artificial baja drásticamente.

El siguiente es un ejemplo del costo total de una bomba "X" y de una bomba que opera bajo el procedimiento propuesto. Los datos fueron proporcionados y analizados con representantes en EUA de la Cía Harbinson Fischer Manufacturing Co.

<u>DESCRIPCION DEL COSTO</u>	<u>BOMBA "X"</u>	<u>BOMBA "OPTIMIZADA"</u>
1.- Precio de la Bomba	US \$ 2 175	US \$ 5 984 (d)
2.- Costo de extracción (a)	US \$ 25 000	US \$ 3 000
3.- Pérdidas de producción (b)	US \$ 28 800	US \$ 7 200
4.- Reparación (c)	US \$ 12 500	US \$ 0
5.- COSTO TOTAL	US \$ 68 475	US \$ 16 184

OBSERVACIONES:

a.- A base de la frecuencia de extracción de la bomba durante 12 meses; a razón de US \$ 1000 cada vez. Bomba "X" cada 2 semanas. Bomba optimizada cada 4 meses. Pero sin la necesidad de reparaciones – solamente para el desalojo de parafinas.

b.- A base de la frecuencia de extracción de la bomba durante 12 meses, una vez cada mes; con el cierre del pozo por 12 horas con la consiguiente pérdida de producción de 10 bpd de petróleo a US \$ 20 por barril.

c.- A base del cambio de piezas clave y mano de obra cada vez que se sacó la bomba.

d.- Precio de la bomba de mejor calidad. Por lo tanto: " No siempre comprar menos o más barato es hacer economía".

CONCLUSIÓN DEL PROCEDIMIENTO:-La clave del procedimiento para prolongar la duración efectiva de una bomba de subsuelo o de una instalación de bombeo de pozo consiste en mantener buena información, en hacer cuidadoso análisis a base de esa información y en discutir los problemas de levantamiento artificial. El uso del procedimiento propuesto permitirá saber a ciencia cierta si un pozo específico se está produciendo a tasa máxima y a mínimo costo.

CAPITULO VI
ANÁLISIS ECONOMICO.

Es necesario anticipar que para el presente capítulo se empezará con una breve descripción de los factores que intervienen en el análisis económico de un lote petrolero, así como también los mismos serán acompañados de sus respectivos costos que a la fecha son manejados en la producción de petróleo en el ámbito nacional, datos que fueron alcanzados por propias compañías petroleras, así como empresas que prestan servicios a las anteriores.

6.1.- DETERMINACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

Para la determinación del valor de extracción de crudo en un lote petrolero, se tienen, dos tipos principales de costos:

- Costos Fijos.
- Costos Variables.

6.1.1.- COSTOS FIJOS.- Estos son lo que recurriendo a un análisis económico presupuestal, de acuerdo a las posibilidades productivas se puede determinar.

Dentro de los mismos se incluyen:

- De personal (administrativo, productivo).
- De equipos y maquinarias (comunicación, accesorios, etc.).
- De Transporte (camiones, camionetas, cisternas, etc.).

6.1.2.- COSTOS VARIABLES.- Estos están directamente relacionados con las características de producción, tales como profundidad del pozo, distancia de líneas de flujo (desde el pozo a baterías), condiciones operativas, etc. Todo esto hace que los costos variables no se puedan manejar tan fácilmente como los anteriores, ya que estos dependerán de factores que podrán cambiar, lo que se hace en este caso es tratar que el efecto variable sea el menos posible económicamente. Incluyendo dentro los costos variables:

6.2.- INDICADORES QUE VALORAN LA PRODUCCION.

Consideraciones:

- Precio del barril de petróleo: 20\$ la unidad.
- Precio de la hora de Servicio: 110\$ la hora.
- Según recomendaciones se considerara un valor de error de +/- 3.5%.

A.- DE LA TABLA DE PRODUCCION DIFERIDA:

Resumen General Enero – Octubre 2001. (fuente: Lote II Petrolera Monterrico S.A.)

Producción Diferida Total: 9 406 barriles.

$$(9406 \text{barrile}) \times \left(\frac{20\$}{\text{barril}} \right) \times \left(\frac{1 \text{hora} - \text{serv}}{110\$} \right) \times \left(\frac{1}{10 \text{meses}} \right) \times \left(\frac{12 \text{meses}}{1 \text{año}} \right) = 2052.24 \left(\frac{\text{horas} - \text{serv}}{\text{año}} \right)$$

De las consideraciones; para este caso se asume un error +3.5%

Por tanto: Promedio horas servicio por producción diferida = **2 127 $\frac{\text{horas-ser}}{\text{año}}$**

$$2127.07 \left(\frac{\text{horas} - \text{serv}}{\text{año}} \right) \times \left(\frac{110\$}{\text{hora} - \text{serv}} \right) = 233977.70 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

Económicamente representa: 233 978 $\frac{\$}{\text{Año}}$

B.- DE LA TABLA DE TRABAJOS PULLING: (fuente: Lote II Petrolera Monterrico S.A.)

Periodo: 01/01/2000 a 15/03/2001 (comprende 14.5 meses).

Fallas a optimizar:

FALLAS	Horas totales para periodo	Horas totales al mes	Horas totales al año
Bomba deficiente	638.00	44.00	528.00
Falla de bomba	463.50	31.97	383.64
Bomba carrera pegada	251.75	17.36	208.32
Extracción de bombas y tubos	125.45	8.65	103.80
Cambio de diseño	205.00	14.14	169.68
Total	1 683.70	116.12	1 393.44

Cuadro N ° 4, se dan las fallas que con el programa de selección y control de bombas se propone eliminar.

Promedio horas totales trabajos de Pulling (servicios) = **1 393 horas-serv**
año

De las consideraciones: para este caso se asume un error **-3.5%**

Por tanto: Promedio horas servicios por optimización = **1 345 horas-serv**
año

RESUMEN:

- Promedio horas servicio por producción diferida = **2 127 horas-serv**
año

- Promedio horas servicios por optimización = **1 345 horas-serv**
año

LUEGO DE APLICACIÓN DE LA OPTIMIZACION:

HORAS OPTIMIZADAS = HORAS SERVICIO - HORAS POR OPTIMIZACION

Entonces:

Horas optimizadas = 2 127 $\frac{\text{horas-serv}}{\text{año}}$ - 1 345 $\frac{\text{horas-serv}}{\text{año}}$

Horas optimizadas = 782 $\frac{\text{horas-serv}}{\text{año}}$

$$782.4 \left(\frac{\text{horas} - \text{serv}}{\text{año}} \right) \times 110 \left(\frac{\$}{\text{hora} - \text{serv}} \right) = 86064 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

Económicamente representa: 86 064 \$
Año

C.- DE LA TABLA PRODUCCION DE CAMPO POR BATERIA - OCTUBRE

2001 (fuente: Lote II Petrolera Monterrico S.A.)

PRODUCCION = 25 154 barriles
Mes

$$25154 \left[\frac{\text{barriles}}{\text{mes}} \right] \times 12 \left(\frac{\text{meses}}{\text{año}} \right) = 301848 \left(\frac{\text{barriles}}{\text{año}} \right)$$

De las consideraciones: para este caso se asume un error +3.5%

Por lo tanto producción = 291283 barriles
Año

$$291283.32 \left(\frac{\text{barriles}}{\text{año}} \right) \times 20 \left(\frac{\$}{\text{barril}} \right) = 5825664 \left(\frac{\$}{\text{año}} \right)$$

Económicamente representa: 5 825 664 \$
Año

6.2.1.- PRODUCTIVIDAD:

$$PRODUCTIVIDAD = \left(\frac{PRODUCCION}{HORAS - SERVICIO} \right) \times 100\%$$

$$PRODUCTIVIDAD_{\text{ANTES OPTIMIZAR}} = \frac{5\ 825\ 664\ \$/\text{año}}{233\ 978\ \$/\text{año}} = 25\%$$

$$PRODUCTIVIDAD_{\text{LUEGO OPTIMIZAR}} = \frac{5\ 825\ 664\ \$/\text{año}}{86\ 064\ \$/\text{año}} = 68\%$$

6.2.2.- EFECTIVIDAD:

$$EFECTIVIDAD = \left(\frac{PRODUCTIVIDAD \text{ ANTES OPTIMIZAR}}{PRODUCTIVIDAD \text{ LUEGO OPTIMIZAR}} \right) \times 100\%$$

$$EFECTIVIDAD = \frac{25\%}{68\%} = 37\%$$

Se está operando con una efectividad del 37%.

6.2.3.- DISPONIBILIDAD DE LOS EQUIPOS:

$$DISPONIBILIDAD \text{ DE EQUIPOS} = \left(\frac{\text{TIEMPO PROGRAMADO} - \text{TIEMPO PARADO}}{\text{TIEMPO PROGRAMADO}} \right)$$

TIEMPO PROGRAMADO AL AÑO = 365 DIAS

$$365 \text{ DIAS} \times \left(\frac{24 \text{ HORA}}{\text{DIA}} \right) = 8760 \text{ HORAS}$$

$$\text{DISPONIBILIDAD ANTES OPTIMIZAR} = \frac{8760 \text{ HRS} - 2127 \text{ HRS}}{8760 \text{ HRS}} = 76\%$$

$$\text{DISPONIBILIDAD LUEGO OPTIMIZAR} = \frac{8760 \text{ HRS} - 782 \text{ HRS}}{8760 \text{ HRS}} = 91\%$$

INDICADORES	ANTES OPTIMIZACION	LUEGO OPTIMIZACION
PRODUCTIVIDAD	25%	68%
EFFECTIVIDAD	37%	
DISPONIBILIDAD	76%	91%

Cuadro N ° 5; resumen de los indicadores que se espera lograr luego de la aplicación de las propuestas.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1.-CONCLUSIONES.

1. - En campos petrolíferos donde la mayoría de los pozos producen mediante el Sistema de Bombeo Mecánico (bombas de pistones), de la continua comprobación de sus instalaciones, dependerá que la producción total del campo no tenga una declinación muy severa.

Para esto es importante contar con un **buen programa** que calcule convenientemente las condiciones y seleccione las diversas partes que conforman las bombas de pistones; todo esto lleva a la disminución de las intervenciones a los pozos para servicios.

2. - Indudablemente cuando se hable de indicadores de la producción estos incidirán directamente en el aspecto económico. Un campo explotado en **condiciones máximas de eficiencias** representa un tremendo ahorro y un menor costo de producción. Por lo que se adjunta tabla, en la cual se demuestra los valores que se pueden obtener debido a una buena selección de las bombas de pistones.

INDICADORES	ANTES OPTIMIZACION	LUEGO OPTIMIZACION
PRODUCTIVIDAD	25%	68%
EFFECTIVIDAD	37%	
DISPONIBILIDAD	76%	91%

3. - La buena aplicación de procedimientos para la optimización de rendimientos de los pozos, mediante Bombeo Mecánico; logrará grandes beneficios, que se traducen en ahorro económico y alargue de la vida útil de los equipos de bombeo.

4. - En todo análisis técnico – económico, son muchos los factores que intervienen, siendo el costo propiamente dicho del producto, solo uno de ellos.
“No siempre comprar menos o más barato es hacer economía”.

5. - La selección del tipo de bomba de pistón, por lógica dependerá del tipo de fluido (petróleo); que tengamos que bombear, para tal fin es necesario que cada vez se logren mejoras de los materiales (aleaciones) que intervienen; los cuales indudablemente tendrán otras variantes que no se contemplan en el presente trabajo de investigación y en algunos casos hasta existan posiciones encontradas.

7.2.- RECOMENDACIONES.

- Se recomienda la aplicación de las propuestas de partes que conforman las bombas de pistones; para instalaciones petroleras, para las distintas situaciones que se presente (corrosión y abrasión); producto de la investigación efectuada.
- Es aconsejable que profesionales involucrados en el sector, cada vez más; realicen trabajos investigativos, que tengan como única finalidad el de mejorar la técnica de Bombeo Mecánico (Bombas de Pistones); y sobre todo que enfoquen estos trabajos desde el punto de vista que se orienten en la búsqueda y estudio de nuevos **materiales o aleaciones** que tengan mejores resultados para las distintas situaciones que se presentan en los pozos con bombeo artificial.
- Siendo el Sistema de Bombeo Mecánico, en cuyo sistema se encuentran incluidas las bombas de Pistones para extraer petróleo, suma de varios componentes, es recomendable enfocar los trabajos de optimización para las otras partes, ya que se entiende que este es un **sistema dinámico** en el cual una se las partes influyen sobre las otras.
- También el promover los trabajos de mantenimiento de la bombas de pistones, en forma más íntegra que comprenda la participación por un lado las empresas petroleras y por otro las empresas de servicios; Ya que del esfuerzo conjunto de ambas se pueden obtener mayores beneficios.

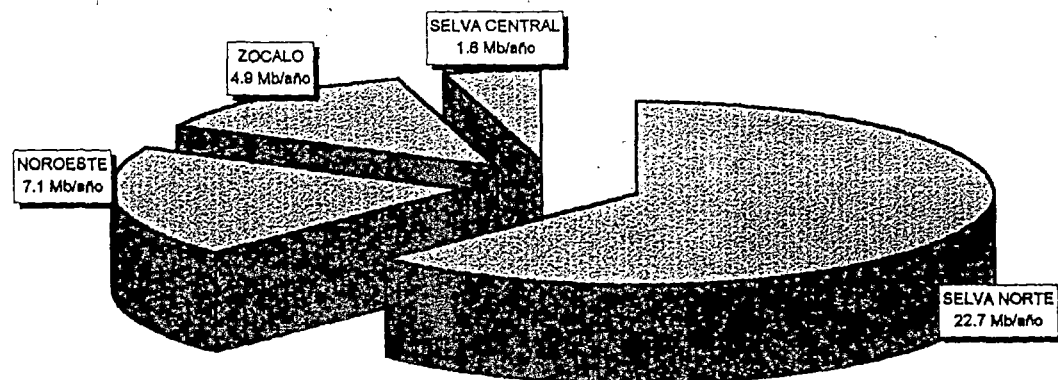
BIBLIOGRAFIA.

1. BETHLEHEM, Bethlehem Steel Company, Sucker Rod Handbook.
2. JOSEPH ZAVA – W.T DOHERTY. Practical Petroleum Engineer's Handbook. Gulf Publishing Company – Houston . Texas 1990.
3. LAJTIN, YU. M. Metalografía y Tratamiento Térmico de los Metales. Edit. Mir.
4. MANUAL UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA. Bombeo Mecánico. FIP.
5. MICHELETTI, G. F. Tecnología Mecánica. Mecanizado por arranque de viruta.
6. NIND, W. T. E. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Editorial Limusa 1987.
7. PETROLEOS DEL PERU. Unidad de Capacitación de Bombas.
8. ROCA RAVELL, FELIPE. Oleohidráulica básica. Diseño de circuitos.
9. ZUBIGARAY, VIEJO. Libros de Bombas. Bombas de desplazamiento positivo.
10. DEL BUSTO, JOSE ANTONIO. La tesis Universitaria. Sexta Edición.
11. SCHMELKES, CORINA. Manual para la presentación de anteproyectos e informes de investigación (tesis).
12. UNIVERSIDAD DE LIMA. FACULTAD DE ING. INDUSTRIAL. Tecnología Industrial I.
13. ACESITA (Cia. Acos Especies Itabira). Aceros Inoxidables: Desarrollo y Aplicación. 1995.

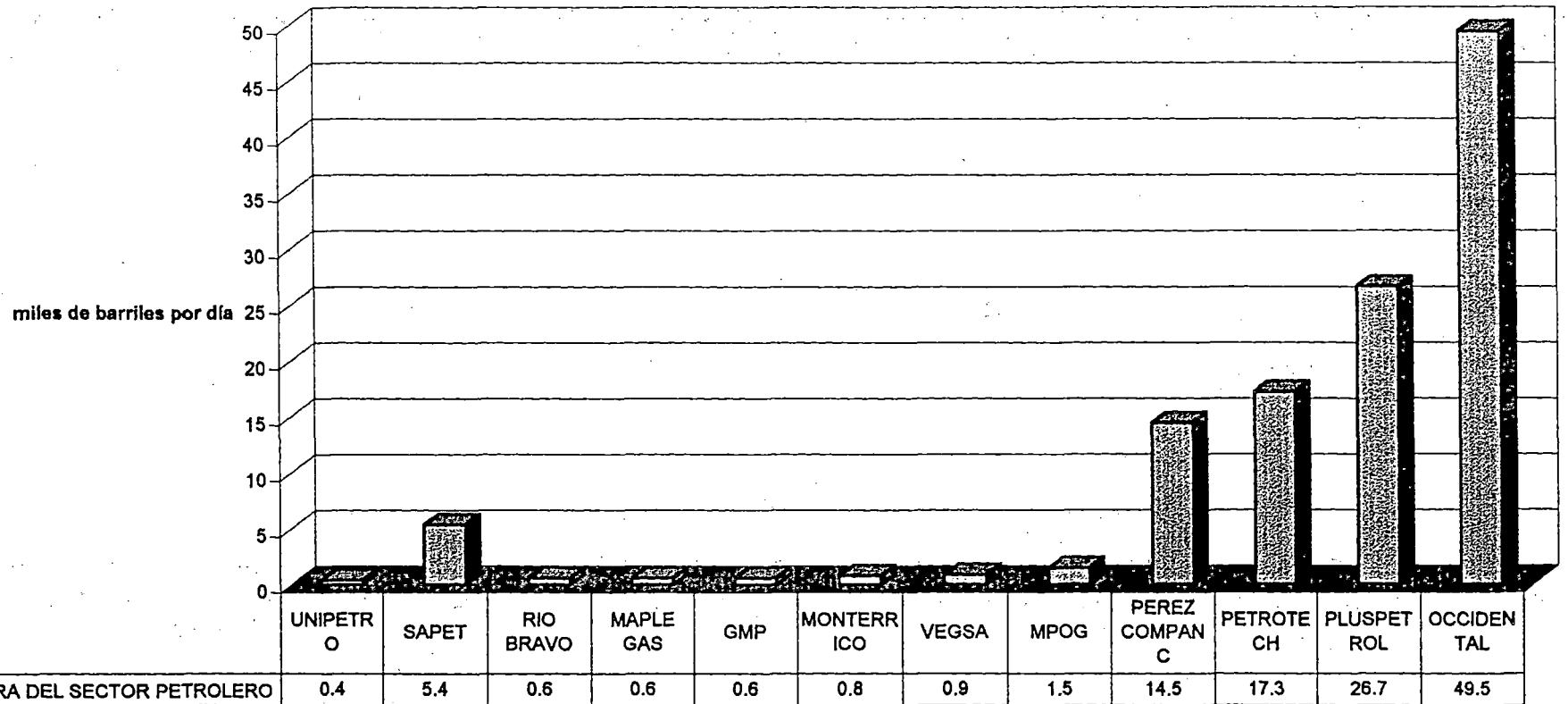
14. FISCHER, HARBISON. Manual de Entrenamiento. 1985.
15. FISCHER, HARBISON. Manual de Bombas.
16. FISCHER, HARBISON. Bombas de Subsuelo. Catálogo Condensado.
17. BOLLAND. Bombas de Profundidad. Manual de partes.
18. LUFKIN. GENERAL CATALOG.
19. PERUPETRO. Estadística Petrolera 2000.
20. PETRÓLEO INTERNACIONAL. Número 2. 1994.
21. PETRÓLEO INTERNACIONAL. Número 6. 1981.

PRODUCCION ANUAL DE HIDROCARBUROS POR ZONAS GEOGRAFICAS 2000

ZONA	PRODUCCION (barril/año)	PROMEDIO (barril/día)
NOROESTE	7 139 407	19 507
ZOCALO	4 873 719	13 316
SELVA NORTE	22 694 009	62 006
SELVACENTRAL	1 608 169	4 388
TOTAL	36 313 304	99 217



ESTRUCTURA DEL SECTOR PETROLERO

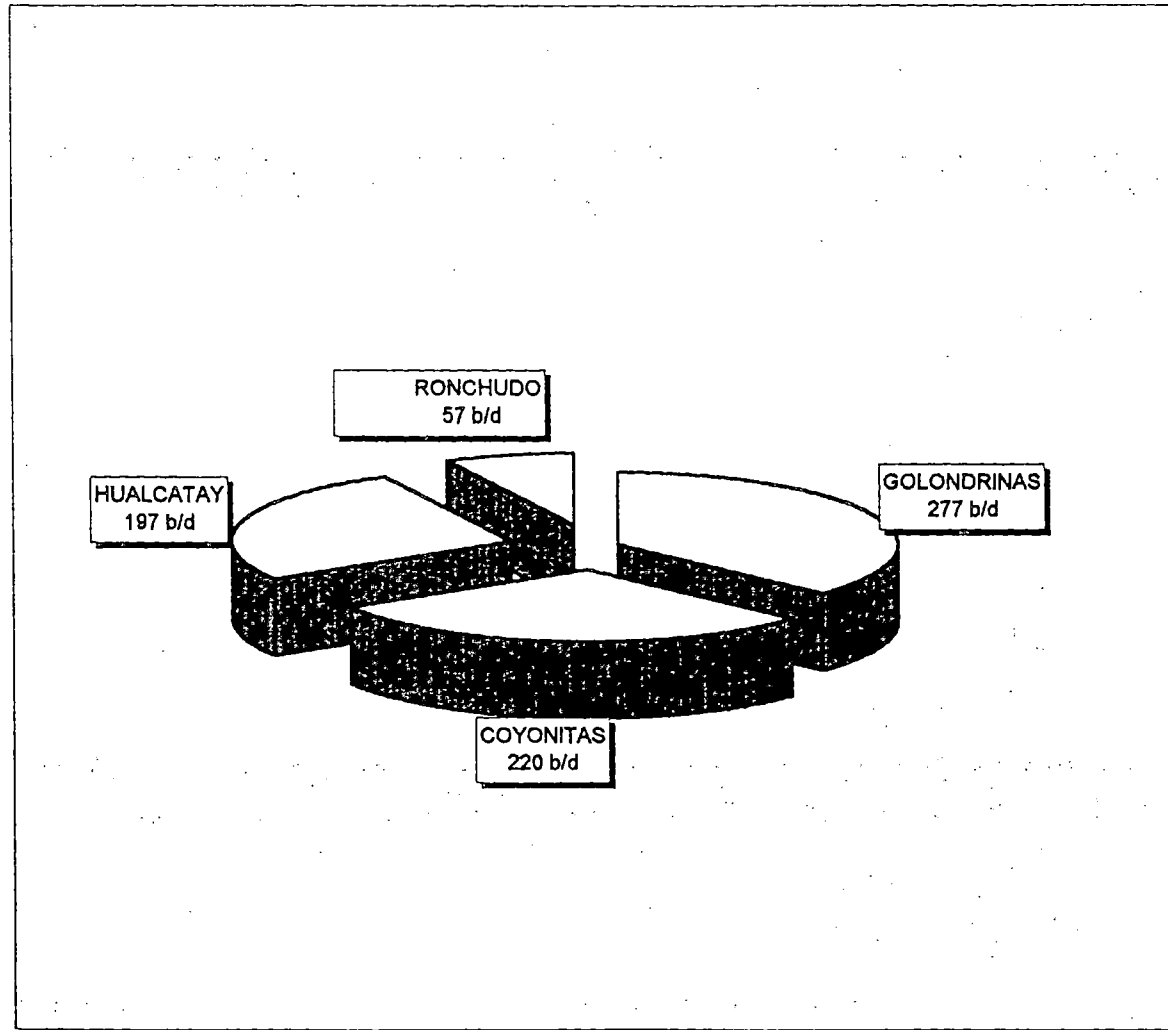


ESTRUCTURA DEL SECTOR PETROLERO	0.4	5.4	0.6	0.6	0.6	0.8	0.9	1.5	14.5	17.3	26.7	49.5
---------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------

PRODUCCION

PRODUCCION DE PETROLEO POR YACIMIENTO 2000. PETROLERA MONTERRICO. LOTE II

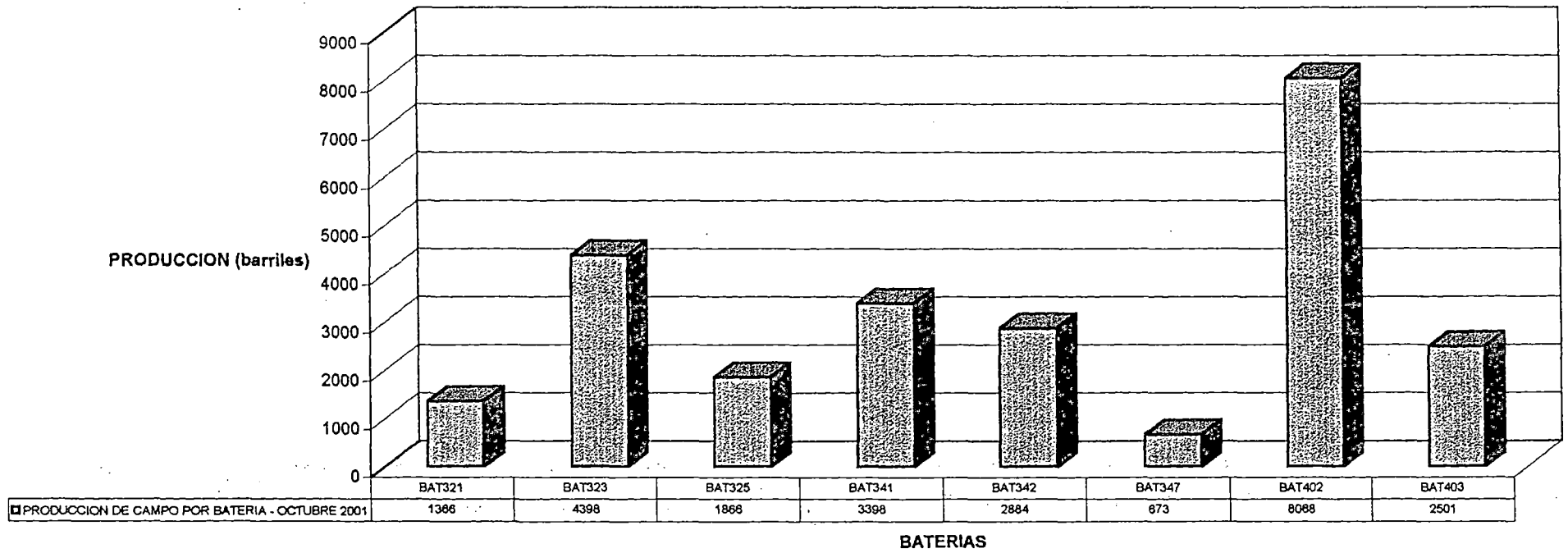
YACIMIENTO	TOTAL (b/d)
GOLONDRINA	277
COYONITAS	220
HUALTACAL	197
RONCHUDO	57
TOTAL	751



PETROLERA MONTERRICO SA - LOTE II
 PRODUCCION DE CAMPO POR BATERIA - OCTUBRE 2001

DIA	BAT 321		BAT 323		BAT 325		BAT 341		BAT 342		BAT 347		BAT 402		BAT 403	
	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA
1	37	1	141	481	53	206	82	412	85	843	27	65	275	889	95	82
2	46	1	137	478	51	218	97	439	85	830	15	26	252	912	79	90
3	32	1	147	452	52	204	85	408	107	849	16	21	253	838	92	99
4	49	2	125	473	57	201	99	426	93	851	16	21	259	862	79	90
5	27	1	128	513	59	202	95	234	83	840	10	20	240	880	88	87
6	39	3	120	573	59	191	69	270	84	845	10	20	268	881	90	89
7	31	1	140	542	61	198	96	410	84	846	10	21	256	878	70	81
8	55	4	118	411	60	198	153	439	93	854	21	23	253	872	63	64
9	41	2	131	578	60	205	127	420	124	856	33	25	250	871	76	80
10	56	2	124	619	61	191	132	432	82	825	46	43	249	831	80	86
11	36	2	152	580	61	188	114	420	91	839	7	15	263	848	91	87
12	38	2	167	523	73	190	93	417	100	838	10	20	257	869	79	77
13	48	3	136	561	62	182	132	439	88	833	18	23	246	860	83	90
14	34	1	138	430	62	181	98	429	97	850	32	27	264	851	87	85
15	40	1	156	588	62	192	123	335	99	850	27	33	257	855	72	81
16	56	3	145	529	60	180	98	422	95	845	28	32	267	845	86	88
17	52	1	151	533	61	189	110	427	86	847	16	24	234	683	74	87
18	53	3	158	514	71	192	95	420	109	856	10	20	267	861	85	92
19	46	3	137	504	54	164	123	427	83	845	35	72	271	872	72	54
20	58	1	159	553	60	194	104	418	83	840	64	60	256	885	72	53
21	55	5	142	550	61	183	101	425	105	838	15	24	267	875	87	93
22	37	3	160	517	68	187	130	437	82	840	15	24	271	837	65	93
23	48	2	154	517	61	183	129	350	85	833	23	26	251	890	79	87
24	47	1	131	481	61	169	109	422	106	851	27	60	272	865	78	85
25	51	3	140	496	55	113	129	443	88	823	23	29	265	875	84	87
26	32	3	155	454	60	195	101	426	93	850	21	28	270	889	80	90
27	56	3	140	479	56	200	125	434	98	854	25	33	246	880	86	86
28	37	2	140	493	58	160	115	259	93	852	22	27	268	884	83	84
29	33	1	138	485	61	199	104	329	95	852	24	21	276	883	86	80
30	51	4	149	571	66	181	89	417	89	849	8	16	278	897	75	81
31	45	1	139	522	60	179	141	440	99	851	19	24	267	880	85	93
TOTAL:	1366	66	4398	16000	1866	5815	3398	12426	2884	26175	673	923	8068	26798	2501	2601
	BAT 321		BAT 323		BAT 325		BAT 341		BAT 342		BAT 347		BAT 402		BAT 403	
TOTAL:	1432		20398		7681		15824		29572		1596		34866		5102	

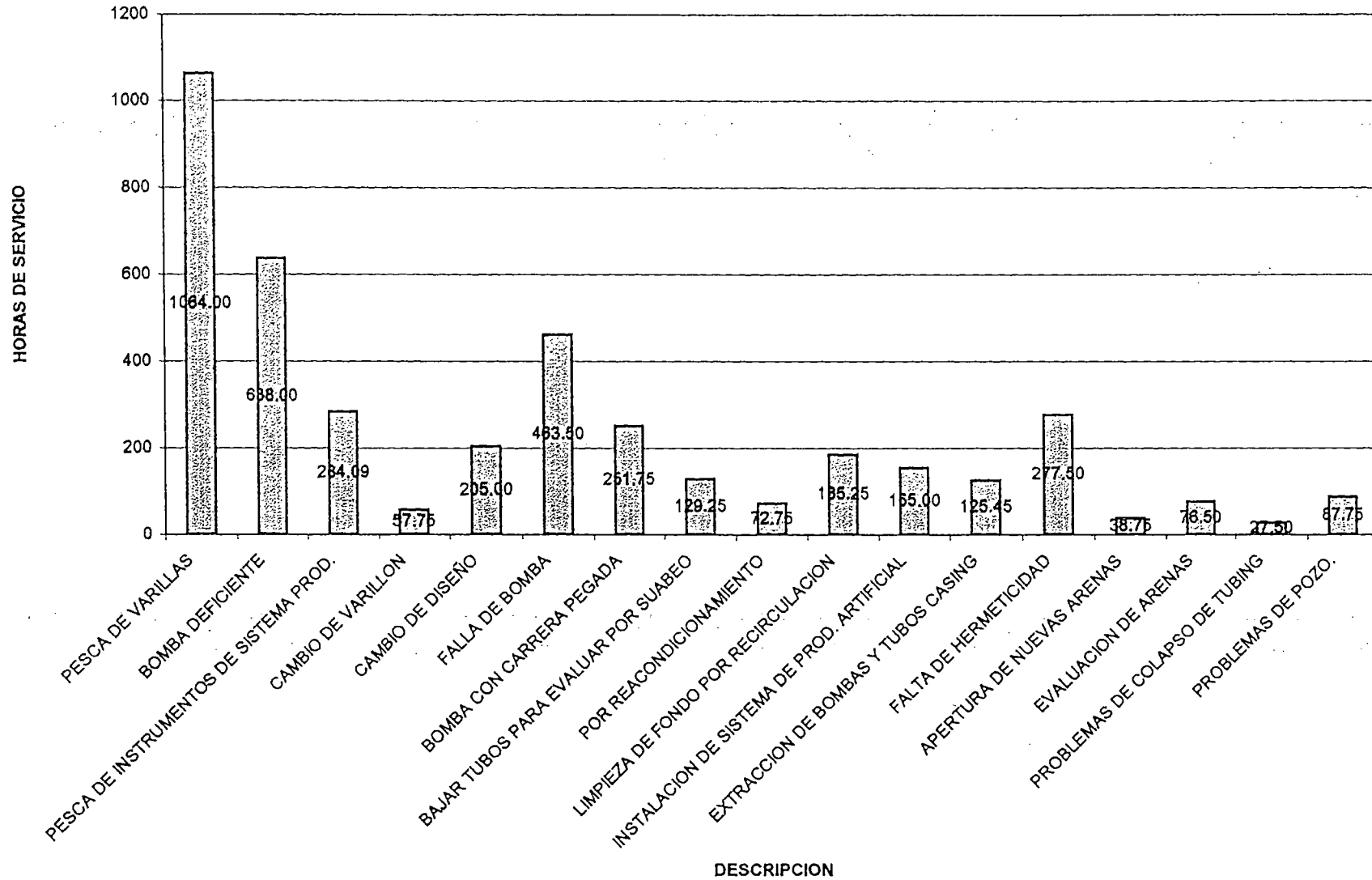
PETROLERA MONTERRICO S.A. - LOTE II



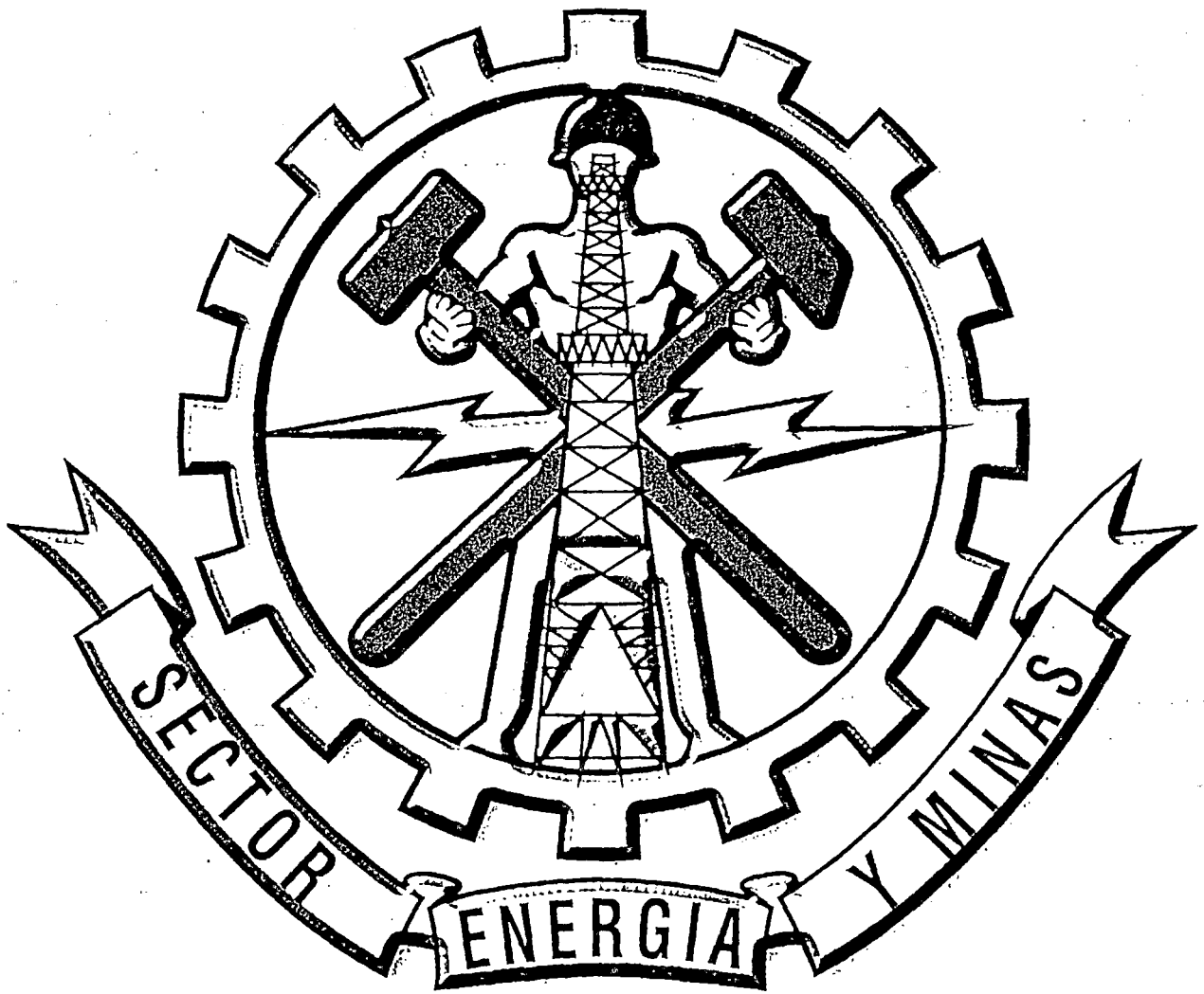
PRODUCCION DE CAMPO POR BATERIA - OCTUBRE 2001

TRABAJOS DE PULLING - DEL 01/01/2000 AL 15/03/2001			
EMPRESA: PETROLERA MONTERRICO			
LOTE II			
YACIMIENTOS: GOLONDRINAS - COYONITAS - HUALCATAY - RONCHUDO			
N° DE BATERIAS: 321, 323, 325, 341, 342, 347, 402, 403			
ITEM	DESCRIPCION	HORAS DE SERVICIO	COSTO DEL SERVICIO \$
1	PESCA DE VARILLAS	1064.00	117040.00
2	BOMBA DEFICIENTE	638.00	70180.00
3	PESCA DE INSTRUMENTOS DE SISTEMA PROD.	284.09	31249.90
4	CAMBIO DE VARILLON	57.75	6352.50
5	CAMBIO DE DISEÑO	205.00	22550.00
6	FALLA DE BOMBA	463.50	50985.00
7	BOMBA CON CARRERA PEGADA	251.75	27692.50
8	BAJAR TUBOS PARA EVALUAR POR SUABEO	129.25	14217.50
9	POR REACONDICIONAMIENTO	72.75	8002.50
10	LIMPIEZA DE FONDO POR RECIRCULACION	185.25	20377.50
11	INSTALACION DE SISTEMA DE PROD. ARTIFICIAL	155.00	17050.00
12	EXTRACCION DE BOMBAS Y TUBOS CASING	125.45	13799.50
13	FALTA DE HERMETICIDAD	277.50	30525.00
14	APERTURA DE NUEVAS ARENAS	38.75	4262.50
15	EVALUACION DE ARENAS	76.50	8415.00
16	PROBLEMAS DE COLAPSO DE TUBING	27.50	3025.00
17	PROBLEMAS DE POZO.	87.75	9652.50
TOTALES:		4139.79	455376.90

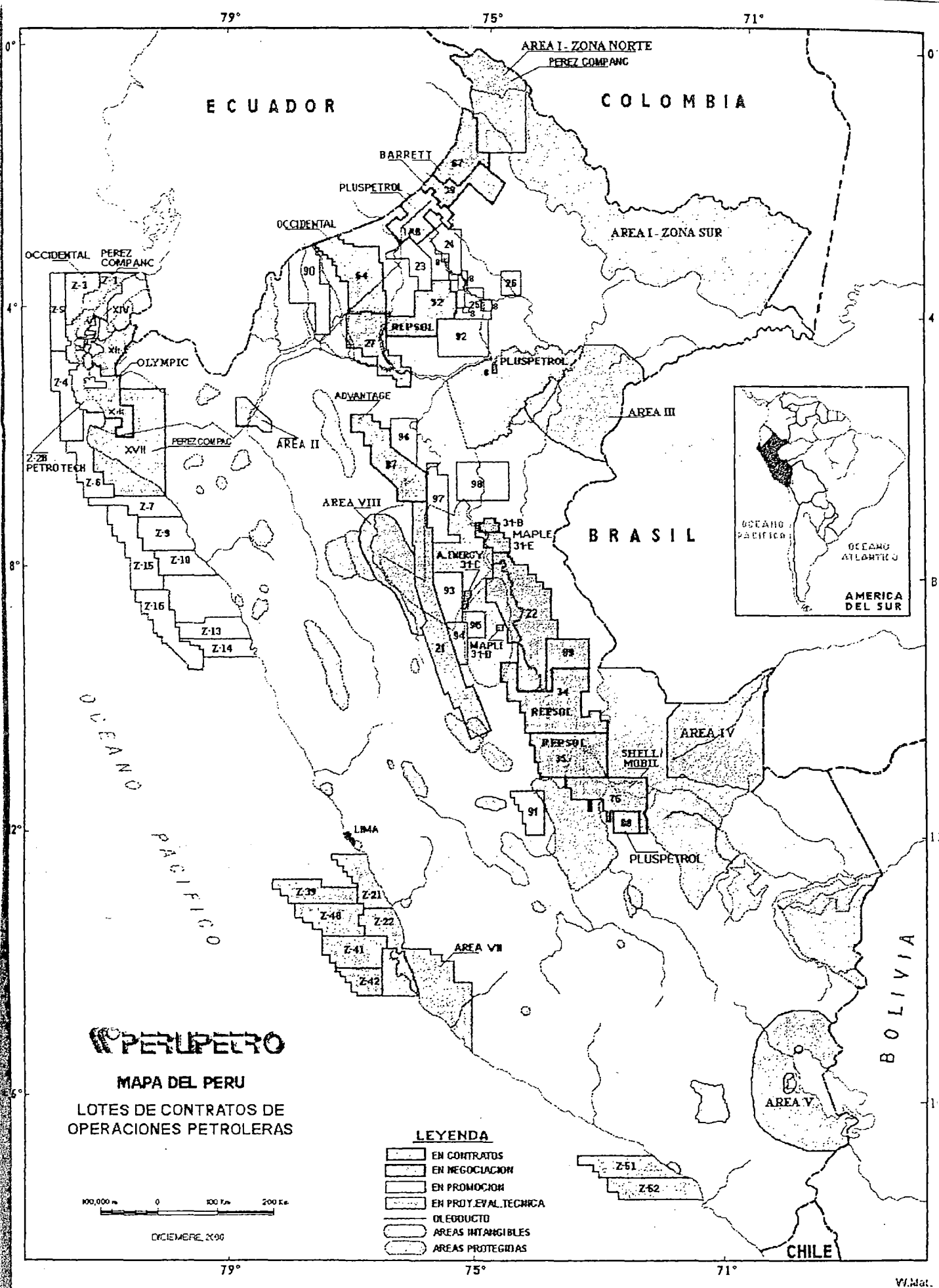
TRABAJOS PULLING



1.0 Entidades de Gobierno y Particulares

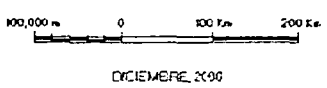


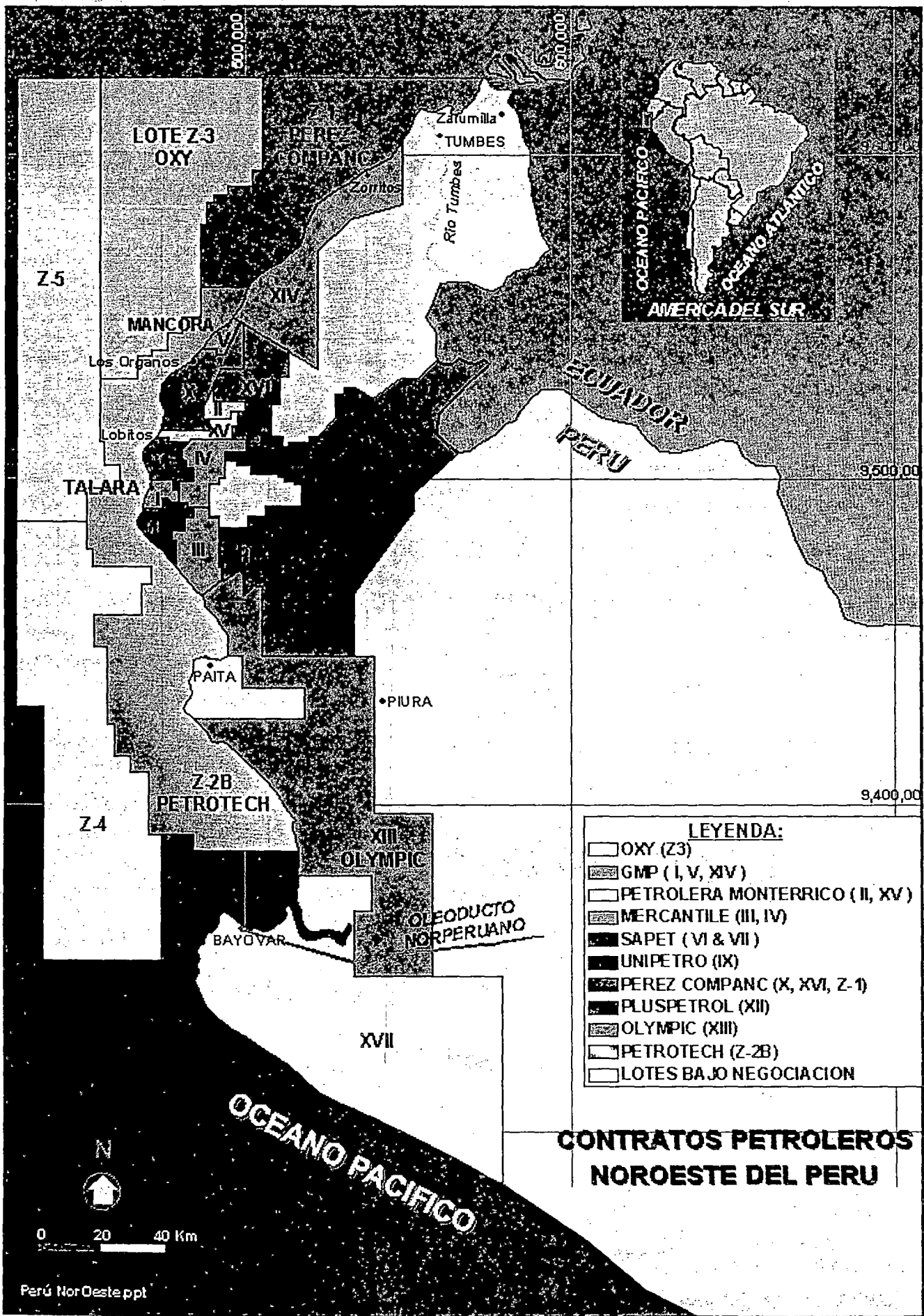
CAREC



PERUPETRO
MAPA DEL PERU
LOTES DE CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS

- LEYENDA**
- EN CONTRATOS
 - EN NEGOCIACION
 - EN PROMOCION
 - EN PROY. EVAL. TECNICA
 - OLEODUCTO
 - AREAS INTANGIBLES
 - AREAS PROTEGIDAS



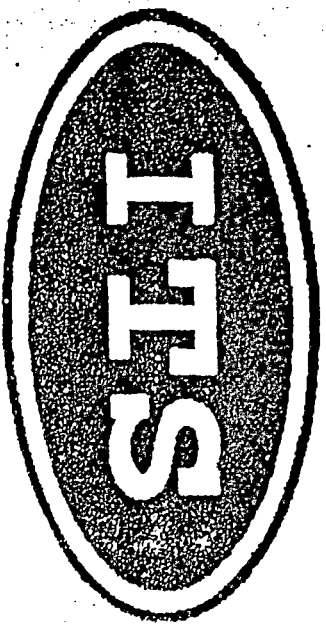


LEYENDA:

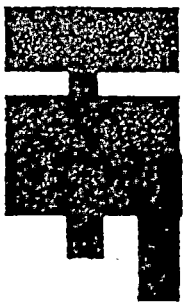
[White box]	OXY (Z3)
[Diagonal lines /]	GMP (I, V, XIV)
[Diagonal lines \]	PETROLERA MONTEERRICO (II, XV)
[Horizontal lines]	MERCANTILE (III, IV)
[Vertical lines]	SAPET (VI & VII)
[Dotted pattern]	UNIPETRO (IX)
[Cross-hatch pattern]	PEREZ COMPANC (X, XVI, Z-1)
[Stippled pattern]	PLUSPETROL (XII)
[Wavy pattern]	OLYMPIC (XIII)
[Horizontal lines]	PETROTECH (Z-2B)
[White box]	LOTES BAJO NEGOCIACION

**CONTRATOS PETROLEROS
NOROESTE DEL PERU**





BOMBAS DE SUBSUELO

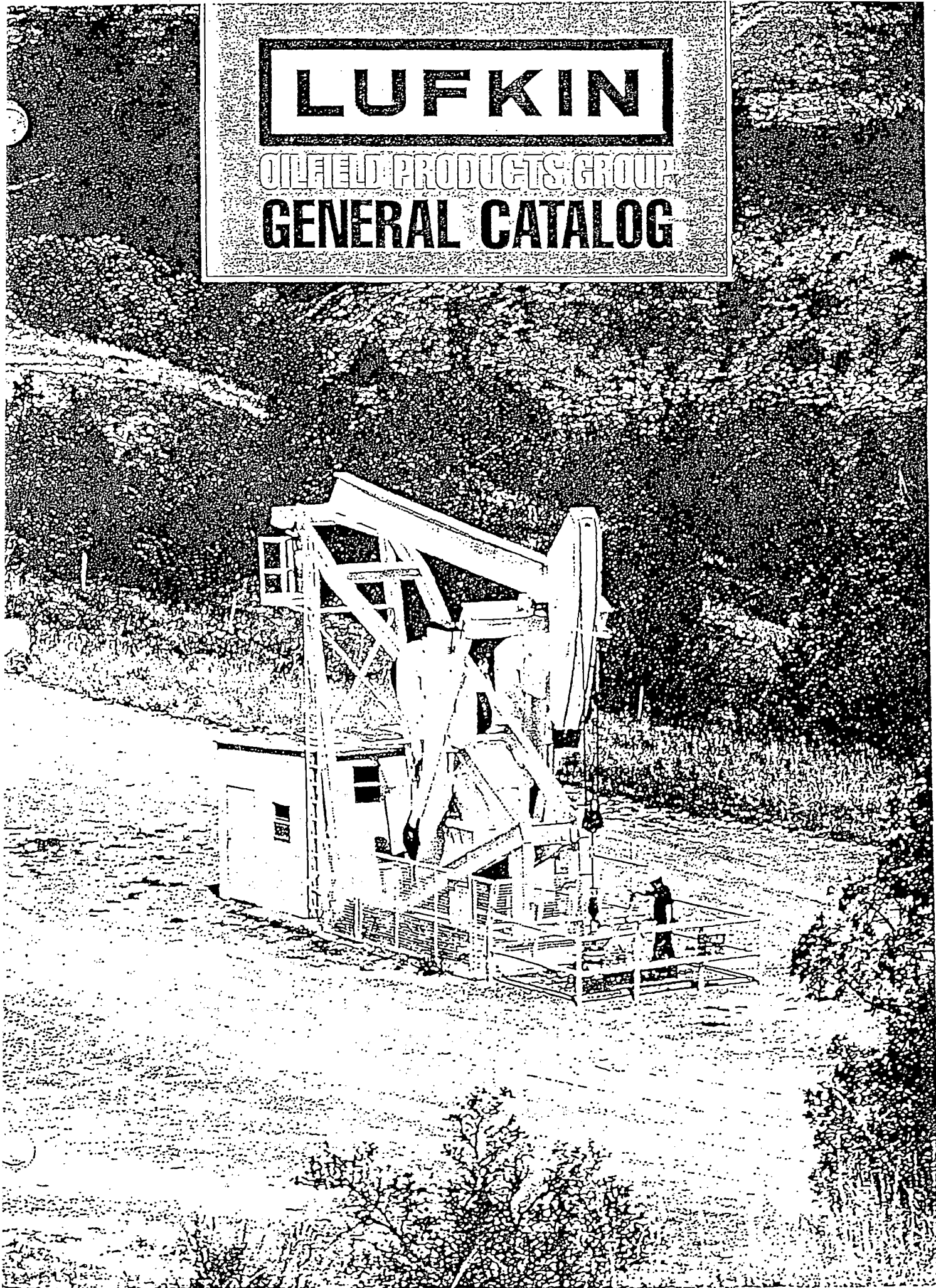


HARRISON FISCHER

"BEST PUMPS IN THE OIL PATCH"

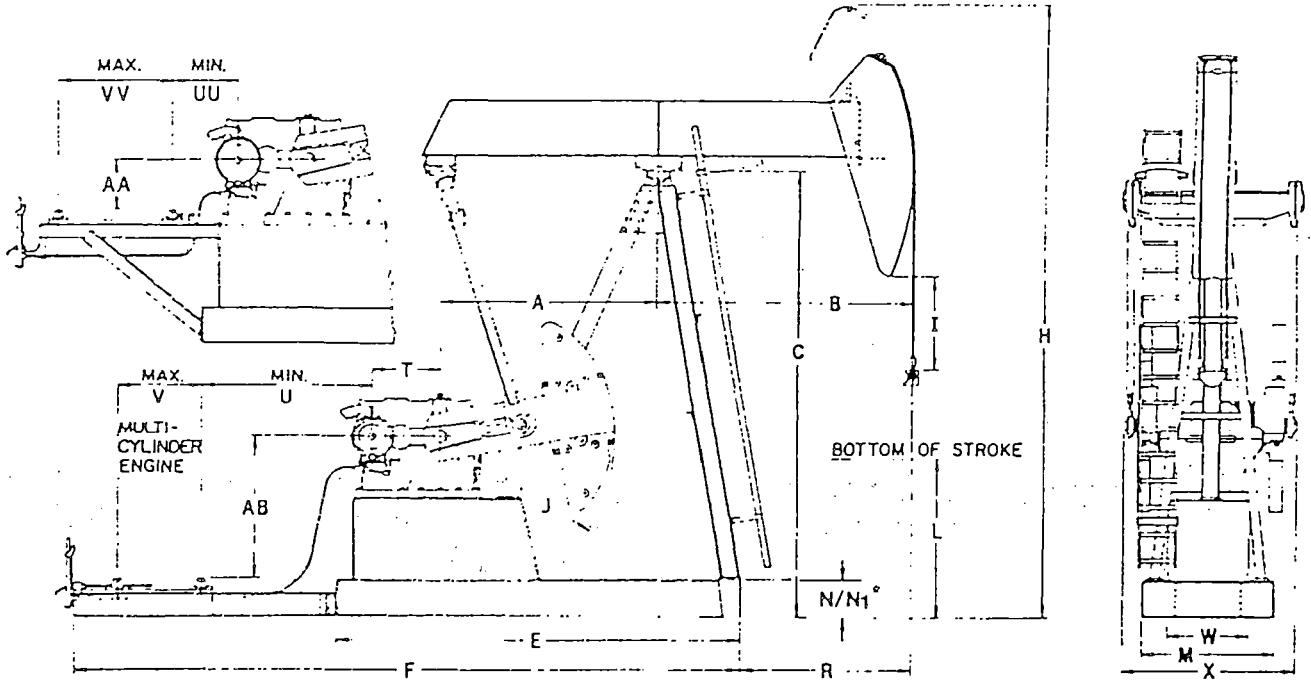
LUFKIN

OILFIELD PRODUCTS GROUP
GENERAL CATALOG



CONVENTIONAL CRANK BALANCED PUMPING UNITS

P.O. Box 849 (Hwy 69S & FM 326)
Lufkin, Texas 75902-0849
Phone: 936/637-5437
Fax: 936/633-3563
www.lufkin.com



Dimensional Data (Inches)

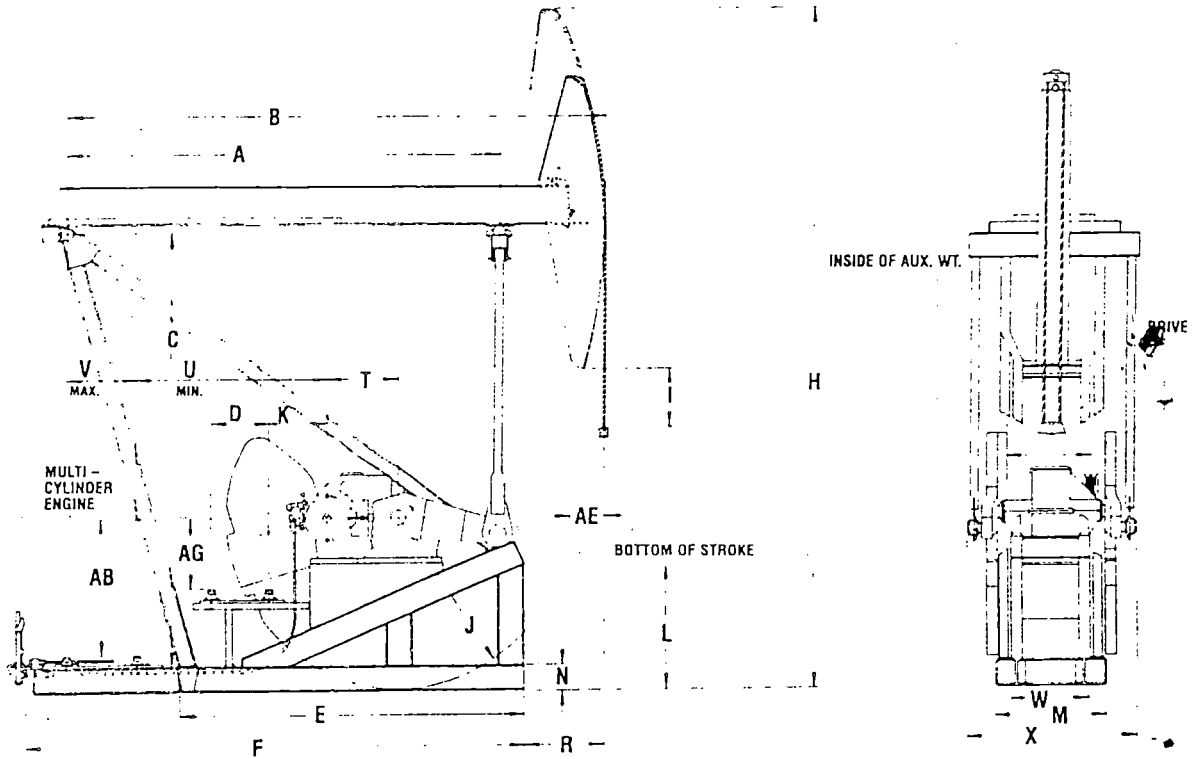
Unit Size*	A	B	C	E	F	H	I	J	L	M	N	N ₁	R	T	U	V	W	X	AA	AB	UU	VV
C-1824D-365-192	120.00	210.00	286.00	263.50	396.50	464.00	18.81	110.00	63.88	80.25	-	24.50	143.00	58.88	92.38	52.00	50.00	120.00	51.69	90.88	24.13	57.00
C-1280D-365-192	120.00	210.00	286.00	263.50	396.50	464.00	18.81	110.00	63.88	80.25	-	24.50	143.00	52.50	98.75	52.00	50.00	106.00	51.69	90.88	30.50	57.00
C-912D-365-192	120.00	210.00	286.00	247.50	380.50	464.00	18.81	110.00	63.63	80.25	24.50	21.00	143.56	48.50	87.50	52.00	46.75	98.50	51.69	90.88	19.25	57.00
C-912D-305-192	120.00	210.00	286.00	247.50	380.50	464.00	18.81	110.00	63.63	80.25	24.50	21.00	143.56	48.50	87.50	52.00	46.75	98.50	51.69	90.88	19.25	57.00
C-912D-365-168	120.00	210.00	262.00	224.50	357.50	421.50	20.50	110.00	62.25	76.00	24.13	16.13	166.50	48.50	87.50	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	19.25	57.00
C-912D-305-168	120.00	210.00	262.00	224.50	357.50	421.50	20.50	110.00	62.00	76.00	24.13	16.13	166.50	48.50	87.50	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	19.25	57.00
C-912D-427-144	120.00	180.00	262.00	224.50	357.50	400.00	32.75	110.00	74.25	76.00	24.13	16.13	136.50	48.50	87.50	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	19.25	57.00
C-912D-365-144	120.00	180.00	262.00	224.50	357.50	400.00	32.75	110.00	74.25	76.00	24.13	16.13	136.50	48.50	87.50	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	19.25	57.00
C-640D-365-168	120.00	210.00	262.00	221.00	354.00	421.50	20.50	110.00	62.25	76.00	24.13	16.13	166.50	41.50	91.00	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	23.00	57.00
C-640D-305-168	120.00	210.00	262.00	221.00	354.00	421.50	20.50	110.00	62.25	76.00	24.13	16.13	166.50	41.50	91.00	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	23.00	57.00
C-640D-365-144	120.00	180.00	262.00	221.00	354.00	400.00	32.75	110.00	74.25	76.00	24.13	16.13	136.50	41.50	91.00	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	23.00	57.00
C-640D-305-144	120.00	180.00	260.00	220.75	353.75	398.00	32.75	110.00	72.50	76.00	21.13	16.13	136.88	41.50	91.13	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	23.00	57.00
C-640D-256-144	120.00	180.00	260.00	220.75	353.75	398.00	32.75	110.00	72.50	76.00	21.13	16.13	136.88	41.50	91.13	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	23.00	57.00
C-640D-365-120	120.00	152.00	260.00	220.75	353.75	379.00	54.50	110.00	75.50	76.00	21.13	16.13	108.88	41.50	91.13	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	23.00	57.00
C-640D-305-120	111.00	155.00	234.00	208.63	326.63	351.00	25.00	95.00	78.25	70.00	21.00	16.13	114.88	41.50	76.00	52.00	46.75	97.00	51.13	75.88	26.75	37.75
C-456D-305-168	120.00	210.00	262.00	221.00	354.00	421.50	20.50	110.00	62.25	76.00	24.13	16.13	166.50	38.38	94.13	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	26.13	57.00
C-456D-305-144	120.00	180.00	260.00	220.75	353.75	398.00	32.75	110.00	72.50	76.00	21.13	16.13	136.88	38.38	94.25	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	26.13	57.00
C-456D-265-144	120.00	180.00	260.00	220.75	353.75	398.00	32.75	110.00	72.50	76.00	21.13	16.13	136.88	38.38	94.25	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	26.13	57.00
C-456D-365-120	120.00	152.00	260.00	220.75	353.75	379.00	54.50	110.00	75.50	76.00	21.13	16.13	108.88	38.38	94.25	52.00	46.75	98.50	51.75	90.88	26.13	57.00
C-456D-305-120	111.00	155.00	234.00	208.63	326.63	351.00	25.00	95.00	78.25	70.00	21.00	16.13	114.88	38.38	79.13	52.00	46.75	97.00	51.13	75.88	29.88	37.75
C-456D-256-120	111.00	155.00	232.00	208.63	326.63	349.00	25.00	95.00	76.00	70.00	21.00	16.13	114.88	38.38	79.13	52.00	46.75	97.00	51.13	75.88	29.88	37.75
C-456D-213-120	111.00	155.00	232.00	208.63	326.63	349.00	25.00	95.00	76.00	70.00	21.00	16.13	114.88	38.38	79.13	52.00	46.75	97.00	51.13	75.88	29.88	37.75
C-456D-256-100	111.00	129.00	232.00	208.63	326.63	330.50	45.75	95.00	75.75	70.00	21.00	16.13	88.88	38.38	79.13	52.00	46.75	97.00	51.13	75.88	29.88	37.75
C-320D-256-144	120.00	180.00	260.00	215.25	353.75	398.00	32.75	110.00	72.50	76.00	21.13	16.13	136.88	34.00	98.63	52.00	43.00	87.50	53.625	93.00	31.00	48.25
C-320D-256-120	111.00	155.00	232.00	203.13	327.13	349.00	25.00	95.00	76.00	70.00	21.00	15.88	114.88	34.00	83.50	53.00	43.00	35.50	54.00	79.00	31.00	33.25
C-320D-213-120	111.00	155.00	232.00	203.13	327.13	349.00	25.00	95.00	76.00	70.00	21.00	15.88	114.88	34.00	83.50	53.00	43.00	85.50	54.00	79.00	31.00	33.25
C-320D-305-100	111.00	129.00	232.00	203.13	327.13	330.50	45.75	95.00	76.00	70.00	21.00	15.88	88.88	34.00	83.50	53.00	43.00	85.50	54.00	79.00	31.00	33.25
C-320D-256-100	111.00	129.00	232.00	203.13	327.13	330.50	45.75	95.00	76.00	70.00	21.00	15.88	88.88	34.00	83.50	53.00	43.00	85.50	54.00	79.00	31.00	33.25
C-320D-246-86	111.00	111.00	232.00	203.13	327.13	317.50	59.75	95.00	75.75	70.00	21.00	15.88	70.88	34.00	83.50	53.00	43.00	85.50	54.00	79.00	31.00	33.25
C-320D-213-86	96.00	111.00	196.13	183.50	290.50	282.00	23.75	78.00	75.00	57.75	16.13	15.88	75.50	34.00	66.50	53.00	43.00	85.50	37.13	62.13	30.88	33.25
C-320D-246-74	96.00	96.00	196.13	183.50	290.50	271.00	35.50	78.00	77.75	57.75	16.13	15.88	60.50	34.00	66.50	53.00	43.00	85.50	37.13	62.13	30.88	33.25

* Conventional Crank Balanced Units are available in either two-point foundation or standard base foundation designs. Two-point units are suitable for front and rear concrete block foundations, standard units must have a one-piece block foundation supporting the entire steel base. Dimension "N" is for two-point foundations and dimension "N1" is for standard foundations.

NOTE: Do not use the above dimensions for foundation. Request a foundation plan. Standard API models shown, other models available on request.

MARK II UNITORQUE PUMPING UNITS

LUFKIN



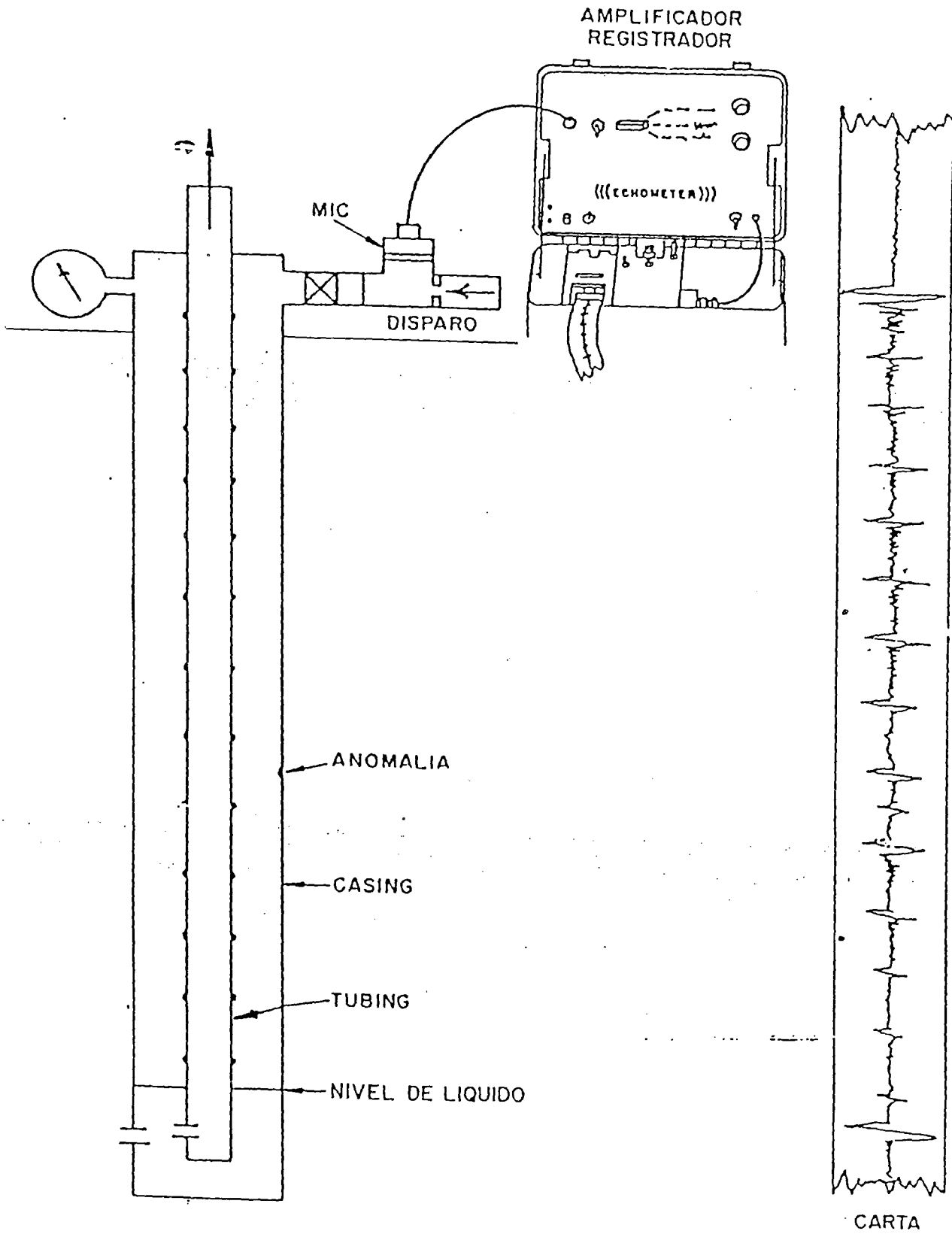
Dimensional Data (Inches)

Unit Size	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	R	T	U	V	W	X	AB	AE	AG
M-1824D-427-216	306	384	329.88	55	223.00	333.75	67.00	569	44.38	130	25.38	75.50	101.00	18	45.00	58.88	105.88	52	48.50	124.00	108.50	26.00	51
M-1280D-427-216	306	384	329.88	55	223.00	341.50	57.25	569	44.38	130	31.75	75.50	96.00	18	45.00	52.50	120.00	52	48.50	114.00	108.50	26.00	51
M-1280D-427-192	306	384	329.88	55	223.00	341.50	57.25	550	63.25	130	31.75	80.25	96.00	18	45.00	52.50	120.00	52	48.50	114.00	108.50	26.00	51
M-912DS-365-216	306	384	329.88	55	223.00	331.50	53.63	569	44.38	130	23.00	75.50	96.00	18	45.00	48.50	109.50	52	48.50	107.00	108.50	26.00	59
M-912DS-427-192	306	384	329.88	55	223.00	331.50	53.63	550	63.25	130	23.00	80.25	96.00	18	45.00	48.50	109.50	52	48.50	107.00	108.50	26.00	59
M-912DS-427-168	270	334	276.88	50	218.75	298.25	53.63	477	32.38	108	25.50	85.25	81.50	18	48.00	48.50	108.38	52	50.00	107.00	114.38	23.38	46
M-912D-305-216	306	384	329.88	55	223.00	326.50	53.63	569	44.38	130	23.00	75.50	96.00	18	45.00	48.50	109.50	47	48.50	109.00	108.50	26.00	59
M-912D-305-192	306	384	329.88	55	223.00	326.50	53.63	550	63.25	130	23.00	80.25	96.00	18	45.00	48.50	109.50	47	48.50	109.00	108.50	26.00	59
M-912D-365-168	270	334	276.88	50	218.75	298.25	53.63	471	40.25	108	25.50	77.13	81.50	18	48.00	48.50	108.38	52	50.00	105.00	90.38	23.38	46
M-912D-305-168	270	334	276.88	50	218.75	298.25	53.63	471	40.25	108	25.50	77.13	81.50	18	48.00	48.50	108.38	52	50.00	105.00	90.38	23.38	46
M-912D-365-144	258	312	252.88	50	218.75	298.25	53.63	426	33.63	108	25.50	83.75	81.50	18	42.50	48.50	108.38	52	50.00	105.00	90.38	18.00	46
M-912D-305-144	258	312	252.88	50	218.75	298.25	53.63	426	33.63	108	25.50	83.75	81.50	18	42.50	48.50	108.38	52	50.00	103.38	90.38	18.00	46
M-640D-305-192	306	384	329.88	55	223.00	326.50	49.88	550	63.25	130	26.63	80.25	96.00	18	45.00	41.50	116.50	47	48.50	105.00	108.50	26.00	60
M-640D-365-168	270	334	276.88	50	218.75	298.25	49.88	471	40.25	108	24.13	77.13	81.50	18	48.00	41.50	115.25	52	50.00	101.00	90.38	23.38	46
M-640D-305-168	270	334	276.88	50	218.75	298.25	49.88	471	40.25	108	24.13	77.13	81.50	18	48.00	41.50	115.25	52	50.00	101.00	90.38	23.38	46
M-640D-365-144	258	312	252.88	50	218.75	298.25	49.88	426	33.63	108	24.13	83.75	81.50	18	42.50	41.50	115.25	52	50.00	101.00	90.38	18.00	46
M-640D-305-144	258	312	252.88	50	218.75	298.25	49.88	426	33.63	108	24.13	83.75	81.50	18	42.50	41.50	115.25	52	50.00	99.38	90.38	18.00	46
M-640D-256-144	258	312	252.88	50	218.75	298.25	49.88	422	47.25	108	24.13	71.63	81.50	18	42.50	41.50	115.25	52	50.00	99.38	90.38	18.00	46
M-640D-305-120	258	312	252.88	50	218.75	298.25	49.88	399	59.75	108	24.13	80.75	81.50	18	42.50	41.50	115.25	52	50.00	99.38	90.38	18.00	46
M-456D-305-192	306	384	329.88	55	223.00	326.50	49.88	550	63.25	130	29.75	80.25	96.00	18	45.00	38.38	119.63	47	48.50	105.00	108.50	26.00	60
M-456D-305-168	270	334	276.88	50	218.75	298.25	49.88	471	40.25	108	31.00	77.13	81.50	18	48.00	38.38	115.25	52	50.00	101.00	90.38	23.38	46
M-456D-365-144	258	312	252.88	50	218.75	298.25	49.88	426	33.63	108	31.00	83.75	81.50	18	42.50	38.38	115.25	52	50.00	101.00	90.38	18.00	46
M-456D-305-144	258	312	252.88	50	218.75	298.25	49.88	426	33.63	108	31.00	33.75	81.50	18	42.50	38.38	115.25	52	50.00	99.38	90.38	18.00	46
M-456D-256-144	258	312	252.88	50	218.75	298.25	49.88	434	47.50	108	31.00	71.63	81.50	18	42.50	38.38	115.25	52	50.00	99.38	90.38	18.00	46
M-456D-365-120	258	312	252.88	50	218.75	298.25	49.88	399	59.75	108	31.00	80.75	81.50	18	42.50	38.38	115.25	52	50.00	101.00	90.38	18.00	46
M-456D-305-120	258	312	252.88	50	218.75	298.25	49.88	399	59.75	108	31.00	80.75	81.50	18	42.50	38.38	115.25	52	50.00	99.50	90.38	18.00	46
M-456D-256-120	258	312	252.88	50	218.75	298.25	49.88	400	73.88	108	31.00	70.00	81.50	18	42.50	38.38	115.25	52	50.00	99.50	90.38	18.00	46

NOTE: Do not use the above dimensions for foundation. Request a foundation plan.
 The above units are designed to be installed on "two point" foundations.
 Standard API models shown, other models available on request.

FIGURA N° 3

NIVEL DE FLUIDO

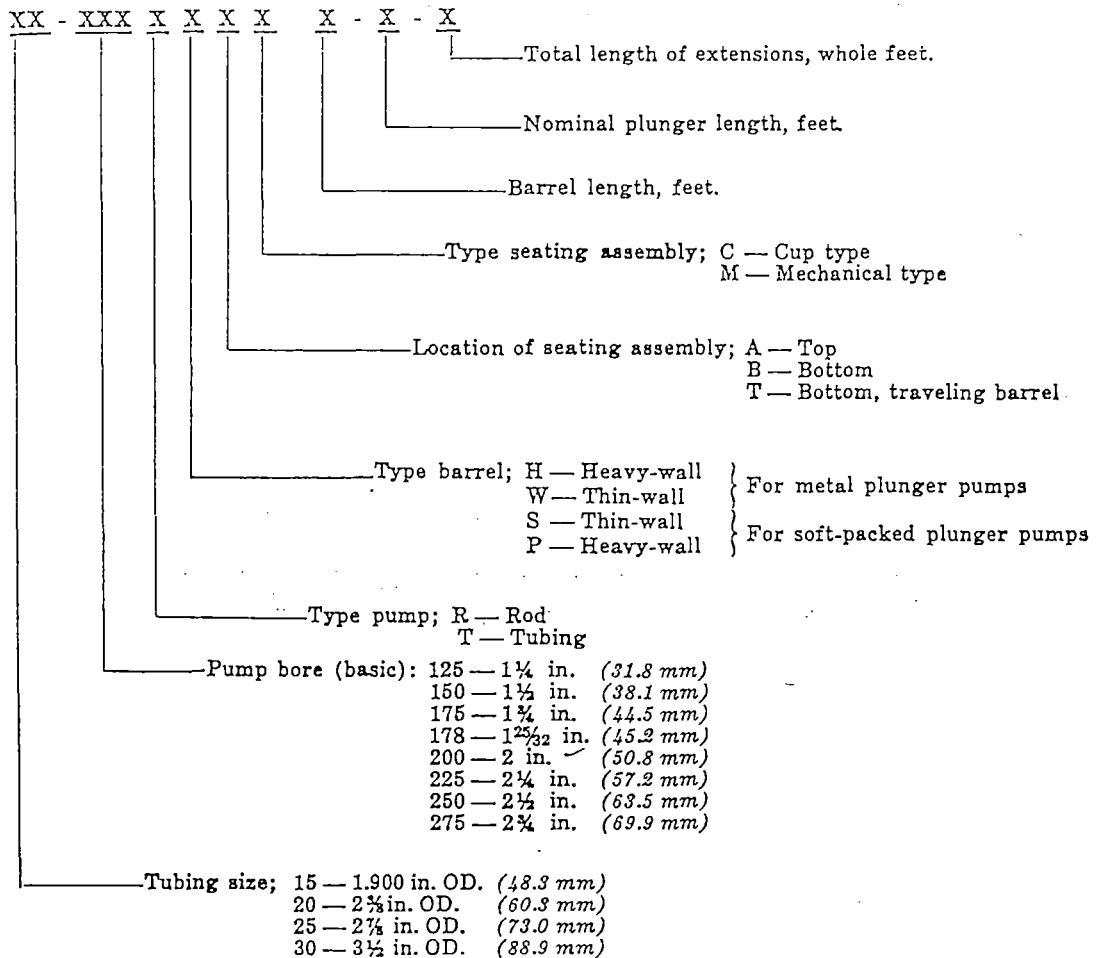


SECTION II
PUMP DESIGNATION

2.1. The basic types of pumps and letter designation covered by this specification are as follows:
Letter Designation

Type of Pump	Metal Plunger Pumps		Soft-packed Plunger Pumps	
	Heavy-Wall Barrel	Thin-Wall Barrel	Heavy-Wall Barrel	Thin-Wall Barrel
Rod Pumps				
Stationary Barrel, Top Anchor	RHA	RWA	RSA
Stationary Barrel, Bottom Anchor	RHB	RWB	RSB
Traveling Barrel, Bottom Anchor	RHT	RWT	RST
Tubing Pumps	TH	TP

2.2 Complete pump designations include: (1) nominal tubing size, (2) basic bore diameter, (3) type of pump, including type of barrel and location and type of seating assembly, (4) barrel length, (5) plunger length, and (6) total length of extensions when used, as follows:



Example: A 1 1/4 in. (31.8 mm) bore rod type pump with a 10 ft. (3.048 m) heavy wall barrel and 2 ft. (0.610 m) of extensions, a 4 ft. (1.219 m) plunger, and a bottom cup type seating assembly for operation in 2 3/8 in. (60.3 mm) tubing, would be designated as follows:

20-125 RHBC 10-4-2

2.3 In addition to the pump designation described in Par. 2.2, it is necessary for the purchaser to provide the following additional information:

- Barrel material
- Plunger material
- Plunger clearance (fit)
- Valve material
- Length of each extension

NOTE: Metallic Materials for Subsurface Sucker Rod Pumps for Hydrogen Sulfide Environments are listed in NACE Std MR-01-76.

TABLE 4.1
ROD AND PUMP DATA
See Par. 4.5.

1 Rod No.	2 Plunger Diam., inches <i>D</i>	3 Rod Weight, lb per ft <i>W_r</i>	4 Elastic Constant, in. per lb ft <i>E_r</i>	5 Frequency Factor, <i>F_c</i>	6-11 Rod String, % of each size					
					6 1 1/2	7 1	8 3/4	9 1/2	10 3/8	11 1/4
44	All	0.726	1.990 x 10 ⁻⁶	1.000						100.0
54	1.06	0.908	1.668 x 10 ⁻⁶	1.133					44.6	55.4
54	1.25	0.929	1.633 x 10 ⁻⁶	1.140					49.5	50.5
54	1.50	0.957	1.584 x 10 ⁻⁶	1.137					56.4	43.6
54	1.75	0.990	1.525 x 10 ⁻⁶	1.122					64.6	35.4
54	2.00	1.027	1.460 x 10 ⁻⁶	1.095					73.7	26.3
54	2.25	1.067	1.391 x 10 ⁻⁶	1.061					83.4	16.6
54	2.50	1.108	1.318 x 10 ⁻⁶	1.023					93.5	6.5
55	All	1.135	1.270 x 10 ⁻⁶	1.000					100.0	
64	1.06	1.164	1.382 x 10 ⁻⁶	1.229				33.3	33.1	33.6
64	1.25	1.211	1.319 x 10 ⁻⁶	1.215				37.2	35.9	26.9
64	1.50	1.275	1.232 x 10 ⁻⁶	1.184				42.3	40.4	17.3
64	1.75	1.341	1.141 x 10 ⁻⁶	1.145				47.4	45.2	7.4
65	1.06	1.307	1.138 x 10 ⁻⁶	1.098				34.4	65.6	
65	1.25	1.321	1.127 x 10 ⁻⁶	1.104				37.3	62.7	
65	1.50	1.343	1.110 x 10 ⁻⁶	1.110				41.8	58.2	
65	1.75	1.369	1.090 x 10 ⁻⁶	1.114				46.9	53.1	
65	2.00	1.394	1.070 x 10 ⁻⁶	1.114				52.0	48.0	
65	2.25	1.426	1.045 x 10 ⁻⁶	1.110				58.4	41.6	
65	2.50	1.460	1.018 x 10 ⁻⁶	1.099				65.2	34.8	
65	2.75	1.497	0.990 x 10 ⁻⁶	1.082				72.5	27.5	
65	3.25	1.574	0.930 x 10 ⁻⁶	1.037				88.1	11.9	
66	All	1.634	0.883 x 10 ⁻⁶	1.000				100.0		
75	1.06	1.566	0.997 x 10 ⁻⁶	1.191			27.0	27.4	45.6	
75	1.25	1.604	0.973 x 10 ⁻⁶	1.193			29.4	29.8	40.8	
75	1.50	1.664	0.935 x 10 ⁻⁶	1.189			33.3	33.3	33.3	
75	1.75	1.732	0.892 x 10 ⁻⁶	1.174			37.8	37.0	25.1	
75	2.00	1.803	0.847 x 10 ⁻⁶	1.151			42.4	41.3	16.3	
75	2.25	1.875	0.801 x 10 ⁻⁶	1.121			46.9	45.8	7.2	
76	1.06	1.802	0.816 x 10 ⁻⁶	1.072			28.5	71.5		
76	1.25	1.814	0.812 x 10 ⁻⁶	1.077			30.6	69.4		
76	1.50	1.833	0.804 x 10 ⁻⁶	1.082			33.8	66.2		
76	1.75	1.855	0.795 x 10 ⁻⁶	1.088			37.5	62.5		
76	2.00	1.880	0.785 x 10 ⁻⁶	1.093			41.7	58.3		
76	2.25	1.908	0.774 x 10 ⁻⁶	1.096			46.5	53.5		
76	2.50	1.934	0.764 x 10 ⁻⁶	1.097			50.8	49.2		
76	2.75	1.967	0.751 x 10 ⁻⁶	1.094			56.5	43.5		
76	3.25	2.039	0.722 x 10 ⁻⁶	1.078			68.7	31.3		
76	3.75	2.119	0.690 x 10 ⁻⁶	1.047			82.3	17.7		
77	All	2.224	0.649 x 10 ⁻⁶	1.000			100.0			
85	1.06	1.883	0.873 x 10 ⁻⁶	1.261		22.2	22.4	22.4	33.0	
85	1.25	1.943	0.841 x 10 ⁻⁶	1.253		23.9	24.2	24.3	27.6	
85	1.50	2.039	0.791 x 10 ⁻⁶	1.232		26.7	27.4	26.8	19.2	
85	1.75	2.138	0.738 x 10 ⁻⁶	1.201		29.6	30.4	29.5	10.5	

0393

TABLE 4.1 (Continued)
See Pgs. 4.5.

1 Rod ^a No.	2 Plunger Diam., inches D	3 Rod Weight, lb per ft W _r	4 Elastic Constant, in. per lb ft E _r	5 Frequency Factor, F _r	8 Rod String, % of each size					
					6 1 1/2	7 1	8 3/4	9 1/2	10 3/8	11 1/4
86	1.06	2.058	0.742 x 10 ⁻⁶	1.151	22.6	23.0	54.3
86	1.25	2.087	0.732 x 10 ⁻⁶	1.156		24.3	24.5	51.2
86	1.50	2.133	0.717 x 10 ⁻⁶	1.162		26.8	27.0	46.3
86	1.75	2.185	0.699 x 10 ⁻⁶	1.164		29.4	30.0	40.6
86	2.00	2.247	0.679 x 10 ⁻⁶	1.161		32.8	33.2	33.9
86	2.25	2.316	0.656 x 10 ⁻⁶	1.153		36.9	36.0	27.1
86	2.50	2.385	0.633 x 10 ⁻⁶	1.138		40.6	39.7	19.7
86	2.75	2.455	0.610 x 10 ⁻⁶	1.119		44.6	43.3	12.2
87	1.06	2.390	0.612 x 10 ⁻⁶	1.055		24.3	75.7
87	1.25	2.399	0.610 x 10 ⁻⁶	1.058		25.7	74.3
87	1.50	2.413	0.607 x 10 ⁻⁶	1.062		27.7	72.3
87	1.75	2.430	0.603 x 10 ⁻⁶	1.066		30.3	69.7
87	2.00	2.450	0.598 x 10 ⁻⁶	1.071		33.2	66.8
87	2.25	2.472	0.594 x 10 ⁻⁶	1.075		36.4	63.6
87	2.50	2.496	0.588 x 10 ⁻⁶	1.079		39.9	60.1
87	2.75	2.523	0.582 x 10 ⁻⁶	1.082		43.9	56.1
87	3.25	2.575	0.570 x 10 ⁻⁶	1.084		51.6	48.4
87	3.75	2.641	0.556 x 10 ⁻⁶	1.078		61.2	38.8
87	4.75	2.793	0.522 x 10 ⁻⁶	1.038		83.6	16.4
88	All	2.904	0.497 x 10 ⁻⁶	1.000		100.0
96	1.06	2.382	0.670 x 10 ⁻⁶	1.222	19.1	19.2	19.5	42.3
96	1.25	2.435	0.655 x 10 ⁻⁶	1.224	20.5	20.5	20.7	38.3
96	1.50	2.511	0.633 x 10 ⁻⁶	1.223	22.4	22.5	22.8	32.3
96	1.75	2.607	0.606 x 10 ⁻⁶	1.213	24.8	25.1	25.1	25.1
96	2.00	2.703	0.578 x 10 ⁻⁶	1.196	27.1	27.9	27.4	17.6
96	2.25	2.806	0.549 x 10 ⁻⁶	1.172	29.6	30.7	29.8	9.8
97	1.06	2.645	0.568 x 10 ⁻⁶	1.120	19.6	20.0	60.3
97	1.25	2.670	0.563 x 10 ⁻⁶	1.124	20.8	21.2	58.0
97	1.50	2.707	0.556 x 10 ⁻⁶	1.131	22.5	23.0	54.5
97	1.75	2.751	0.548 x 10 ⁻⁶	1.137	24.5	25.0	50.4
97	2.00	2.801	0.538 x 10 ⁻⁶	1.141	26.8	27.4	45.7
97	2.25	2.856	0.528 x 10 ⁻⁶	1.143	29.4	30.2	40.4
97	2.50	2.921	0.515 x 10 ⁻⁶	1.141	32.5	33.1	34.4
97	2.75	2.989	0.503 x 10 ⁻⁶	1.135	36.1	35.3	28.6
97	3.25	3.132	0.476 x 10 ⁻⁶	1.111	42.9	41.9	15.2
98	1.06	3.068	0.475 x 10 ⁻⁶	1.043	21.2	78.8
98	1.25	3.076	0.474 x 10 ⁻⁶	1.045	22.2	77.8
98	1.50	3.089	0.472 x 10 ⁻⁶	1.048	23.8	76.2
98	1.75	3.103	0.470 x 10 ⁻⁶	1.051	25.7	74.3
98	2.00	3.118	0.468 x 10 ⁻⁶	1.055	27.7	72.3
98	2.25	3.137	0.465 x 10 ⁻⁶	1.058	30.1	69.9
98	2.50	3.157	0.463 x 10 ⁻⁶	1.062	32.7	67.3
98	2.75	3.180	0.460 x 10 ⁻⁶	1.066	35.6	64.4
98	3.25	3.231	0.453 x 10 ⁻⁶	1.071	42.2	57.8
98	3.75	3.289	0.445 x 10 ⁻⁶	1.074	49.7	50.3
98	4.75	3.412	0.428 x 10 ⁻⁶	1.064	65.7	34.3
99	All	3.676	0.393 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0

TABLE 4.1 (Continued)
See Par. 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Rod No.	Plunger Diam., inches D	Rod Weight, lb per ft W_r	Elastic Constant, in. per lb ft E_r	Frequency Factor, F_r	Rod String, % of each size						(C)
					1 1/4	1 1/2	1	3/4	3/8	3/4	
107	1.06	2.977	0.524×10^{-6}	1.184	16.9	16.8	17.1	49.1			
107	1.25	3.019	0.517×10^{-6}	1.189	17.9	17.8	18.0	46.3			
107	1.50	3.085	0.506×10^{-6}	1.196	19.4	19.2	19.5	41.9			
107	1.75	3.158	0.494×10^{-6}	1.197	21.0	21.0	21.2	36.9			
107	2.00	3.238	0.480×10^{-6}	1.195	22.7	22.8	23.1	31.4			
107	2.25	3.336	0.464×10^{-6}	1.187	25.0	25.0	25.0	25.0			
107	2.50	3.435	0.447×10^{-6}	1.174	26.9	27.7	27.1	18.2			
107	2.75	3.557	0.430×10^{-6}	1.156	29.1	30.2	29.3	11.3			
108	1.06	3.325	0.447×10^{-6}	1.097	17.3	17.8	64.9				
108	1.25	3.345	0.445×10^{-6}	1.101	18.1	18.6	63.2				
108	1.50	3.376	0.441×10^{-6}	1.106	19.4	19.9	60.7				
108	1.75	3.411	0.437×10^{-6}	1.111	20.9	21.4	57.7				
108	2.00	3.452	0.432×10^{-6}	1.117	22.6	23.0	54.3				
108	2.25	3.498	0.427×10^{-6}	1.121	24.5	25.0	50.5				
108	2.50	3.548	0.421×10^{-6}	1.124	26.5	27.2	46.3				
108	2.75	3.603	0.415×10^{-6}	1.126	28.7	29.6	41.6				
108	3.25	3.731	0.400×10^{-6}	1.123	34.6	33.9	31.6				
108	3.75	3.873	0.383×10^{-6}	1.108	40.6	39.5	19.9				
109	1.06	3.839	0.378×10^{-6}	1.035	18.9	81.1					
109	1.25	3.845	0.378×10^{-6}	1.036	19.6	80.4					
109	1.50	3.855	0.377×10^{-6}	1.038	20.7	79.3					
109	1.75	3.867	0.376×10^{-6}	1.040	22.1	77.9					
109	2.00	3.880	0.375×10^{-6}	1.043	23.7	76.3					
109	2.25	3.896	0.374×10^{-6}	1.046	25.4	74.6					
109	2.50	3.911	0.372×10^{-6}	1.048	27.2	72.8					
109	2.75	3.930	0.371×10^{-6}	1.051	29.4	70.6					
109	3.25	3.971	0.367×10^{-6}	1.057	34.2	65.8					
109	3.75	4.020	0.363×10^{-6}	1.063	39.9	60.1					
109	4.75	4.120	0.354×10^{-6}	1.066	51.5	48.5					

*Rod No. shown in first column refers to the largest and smallest rod size in eighths of an inch. For example, Rod No. 76 is a two-way taper of 7/8 and 6/8 rods. Rod No. 85 is a four-way taper of 8/8, 7/8, 6/8, and 5/8 rods. Rod No. 109 is a two-way taper of 1 1/4 and 1 1/2 rods. Rod No. 77 is a straight string of 7/8 rods, etc.

TABLE 4.2
TUBING DATA

1	2	3	4	5
Tubing Size	Outside Diameter, in.	Inside Diameter, in.	Metal Area, sq. in.	Elastic Constant, in. per lb ft E_t
1.900	1.900	1.610	0.800	0.500×10^{-6}
2 $\frac{1}{4}$	2.375	1.996	1.304	0.307×10^{-6}
2 $\frac{3}{4}$	2.875	2.441	1.812	0.221×10^{-6}
3 $\frac{1}{4}$	3.500	2.992	2.590	0.154×10^{-6}
4	4.000	3.478	3.077	0.130×10^{-6}
4 $\frac{1}{2}$	4.500	3.958	3.601	0.111×10^{-6}

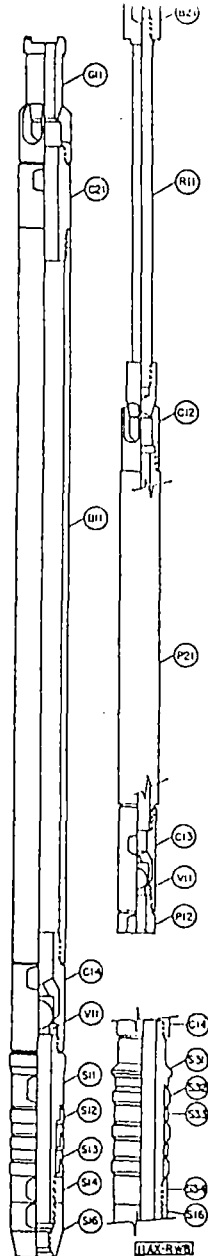
TABLE 4.3
SUCCER ROD DATA

1	2	3	4
Rod Size	Metal Area, Sq in.	Rod Weight in air, lb per ft W_r	Elastic Constant, in. per lb ft E_r
$\frac{1}{2}$	0.196	0.72	1.990×10^{-6}
$\frac{3}{8}$	0.307	1.13	1.270×10^{-6}
$\frac{1}{4}$	0.442	1.63	0.883×10^{-6}
$\frac{3}{16}$	0.601	2.22	0.649×10^{-6}
1	0.785	2.90	0.497×10^{-6}
1 $\frac{1}{4}$	0.994	3.67	0.393×10^{-6}

TABLE 4.4
PUMP CONSTANTS

1	2	3	4
Plunger Diameter, in. D	Plgr. Diam. Squared Sq. in. D^2	Fluid Load Factor* lb per ft $(.340 \times D^2)$	Pump Factor $(.1166 \times D^2)$
1 $\frac{1}{2}$	1.1289	0.384	0.132
1 $\frac{3}{4}$	1.5625	0.531	0.182
1 $\frac{1}{2}$	2.2500	0.765	0.262
1 $\frac{3}{4}$	3.0625	1.041	0.357
2	4.0000	1.360	0.466
2 $\frac{1}{4}$	5.0625	1.721	0.590
2 $\frac{1}{2}$	6.2500	2.125	0.728
2 $\frac{3}{4}$	7.5625	2.571	0.881
3 $\frac{1}{4}$	14.0625	4.781	1.640
4 $\frac{1}{4}$	22.5625	7.671	2.630

*For fluids with specific gravity of 1.00



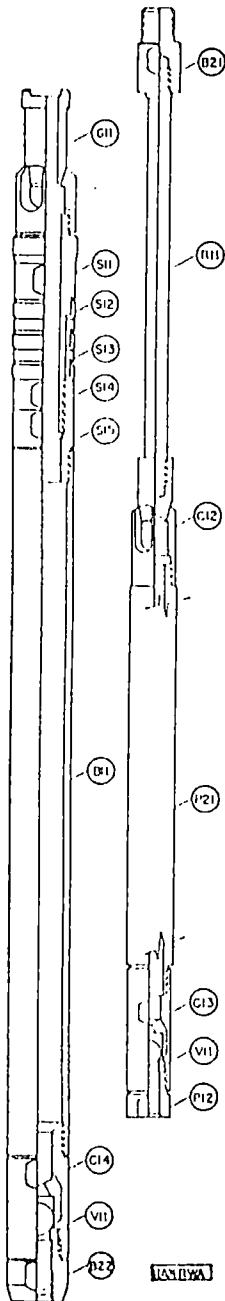
RWB
ROD, STATIONARY THIN WALL BARREL, BOTTOM ANCHOR PUMP

	1	2	3	4	5	6	7
Standard Pump Size.....	$\left\{ \begin{array}{l} 1.900 \times 1\frac{1}{4} \text{ in.} \\ (48.3 \times 31.8 \text{ mm}) \end{array} \right.$ $\left\{ \begin{array}{l} 2\frac{3}{8} \times 1\frac{1}{4} \text{ in.} \\ (60.3 \times 31.8 \text{ mm}) \end{array} \right.$ $\left\{ \begin{array}{l} 2\frac{3}{8} \times 1\frac{1}{2} \text{ in.} \\ (60.3 \times 38.1 \text{ mm}) \end{array} \right.$ $\left\{ \begin{array}{l} 2\frac{7}{8} \times 2 \text{ in.} \\ (73.0 \times 50.8 \text{ mm}) \end{array} \right.$ $\left\{ \begin{array}{l} 3\frac{1}{2} \times 2\frac{1}{2} \text{ in.} \\ (88.9 \times 63.5 \text{ mm}) \end{array} \right.$						
Complete Pump Designation.....	15-125 RWBC-*-† 20-125 RWBC-*-† 20-150 RWBC-*-† 25-200 RWBC-*-† 80-250 RWBC-*-†						

Symbol	Description	Part Number				
B11	Barrel, Thin Wall	B11-125-*	B11-125-*	B11-150-*	B11-200-*	B11-250-*
B21	Bushing, Valve Rod	B21-15	B21-20	B21-20	B21-25	B21-30
C12	Cage, Top Plunger	C12-125	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C13	Cage, Closed Plunger	C13-125	C13-125	C13-150	C13-200	C13-250
C14	Cage, Closed Barrel	C14-15	C14-20-125	C14-20	C14-25	C14-30
C21	Connector, Upper Barrel	C21-15	C21-20-125	C21-20	C21-25	C21-30
G11	Guide, Valve Rod	G11-15	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P12	Plug, Seat	P12-125	P12-125	P12-150	P12-200	P12-250
P21	Plunger, One Piece	P21-125-†	P21-125-†	P21-150-†	P21-200-†	P21-250-†
R11	Rod, Valve	R11-20-†	R11-20-†	R11-20-†	R11-25-†	R11-30-†
S11	Seating Mandrel, Cup (Type HR)	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Seating Cup (Type HR)	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Seating Cup Ring (Type HR)	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Seating Cup Nut (Type HR)	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Seating Cup Coupling	S16-15	S16-20	S16-20	S16-25	S16-30
S31	Seating Mandrel, Cup (Type O)	S31-15
S32	Seating Cup (Type O)	S32-15
S33	Seating Cup Ring (Type O)	S33-15
S34	Seating Cup Nut (Type O)	S34-15
V11	Valve, Ball & Seat	V11-125	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	Traveling	V11-150	V11-175	V11-175	V11-225	V11-260
	Standing					

*Specify barrel length in feet (metres). Standard lengths are: 7, 8, 10, 12, 16, 20 and 24 ft. (2.134, 2.438, 3.048, 3.658, 4.377, 6.096 and 7.315 m).
 †Specify nominal plunger length in feet (metres), and clearance (ft) in thousandths of an inch (hundredths of a millimetre).
 ‡See part number R11 for valve rod length.

American Petroleum Institute



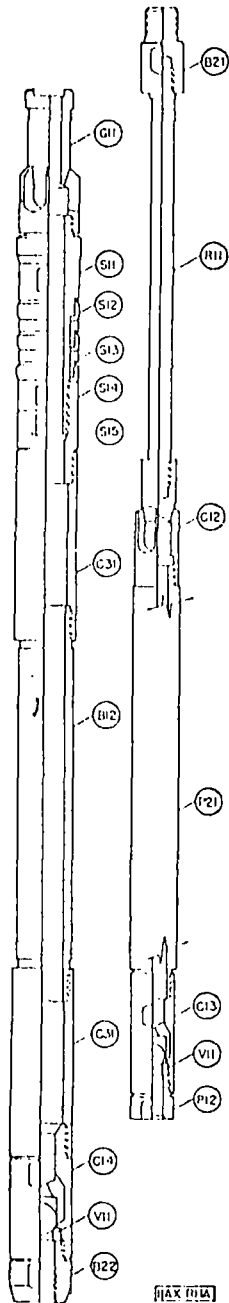
RWA
 ROD, STATIONARY THIN WALL BARREL, TOP ANCHOR PUMP

	1	2	3	4	5	6
Standard Pump Size.....{			2 $\frac{3}{8}$ x 1 $\frac{1}{4}$ in. (60.3 x 31.8 mm)	2 $\frac{3}{8}$ x 1 $\frac{1}{2}$ in. (60.3 x 38.1 mm)	2 $\frac{7}{8}$ x 2 in. (73.0 x 50.8 mm)	3 $\frac{1}{2}$ x 2 $\frac{1}{2}$ in. (88.9 x 63.5 mm)
Complete Pump Designation.....			20-125 RWAC-*†	20-160 RWAC-*†	25-200 RWAC-*†	80-250 RWAC-*†
	Part Number					
Symbol	Description					
B11	Barrel, Thin Wall					B11-125.*
B21	Bushing, Valve Rod					B21-20
B22	Bushing, Barrel Cage					B22-20
C12	Cage, Top Plunger					C12-125
C13	Cage, Closed Plunger					C13-125
C14	Cage, Closed Barrel					C14-20-125
G11	Guide, Valve Rod					G11-20
P12	Plug, Seat					P12-125
P21	Plunger, One Piece					P21-125-†
R11	Rod, Valve					R11-20-†
S11	Seating Mandrel, Cup (Type HR)					S11-20
S12	Seating Cup (Type HR)					S12-20
S13	Seating Cup Ring (Type HR)					S13-20
S14	Seating Cup Nut (Type HR)					S14-20
S15	Seating Cup Bushing					S15-20-125
V11	Valve, Ball & Seat					V11-125
	Traveling					V11-175
	Standing					V11-150
						V11-200
						V11-225
						B11-200.*
						B21-25
						B22-25
						C12-200
						C13-200
						C14-25
						G11-25
						P12-200
						P21-200-†
						R11-25-†
						S11-25
						S12-25
						S13-25
						S14-25
						S15-25
						B11-250.*
						B21-30
						B22-30
						C12-250
						C13-250
						C14-30
						G11-30
						P12-250
						P21-250-†
						R11-30-†
						S11-30
						S12-30
						S13-30
						S14-30
						S15-30

*Specify barrel length in feet (metres). Standard lengths are: 7, 8, 10, 12, 16, 20 and 24 ft. (2.134, 2.438, 3.048, 3.658, 4.877, 6.096 and 7.315 m).

†Specify nominal plunger length in feet (metres), and clearance (fit) in thousandths of an inch (hundredths of a millimetre).

‡See part number R11 for valve rod length.



MAX 11A

RHA

ROD, STATIONARY HEAVY WALL BARREL, TOP ANCHOR PUMP

	1	2	3	4	5	6
Standard Pump Size.....			$2\frac{3}{8} \times 1\frac{1}{4}$ in. (60.3 x 31.8 mm)	$2\frac{7}{8} \times 1\frac{1}{2}$ in. (73.0 x 38.1 mm)	$2\frac{7}{8} \times 1\frac{3}{4}$ in. * (73.0 x 44.5 mm)	$3\frac{1}{2} \times 2\frac{1}{4}$ in. (88.9 x 57.2 mm)
Complete Pump Designation.....			20-125 RHAC-*†-★	25-150 RHAC-*†-★	25-175 RHAC-*†-★	30-225 RHAC-*†-★

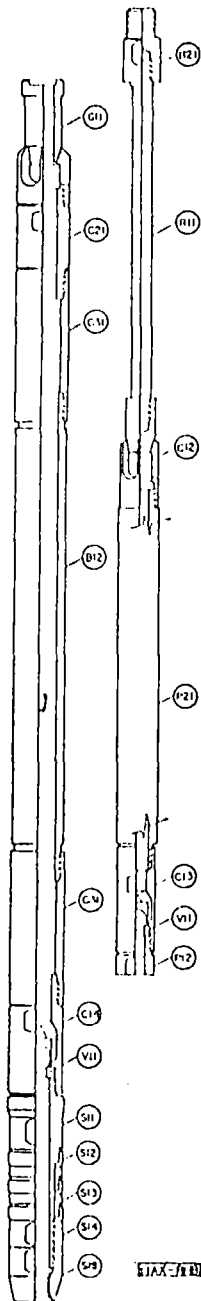
Symbol	Description	Part Number			
B12	Barrel, Heavy Wall	B12-125.*	B12-150.*	B12-175.*	B12-225.*
B21	Bushing, Valve Rod	B21-20	B21-25	B21-25	B21-30
B22	Bushing, Barrel Cage	B22-20	B22-25	B22-25	B22-30
C12	Cage, Top Plunger	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C13	Cage, Closed Plunger	C13-125	C13-150	C13-175	C13-225
C14	Cage, Closed Barrel	C14-20	C14-25	C14-25	C14-30
C31	Coupling, Extension	C31-125-★	C31-150-★	C31-175-★	C31-225-★
G11	Guide, Valve Rod	G11-20	G11-25	G11-25	G11-30
P12	Plug, Seat	P12-125	P12-150	P12-175	P12-225
P21	Plunger, One Piece	P21-125-†	P21-150-†	P21-175-†	P21-225-†
R11	Rod, Valve	R11-20-†	R11-25-†	R11-25-†	R11-30-†
S11	Seating Mandrel, Cup (Type HR)	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Seating Cup (Type HR)	S12-20	S12-25	S12-25	S12-30
S13	Seating Cup Ring (Type HR)	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Seating Cup Nut (Type HR)	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S15	Seating Cup Bushing	S15-20	S15-25	S15-25	S15-30
V11	Valve, Ball & Seat Traveling Standing	V11-125 V11-175	V11-150 V11-225	V11-175 V11-225	V11-225 V11-250

*Specify barrel length in feet (metres). Standard lengths are: 7, 8, 10, 12, 16, 20 and 24 ft. (2.134, 2.438, 3.048, 3.658, 4.877, 6.096 and 7.315 m).

†Specify nominal plunger length in feet (metres) and clearance (fit) in thousandths of an inch (hundredths of a millimetre).

★Specify total length of extension couplings in whole feet (thousandths of metres). Standard lengths are in increments of 1/2 ft. (0.152 m).

†See part number R11 for valve rod length.



RHBC
ROD, STATIONARY HEAVY WALL BARREL, BOTTOM ANCHOR PUMP

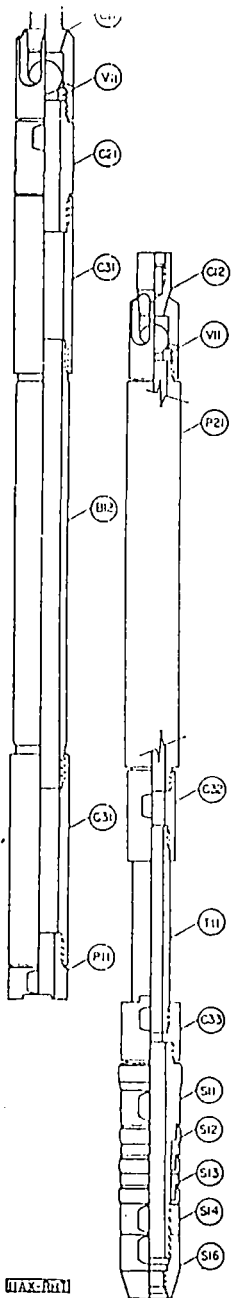
1	2	3	4	5	6
Standard Pump Size.....	{	$2\frac{3}{8} \times 1\frac{1}{4}$ in. (60.3 x 31.8 mm)	$2\frac{7}{8} \times 1\frac{1}{2}$ in. (71.0 x 38.1 mm)	$2\frac{7}{8} \times 1\frac{3}{4}$ in. (71.0 x 44.5 mm)	$3\frac{1}{2} \times 2\frac{1}{4}$ in. (88.9 x 57.2 mm)
Complete Pump Designation.....	{	20-125 RHBC-°-†-★	25-160 RHBC-°-†-★	25-175 RHBC-°-†-★	30-225 RHBC-°-†-★
Symbol	Description	Part Number			
B12	Barrel, Heavy Wall	B12-125-°	B12-150-°	B12-175-°	B12-225-°
B21	Bushing, Valve Rod	B21-20	B21-25	B21-25	B21-30
C12	Cage, Top Plunger	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C13	Cage, Closed Plunger	C13-125	C13-150	C13-175	C13-225
C14	Cage, Closed Barrel	C14-20	C14-25	C14-25	C14-30
C21	Connector, Upper Barrel	C21-20	C21-25	C21-25	C21-30
C31	Coupling, Extension	C31-125-★	C31-150-★	C31-175-★	C31-225-★
G11	Guide, Valve Rod	G11-20	G11-25	G11-25	G11-30
P12	Plug, Seat	P12-125	P12-150	P12-175	P12-225
P21	Plunger, One Piece	P21-125-†	P21-150-†	P21-175-†	P21-225-†
R11	Rod, Valve	R11-20-†	R11-25-†	R11-25-†	R11-30-†
S11	Seating Mandrel, Cup (Type HR)	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Seating Cup (Type HR)	S12-20	S12-25	S12-25	S12-30
S13	Seating Cup Ring (Type HR)	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Seating Cup Nut (Type HR)	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S16	Seating Cup Coupling	S16-20	S16-25	S16-25	S16-30
V11	Valve, Ball & Seat Traveling Standing	V11-125 V11-175	V11-150 V11-225	V11-175 V11-225	V11-225 V11-250

*Specify barrel length in feet (metres). Standard lengths are: 7, 8, 10, 12, 16, 20 and 24 ft. (2.134, 2.438, 3.048, 3.658, 4.877, 6.096 and 7.315 m).

†Specify nominal plunger length in feet (metres), and clearance (fit) in thousandths of an inch (hundredths of a millimetre).

★Specify total length of extension couplings in whole feet (thousandths of metres). Standard lengths are in increments of ½ ft. (0.152 m).

†See part number R11 for valve rod length.



RHT

ROD, TRAVELING HEAVY WALL BARREL, BOTTOM ANCHOR PUMP

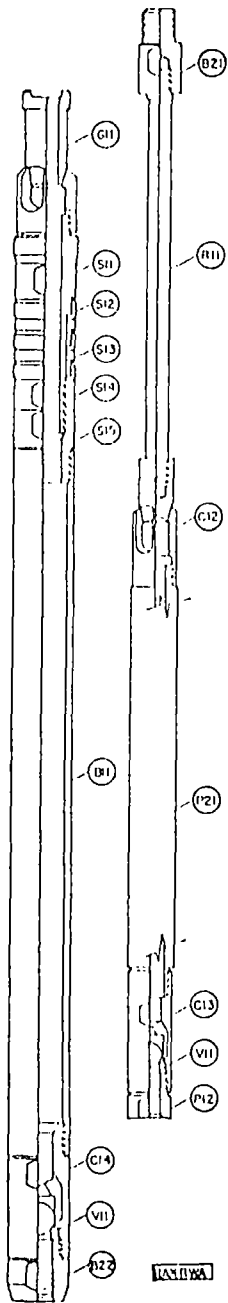
1	2	3	4	5	6
Standard Pump Size.....	{	2 ³ / ₈ x 1 ¹ / ₄ in. (60.3 x 31.8 mm)	2 ⁷ / ₈ x 1 ¹ / ₂ in. (73.0 x 38.1 mm)	2 ⁷ / ₈ x 1 ³ / ₄ in. (73.0 x 44.5 mm)	3 ¹ / ₂ x 2 ¹ / ₄ in. (88.9 x 57.2 mm)
Complete Pump Designation.....	{	20-125 RHTC-*†-*	25-150 RHTC-*†-*	25-175 RHTC-*†-*	30-225 RHTC-*†-*
Symbol	Description	Part Number			
B12	Barrel, Heavy Wall	B12-125-*	B12-150-*	B12-175-*	B12-225-*
C11	Cage, Top Open	C11-20	C11-25	C11-25	C11-30
C12	Cage, Top Plunger	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C21	Connector, Upper Barrel	C21-20	C21-25	C21-25	C21-30
C31	Coupling, Extension	C31-125-*	C31-150-*	C31-175-*	C31-225-*
C32	Coupling, Pull Tube, Upper	C32-125	C32-150	C32-175	C32-225
C33	Coupling, Pull Tube, Lower	C33-125	C33-150-25	C33-175	C33-225
P11	Plug, Pull	P11-125	P11-150-25	P11-175	P11-225
P21	Plunger, One Piece	P21-125-†	P21-150-†	P21-175-†	P21-225-†
S11	Seating Mandrel, Cup (Type HR)	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Seating Cup (Type HR)	S12-20	S12-25	S12-25	S12-30
S13	Seating Cup Ring (Type HR)	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Seating Cup Nut (Type HR)	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S16	Seating Cup Coupling	S16-20	S16-25	S16-25	S16-30
T11	Tube, Pull	T11-125-†	T11-150	T11-175-†	T11-225-†
V11	Valve, Ball & Seat Traveling Standing	V11-175 V11-125	V11-225 V11-150	V11-225 V11-175	V11-250 V11-225

*Specify barrel length in feet (metres). Standard lengths are: 7, 8, 10, 12, 16, 20 and 24 ft. (2.134, 2.438, 3.048, 3.658, 4.877, 6.096 and 7.315 m).

†Specify nominal plunger length in feet (metres), and clearance (fit) in thousandths of an inch (hundredths of a millimetre).

*Specify total length of extension couplings in whole feet (thousandths of metres). Standard lengths are in increments of 1/2 ft. (0.152 m).

†See part number T11 for pull tube length.



RWA
ROD, STATIONARY THIN WALL BARREL, TOP ANCHOR PUMP

	1	2	3	4	5	6
Standard Pump Size.....	{ 2 $\frac{3}{8}$ x 1 $\frac{1}{4}$ in. (60.3 x 31.8 mm)		2 $\frac{3}{8}$ x 1 $\frac{1}{2}$ in. (60.3 x 38.1 mm)		2 $\frac{7}{8}$ x 2 in. (73.0 x 50.8 mm)	
Complete Pump Designation.....	20-125 RWAC-*†		20-150 RWAC-*†		25-200 RWAC-*†	
					3 $\frac{1}{2}$ x 2 $\frac{1}{2}$ in. (88.9 x 63.5 mm)	
					80-250 RWAC-*†	

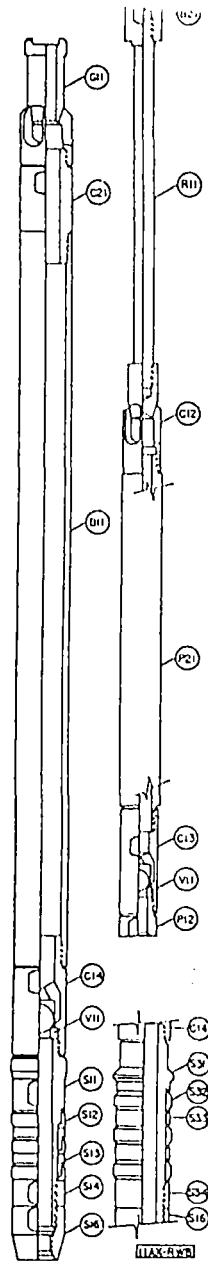
Symbol	Description	Part Number			
B11	Barrel, Thin Wall	B11-125-°	B11-150-°	B11-200-°	B11-250-°
B21	Bushing, Valve Rod	B21-20	B21-20	B21-25	B21-30
B22	Bushing, Barrel Cage	B22-20	B22-20	B22-25	B22-30
C12	Cage, Top Plunger	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C13	Cage, Closed Plunger	C13-125	C13-150	C13-200	C13-250
C14	Cage, Closed Barrel	C14-20-125	C14-20	C14-25	C14-30
G11	Guide, Valve Rod	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P12	Plug, Seat	P12-125	P12-150	P12-200	P12-250
P21	Plunger, One Piece	P21-125-†	P21-150-†	P21-200-†	P21-250-†
R11	Rod, Valve	R11-20-†	R11-20-†	R11-25-†	R11-30-†
S11	Seating Mandrel, Cup (Type HR)	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Seating Cup (Type HR)	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Seating Cup Ring (Type HR)	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Seating Cup Nut (Type HR)	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S15	Seating Cup Bushing	S15-20-125	S15-20	S15-25	S15-30
V11	Valve, Ball & Seat Traveling Standing	V11-125 V11-175	V11-150 V11-175	V11-200 V11-225	V11-250 V11-250

*Specify barrel length in feet (metres). Standard lengths are: 7, 8, 10, 12, 16, 20 and 24 ft. (2.134, 2.438, 3.048, 3.658, 4.877, 6.096 and 7.315 m).

†Specify nominal plunger length in feet (metres), and clearance (fit) in thousandths of an inch (hundredths of a millimetre).

‡See part number R11 for valve rod length.

Spec 11AX: Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings



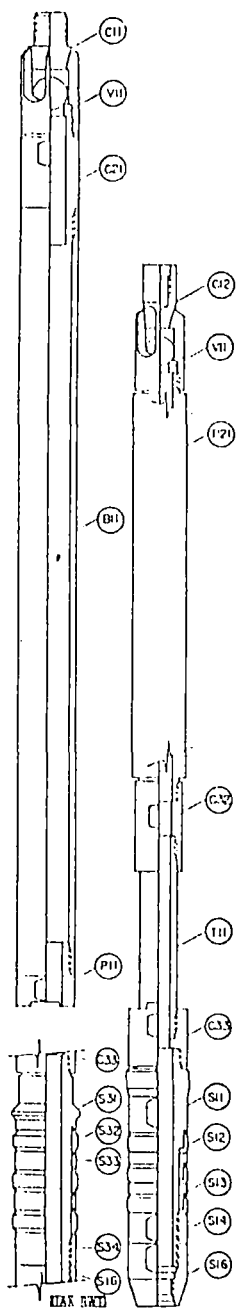
RWB
ROD, STATIONARY THIN WALL BARREL, BOTTOM ANCHOR PUMP

	1	2	3	4	5	6	7
Standard Pump Size.....	$\left\{ \begin{array}{l} 1.900 \times 1\frac{1}{4} \text{ in.} \\ (48.3 \times 31.8 \text{ mm}) \end{array} \right.$ $\left\{ \begin{array}{l} 2\frac{3}{8} \times 1\frac{1}{4} \text{ in.} \\ (60.3 \times 31.8 \text{ mm}) \end{array} \right.$ $\left\{ \begin{array}{l} 2\frac{3}{8} \times 1\frac{1}{2} \text{ in.} \\ (60.3 \times 38.1 \text{ mm}) \end{array} \right.$ $\left\{ \begin{array}{l} 2\frac{7}{8} \times 2 \text{ in.} \\ (73.0 \times 50.8 \text{ mm}) \end{array} \right.$ $\left\{ \begin{array}{l} 3\frac{1}{2} \times 2\frac{1}{2} \text{ in.} \\ (88.9 \times 63.5 \text{ mm}) \end{array} \right.$						
Complete Pump Designation.....	16-125 RWBC-°-‡ 20-125 RWBC-°-‡ 20-150 RWBC-°-‡ 25-200 RWBC-°-‡ 80-250 RWBC-°-‡						

Symbol	Description	Part Number				
B11	Barrel, Thin Wall	B11-125-°	B11-125-°	B11-150-°	B11-200-°	B11-250-°
B21	Bushing, Valve Rod	B21-15	B21-20	B21-20	B21-25	B21-30
C12	Cage, Top Plunger	C12-125	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C13	Cage, Closed Plunger	C13-125	C13-125	C13-150	C13-200	C13-250
C14	Cage, Closed Barrel	C14-15	C14-20-125	C14-20	C14-25	C14-30
C21	Connector, Upper Barrel	C21-15	C21-20-125	C21-20	C21-25	C21-30
G11	Guide, Valve Rod	G11-15	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P12	Plug, Seat	P12-125	P12-125	P12-150	P12-200	P12-250
P21	Plunger, One Piece	P21-125-‡	P21-125-‡	P21-150-‡	P21-200-‡	P21-250-‡
R11	Rod, Valve	R11-20-†	R11-20-†	R11-20-†	R11-25-†	R11-30-†
S11	Seating Mandrel, Cup (Type HR)	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Seating Cup (Type HR)	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Seating Cup Ring (Type HR)	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Seating Cup Nut (Type HR)	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Seating Cup Coupling	S16-15	S16-20	S16-20	S16-25	S16-30
S31	Seating Mandrel, Cup (Type O)	S31-15
S32	Seating Cup (Type O)	S32-15
S33	Seating Cup Ring (Type O)	S33-15
S34	Seating Cup Nut (Type O)	S34-15
V11	Valve, Ball & Seat Traveling Standing	V11-125 V11-150	V11-125 V11-175	V11-150 V11-175	V11-200 V11-225	V11-250 V11-250

*Specify barrel length in feet (*metres*). Standard lengths are: 7, 8, 10, 12, 16, 20 and 24 ft. (2.134, 2.433, 3.048, 3.658, 4.877, 6.096 and 7.315 m).
†Specify nominal plunger length in feet (*metres*), and clearance (fit) in thousandths of an inch (*hundredths of a millimetre*).
‡See part number R11 for valve rod length.

American Petroleum Institute



RWT
ROD, TRAVELING THIN WALL BARREL, BOTTOM ANCHOR PUMP

	1	2	3	4	5	6	7
Standard Pump Size.....	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> { 1.900 x 1 1/4 in. (48.3 x 31.8 mm) 2 3/8 x 1 1/4 in. (60.3 x 31.8 mm) 2 3/8 x 1 1/2 in. (60.3 x 38.1 mm) 2 7/8 x 2 in. (73.0 x 50.8 mm) 3 1/2 x 2 1/2 in. (88.9 x 63.5 mm) </div>						
Complete Pump Designation.....	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> 15-125 RWTC-*† 20-125 RWTC-*† 20-150 RWTC-*† 25-200 RWTC-*† 30-250 RWTC-*† </div>						
Symbol	Description		Part Number				
B11	Barrel, Thin Wall		B11-125-°	B11-125-°	B11-150-°	B11-200-°	B11-250-°
C11	Cage, Top Open		C11-15	C11-20	C11-20	C11-25	C11-30
C12	Cage, Top Plunger		C12-125	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C21	Connector, Upper Barrel		C21-15	C21-20-125	C21-20	C21-25	C21-30
C32	Coupling, Pull Tube, Upper		C32-125	C32-125	C32-150	C32-200	C32-250
C33	Coupling, Pull Tube, Lower		C33-125-15	C33-125	C33-150-20	C33-200	C33-225
P11	Plug, Pull		P11-125-15	P11-125-15	P11-150-20	P11-200	P11-225
P21	Plunger, One Piece		P21-125-†	P21-125-†	P21-150-†	P21-200-†	P21-250-†
S11	Seating Mandrel, Cup (Type HR)		S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Seating Cup (Type HR)		S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Seating Cup Ring (Type HR)		S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Seating Cup Nut (Type HR)		S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Seating Cup Coupling		S16-15	S16-20	S16-20	S16-25	S16-30
S31	Seating Mandrel, Cup (Type O)		S31-15
S32	Seating Cup (Type O)		S32-15
S33	Seating Cup Ring (Type O)		S33-15
S34	Seating Cup Nut (Type O)		S34-15
T11	Tube, Pull		T11-125-†	T11-125-†	T11-150-†	T11-200-†	T11-225-†
V11	Valve, Ball & Seat Traveling Standing		V11-150 V11-125	V11-175 V11-125	V11-175 V11-150	V11-225 V11-200	V11-250 V11-250

*Specify barrel length in feet (metres). Standard lengths are: 7, 8, 10, 12, 16, 20 and 24 ft. (2.134, 2.438, 3.048, 3.658, 4.877, 6.096 and 7.315 m).

†Specify nominal plunger length in feet (metres), and clearance (fit) in thousandths of an inch (hundredths of a millimetre).

†See part number T11 for valve rod length.

Spec 11AX: Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings

TRABAJOS DE PULLING - DEL 01-01-2000 AL 30-09-2001

ITEM	POZO	EQUIPO	FECHA DE INICIO	***** TIPO DE SERVICIO ***** CODIGO DESCRIPCION	***** DESCRIPCION DEL SERVICIO ***** CODIGO DESCRIPCION	HORAS DE SERVICIO	COSTO DEL SERVICIO \$	COSTO DEL ACIDO \$
1	5523	PMWOR	01-01-2000	1400 Pesca de varillas	1430 Rotura en cuerpo de varilla	13.00	780.00	0.00
2	5522	PMWOR	02-01-2000	1100 Bomba deficiente	1120 Demasiada luz entre barril y piston	29.25	1,755.00	0.00
3	5897	PMWOR	04-01-2000	3300 Pesca de pescados e inst. de sist. prod.		47.00	3,952.50	0.00
4	6048	PMWOR	06-01-2000	1700 Cambio de varillon	1720 Por torcinamiento	6.00	0.00	0.00
5	12002	PMWOR	07-01-2000	1800 Cambio de diseño		16.25	975.00	0.00
6	5523	PMWOR	07-01-2000	1300 Falla de bomba	1310 Pin de vástago roto	20.25	1,215.00	0.00
7	P-83	PMWOR	10-01-2000	1400 Pesca de varillas	1430 Rotura en cuerpo de varilla	6.00	360.00	0.00
8	P-5	PMWOR	11-01-2000	1100 Bomba deficiente	1110 Desgaste de valvulas	15.75	945.00	0.00
9	P-24	PMWOR	11-01-2000	1800 Cambio de diseño	1810 Por gas lock	11.25	675.00	0.00
10	6048	PMWOR	12-01-2000	1100 Bomba deficiente	1120 Demasiada luz entre barril y piston	24.00	1,440.00	0.00
11	6429	PMWOR	14-01-2000	1200 Bomba con carrera pegada	1240 Por lodo de perforacion	14.75	885.00	0.00
12	P-13	PMWOR	14-01-2000	2600 Pesca de pescados (problemas heredados)		18.00	1,080.00	0.00
13	P-44	PMWOR	15-01-2000	3100 Bajar tubos para evaluar por suab		20.00	1,200.00	0.00
14	P-83	PMWOR	19-01-2000	1300 Falla de bomba	1310 Pin de vástago roto	19.25	1,155.00	0.00
15	P-91	PMWOR	21-01-2000	1200 Bomba con carrera pegada	1230 Por finos de formacion	11.00	660.00	0.00
16	P-13	PMWOR	22-01-2000	2400 Por reacondicionamiento		7.00	420.00	0.00
17	P-26	PMWOR	23-01-2000	2100 Evaluacion por suab		5.75	345.00	0.00
18	P-13	PMWOR	25-01-2000	2400 Por reacondicionamiento		24.25	1,751.25	0.00
19	6048	PMWOR	26-01-2000	1400 Pesca de varillas	1430 Rotura en cuerpo de varilla	14.00	840.00	0.00
20	6046	PMWOR	28-01-2000	2700 Limpieza de fondo por recirculacion		44.00	3,270.00	1,832.63
21	5536	PMWOR	01-02-2000	1400 Pesca de varillas	1420 Rotura transversal de cople	5.00	300.00	0.00
22	P-13	PMWOR	01-02-2000	3200 Instalacion de sist. de prod. artificial		10.25	615.00	0.00
23	5505	PMWOR	02-02-2000	4200 Extraccion de bomba y tubos para casing suab/ATA		11.50	690.00	0.00
24	H-95	PMWOR	03-02-2000	1400 Pesca de varillas	1430 Rotura en cuerpo de varilla	34.00	2,490.00	1,898.25
25	12004	PMWOR	04-02-2000	1400 Pesca de varillas	1440 Rotura en pin de varilla	16.50	990.00	0.00
26	5897	PMWOR	05-02-2000	3200 Instalacion de sist. de prod. artificial		36.75	2,205.00	1,940.00
27	6048	PMWOR	08-02-2000	1400 Pesca de varillas	1430 Rotura en cuerpo de varilla	36.75	2,663.75	1,497.60
28	12004	PMWOR	10-02-2000	1500 Falta de hermeticidad	1520 Desgaste en el niple de asiento	19.75	1,185.00	0.00
29	H-102	PMWOR	11-02-2000	1500 Falta de hermeticidad	1511 Prob.tuberia : Hilos en pin de tubos	28.00	1,680.00	0.00
30	P-68	PMWOR	12-02-2000	1100 Bomba deficiente	1120 Demasiada luz entre barril y piston	12.50	750.00	0.00
31	P-117	PMWOR	13-02-2000	1300 Falla de bomba	1320 Barril reventado por presion diferencial	24.00	1,440.00	0.00
32	P-102	PMWOR	15-02-2000	1100 Bomba deficiente	1110 Desgaste de valvulas	50.00	3,650.00	1,718.86
33	H-116	PMWOR	18-02-2000	3200 Instalacion de sist. de prod. artificial		17.75	1,180.00	0.00
34	P-103	PMWOR	18-02-2000	1400 Pesca de varillas	1420 Rotura transversal de cople	6.25	375.00	0.00
35	P-27	PMWOR	19-02-2000	2100 Evaluacion por suab	1512 Prob.tuberia : Rotura en cuerpo de tubing p/rozam.	6.50	390.00	0.00
36	P-112	PMWOR	21-02-2000	1100 Bomba deficiente	1110 Desgaste de valvulas	12.00	720.00	0.00
37	6092	PMWOR	21-02-2000	2100 Evaluacion por suab		6.75	405.00	0.00
38	6161	PMWOR	25-02-2000	1200 Bomba con carrera pegada	1210 Por carbonato	7.75	465.00	0.00
39	H-93	PMWOR	25-02-2000	1100 Bomba deficiente	1120 Demasiada luz entre barril y piston	7.00	420.00	0.00
40	5449	PMWOR	27-02-2000	3100 Bajar tubos para evaluar por suab		10.00	600.00	0.00
41	5403	PMWOR	27-02-2000	1400 Pesca de varillas	1420 Rotura transversal de cople	6.75	405.00	0.00
42	H-72	PMWOR	28-02-2000	1100 Bomba deficiente	1120 Demasiada luz entre barril y piston	21.00	1,260.00	0.00
43	H-91	PMWOR	01-03-2000	1400 Pesca de varillas	1430 Rotura en cuerpo de varilla	11.50	690.00	0.00
44	5897	PMWOR	01-03-2000	2100 Evaluacion por suab		7.00	420.00	0.00
45	6501	PMWOR	02-03-2000	1100 Bomba deficiente	1120 Demasiada luz entre barril y piston	9.75	585.00	0.00
46	H-120	PMWOR	03-03-2000	3200 Instalacion de sist. de prod. artificial		13.00	780.00	0.00
47	6048	PMWOR	04-03-2000	1100 Bomba deficiente	1120 Demasiada luz entre barril y piston	17.00	1,020.00	0.00
48	H-117	PMWOR	06-03-2000	3200 Instalacion de sist. de prod. artificial		12.75	765.00	0.00

TRABAJOS DE PULLING - DEL 01-01-2000 AL 30-09-2001

ITEM	POZO	EQUIPO	FECHA DE INICIO	***** CODIGO	TIPO DE SERVICIO DESCRIPCION	***** CODIGO	DESCRIPCION DEL SERVICIO DESCRIPCION	HORAS DE SERVICIO	COSTO DEL SERVICIO \$	COSTO DEL ACIDO \$
49	P-109	PMWOR	07-03-2000	1500	Falta de hermeticidad	1511	Prob.tuberia : Hilos en pin de tubos	39.50	2,370.00	0.00
50	6048	PMWOR	07-03-2000	1700	Cambio de varillon	1700	* CAMBIO DE VARILLON	3.75	225.00	0.00
51	5403	PMWOR	07-03-2000	1700	Cambio de varillon	1710	Por picaduras de corrosion	4.25	265.00	0.00
52	12004	PMWOR	10-03-2000	1100	Bomba deficiente	1130	Asientos sopladados	16.25	975.00	0.00
53	5438	PMWOR	10-03-2000	1400	Pesca de varillas	1440	Rotura en pin de varilla	36.75	2,633.75	0.00
54	H-79	PMWOR	14-03-2000	1300	Falla de bomba	1370	Fuga por unión Barril-Jaula de pie	7.25	435.00	0.00
55	P-117	PMWOR	21-03-2000	1300	Falla de bomba	1350	Roscas de conectores picados por corrosion	13.25	795.00	0.00
56	P-93	PMWOR	22-03-2000	1400	Pesca de varillas	1440	Rotura en pin de varilla	8.25	495.00	0.00
57	5858	PMWOR	23-03-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1210	Por carbonato	16.50	990.00	0.00
58	P-22	PMWOR	23-03-2000	4400	Extracción de tubos.			7.75	465.00	0.00
59	P-103	PMWOR	24-03-2000	1400	Pesca de varillas	1440	Rotura en pin de varilla	6.75	405.00	0.00
60	P-13	PMWOR	26-03-2000	2100	Evaluacion por suab			4.75	285.00	0.00
61	6137	PMWOR	26-03-2000	2100	Evaluacion por suab			9.50	570.00	0.00
62	12007	PMWOR	27-03-2000	3800	Apertura de nuevas arenas			38.75	2,941.25	0.00
63	6429	PMWOR	27-03-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	8.25	495.00	0.00
64	P-75	PMWOR	31-03-2000	1800	Cambio de diseño	1840	Por subextraccion de fluidos	25.25	1,515.00	0.00
65	P-103	PMWOR	01-04-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	8.00	480.00	0.00
66	P-106	CAVEL	06-04-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1210	Por carbonato	10.75	1,156.50	0.00
67	12007	CAVEL	07-04-2000	2200	Evaluacion de arenas			15.75	1,746.50	0.00
68	6239	CAVEL	08-04-2000	1300	Falla de bomba	1310	Pin de vástago roto	12.25	1,309.50	0.00
69	6239	PMWOR	15-04-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1210	Por carbonato	14.50	870.00	0.00
70	P-118	PMWOR	16-04-2000	1300	Falla de bomba	1320	Barril reventado por presion diferencial	19.00	1,140.00	0.00
71	P-117	PMWOR	16-04-2000	1300	Falla de bomba	1350	Roscas de conectores picados por corrosion	12.50	750.00	0.00
72	H-87	PMWOR	17-04-2000	3200	Instalacion de sist. de prod. artificial			10.00	600.00	0.00
73	P-109	PMWOR	18-04-2000	1400	Pesca de varillas	1420	Rotura transversal de cople	47.50	2,850.00	0.00
74	12007	PMWOR	20-04-2000	2100	Evaluacion por suab			6.75	0.00	0.00
75	5227	PMWOR	21-04-2000	3300	Pesca de pescados e inst. de sist. prod.			87.34	9,141.00	0.00
76	H-113	PMWOR	21-04-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	8.50	510.00	0.00
77	12008	PMWOR	25-04-2000	1400	Pesca de varillas	1410	Por rozamiento de cople	30.25	1,815.00	0.00
78	P-83	PMWOR	27-04-2000	1400	Pesca de varillas	1420	Rotura transversal de cople	12.25	735.00	0.00
79	6048	PMWOR	28-04-2000	1100	Bomba deficiente	1110	Desgaste de valvulas	19.25	1,155.00	0.00
80	P-102	PMWOR	28-04-2000	1300	Falla de bomba	1370	Fuga por unión Barril-Jaula de pie	8.50	510.00	0.00
81	P-113	PMWOR	02-05-2000	1300	Falla de bomba	1360	Reventación de jaula de válvula móvil	10.25	615.00	0.00
82	12004	PMWOR	03-05-2000	1400	Pesca de varillas	1420	Rotura transversal de cople	20.50	1,230.00	0.00
83	P-98	PMWOR	03-05-2000	1400	Pesca de varillas	1430	Rotura en cuerpo de varilla	29.25	1,755.00	0.00
84	P-75	PMWOR	05-05-2000	1300	Falla de bomba	1310	Pin de vástago roto	22.75	1,365.00	0.00
85	5227	PMWOR	07-05-2000	3300	Pesca de pescados e inst. de sist. prod.			82.75	7,261.20	1,670.00
86	P-118	PMWOR	11-05-2000	1400	Pesca de varillas	1440	Rotura en pin de varilla	6.50	390.00	0.00
87	5454	PMWOR	12-05-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1210	Por carbonato	15.25	915.00	0.00
88	H-46	PMWOR	13-05-2000	1500	Falta de hermeticidad	1515	Copas de anclaje malas	10.25	615.00	0.00
89	5970	PMWOR	13-05-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	21.50	1,290.00	0.00
90	5227	PMWOR	15-05-2000	1800	Cambio de diseño	1810	Por gaslock	30.50	1,830.00	0.00
91	P-102	PMWOR	16-05-2000	1400	Pesca de varillas	1440	Rotura en pin de varilla	20.50	1,230.00	0.00
92	P-66	PMWOR	19-05-2000	3100	Bajar tubos para evaluar por suab			10.75	645.00	0.00
93	P-109	PMWOR	21-05-2000	1400	Pesca de varillas	1420	Rotura transversal de cople	23.50	1,410.00	0.00
94	5438	PMWOR	22-05-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1230	Por fins de formacion	11.25	675.00	0.00
95	4633	PMWOR	23-05-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1230	Por fins de formacion	10.75	645.00	0.00
96	H-122	PMWOR	24-05-2000	4400	Extracción de tubos.			7.25	435.00	0.00

TRABAJOS DE PULLING - DEL 01-01-2000 AL 30-09-2001

ITEM	POZO	EQUIPO	FECHA DE INICIO	***** CODIGO	TIPO DE DESCRIPCION	***** CODIGO	DESCRIPCION DEL SERVICIO	HORAS DE SERVICIO	COSTO DEL SERVICIO \$	COSTO DEL ACIDO \$
97	6137	PMWOR	24-05-2000	4400	Extracción de tubos.			8.25	495.00	0.00
98	H-83	PMWOR	25-05-2000	1100	Bomba deficiente	1110	Desgaste de valvulas	27.25	1,635.00	1,605.00
99	5227	PMWOR	25-05-2000	1500	Falta de hermeticidad	1511	Prob.tuberia : Hilos en pin de tubos	27.50	1,650.00	0.00
100	P-112	PMWOR	26-05-2000	1300	Falla de bomba	1360	Reventazón de jaula de válvula móvil	11.25	675.00	0.00
101	12004	PMWOR	27-05-2000	1400	Pesca de varillas	1440	Rotura en pin de varilla	13.25	795.00	0.00
102	5403	PMWOR	29-05-2000	1400	Pesca de varillas	1420	Rotura transversal de cople	11.50	690.00	0.00
103	H-93	PMWOR	02-06-2000	1500	Falta de hermeticidad	1515	Copas de anclaje malas	12.00	720.00	0.00
104	H-108	PMWOR	03-06-2000	1500	Falta de hermeticidad	1515	Copas de anclaje malas	4.75	285.00	0.00
105	5536	PMWOR	03-06-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	13.75	825.00	0.00
106	H-32	PMWOR	04-06-2000	4400	Extracción de tubos.	1600	* PESCA DE TUBOS	7.25	435.00	0.00
107	H-50	PMWOR	05-06-2000	4400	Extracción de tubos.			5.00	300.00	0.00
108	H-62	PMWOR	06-06-2000	4100	Extraccion de bomba para pozo suab	1300	* FALLAS DE BOMBA	4.50	270.00	0.00
109	5436	PMWOR	07-06-2000	3000	* REACTIVACION DE POZOS ABANDONADOR (ATA)			39.25	2,355.00	2,690.75
110	P-75	PMWOR	09-06-2000	1400	Pesca de varillas	1420	Rotura transversal de cople	14.50	870.00	0.00
111	12004	PMWOR	11-06-2000	2700	limpieza de fondo por recirculacion			97.25	6,806.25	1,466.69
112	H-72	PM365	13-06-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	9.50	570.00	0.00
113	4585	PM365	14-06-2000	3100	Bajar tubos para evaluar por suab			10.25	615.00	0.00
114	6048	PM365	15-06-2000	1400	Pesca de varillas	1440	Rotura en pin de varilla	6.25	375.00	0.00
115	P-102	PM365	15-06-2000	1100	Bomba deficiente	1110	Desgaste de valvulas	10.25	615.00	0.00
116	H-79	PM365	16-06-2000	4200	Extraccion de bomba y tubos para casing suab/ATA			9.00	540.00	0.00
117	P-102	PM365	19-06-2000	1300	Falla de bomba	1310	Pin de vastago roto	25.25	1,515.00	0.00
118	6048	PMWOR	21-06-2000	1800	Cambio de diseño	1830	Por ancla de tubos	38.25	2,295.00	0.00
119	H-81	PM365	22-06-2000	4200	Extraccion de bomba y tubos para casing suab/ATA			12.00	720.00	0.00
120	H-46	PM365	23-06-2000	1800	Cambio de diseño	1810	Por gas lock	17.25	1,035.00	0.00
121	H-8	PM365	24-06-2000	1300	Falla de bomba	1350	Roscas de conectores picados por corrosion	6.75	405.00	0.00
122	P-109	PM365	25-06-2000	1600	Pesca de tubos	1640	Error de operacion	24.00	1,440.00	0.00
123	5438	PMWOR	28-06-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1230	Por finos de formacion	15.25	915.00	0.00
124	5538	PMWOR	29-06-2000	3000	* REACTIVACION DE POZOS ABANDONADOR (ATA)			49.00	4,035.00	1,960.00
125	H-108	PM365	01-07-2000	4400	Extracción de tubos.			6.50	390.00	0.00
126	H-53	PM365	01-07-2000	3100	Bajar tubos para evaluar por suab			9.50	570.00	0.00
127	12004	PMWOR	02-07-2000	1300	Falla de bomba	1310	Pin de vastago roto	18.00	1,080.00	0.00
128	H-51	PM365	02-07-2000	3100	Bajar tubos para evaluar por suab			10.50	630.00	0.00
129	6161	PM365	04-07-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1210	Por carbonato	12.50	750.00	0.00
130	H-25	PM365	04-07-2000	1600	Pesca de tubos	1650	Pin malo	8.00	480.00	0.00
131	6542	PMWOR	04-07-2000	3100	Bajar tubos para evaluar por suab			7.75	465.00	0.00
132	H-91	PM365	05-07-2000	4400	Extracción de tubos.			6.50	390.00	0.00
133	H-68	PM365	05-07-2000	3100	Bajar tubos para evaluar por suab			7.00	420.00	0.00
134	5403	PMWOR	08-07-2000	1400	Pesca de varillas	1420	Rotura transversal de cople	7.50	450.00	0.00
135	6046	PMWOR	11-07-2000	1400	Pesca de varillas	1460	Varilla suelta	11.50	690.00	0.00
136	P-71	PM365	12-07-2000	1100	Bomba deficiente	1130	Asientos sopladors	22.25	1,335.00	0.00
137	P-98	PM365	14-07-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	19.00	1,140.00	0.00
138	H-95	PM365	14-07-2000	1300	Falla de bomba	1370	Fuga por unión Barril-Jaula de pie	13.75	825.00	0.00
139	P-109	PM365	15-07-2000	1400	Pesca de varillas	1420	Rotura transversal de cople	19.00	1,140.00	0.00
140	5534	PM165	26-07-2000	1400	Pesca de varillas	1410	Por rozamiento de cople	32.00	1,920.00	0.00
141	6501	PM365	28-07-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	10.25	615.00	0.00
142	P-93	PM365	29-07-2000	1100	Bomba deficiente	1110	Desgaste de valvulas	20.50	1,230.00	0.00
143	H-46	PM365	02-08-2000	1500	Falta de hermeticidad	1511	Prob.tuberia : Hilos en pin de tubos	21.50	1,290.00	0.00
144	P-119	PM365	03-08-2000	3500	Reperforacion y/o limp. de fondo por recirculacion			44.00	3,345.00	1,952.76

TRABAJOS DE PULLING - DEL 01-01-2000 AL 30-09-2001

ITEM	POZO	EQUIPO	FECHA DE INICIO	***** CODIGO	TIPO DE SERVICIO DESCRIPCION	***** CODIGO	DESCRIPCION DEL SERVICIO DESCRIPCION	HORAS DE SERVICIO	COSTO DEL SERVICIO \$	COSTO DEL ACIDO \$
145	P-118	PM365	06-08-2000	1700	Cambio de varillon	1720	For torcimiento	4.75	285.00	0.00
146	H-39	PM365	06-08-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	9.50	570.00	0.00
147	H-7	PM365	06-08-2000	1300	Falla de bomba	1350	Barril picado por corrosión	8.25	495.00	0.00
148	5858	PM365	08-08-2000	1300	Falla de bomba	1350	Roscas de conectores picados por corrosion	14.25	855.00	0.00
149	P-83	PM365	14-08-2000	1400	Pesca de varillas	1460	Varilla suelta	12.25	735.00	0.00
150	5454	PM365	15-08-2000	1300	Falla de bomba	1350	Roscas de conectores picados por corrosion	11.50	690.00	0.00
151	12004	PMWOR	26-08-2000	1300	Falla de bomba	1310	Pin de vastago roto	29.75	1,785.00	0.00
152	P-91	PMWOR	28-08-2000	1300	Falla de bomba	1350	Roscas de conectores picados por corrosion	15.75	945.00	0.00
153	6429	PMWOR	29-08-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1220	Por parafina	11.00	660.00	0.00
154	H-102	PMWOR	29-08-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	11.75	705.00	0.00
155	H-81	PMWOR	29-08-2000	3200	Instalacion de sist. de prod. artificial			11.75	705.00	0.00
156	12007	PMWOR	30-08-2000	2400	Por reacondicionamiento			41.50	0.00	0.00
157	H-87	PMWOR	01-09-2000	4200	Extraccion de bomba y tubos para casing suab/ATA			11.00	660.00	0.00
158	H-75	PMWOR	02-09-2000	3700	Reparacion del pozo			7.25	435.00	0.00
159	6048	PMWOR	04-09-2000	1400	Pesca de varillas	1440	Rotura en pin de varilla	23.00	1,380.00	0.00
160	P-102	PMWOR	07-09-2000	1400	Pesca de varillas	1410	Por rozamiento de cople	5.25	315.00	0.00
161	P-71	PMWOR	07-09-2000	1400	Pesca de varillas	1410	Por rozamiento de cople	8.00	480.00	0.00
162	5436	PMWOR	09-09-2000	1400	Pesca de varillas	1430	Rotura en cuerpo de varilla	6.00	360.00	0.00
163	P-102	PMWOR	11-09-2000	1300	Falla de bomba	1320	Barril reventado por presion diferencial	20.00	1,200.00	0.00
164	12007	PMWOR	13-09-2000	2200	Evaluacion de arenas			31.00	2,635.00	0.00
165	6501	PMWOR	18-09-2000	1400	Pesca de varillas	1430	Rotura en cuerpo de varilla	10.50	630.00	0.00
166	5403	PMWOR	19-09-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1210	Por carbonato	13.75	825.00	0.00
167	5523	PMWOR	20-09-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	23.25	1,395.00	0.00
168	H-72	PMWOR	21-09-2000	1800	Cambio de diseño	1840	Por subextraccion de fluidos	12.25	735.00	0.00
169	P-83	PMWOR	23-09-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	12.00	720.00	0.00
170	P-10	PMWOR	24-09-2000	3100	Bajar tubos para evaluar por suab			8.75	525.00	0.00
171	6092	PMWOR	24-09-2000	4500	Problemas de colapso de tubing			6.75	0.00	0.00
172	P-79	PMWOR	26-09-2000	2100	Evaluacion por suab			13.75	577.50	0.00
173	P-26	PMWOR	29-09-2000	4500	Problemas de colapso de tubing			7.00	0.00	0.00
174	12003	PMWOR	29-09-2000	1700	Cambio de varillon	1730	Rotura en cuerpo	8.25	495.00	0.00
175	12008	PMWOR	02-10-2000	1400	Pesca de varillas	1410	Por rozamiento de cople	18.25	1,095.00	0.00
176	H-12	PMWOR	05-10-2000	1400	Pesca de varillas	1430	Rotura en cuerpo de varilla	10.75	645.00	0.00
177	H-43	PMWOR	05-10-2000	1300	Falla de bomba	1350	Roscas de conectores picados por corrosion	6.50	390.00	0.00
178	P-113	PMWOR	06-10-2000	1400	Pesca de varillas	1440	Rotura en pin de varilla	11.00	660.00	0.00
179	5522	PMWOR	07-10-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	16.50	990.00	0.00
180	H-72	PMWOR	09-10-2000	1800	Cambio de diseño	1810	Por gas lock	12.75	765.00	0.00
181	H-102	PMWOR	10-10-2000	1200	Bomba con carrera pegada	1240	Por lodo de perforacion	11.75	705.00	0.00
182	5403	PMWOR	11-10-2000	1900	Problema de pozo			14.00	840.00	0.00
183	P-103	PMWOR	11-10-2000	1300	Falla de bomba	1310	Pin de vastago roto	25.00	1,500.00	0.00
184	P-117	PMWOR	13-10-2000	1100	Bomba deficiente	1130	Asientes sopladados	24.00	1,440.00	0.00
185	H-4	PMWOR	14-10-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	7.75	465.00	0.00
186	5403	PMWOR	17-10-2000	1900	Problema de pozo			47.00	2,820.00	1,543.00
187	5436	PMWOR	17-10-2000	1400	Pesca de varillas	1420	Rotura transversal de cople	14.00	840.00	0.00
188	H-102	PMWOR	20-10-2000	1900	Problema de pozo			17.75	1,065.00	0.00
189	H-95	PMWOR	21-10-2000	1900	Problema de pozo			9.00	540.00	0.00
190	5438	PMWOR	25-10-2000	1400	Pesca de varillas	1420	Rotura transversal de cople	14.25	855.00	0.00
191	P-70	PMWOR	25-10-2000	1500	Falta de hermeticidad	1512	Prob.uberria : Rotura en cuerpo de tubing p/rozam.	40.75	2,445.00	0.00
192	P-68	PMWOR	27-10-2000	1100	Bomba deficiente	1120	Demasiada luz entre barril y piston	11.00	660.00	0.00

TRABAJOS DE PULLING - DEL 01-01-2000 AL 30-09-2001

ITEM	POZO	EQUIPO	FECHA DE INICIO	***** TIPO DE SERVICIO ***** CODIGO DESCRIPCION	***** DESCRIPCION DEL SERVICIO ***** CODIGO DESCRIPCION	HORAS DE SERVICIO	COSTO DEL SERVICIO \$	COSTO DEL ACIDO \$
193	H-97	PMWOR	30-10-2000	1400 Pesca de varillas	1460 Varilla suelta	8.00	480.00	0.00
194	H-46	PMWOR	31-10-2000	1500 Falta de hermeticidad	1520 Desgaste en el niple de asiento	15.25	915.00	0.00
195	H-96	PMWOR	01-11-2000	1300 Falta de bomba	1350 Roscas de conectores picados por corrosion	7.00	420.00	0.00
196	6046	PMWOR	03-11-2000	1800 Cambio de diseño	1810 Por gas lock	20.25	1,215.00	0.00
197	H-1	PMWOR	04-11-2000	4500 Problemas de colapso de tubing		6.75	0.00	0.00
198	5536	COSMO	12-11-2000	1400 Pesca de varillas ✓	1410 Por rozamiento de cople	35.25	13,701.25	0.00
199	5436	COSMO	13-11-2000	1400 Pesca de varillas ✓	1430 Rotura en cuerpo de varilla	27.75	2,913.75	0.00
200	P-118	COSMO	15-11-2000	1700 Cambio de varillon	1730 Rotura en cuerpo	19.25	1,045.50	0.00
201	P-102	PM365	20-11-2000	1400 Pesca de varillas	1440 Rotura en pin de varilla	6.75	405.00	0.00
202	6048	PM365	21-11-2000	1400 Pesca de varillas	1420 Rotura transversal de cople	32.75	1,965.00	0.00
203	5595	PM365	23-11-2000	1400 Pesca de varillas	1440 Rotura en pin de varilla	172.50	1,725.00	0.00
204	5227	PM365	27-11-2000	1400 Pesca de varillas	1420 Rotura transversal de cople	28.00	1,680.00	0.00
205	H-94	PM365	29-11-2000	4200 Extraccion de bomba y tubos para casing suab/ATA		10.25	615.00	0.00
206	P-112	PM365	30-11-2000	1100 Bomba deficiente	1120 Demasiada luz entre barril y piston	27.00	1,620.00	0.00
207	H-24	PM365	09-12-2000	3300 Pesca de pescados e inst. de sist. prod.		17.00	0.00	0.00
208	P-24	PM365	13-12-2000	4100 Extraccion de bomba para pozo suab		11.00	660.00	0.00
209	6613	PM365	19-12-2000	3200 Instalacion de sist. de prod. artificial		25.25	1,515.00	0.00
210	P-75	PM365	22-12-2000	1300 Falta de bomba	1310 Pin de vstago roto	20.00	1,200.00	0.00
211	H-113	PM365	23-12-2000	1300 Falta de bomba	1350 Roscas de conectores picados por corrosion	14.75	885.00	0.00
212	P-91	PM365	28-12-2000	1100 Bomba deficiente	1110 Desgaste de valvulas	27.50	1,650.00	0.00
213	H-71	PM365	30-12-2000	1300 Falta de bomba,	1370 Fuga por unión Barril-Jaula de pie	9.00	540.00	0.00
214	P-103	PM365	04-01-2001	1100 Bomba deficiente	1110 Desgaste de valvulas	23.50	1,410.00	0.00
215	H-126	PM365	11-01-2001	3200 Instalacion de sist. de prod. artificial		17.50	1,050.00	0.00
216	6239	PM365	13-01-2001	1300 Falta de bomba	1310 Pin de vastago roto	21.50	1,290.00	0.00
217	5538	PM365	14-01-2001	1400 Pesca de varillas	1430 Rotura en cuerpo de varilla	24.00	1,440.00	0.00
218	P-91	PM365	15-01-2001	1100 Bomba deficiente	1100 * BOMBA DEFICIENTE	21.00	1,260.00	0.00
219	H-83	PM365	16-01-2001	1100 Bomba deficiente	1120 Demasiada luz entre barril y piston	10.00	600.00	0.00
220	P-98	PM365	22-01-2001	1400 Pesca de varillas	1410 Por rozamiento de cople	23.75	1,425.00	0.00
221	5539	PM365	23-01-2001	1500 Falta de hermeticidad	1511 Prob.tuberia : Hilos en pin de tubos	21.50	0.00	0.00
222	5436	PM365	29-01-2001	1400 Pesca de varillas	1450 Rotura en recalque de varilla	7.75	465.00	0.00
223	H-120	PM365	01-02-2001	4200 Extraccion de bomba y tubos para casing suab/ATA		7.75	465.00	0.00
224	H-118	PM365	04-02-2001	3100 Bajar tubos para evaluar por suab		6.00	360.00	0.00
225	12004	PM365	05-02-2001	1400 Pesca de varillas	1440 Rotura en pin de varilla	20.75	1,245.00	0.00
226	6541	PM365	12-02-2001	1200 Bomba con carrera pegada	1210 Por carbonato	14.25	855.00	0.00
227	6048	PM365	13-02-2001	1400 Pesca de varillas	1420 Rotura transversal de cople	4.75	285.00	0.00
228	6879	PM365	15-02-2001	1200 Bomba con carrera pegada	1210 Por carbonato	9.50	570.00	0.00
229	5970	PM365	16-02-2001	1200 Bomba con carrera pegada	1210 Por carbonato	18.75	1,125.00	0.00
230	5438	PM365	19-02-2001	1500 Falta de hermeticidad	1512 Prob.tuberia : Rotura en cuerpo de tubing p/rozam.	30.50	1,830.00	0.00
231	5436	PM365	24-02-2001	1400 Pesca de varillas	1450 Rotura en recalque de varilla	6.50	390.00	0.00
232	P-112	PM365	27-02-2001	1300 Falta de bomba	1310 Pin de vastago roto	16.00	960.00	0.00
233	6048	PM365	01-03-2001	1700 Cambio de varillon	1730 Rotura en cuerpo	20.50	1,230.00	0.00
234	P-71	PM365	02-03-2001	1400 Pesca de varillas	1420 Rotura transversal de cople	18.50	1,110.00	0.00
235	P-9	PM365	04-03-2001	1500 Falta de hermeticidad	1500 * FALTA DE HERMETICIDAD	6.25	375.00	0.00
236	H-81	PM365	06-03-2001	1800 Cambio de diseño	1800 * CAMBIO DE DISEÑO	21.00	2,460.00	0.00
237	5436	PM365	11-03-2001	1400 Pesca de varillas	1450 Rotura en recalque de varilla	6.50	390.00	0.00
238	5438	PM365	13-03-2001	2100 Evaluacion por suab		4.75	285.00	0.00
239	12007	PM365	13-03-2001	2200 Evaluacion de arenas		29.75	1,990.00	0.00
240	P-106	PM365	15-03-2001	1200 Bomba con carrera pegada	1210 Por carbonato	32.50	1,950.00	0.00

* 100/ht. X

PRODUCCION FISCALIZADA OCTUBRE 2001

PETROLERA MONTERRICO S.A.

06-11-2001

NRO	FECHA	TICKET	METER	FACTOR	VOLUMEN TRANSF.	*API	*F	BSW	SAL	FACTOR COMBINADO	VOLUMEN NETO	ACUMULADO	PROMEDIO DIARIO
1	3	12	0	0.0000	0.0	29.4	91	0.05	3.28	0.0000	214	214	71
2	4	13	0	0.0000	0.0	27.8	70	0.05	2.23	0.0000	1,762	1,976	494
3	5	14	1	0.0000	0.0	28.4	79	0.05	2.70	0.0000	934	2,910	582
4	6	15	1	0.0000	0.0	28.3	80	0.05	2.64	0.0000	736	3,646	608
5	9	16	1	0.0000	0.0	27.6	68	0.05	2.88	0.0000	1,822	5,468	608
6	10	17	1	0.0000	0.0	29.0	81	0.05	4.88	0.0000	319	5,787	579
7	12	18	1	0.0000	0.0	27.5	68	0.05	2.82	0.0000	1,939	7,726	644
8	13	19	0	0.0000	0.0	28.3	80	0.05	3.26	0.0000	798	8,524	656
9	14	20	1	0.0000	0.0	28.3	82	0.02	3.12	0.0000	621	9,145	653
10	15	21	1	0.0000	0.0	28.2	80	0.05	3.51	0.0000	845	9,990	666
11	17	22	1	0.0000	0.0	28.2	78	0.05	0.99	0.0000	1,072	11,062	651
12	18	23	1	0.0000	0.0	28.3	77	0.05	3.86	0.0000	890	11,952	664
13	19	24	1	0.0000	0.0	28.3	78	0.02	3.22	0.0000	789	12,741	671
14	20	25	1	0.0000	0.0	28.7	82	0.05	3.13	0.0000	800	13,541	677
15	22	26	1	0.0000	0.0	28.4	80	0.05	3.29	0.0000	910	14,451	657
16	23	27	1	0.0000	0.0	29.4	72	0.05	4.01	0.0000	914	15,365	668
17	25	28	1	0.0000	0.0	28.5	68	0.05	3.04	0.0000	1,754	17,119	685
18	26	29	1	0.0000	0.0	30.0	78	0.05	3.10	0.0000	569	17,688	680
19	27	30	1	0.0000	0.0	29.3	82	0.05	3.82	0.0000	577	18,265	676
20	29	31	1	0.0000	0.0	28.7	80	0.05	3.50	0.0000	953	19,218	663
21	30	32	1	0.0000	0.0	28.7	78	0.05	3.02	0.0000	1,016	20,234	674
22	31	33	1	0.0000	0.0	28.7	77	0.05	6.00	0.0000	1,023	21,257	674

686 Very good.

PRODUCCION FISCALIZADA (Bbls) = 21,257

PROM DIARIO = 686 Bbls PROM API = 28.4

PROM TEMP °F = 78

= 3.29

PRODUCCION DE CAMPO POR BATERIAS - OCTUBRE 2001

DIA	BAT 321		BAT 323		BAT 325		BAT 341		BAT 342		BAT 347		BAT 402		BAT 403		TOTAL	
	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA
1	37	1	141	481	53	206	82	412	85	843	27	65	275	889	95	82	795	2979
2	46	1	137	478	51	218	97	439	85	830	15	26	252	912	79	90	762	2994
3	32	1	147	452	52	204	85	408	107	849	16	21	253	838	92	99	784	2872
4	49	2	125	473	57	201	99	426	93	851	16	21	259	862	79	90	777	2926
5	27	1	128	513	59	202	95	234	83	840	10	20	240	880	88	87	730	2777
6	39	3	120	573	59	191	69	270	84	845	10	20	268	881	90	89	739	2872
7	31	1	140	542	61	198	96	410	84	846	10	21	256	878	70	81	748	2977
8	55	4	118	411	60	198	153	439	93	854	21	23	253	872	63	64	816	2885
9	41	2	131	578	60	205	127	420	124	856	33	25	250	871	76	80	842	3037
10	56	2	124	619	61	191	132	432	82	825	46	43	249	831	80	86	830	3029
11	36	2	152	580	61	188	114	420	91	839	7	15	263	848	91	87	815	2979
12	38	2	167	523	73	190	93	417	100	838	10	20	257	869	79	77	817	2936
13	48	3	136	561	62	182	132	439	88	833	18	23	246	860	83	90	813	2991
14	34	1	138	430	62	181	98	429	97	850	32	27	264	851	87	85	812	2854
15	40	1	156	588	62	192	123	335	99	850	27	33	257	855	72	81	836	2935
16	56	3	145	529	60	180	98	422	95	845	28	32	267	845	86	88	835	2944
17	52	1	151	533	61	189	110	427	86	847	16	24	234	683	74	87	784	2791
18	53	3	158	514	71	192	95	420	109	856	10	20	267	861	85	92	848	2958
19	46	3	137	504	54	164	123	427	83	845	35	72	271	872	72	54	821	2941
20	58	1	159	553	60	194	104	418	83	840	64	60	256	885	72	53	856	3004
21	55	5	142	550	61	183	101	425	105	838	15	24	267	875	87	93	833	2993
22	37	3	160	517	68	187	130	437	82	840	15	24	271	873	85	93	828	2974
23	48	2	154	517	61	183	129	350	85	833	23	26	251	890	79	87	830	2888
24	47	1	131	481	61	169	109	422	106	851	27	60	272	865	78	85	831	2934
25	51	3	140	496	55	113	129	443	88	823	23	29	265	875	84	87	835	2889
26	32	3	155	454	60	195	101	426	93	850	21	28	270	889	80	90	812	2935
27	56	3	140	479	56	200	125	434	98	854	25	33	246	880	88	86	832	2969
28	37	2	140	493	58	160	115	259	93	852	22	27	268	884	83	84	816	2781
29	33	1	138	485	61	199	104	329	95	852	24	21	276	883	88	80	817	2850
30	51	4	149	571	66	181	89	417	89	849	8	16	278	897	75	81	805	3018
31	45	1	139	522	60	179	141	440	99	851	19	24	267	880	85	93	855	2990
TOTAL BBLS	1368	66	4398	16000	1866	5815	3398	12426	2884	26175	673	923	8068	26834	2501	2601	25154	90840
PROMEDIO	44	2	142	516	60	188	110	401	93	844	22	30	260	866	81	84	811	2930

C A U S A	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
1 * PRODUCCION													
11 - Instalacion de Superficie	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
12 - Lineas de Flujo	0	0	0	0	0	2	3	0	0	0	0	0	5
13 - Sistemas de Gas Combustible	0	2	0	0	8	2	0	3	0	1	0	0	16
14 - Material de Produccion	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 - Prueba de Pozos	258	273	223	356	265	163	203	154	96	173	0	0	2184
19 - Varios Produccion	235	200	362	363	711	322	431	295	172	244	0	0	3335
Sub Total	493	475	585	719	984	489	638	452	268	418	0	0	5521
2 * SERVICIOS RUTINARIOS Y/O ESPECIALES													
21 - Equipo de Pulling	207	336	725	640	333	408	243	598	270	205	0	0	3965
22 - Equipo de Workover	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 - Equipo de Swab	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 - Equipo de Estimulacion	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25 - B.H.P.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26 - Devoluciones por Consumos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27 - Otros Serv. Rutinarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	207	336	725	640	333	408	243	598	270	205	0	0	3965
3 * EQUIPOS MAYORES													
31 - Generadores	36	17	16	26	25	6	26	0	14	7	0	0	173
32 - Compresores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	36	17	16	26	25	6	26	0	14	7	0	0	173
4 * UNIDAD DE BOMBEO													
41 - Sistema de Transmision	4	10	0	0	3	0	0	3	0	0	0	0	20
42 - Reductor	9	0	0	0	0	2	1	3	0	5	0	0	20
43 - Mantenimiento Preventivo	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
44 - Contrapesado-Alineado-Ajustes	0	1	0	9	2	7	9	6	3	15	0	0	52
45 - Sistema de Frenos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46 - Sistema de Lubricacion	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	2
47 - Estructura-Ubicacion	0	0	13	2	4	11	60	3	0	4	0	0	97
48 - Material de UB	0	0	2	6	16	0	3	0	0	0	0	0	27
49 - Varios Unidad de Bombeo	1	2	38	0	20	16	15	2	1	40	0	0	135
Sub Total	14	13	53	17	46	37	89	17	4	64	0	0	354
5 * MOTOR DE ACCIONAMIENTO													
51 - Sistema Encendido	35	10	45	13	19	17	14	65	70	42	0	0	330
52 - Sistema de Enfriamiento	15	14	0	8	42	16	24	18	8	6	0	0	151
53 - Sistema de Combustion	12	0	4	9	1	10	13	16	6	5	0	0	76
54 - Sistema de Lubricacion y/o Gas	4	0	6	0	1	0	0	0	0	2	0	0	13
55 - Sistema de Motor en SI	61	46	58	45	19	34	24	45	44	58	0	0	434
56 - Mantenimiento Preventivo	0	12	2	0	1	0	0	4	0	0	0	0	19
57 - Estructura Ubicacion	14	2	0	5	2	12	5	1	2	0	0	0	43
58 - Adicionales Motor Electrico	22	0	35	7	14	10	8	6	5	4	0	0	111
59 - Varios Motor Accionamiento	17	0	2	3	5	0	4	3	15	10	0	0	59
Sub Total	180	84	152	90	104	99	92	158	150	127	0	0	1236
6 * OTRAS CAUSAS													
61 - Normales	90	53	143	0	0	0	0	0	0	0	0	0	286
62 - Fenomenos Anormales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63 - Diferida por llluvias	0	0	0	62	0	0	0	0	0	0	0	0	62
Sub Total	90	53	143	62	0	0	0	0	0	0	0	0	348
TOTAL	1020	978	1674	1554	1492	1039	1088	1225	706	821	0	0	11597

PRODUCCION DIFERIDA - DETALLE 2001

C A U S A	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
11016 Puente de Produccion-Reparacion	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
12013 Linea de flujo rota	0	0	0	0	0	1	3	0	0	0	0	0	4
12018 Otros Linea de flujo	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
13019 Falta de Gas Combustible	0	2	0	0	0	2	0	0	0	1	0	0	5
13020 Baja presion de Gas	0	0	0	0	8	0	0	3	0	0	0	0	11
15038 Bomba deficiente	238	239	171	302	234	156	178	141	74	145	0	0	1878
15040 Recupera nivel de fluido	5	3	8	5	12	0	0	0	4	0	0	0	35
15041 NP-definido-No produce	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	6
15042 NP-definiendose	0	0	3	0	0	0	8	0	0	0	0	0	11
15043 Parado por ensayo de otro pozo	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
15044 NP	15	27	43	49	19	7	17	13	18	22	0	0	230
19091 Varios produccion	7	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	17
19092 100% de Agua y/o Alto BSW	228	200	362	353	711	322	429	295	172	229	0	0	3301
19094 Pozo sub extraido	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2
19095 Merma de Produccion	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0	15
21101 Espera equipo de Pulling	138	187	562	447	203	267	201	414	205	114	0	0	2738
21102 En intervencion de Pulling	69	149	163	193	130	141	42	184	65	91	0	0	1227
31201 Generador en mal estado	17	0	4	0	12	0	6	0	12	0	0	0	51
31202 Mantenimiento Grupo Electrogeno	1	5	12	26	0	6	20	0	0	7	0	0	77
31203 Falla transmision de corriente	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
31204 Cambio y/o reubicacion de Generador	18	0	0	0	13	0	0	0	1	0	0	0	32
31205 Falta de combustible en Generador	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
41301 Cambio de faja	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	3
41302 Templado-Alineado fajas	4	10	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	17
42311 Cambio de reductor	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
42312 Reparacion de reductor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
42314 Cambio eje-rodamientos-sellos de al	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
42315 Cambio eje-rodamiento-sellos interm	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
42317 Varios reductor	0	0	0	0	0	1	1	2	0	4	0	0	8
43325 Mantenimiento de PU	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
44331 Contrapesado	0	0	0	0	1	0	3	0	1	0	0	0	5
44332 Alineado	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	0	4
44334 Cambio compensador-bielas Pitman	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44335 Cambio de carrera	0	1	0	0	1	0	3	1	0	0	0	0	6
44336 Cojinete Poste maestro	0	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0	4
44337 Cojinete Igualador y/o compensador	0	0	0	0	0	0	2	0	0	3	0	0	5
44338 Ajuste perno de biela-Pin de brazo	0	0	0	8	0	7	0	0	0	0	0	0	15
44339 Reemplazo perno de biela/sellos	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2
44340 Cambio de estrobo (rienda)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0	11
46358 Varios lubricacion UB	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	2
47362 Reparacion rieles-base de motor	0	0	11	0	1	1	1	0	0	0	0	0	14
47363 Cambio y/o reubicacion de UB	0	0	0	2	3	9	10	3	0	3	0	0	30
47364 Ajustes pernos anclaje	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
47365 Alineamiento niv.base concreto	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
47367 Cambio de Polea	0	0	0	0	0	1	33	0	0	0	0	0	34
47368 Motor corrido de su base	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0	0	0	15
47369 Nivelacion de Vigas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
48375 Fajas C-240	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
48381 Fajas C-360	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	10
48385 Fajas Caldas	0	0	0	8	6	0	3	0	0	0	0	0	15
49391 Varios UB	1	2	38	0	20	18	15	2	1	40	0	0	135
51401 Magneto-Alternador	11	3	23	3	7	7	4	48	26	30	0	0	160
51402 Bujia-Cable	14	3	21	5	8	8	6	10	22	10	0	0	107

PRODUCCION DIFERIDA - DETALLE 2001

C A U S A	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
51403 Bobina	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	2
51404 Cable Automatico/Sensor	2	0	0	0	0	0	1	3	5	1	0	0	12
51406 Varios encendido	8	4	1	5	2	2	3	6	17	1	0	0	49
52411 Radiador	8	14	0	0	40	12	1	5	3	5	0	0	88
52412 Lineas de enfriamiento	0	0	0	0	0	0	2	4	1	0	0	0	7
52413 Ventilador	0	0	0	2	0	4	4	0	1	0	0	0	11
52415 Faja ventilador B-66 (C-46)	0	0	0	0	1	0	0	2	1	0	0	0	4
52420 Faja ventilador B-81(E15,22,30)	0	0	0	0	0	0	1	3	0	0	0	0	4
52422 Automatico de temperatura	0	0	0	0	0	0	12	2	0	0	0	0	14
52423 Automatico de nivel de agua	7	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	11
52424 Mangueras de enfriamiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52426 Completar nivel de agua	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2
52427 Varios sistema de enfriamiento	0	0	0	6	1	0	0	0	2	1	0	0	10
53431 Gobernador y/o Accesorios	3	0	1	0	0	3	4	7	0	2	0	0	20
53432 Carbúrador y/o Accesorios	4	0	0	4	1	1	2	0	0	2	0	0	14
53434 Sist. escape y/o accesorios / lumbr	5	0	3	1	0	4	5	8	3	1	0	0	30
53435 Valvula mezcladora y/o accesorios	0	0	0	4	0	2	2	1	3	0	0	0	12
54447 Lineas de lubricacion	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2
54448 Completar nivel de aceite	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
54450 Varios sistema de lubricacion	0	0	6	0	1	0	0	0	0	0	0	0	7
55456 Embrague	0	1	0	32	13	21	11	9	0	1	0	0	88
55458 Regulacion de Embrague	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	10
55459 Fibras de embrague	2	3	9	2	1	4	0	2	0	3	0	0	26
55460 Culata	5	9	3	0	0	2	0	14	2	34	0	0	69
55461 Anillos - Piston	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
55462 Anillos	0	8	0	0	0	0	0	5	11	1	0	0	25
55463 Empaquetadura de culata	20	6	20	7	5	2	5	5	28	4	0	0	102
55465 Camisa/cilindro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4
55473 Rola piloto	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
55474 Brida alojamiento rola piloto	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2
55475 Varios sist.reparacion motor	2	14	26	4	0	5	0	10	3	1	0	0	65
55477 Sin Motor	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32
55478 Cambio Polea Motor	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	6
56481 Mantenimiento de motor	0	12	2	0	1	0	0	4	0	0	0	0	19
57491 Reemplazo Pernos base motor	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	6
57492 Exceso de velocidad del motor	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
57493 Cambio y/o reubic. MA a Gas	14	2	0	5	2	6	0	0	0	0	0	0	29
57494 Cambio y/o reubic. MA Electrico	0	0	0	0	0	0	4	1	2	0	0	0	7
58495 Control del motor	9	0	18	0	1	0	3	1	0	0	0	0	32
58496 Timer malo	13	0	17	7	13	6	5	5	5	4	0	0	75
58497 Fusibles	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	4
59499 Varios MA a Gas	1	0	0	3	0	0	2	0	8	8	0	0	22
59500 Varios MA Electrico	16	0	2	0	5	0	2	3	7	2	0	0	37
61503 Precipitacion Pluvial	90	53	143	0	0	0	0	0	0	0	0	0	286
63515 Motor a Gas parado	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	5
63516 Motor Electrico parado	0	0	0	33	0	0	0	0	0	0	0	0	33
63518 Hundimiento del terreno - Vigas PU	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	4
63521 Motor quemado	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2
63522 Transmision de corriente / lineas c	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0	18
TOTAL	1020	978	1674	1554	1492	1039	1088	1225	706	821	0	0	11597