

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**Proyecto Piloto para la Optimización
del Sistema de Bombeo Mecánico
del Noreste (Talara)**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO PETROQUIMICO**

Mario Manuel Alva Gutierrez

Promoción 1978 - 2

Lima - Perú - 1992

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO

PROYECTO PILOTO PARA LA OPTIMIZACION
DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO
DEL NOROESTE (TALARA)

Tesis para optar el titulo profesional de
INGENIERO PETROQUIMICO

MARIO ALVA GUTIERREZ

Promoción 78 - 2

LIMA - PERU

1990

LIMA, AGOSTO DE 1990

A mis queridos padres:
Felicita y Manuel, y a mi
querida esposa: Juanita

Agradezco a Petróleos del Perú
por haberme brindado las
facilidades necesarias para la
elaboración de la presente
tesis.

Mi más profundo agradecimiento a todas las personas que colaboraron en la elaboración de esta tesis y en especial para mi asesor y amigo Ing° Luis Del Castillo.

INDICE

	<u>Pág</u>
i. SUMARIO	1
ii. ANTECEDENTES	2
iii. INTRODUCCION	5
<u>CAPITULO I:</u> ANALISIS DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO	 9
1.1. INTRODUCCION	9
1.2. ANALISIS DEL HISTORIAL PRODUCTIVO.	11
1.3. ANALISIS DE LOS DISEÑOS DE LAS INS- TALACIONES DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	 13
1.4. ANALISIS DE LAS MEDICIONES FISICAS.	28
<u>CAPITULO II:</u> MODIFICACION DE LAS CONDICIONES DE OPERACION DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO	 38
2.1. REDISEÑO DEL EQUIPO DE BOMBEO	38
2.2. EJECUCION DE LAS MODIFICACIONES	65
<u>CAPITULO III :</u> EVALUACION DE LAS CONDICIONES DE OPERACION MODIFICADAS	 71
3.1. EFICIENCIA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO	71
3.2. FRECUENCIA DE SERVICIO DE FOSOS	73
3.3. ESTABILIZACION DE LA PRODUCCION	74

<u>CAPITULO IV</u> :	EVALUACION ECONOMICA	76
4.1.	INTRODUCCION	76
4.2.	CONSIDERACIONES Y CRITERIOS PRINCIPALES	76
4.3.	EGRESOS	79
4.4.	INGRESOS	81
4.5.	ANALISIS ECONOMICO	83
<u>CAPITULO V</u> :	CONCLUSIONES	84
<u>CAPITULO VI</u> :	RECOMENDACIONES	93
	BIBLIOGRAFIA	99
	FIGURAS	
	TABLAS	
	CUADROS	
	ANEXOS.	

i. SUMARIO

En el Noroeste del Perú los pozos de petróleo tienen una corta vida surgente debido al mecanismo de impulsión predominante de gas disuelto o depleción.

En razón de los volúmenes de extracción, las características operativas y de los reservorios, el sistema de levantamiento artificial más generalizado es el de bombeo mecánico convencional en sus diferentes tipos.

El presente trabajo trata sobre la técnica utilizada para la optimización de las condiciones operativas del sistema de bombeo mecánico en un yacimiento del Noroeste. La cual combina los análisis de las características productivas de los pozos y de las mediciones físicas, para efectuar los rediseños más apropiados a las necesidades del mejoramiento de la eficiencia volumétrica de bombeo. Pretendiendo sintetizar todas las técnicas y procedimientos de análisis y solución de los problemas de bombeo mecánico, con el fin de que sirva como patrón de trabajo para optimizar el resto de los pozos del Noroeste.

ii. ANTECEDENTES

La combinación de la viga balancín y sarta de varillas para la extracción de fluidos del subsuelo es un método tan antiguo que la primera fecha de su aplicación posiblemente no se conoce.

El moderno sistema de bombeo mecánico esta conformado por cuatro partes principales : la bomba, la sarta de varillas, la unidad de bombeo y el motor; el cual aunque es un sistema aparentemente simple, en la práctica es considerablemente complejo.

Este sistema de bombeo (el convencional y el de catalina) viene siendo, desde los albores del presente siglo, el método de levantamiento artificial más utilizado en los campos petrolíferos del noroeste del Perú (Talara); señalando que debido a las características de los pozos, las facilidades existentes y su versatilidad, la tendencia es de que se continúe incrementando el número de pozos que producen con este sistema

El sistema en mención mantenía normalmente una baja eficiencia volumétrica de bombeo cercana al 25%, que conllevaba altos costos operativos, como consecuencia de las fallas de las unidades de bombeo, la alta frecuencia de intervenciones de servicio de pozos para el reemplazo de bombas de subsuelo y/o pesca de varillas, etc.; debiéndose

esto, básicamente, a la falta de una constante evaluación de las condiciones de operación de los equipos, tales como : longitud de carrera, velocidad de bombeo, cargas soportadas por el varillón pulido, torque en el eje del reductor, balanceo de la unidad de bombeo, nivel de fluido, etc..

A causa de lo anterior, Petroperú emprendió en 1984 un ambicioso Plan de Optimización de la producción de los pozos del Noroeste, mediante el cual se debía efectuar, yacimiento por yacimiento, una evaluación integral de los pozos y aplicar, particularmente para el sistema de bombeo mecánico, todas las técnicas modernas de análisis y solución de problemas que estaban a nuestro alcance, con el fin de mejorar la productividad de los mencionados yacimientos.

El primer trabajo que se efectuó fue el "Estudio para Optimización de la Producción del Distrito Tablazo", cuyos resultados y recomendaciones nos plantearon un nuevo modelo de trabajo, factible de ser aplicado en forma parcial en el resto de los distritos; y decimos parcialmente porque sin tener que modificar la organización y funciones de los diversos departamentos involucrados (Producción, Técnico de Petróleo, Servicio de Pozos, Mantenimiento, Transportes y Logística), sí era posible efectuar la optimización de las condiciones de operación de los equipos de bombeo mecánico de todos los pozos de Noroeste, aprovechando el Servicio de Mediciones Físicas (Cargas soportadas por el varillón y nivel de fluido) que en ese momento se comenzaba utilizar

en forma más amplia para la evaluación de este tipo de pozos.

Sin embargo, a pesar de su importancia, este tipo de trabajos no se generalizó inmediatamente, debido a dificultades operativas y a que tomó tiempo para que los ingenieros de producción y personal de campo asimilaran las técnicas necesarias.

iii. INTRODUCCION

En los campos petrolíferos del Noroeste se utilizan los tres métodos de levantamiento artificial más importantes, como son el bombeo mecánico, bombeo neumático y bombeo hidráulico. Sin embargo el sistema predominante es el de BOMBEO MECANICO, mediante unidades de bombeo y catalinas.

La distribución actual de los pozos por métodos de levantamiento artificial es :

<u>Método de Producción</u>	<u>N° de Pozos</u>	<u>%</u>
. Bombeo mecánico		
- Con unidades	1,770	87.6
- Con catalinas	94	4.7
. Bombeo neumático	52	2.6
. Bombeo Hidráulico	9	0.4
. Surgentes, desfogue y achicados por pistoneo	95	4.7
. TOTAL :	2,020	100.0

Del universo anterior podemos resaltar que el 92.3 % de los pozos producen con sistema de bombeo mecánico y la tendencia actual es de que se continúe incrementando, debido a lo siguiente :

La surgencia natural de los pozos es por corto periodo de tiempo.

La carencia de gas comprimido para los requerimientos del bombeo neumático. La presión promedio de las estaciones de compresión existentes no sobrepasan las 400 lbs/pulg², lo

que limita a usar este sistema en pozos menores de 4000' de profundidad.

La capacidad de extracción de los equipos de bombeo hidráulico que existe en operaciones Noroeste (Distrito Laguna) esta sobredimensionada para la producción actual de los pozos. Por este motivo, algunos equipos serán reubicados en pozos dirigidos de la zona de Reventones.

De este breve análisis se deduce la importancia que tiene el sistema de bombeo mecánico dentro de nuestras operaciones, lo cual nos indica que si mejoran su eficiencia aumentarían significativamente los ingresos y ahorros de Petroperú.

La baja eficiencia del Sistema de Bombeo Mecánico ha sido un problema por años debido a las excesivas fallas en las varillas y bombas de subsuelo, causando costos elevados por servicio de pozos ("Pulling"), reparaciones y pérdidas por producción diferida.

Por este motivo, en 1986, Petroperú emprendió un ambicioso programa para mejorar la productividad de campos petrolíferos de noroeste (Talara), iniciándolo en el Distrito Peña Negra, con el objetivo de utilizar una metodología de trabajo en la cual se use en forma integral todas las técnicas para el análisis y solución de los problemas del Bombeo Mecánico, los cuales después sirviesen como patrón para optimizar el resto de pozos que trabajen con ese sistema de bombeo.

El Distrito Peña Negra tenía cerca de 100 pozos con E.B.M., cuyas características son las siguientes : Su producción de fluidos proviene principalmente de las formaciones Helico, Ostrea y Mogollón, ubicadas entre 3,000' y 8,000' de profundidad. Produce alrededor 1,800 bpd, con regimenes por pozo en el rango de 5 bls a 100 bls/dia. El rango de las Unidades de bombeo va desde el tipo API 16 hasta 320 (Mark II). Las sartas de varillas utilizadas incluyen diámetros de 7/8", 3/4" y 5/8", grado C y D. Las bombas de subsuelo utilizadas son del tipo insertables de 2" de diámetro del barril y pistones de 1.1/16", 1.1/4" y 1.1/2", dentro de las cuales predominaban las de barril viajero "RWTC". Y, las sartas de tubing son normalmente ancladas a partir de 5,800'.

La eficiencia volumétrica de bombeo de este distrito era de 25%, con un promedio de 4 a 5 intervenciones de servicio de pozos semanales para cambiar bombas y/o pescar varillas (rotas o sueltas), originados por los problemas de precipitación de carbonatos, acumulación de parafina, presencia de arena, interferencia de gas o condiciones de bombeo (velocidad y/o carrera) sobredimensionadas.

La metodología aplicada en este trabajo se basó en un proceso dinámico de análisis, evaluación y selección de la solución del problema, efectuando para cada pozo la secuencia indicada en la Figura N° 1, la misma que se resume en los siguiente pasos :

Se analizó el historial productivo de todos los pozos dándole mayor énfasis a los reportes de servicio de pozos y curvas de producción.

- . Se evaluaron las condiciones de operación y eficiencia 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 sea mayor en los casos de los pozos de mayor producción.

Se revisaron los diseños de todos los pozos, haciendo las correcciones a cada uno de los pozos para mejorar su eficiencia de bombeo. Esto último incluyó la revisión de los diseños de las sargas de varillas, reubicación de unidades de bombeo, modificación de las longitudes de carrera y/o velocidades 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, etc..

- . Se evaluaron las nuevas condiciones de operación.

Finalmente podemos decir que, por los resultados obtenidos, se lograron los objetivos trazados : Se mejoró la eficiencia de bombeo, disminuyó la frecuencia de intervención de servicio de pozos y estabilizó la producción.

CAPITULO I
ANALISIS DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE
BOMBEO MECANICO.

1.1. INTRODUCCION

Este capítulo trata sobre la forma como se combina el análisis del historial productivo y las mediciones físicas con el fin de determinar las causas de la baja eficiencia volumétrica del sistema de bombeo mecánico convencional, el cual por su versatilidad es el método de levantamiento artificial más utilizado en los campos petroleros de Talara. Este sistema de bombeo es un proceso mecánico de bombeo reciprocante, cuyos componentes principales (Figura N° 2) son:

LA UNIDAD DE BOMBEO.- Es el equipo de superficie que transfiere la energía desde el motor (a gas ó eléctrico) a la sarta de varillas para bombear el fluido del pozo a la superficie. La unidad de bombeo convierte el movimiento rotatorio del motor en movimiento reciprocante vertical para accionar la sarta de varillas, reduciendo la velocidad del motor a velocidades de bombeo apropiadas. Los tipos de unidades de bombeo utilizados en los campos petroleros de Talara se muestran en la Figura N°3.

MOTOR.- Es la máquina que suministra la energía al sistema, convirtiendo la energía de combustión (Química) o energía eléctrica en energía mecánica. Los dos tipos básicos utilizados en Talara son los motores de combustión interna (de 2 y 4 tiempos) y los motores eléctricos (de deslizamiento normal y de alto deslizamiento).

LA SARTA DE VARILLAS.- La energía suministrada por los equipos de superficie a la bomba de subsuelo es transmitida por medio de una sarta de varillas de acero (Figura N° 4). Como las varillas no sólo sostienen el peso del fluido sino también su propio peso, es evidente que la carga de la sarta de varillas aumenta progresivamente desde el fondo del pozo hacia la superficie, durante la carrera ascendente.

Cuando la bomba de subsuelo es ubicada a una profundidad mayor de 3500' se recomienda usar sartas combinadas de varillas de dos o más tamaños, instalando siempre las de mayor diámetro hacia la superficie del pozo.

LA BOMBA DE SUBSUELO.- Tienen por finalidad transferir los fluidos producidos por la formación a la tubería de producción y levantarlo hasta la superficie. Para lograr esto, debe tener cuatro elementos esenciales: el barril, el pistón, la válvula estacionaria y la válvula viajera (Figura N° 5).

Durante la carrera ascendente del ciclo de bombeo el peso del fluido sobre el pistón origina el cierre de la válvula viajera y el fluido es desplazado de la tubería de producción a la superficie. Simultáneamente, este movimiento del pistón causa una caída de presión encima de la válvula estacionaria (dentro del barril), la cual se abre y admite el fluido del pozo/formación.

En la carrera descendente el pistón comprime el fluido acumulado en el barril, consecuentemente la válvula estacionaria cierra y la viajera abre, desplazando el fluido del barril a la tubería de producción.

1.2. ANALISIS DEL HISTORIAL PRODUCTIVO

Se analizan en forma integral los datos de la capacidad productiva de los pozos (gas, petróleo y agua), frecuencia de intervenciones de servicio de pozos, problemas de bombeo, etc., como puntos de partida para la detección de los problemas.

1.2.1. REVISION DE LAS CURVAS DE PRUEBAS DEL POZO

En el caso del área seleccionada, se revisaron las curvas de producción (gráficas de producción vs tiempo) desde el inicio de la producción de cada uno de los pozos, con el fin de conocer:

LA PRODUCCION PROMEDIO.- El análisis de las producciones promedio de los tres últimos años (1985, 1986 y 1987), permite determinar la

capacidad productiva de los pozos (Tabla N° 1) y clasificar los pozos en forma de inventario A, B, C:

<u>CLASE</u>	<u>PRODUCCION</u> (BPD)	<u>CANTIDAD</u> <u>DE POZOS</u>	<u>% DE</u> <u>POZOS</u>	<u>PROD.</u> <u>TOTAL</u> (BPD)	<u>% PROD</u> <u>TOTAL</u>
A	25 a más	19	17.8	680	40.0
B	15 a 24	34	31.8	620	36.5
C	03 a 14	54	50.4	397	23.5
TOTAL		107	100.0	1697	100.0

Esto último sirvió para determinar una posible racionalización de los recursos operativos, el cual se traduce en que mejorando el control y mantenimiento del 50% de los pozos se aseguraba más del 76% de la producción, con la consecuente disminución de los costos de operación.

- . DECLINACION DE LA PRODUCCION.- Con el fin de identificar pozos con declinaciones anormales de producción, y solicitar su estudio a los departamentos Ingeniería de Yacimientos e Ingeniería de producción, de manera que se establezca la necesidad de efectuar trabajos de reparación (limpiezas) y/o reacondicionamientos.
- . LA RELACION GAS-PETROLEO (G.O.R.).-El conocer el G.O.R. de cada uno de los pozos constituye un aspecto muy importante en la detección de los problemas de bombeo, más aún en la cuenca Talara, por estar ésta constituida por reservorios que producen debido al mecanismo de empuje interno de

gas (gas en solución) y cuyas presiones están (en la mayoría de los casos) por debajo del punto de burbuja. Aquí se debe señalar que los pozos que tienen más alto "G.O.R." 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 por gas, los cuales se traducen en una disminución de la eficiencia volumétrica de la bomba (menor producción).

Del inventario de "G.O.R." efectuado, se identificaron solamente 20 pozos que podrían observar los problemas arriba mencionados, dado que sus "G.O.R." oscilaban entre 1000 y 3500 pie³ de gas/barril de petróleo.

1.2.2. INVENTARIO FISICO DE BATERIAS

Una batería de producción (Figura N° 6), es una planta de recepción, separación y medición de los fluidos producidos por un cierto número de pozos que normalmente se encuentran ubicados en la parte central de una área de 16 Km², con un radio de influencia de aproximadamente 2 km (de 5,000' a 7,000').

La recolección de la producción desde cada pozo a la batería se efectúa a través de tuberías de acero de 2" de diámetro Schedule 40, que tienen suficiente capacidad para transportar las producciones

características del Noroeste (caudales de 150 a 3 BFPD y volúmenes de gas cercanos a 1.0 MMPCD).

El inventario físico de los equipos con que cuentan las baterías sirven para determinar las facilidades de medición y frecuencia con que se podrían efectuar las medidas.

Este inventario se realizó según el formato del Cuadro N° 2, el cual incluyó :

MULTIPLES DE RECEPCION.— Compuesta de dos colectores, uno de totales y otro de medición, con once (11) entradas para tener un promedio de 3 mediciones/pozo/mes.

En este punto es muy importante conocer cuales son los pozos que estan conectados a él.

SEPARADORES.— Las baterías del Noroeste cuentan en su mayoría con separadores bifásicos, en los cuales se obtienen el gas por el domo y los líquidos (agua + petróleo) por el fondo.

Una batería tiene normalmente un separador conectado al colector de totales (separador de totales) y un separador por cada colector de medición (separador de medición). Sin embargo, por razones de disponibilidad de separadores muchas veces se conectan dos colectores de medición a un separador de medición.

- MEDIDORES DE GAS.- Instalado corriente abajo de la salida de gas en cada separador de medida. Estos medidores son del tipo placa de orificio y constan de dos (2) elementos: de medición y de registro.

Aquí es necesario conocer el modelo, rangos de medición, diámetro del orificio y de la brida.

- MEDIDORES DE LIQUIDO.- Instalados corriente abajo de la salida del líquido en cada separador de medida. Estos pueden ser tanques cilíndricos de medición manual con huincha (de 70, 100 ó 200 BLS. de capacidad) o "volumeters" de medición automática.

Los "Volumeters", cuyo uso se ha generalizado en la mayoría de las baterías de Noroeste, están compuestos por tanques cilíndricos de 0.25, 0.5, 1.0 ó 5.0 Bls. de capacidad, que tienen un sistema cíclico de acumulación y descarga de volúmenes fijos. Como cada ciclo representa un volumen conocido de líquido, el volumen total que pasa a través del "Volumeter" es fácilmente determinado por lectura del contador de ciclos.

Cabe anotar que en estos medidores se determina la cantidad de petróleo y agua que produce el pozo, en forma directa en los tanques o mediante la determinación del "BSW" de muestras extraídas del "Volumeter".

- CONTROLADOR DE PRESION.- Instalado en la descarga del gas del "SCRUBBER". Es necesario incluirlo en el inventario para determinar o definir la contrapresión que la batería opondrá a los pozos.
- BOMBAS DE TRANSFERENCIA.- Es el equipo que sirve para transferir la producción total de petróleo de la batería a una Estación de Bombeo. Es importante conocer el régimen de bombeo.

A partir de este inventario se determina la capacidad de medición de la batería, tal como se muestra en el cuadro siguiente :

<u>BATERIA</u>	<u>N° DE POZOS (*)</u>	<u>MEDICIONES/POZO/MES</u>	
		<u>LIQUIDOS</u>	<u>GAS</u>
904 HCT	43	2.0	2.0
LCT	7	4.2	4.2
992 HCT	22	2.7	2.7
995 HCT	25	1.2	--
LCT	2	15.0	--
996 HCT	36	2.5	1.6

(*) Incluye pozos surgentes y de gas lift.

De acuerdo con esto se prepara un adecuado programa de medición de pozos priorizándolos de mayor a menor producción.

1.2.3. ANÁLISIS DE LOS REPORTE DE FALLAS DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO.

Se efectuaron con el fin de detectar los problemas de los pozos y determinar sus causas, y plantear las respectivas soluciones.

Los problemas que se presentan en las operaciones de bombeo mecánico convencional se pueden agrupar en:

Problemas o fallas de los equipos de subsuelo.

Problemas de los equipos de superficie.

1.2.3.1. PROBLEMAS O FALLAS DE LOS EQUIPOS DE SUBSUELO

Estos problemas se traducen directamente en intervenciones frecuentes de servicio de pozos, los cuales se pueden deber a fallas en las varillas y/o tubería, fallas en la bomba, deposición de parafina, incrustación de carbonatos, arena, gas, etc..

a) FALLAS EN LAS VARILLAS.- Las fallas más comunes son por corrosión, erosión y desgaste, daños por manipuleo y por variación de las cargas.

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

En las varillas de bombeo, estos trabajos de pesca, son causados por cuatro tipos diferentes de roturas 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. Algunas de las causas que originan falta o pérdida de ajuste en las varillas de bombeo, son la falta de desplazamiento en la enrosque por: roscas sucias, roscas dañadas, inadecuada lubricación, pérdida de tope por desgaste ó corrosión de las caras, deformación en las caras de los asientos debido a golpes ó 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 sobre-apretado difiere mucho en su aspecto de una rotura por fatiga. En la rotura de un pin por tensión se alarga o 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.- Los coples pueden romperse por dos diferentes procesos: por sobrecompresión, cuando se excede en el apretado de los coples, y por fisuras de fatiga.

Tal como se ajuste el cople de la varilla 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 sobre-apretar los coples en los pines, se excede el límite elástico y el tope del cople se deforma, incrementándose el diámetro o abocinándose.

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 deben a corrosión, desgaste, marcas de golpes, o marcas de las mandíbulas de llaves para tubería. Asimismo, cuando la falla se inicia en el interior del cople, la fisura de fatiga arranca en la raíz de la rosca del cople, opuesto 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 ó pérdida de ajuste inicial.

ROTURAS EN EL CUERPO DE LAS VARILLAS.—Son

fracturas por fatiga y se desarrollan en la superficie de las varillas por tensiones elevadas. Sin embargo, ésta también se produce por exceso de tensión cuando un equipo de servicio de pozos intenta extraer una bomba que está atascada por alguna razón.

Las fracturas por fatiga, se inician en fisuras que arrancan en la superficie de la varilla y en un punto de sobretensión. La rajadura de fatiga progresa en un 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 ésta se continua 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 número de ciclos de bombeo. Esto también ocurre cuando al aumentar la velocidad de bombeo se aumentan las cargas en las varillas debido al aumento de la aceleración y vibraciones.

Las fracturas por exceso de tensión se reconocen porque el diámetro de la varilla se reduce en el punto de rotura y presenta en la zona de fractura en sus dos partes la consiguiente forma de cono y copa.

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

c.) FALLAS EN LA BOMBA DE SUBSUELO.- Que pueden originar la disminución de la eficiencia o pérdida total de la capacidad de levantamiento de la bomba de subsuelo.

Las causas se pueden deber a :

DESGASTE, EROSION Y/O PICADURAS EN LOS CONJUNTOS DE BOLAS Y ASIENIQ.- 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 CILINDROS.- Debido a la presencia de materiales abrasivos como arena de formación, arena de fracturamiento o carbonatos.

ATASCAMIENTO O TRABAMIENTO DEL PISTON.- Esto se debe a la deposición de carbonatos, parafina y arena de formación; asimismo a la deformación de los extremos del piston, debido a impactos continuos al final de la 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 servicio de pozos causan el trabamiento de la bomba, cuando esas suciedades

se precipitan al fondo, y que las válvulas se taponen con parafina durante la bajada de la bomba.

En las tablas 3, 4 y la figura N° 7, se aprecia claramente uno de los problemas del distrito seleccionado (Peña Negra) que nos llevó a efectuar este Proyecto, el cual es el alto índice o frecuencia de intervenciones de servicio de pozos. Un resumen de esto es :

	<u>AÑOS</u>		<u>OBJETIVO PLANTEADO</u>
	<u>1984</u>	<u>1985</u>	
N° TOTAL DE POZOS	105	105	105
N° SDP EFECTUADOS	210	242	121
FRECUENCIA SDP/AÑO	2.0	2.3	1.15

Asimismo, de acuerdo a los reportes de servicio de pozos de cada uno de los pozos con equipo de bombeo mecánico del área Peña Negra, se determinó que los principales motivos de falla de los equipos de subsuelo son:

<u>TIPO DE FALLA</u>	<u>PORCENTAJE</u>
Bomba pegada o trabada	65.0%
Desgaste o deterioro de la bomba	42.0%
Varilla rota o desenroscada	24.0%

Cabiendo mencionar que estos problemas no se presentan en forma aislada, pudiendo darse el caso de tener más de un motivo de falla en un mismo pozo, razón por la cual la suma de los porcentajes sobrepasa el 100%.

Asimismo se estableció que las causas principales de las fallas a lo largo de la vida productiva de los pozos fueron:

<u>CAUSA DE FALLA</u>	<u>PORCENTAJE</u>
Acumulación de parafina	41.0%
Precipitación de carbonatos y óxido.	27.0%
Presencia de arena.....	13.0%
Interferencia de gas	18.0%
Condiciones de operación sobre- dimensionadas.	52.0%

1.2.3.2. 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 analizan solamente las fallas que están vinculadas directamente con las condiciones de operación de la unidad de bombeo, como son :

a) FALLAS EN EL REDUCTOR DE ENGRANAJES.- Por roturas de 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 este caso, será en vano cualquier tipo de programa de mantenimiento preventivo para evitar esta falla.

DESBALANCE DE LA UNIDAD DE BOMBEO.- El cual origina que, a pesar de que la unidad de bombeo este bien seleccionada, el torque máximo sobre el reductor pueda 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 está soportando la mayor carga de todo el ciclo de bombeo.

GOLPE DE FLUIDO, GOLPE DE GAS Y GOLPE DE BOMBA.-

Que causan un cambio brusco de las cargas

- b) FALLAS EN LA ESTRUCTURA.- Por roturas o rajaduras en los postes y vigas de la base como consecuencia de exceso o variaciones bruscas de carga, 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.

CIMENTACION INAPROPIADA DE LA UNIDAD DE BOMBEO.-

Causa un aflojamiento de las bases de concreto, lo cual se traduce en un desnivelamiento de la unidad 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 causados 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, originada por el desalineamiento de la cabeza o de toda la unidad de bombeo, como consecuencia de las vibraciones causadas por los golpes de fluido, golpes de gas, golpes del pistón de la bomba o por las velocidades sincrónicas.

En este rubro no se contó con datos estadísticos para determinar que tipo de falla es la que tiene mayor incidencia, debido a que no se contaba con un sistema de control adecuado; sin embargo, del inventario efectuado al inicio de este trabajo se determinó que las unidades de bombeo fallan principalmente por fatiga de la estructura (postes y bases) y que el desgaste del varillón por el mal alineamiento de la unidad de bombeo es de alrededor del 20%.

1.3. ANALISIS DE LOS DISEÑOS DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO MECANICO.

1.3.1. INVENTARIO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO MECANICO.

Este inventario, efectuado según el formato mostrado en el cuadro N° 1, incluye la siguiente información:

UNIDAD DE BOMBEO.— marca, modelo, longitud de carrera(s), velocidad de bombeo(N), diámetro de la polea del reductor, contrapesos(cantidad, tipo y ubicación) y estado del freno.

MOTOR.— marca, modelo, diámetro de la polea, fajas de transmisión (N° y tipo).

VARILLON PULIDO.— longitud y diámetro.

BOMBA DE SUBSUELO.— tipo y dimensiones (según API-SPEC-11AX).

TUBING.— diámetro, longitud, niple de asiento y ancla.

CASING.— diámetro, longitud, intervalos perforados y tapones.

FACILIDADES PARA MEDICIONES FISICAS.— Dispositivo para tomar prueba dinamométrica, válvulas laterales para la toma de nivel de fluido, etc..

1.3.2. ANALISIS DE LOS DISEÑOS

El conocimiento de los tipos de equipos de bombeo instalados y sus respectivas condiciones extractivas, complementadas con la producción de los pozos, permitieron determinar las eficiencias volumétricas

de bombeo y a partir de éstas efectuar las acciones correspondientes.

El análisis de los diseños de los equipos de bombeo, efectuado al inicio de estos trabajos de mejoramiento de las condiciones de operación (Tabla N° 2), se resume en :

<u>ITEM</u>	<u>VALOR PROMEDIO</u>
N° TOTAL DE POZOS	105
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA	4900'
CARRERA (S)	52.8"
VELOCIDAD DE BOMBEO (SPM)	10.5
DIAMETRO DEL PISTON	1.2507"
PRODUCCION (BPD)	16.7
EFICIENCIA VOLUMETRICA	22.8
UNIDADES BIEN BALANCEADAS (%)	27.8

1.4. ANALISIS DE LOS POZOS UTILIZANDO LAS MEDICIONES FISICAS.

Un programa de análisis de pozos, mediante las mediciones simultáneas de la producción, nivel de fluido y de las cargas en el varillón, constituye una herramienta muy importante para el Ingeniero de Producción, que puede permitir ganar o ahorrar dinero inmediatamente a cualquier compañía petrolera.

En este aspecto es muy necesario que el Ingeniero de Producción tenga un perfecto conocimiento de la operación del sistema de bombeo mecánico, y efectúe mediciones y cálculos que muestren cuan bien o mal está rindiendo este sistema.

El procedimiento de análisis del presente trabajo se basa en el planteo de las siguientes interrogantes:

1.3.1. ¿ ESTA DISEÑADO EL SISTEMA DE BOMBEO ACORDE CON LA LA CAPACIDAD PRODUCTIVA DEL POZO ?

Para dar respuesta a esta interrogante se comparan los volúmenes de petróleo y agua producidos, medidos mediante "Volumeter" o tanques, con la capacidad de extracción del sistema de bombeo, que puede ser calculado con la siguiente fórmula :

$$\text{CAPACIDAD DE EXTRAC.} = (0.1166) (Sp)(N)(D^2)$$

DONDE:

- Sp = Longitud de la carrera efectiva de la bomba (PULG) (Obtenido con Fig. 4.1 - API - RP 11 L).
- N - Velocidad de bombeo (SPM)
- D - Diámetro del pistón de la bomba (PULG)

Comparando estos dos valores se obtiene el porcentaje de eficiencia volumétrica de bombeo, el cual es un parámetro directo que nos indica si hay o no problemas de bombeo:

$$\text{EFIC. VOL.} = (\text{VOL. MEDIDO/CAPAC. DE BOMBEO}) \times 100$$

Por tal razón, en este proyecto se trató de que el intervalo de tiempo entre medición y medición sea lo más corto posible, a fin de detectar los problemas más oportunamente.

Sin embargo, dadas las limitaciones de los sistemas de medición (múltiple de recolección, separador y

volumeter/tanque) esto sólo se consideró para los pozos de mayor producción.

1.3.2.-¿ CUAL ES EL NIVEL DE FLUIDO (H) EN EL ANULAR (TUBING-CASING) ?.

El nivel de fluido es obtenido por medio de un detector sónico (sonolog ó echometer).

El método consiste en producir una onda acústica en el espacio anular del pozo, mediante la detonación de una carga explosiva en superficie y el registro de las reflexiones en un papel electrosensitivo (Figura No. 8).

La determinación de la profundidad (H) en que se encuentra el nivel de líquido, se obtiene multiplicando el número de deflexiones (que indican coples) por la longitud promedio de el "Tubing".

Cuando la determinación del nivel de fluido ("H") no es concluyente se deberán seguir los siguientes pasos:

Disminuir el ruido del fondo parando la unidad de bombeo. Para conseguir un buen registro las señales acústicas impresas en el micrófono, debido a las reflexiones en los coples y en el fluido, deben ser mayores que el de un ruido errático.

Aumentar el nivel del ruido de salida (detonación) por el uso de un cartucho más grande.

- Dejar que la presión del anular se incremente a valores mayores de 150 psig, con el fin de comprimir espuma o líquido aireado. Además la propagación de una onda de sonido en el gas está en relación directa a la presión. A mayor presión más lejos y más rápido viajará la onda de sonido.

El nivel de fluido ("H"), además de indicarnos la sumergencia de la bomba, nos podría servir también para obtener "Fo", que se usa para compararlo con el obtenido del análisis de la carta dinamométrica.

$$F_o = (0.34) (G) (D^2) (H)$$

DONDE:

- F_o = La carga neta de fluido en el pistón (Lbs).
- G = Gravedad específica del fluido.
- D = Diámetro del pistón de la bomba (PULG)
- H = Nivel de fluido (Pies)

Sin embargo esto último requiere la aplicación de la técnica indicada en el Anexo-VI (Evaluación de los niveles de fluido), la cual por problemas operativos no fue factible de implantarla en forma generalizada.

1.3.3.-¿ QUE NOS MUESTRA EL REGISTRO DINAMOMETRICO ?

a. ¿TIENE EL REGISTRO DINAMOMETRICO LA FORMA DESEADA?

El registro dinamométrico o registro continuo de las cargas soportadas por el varillón pulido es tomado con un instrumento llamado dinamómetro.

Previamente a la instalación del dinamómetro en la cruceta portavarillas de la unidad de bombeo, se traza la línea de carga cero, referencia a partir de la cual se medirán las cargas del registro dinamométrico.

Una vez instalado el dinamómetro se procede a efectuar el registro y las pruebas de la válvula estacionaria (SV), válvula viajera (TV) y del efecto de contrapeso (Ver Figura No. 9).

Es el deseo del Ingeniero de Producción que la carta dinamométrica tenga buena área de trabajo y se aproxime a la forma ideal (un paralelogramo), porque indica que el pozo está bombeando sin problemas.

Sin embargo, los registros dinamométricos reales tienen formas muy irregulares (ANEXO VII), mediante las cuales es posible identificar los problemas de los pozos, tal cual sucedió con los pozos del Distrito Peña Negra (Tabla N° 6):

- Bajo recorrido del pistón
- Fugas en las válvulas
- Golpe de fluido
- Golpe de gas

- Bloqueo por gas
- Fricción
- Atascamiento del pistón
- Velocidades sincrónicas
- Unidad de bombeo desbalanceada
- Entre otras.

b. ¿ESTAN LAS CARGAS DE LAS VALVULAS VIAJERA Y ESTACIONARIA LOCALIZADAS EN EL PUNTO APROPIADO DE LA CARTA DINAMOMETRICA?

Quando se efectúa la medición de las cargas de las válvulas viajera y estacionaria, se debe tener mucho cuidado en la medición debido a la importancia que tienen en el análisis de la carta dinamométrica: cualitativo (fugas en válvulas) y cuantitativo (cargas soportadas por las válvulas).

Para realizar esta medición se debe desembragar el motor y frenar suavemente la unidad de bombeo para que la sarta de varillas no se pare abruptamente.

La medida de la carga de la válvula estacionaria (SV) debe ser efectuada con la válvula viajera abierta y la válvula estacionaria cerrada. Esto puede ser logrado parando la unidad de bombeo suavemente en la carrera de bajada ("DOWSTROKE"), después de cualquier indicación de golpe de fluido o golpe de gas en la carta dinamométrica.

El registro de esta carga debe hacerse varias veces con intervalos de un(1) segundo. Si la carga varía en cada registro, entonces indica que existe fuga en la válvula estacionaria, en este caso deberá tomarse el menor valor.

d. ¿SON EL PPRL Y MPRL RAZONABLES PARA ESTE POZO?

Estas cargas pueden ser calculadas de acuerdo con el API RP 11L, mediante las siguientes fórmulas:

$$PPRL = Wrf + (F1/Skr)(Skr)$$

$$MPRL = Wrf - (F2/Skr)(Skr)$$

Una razonable correlación entre los valores reales medidos y los valores calculados es 10%. Si estos valores difieren más del 10%, se deberá analizar cual es la razón de esto.

e. ¿CUAL ES EL RANGO DE ESFUERZO DE LAS VARILLAS?

Esta es una pregunta muy importante desde que la rotura de las varillas son las principales causas de las intervenciones de servicio de pozos. El rango de esfuerzos permisibles para un tipo específico de sarta de varillas es definido por el diagrama de esfuerzos de "GOODMAN" MODIFICADO (referido en el API SPEC 11B)

El rango real de esfuerzos es calculado de la siguiente manera:

$$ESFUERZO (MAX) = (PPRL)/(AREA DE VARILLA SUPERIOR)$$

$$ESFUERZO (MIN) = (MPRL)/(AREA DE VARILLA SUPERIOR)$$

$$RANGO DE ESFUERZOS = ESFUERZO(MAX) - ESFUERZO (MIN)$$

f. ¿ESTA CORRECTAMENTE BALANCEADA LA UNIDAD DE BOMBEO?
Y ¿CUAL ES EL TORQUE EN LA CAJA DE REDUCCION?

Una carta dinamométrica en conjunción con los Factores de Torque y los datos de Contrabalance de las Unidades de Bombeo dan un análisis de torque muy aproximados.

Las dos preguntas planteadas arriba estan relacionadas pero a la vez son independientes, pues una unidad de bombeo puede estar balanceada correctamente y el máximo torque en la caja de reducción puede exceder al máximo torque permisible. Por lo tanto, ambas preguntas deben ser igualmente respondidas.

Estos dos valores se determinan siguiendo el mismo juego de cálculos, mediante el procedimiento recomendado por el Instituto Americano del Petróleo (API STD 11E).

El Torque Neto en la caja de reducción es el resultado de dos componentes (Figura N° 10) :

- (1) El torque de la carga del pozo (T_{pr1}), el cual, por ser transferido desde el varillón pulido hasta la caja de reducción, depende de la geometría de la unidad de bombeo (factor de torque). Así tenemos:

$$T_{pr1} = (PRL - SU) \cdot (TF)$$

DONDE:

PRL = Carga en el varillón pulido cuando el crank a girado un ángulo 0

SU = Desbalance estructural de la unidad.
 T.F.₀ = Factor de torque para el angulo girado por el crank, que son calculados o suministrados por el fabricante de las unidades de bombeo.

(2) El torque del contrabalance (Tcbe), depende de la posición de los contrapesos en el "crank" y varía como una función seno del ángulo del crank.

$$Tcbe_0 = (CBE - SU) (T.F._0) (\text{SENO } \theta)$$

DONDE:

CBE = Máximo efecto de contrabalance en el 90° del crank.

T.F. = Factor de torque para el angulo al cual se ha medido el CBE.

θ = Angulo de giro del crank.

Luego, el torque nêto en la caja de reducci3n es calculado por :

$$TN_0 = TPRL_0 - TCBE_0$$

Finalmente, con los resultados obtenidos se verifica, segùn la Figura N° 11, lo siguiente :

- El torque no sobrepasa el máximo torque de diseño de la unidad de bombeo.
- Máximo torque "UPSTROKE" = Máximo torque "DOWSTROKE", entonces la unidad está bien balanceada (la máxima diferencia permisible es 10%).
- Máximo torque "UPSTROKE" < Máximo torque "DOWSTROKE", la unidad está sobre-balanceada.
- Máximo torque "UPSTROKE" > Máximo torque "DOWNSTROKE", la unidad está sub-balanceada.

CAPITULO II

MODIFICACION DE LAS CONDICIONES DE OPERACION DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO MECANICO.

A partir del análisis efectuado mediante la metodología indicada en el capítulo anterior, se procedió a seleccionar las óptimas condiciones de operación de los equipos de bombeo (a través del rediseño) y efectuar las modificaciones respectivas, con el fin de mejorar la eficiencia volúmetrica de bombeo.

En este capítulo se muestran los procedimientos seguidos para la modificación de las condiciones de operación de los equipos de bombeo mecánico, describiendo primeramente las técnicas de diseño y selección de las condiciones de operación y luego la forma como se ejecutaron las modificaciones requeridas.

2.1. REDISEÑO PARA LA SELECCION DE LAS OPTIMAS CONDICIONES DE OPERACION.

2.1.1. DISCUSION GENERAL

El objetivo de estos rediseños son el de mejorar la eficiencia de la extracción de crudo de los equipos de bombeo existentes en los pozos (Profundidad óptima, selección adecuada de la bomba de subsuelo, sarta de varillas, carrera y velocidad de bombeo), con la finalidad de :

- . Estabilizar la producción.
- . Disminuir la frecuencia de intervenciones de Servicio de Pozos.

. Alargar la vida útil de los equipos.

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

En este aspecto, para los 105 pozos de Peña Negra, se elaboraron inicialmente 97 recomendaciones (Tabla N° 7) con el rediseño de los equipos de bombeo.

2.1.2. PARAMETROS Y CONSIDERACIONES BASICAS.

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

La producción a extraer del Pozo.- Se estima lo mejor posible, considerando que la óptima extracción debe contemplar una sumergencia entre 200' y 500'. Esto último con el fin de evitar problemas de golpe de fluido y/o tener excesiva presión en el anular, la cual no sólo creará una

indeseada contrapresión sobre la formación sino que desviará una parte del gas del anular al interior de la bomba, restandole eficiencia volúmetrica.

- . Profundidad de Extracción.— Normalmente usamos la profundidad de la bomba, ubicandonos en el punto más exigente para el diseño. Al respecto, dado el escaso aporte de los pozos y la interferencia de gas presente, las bombas se ubican usualmente a 200' menos de la profundidad total del pozo.
- . Gravedad Específica del liquido a Extraer.— Se usa 1.04 considerando la situación más desfavorable, que sería el caso en que se extraiga solamente agua de formación.
- . Eficiencia de Bombeo.— Se considera como eficiencia volúmetrica máxima 80% para el caso de bombas de subsuelo nuevas y eficiencias menores en caso de detectarse pérdidas en las válvulas o en casos de bajo recorrido. Asimismo en los casos de pozos con Alto GOR se determinó que la eficiencia volúmetrica máxima sería 60%.
- . Factor de Seguridad .— Los valores de PPRL, Rango de Cargas, Torque, Efecto de Contrabalance, Potencia del motor, y esfuerzo de las varillas no deberían exceder del 80% de la máxima capacidad de diseño de los equipos y materiales.

- Condiciones Propias de Noroeste.— Las cuales difícilmente podrían ser diferentes, en cuanto a equipos y materiales, debido a criterios de estandarización. Estas son :
 - Tubing de 2.3/8" y 2.7/8" de diámetro nominal.
 - Bombas de subsuelo insertables de 2" de diámetro, para bajarse en los "tubing" anteriores cambiando sólo el asiento de la bomba para compatibilizar medidas, las mismas que usan pistones de 1.1/16", 1.1/4" y 1.1/2" de diámetro.
 - Varillas de 5/8", 3/4", y 7/8" de diámetro de Grado C ó D.
 - Unidades de Bombeo de los tipos API 16, 40, 57, 80, 160 y 320.

- Gas del Anular no Venteados.— 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 necesaria 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 Fertilizantes.

2.1.3. SELECCION PRELIMINAR DE LOS COMPONENTES

2.1.3.1. BOMBA DE SUBSUELO.

Dependiendo de la producción a extraer, primero se selecciona el diámetro del pistón entre los tres (3) tamaños disponibles por estandarización en Noroeste (1.1/16", 1.1/4" y 1.1/2"). Para seleccionar el diámetro del pistón se debe tener en cuenta que si es grande se requerirá que los equipos soporten mayores cargas y que sean más ineficiente debido al bajo recorrido del pistón. Por otro lado, si el diámetro del pistón es pequeño se tendrán velocidades de operación altas y un incremento de las máxima carga (PPRL) debido a las mayores fuerzas de aceleración.

La selección adecuada del diámetro del pistón facilita la óptima selección de los parametros iniciales de diseño, como son la carrera y velocidad de bombeo. Esto se determina mediante el uso de las constante de la bomba, de la forma siguiente :

$$. \text{ Producción (BPD)} = 0.64. (S \times N \times Kp)$$

$$\text{ó } (S \times N) = (\text{BPD}) / (0.64 \times Kp)$$

Donde: S = Longitud de carrera (pulg.)

N = Velocidad de bombeo (Carrera/Minuto)

Evitando las velocidades sincronicas:

$$(Ns = 237,000/N \times L, L = \text{prof. bomba})$$

Kp= Constante de la bomba

0.64= Factor resultante de multiplicar el 80% de eficiencia volúmetrica máxima y 80% de carrera efectiva promedio (Regla práctica asumida en base a la experiencia)..

- La constante de la bomba se obtiene multiplicando el área del pistón (A_p) por los factores de conversión necesarios para obtener la producción en BPD.

Así se obtienen las siguientes constantes :

Diámetro del <u>pistón</u> (pulg)	Area del <u>pistón</u> (pulg ²)	Constante (Kp)
1.1/16	0.886	0.132
1.1/4	1.227	0.182
1.1/2	1.767	0.262
1.3/4	2.405	0.357

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 barril-pistón y conjunto de bolas y asientos de las válvulas, basandonos en el API-SPEC-11AX ("SPECIFICATION FOR SUBSURFACE SUCKER ROD PUMPS AND FITTINGS") y el API-RP-11AR ("RECOMMENDED PRACTICE FOR CARE AND USE OF SUBSURFACE PUMPS").

Así por ejemplo, para el pozo 1737 (Bat. 995) que tenía problemas de interferencia de gas, viscosidad

de 5 centipoise y de mediana profundidad, se seleccionó e instaló la bomba de las siguientes características :

20-125-RHBC-12-5-4.

Donde : 20 = Diámetro del tubing = 2.3/8" O.D:
 125 = Diámetro del pistón = 1.1/4"
 R = Bomba del tipo insertable.
 H = Barril de pared gruesa.
 B = Anclaje ubicado en el fondo.
 C = Asiento del tipo copas.
 12 = Longitud del barril, en pies.
 5 = Longitud del pistón, en pies.
 4 = Long. total de extensiones, en pies.

Adicionalmente la bomba fue armada con :

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

2.1.3.2. 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 un máximo esfuerzo de 25,000 psi. En Noroeste se usan sartas combinadas de varillas de dos o más tamaños a partir de 3,500' (para pistones de 1.1/2") y 4000' (para pistones de 1.1/4" y 1.1/16"), instalando las de mayor diámetro hacia la superficie del pozo debido a 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 sólo 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 sólo 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 es el método que utiliza el API-RP-11L ("DESIGN CALCULATIONS FOR SUCKER ROD PUMPING SYSTEMS"), en el cual los porcentajes (%) de cada tipo de varillas son calculados en función del área del pistón.

En nuestro caso, dado que sólo usamos tres tamaños de varillas, los porcentajes son calculados con las siguientes relaciones :

<u>Rango de Profund.</u>	<u>Tamaño de las varillas</u>	<u>Relaciones para Porcentajes</u>
0 - 4000'	5/8	R1(5/8)= 100
4000' - 5300'	5/8 y 3/4	R1(5/8)= 75.9 - 8.96.Ap R2(3/4)= 24.1 + 8.96.Ap

Más de 5300' 5/8, 3/4, 7/8 R1(5/8)= 62.7 -13.93.Ap
 R2(3/4)= 19.9 + 7.37.Ap
 R3(7/8)= 17.5 + 6.55.Ap

Obteniendose :

Diámetro pistón	P O R C E N T A J E S				
	Combinación Doble		Combinación triple		
	5/8"	3/4"	5/8"	3/4"	7/8"
1.1/16"	68.4	31.6	50.9	26.1	23.0
1.1/4"	65.2	34.8	46.2	28.6	25.2
1.1/2"	60.4	39.6	38.8	32.6	28.6

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' y las de grado "D" a partir de 5,000'.

Las varillas de Grado "C"(estandar), son de acero al carbono- manganeso. Su mínima resistencia a la tensión es de 90,000 libras. El mayor porcentaje de los pozos de Noroeste usan este tipo de varillas.

Las varillas de Grado "D"(Alta Tensión), son de acero-niquel-cromo. Su mínima resistencia a la tensión es de 115,000 libras. Se usan generalmente en pozos profundos y de alta producción.

2.1.4. CALCULO DE LAS CONDICIONES DE OPERACION

Los cálculos se efectúan mediante computadora utilizando los métodos de diseño de Mills (o el método de los factores de impulso) y el recomendado en el API-RP-11L, comparando después los resultados obtenidos con el fin de garantizar que los equipos no sean sobrecargados.

2.1.4.1. METODO CONVENCIONAL DE MILLS

Este método se basa en los FACTORES DE IMPULSO (K), los cuales se calculan fundamentándose en la máxima aceleración del movimiento armónico simple ($c = w^2r/g$). Luego, las expresiones para calcular estos factores para cualquier combinación dada de carrera (S) y velocidad de bombeo (N), son :

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

$$K = 1 + (N^2S/70,500) \quad \text{para } N > 15 \text{ spm}$$

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

1°. Fijar los Parametros Iniciales : Producción (BPD), Profundidad de la bomba (L), el diámetro del pistón, la sarta de varillas, la longitud de carrera (S), velocidad de bombeo(N), gravedad específica del fluido y si el tubing es anclado o no.

2°. Cálculo de los Factores de Diseño :

. Factor Coseno = $\text{Cos} (0.0004 \times N \times L)$

. Factor de Estiramiento (C)

- Para tubería anclada :

$$C_a = (R_1/A_1) + (R_2/A_2) + (R_3/A_3)$$

- Para tubería no anclada :

$$C_{na} = C_a + 1/At$$

Donde :

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

A1 , A2, A3 Area de las varillas.

At.= Area transversal del tubing.

- . Factor de impulso, según la fórmula indicada líneas arriba.

3°. Cálculo de cargas.

- . Peso de Varillas (Wr) :

$$Wr = M1 \times L1 + M2 \times L2 + M3 \times L3$$

Donde :

M1, M2, M3. Peso Unitario de Varillas (lb/pie).
L1, L2, L3 Longitud de varillas (pie).

- . Peso del Fluido (Fo) :

$$Fo = L \times (0.433 G)(Ap - Ar).$$

Donde :

Ap ... Area Transversal del pistón.

Ar.... Area Tranversal de la varilla del fondo.

4°. Cálculo de la Producción (PD).

- . Sobrecarrera (S1) = S/Factor Coseno
- . Pérdidas de Carrera(S2)= L x Fo x C /2x10⁶
- . Carrera Efectiva (Sp) = S1 - S2

Luego :

$$PD = Kp \times Sp \times N$$

5°. Cálculo de Condiciones de Operación

- . Carga Máxima en Varillón Pulido (PPRL) :

$$\text{Unidad Convencional : PPRL} = Fo + Wr \times K$$

$$\text{Unidad Mark II : PPRL} = Fo + Wr(1 + 0.6(K-1))$$

. Carga Mínima en Varillón Pulido (MPRL) :.

Unidad Convencional : $MPRL = W_r(1.873 - K)$

Unidad Mark II : $MPRL = W_r(0.873 - 1.3(K-1))$

. Esfuerzo Máximo (S_{max}) :

$S_{max} = PPRL/Ars$

Donde :

Ars. = Area transversal varilla superior.

. Contrabalance (CBE) :

$CBE = 0.5.(PPRL + MPRL)$

. Torque Máximo (PT) :

Unid. Convenc.: $PT = 0.5.(PPRL - CBE)(S)(1.06)$

Unid.M.II: $PT = 0.5.(0.93 \times PPRL - 1.2 \times MPRL)(S/2)$

. Potencia en el Varillón (PRHP) :

$PRHP = (PD \times L)/136,000$

2.1.4.2. METODO API RP-11L

Este método, recomendado por el Instituto Americano de Petróleo (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE), basa el diseño de los Sistemas de Bombeo Mecánico en la aplicación de FACTORES ADIMENSIONALES definidos de acuerdo con la carta dinamométrica de un pozo (Figura N° 12).

Este método fue el resultado de investigaciones efectuadas por un grupo de fabricantes y usuarios de equipos de bombeo mecánico. Los cálculos de diseño se basan en una correlación de datos obtenidos de las pruebas efectuadas durante la fase de investigación, en las cuales se estudiaron básicamente los tres puntos siguientes :

- a. Características de vibración de las sartas de varillas.
- b. Características físicas de las varillas.
- c. Análisis dimensional de los sistemas de bombeo mecánico.

Con la información obtenida el API desarrolló un programa computarizado con el cual se obtuvieron tablas de diseños para profundidades de 2,000' a 12,000' (con incrementos de 500') para rangos de 100 BPD hasta 1,500 BPD, utilizando diversas combinaciones de varillas y bombas. También se desarrolló un segundo programa donde se obtuvieron una serie de curvas para seleccionar Unidades de Bombeo Convencionales para profundidades de 1,600' a 9,900' y varios rangos de producción y combinación de varillas, bombas y velocidades de bombeo.

Las fórmulas utilizadas en este método son explicadas tomando como base la Figura N° 12 , así tenemos :

- a. Para velocidades de bombeo cercanas a cero ($N = 0$) :

$$PPRL = Wrf + F_0$$

$$MPRL = Wrf$$

- b. Para velocidades de bombeo mayores a cero ($N > 0$)

$$PPRL = Wrf + F_1$$

$$MPRL = Wrf + F_2$$

El problema se generaliza usando parámetros adimensionales:

a. Las variables independientes adimensionales son :

- . N/No (dimensionalmente es $SPM/SPM = 1$)

Donde :

N = Carreras por minuto

No = Carreras por minuto a la frecuencia natural de la sarta de varillas

- . Fo/SKr (dimensionalmente = $lbs/(pulg \times lbs/pulg) = 1$)

Donde :

Fo = Carga de fluido levantada por el pistón (lbs)

S = Carrera (pulg)

Kr = Constante elástica de resorte de la sarta de varillas. Es la carga en lbs. necesaria para que la sarta completa se estire una pulgada.

b. Las variables dependientes adimensionales son :

- . Carga Máxima (PPRL) : $F1/SKr$
- . Carga Mínima (MPRL) : $F2/SKr$
- . Torque Máximo (PT) : $2T/S^2Kr$
- . Potencia requerida en el varillón(PRHP) : $F3/SKr$
- . Carrera de la Bomba (Sp): Sp/S

Con las fórmulas anteriores se realizaron cálculos con computadora para diversas combinaciones de N/No y Fo/SKr , midiendo las variables dependientes no dimensionales en cada prueba. Los resultados se representaron gráficamente obteniéndose los grupos de curvas ilustradas desde las Figuras 4.1 hasta la Figura 4.5 del API-RP-11L (Anexo I), con las cuales ahora se efectúan los cálculos de diseño.

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

1°. Fijar parámetros iniciales de Diseño : Producción (PD), nivel de fluido (H), profundidad de la bomba (L), diámetro del tubing (indicando si es anclado o no), velocidad de bombeo (N), longitud de carrera (S), diámetro del pistón (D), gravedad específica (G) y sarta de varillas.

2°. Registrar los factores de las tablas 4.1 y 4.2 :

- . W_r = Peso promedio de las varillas (lb/pie).
- . E_r = Constante elástica de varillas (pulg/lb-pie)
- . F_c = Factor de frecuencia
- . E_t = Constante elástica del tubing (pulg/lb-pie)

3°. Cálculo de variables adimensionales :

- . Carga de fluido a levantar por el pistón (F_o) :

$$F_o = 0.340 \times G \times D^2 \times H$$

- . Constante elástica del total de la sarta de varillas ($1/k_r$) :

$$1/K_r = E_r \times L$$

- . $S_{K_r} = S / (1/K_r)$

- . F_o / S_{K_r}

- . N / N_o

- . N / N_o'

- . Constante elástica de la porción no anclada de la sarta del tubing :

$$1/K_t = E_t \times L$$

4°. Cálculo de la producción (PD) :

- . Carrera efectiva del pistón (S_p) :

$$S_p / S = S_e \text{ lee en Fig. 4.1 ingresando con } N / N_o'$$

$$\text{Luego : } S_p = (S_p / S) \times S - F_o \times (1 / K_t)$$

- . Producción (PD) :

$$PD = 0.1166 \times Sp \times N \times D^2$$

5°. Cálculo de Wrf/SKr :

- . Peso total de las varillas en el aire (W) :

$$W = W_r \times L$$

- . Peso total de las varillas en el fluido (Wrf) :

$$Wrf = W \times (1 - 0.128 \times G)$$

- . $Wrf/SKr = W(1 - 0.128 \times G)/SKr$

6°.- Registrar Factores no dimensionales:

- . $F1/SKr$ (Fig. 4.2) . $2T/S^2Kr$ (Fig. 4.4)
- . $F2/SKr$ (Fig. 4.3) . $F3/SKr$ (Fig. 4.5)
- . Ta (Fig. 4.6)

7°.- Cálculo de condiciones de Operación :

- . Carga Maxima en varillón pulido (PPRL)

$$\text{Unidad Convenc.: } PPRL = Wrf + (F1/SKr) \times SKr$$

$$\text{Unid. Mark. II: } PPRLP = Wrf + Fo + 0.75((F1/SKr) \times Kr - Fo)$$

- . Carga Mínima en varillón pulido (MPRL)

$$\text{Unidad Convenc.: } MPRL = Wrf - ((F2/SKr) \times SKr)$$

$$\text{Unidad Mark II : } MPRL = PPRL - ((F1/SKr) + (F2/SKr)) \times SKr$$

- . Contrabalance (CBE)

$$CBE = 1.06 \cdot (Wrf + 0.5 \times Fo)$$

- . Torque Máximo (PT)

$$\text{Unidad Convenc.: } PT = (2T/S^2Kr) \times SKr \times (S/2) \times Ta$$

$$\text{Unidad Mark II : } PT = 0.5(0.93 \times PPRL - 1.2 \times MPRL) \times S/2$$

- . Potencia en el varillón (PRHP)

$$PRHP = (F3/SKr) \times SKr \times S \times N \times 2.53 \times 10^{-6}$$

2.1.5. COMPARACION DE LOS REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA VERSUS LA CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS.

En este paso se comparan el desplazamiento y cargas calculadas versus la producción del pozo, rango de cargas, tensiones y otras limitaciones de los componentes de la instalación. Usualmente es necesario efectuar más de un cálculo para que los requerimientos del pozo no sobrepasen las limitaciones del sistema.

Así por ejemplo para el caso del pozo 5963 (Batería 996), cuyos datos iniciales son :

L = 5,550'	Unidad de Bombeo = API 80 - 133 - 54
H = 5,070'	Sarta de varillas= API 65
S = 54"	Tuberia de Prod. = 2", no anclada.
N = 5.5 spm	Producción = 20 bpd
D = 1.25"	Grav. Espec. Fluido = 0.8

Se obtiene :

<u>Condiciones de Operación</u>	<u>Método MILLS</u>	<u>Método API RP 11L</u>
Producción (BPD al 60% EF.Vol.)	20	22
PPRL (lbs)	9,670	9,313
MPRL (lbs)	5,871	6,025
Smax (psi)	21,877	21,070
CBE (lb)	7,770	8,044
PT (lb-pulg)	54,378	61,766
PRHP(HP)	1.10	1.38

Luego se comparan estos dos resultados seleccionando el que da valores más altos, con el fin de asegurarnos no sobrepasar los límites máximos de diseño de los equipos. Así el ejemplo nos indica que se debe seleccionar el resultado obtenido por el método API RP 11L.

2.1.5.1. UNIDAD DE BOMBEO

De acuerdo con el API STD 11E, las unidades de bombeo estandarizadas en nuestras operaciones se designan de la siguiente forma :

<u>Tamaño</u> <u>API</u>	<u>Máximo</u> <u>Torque</u> <u>Permisible</u> <u>(lb-pulg)</u>	<u>Máxima</u> <u>Carga</u> <u>Permisible</u> <u>(lb)</u>	<u>Maxima</u> <u>Longitud</u> <u>Carrera</u> <u>(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

Luego comparandolos con los resultados obtenidos en el ejemplo anterior se tiene :

	<u>Capacidad</u> <u>Máx. Unidad</u>	<u>Requerimiento</u> <u>instalación</u>	<u>%</u> <u>Utilizado</u>
PPRL	13,300	9,313	70.0
CBE (*)	7,470	8,044	107.7
PT	80,000	61,766	77.2

(*) EL valor de la capacidad máxima de contrabalance se refiere sólo a la suministrada por 4 pesas principales. Sin embargo adicionando 2 pesas auxiliares se obtiene hasta 8,415 lbs., siendo entonces necesario calcular la ubicación óptima de los contrapesos en la manivela (CRANK) para que de un efecto de contrabalance de 8,044 lbs.

2.1.5.2. MOTOR

Aqui se verifica si la capacidad de potencia y torque de los motores satisfacen los requerimientos del sistema; se selecciona el diámetro de la polea del motor y el tipo y N° de fajas de transmisión :

1°. Cálculo de la Potencia

$$\text{Potencia Motor} = \text{PRHP} / \text{Ef. motor}$$

Donde Eficiencia es = 40% ...Para motores a gas.
30% ...Para motores eléctricos.

En el ejemplo, el pozo 5963 (Bat. 996) que tenía un motor a gas marca Ajax, modelo E-15, requería la siguiente potencia :

$$\text{Potencia Requerida} = 1.38 / 0.40 = 3.45 \text{ HP}$$

2°. Selección del diámetro de la polea del motor :

Esta se calcula mediante la siguiente fórmula y se selecciona entre los tipos de polea indicados en la tabla N° 5. Para esto se realiza un primer cálculo para aproximarnos al diámetro a elegir, con el cual se determina en un segundo cálculo la velocidad exacta del motor :

$$O_m = (O_{ub})(G.R.)(SPM) / (RPM)$$

Donde :

- . O_m = Diámetro de polea del motor (pulg)
- . O_{ub} = Diámetro de polea de unidad de bombeo (pulg)
- . G.R. = Relación de engranajes del reductor.
- . SPM = Velocidad de bombeo
- . RPM = Rev./minuto promedio del motor (Figura N° 13).

Reemplazando datos :

$$O_m = (20.0)(29.15)(5.5) / (450)$$

$$O_m = 7.1"$$

De la tabla N° 5, se selecciona la polea de 7.0" - 4C (es decir : $O_m = 7.0"$, N° de canales = 4 y tipo de canales = C), debido a que la Unidad de Bombeo Lufkin C 80D usa una polea de 3 canales en V tipo "C".

Seguidamente se calcula la velocidad exacta del motor:

$$\text{RPM} = (20.0") (29.15) (5.5) / (7.0)$$

$$\text{RPM} = 458$$

3°. Cálculo del N° de fajas

Se efectuá mediante el uso de las figuras N° 14 y N° 15, que dan la potencia(HP) que transmitirá cada faja. A estas figuras se ingresa con el diámetro de la polea del motor (en las ordenadas) interceptandola con la curva de la velocidad de rotación del eje del motor y se lee en las abscisas la potencia/faja.

Conociendo la potencia total a ser transmitida, se puede calcular el N° total de fajas requeridas, al cual se le agrega una más por razones de seguridad.

$$\underline{\text{N° de Fajas} = (\text{Pot. Total} / \text{Pot. por faja}) + 1}$$

Para el ejemplo, se usa la grafica N° 15 (Para canales en V tipo C), entonces se tiene :

$$\text{N° de fajas} = (3.45 \text{ HP} / 2.2 \text{ HP por faja}) + 1$$

$$\text{N° de fajas} = 2 \text{ fajas}$$

4°. Cálculo del Torque.

$$\underline{\text{Torque (motor)} = (\text{PT} / 12) (\text{SPM} / \text{RPM})}$$

Donde :

- . PT = Torque Max. Unidad de Bombeo (lb-pulg).
- . SPM = Velocidad de bombeo.
- . RPM = Revoluciones por minuto del eje del motor.

Reemplazando datos :

$$\text{Torque (motor)} = (61,766/12)(5.5/458)$$

$$\text{Torque (motor)} = 61.8 \text{ lb-pie}$$

5°. Comparación de Potencia y Torque.

De las curvas de Potencia y Torque (Figura N° 13) se obtienen los valores nominales del motor, a los cuales se le afecta con el 80% de factor de seguridad.

En el pozo del ejemplo se tiene un motor Ajax E-15, haciendo la comparación resulta :

	<u>Valor Nominal</u>	<u>Valor al 80%</u>	<u>Valor Requerido</u>
Potencia(HP)	11.0	8.8	3.45
Torque (lb-pie)	190.0	152.0	61.8

Entonces, el motor instalado cubre satisfactoriamente los requerimientos del sistema.

2.1.5.3. VARILLAS.

El máximo esfuerzo real, calculado con la fórmula $S_{\text{máx}} = \text{PPRL}/\text{Ars}$, no debe exceder nunca del "Máximo Esfuerzo Permisible" para el grado particular de la varilla usada, ni exceder el "Rango de Esfuerzos Permisibles".

El API RP-11 BR ("CARE AND HANDLING OF SUCKER RODS") recomienda el uso del DIAGRAMA MODIFICADO DE GOODMAN (Figura N° 16), el cual puede ser construido, para cada tipo de grado de la varilla, mediante las siguientes relaciones :

Mínima
Grado de Resistencia
Varilla a la Tensión $S_a = (0.25 \times T + 0.5625 \times S_{min}) \times SF$

C 90,000 $S_a = (22,500 + 0.5625 \times S_{min}) \times SF$
D 115,000 $S_a = (28,750 + 0.5625 \times S_{min}) \times SF$

Ademas : $\Delta S_a = S_a - S_{min}$

Donde :

T = Mínima resistencia a la Tensión.
S_a = Máximo esfuerzo permisible (psi)
S_{min} = Mínimo esfuerzo de varillas = MPRL/Ars
SF = Factor de Servicio = 0.8 por seguridad
 ΔS_a = Máximo rango de esfuerzos permisibles (psi)

Para el ejemplo, dado que las varillas usadas en el pozo 5963 son del grado D, se tiene :

$S_{min} = 6,025 / 0.442 = 13,631$ psi
 $S_a = (28,750 + 0.5625 \times 13,631) \times 0.8 = 29,134$ psi.
 $\Delta S_a = 29,134 - 13,631 = 15,503$ psi

Comparandolos con los resultados reales :

	<u>Máximo</u> <u>.Permisible</u> (psi)	<u>Valores</u> <u>Reales</u> (psi)	<u>%</u> <u>Utilizado</u>
Esfuerzo (S)	29,134	21,070	72
Rango de Esfuerzos	15,503	7,439	48

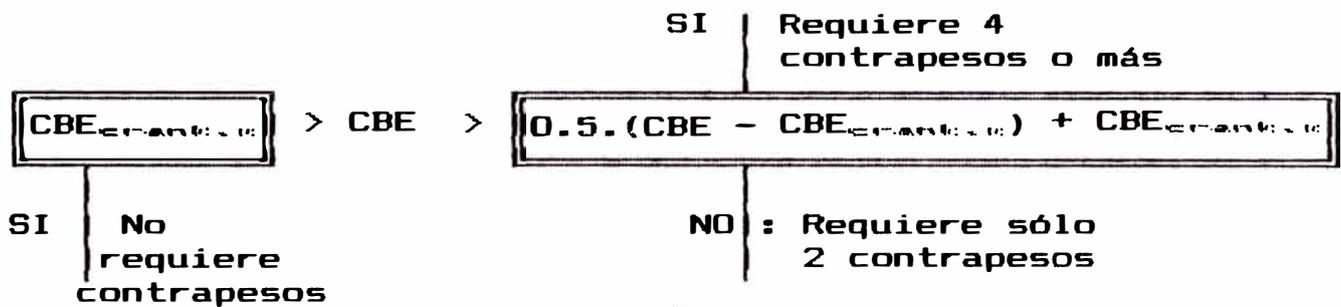
2.1.6. SELECCION Y UBICACION OPTIMA DE CONTRAPESOS

El método aquí utilizado se basa en el procedimiento recomendado por el API STD 11E para la determinación del óptimo contrabalance y es el resultado del estudio efectuado específicamente para este trabajo, con el objeto de determinar un procedimiento práctico para la selección y ubicación óptima de los contrapesos, utilizando los FACTORES DE TORQUE y LAS CARTAS DE CONTRABALANCE suministradas por el fabricante (Figura 17).

El procedimiento que se sigue es :

1°. Determinación de N° de Contrapesos.

Con el efecto de contrabalance (CBE) calculado o medido en el registro dinamométrico y los datos de efectos de contrabalance máximo que suministra el fabricante de las unidades de bombeo, se efectúa la siguiente comparación :



Donde :

CBE = Contrabalance calculado o medido (lbs).
 CBE crank x = Contrabalance del crank (manivela) sólo, para la carrera "x" (lbs).
 CBE max. x = Contrabalance máximo para la carrera "x" (lbs).

2°. Determinación de Ubicación Óptima de Contrapesos.

Cuando la instalación requiere contrapesos, la ubicación óptima a lo largo del "crank" se determina mediante las cartas de contrabalance (Figura 17), para lo cual primero se calcula el Máximo Torque de Contrabalance (M) con las siguientes fórmulas :

. Unidad de Bombeo requiere 2 contrapesos :

$$M = (2 \times CBE - CBE_{crank(x)} - B)(FT_{...})$$

. Unidad de Bombeo requiere 4 contrapesos o más :

$$M = (CBE - B)(FT_x \text{ a } 90^\circ)$$

Donde :

- . M = Máximo Torque de Contrabalance en el eje del "crank"(cuando a girado un angulo de 90°),(lb-pulg).
- . B = Desbalance Estructural (lbs).

Finalmente se obtiene la distancia óptima ("d") aplicando las cartas de contrabalance (figura N° 17).

Ejemplo : Para el caso del pozo 5963 cuya Unidad de Bombeo es del tipo API 80-133-54, marca Lufkin, tenemos :

. Datos :

Carrera	= 54 "
CBE _{crank}	= 2,845 lbs.(crank código 4850B).
CBE _{max}	= 8,415 lbs (crank + 4 pesas N° 5ARD + 2 PESAS N° 5A).
B	= + 330 lbs.
FTx (a 90°)	= 26.446.

. Determinación N° Contrapesos.

$$(CBE = 8,044) > 0.5 (8,415.- 2,845) + 2,845$$

$$8,044 > 5,630$$

Como el resultado es "SI" , entonces la unidad de bombeo requiere usar 4 pesas principales N° 5ARD + 2 pesas auxiliares N° 5A.

. Cálculo del Máximo Torque de Contrabalance (M)

$$M = (8,044 - 330)x(26.446)$$

$$M = 204,000 \text{ lb-pulg.}$$

. Ubicación Óptima de los Contrapesos (d).

En la carta N° 2, para 4 pesas principales más 2 pesas auxiliares, de la Figura N° 17 , se obtiene :

$d = 2''$ del extremo final del crank.

Nota :- Es recomendable instalar el mínimo número de contrapesos con el fin de ubicarlos lo más cercanos al extremo final del crank.

2.1.7. RECOMENDACION DE OPTIMAS CONDICIONES DE OPERACION.

Es el resumen de todos los resultados del rediseño, mediante el cual se solicita efectuen las modificaciones respectivas.

Del ejemplo realizado a lo largo de este capítulo, se recomienda que la instalación trabaje con las siguientes condiciones de operación :

<u>Condicion Operación</u>	<u>Actual</u>	<u>recomendada</u>	<u>Modificar (SI/NO)</u>
L	5550'	5550'	No
S	54"	54"	No
N	7.0	5.5	Si
D	1.25"	1.25"	No
Tipo Bomba	RWTC	RHBC	Si (prox.SDP)
Sarta varillas API	no	65	Si (prox.SDP)
Om	8"-4C	7"-4C	Si
RPM	510	458	Si
Fajas	2xC-195	3xC-195	Si
N° de Pesas	4xN°5ARO	4xN°5ARO + 2xN°5A	Si
Ubic.de Pesas	0" ext.crank	2"ext. crank	Si

2.1.8. ALTERNATIVAS PARA MINIMIZAR LOS PROBLEMAS DE ALTO GOR, ARENA Y PARAFINA :

a. ALTO GOR

Con el fin de minimizar o evitar los problemas de interferencia o bloqueo de gas en los pozos con bombeo mecánico del Area de Peña Negra, se trató de mantener siempre 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 la producción. Además de que la bomba debería instalarse con el menor espacio nocivo posible.

Adicionalmente, dependiendo del valor del GOR, se consideró la utilización de alguna de las alternativas siguientes (Anexo II):

Ancla natural de gas, colocando la succión de la bomba por debajo de las zonas punzonadas.

Ancla de gas, que según nuestra experiencia trabaja bien en pozos cuyo GOR < 500.

Válvula antibloqueo (Código de stock de Petroperú: 61-131-6371), que usándola conjuntamente con la alternativa anterior trabaja bien en pozos con GOR < 2000.

Charger valve 927 (Código de stock de Petroperú: 61-196-9460), la cual usándola conjuntamente con la

ancla de gas trabaja bien en pozos que tienen GLR $<$ 5000.

- Guiberson Down Hole Separator (Código de stock de Petroperú: 61-152-1785), que es instalado conjuntamente con un empaque. Su uso se limita a las zonas profundas, por cuanto hay que instalarlo por encima del intervalo de alto aporte de gas.
- Pistón Loc No, el cual reemplaza al pistón convencional y al conjunto de la válvula viajera. Se usa en pozos cuyos GLR $<$ 5000.
- Independización de la producción del gas de los forros, por su mayor costo esta alternativa se utiliza para GLR $>$ 5000, en los casos en que las alternativas anteriores no son eficientes.

b. ARENA

Para evitar o minimizar que la arena de formación o fracturamiento cause problemas de bombeo debido al trabamiento 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 recomendó el uso de filtros (tipo malla o rejilla), filtro de grava e incluso bomba de subsuelo de tres (3) tubos (Anexo III).

Un caso de estos fue el Pozo 5614 (Bat. 904), al cual se le instaló filtro de arena mejorando notoriamente su rendimiento.

c. PARAFINA

Debido al calor y a la naturaleza del petróleo, la parafina normalmente se encuentra en solución en el fondo del pozo. Sin embargo, conforme el petróleo alcanza temperaturas menores a su "POUR POINT", la parafina comienza 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 Noroeste, los pozos con este tipo de problema acumulan parafina generalmente a partir de una profundidad promedio de 1500', por lo cual se recomendó el uso del producto TRETOLITE CF 4W (Detergente-Dispersante) que se aplica en forma de "BATCH" para controlar (evitar) la deposición de la parafina (Ver procedimiento de inyección en Anexo IV).

2.2. EJECUCION DE LAS MODIFICACIONES

Además de la optimización de las condiciones mecánicas de superficie (carrera, velocidad y balanceo), efectuadas con el fin de estabilizar la producción y reducir los servicios de pozos, se modificó igualmente los diseños del equipo subsuelo siguiendo los criterios señalados en el punto anterior.

Los cambios de carrera y velocidad de bombeo que se tuvieron que efectuar se muestran en la Tabla No. 7. Cabiendo anotar que los trabajos de cambio de carrera que se hicieron a las unidades de bombeo incluyeron el balanceo y el espaciamiento adecuado de la bomba de subsuelo (colocando la válvula viajera a 1" ó 2" de la válvula estacionaria), esto último con el fin de conseguir una buena relación de compresión.

Los balanceos de las unidades de bombeo fueron efectuados con la ayuda del dinamómetro. La meta planteada, en este aspecto, fue que la diferencia de los torques netos máximos obtenidos en la carrera ascendente y descendente (Figura 11) no sobrepase el 10%, lo cual fue alcanzado en un buen porcentaje de los pozos, a pesar de no contar con toda el infra-estructura necesaria.

Por otro lado, en lo que respecta al equipo de subsuelo se verificaron los porcentajes de las sartas de varillas de todos los pozos comparando los esfuerzos reales con los esfuerzos máximos permisibles. Así para los pozos cuyas varillas estuvieron sobre-esforzadas, lo cual no fue un problema muy significativo para el Area Peña Negra, se decidió colocar una nota en el archivo del pozo para hacer las correcciones pertinentes en el próximo servicio de pozo ("Pulling").

Los recursos adicionales que se necesitaron para la ejecución de estos trabajos fueron los siguientes:

2.2.1. MATERIALES

Los materiales requeridos se pueden agrupar según su aplicación:

a. PARA MODIFICAR CONDICIONES DE OPERACION DE SUPERFICIE.

En la Tabla No. 5 observamos que se requirió un total de 110 poleas con sus respectivos bujes (bocinas), ya que en algunos pozos se efectuaron hasta dos (2) modificaciones.

Los tamaños de las poleas que se usaron para el cambio de las velocidades de bombeo variaron desde 5.4" a 13.0" de diámetro.

No se requirió reemplazar fajas de transmisión después de un cambio de polea ya que la tensión requerida sólo se reajusta moviendo el motor hacia atrás o adelante de su base.

Cabe mencionar que no se consideran, dentro de los requerimientos adicionales, los repuestos para frenos, las conexiones (válvulas y niples de 2"0) para la toma de nivel de fluido y pruebas manométricas, ya que estas deben mantenerse completas en forma normal como parte de la instalación de cada pozo.

Por otro lado, el período considerado para la ejecución de las recomendaciones fue mayor al programado, debido a problemas para la adquisición de las poleas y bocinas, a pesar de ser materiales de reposición

automatica (la orden de compra es generada en forma inmediata cuando no hay stock) y haberse solicitado con la debida antelación mediante un Pedido de Material especial. Cabe comentar que, aún hasta la finalización de estos trabajos, el pedido en mención no había sido atendido en su totalidad, habiéndose cubierto las necesidades restantes con material recuperado.

b. MODIFICACIONES DE EQUIPO DE SUBSUELO

Tal como se observa en la Tabla siguiente, en este trabajo se cambió el tipo de bomba de subsuelo al 30% de los pozos.

<u>TIPO DE BOMBA</u>	<u>#DE BOMBA AL INICIO</u>	<u>#DE BOMBA AL FINAL</u>	<u>VARIACION (F)-(I)</u>
2"x1.1/16"x7'RWT	2	9	7
2"x1.1/4"x7' ó 10' ó 12'RWT	77	53	24
2"x1.1/4"x12'x14x16'RH(BóA)	16	41	25
2"x1.1/4"x17'x19'x22' RHB	2	2	0
1"x1.1/2"x10' ó 12' RWT	8	0	8

Además de la variación del tipo de bombas de subsuelo, también fue necesario en el armado de éstas la utilización de barriles, pistones y conjuntos bola asiento fabricados con metalurgias especiales, las cuales se instalaron en algunos pozos con el fin de evaluar su rendimiento, como parte de otro trabajo importante que estaba desarrollando Petroperú.

2.2.2. EQUIPO DE TRABAJO PARA MODIFICAR LAS CONDICIONES DE OPERACION.

De acuerdo con el plan de trabajo estructurado al comienzo de este proyecto, el total de modificaciones de las condiciones de operación recomendadas deberían efectuarse en un plazo de tres meses (+/- 1.1 pozos por día).

De acuerdo con los procedimientos de trabajo existentes, el Dpto. Operaciones de Mantenimiento debería dar apoyo con un equipo de trabajo de siete hombres, 2 camionetas y 1 camión pluma, más el apoyo eventual de una grúa de la Unidad Transportes, que se dividirían los trabajos de la siguiente manera:

Cambios de poleas: con 2 mecánicos y 1 camioneta.

Cambios de carrera: con 4 mecánicos, 1 camión pluma con su operador. Además de la grúa para el caso de las Unidades Tipo 160D y M320D.

Sin embargo, esto no fue factible dado que el Dpto. Operaciones de Mantenimiento no tuvo disponibilidad de materiales, flota y personal para atender estos trabajos en forma cotidiana, ya que ellos sólo tienen capacidad para atender los "Standing Work Order" y reparaciones mayores programadas.

El periodo real de ejecución fue 10 meses, tal como se puede observar en la Tabla No. 7. Esto implicó un retraso de cerca de 6 meses en la obtención de los beneficios, los mismos que en términos económicos significan: 465,450 US\$

por reducción de la frecuencia de servicio de pozos, reducción de reparación de bombas de subsuelo, menor producción diferida e incremento de la producción.

En este tópico, dada su importancia en la ejecución de los programas de optimización de las condiciones de operación de los equipos de bombeo mecánico, es necesario que, para ampliar estos trabajos a todos los pozos del Noroeste, Petroperú se equipe convenientemente de acuerdo con lo indicado en el Anexo IV.

CAPITULO III
EVALUACION DE LAS CONDICIONES DE OPERACION
MODIFICADAS

Para evaluar si las soluciones dadas para optimizar las condiciones operación dieron o no resultados, se analizaron tres factores muy importantes:

Eficiencia de los equipos de bombeo

Frecuencia de servicio de pozos

Estabilización de la producción

3.1. EFICIENCIA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO

Del análisis efectuado a las condiciones de operación de los equipos de bombeo al comienzo y al final de estos trabajos (Tabla No. 2), se puede resumir lo siguiente:

<u>ITEM</u>	<u>VALOR PROMEDIO (OCT.86)</u>	<u>VALOR PROMEDIO (NOV.87)</u>
Carrera(s)	52.8"	50.6"
SPM (N)	10.5	6.4
DIAMETRO DEL PISTON	1.257"	1.229"
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA	4900'	4940'
PRODUCCION/POZO (BPD)	16.5	15.5
EFICIENCIA VOLUMETRICA	22.8%	45.3%
UNIDAD BIEN BALANCEADA	27.6%	70.0%

En este cuadro podemos observar que mejorando la eficiencia de 22.8% a 45.3%, se puede extraer un caudal casi similar con una reducción de 39% en SPM y de 4.1% en la carrera.

Con respecto a los problemas que se detectaron al inicio del Proyecto, en la mayoría de los casos fueron disminuídos, como se puede observar en el cuadro siguiente (Tabla No. 6):

<u>PROBLEMA</u>	<u>N°de POZOS</u>	<u>%</u>
Fuga en válvula móvil	51	48
Alta sumergencia	16	15
Fricción	15	14
Compresión de gas	6	5

Aquí cabe mencionar que la fuga en la válvula móvil sólo se puede eliminar interviniendo el pozo y cambiando la bomba, pero esto no nos garantiza que este problema desaparezca, ya que el sello metálico entre la válvula y asiento de las bombas nuevas se deterioran rápidamente debido a que el acero inoxidable con que están fabricados no es el material más adecuado para estos pozos.

Por este motivo, a fin de evitar mayores gastos por intervenciones a los pozos, en la actualidad se está aceptando trabajar con estas pérdidas contrarrestando la menor eficiencia de la bomba con un aumento de la longitud de la carrera, controlando una buena extracción, manteniendo niveles de fluido adecuados (entre 200' y 500' de sumergencia).

Con las condiciones de bombeo finales, de 6.4 SPM, y las condiciones iniciales de 10.5 SPM, se obtiene un 64% de incremento de la vida útil de las varillas de bombeo, tal como se observa en el Cuadro siguiente:

CICLOS TOTALES DE VIDA UTIL	TIEMPO DE VIDA DE LAS VARILLAS		AUMENTO DE VIDA UTIL (AÑOS)
	AÑOS	AÑOS	
	A 6.4 SPM	A 10.5 SPM	
25'000,000	7.43	4.53	2.90
35'000,000	10.40	6.34	4.06
45'000,000	13.38	8.15	5.20

Igualmente, esta mayor eficiencia y menores velocidades de desplazamiento del pistón (al inicio: 555.4 PULG/MINUTO; al final : 323.4 PULG/MINUTO) podría traducirse también en una menor probabilidad de falla de las bombas de subsuelo.

Por otro lado el incremento del porcentaje de unidades bien balanceadas implicará un ahorro de costos de equipos y de costos de operación, toda vez que de acuerdo a la historia (no existen estadísticas) la causa principal de las fallas en el reductor, "PITMAN", ejes, cojinetes y fajas se ha debido a un inapropiado contrabalanceo de la unidad de bombeo.

3.2. FRECUENCIA DE SERVICIO DE POZOS

Las Tablas No. 3 y 4, y la Figura No. 7 muestran en forma contundente el éxito de este programa, toda vez que existe una considerable disminución de la frecuencia de servicio de pozos durante la ejecución del proyecto, respecto a la de los años anteriores. Igualmente se puede observar que esto se ha mantenido en los años 1988 y 1989, toda vez que este Distrito coninuó trabajando con la metodología aquí aplicada.

En el Cuadro siguiente se puede observar un resumen de las mencionadas Tablas:

	<u>A Ñ O S</u>					
	<u>84</u>	<u>85</u>	<u>86</u>	<u>87</u>	<u>88</u>	<u>89</u>
No.TOTAL DE POZOS	105	105	107	105	105	105
No.SDP.EFECTUADOS	210	242	189	125	138	133
FRECUENCIA	2.0	2.3	1.77	1.19	1.31	1.27

Como se ve el número de intervenciones del servicio de pozos en el Area Peña Negra se ha reducido en 41%, comparando los promedios de los años 84 y 85 con el de los años 87, 88 y 89 (No se considera el año 86 por ser un año de transición).

3.3. ESTABILIZACION DE LA PRODUCCION

Como resultado de la optimización se logró incrementar la producción de 16 pozos que tenían alta sumergencia y en los pozos reactivados (Tabla No. 8). Sin embargo, también se afrontó una disminución de la producción de 21 pozos, como consecuencia de una declinación anormal de los reservorios (cerca de 50% en pozos con más de 4 años de vida productiva Tabla No. 9).

Asimismo con el fin de estabilizar la producción, al evitar tener un alto número de interrupciones de la producción para efectuar intervenciones de servicio de pozos debido al deterioro prematuro de la bombas de subsuelo, como consecuencia de bombear con baja (escasa) sumergencias, se dispuso que los pozos que mantenían sumergencias por debajo de 200', y cuyas condiciones de

operación de los equipos de bombeo ya no podían ser disminuídas, trabajarían por turnos de 8 ó 16 horas/día (Tabla N° 10). Aquí cabe mencionar la necesidad imperiosa de contar con dispositivos automáticos de arranque/parada para los motores a gas o electrificar los pozos instandoles motores eléctricos con programadores de tiempo, adecuando los ciclos de arranque/parada (ON/OFF) al aporte productivo de los reservorios.

Por estos motivos consideramos que sí se cumplió con el objetivo trazado, pues de no haberse llevado acabo estos trabajos la disminución de la producción hubiese podido ser mayor (Figura No. 18).

CAPITULO IV

EVALUACION ECONOMICA

4.1. INTRODUCCION

Como se ha podido apreciar, es necesario evaluar en forma permanente las condiciones de operación de los equipos de bombeo mecánico, con el fin de detectar y solucionar los problemas de bombeo en forma rápida, oportuna y a costos relativamente bajos a través de las modificaciones de las condiciones de operación, de modo tal que se logre optimizar la utilización de los equipos de bombeo.

Teniendo en cuenta la característica de permanente y no programable que tiene el realizar estos trabajos y que las inversiones que estas involucran son del tipo de "capital adicional de trabajo", el análisis de la rentabilidad de este paquete de trabajos (proyecto) se hará bajo los siguientes parámetros:

Tiempo de recuperación

Método convencional de interés sobre la inversión

Método de descuento del flujo de dinero.

4.2. CONSIDERACIONES Y CRITERIOS PRINCIPALES

La inversión adicional necesaria para la modificación de las condiciones de operación de los equipos de bombeo mecánico (carrera, velocidad, sarta de varillas, bomba de subsuelo, etc.) es del tipo "capital de trabajo", que son no depreciables.

La inversión adicional se utilizó totalmente en gastos operativos, como son los de: cambios de carrera, cambios de polea, modificación del equipo de subsuelo, etc., los mismos que una vez utilizados ya no son factibles de ser recuperados.

Dentro de los gastos no se consideran, como inversión adicional, los necesarios para los materiales que normalmente deben ser utilizados en los equipos de bombeo mecánico, los cuales son:

- . Dispositivo para la toma de registro dinamométrico.
- . Válvulas y niples de 2" de diámetro para la toma del nivel de fluido.
- . Repuestos para la reparación de frenos
- . Poleas de menor tamaño para los motores.
- . Bombas de subsuelo de menor tamaño (diámetro y longitud)
- . Varillas de reemplazo.
- . Repuestos para bombas de subsuelo.

Las bombas de subsuelo y poleas de menor tamaño se pagan con las reemplazadas (de mayor tamaño); pues estas últimas son posteriormente utilizadas en pozos nuevos, los cuales por su mayor producción requieren que sus equipos de bombeo trabajen a mayores carreras y velocidades por encima de 8 SPM.

El análisis económico se efectúa en US\$ dado que las adquisiciones y servicios son facturados en esa

moneda, además de que por ser una moneda más estable es apropiada para fines de comparación.

El tiempo de evaluación de este trabajo es de un año después de la optimización de las condiciones de operación.

- El valor económico del barril de petróleo es 20.0 US\$.

No se considera como pérdida la disminución de la producción de los 21 pozos, debido a que sus reservorios declinaron anormalmente (cerca de 50% de la producción en pozos viejos con más de 4 años de vida útil). Cabiendo aclarar que esto se hubiera manifestado igualmente de no haberse efectuado los trabajos de optimización.

Esto se pudo demostrar con los niveles de fluido tomados a los pozos, los cuales indicaron muy poca sumergencia de la bomba de subsuelo (se extraía el máximo aporte del reservorio, incluso con problemas de golpe de fluido).

La rentabilidad de este proyecto se obtiene de efectuar un balance de los ingresos y egresos, como consecuencia de: el aumento de producción de los pozos que al inicio tenían alta sumergencia, la menor producción diferida, el ahorro por menor frecuencia de servicio de pozos, el ahorro por reparación de bombas de subsuelo, los costos de modificaciones de carrera y velocidad de bombeo, y los costos de mediciones

físicas (registros dinamométricos, niveles de fluidos y BHP/PCP).

No se considera, por su difícil cuantificación, el ahorro por menor desgaste de los equipos de superficie y subsuelo, al trabajar a menores velocidades de bombeo.

No se considera el ahorro por pérdidas de crudo por la empaquetadura del varillón pulido, debido al desgaste prematuro de los cauchos por falta de lubricación en pozos de bajo aporte productivo, que estuvieron trabajando con condiciones de bombeo sobredimensionadas. La razón de esto es la dificultad de determinar la cantidad de pozos y los días que estuvieron trabajando con los cauchos malos. Cabe mencionar, que el problema de fugas de crudo por los cauchos fueron eliminados en gran porcentaje al optimizar las condiciones de operación de los equipos de bombeo.

4.3 EGRESOS

4.3.1. VALORES UNITARIOS

a. COSTO DE CAMBIOS DE CARRERA Y POLEA

COSTO ESTIMADO DE CAMBIO DE CARRERA U.B. C-40D Y C-80D:

4 caldereros.....16 Hrs-Hombre
1 chofer..... 4 Hrs-Hombre

TOTAL :.....(20 Hrs-Hombre)(8 \$/Hr-Hombre) = 160 \$

- Transporte/Pluma Flota 3: 2Hrs x 60 \$/Hr = 120 \$
TOTAL = 280 \$/Unidad 40D o 80D

. COSTO ESTIMADO DE CAMBIO DE CARRERA U.B. C-160D:

- 4 caldereros.....24 Hrs-Hombre
 - 1 chofer..... 6 Hrs-Hombre
 TOTAL :.....(30 Hrs-Hombre)(8 \$/Hr-Hombre) = 240 \$
 - Transporte/Pluma Flota 4: 4 Hrs x 60 \$/Hr = 240 \$
TOTAL = 480 \$/Unidad 160D

. COSTO ESTIMADO DE CAMBIO DE CARRERA U.B. M-320D:

- 4 caldereros.....32 Hrs-Hombre
 - 1 chofer..... 8 Hrs-Hombre
 TOTAL :.....(40 Hrs-Hombre)(8 \$/Hr-Hombre) = 320 \$
 - Transporte/Grúa KOHERING: 8Hrs x 120 \$/Hr= 960 \$
TOTAL = 1280 \$/Unidad 320D

. COSTO ESTIMADO DE CAMBIO DE POLEA DE MOTORES A GAS C-46, C-66, C-96, C-106, O.W. 98RC, AJAX E-15/E-42.

- 2 mecánicos.....8 Hrs-Hombre
 TOTAL :.....(8 Hrs-Hombre)(8 \$/Hr-Hombre) = 64 \$

b. COSTO DE MEDICIONES FISICAS

- Costo de Registro Dinamométrico (DINOLOG) : 110.0 US\$
 - Costo de Nivel de Fluído (SONOLOG) : 70.0 US\$
 - Costo de Combinada (DINOLOG + SONOLOG): 170.0 US\$

4.3.2.-CALCULO DE LOS EGRESOS

EGRESOS = COSTO MODIFICACIONES + COSTO MEDICIONES FISICAS

. COSTO DE MODIFICACIONES

- Cambios de polea = (98 poleas)(64\$/polea) = 6,272 \$
- Cambios de Carrera = (32 cambios PU 40D - 80D)(280\$)
= (17 cambios a PU 160D)(480 \$)
= (01 cambio a PU 320D) (1280 \$)
= 18,400 \$
- Costo total de modificaciones = 24,672 \$

. COSTO DE MEDICIONES FISICAS

- (Dinolog + Sonolog)Efectuados= (173)(170\$/ Combinada)
= 29,410 \$
- Sonolog Efectuados = (134)(70\$/Sonolog) = 9,380\$
- Costo total de mediciones fisicas = 38,790 \$

. EGRESOS TOTALES :

- EGRESOS TOTALES = 24,672 \$ + 38,790 \$
EGRESOS TOTALES = 63,462 \$

4.4 INGRESOS

4.4.1-VALORES UNITARIOS

- Costo Promedio/Servicio de Pozo de 15 Hrs. = 1500 US\$
- Costo Promedio/Reparación de Bomba-Subsuelo= 250 US\$
- Valor Económico del Barril del Petróleo = 20 US\$

4.4.2.-CALCULO DE INGRESOS

INGRESOS = AHORRO POR SDP +
AHORRO POR REPARACION DE BOMBA +
INGRESO POR MENOR PROD.DIFERIDA +
INGRESO POR POZOS QUE AUMENTARON PRODUCCION

INGRESOS = $I_1 + I_2 + I_3 + I_4$

• AHORRO POR SERVICIO DE POZOS (I_1)

$$\begin{aligned} - \text{Disminución de N° SDP} &= 96 = \text{Prom.SDP(años 84 y 85)} - \\ &\quad \text{Prom.SDP(años 87 y 88)} \\ &= 226 - 132 = 94 \end{aligned}$$

$$- \text{Ahorro por SDP} = I_1 = (94 \text{ servicios}) \times (15000\$/\text{servicio})$$

$$I_1 = 141,000\$\underline{\underline{}}$$

• AHORRO POR REPARACION DE BOMBAS DE SUBSUELO (I_2)

$$- \text{Disminución del N° de reparaciones} = 94$$

$$- \text{Ahorro por reparación de bombas} = I_2 = 94 \times 250 \$$$

$$I_2 = 23,500 \text{ US}\$\underline{\underline{}}$$

• INGRESO POR MENOR PRODUCCION DIFERIDA AL EVITAR SERVICIO DE POZOS, CONSIDERANDO UNA PRODUCCION PROMEDIO DE 10 BLS EN 15 HORAS DE SERVICIO (I_3)

$$- \text{Ingreso} = I_3 = (94 \text{ servicios})(10 \text{ Bbl/SDP})(20\$/\text{B1})$$

$$I_3 = 18,800 \$$$

• INGRESO POR POZOS QUE AUMENTARON PRODUCCION (I_4)

$$- \text{Producción Total} = 37,380 \text{ Bls.}$$

$$- \text{Costo del barril de petróleo} = 20 \text{ \$/B1}$$

$$- \text{Ingreso} = I_4 = (37,380 \text{ B1s}) \times (20 \text{ \$/ B1})$$

$$I_4 = 747,600$$

• INGRESOS TOTALES(I)

$$- \text{Ingresos Totales } I = I_1 + I_2 + I_3 + I_4$$

$$I = 141,000\$ + 23,500\$ + 18,800\$ + 747,600\$$$

$$\underline{\underline{\text{INGRESOS TOTALES} = 930,900 \$}}$$

4.5.-ANALISIS ECONOMICO

- FLUJO DE FONDOS

	<u>US\$</u>	
<u>RUBRO</u>	<u>AÑO 0</u>	<u>AÑO 1</u>
INVERSION (EGRESOS)	63,462	-
INGRESOS	---	930,900
DEPRECIACION	---	---
IMPUESTO (35%)	---	325,815
INGRESO NETO (DESPUES DE DEPRECIACION E IMPUESTOS)	(63,462)	605,085

- TIEMPO DE RECUPERACION (PAY OUT)

$$\text{PAY OUT} = (\text{INVERSION}) / (\text{INGRESO NETO})$$

$$\text{PAY OUT} = (63,462) / (605,085)$$

$$\text{PAY OUT} = 1.2 \text{ MESES}$$

- INTERES SOBRE LA INVERSION (I)

$$I = (\text{INGRESO NETO}) \times (100) / (\text{INVERSION})$$

$$I = (605,085) \times (100) / (63,462)$$

$$I = 953.4 \%$$

- VALOR ACTUAL NETO (VAN AL 20%)

$$\text{VAN} = (\text{INGRESOS NETOS})(\text{FACTOR DESCUENTO}) - (\text{INVERSION})(\text{FACTOR DESCUENTO})$$

$$\text{VAN} = (605,085\$) \times (0.8333) - (63,462\$) \times (1.000)$$

$$\text{VAN} = 504,217.3 - 63,462.0$$

$$\text{VAN} = 440,755.3 \$$$

CAPITULO V

CONCLUSIONES

5.1. El principal sistema de levantamiento artificial usado en los campos petrolíferos de Talara es y continuará siendo el sistema convencional de bombeo mecánico. Por lo tanto, es muy necesario implantar para este sistema todas las técnicas modernas conocidas y que esten a nuestro alcance, con el fin de obtener y mantener siempre una alta eficiencia de bombeo.

5.2. Los equipos o materiales que se utilizan en el Noroeste para el Sistema de Bombeo Mecánico, por razones de estandarización, son los siguientes :

Tubos (Tubing) de 2.3/8" y 2.7/8" de diámetro nominal.

Anclas de "tubing" a partir de 5800' de profundidad.

Bombas de subsuelo insertables de 2" de diámetro y con pistones de 1.1/16", 1.1/4" y 1.1/2" de diámetro.

Varillas de 5/8", 3/4", y 7/8" de diámetro de Grado C ó D.

Unidades de Bombeo de los tipos API 16, 40, 57, 80, 160 y 320.

5.3. La metodología aplicada en este trabajo, para la detección, evaluación y selección de la solución de los problemas del sistema de bombeo mecánico, es un conjunto dinámico de métodos y procedimientos en la

cual es necesario efectuar en forma permanente lo siguiente :

Analizar el historial productivo de los pozos, dandole mayor importancia a los reportes de falla, tanto de los equipos de superficie como de los de subsuelo.

Evaluar las condiciones de operación de los equipos y eficiencia volúmetrica, mediante el análisis cualitativo y cuantitativo de las mediciones físicas (registro dinamométrico, nivel de fluido y volumen producido)

Seleccionar condiciones de operación de los equipos de bombeo mecánico acorde con el aporte productivo de los reservorios(pozo).

Evaluar las modificaciones efectuadas, con el fin de optimizar las condiciones de operación. De ser así, efectuar un control permanente de la buena eficiencia volúmetrica del sistema mediante un programa de mediciones físicas.

5.4. La información obtenida de los mantenimientos y reparaciones respecto al tipo de fallas en las varillas, bombas de subsuelo, "Tubing" y unidades de bombeo fueron insuficientes para efectuar una evaluación más completa de los diversos problemas del bombeo mecánico; así por ejemplo :

Los reportes de servicio de pozos no incluyen datos de la inspección visual de los equipos de subsuelo :

Clase y Tipo del equipo; Dimensiones; Desgaste de coples, varillas y tubería; Profundidad y forma de la rotura de varillas; Profundidad y dureza de la acumulación de parafina; Tarja de tubería y varillas, etc.

- Los reportes de reparación de las bombas de subsuelo no incluyen : Clase y tipo de las principales partes; dimensiones y materiales de fabricación de las diversas partes; descripción/ubicación de los diversos motivos de fallas (el tipo de corrosión ocurrida en las diversas partes de la bomba, el tamaño de la arena que origina el trabamiento de la bomba, etc.).
- No existen reportes de reparación de las fallas mecánicas de las unidades de bombeo ni de los motores.

5.5. No obstante que los reportes de fallas de los equipos de subsuelo fueron muy pobres, se pudo determinar que los principales tipo de falla de los equipos de subsuelo de los pozos con equipo de bombeo mecánico del distrito Peña Negra son:

<u>TIPO DE FALLA</u>	<u>PORCENTAJE</u>
Bomba pegada o trabada	65.0%
Desgaste o deterioro de la bomba	42.0%
Varilla rota o desenroscada	24.0%

Cabiendo mencionar que estos problemas no se presentan en forma aislada, pudiendo darse el caso de tener más de un motivo de falla en un mismo pozo, razón por la cual la suma de los porcentajes sobrepasa el 100%.

Asimismo se estableció que las causas principales de las fallas, a lo largo de la vida productiva de esos pozos, fueron:

<u>CAUSA DE FALLA</u>	<u>PORCENTAJE</u>
Acumulación de parafina	41.0%
Precipitación de carbonatos y óxido.	27.0%
Presencia de arena.....	13.0%
Interferencia de gas	18.0%
Condiciones de operación sobre- dimensionadas.	52.0%

5.6. La clasificación de los pozos en forma de "Inventario A, B, C", tomando como base la producción promedio de cada uno de ellos, permite racionalizar los recursos operativos, utilizando estos en mayor número para los pozos de mayor producción (clase A).

En este proyecto se pudo observar que al mejorar el control y mantenimiento del 50% de los pozos, de mayor producción, se aseguro más del 75% de la producción, con la consecuente disminución de los costos de operación.

5.7. Los programas de análisis de pozos, mediante mediciones simultáneas de la producción, nivel de fluido y de las cargas en el varillón, constituyen una herramienta muy importante para el Ingeniero de Producción y pueden permitir ganar o ahorrar dinero inmediatamente a cualquier compañía petrolera.

5.8. La utilización de las alternativas siguientes, permitió minimizar los problemas de interferencia o bloqueo de gas en los pozos con bombeo mecánico del Area de Peña Negra :

- Ancla de gas, en pozos cuyo GOR < 500.
- Válvula antibloqueo (Código de stock de Petroperú: 61-131-6371), que se usó conjuntamente con la alternativa anterior en pozos con GOR < 2000.
- Charger valve 927 (Código de stock de Petroperú: 61-196-9460), se usó conjuntamente con la ancla de gas en pozos que tienen GOR < 5000.
- Guiberson Down Hole Separator (Código de stock de Petroperú: 61-152-1785).
- Pistón Loc No, el cual reemplaza al pistón convencional y al conjunto de la válvula viajera. Se usó en pozos cuyos GOR < 5000.
- Independización de la producción del gas de los forros, se utilizó para GOR > 5000, en los casos en que las alternativas anteriores no fueron eficientes.

5.9. El uso de filtros (tipo malla o rejilla), filtro de grava e incluso bomba de subsuelo de tres(3) tubos

(Anexo III) en los pozos del distrito Peña Negra, permitieron minimizar los problemas de trabamiento de la bomba de subsuelo y/o rayadura de los cilindros/pistones de la bomba, así como el desgaste prematuro de los conjuntos bola-asiento de las válvulas, causados por la arena de formación o de fracturamiento.

5.10. Los pozos del Noroeste, presentan generalmente el problema de acumulación de parafina en la tubería de producción desde la profundidad de 1500' (promedio) hasta la superficie.

En este aspecto la aplicación del producto TRETOLITE CF 4W (Detergente-Dispersante) en forma de "BATCH" esta ayudando a controlar (evitar) la deposición de la parafina (Ver procedimiento de inyección en Anexo IV).

5.11. En la selección de las condiciones de operación de los equipos de bombeo mecánico, es muy necesario efectuar la comparación de los resultados obtenidos por los dos métodos de diseño, ya que al seleccionar él que da los valores más altos aseguramos no sobrepasar los límites máximos de resistencia de los equipos, lo cual conlleva a obtener su máxima vida útil y evitar los deterioros prematuros.

5.12. Para la selección del motor, además de verificar si la potencia nominal del motor cubre satisfactoriamente los requerimientos del sistema, es muy necesario verificar si la capacidad de torque también es satisfactoria.

En las curvas de Potencia y Torque (Figura N° 13) se muestran los valores nominales del motor, a los cuales se les afecta con el 80% de factor de seguridad.

5.13. La aplicación de los FACTORES DE TORQUE recomendado por el API STD 11E, en combinación con las CARTAS DE CONTRABALANCE (suministrados por el fabricante de Unidades de Bombeo), dió como resultado la obtención de un procedimiento más exacto y práctico para la selección y ubicación óptima de los contrapesos, pues por ser más directo implica la utilización de menos horas/hombre y horas/máquina para efectuar este trabajo, con la consiguiente disminución de sus respectivos costos.

5.14. Petroperú Noroeste no cuenta actualmente con la infraestructura necesaria para efectuar en forma oportuna los cambios de longitudes de carrera y poleas.

5.15. Es muy necesario difundir y aplicar en toda su extensión las Normas API y las recomendaciones de los fabricantes de los equipos y materiales de bombeo mecánico, principalmente las concernientes al cuidado, manipuleo e instalación. Estas normas y procedimientos de operación constituyen en sí "puntos de partida" muy importantes para la optimización de las operaciones de producción.

5.16. La optimización de las condiciones de operación de los pozos con sistema de bombeo mecánico del Distrito Peña Negra, permitió lograr las siguientes mejoras:

- Se incrementó la eficiencia de bombeo de 22.8% a 45.3%, reduciendo considerablemente los problemas de golpe de fluido, compresión de gas y fricción en las bombas; además del potencial incremento de la vida útil de las varillas de bombeo en 64%.
- Se incrementó el número de unidades de bombeo bien balanceadas de 29 a 74, lo cual implica un ahorro de costos de equipos y de costos de operación.
- Se disminuyó considerablemente el número de intervenciones de servicio de pozos, de un promedio de 226 (años 84 y 85) a 132 (años 87, 88 y 89).
- Se estabilizó la producción, toda vez que el incremento de producción que se obtuvo en 21 pozos, con un total de 102 BPD, compensó la disminución de la producción que afrontaron 21 pozos debido a una declinación anormal de sus reservorios (cerca del 50% en pozos con más de 4 años de vida productiva).

5.17. La inversión total utilizada en este proyecto, para el cambio de poleas, carrera, toma de mediciones físicas (DINOLOG Y SONOLOG), permitió un ingreso adicional de 930,900 US\$ por concepto de la reducción del número de intervenciones de servicio de pozos, reparación de bombas de subsuelo y producción diferida, e incremento

de la producción. Los siguientes indicadores de rentabilidad reflejan fehacientemente los buenos resultados obtenidos :

- Valor Actual Neto (VAN) = (+) 440,755.3 US\$
- Intereses sobre la inversión (I) = 953.4 %
- Pay Out = 1.2 meses.

5.18. Los pozos con sumergencias menores de 200', en los cuales las condiciones de operación de los equipos de bombeo ya no pueden ser disminuídas, fueron programados para trabajar por turnos de 8 ó 16 horas/día (Tabla N° 10). Esto con el fin de evitar bombear en seco o con baja (escasa) sumergencias; haciendose muy necesario el contar en breve con dispositivos automáticos de arranque/parada para los motores a gas o electrificar los pozos instandoles motores eléctricos con programadores de tiempo, adecuando los ciclos de arranque/parada (ON/OFF) al aporte productivo de los reservorios.

CAPITULO VI

RECOMENDACIONES

- 6.1. Utilizar todas las técnicas modernas conocidas para el análisis, evaluación y solución de los problemas del sistema de bombeo mecánico, que estén a nuestro alcance y cuya aplicación resulte económicamente rentable, con el fin de obtener y mantener siempre una alta eficiencia de este sistema de bombeo, el cual es el sistema de levantamiento artificial más usado en los campos petrolíferos de Talara.
- 6.2. Es muy necesario que el Ingeniero de Producción tenga un perfecto conocimiento de la operación del sistema de bombeo mecánico, y efectúe mediciones y cálculos que muestren cuan bien o mal está rindiendo este sistema.
- 6.3. Insistir en la aplicación de las Normas API y las recomendaciones de los fabricantes de equipos y materiales utilizados en las operaciones de explotación de los yacimientos petrolíferos, principalmente en lo concerniente al cuidado, manipuleo e instalación de ellos, con el fin de mejorar sus tiempos de vida útil y por ende tener mayores ahorros y ganancias para nuestras empresas.
- 6.4. Implantar la metodología que se diseñó en este proyecto, para la evaluación, análisis y solución de los problemas del bombeo mecánico, como patrón para optimizar el resto de pozos del Noroeste que trabajan

con este sistema. Aplicando en forma dinámica y permanente lo siguiente :

- . Analizar el historial productivo de los pozos, dándole mayor importancia a los reportes de falla, tanto de los equipos de superficie como de los de subsuelo.
- . Evaluar las condiciones de operación de los equipos y eficiencia volúmetrica, mediante el análisis cualitativo y cuantitativo de las mediciones físicas (registro dinamométrico, nivel de fluido y volumen producido)
- . Seleccionar condiciones de operación de los equipos de bombeo mecánico acorde con el aporte productivo de los reservorios(pozo).
- . Evaluar las modificaciones efectuadas, con el fin de optimizar las condiciones de operación. De ser así, efectuar un control permanente de la buena eficiencia volúmetrica del sistema mediante un programa de evaluación de los pozos, mediante mediciones simultáneas de la producción, nivel de fluido y de las cargas en el varillón.

6.5. Antes de iniciar trabajos de optimización se requiere contar con todas las facilidades que se necesitan para lograr el objetivo, tales como frenos de las unidades de bombeo en buen estado, huecos del crank en buen estado, estandar y cabezal de pozo completos, dispositivos para dinamómetro, stock de poleas,

bocinas, bombas de subsuelo, dispositivos especiales (filtros de arena, anclas de gas, anclas de tubing, válvulas antibloqueadoras, etc.).

- 6.6. Aplicar el sistema de inventario A, B, C para clasificar los pozos de acuerdo a su producción, a fin de racionalizar los recursos operativos priorizando al 50% de los pozos de mayor producción.

Para tal efecto se debe mantener en perfecto estado los equipos de medición de producción, a fin de poder cumplir exactamente con los programas de medición, tratando de tener como mínimo tres(3) medidas mensuales de los pozos clasificados como "A" y "B".

- 6.7. Implantar sistemas estadísticos computarizados a partir de la información obtenida de los trabajos de mantenimiento y reparación de los equipos de subsuelo (tubería de producción, varillas, bomba de subsuelo, etc.) y de los equipos de superficie (varillón pulido, unidad de bombeo y motor), estableciendo previamente procedimientos adecuados de inspección de los equipos involucrados. Esto con el fin de contar con una herramienta que nos ayude a determinar en forma mas exacta las causas de los problemas de los pozos y encontrar por consiguiente la solución más apropiada.

Así por ejemplo :

Los reportes de servicio de pozos deben incluir datos de la inspección visual de los equipos de subsuelo :

Clase y Tipo del equipo; Dimensiones; Desgaste de coples, varillas y tubería; Profundidad y forma de la rotura de varillas; Profundidad y dureza de la acumulación de parafina; Tarja de tubería y varillas, etc.

Los reportes de reparación de las bombas de subsuelo deben incluir : Clase y tipo de las principales partes; dimensiones y materiales de fabricación de las diversas partes; descripción/ubicación de los diversos motivos de fallas (el tipo de corrosión ocurrida en las diversas partes de la bomba, el tamaño de la arena que origina el trabamiento de la bomba, etc.).

6.8. Implantar la técnica de "Evaluación de los Niveles de Fluido" indicada en el anexo VI, con el fin de determinar los niveles de fluido de los pozos en forma más exacta.

6.9. Ampliar el servicio de Cisternas con bomba reciprocante para :

Efectuar las pruebas de tubos y bomba de subsuelo en los trabajos de servicio de pozos

Llenar los pozos para efectuar las pruebas de producción para determinar si se están presentando problemas de bloqueo por gas, bombeo en seco, o si la bomba esta mala, etc., antes de decidir si el pozo requiere el reemplazo de la bomba de subsuelo.

- 6.10. En la selección de las condiciones de operación de los equipos de bombeo mecánico, se debe efectuar siempre la comparación de los resultados obtenidos por los dos métodos de diseño, con el fin de seleccionar él que de los valores más altos para asegurar no sobrepasar los límites máximos de resistencia de los equipos y por ende aumentar su vida útil.
- 6.11. Para la selección del motor se deben utilizar las curvas de Potencia y Torque (Figura N° 13), con el fin de verificar si ambos valores (los nominales afectados con el 80% de factor de seguridad) satisfacen las necesidades del diseño del sistema.
- 6.12. Difundir el uso de los FACTORES DE TORQUE en combinación con las CARTAS DE CONTRABALANCE (suministradas por los fabricantes de Unidades de Bombeo) para la selección y ubicación óptima de los contrapesos.
- 6.13. Petróleos del Perú debe implementar la infraestructura necesaria para efectuar en forma oportuna las modificaciones de longitudes de carrera y velocidades de bombeo requeridas por todos los pozos del Noroeste. De no poderlo hacer con recursos propios recurrir al servicio de terceros, mediante el uso de lista precios por servicio no personales.

6.14. Promover el uso de los modernos métodos químicos para la solución de los problemas asociados a la producción de petróleo, toda vez que el actual avance de la tecnología química provee productos inhibidores (de parafina, corrosión, incrustaciones, espuma, etc..), reductores de viscosidad, desemulsionantes, etc..

6.15. Efectuar estudios para recomendar trabajos de re-estimulación a los pozos con declinaciones anormales, indicados en la tabla N° 9.

6.16. Electrificar en forma progresiva los pozos petrolíferos de noroeste, con planes a corto, mediano y largo plazo, con el fin de :

Automatizar y programar las horas de trabajo de las unidades de bombeo en función del aporte productivo de los pozos (reservorios).

Reducir los gastos de servicio de pozos al evitar el deterioro prematuro de las bombas de subsuelo, varillas, etc., que ocurre cuando las bombas trabajan en seco.

. Disminuir las horas-hombre utilizadas actualmente por el personal de campo para la lubricación de los actuales motores a gas, aprovechandolas para controlar y evaluar mejor la buena eficiencia de los equipos de bombeo.

BIBLIOGRAFIA

1. "THEORY AND APLICATION OF WELL ANALYSIS"
BY RODNEY MORGAN AND FOUNT E. MC KEE- PAPER No. SPE 6468
2. "FIELD-WIDE PROGRAM IMPROVES SUCKER ROD PUMPING
EFFICIENCY" BY P.R. DE FOE - WORLD OIL AUGUST 1, 1981.
3. "SUCKER ROD HANDBOOK No. 336" BY BETHLEHEM STELL COMPANY.
4. "SUCKER ROD PUMPING PROBLEMS, EVALUATION, ANALYSIS Y
SOLUTION" OF PRODUCTION TECHNOLOGY COURSE H.K. VAN
POLLEN.
5. "FLUID LEVELS - APLICATION INTERPRETATION AND EVALUATION"
BY HOWARD L. KELLY.
6. "REDUCING GAS INTERFERENCE IN ROD PUMPED WELLS"
BY JOE D. CLEGG, STAFF PRODUCTION ENGINEER, SHELL OIL
CO.- HOUSTON.
7. API RP 11L- "DESING CALCULATIONS SUCKER ROD PUMPING
SYSTEMS.
8. API RP 11BR- "CARE AND HANDLING OF SUCKER ROD"
9. API STD 11E- "SPECIFICATIONS FOR PUMPING UNITS"
10. API RP 11AR- "CARE AND USE OF SUBSURFACE PUMPS"
11. MAINTENANCE OF OIL FIELD PUMPIG UNITS" BY FRED D.
GRIFFIN - LUFKIN INDUSTRIES, INC.
12. "EFFECT OF ABUSE AND MISSAPLICATION ON PUMPING UNIT
GEARS" BY F.BEN ELLIOT LUFKIN FOUNDRY AND MACHINE
CO./APRIL 12, 1962.
13. "SUCKER ROD FAILURE".
BY OILD AND GAS JOURNAL-REPRINTED FROM THE APRIL 9,1973.
14. "EVALUACION, ANALISIS Y SOLUCION DE LOS PROBLEMAS DE
BOMBEO MECANICO UTILIZANDO LAS MEDICIONES FISICAS".
POR MARIO ALVA G.- TEMA EXPUESTO EN SIMPOSIO SOBRE
PRACTICAS MODERNAS EN EXPLOTACION DE CAMPOS PETROLIFEROS.

FIGURAS

- FIGURA 1 : METODOLOGIA PARA OPTIMIZAR LOS POZOS
CON E. B. M.
- FIGURA 2 : SISTEMA DE BOMBEO MECANICO
- FIGURA 3 : TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO
- FIGURA 4 : VARILLAS DE BOMBEO
- FIGURA 5 : BOMBAS DE SUBSUELO
- FIGURA 6 : BATERIA DE PRODUCCION
- FIGURA 7 : FRECUENCIA DE SERVICIO DE POZOS
- FIGURA 8 : NIVEL DE FLUIDO
- FIGURA 9 : INTERPRETACION DE UNA CARTA DINAMOMETRICA
- FIGURA 10 : TORQUE NETO
- FIGURA 11 : COMPARACION DE TORQUES MAXIMO
- FIGURA 12 : DIAGRAMA BASICO DE UNA CARTA DINAMOMETRICA
- FIGURA 13 : CURVAS DE POTENCIA Y TORQUE
- FIGURA 14 : POTENCIA POR FAJA - SECCION B
- FIGURA 15 : POTENCIA POR FAJA - SECCION C
- FIGURA 16 : DIAGRAMA MODIFICADO DE GOODMAN
- FIGURA 17 : CARTA DE CONTRABALANCE
- FIGURA 18 PRODUCCION MENSUAL DE CRUDO

FIGURA N° 1

METODOLOGIA PARA OPTIMIZAR LOS POZOS
CON E. B. M.

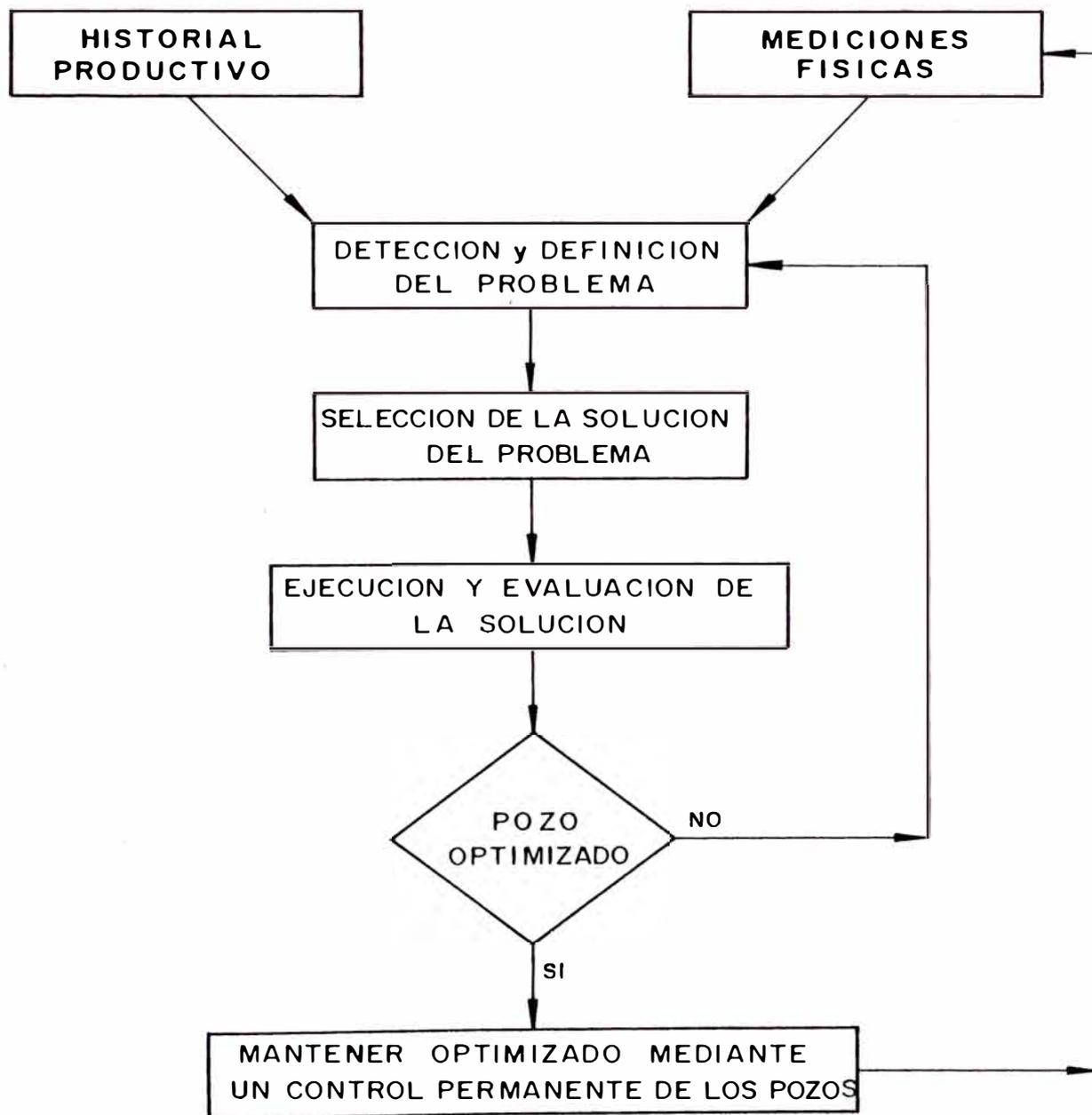
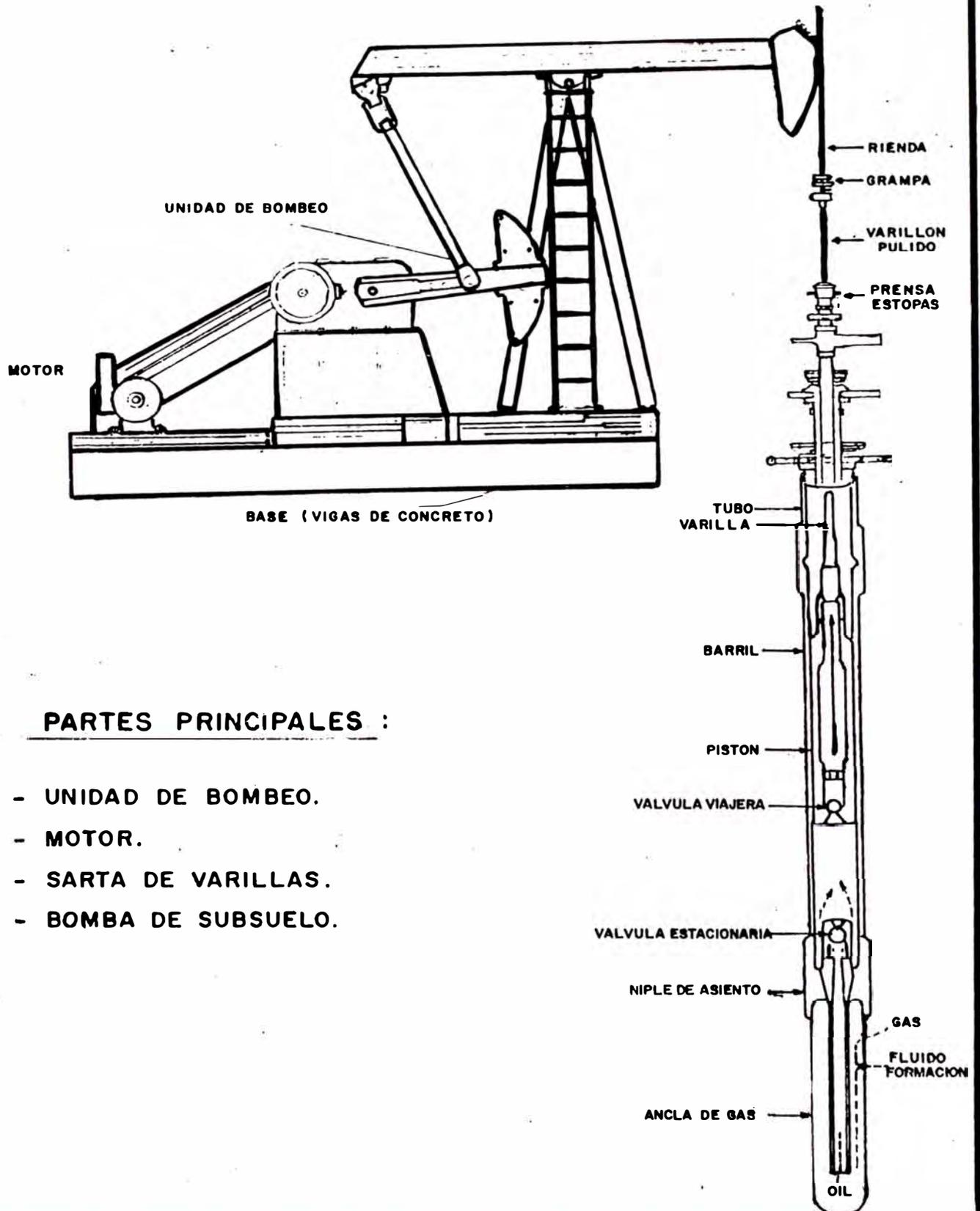


FIG. 2

SISTEMA DE BOMBEO MECANICO



TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO

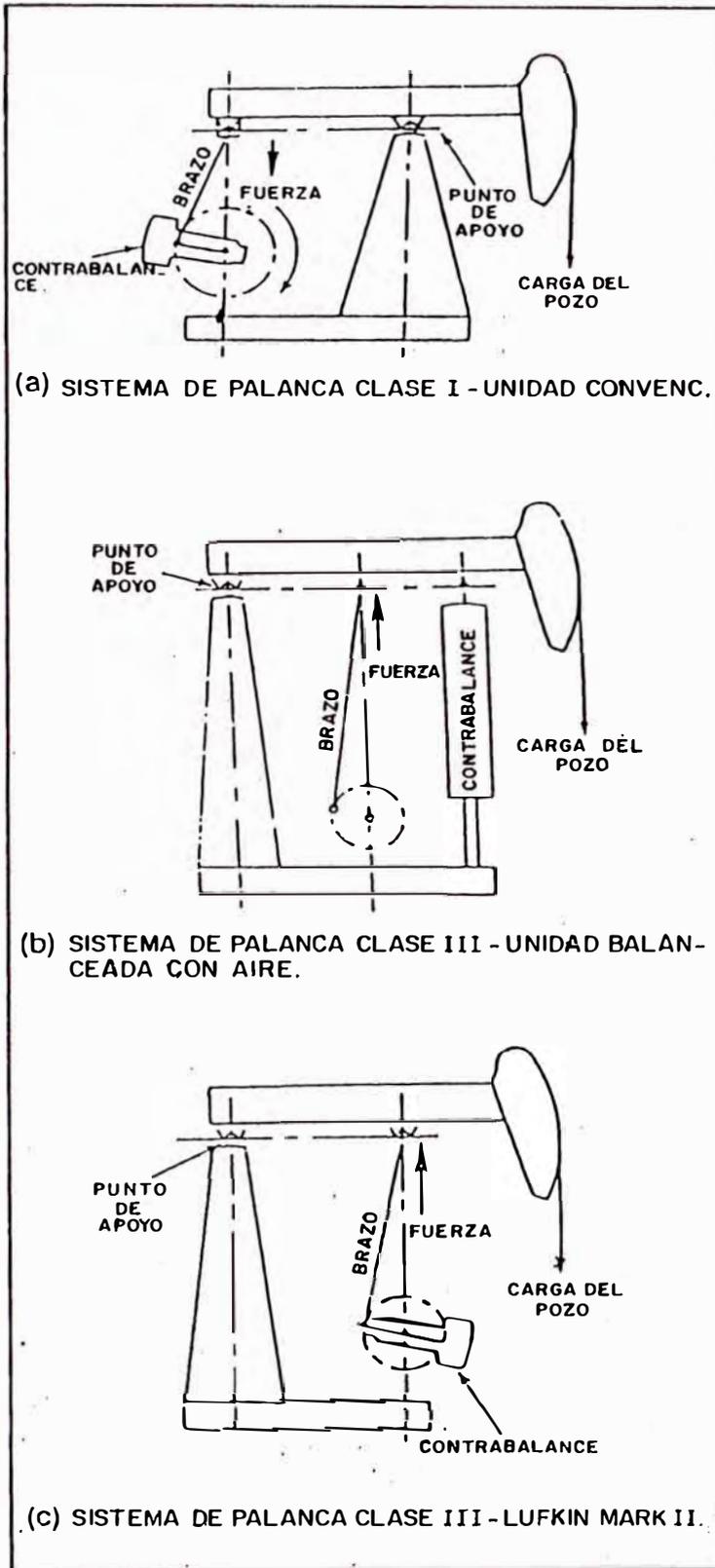
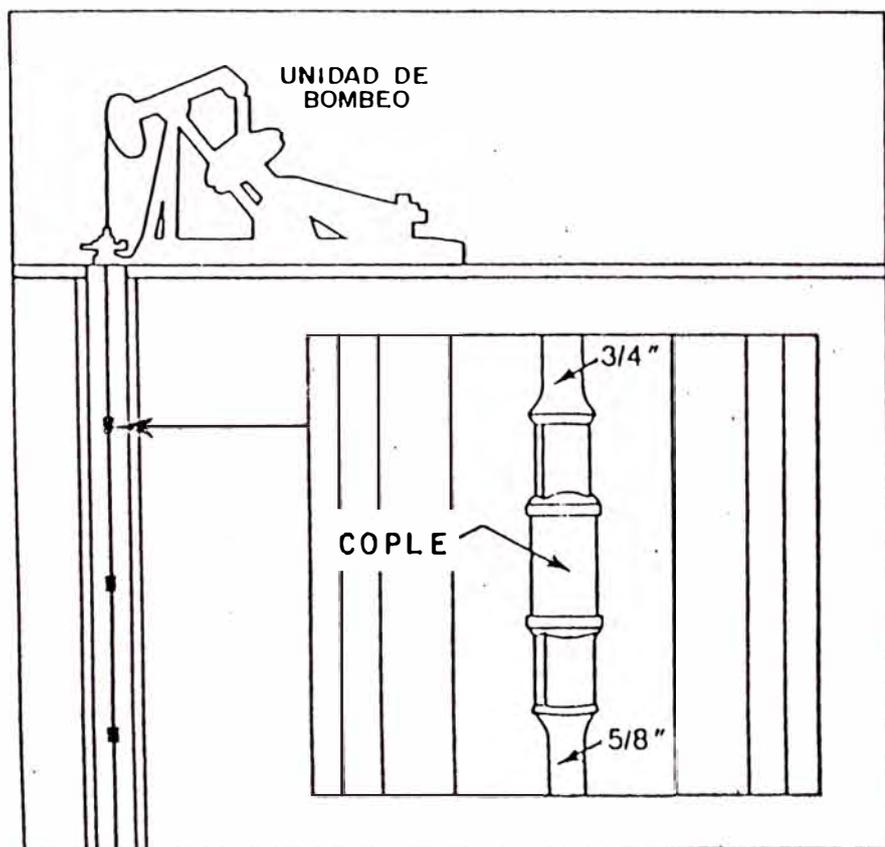


FIG. 3

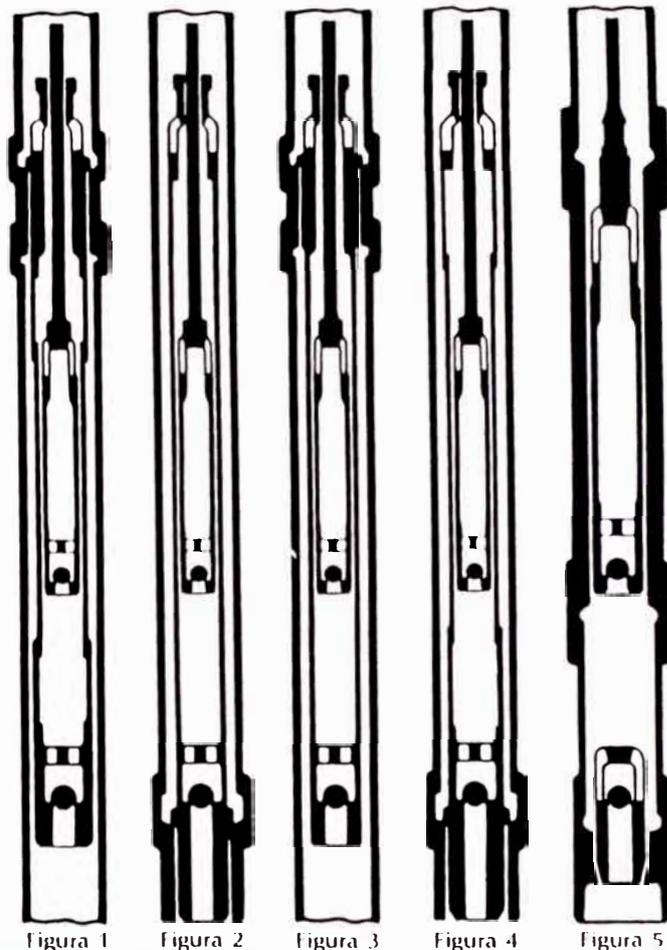
FIG. 4



VARILLAS DE BOMBEO

BOMBAS DE SUBSUELO

CLASIFICACION A.P.I.



BOMBAS INSERTABLES A.P.I.

en camisa integral de pared delgada:

en pistones de metal para pozos de poca o mediana profundidad.

VA - Anclaje superior (Figura 1).

VB - Anclaje inferior (Figura 2).

en camisa integral de pared gruesa:

en extensiones y pistones de metal para pozos profundos o de severas condiciones de bombeo.

IA - Anclaje superior (Figura 3).

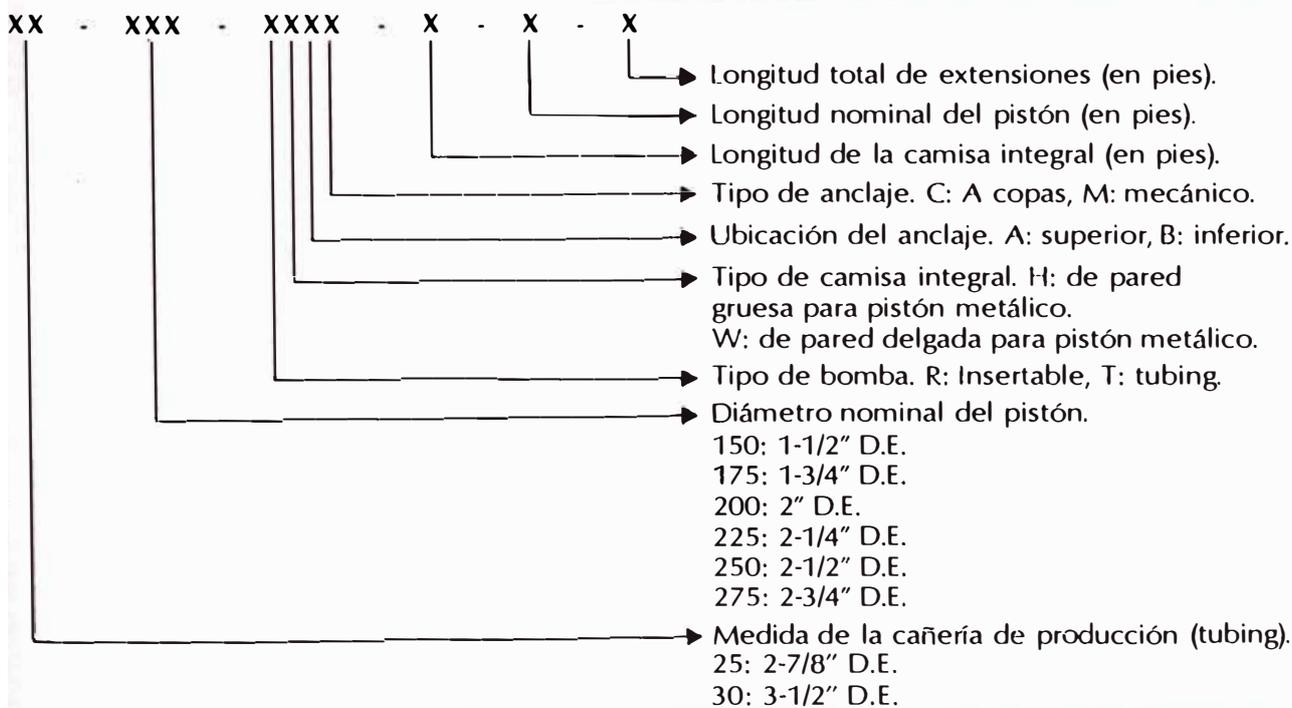
IB - Anclaje inferior (Figura 4).

BOMBAS TIPO "TUBING" A.P.I.

en bombas de camisas integrales con extensiones y pistones de metal para pozos de mediana gran profundidad, donde se requieren grandes volúmenes de extracción (Figura 5).

DESIGNACION A.P.I.

El American Petroleum Institute designa a las bombas de profundidad de la siguiente manera:



EJEMPLO: BOMBA RHBC 2-7/8" x 1-3/4" x 16" - Designación A.P.I.: 25-175-RHBC 12-4-4 -

Es una bomba para una cañería de producción de 2-7/8" D.E., con pistón metálico de 1-3/4" D.E., insertable, de pared gruesa, con anclaje inferior a copas. La camisa integral es de 12' de longitud, con un pistón de 4' de longitud y extensiones de 4' de longitud.

BATERIA DE PRODUCCIÓN

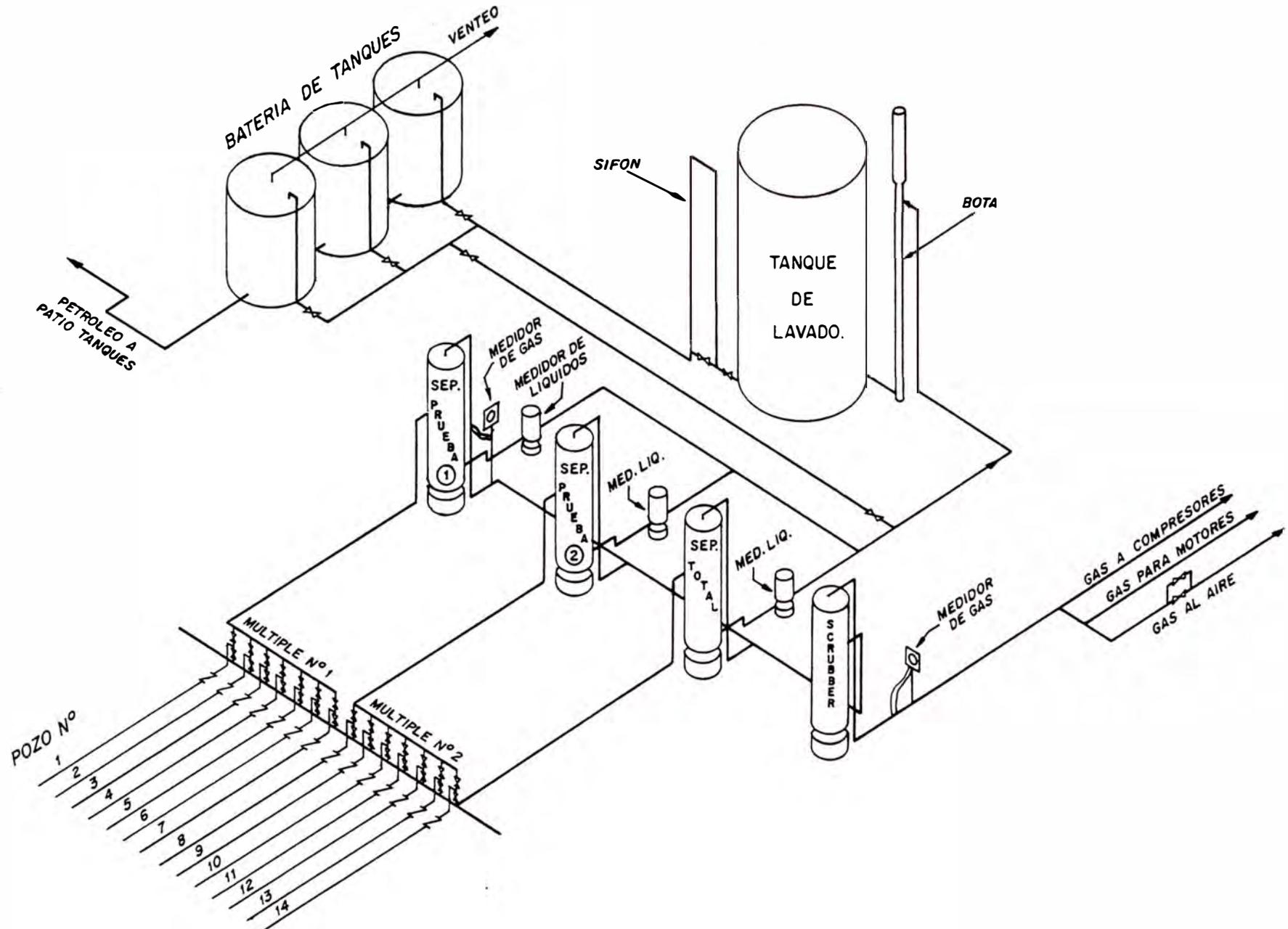


FIGURA Nº 6

FIGURA

FRECUENCIA DE SERVICIO DE POZOS

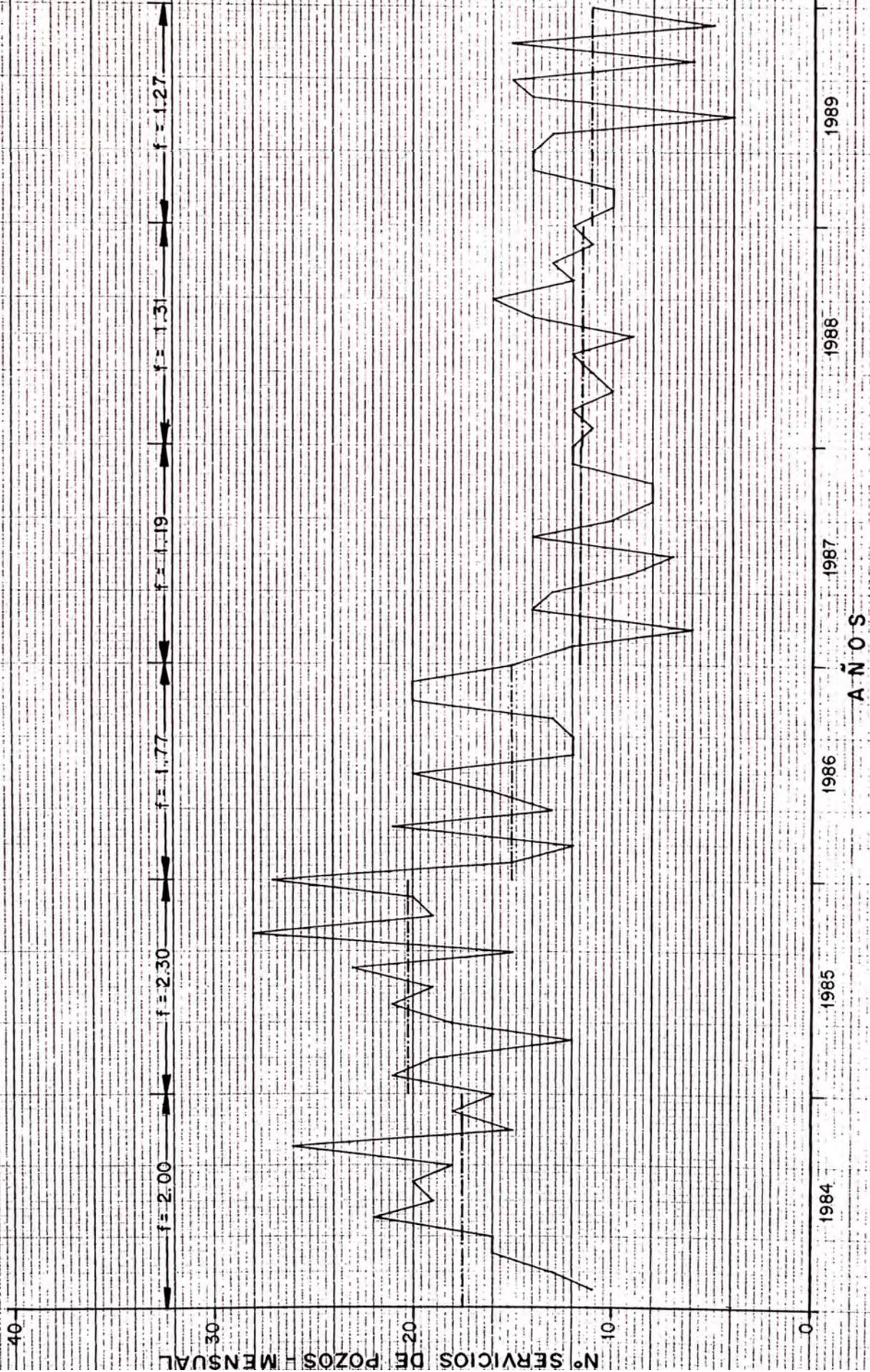
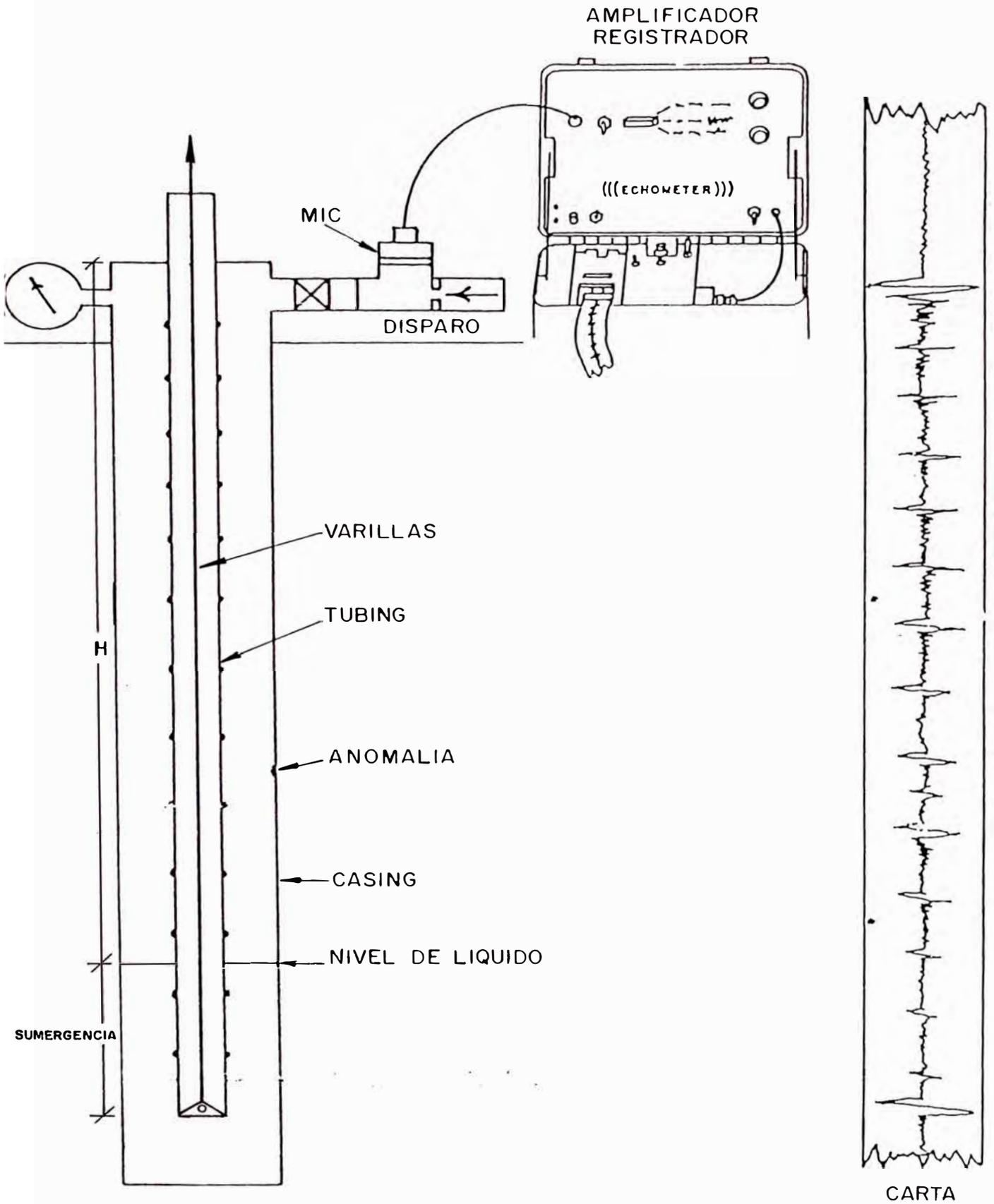


FIGURA N° 8

NIVEL DE FLUIDO



INTERPRETACION DE UNA CARTA DINAMOMETRICA

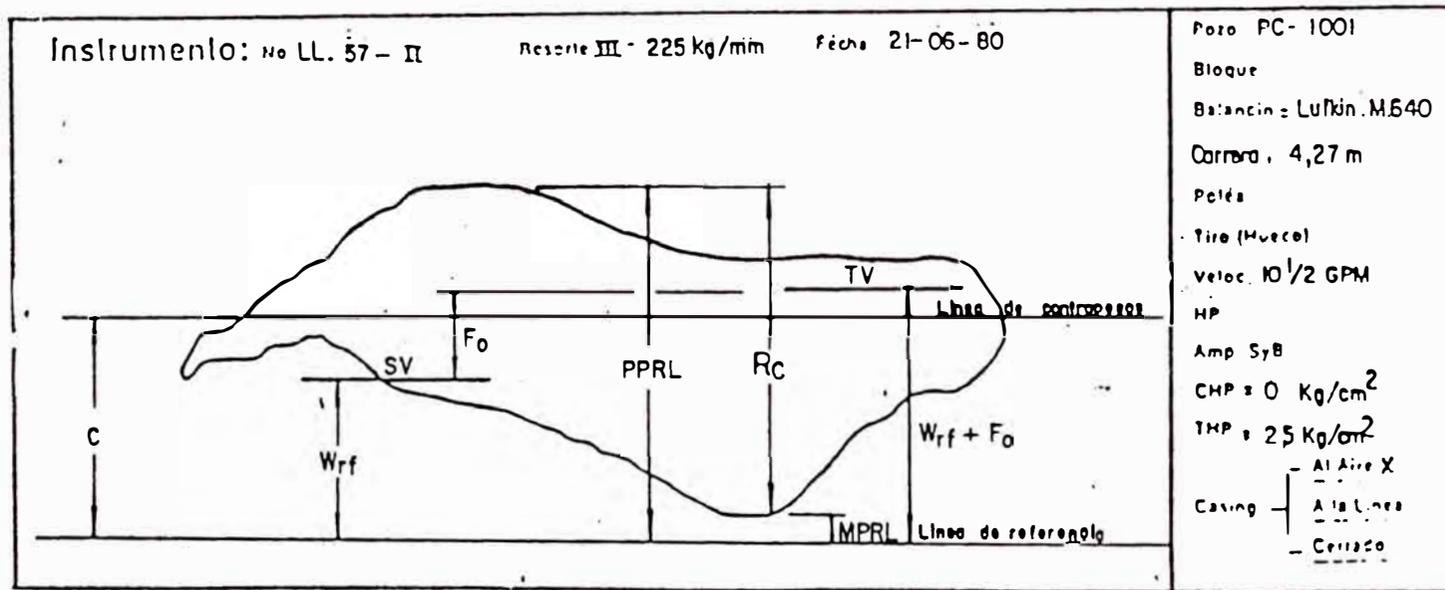


FIG. 9

TORQUE NETO

CURVA DE TORQUE USANDO EL FACTOR DE TORQUE

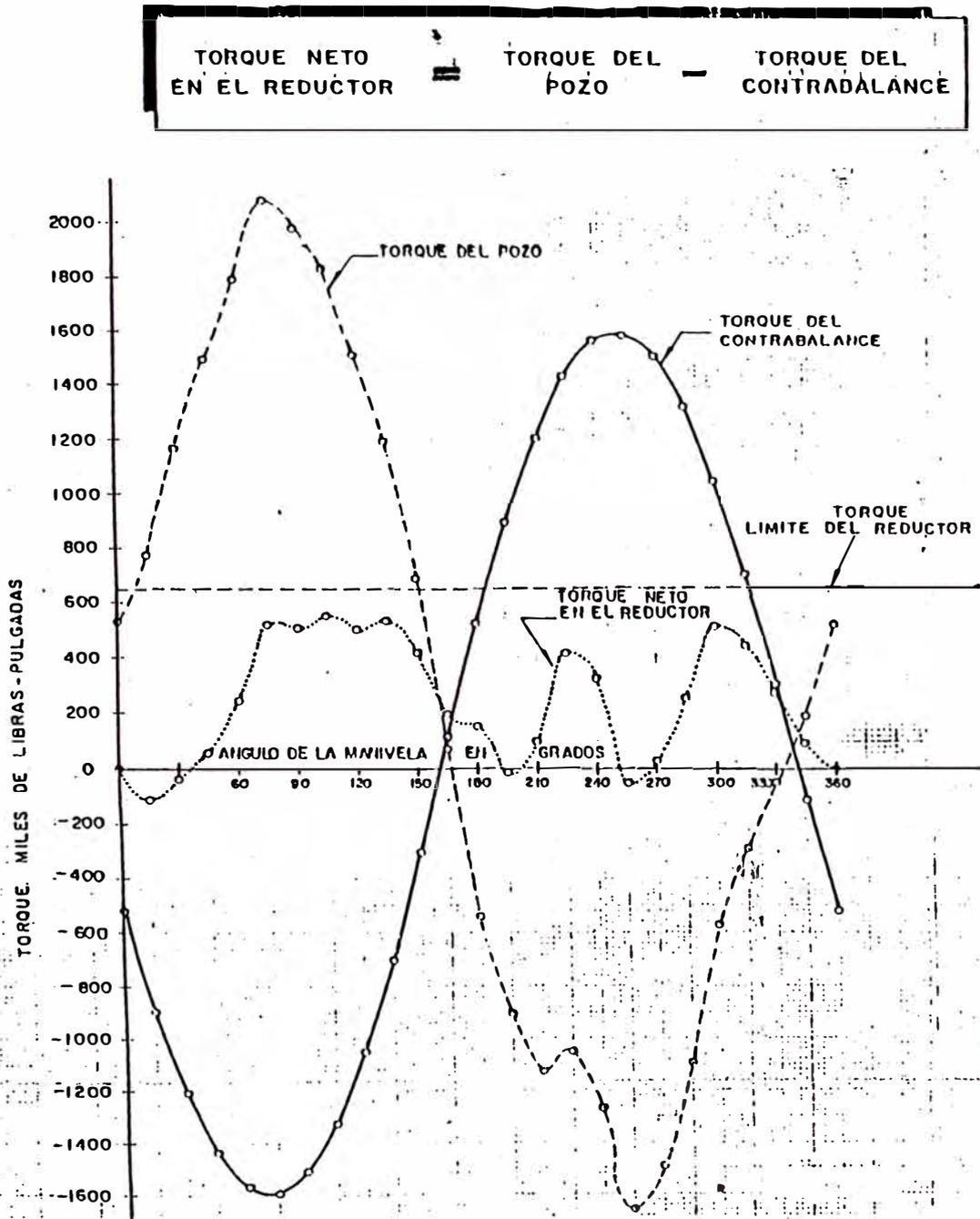
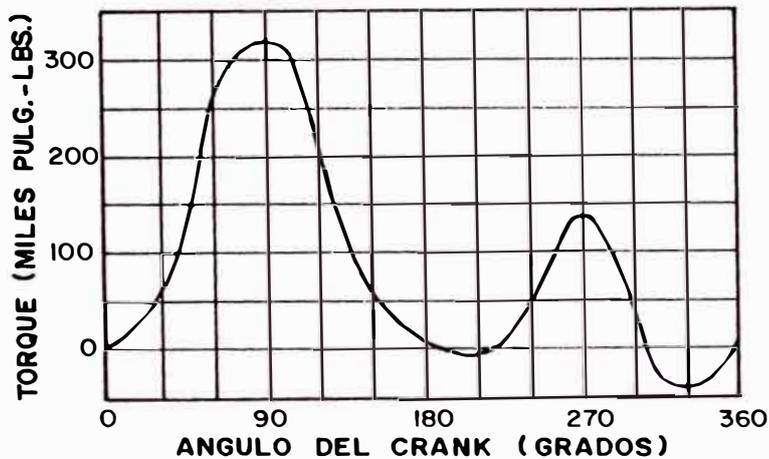


FIG. 10

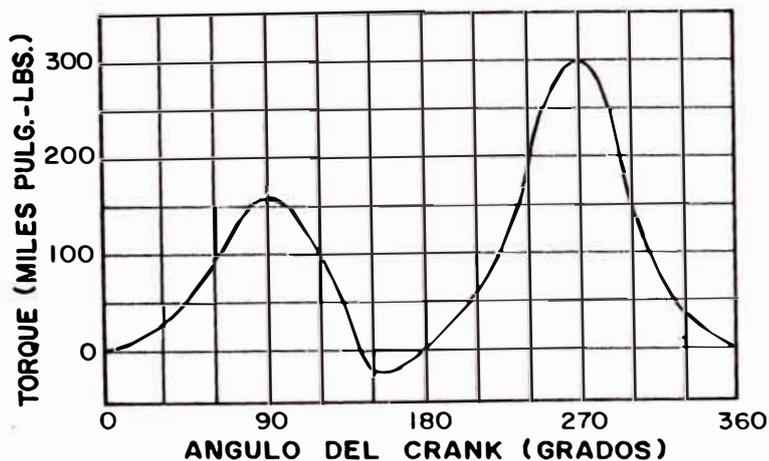
FIG. 11

COMPARACION DE TORQUES MAXIMOS



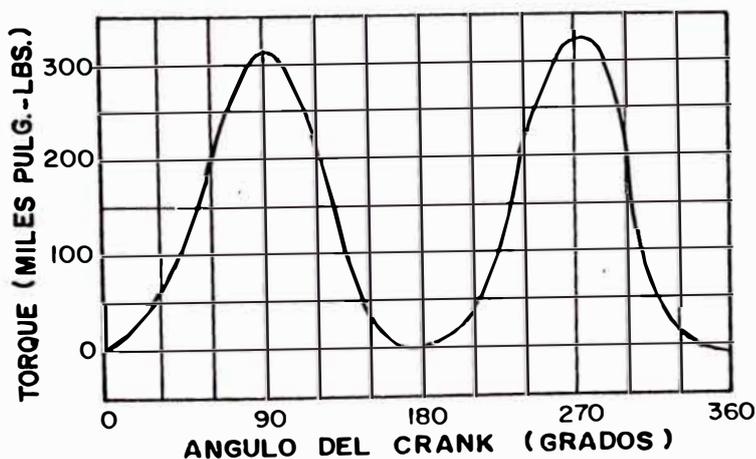
UNIDAD DE BOMBEO
SUB - BALANCEADA

$$\text{CONTRABALANCE EFECTIVO} < \frac{\text{PPRL} + \text{MPRL}}{2}$$



UNIDAD DE BOMBEO
SOBRE - BALANCEADA

$$\text{CONTRABALANCE EFECTIVO} > \frac{\text{PPRL} + \text{MPRL}}{2}$$



UNIDAD DE BOMBEO
CORRECTAMENTE BALANCEADA

$$\text{CONTRABALANCE EFECTIVO} \approx \frac{\text{PPRL} + \text{MPRL}}{2}$$

FIG. 12

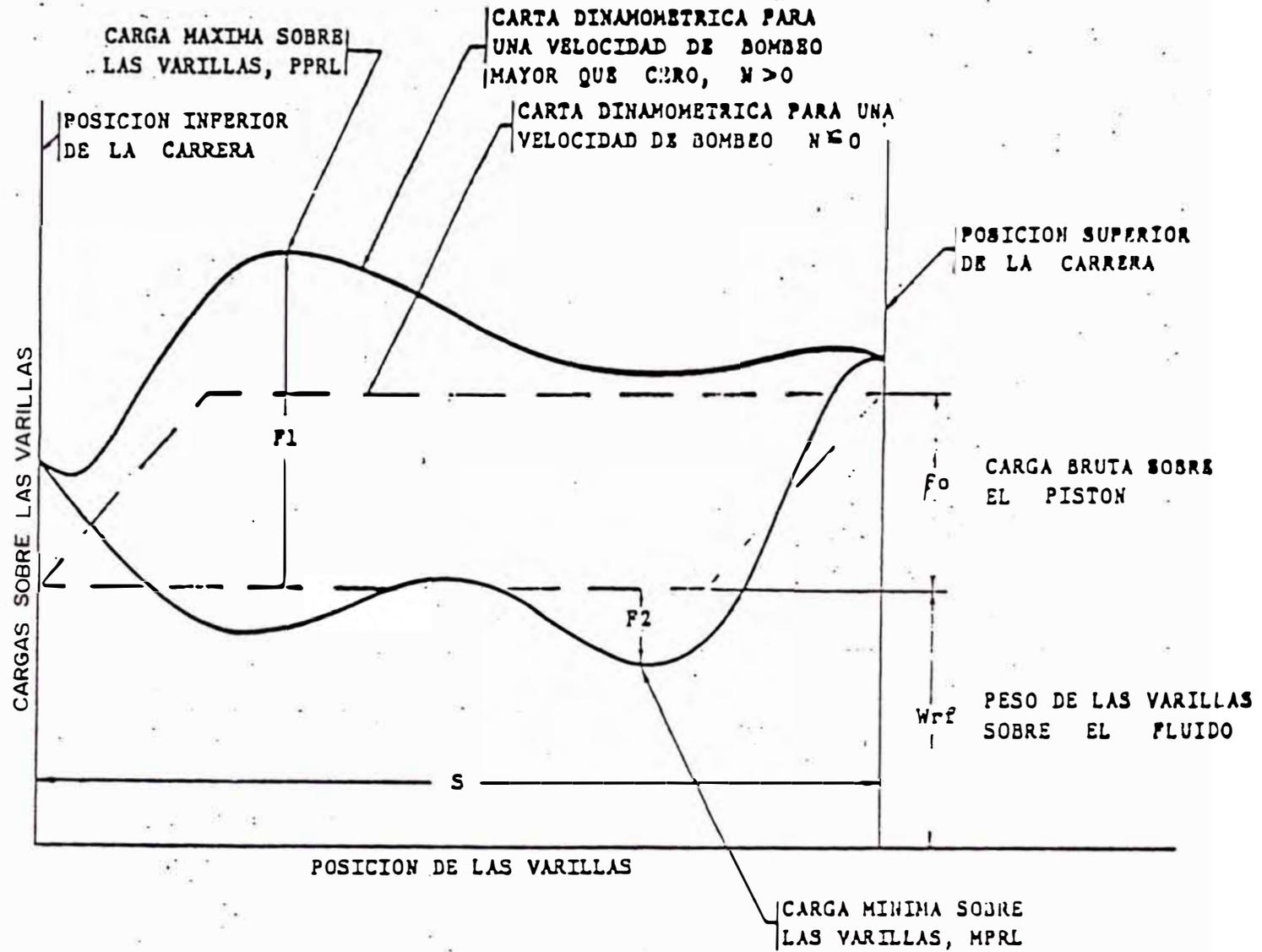
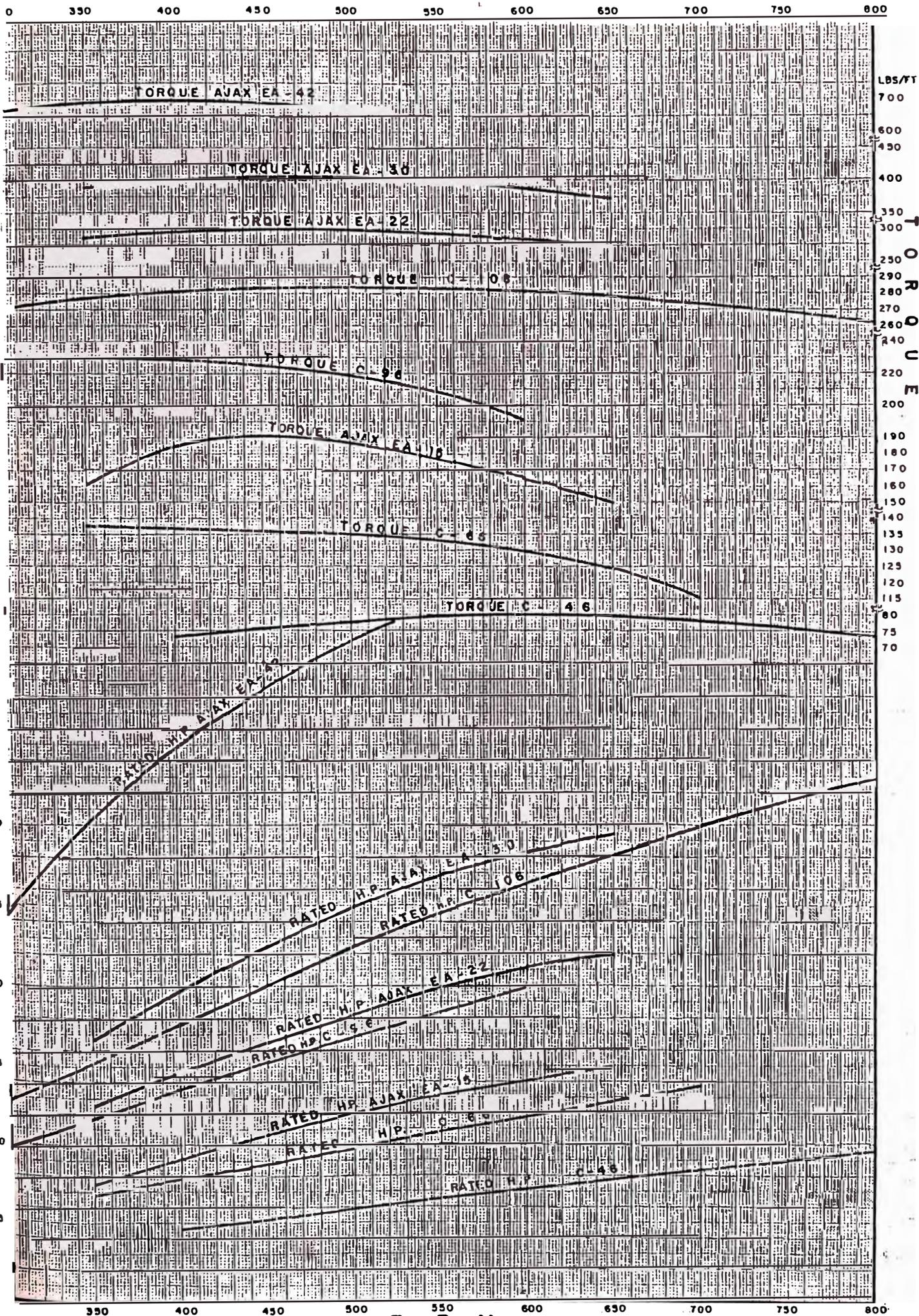


DIAGRAMA BASICO DE UNA CARTA DINAMOMETRICA

FIG. 13

CURVAS DE POTENCIA Y TORQUE



POTENCIA POR FAJA

APROXIMATE HP PER BELT.

H.P. POR FAJA (APROXIMADO)

"B" SECTION "V" BELTS

FAJAS EN "V" DE SECCION "B"

PD. OF SMALL SHEAVE, INCHES - PD. DE LA POLEA PEQUEÑA - PULGADAS

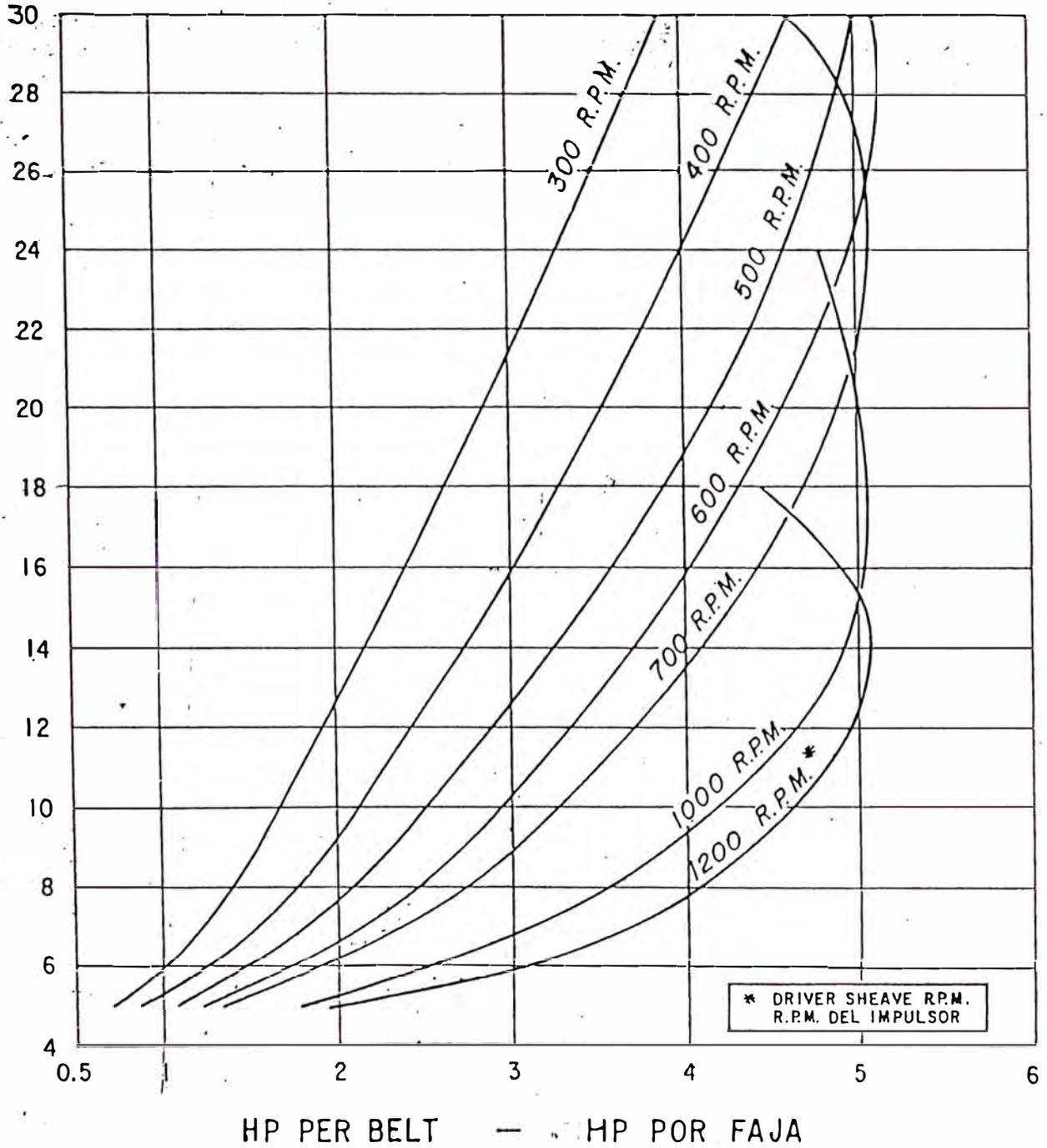


FIG. 14

POTENCIA POR FAJA

APROXIMATE HP PER BELT

HP POR FAJA (APROXIMADO)

"C" SECTION "V" BELTS

FAJAS EN "V" DE SECCION "C"

P.D. OF SMALL SHEAVE, INCHES - PD. DE LA POLEA PEQUEÑA PULG.

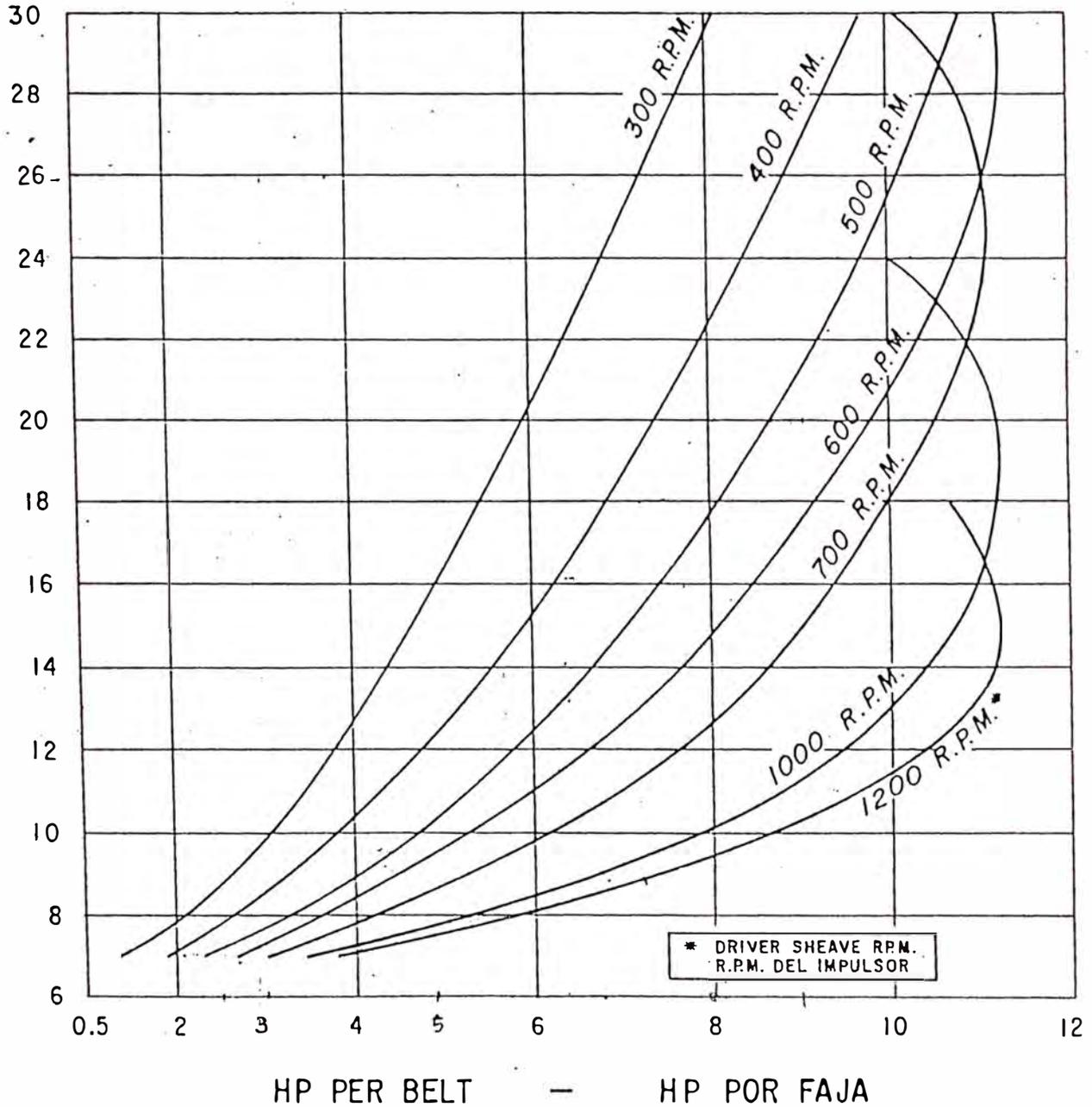


FIG. 15

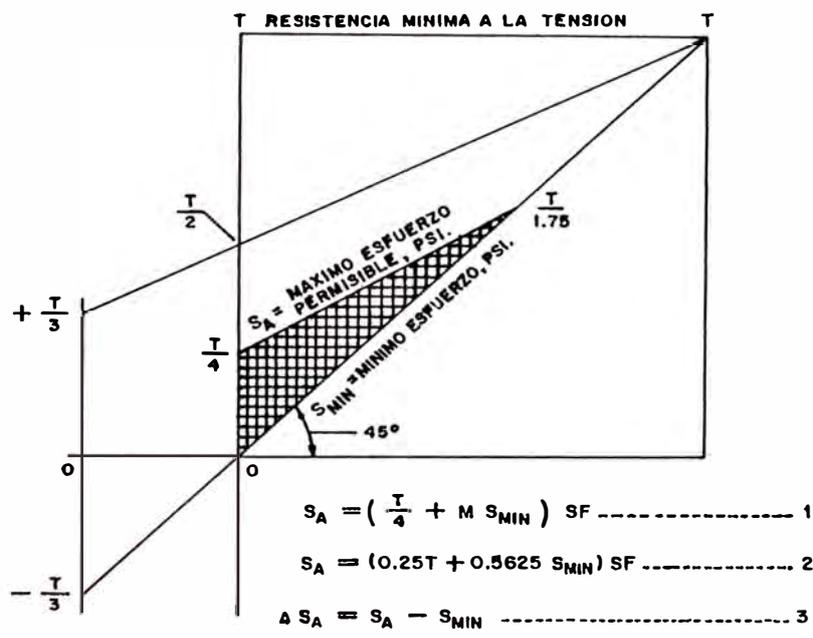


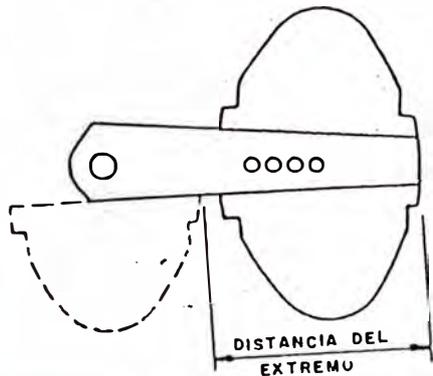
DIAGRAMA MODIFICADO DE GOODMAN

FIG. 16

LUFKIN PUMPING UNITS

CARTA DE CONTRABALANCE

No. 4850B Cranks.



UNIDAD	DESBALANCE ESTRUCTURAL.
C-114D-133-54	+330 lbs.
C-114D-119-54	+330 lbs.
C-114D-133-48	+440 lbs.
C-80D-133-54	+330 lbs.
C-80D-119-54	+330 lbs.
C-80D-133-48	+440 lbs.

FIG. 1

PESAS PRINCIPALES

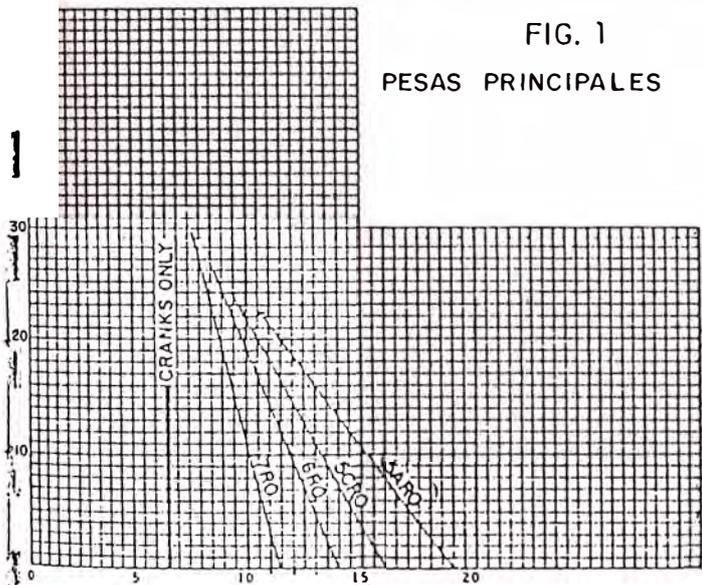


FIG. 2

PESAS PRINCIPALES "2" AUX.

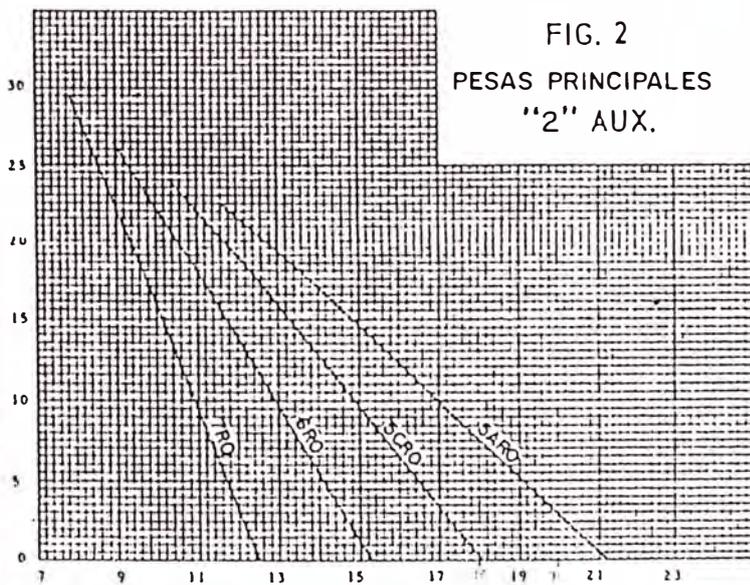


FIG. 3

PESAS PRINCIPALES "4" AUX.

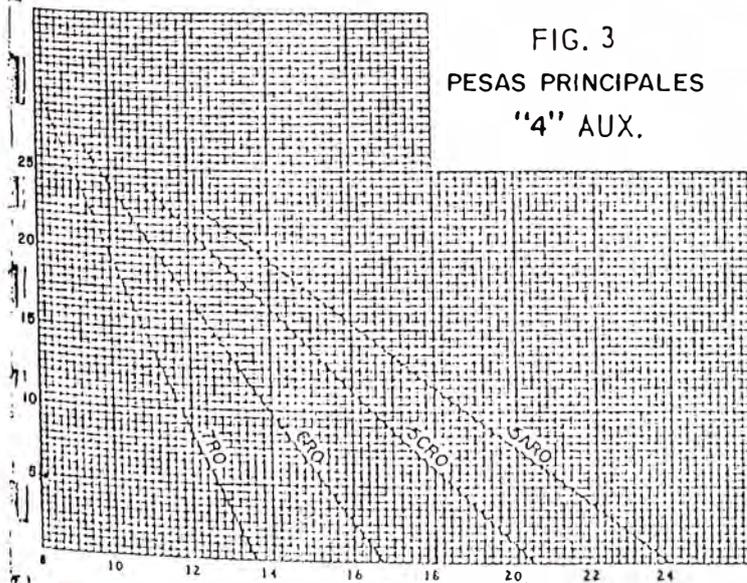
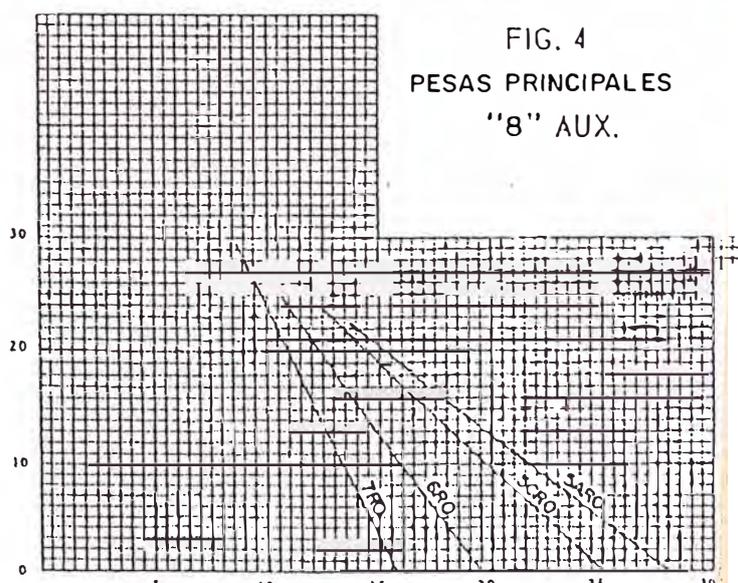


FIG. 4

PESAS PRINCIPALES "8" AUX.

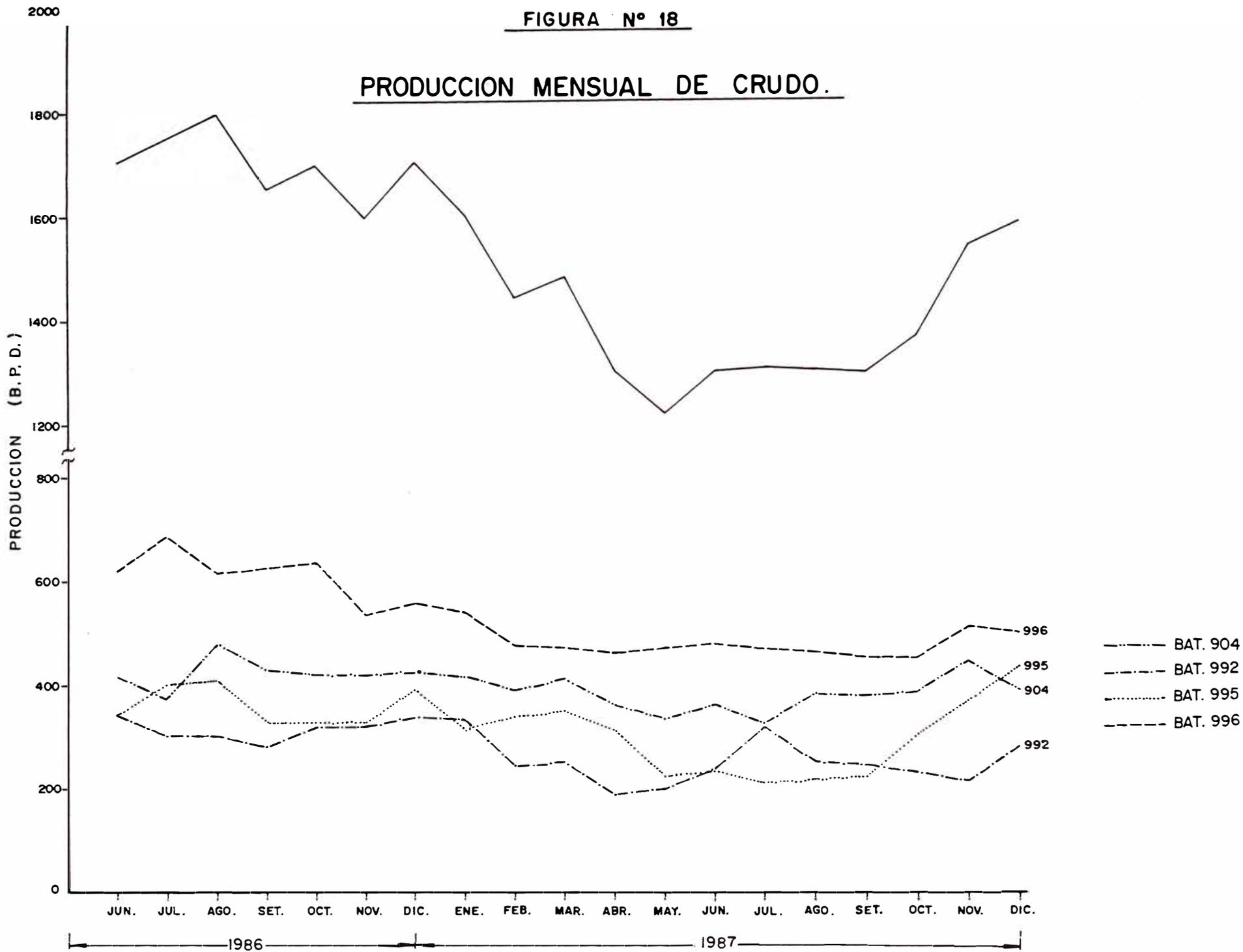


MAXIMO TORQUE DE CONTRABALANCE EN EL EJE DEL REDUCTOR (CRANKS HORIZONTAL), 10,000 PULG.-LBS.

FIG. 17

FIGURA N° 18

PRODUCCION MENSUAL DE CRUDO.



TABLAS

TABLA 1 : PRODUCCION PROMEDIO POR POZO

TABLA 2 : ANALISIS DEL INVENTARIO

TABLA 3 : FRECUENCIA DE SERVICIO DE POZOS

TABLA 4 : CLASIFICACION DE POZOS POR N° DE SERVICIOS

TABLA 5 : REQUERIMIENTOS DE POLEAS Y BOCINAS

TABLA 6 : PROBLEMAS MAS COMUNES

TABLA 7 : CAMBIO DE CONDICIONES DE OPERACION

TABLA 8 : POZOS QUE INCREMENTARON SU PRODUCCION

TABLA 9 : POZOS QUE DECLINARON SU PRODUCCION

TABLA 10 : POZOS HORARIO

TABLA N° 1

PRODUCCION PROMEDIO POR POZO DEL DISTRITO PEÑA NEGRA (AGOSTO 1986)

<u>BATERIA 904</u>		<u>BATERIA 992</u>		<u>BATERIA 995</u>		<u>BATERIA 996</u>	
<u>POZO</u>	<u>PRODUCCION</u>	<u>POZO</u>	<u>PRODUCCION</u>	<u>POZO</u>	<u>PRODUCCION</u>	<u>POZO</u>	<u>PRODUCCION</u>
<u>_____</u>	<u>(BPD)</u>	<u>_____</u>	<u>(BPD)</u>	<u>_____</u>	<u>(BPD)</u>	<u>_____</u>	<u>(BPD)</u>
74	03	1549	10	1607	15x2	1615	09x2
188	06	1583	03x2	1719	10	1766	10
189	20	1618	21x4	1722	08x8	1834	13
1545	07	1647	33x3	1737	25x20	1874	13
1584	09	1684	20x1	1738	55x20	1939	23
1601	12	1710	18x4	1748	40x10	1978	08
1627	08	1729	15x7	1867	15x4	2063	17
1653	03	1817	15x0	2002	03	2078	21
1654	27	1948	40x14	2259	05	2111	14
1658	22	2028	05	5679	08x1	2189	15x3
1666	04	2504	05	5896	12x2	2232	25
1674	10	2521	05	5918D	05x1	5668	30
1696	14	6123	05	5949	04	5863	18
1718	16	6183	05	6006	20x2	5963	20
1731	04	6204	10	6601	10x2	6034	16
1754	03	6278	14	6663	04	6114	70
1763	18	6339	08	6664	07	6116	10
1783	17	6457	25	6741	15	6213	45
1859	10	6531	03x3	6789	07	6271	28x2
1996	15	6604	20x4	6791	06	6272	73
5614	08	6607	20x2	6856	30	6289	25x4
5633	18x1	6677	2x0	6857	19x2	6291	22
5651	32x3	6849	12x1	6871	20	6513	15
5665	30x5					6514	15
5782	30					6523	40
5831	11					6526	45
5888	10					6647	13
5907	05					6686	20
6576	30x1					6844	21
6577	09						
6747	17x6						

TABLA N° 2

ANALISIS DEL INVENTARIO DEL DISTRITO PEÑA NEGRA

BAT.	VALORES INICIALES PROMEDIO (AGOSTO 86)						VALORES FINALES PROMEDIO (NOVIEMBRE 87)					
	CARRERA (Pulg.)	SPM	DIA.PIST. (Pulg)	PROF. (Pies)	PROD. (BPD)	EFIC. (%)	CARRERA (Pulg)	SPM	DIA.PIST. (Pulg)	PROF. (Pies)	PROD. (BPD)	EFIC. (%)
904	44.3	11.7	1.267	4500	14.9	21.1	40.2	6.7	1.220	4540	14.9	53.0
992	52.2	11.2	1.241	5140	13.7	19.6	47.8	6.7	1.230	5150	11.6	42.1
995	50.8	10.4	1.278	4410	15.1	25.0	51.1	6.3	1.230	4420	16.5	47.1
996	63.5	8.9	1.263	5600	21.6	25.3	63.4	6.0	1.240	5625	18.4	38.4
TOTAL	52.8	10.5	1.262	4900	16.5	22.8	50.6	6.4	1.229	4940	15.5	45.3

INVENTARIO DE UNIDADES DE BOMBEO

BATERIA	16D	40D	57D	80D	160D	320D
904	3	10	5	5	08	-
992	-	08	-	5	10	-
995	-	11	-	3	09	-
996	-	02	5	5	15	3
TOTAL	3	31	10	18(*)	42(*)	3

(*) Existían 05 Unidades 80D y 01 Unidades 160D sobredimensionadas, las cuales se reubicarían a otros pozos de acuerdo con la disponibilidad de unidades del tipo 40D.

TABLA N°3

FRECUENCIA DE SERVICIO DE POZOS

DISTRITO PEÑA NEGRA

DETALLE	AÑO					
	84	85	86	87	88	89
-N° Total de Pozos	105	105	107(1)	105	105	105
-N° Pozos Intervenidos	75	82	82	69	72	68
-N° SDP Efectuados	210	242	189	125	138	133
-Frecuencia de SDP Total (N° SDP/N° Total Pozos)	2.00	2.30	1.77	1.19	1.31	1.27
-Frecuencia de SDP Intervenidos	2.80	2.95	2.30	1.81	1.92	1.95

(1) En este año se reactivaron los pozos 1688 y 1835, pero se retiró su E.B.M. a los pozos 6854 y 6183 para pasarlos a otros pozos de mayor producción.

TABLA N° 4

CLASIFICACION DE POZOS POR NUMERO DE SERVICIOS

DISTRITO PEÑA NEGRA

<u>N° DE S.D.P</u>	<u>N° DE POZOS INTERVENIDOS.</u>					
	<u>84</u>	<u>85</u>	<u>86</u>	<u>87</u>	<u>88</u>	<u>89</u>
0	30	23	23	36	33	37
1	20	21	28	38	30	31
2	26	25	23	20	28	24
3	10	15	16	3	7	6
4	8	6	10	4	4	2
5	4	7	4	2	3	2
6	3	2	1	2	-	3
7	1	1	-	-	-	-
8	2	-	-	-	-	-
9	-	4	-	-	-	-
10	1	1	-	-	-	-
N° TOTAL DE POZOS:	75	82	82	69	72	68

TABLA N° 5

REQUERIMIENTOS DE POLEAS Y BOCINAS

<u>POLEAS</u>	<u>BOCINAS</u>	<u>CANTIDAD</u>
5.4"-4B	N°2	27
6.4"-4B	"	10
7.4"-4B	"	6
8.6"-4B	"	2
9.4"-4B	"	1
7.0"-4C	N°4	44
8.0"-4C	"	9
9.0"-4C	"	4
11.0"-4C	"	4
13.0"-4C	"	3

TABLA N° 6

PROBLEMAS MAS COMUNES

DISTRITO PEÑA NEGRA

<u>PROBLEMAS DETECTADOS EN REGISTRO DINAMOMETRICO</u>	<u>AL INICIO</u>		<u>AL FINAL</u>	
	<u>N° POZOS</u>	<u>%</u>	<u>N° POZOS</u>	<u>%</u>
-Fuga en la válvula móvil	60	56	51	48
-Golpe de fluido	34	32	-	-
-Fricción en el desplazamiento del pistón.	30	28	15	14
-Bajo recorrido ("OVER-TRAVEL")	20	19	8	7
-Compresión de gas	20	19	6	5
-Unidad de bombeo desbalanceados	87	83	32	30

. NOTA: Los problemas no se presentan en forma aislada, por esta razón los porcentajes no suman 100%.

TABLA N° 7

CAMBIO DE CONDICIONES DE OPERACION A POZOS DE PEÑA NEGRA

<u>POZO</u>	<u>BAT</u>	<u>EQUIPO</u>	<u>CONDICION ACTUAL (1)</u>	<u>CONDICION REQUERIDA (1)</u>	<u>FECHA SOLICITUD</u>	<u>FECHA EJECUCION</u>
74	904	16D/98RC	24"/7.4"-4B	20"/5.4"-4B	14.11.86	17.10.87
188	"	40D/C-46	34"/13.6"-4B	34"/5.4"-4B	"	09.06.98
	"	"	34"/5.4"-4B	23"/5.4"-4B	21.09.87	
189	"	16D/C-46	20"/7.4"-4B	24"/5.4"-4B	14.11.86	30.01.87
1545	"	80D/C-66	45"/7.4"-4B	36"/7.4"-4B	"	21.01.87
1584	"	T5-7B/C-46	42"/11"-4B	22"/5.4"-4B	"	04.02.87
1627	"	T5-7B/C-46	32"/13"-4C	32"/7"-4C	"	30.03.87
1653	"	40D/C-46	23"/13.6"-4B	23"/6.4"-4B	"	01.06.87
1654	"	40D/C-46	42"/9.4"-4B	42"/6.4"-4B	"	09.06.87
1666	"	T6A-9B/15HP	34"/7.4"-4B	26"/6.4"-3B	"	01.06.87
1674	"	80D/C-66	54"/13"-4C	45"/7"-4C	"	22.01.87
1696	"	80D/15HP	34"/6.4"-4B	34"/8.4"-4B	"	20.01.87
1718	"	T6D-9B/C-46	34"/13.6"-4B	34"/7.4"-4B	"	30.01.87
	"		34"/7.4"-4B	34"/5.4"-4B	21.09.87	
1783	"	16D/C-46	24"/9.4"-4B	24"/5.4"-4B	21.09.87	19.10.87
1859	"	80D/C-66	36"/11"-4C	36"/7"-4C	14.11.86	30.01.87
1996	"	57D/C-46	48"/9"-4C	37"/7"-4C	14.11.86	02.07.87
1601	"	40D/C-46	42"/6.4"-4B	23"/6.4"-4B	12.11.86	09.06.87
5633	"	160D/C-96	74"/16"-4C	62"/7"-4C	14.11.86	18.04.87
5651	"	160D/C-96	74"/13"-4C	74"/7"-4C	14.04.86	18.04.87
5782	"	160D/C-96	54"/8"-4C	62"/8"-4C	14.11.86	30.01.87
5831	"	40D/C-46	42"/5.4"-4B	33"/5.4"-4B	21.11.86	30.01.87
5888	"	40D/C-46	42"/5.4"-4B	33"/5.4"-4B	"	22.01.87
	"	"	33"/5.4"-4B	23"/5.4"-4B	21.09.87	
6576	"	160D/C-106	86"/7"-4C	74"/7"-4C	21.11.87	02.06.87
6577	"	40D/C-46	42"/11.4"-4B	33"/5.4"-4B	14.11.86	11.04.87
	"		33"/5.4"-4B	23"/5.4"-4B	02.06.87	17.08.87
6747	"	160D/EA-22	75"/11"-4C	75"/7"-4C	14.11.86	10.09.87
	"		75"/7"-4C	64"/7"-4C	21.09.87	
1549	992	160D/C-96	72"/16"-4C	40"/7"-4C	13.11.86	26.02.87
	"			28"/7"-4C	21.09.87	

<u>POZO</u>	<u>BAT</u>	<u>EQUIPO</u>	<u>CONDICION ACTUAL (1)</u>	<u>CONDICION REQUERIDA (1)</u>	<u>FECHA SOLICITUD</u>	<u>FECHA EJECUCION</u>
1583	992	TC33T/15HP	42"/9"-4C	28"/7"-4C	13.11.86	21.09.87
1618	"	160D/C-96	63"/16"-4C	63"/7"-3C	13.11.86	18.04.87
1647	"	160D/C-96	62"/9"-4C	75"/9"-4C	"	18.02.87
1710D	"	160D/C-106	54"/16"-4C	62"/7"-4C	"	08.04.87
1729	"	160D/C-96	64"/20"-4C	64"/7"-4C	"	28.02.87
1684	"	160D/C-96	40"/7"-4C	28"/7"-4C	21.09.87	08.11.87
1817	"	80D/C-66	54"/9"-4C	28"/9".4C	21.09.87	02.11.87
1948	"	100D/C-96	86"/11"-4C	86"/7"-4C	15.10.86	06.08.87
2028	"	80D/C-66	45"/13"-4C	45"/7"-4C	13.11.86	31.01.87
2521	"	40D/98RC	33"/7.4"-4B	23"/5.4"-4B	31.10.86	14.11.87
2504	"	160D/C-106	62"/16"-4C	54"/7"-4C	13.11.86	21.07.87
6123	"	40D/C-46	42"/8.6"-4B	27"/5.4-3B	"	13.04.87
6339	"	40D/C-66	42"/9.4"-4B	33"/7.4-4B	"	17.01.87
			33"/7.4"-4B	23"/5.4"-4B	21.09.87	22.10.87
6204	"	40D/E-15	42"/7.4"-4B	33"/7.4"-4B	31.10.87	30.01.87
			33"/7.4"-4B	23"/5.4"-4B	21.09.87	22.10.87
6278	"	40D/C-46	42"/8.6"-4B	33"/8.6"-4B	21.11.86	17.01.87
			33"/8.6"-4B	23"/8.6"-4B	21.09.87	22.10.87
6457		80D/E-15	54"/13"-4C	54"/8"-4C	13.11.86	20.01.87
			54"/9"-4C	54"/7"-4C	21.09.87	
6604		40D/C-46	42"/8.6"-4B	42"/5.4"-4B		
6677		T9-DL/C-46	42"/11.4"-4B	27"/5.4"-4B	13.11.86	16.06.87
6607		40D/C-46	42"/7.4"-4B	42"/5.4"-4B	12.11.86	
6849		40D/C-66	42"/8.6"-4B	23"/5.4"-4B	21.09.87	
1607	995	160D/EA-22	63"/16"-4C	86"/13"-4C	13.11.86	04.01.87
			86"/13"-4C	64"/7"-4C	21.09.87	
1867	"	160D/C-96	74"/16"-4C	74"/9"-4C	13.11.86	12.12.86
2002	"	160D/C-96	51"/11"-4C	51"/7"-4C		18.12.86
2259		40D/C-66	33"/7.4"-4B	33"/5.4"-4B		
5896		40D/C-46	42"/7.4"-4B	42"/5.4"-4B		30.01.87
5679	"	80G/C-66	39"/7"-4C	27"/7"-4C	21.09.87	
5949	"	40D/C-46	42"/8.6"-4B	27"/5.4"-4B	13.11.86	12.12.86
1737	"	160D/C-96	86"/8"-4C	74"/7"-4C	09.04.87	02.07.87
6601	"	40D/C-46	42"/11"-4B	42"/6.4	13.11.86	12.12.86
6664	"	40D/C-46	42"/11-4B	28"/5.4-4B		30.01.87
6789		40D/C-46	42"/5.4"-4B	33"/5.4"-4B		18.12.86

Continuación Tabla N° 7....

<u>POZO</u>	<u>BA</u>	<u>EQUIPO</u>	<u>CONDICION ACTUAL (1)</u>	<u>CONDICION REQUERIDA (1)</u>	<u>FECHA SOLICITUD</u>	<u>FECHA EJECUCION</u>
		40D/C-66	33"/5.4-4B	23"/5.4"-4B	21.09.87	
6856		40D/C-46	42"/9.4"-4B	42"/7.4-4B	24.11.86	02.06.87
			42"/7.4"-4B	23"/5.4"-4B	21.09.87	
5918D		40D/C-46	33"/5.4-3B	23"/5.4"-3B	21.09.87	
6663		40D/C-46	33"/5.4"-3B	23"/5.4"-3B		
6741		40D/E-15	42"/10.4"-4B	42"/7.4"-4B	09.04.87	30.07.87
6857		40D/C-46	42"/7.4"-4B	23"/5.4"-3B	21.09.87	
6871		80D/C-66	45"/7"-4C	27"/7"-4C		
1874	996	40D/C-46	42"/7.4"-4B	42"/5.4-4B	29.10.86	18.04.87
			42"/5.4"-4B	23"/5.4"-4B	21.09.87	
			42"/5.4"-4B	23"/5.4"-4B	21.09.87	
2232	"	160D/C-96	74"/13"-4C	74"/9"-4C	29.10.86	29.06.87
			74"/9"-4C	54"/7"-4C	21.09.87	
2111		160D/C-96	74"/7"-4C	51"/7"-4C	21.11.86	08.07.87
2189		160D/C-96	74"/8"-4C	54"/8"-4C	31.10.86	12.12.86
2063		40D/C-46	42"/5.4"-4B	33"/5.4-4B	21.09.87	
2078		160D/EA-22	63"/11"-4C	63"/7"-4C	11.11.86	29.06.87
6289		M320D/E-42	128"/11"-4C	112"/11"-4C	11.11.86	16.05.86
6271		160D/EA-30	74"/8"-4C	63"/7"-4C	09.04.87	30.06.87
6513		80D/E-15	45"/13"-4C	54"/7"-4C	11.11.86	29.06.87
6844		160D/C-96	86"/8"-4C	74"/7"-4C	11.11.86	29.06.87
			74"/7"-4C	54"/7"-4C	21.09.87	14.10.87
6514		114D/E-15	54"/7"-4C	45"/7"-4C	21.11.86	29.06.87
6686		160D/C-96	74"/9"-4C	54"/9"-4C	21.11.86	17.05.87
5668		160D/EA-30	74"/13"-4C	86"/13"-4C	21.09.87	14.10.87
5963		80D/EA-22	54"/8"-4C	45"/8"-4C	21.09.87	17.10.87

(1) Condiciones de operación: Carrera/Polea.

TABLA N°8

POZOS QUE INCREMENTARON SU PRODUCCION EN DISTRITO PEÑA NEGRA

<u>POZO</u>	<u>INCREMENTO PRODUCCION (BPD)</u>	<u>PERIODO (MESES)</u>	<u>TOTAL BARRILES</u>
189	06	10	1800
1627	02	04	240
1653	03	04	360
1654	10	14	4200
1666	05	03	450
1674	04	03	360
1688(*)	13	02	780
1733	08	02	480
1754	05	06	900
1835	15	01	450
1859	03	06	540
5782	20	15	9000
1647	20	09	5400
2002	05	02	300
6601(**)	30	01	900
1680(*)	05	09	1350
1907(*)	05	07	1050
2112(*)	06	01	180
2189	07	14	2940
5863	10	16	4800
1738	30	01	900
			<hr/>
			37380

Incremento de producción: 102 BPD

(*) Pozo reactivado

(**) Pozo reacondicionado

TABLA N° 9

POZOS QUE DECLINARON SU PRODUCCION EN PEÑA NEGRA

<u>N°</u>	<u>BATERIA</u>	<u>POZO</u>	<u>PRODUCCION ANTES/DESPUES</u>	<u>DECLINACION (B.P.D.)</u>	<u>PORCENTAJE DECLINAC.</u>	<u>SUPERGENCIA</u>
01	904	1763	20/14	06	30	620'
02	904	5614	12/07	05	42	199'
03	904	6577	14/08	06	43	311'
04	992	1549	10/03	07	70	170'
05	992	6204	20/04	16	80	530'
06	992	6278	10/05	05	50	125'
07	992	6339	10/05	05	50	200'
08	992	6457	35/20x01	15	43	190'
09	992	6531	09/03	06	67	75'
10	992	6607	20x04/12x01	08	40	147'
11	992	6849(*)	15x05/07x02	08	53	100'
12	995	5679	10/02x04	08	80	154'
13	995	5949	07/02x01	05	71	30'
14	995	6791	10/04	06	60	105'
15	995	6856(*)	30x05/07x12	23	77	170'
16	995	6857(*)	30x01/16x01	14	47	120'
17	995	6871(*)	20x01/10x0	10	50	205'
18	996	2232	25x05/15	10	40	96'
19	996	6116	12/07	05	42	150'
20	996	6213	40x01/17	23	58	250'
21	996	6272	15/09	06	40	190'
22	996	6513	20/12	08	40	342'
23	996	6514	15/09	06	40	128'
24	996	6526	50/30x02	20	40	310'
25	996	6686	20/15x01	05	25	190'
26	996	6844(*)	35/13	22	63	648'
PROMEDIO:			514/256	258	50	220'

(*) Pozos con menos de 2 años de vida productiva.

TABLA N° 10

POZOS HORARIO DEL DISTRITO PEÑA NEGRA

*** RELACION DE POZOS QUE TRABAJAN 8 HORAS/DIA**

<u>BATERIA</u>	<u>POZO</u>	<u>EQUIPO</u>	<u>PROD (BPD)</u>
904	74	C-16D/OW98RC	04x0
	5907D	C-57D/OW98RC	05X0
	5663	C-160D/C-96	06X0
992	2504	C-160D/C-106	05X01
	2521	C-40D/OW98RC	05X01
	6339	C-40D/C66	03X0
	6531(*)	C-114D/E-15	03X01
	6677	T9-DL/C46	03X01
995	5679	OW-GB0/C66	05X0
	5949	GCH-40D/C46	03X0
	6791(*)	C-80D/E-15	04X0
996	1766	T5A-7C/C-66	04X0
	6116(*)	TC-33T/EA-22	05X0
	6647	F-160D7C-96	08X1

*** RELACION DE POZOS QUE TRABAJAN 16 HORAS/DIA**

<u>BATERIA</u>	<u>POZO</u>	<u>EQUIPO</u>	<u>PROD (BPD)</u>	
904	1653	C-40D/C-46	06X0	
	1996	C-57D/C-46	10X0	
	5782	F-160D/C-96	15X01	
	6576	C-160D/C-106	13X1	
	6577	C-40D/C-46	07X01	
992	1549	BETH-160D/C-96	05X0	
	2028-A	C-80D/C-66	10X0	
	6123	C-40D/C-46	08X0	
	6204	C-40D/E-15	05X0	
	6278	C-40D/E-15	05X0	
	6849	C-40D/C-66	07X01	
	995	1722	C-160D/C-96	15X03
995	2002	C-160D/C-96	12X0	
	5918-D	C-40D/C-46	05X0	
	6664	C-40D/C-46	05X0	
	6789	C-40D/C-46	06X01	
	6871	C-80D/C-66	10X0	
	996	1834	C-57D/C-46	08X0
	1874	C-40D/C-46	07X01	
	2111	C-160D/C-96	10X0	
996	2232	F-160D/C-96	10X0	
	5863	F-160D/C-96	12X0	
	6272	C-80DB/EA-22	08X0	
	6289	M-320D/E-42	15X03	
	6514	C-114D/E-15	08X0	
	6686	F-160D/C-96	15X0	
	6844	C-160D/C-96	13X01	

* Equipo de superficie sobredimensionado

C U A D R O S

CUADRO 1 : INVENTARIO DE E. B. M.

CUADRO 2 : INVENTARIO DE BATERIAS.

CUADRO 3 : CONTROL DE TOMA DE MEDICIONES FISICAS.

CUADRO No. 1 : INVENTARIO DE E.B.M.
BATERIA No 904

POZO	UNIDAD DE SOMBEO		S	N	CONTRAPESO		MOTOR		FAJAS		FC	TAPCN	PT	NA	VARILLON	VARILLAS			BOMBA	ANCL. EST.		VAL.	CANT.	DISPO		
	PROD.	MARCA/MODELO			POLEA	TIPO	CANT	TUBIC	MARCA/MOD	POLEA						TIPO	CANT	CSG		5/8"	3/4"				17/8"	TUBO
				</																						

DEPARTAMENTO DE PRODUCCION

DIVISION

INVENTARIO DE BATERIAS

BAT. N° LUGAR : DISTRITO

I.- SEPARADORES

TAMAÑO D x H	PRESION	MODELO	MARCA	Nº LOCAL	N S H E	Nº SERIAL	COND. (1)	CONST (2)	OBSERVACIONES

II.- TANQUES

TAMAÑO D x H	CAPACIDAD Dis.	TIPO	COND. (1)	Nº LOCAL	N S H E	CONST (2)	SERVICIO	OTROS

III.- BOMBAS

MARCA	TAMAÑO	MODELO	Nº SERIAL	Nº LOCAL	N S H E	TIPO (3)	VALV. SEG.	COND. (1)	SERVICIO

- (1) 1.- NUEVO
2.- BUENO
3.- REGULAR
4.- MALO

- (2) (R) REMACHADO
(S) SOLDADO
(E) EMPEÑADO

- (3) (C) CENTRIFUGA
(R) RECIPROCANTE

IV.- MOTORES

MOTOR	MODELO O TIPO	Nº SERIAL	Nº LOCAL	NSHE	POTENCIA H. P.	COND. (1)	OTROS

V.- MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO (VOLUMETERS)

MARCA	MODELO	Nº SERIAL	NSHE	TAMAÑO	CAPACIDAD Lit.	VALVULA		VALVULA		PRESION TRABAJO	COND. (1)
						CARGA CRUDO	DESC. CRUDO	INTN. GAS	DESC. GAS		

VI.- MEDIDORES DE GAS

MARCA	Nº SERIAL	Nº LOCAL	NSHE	PRESION DIFER. x STAT.	ORIFICIO Y BRIDA	RELOJ	U, S O	COND. (1)

- (1) 1.- NUEVO.
 2.- BUENO.
 3.- REGULAR.
 4.- MALO.

VII. CONTROLES DE NIVEL.

P I L O T O S				V A L V U L A S M O T O R A S			
MARCA	MODELO O TIPO	Nº SERIAL	CONDIC (1)	MARCA	MODELO O TIPO	Nº SERIAL	CONDIC (1)

VIII. CONTROLES DE PRESION - BACK PRESSURE -

MARCA	MODELO O TIPO	Nº SERIAL	CONDIC (1)	MARCA	MODELO O TIPO	Nº SERIAL	CONDIC (1)

IX. MULTIPLES DE RECOLECCION (MANIFOLDS)

TAMAÑO Ø TOT. x Ø PRUEB. x Nº ENT.	T I P O	Nº POZOS EN OPER.	CONDIC. (1)	Nº VALVULAS	O B S E R V A C I O N E S

X. MULTIPLES DE RECOLECCION DE CAMPO.

TAMAÑO Ø TOT. x Ø PRUEB. x Nº ENT.	T I P O	Nº POZOS EN OPER.	CONDIC. (1)	Nº VALVULAS	O B S E R V A C I O N E S

A N E X O S

- ANEXO I : CURVAS PARA EL METODO API RP 11L
- ANEXO II : ALTERNATIVAS PARA MINIMIZAR LOS EFECTOS DE LA ALTA RELACION GAS/PETROLEO (GOR).
- ANEXO III: ALTERNATIVAS PARA MINIMIZAR LOS EFECTOS DE LA ARENA
- ANEXO IV : PROCEDIMIENTO PARA APLICAR EL PRODUCTO INHIBIDOR DE PARAFINA CF-4W
- ANEXO V : EQUIPAMIENTO PARA MODIFICAR LAS CONDICIONES DE OPERACION
- ANEXO VI : EVALUACION DE NIVELES DE FLUIDO
- ANEXO VII: PROBLEMAS TIPICOS DETECTADOS POR EL DINAMOMETRO

CURVAS PARA EL METODO API RP 11L

Fig. 4.1 : Factor de Carrera del Piston (S_p/S)

Fig. 4.2 : Máxima Carga en el Varillón Pulido(F_1/SK_r)

Fig. 4.3 : Mínima Carga en el Varillón Pulido(F_2/SK_r)

Fig.4.4 : Máximo Torque($2T/S^2K_r$)

Fig. 4.5 : Máxima Potencia en el Varillón Pulido

Fig. 4.6 : Factor de Ajuste para el Máximo Torque(T_a)

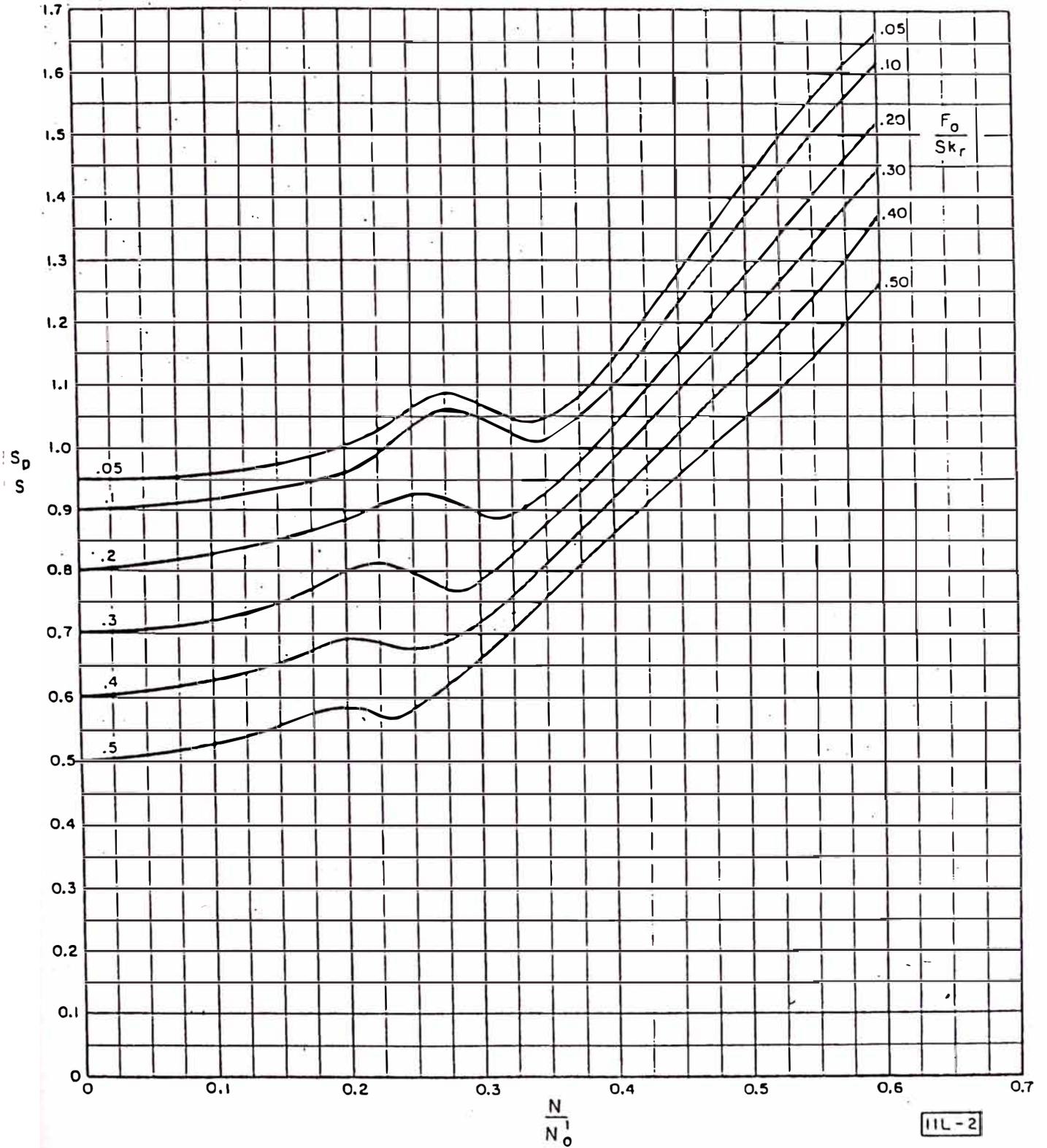


FIGURE 4.1
 $\frac{S_p}{S}$, PLUNGER STROKE FACTOR

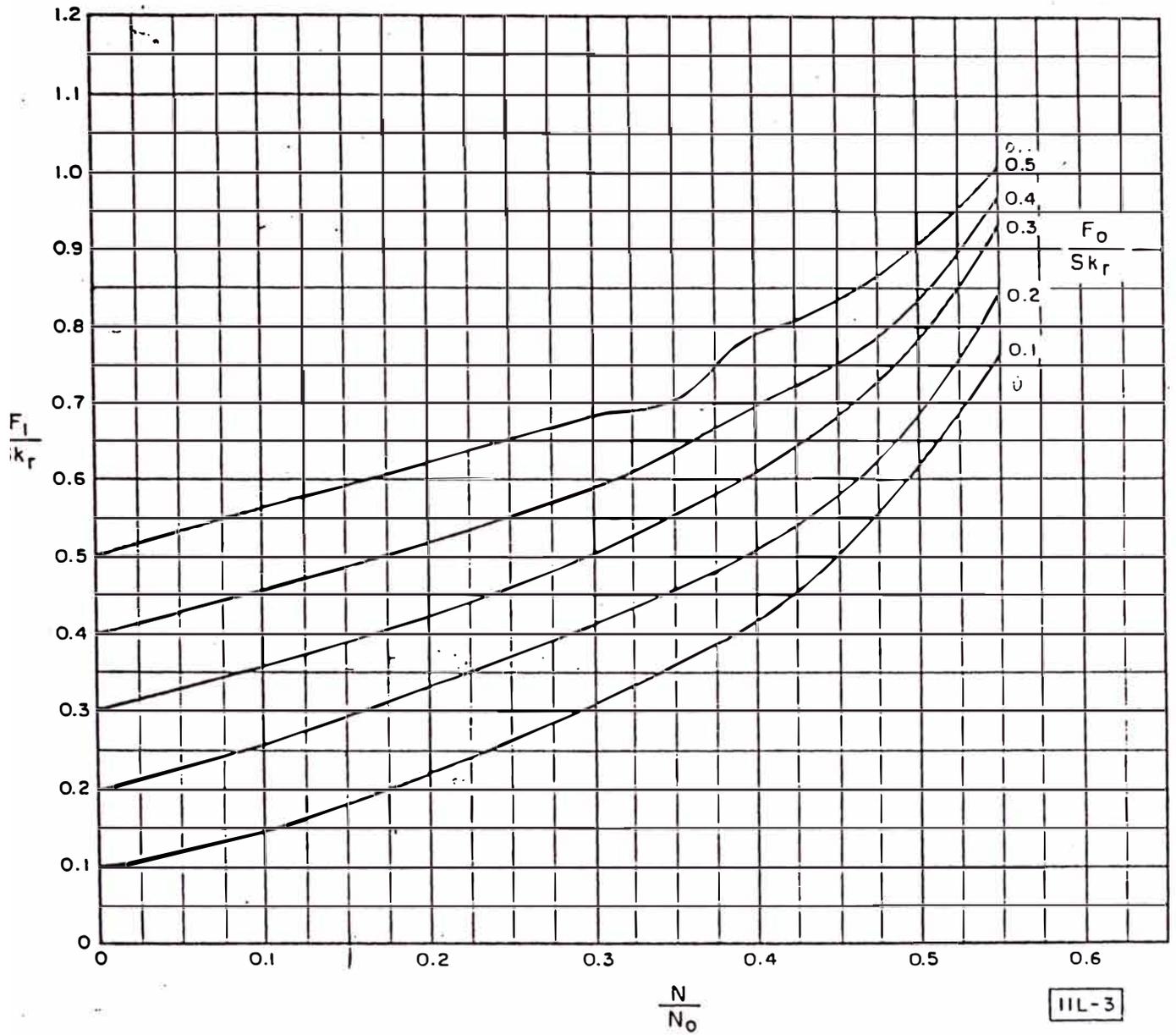


FIGURE 4.2

$\frac{F_1}{Sk_r}$, PEAK POLISHED ROD LOAD

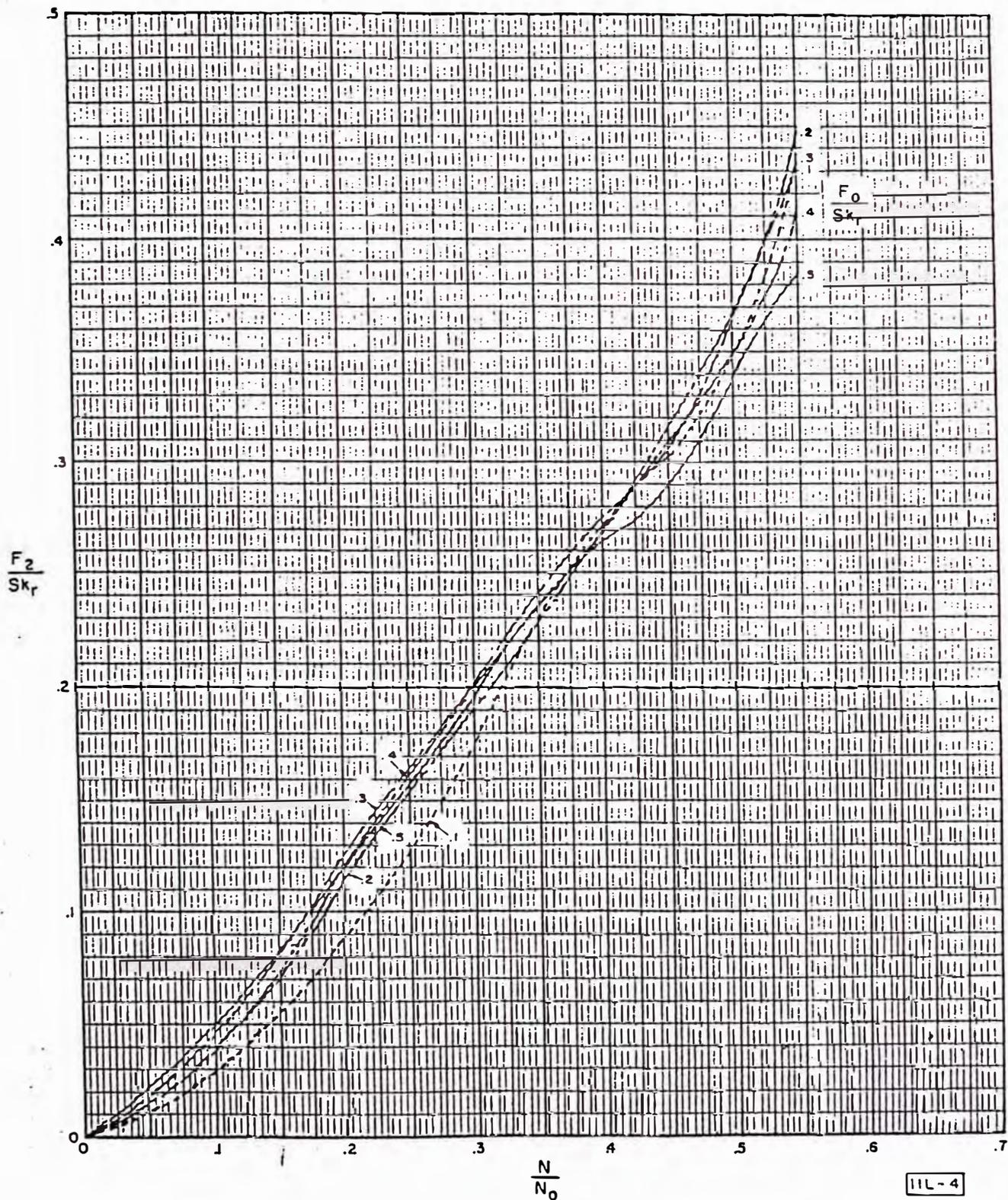
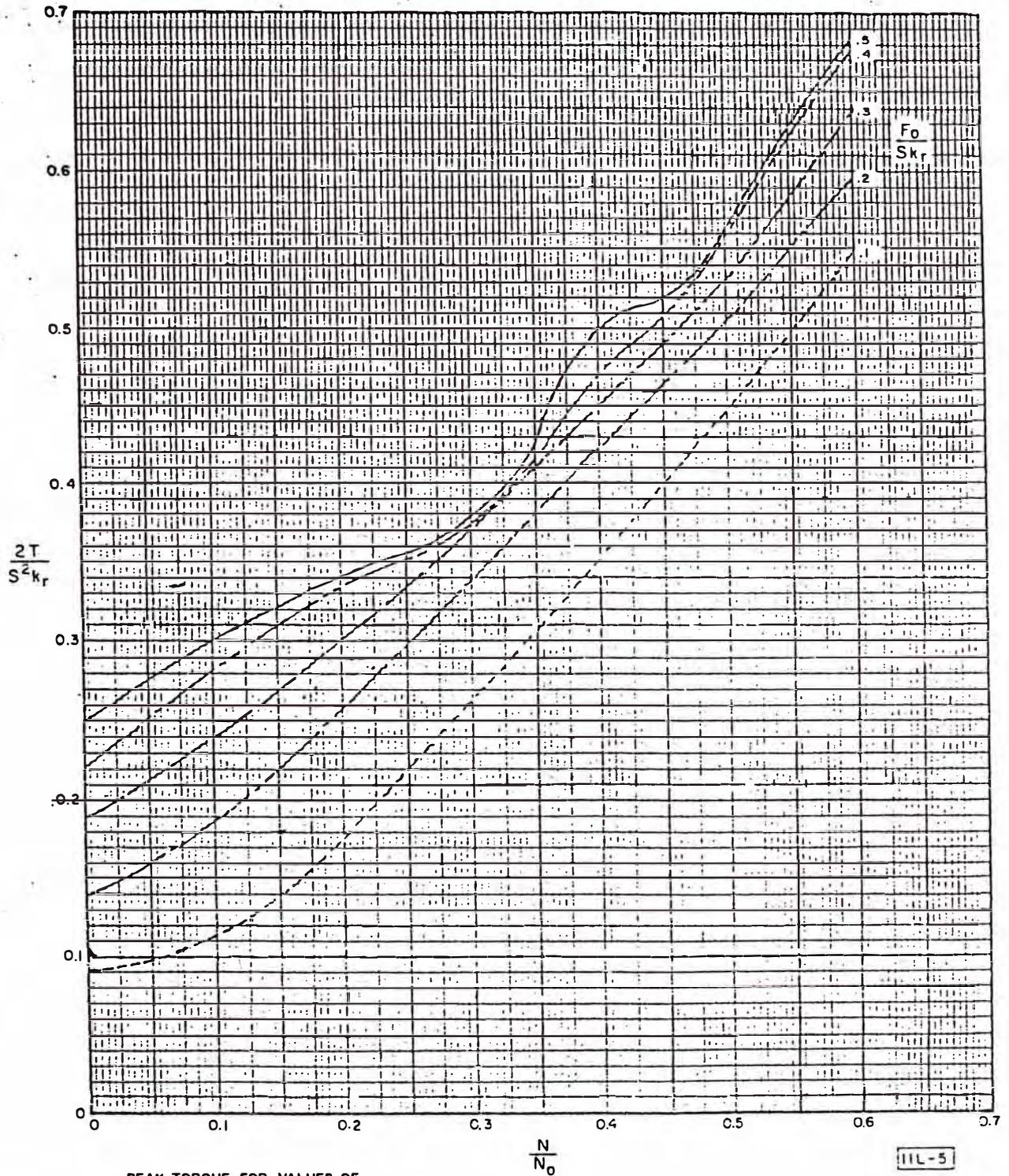


FIGURE 4.3

$\frac{F_2}{Sk_r}$, MINIMUM POLISHED ROD LOAD

11L-4



PEAK TORQUE FOR VALUES OF
 $w_{rl}/Skr = .3$ USE TORQUE, ADJUSTMENT
 FOR OTHER VALUES OF w_{rl}/Skr .

FIGURE 4.4
 $\frac{2T}{S^2k_r}$, PEAK TORQUE

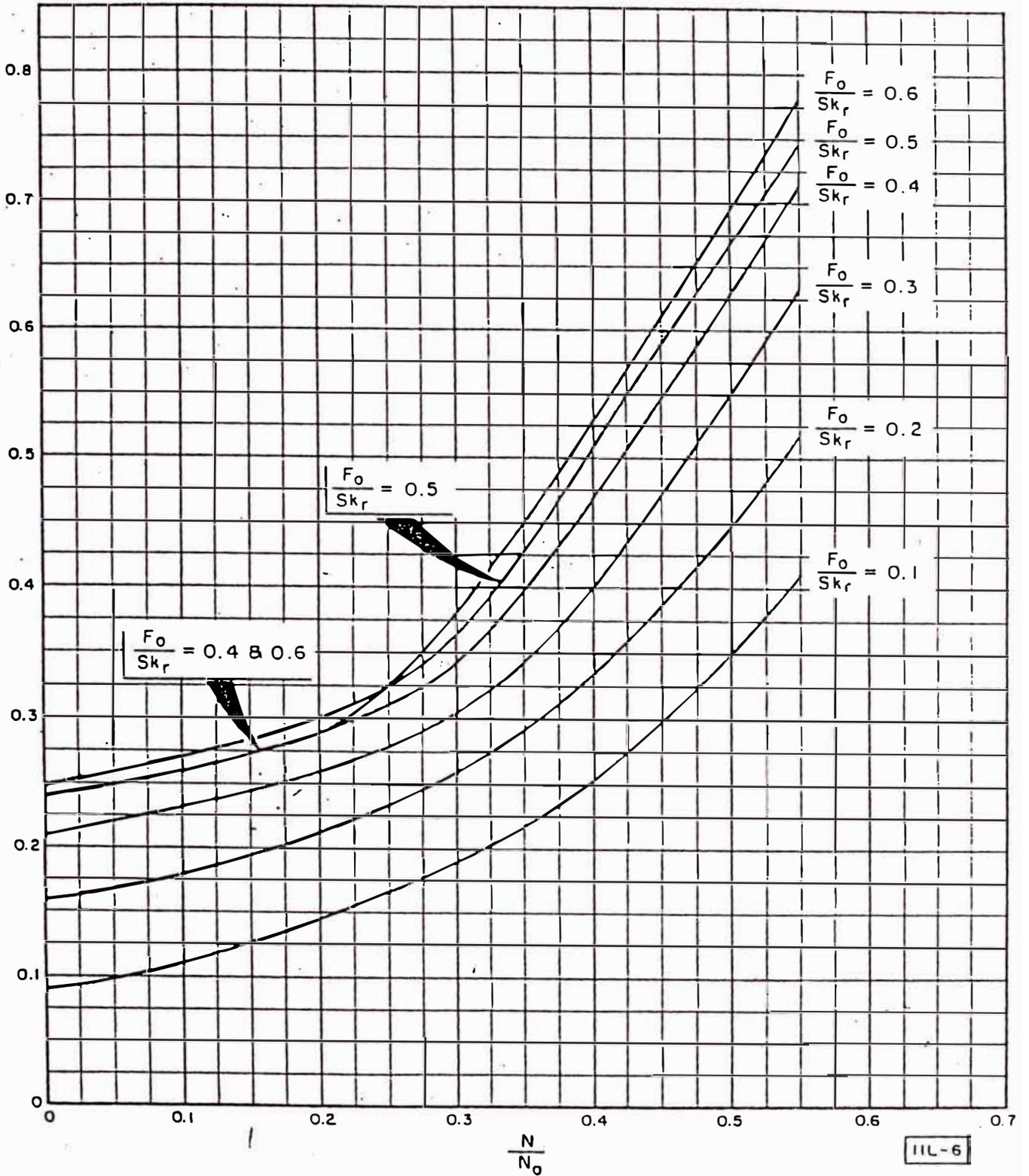
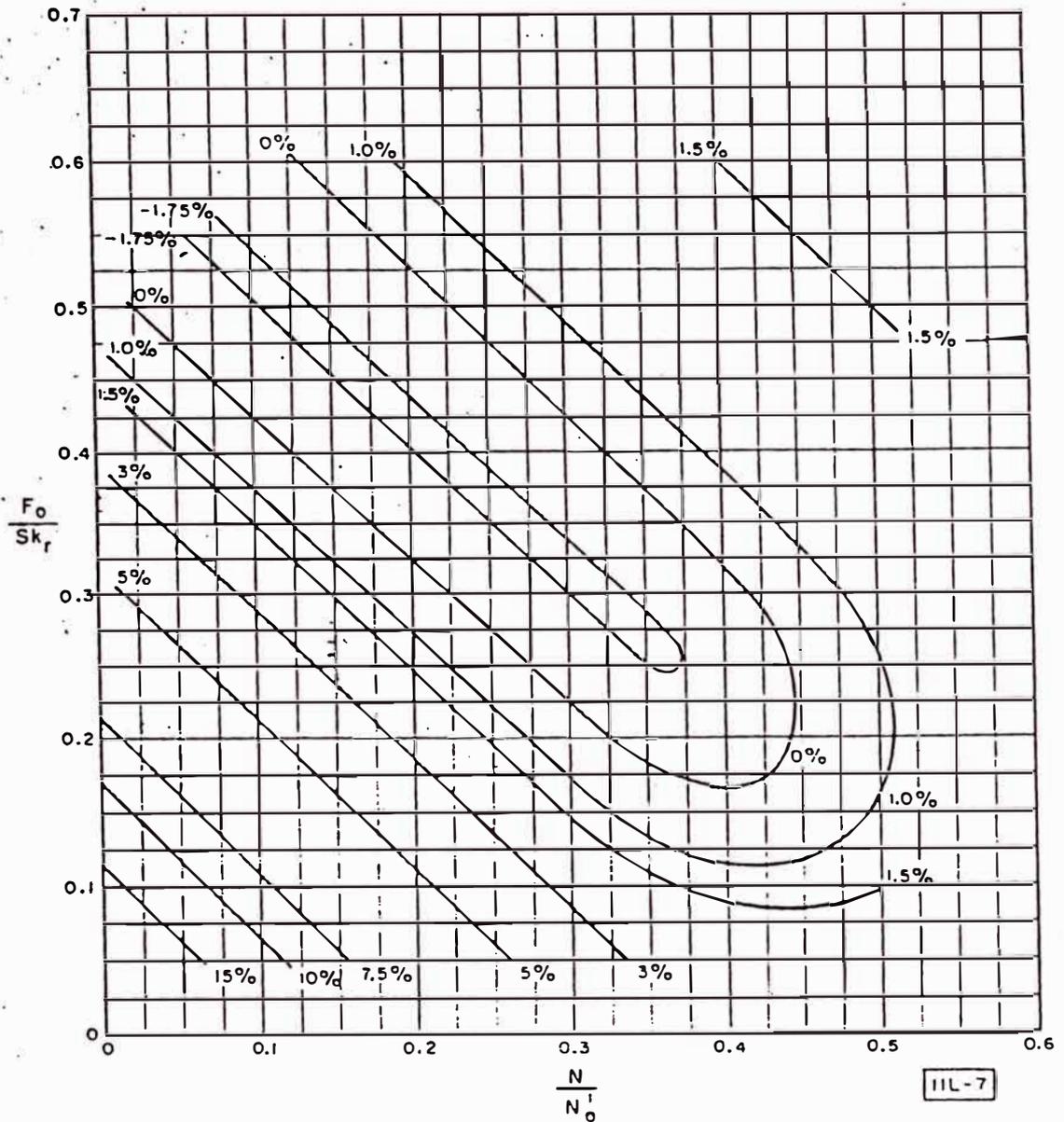


FIGURE 4.5

$\frac{F_1}{Sk_r}$, POLISHED ROD HORSE POWER

11L-6



TO USE: MULTIPLY % INDICATED ON CURVE BY $\frac{W_{rt}}{Skr} - 0.3$
C.1

FOR EXAMPLE: $\frac{W_{rt}}{Skr} = 0.600$

$\frac{N}{N_0} = 0.200$ $\frac{F_0}{Skr} = 0.188$

ADJUSTMENT = 3% FOR EACH 0.1 INCREASE IN $\frac{W_{rt}}{Skr}$ ABOVE 0.3

TOTAL ADJUSTMENT = 3 x 3% = 9%

$T_0 = 1.00 + 0.09 = 1.09$

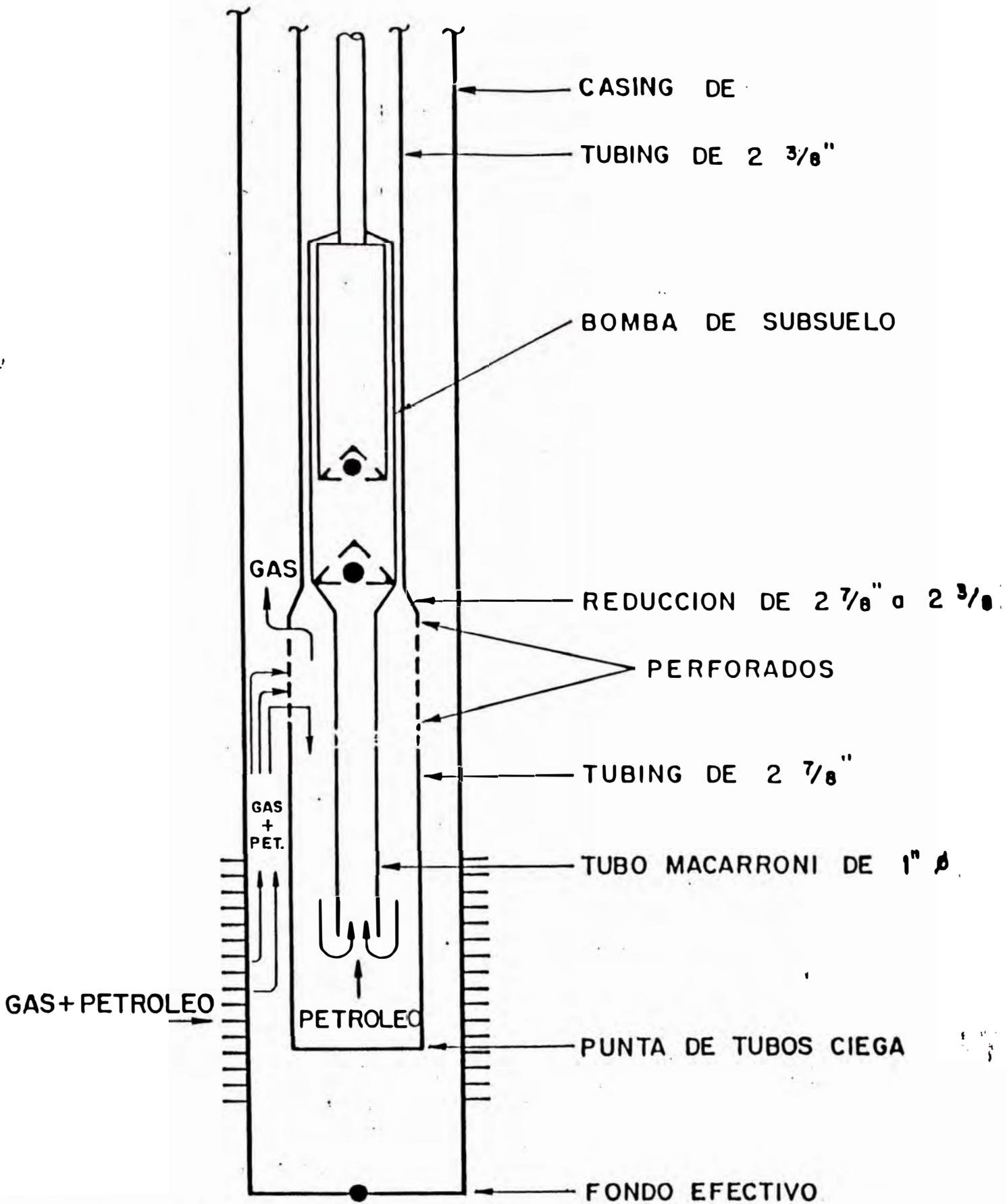
NOTE: IF $\frac{W_{rt}}{Skr}$ IS LESS THAN 0.3, ADJUSTMENT BECOMES NEGATIVE

FIGURE 4.6
T₀, ADJUSTMENT FOR PEAK TORQUE
FOR VALUES OF $\frac{W_{rt}}{Skr}$ OTHER THAN 0.3

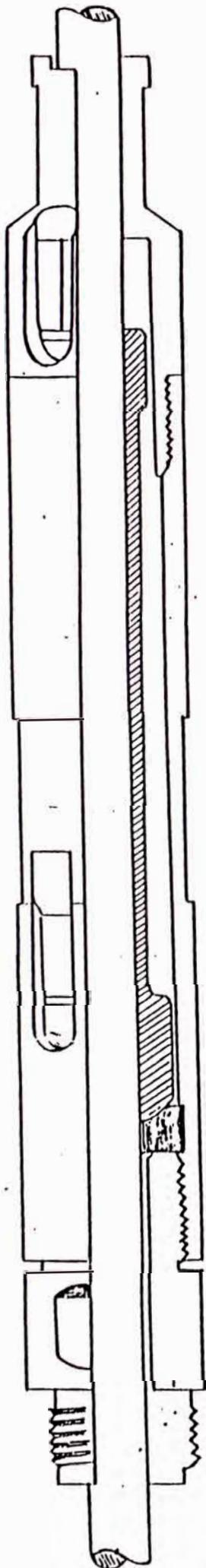
ALTERNATIVAS PARA MINIMIZAR LOS EFECTOS DE
LA ALTA RELACION GAS/PETROLEO (GOR)

- . ANCLA DE GAS
- . VALVULA ANTIBLOQUEO
- . 927 CHARGER VALVE - MARCA SARGENT
- . SEPARADOR DE GAS DE FONDO - MARCA GUIBERSON
- . PISTON "LOC NO" - MARCA HARBISON FISCHER

ANCLA DE GAS



VALVULA ANTIBLOQUEO DE GAS



A

1) Su función es facilitar la apertura de la válvula móvil."

2) Al inicio de la carrera descendente (P/M.S.) el peso de la columna de fluido, actúa sobre la camisa interior (C), provocando el cierre de la misma con el anillo de asiento (E), aislando la V.M. del peso de dicha columna.

B

C

a) Evita el bloqueo de la bomba, permitiendo la liberación del gas acumulado entre la (V.M.) y (V.F.).

b) Mejor llenado del barril, por lo tanto mayor producción.

c) En caso de golpe de fluido, el mismo resulta de menor intensidad, disminuyendo los daños que ocasiona dicho golpe.

D

REFERENCIA

A: Vástago de bomba

B: Guía de vástago

E C: Camisa interior (bronce)

D: Camisa exterior

E: Anillo de asiento

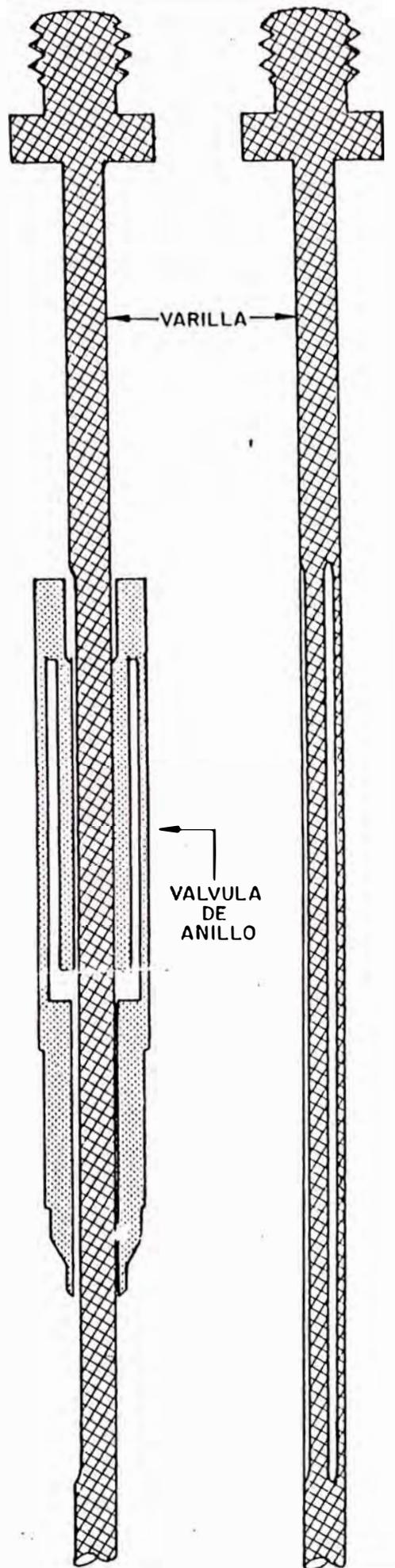
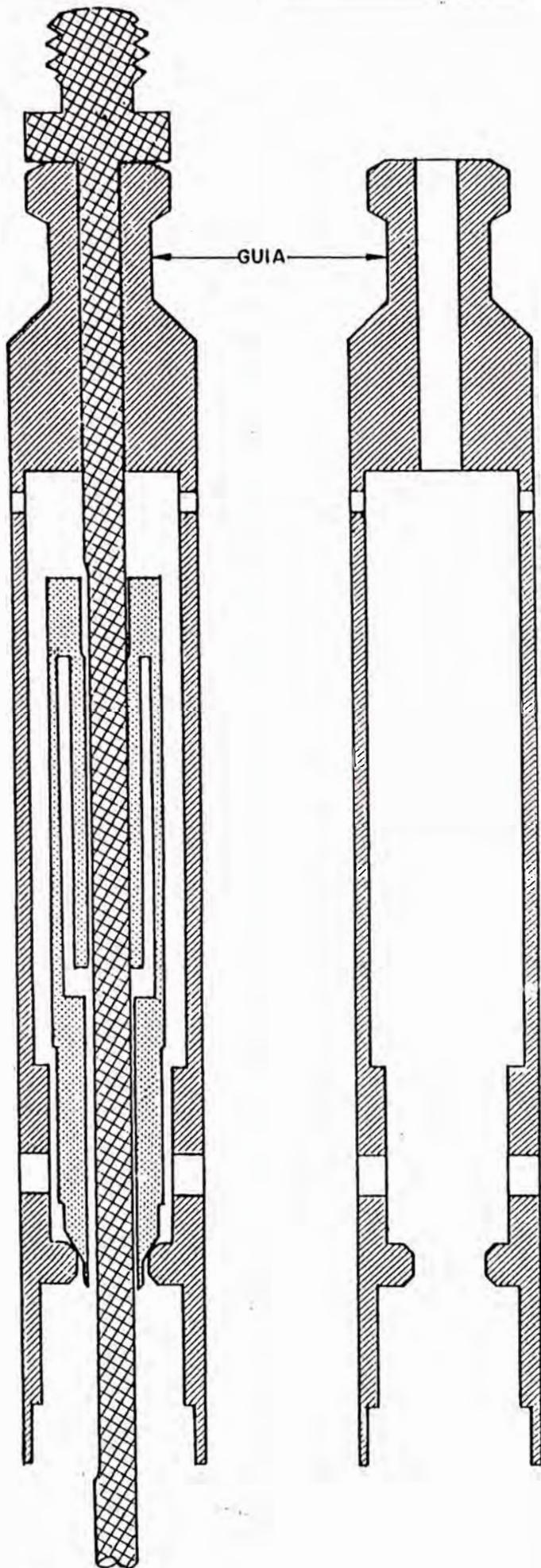
F: Conector

P.M.S. : Punto muerto superior

F

V.M.: Válvula móvil

V.F.: Válvula fija



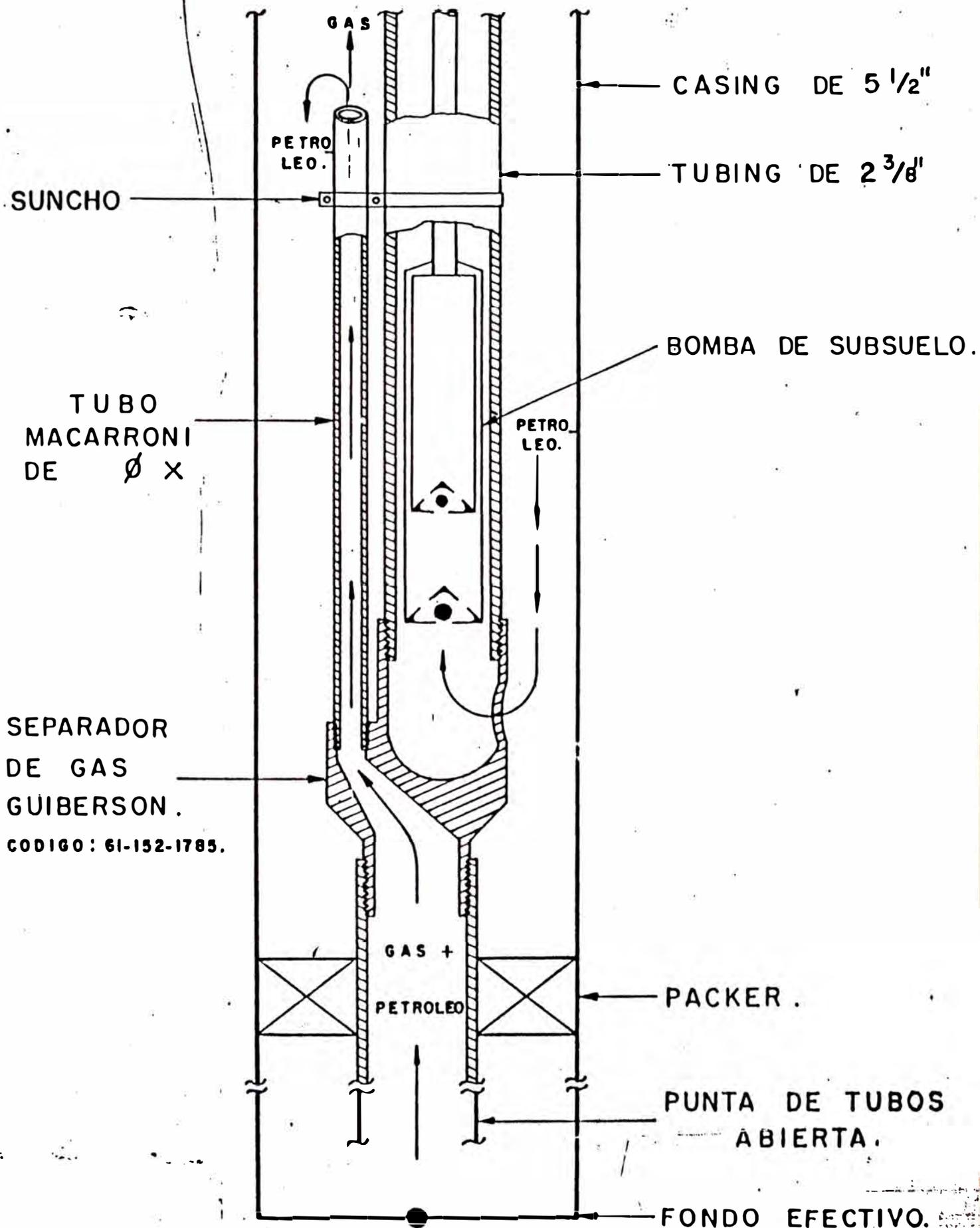
ARGENT
EQUIPMENT

OIL WELL EQUIPMENT
DIVISION
OBSLA, TEXAS 77466

927 CHARGER VALVE

PATENT PENDING

SEPARADOR DE GAS



OC-NO plunger

Eliminates gas lock.

Improves volumetric efficiency.

Specially designed for pumping wells with a high gas-oil ratio, the OC-No plunger is interchangeable at the valve rod with conventional plungers and traveling valves in all API standard stationary barrel pumps.

On the downstroke, the drop-type valve at the bottom of the free-traveling plunger positively opens to allow fluid to enter the annular space around the valve rod. Simultaneously, the fluid load is transferred instantly to the lower (standing) valve, and gas lock cannot occur.

On the upstroke, the drop mates against the plunger seat, lifting fluid into the production column in the conventional manner.

The spray metal plunger is hard-surfaced with a flame-sprayed epoxy powder of nickel, chromium, boron and silicon. Sealing surfaces of the plunger and drop are hard-faced with Stellite, an alloy of chromium, tungsten and cobalt. The combination of hard-surfacing and hard-facing creates excellent wearing surfaces which are corrosion-resistant.

ASSEMBLIES:

PLUNGER SIZE	VALVE ROD	CLUTCH	ASSEMBLY NUMBER	
			4 ft.	6 ft.
1 1/4	11/16	Less	20-269C4-2	20-269C6-2
	7/8	With	20-269C46-2	20-269C66-2
1 1/2	11/16	Less	20-269E4-2	20-269E6-2
	7/8	With	20-269E46-2	20-269E66-2
2	7/8	Less	20-269E44-2	20-269E64-2
	7/8	With	20-269K4-2	20-269K6-2

PARTS:

ITEM	PARTS DESCRIPTION	PART NUMBER		
		1 1/4	1 1/2	2
A	COUPLING Less Clutch: 11/16 Rod 7/8 Rod	269C20	269E20	—
	With Clutch: 11/16 Rod 7/8 Rod	269C22 269C23	269E22 269E23	269K20
B	ROD 4 ft.	269C42	269E42	269K42
	6 ft.	269C62	269E62	269K62
C	PLUNGER, WITH DROP 4 ft.	20-269C41-2	20-269E41-2	20-269K41-2
	6 ft.	20-269C61-2	20-269E61-2	20-269K61-2
D	DROP*	22-269C10	22-269E10	22-269K10

*INCLUDED WITH REPLACEMENT PLUNGER, ITEM "C."

Also available for tubing pumps.



Harbison-Fischer

2501 Virginia St. • P.O. Box 2477 • Fort Worth, Texas 76113
(817) 335-4381 Telex: 75-8467 HF PUMPS FTW

HARBISON-FISCHER PRODUCTS ARE AVAILABLE THROUGH LEADING SUPPLY STORES THROUGHOUT THE OIL COUNTRY • BRANCH WAREHOUSES AND REPRESENTATIVES IN ALL MAJOR PRODUCING AREAS

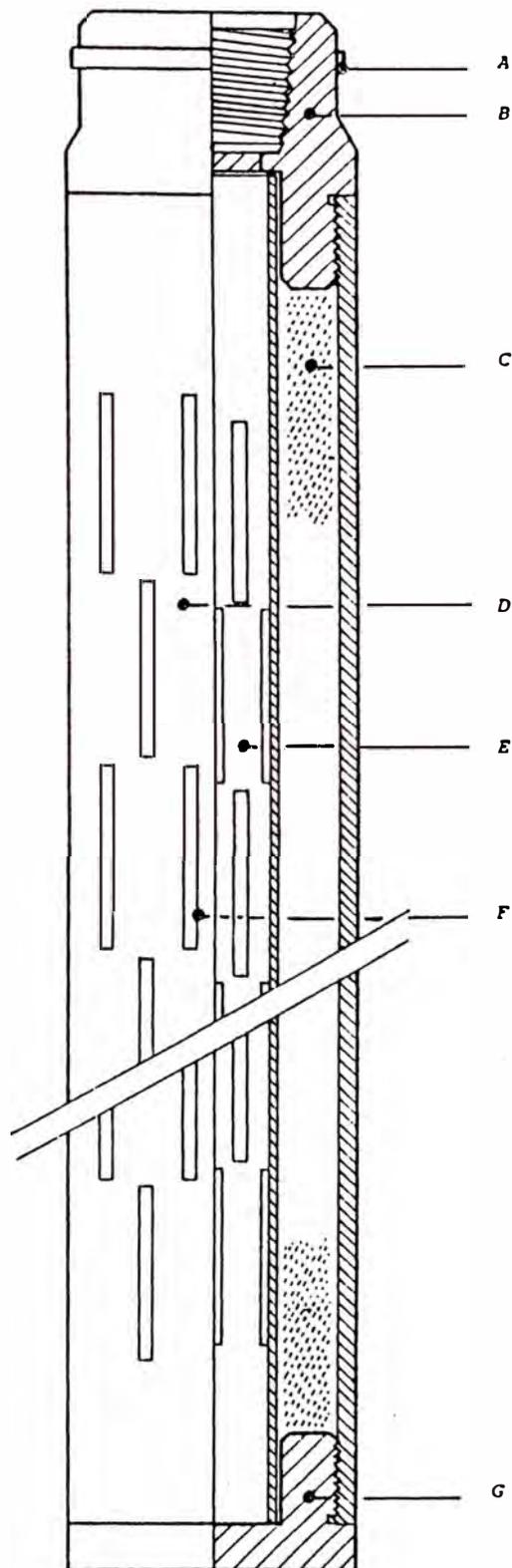
© Copyright 1979, Harbison-Fischer • Ptd. in U.S.A. • Bulletin No. 79-22



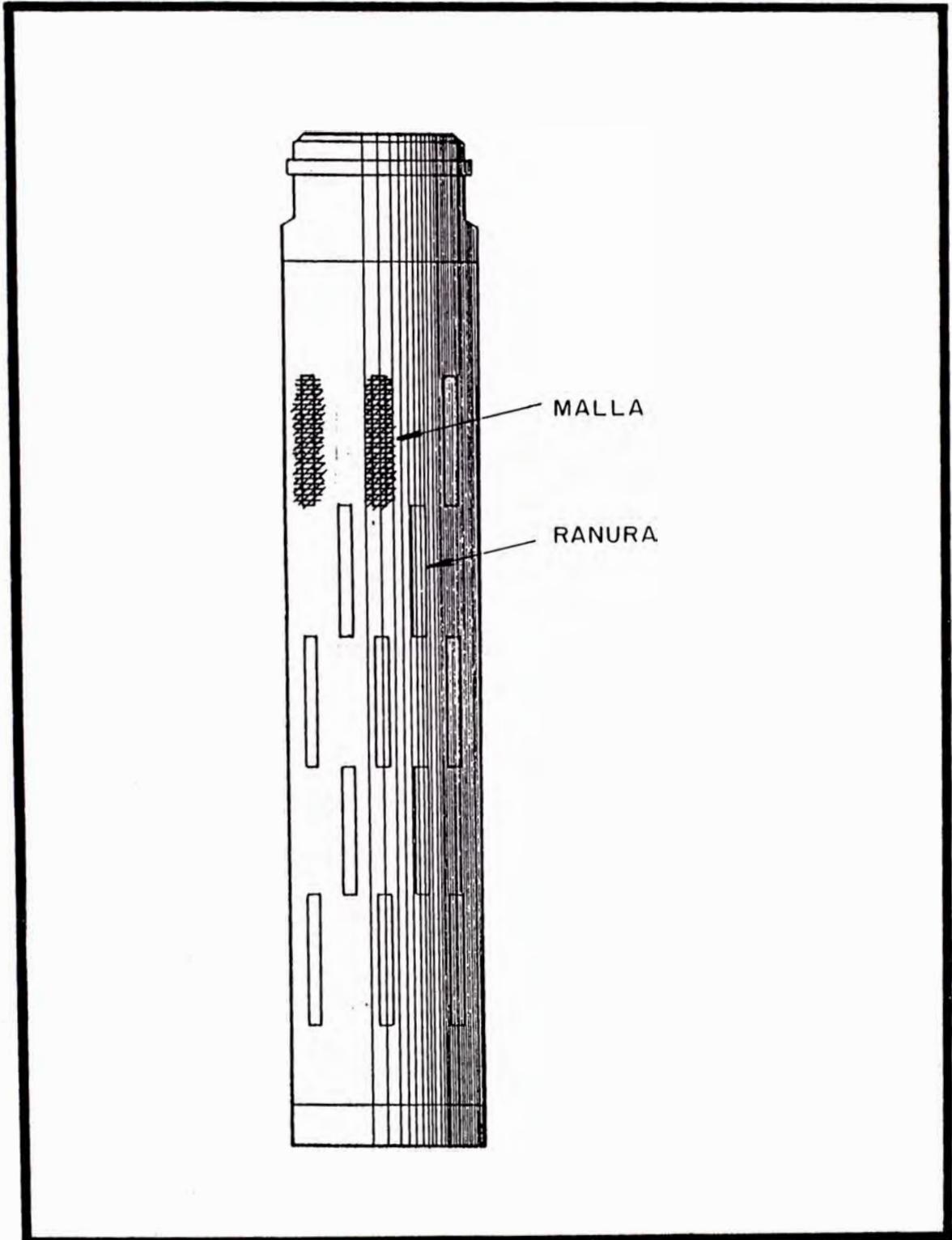
FILTRO DE GRAVA

PARTES COMPONENTES

- A.- Anillo Protector de Rosca.
- B.- Cabezal de aluminio fundido, rosca de 2 3/8" E. U.
- C.- Malla de arena consolidada.
- D.- Tubo exterior ranurado de policloruro de vinílico rígido.
- E.- Tubo interior ranurado de policloruro de vinílico rígido.
- F.- Area ranurada.
- G.- Tapa ciega de aluminio.



FILTRO DE MALLA

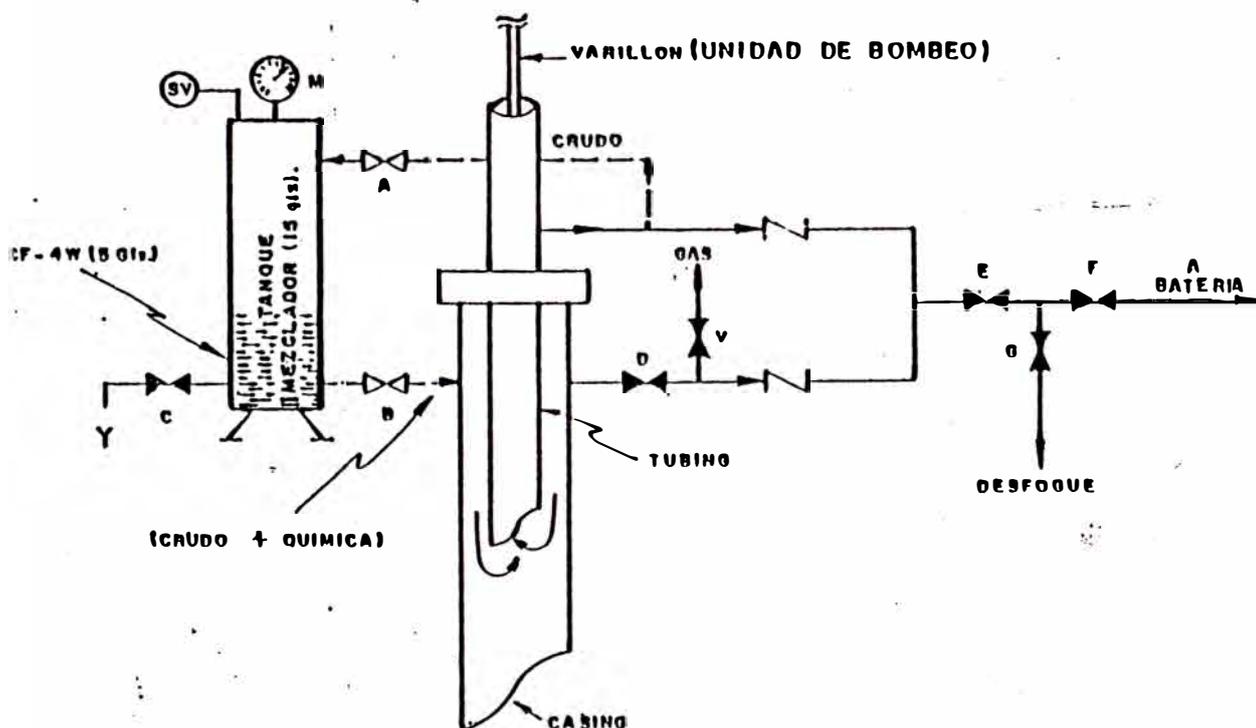


DETALLE DE INSTALACIONES Y PROCEDIMIENTOS DE APLICACION DEL PRODUCTO CF - 4W

(Aplicación "downhole" tipo "batch" al espacio anular)

I.- PROCEDIMIENTO

- 1) Desfogar el gas abriendo válvula "V" 2) Colocar la química en el tanque.
- 3) Abrir válvula "A" del tanque. Mantener válvulas "C" y "B" cerradas.
- 4) Bloquear flujo a Bateria cerrando válvula "E". "D" permanece cerrada. PU sigue en mov.
- 5) Abrir válvula "B" para iniciar circulación de tubos a forros.
- 6) Circular 5 horas.
- 7) Reanudar flujo a Bateria. Abrir "E" y "D". Cerrar "A" y "B"

II.- LEYENDA

----- : Manguera o tubería para conectar tanque mezclador al pozo.

⊘ : 'Válvula de compuerta cerrada durante la inyección'

⊘ : " " " abierta " " " " "

M : Manómetro (0-300 psi)

Y : Drenaje (para limpieza del tanque mezclador)

V : Venteo (desfogue) del gas del casing.

(SV) : Válvula de Seguridad (SET POINT 200-300 psi). Usar si. luego de desfogar. la presión continúa elevada (más de 200 psi).

NOTA : Accesorios de tubería del tanque deben soportar alta presión.

EQUIPAMIENTO PARA EL SERVICIO DE MODIFICACION
DE CONDICIONES DE OPERACION POR CUADRILLA

- . PERSONAL : 2 mecánicos para cambios de polea
3 mecánicos para cambios de carrera
1 chofer-operador para grúa
- . CAMIONETAS : 1 para grupo de cambios de polea
- . CAMION GRUA : 1 de 05 Tn. de capacidad para cambio de
carreras (para levantar contrapesos,
cabeza de unidad, motor, etc.).
- . LLAVES INGLESAS : De 18", 24" y 36".
- . LLAVES FRANCESAS : De 8", 15" y 18".
- . LLAVES DE BOCA
Y CORONA : : Desde 1/4" hasta 1 7/8"
- . LLAVES DE GOLPE : Desde 1 1/2" hasta 2 7/8"
- . TUERCA CIEGA : 08 para remover "Crank pin" de cada uno
de los tipos de las unidades de bombeo.
- . LLAVES ALLEN : 01 juego para el cambio de poleas
- . GATA HIDRAULICA : 01 de 5 Tn
- . GRAMPAS PARA
VARILLON PULIDO : 02 de 1 1/8" y 02 de 1 1/4" x 25,000 #
- . HERRAMIENTAS
MISCELANEAS : Combas, sierras, martillos, alicates,
remachador(para pines de frenos),
aceite penetrante,etc..

EVALUACION DE LOS NIVELES DE FLUIDO

Los resultados obtenidos son a veces engañosos cuando hay presencia de espuma o líquido aireado. El tope de la espuma reflejará un "eco" el cual no puede ser distinguido de un nivel de líquido muerto. En tales casos son necesarias efectuar pruebas adicionales para evaluar el tipo de fluido que hay en el anular.

Antes de efectuar la discusión del método de evaluación es necesario que el analista este familiarizado con ciertos términos, tales como densidad, gravedad, gradientes y presión de fluidos

Con estos términos definidos, vamos a considerar los factores los cuales participan en la presión de fondo de un pozo de petróleo. La figura N° 1 es un esquema de un pozo típico produciendo con equipo de bombeo mecánico. Asumiendo que los manómetros pueden ser instalados en varios puntos dentro del pozo, las siguientes condiciones pueden ser notadas :

- . El manómetro "A" lee la presión estabilizada en el anular por la línea de flujo. En este ejemplo, se asume que el manómetro indica 65 psi.

El manómetro "B" localizado en el nivel del líquido, lee la presión ejercida en el anular por la columna de gas. Notar que el manómetro "B" indica 70 psig ósea 5 psig más que el manómetro "A". Estos 5 psig es la presión debido al peso de 3,000' de columna de gas a 65 psig

El manómetro "C" localizado en el fondo del pozo, indica la presión total de la columna. Esta es la presión en la superficie del gas (65 psig), más el peso de la columna de gas (5 psig), más la presión ejercida por la columna de fluido (5,000' de fluido de 0.394 psi/pie ósea 1970 psig).

Asumiendo que el pozo produce aceite de 35° API con 35% de agua salada de 1.05 de gravedad específica. Esto da como resultado un gradiente de 0.394 psi/pie, por lo cual en este ejemplo el manómetro "C" indica 2040 psig..

Realmente, la columna de fluido puede consistir de fluido muerto solamente, fluido muerto con espuma en el tope o enteramente de espuma. Pozos con estos tipos de fluidos son mostrados esquemáticamente en la Figura N° 2. En la realidad estas interfases no son tan definidas como se muestran en estos ejemplos. En adición, el gradiente del fluido o espuma

probablemente variará ligeramente desde el tope hasta el fondo.

Las siguientes definiciones corresponden a columnas de fluidos que se pueden encontrar en los pozos de producción :

Fluido Muerto.- Fluido que no tiene gas libre. Si la gravedad del petróleo producido, el % de agua producida y la gravedad específica del agua son conocidas, el gradiente del fluido muerto puede ser fácilmente determinado. La gradiente para un fluido muerto excede 0.35 psi/pie.

Fluido Aireado.- Fluido que tiene burbujas de gas atrapadas. En instalaciones normales de bombeo, el gas de formación es venteado por el espacio anular "casing-tubing". Este gas atraviesa la columna de fluido hacia la superficie donde usualmente es descargado en la línea de flujo. Sin embargo, dependiendo de la naturaleza del fluido que se encuentra en el anular, parte de este gas puede quedarse en forma de burbujas en la columna de fluido. Estas burbujas de gas diluyen el fluido y reducen su gradiente. El gradiente de los fluidos aireados normalmente están encima de 0.10 psi/pie, pero menor que la gradiente de fluido muerto.

- Espuma.- La espuma puede ser considerada como un fluido extremadamente aireado. La espuma, cuando esta presente, puede estar en el tope de la columna de fluido con fluido muerto o fluido aireado debajo este. Asimismo puede considerarse que el fluido aireado es aquel donde predomina el líquido y la espuma es aquella donde predomina el gas. La gradiente de la espuma es normalmente menor que 0.10 psi/pie.

Para simplificar la evaluación de los niveles de fluido, vamos a considerar despreciable el peso de la columna de gas (por ser muy pequeño), y asumir que la presión de fondo del pozo es igual a la presión del casing más el peso de la columna de fluido. De este modo, como la presión de fondo del pozo permanece constante, cualquier aumento en la presión de superficie reducirá la presión de la columna de fluido y de esta forma el nivel de fluido. La cantidad que disminuye el nivel de fluido, por un incremento dado en la presión de superficie, indica el peso por pie de fluido o el gradiente del fluido por debajo del nivel de fluido registrado. Un ejemplo de esto se muestra esquemáticamente en la figura N° 3.

En el ejemplo mencionado, se muestra un nivel de fluido localizado a 3000' con una presión en el casing de 30 psi y con un incremento de la presión del casing a 180 psi, el nivel de fluido se mueve a 3,380'. Esto significa que con un incremento en la presión de 150 psi el nivel de fluido

disminuye en 380', estableciéndose que el gradiente del fluido del anular será $(150 \text{ psi}) / (380 \text{ pie}) = 0.394 \text{ psi/pie}$.

Este ejemplo fue escogido para mostrar el caso donde sólo existe fluido muerto, por lo que se necesitará nada más que dos puntos para determinar el gradiente de fluido en el anular del pozo.

En una prueba real, es mejor efectuar un mayor número de registros, aumentando las presiones hasta que se tenga una tendencia definida, como se muestra en las Figuras N° 4, 5, 6, 7.

La importancia de esta evaluación es asegurar suficiente sumergencia de la bomba de subsuelo para mejorar la eficiencia y para aumentar la aproximación de los cálculos de presión de fondo. Este método hace posible establecer un plano de referencia efectivo para el cual los "surveys" de niveles de fluido pueden ser comparados con el fin de advertir variaciones en la productividad del pozo.

Desde que no es posible determinar la diferencia entre el nivel de fluido registrado por la espuma y uno de un fluido más sólido, damos la siguiente terminología estableciendo su diferencia entre ellos (Figura N° 2):

- Nivel de Fluido Indicado. - Es el nivel de fluido registrado realmente por el sondeador acústico ("Sonolog" o "Echometer").
- Nivel de Fluido Efectivo. - Es el nivel de fluido calculado, el cual es determinado por la conversión de la columna de fluido aireado sobre la bomba en una columna de fluido muerto, basado en: La gravedad API del Petróleo, la gravedad específica del agua producida y su % del total de fluidos producidos.

La siguiente es una discusión individual de las figuras 4 al 7:

- Figura 4 (Fluido Muerto solamente) : Esta figura contiene datos de niveles de fluido ploteados de un pozo, el cual indica que el fluido en el anular es "fluido muerto", teniendo un gradiente de 0.436 psi/pie. El nivel de fluido indicado y el nivel de fluido efectivo deberá estar en el mismo punto.
- Figura 5 (Espuma encima del fluido muerto) : El ploteo de los datos de niveles de esta figura muestran un pozo cuyo fluido anular tiene una cabeza de espuma en el tope del fluido muerto. Notece que el gradiente extremadamente bajo de 0.059 psi/pie para la espuma. A la profundidad de aproximadamente 1,400' fue localizado un fluido de gradiente de 0.40 psi/pie. El nivel de fluido indicado en

este pozo fue localizado a 170' de la superficie y el nivel de fluido efectivo esta aproximadamente a 1250' desde la superficie.

- Figura 6 (Espuma sobre fluido aireado) : Esta figura muestra un pozo que tiene un nivel de fluido indicado de 2,480' con 100 psi de presión en el casing. Notar que la gradiente de la espuma de este pozo es sólo 0.086 psi/pie y se extiende hasta una profundidad cercana a 3,500'. En este punto, se manifiesta una columna de fluido aireada, dado que la columna de fluido tiene un gradiente de 0.271 psi/pie. Este pozo tiene entonces un nivel efectivo de 3,515' desde la superficie.
- Figura 7 (Sólo fluido Aireado) : Un ploteo de datos de niveles de fluido de este pozo indica que en el anular hay una columna de espuma o fluido ligeramente aireado de gradiente uniforme. Como se nota, este tiene un gradiente muy bajo de 0.14 psi/pie. El gradiente de fluido muerto para este pozo es 0.394 psi/pie, basado en que el pozo tiene una gravedad API de petróleo de 31° y 16% de agua de gravedad específica 1.135. Ploteando estos datos, el nivel de fluido efectivo en este pozo fue determinado a 1940' comparado al nivel de fluido indicado de 1,197'.p

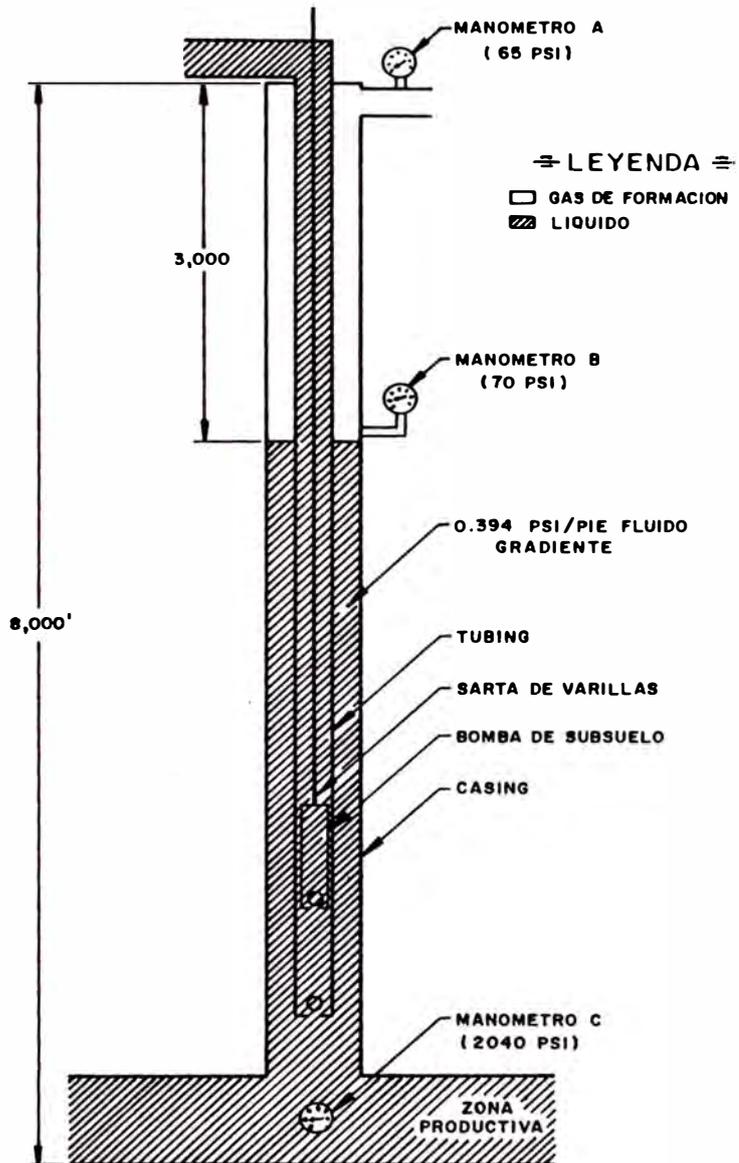


FIG. 1

ESQUEMA DE UNA INSTALACION DE BOMBEO MECANICO

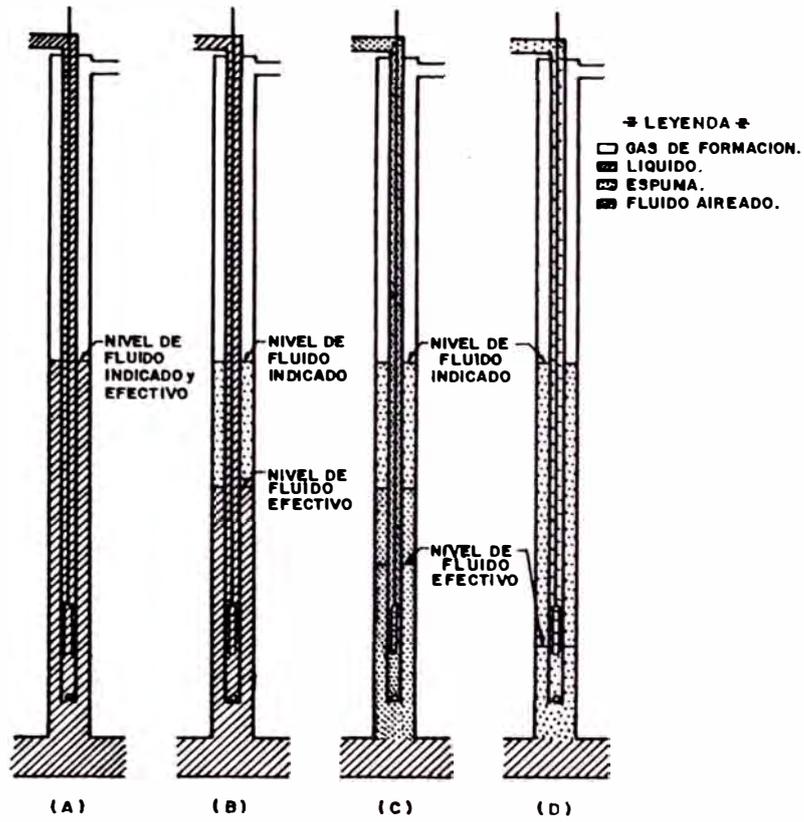


FIG. 2

TIPOS DE COLUMNAS DE FLUIDO

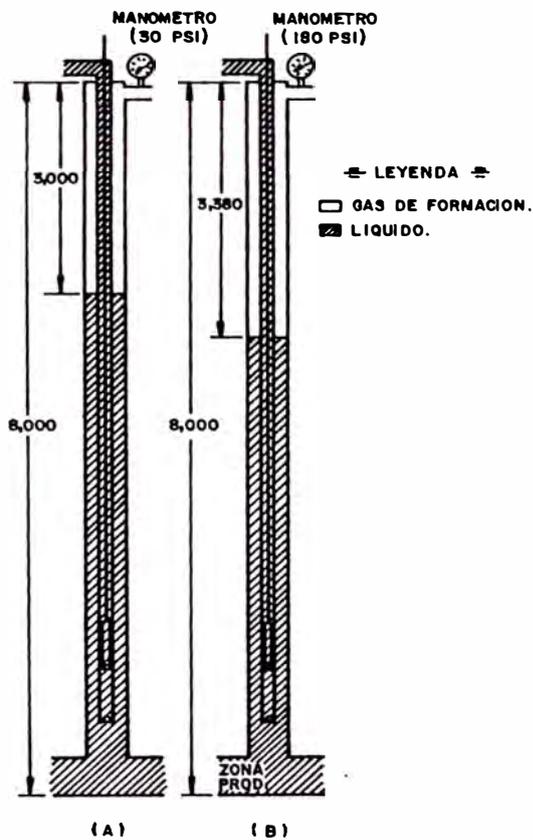
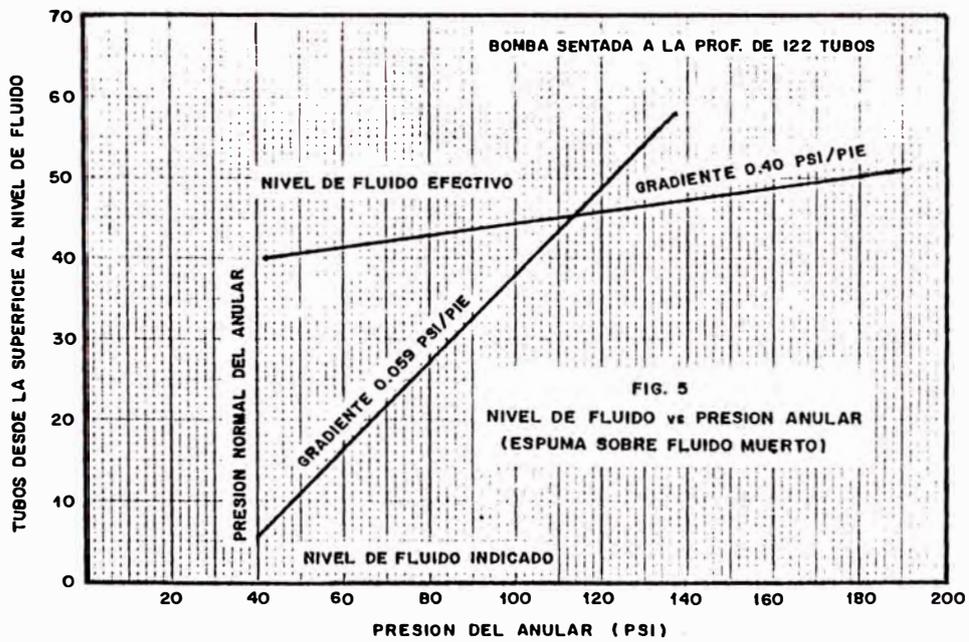
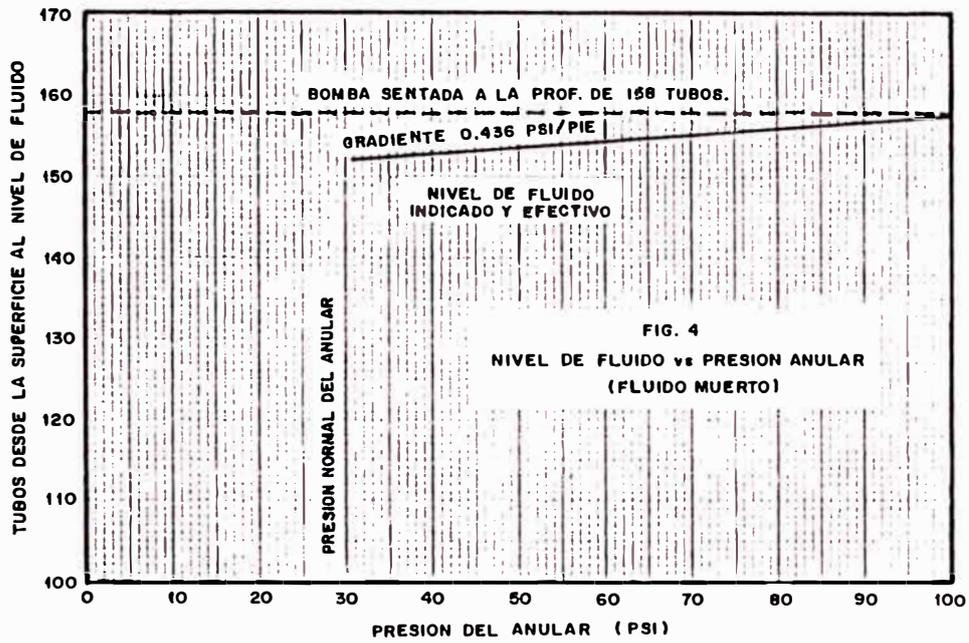
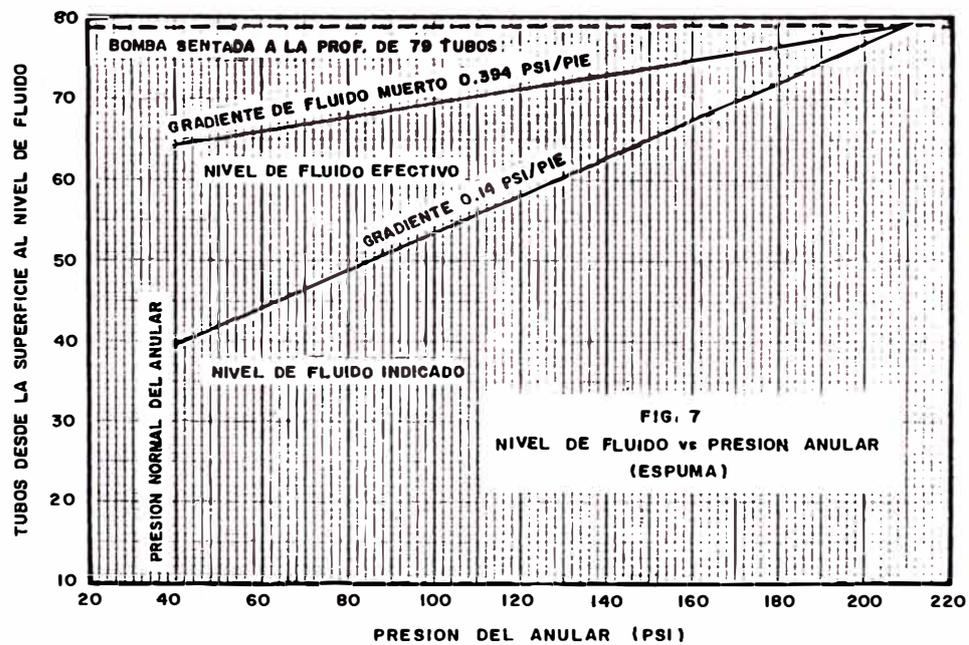
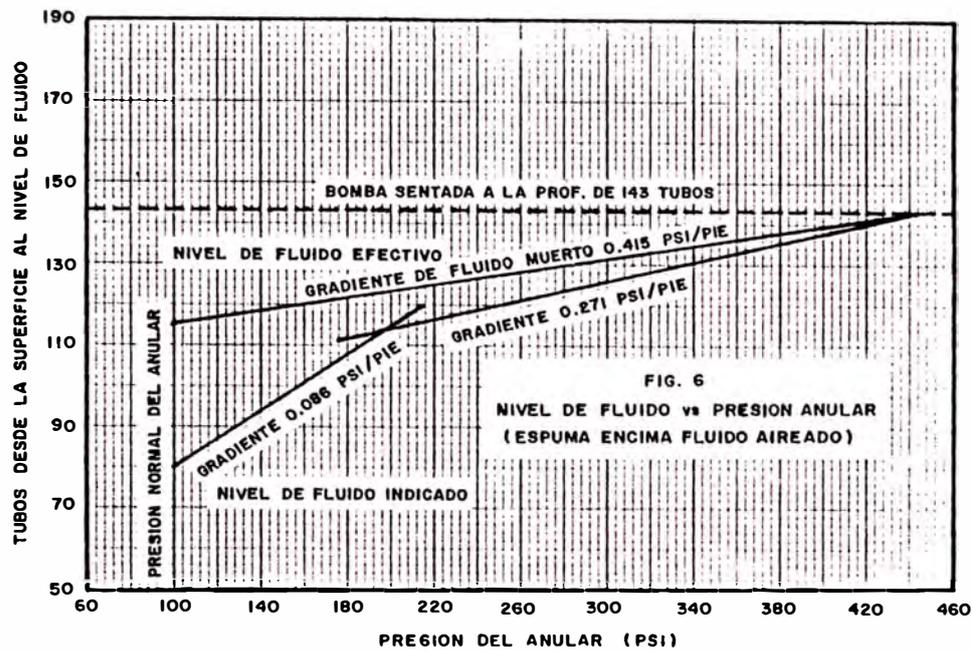


FIG. 3

EFFECTO DE INCREMENTO DE PRESION EN EL ANULAR SOBRE EL NIVEL DE FLUIDO.





REGISTROS DINAMOMETRICOS DE POZOS CON PROBLEMAS

Los casos más comunes con lo cuales el técnico de producción tiene que enfrentarse en la permanente evaluación de la eficiencia del sistema de bombeo mecánico, y lo que tienen que inferir a través de los registros dinamométricos, son:

a. BAJO RECORRIDO DEL PISTON (UNDERTRAVEL)

Una carta típica de bajo-recorrido, con su pendiente positiva puede observarse en la Figura A, en la cual se aprecia que el mayor porcentaje de la carrera ascendente es destinado al estiramiento de las varillas de bombeo, mientras que una pequeña parte corresponde al movimiento del pistón de la bomba y en consecuencia una menor extracción de fluido. Esto ocurre como efecto de la alta velocidad de bombeo, varillas de diámetro pequeño o diámetro grande de pistón de la bomba.

b. PERDIDAS DE FLUIDO EN LA VALVULA VIAJERA

La pérdida de fluido en la válvula viajera se reconoce en un registro dinamométrico por la obtención de una serie de líneas indicando una disminución de la carga por ella soportada.(Figura A)

Hay que tener en cuenta que cuando la válvula viajera esta muy deteriorada, puede ocurrir que mientras se detiene la unidad y se baja el estilete del dinamómetro, el fluido que se escurrió hace que se cierre la válvula estacionaria obteniendose como consecuencia una sola línea en el registro.

c. GOLPE DE FLUIDO

El golpe de fluido se produce cuando el barril de la bomba no es llenado completamente durante la carrera ascendente del pistón.

En una carta dinamométrica, el golpe de fluido se reconoce por la disminución brusca de las cargas durante la carrera descendente (Figura C).

Las causas que provocan un llenado parcial del cilindro pueden ser :

- Poca sumergencia de la bomba de subsuelo o bombeo en seco
- Obstrucción parcial de la válvula estacionaria.

Anclaje de la tubería de producción obstruido por sólidos, en los casos en que las anclas se encuentren sentadas debajo de los intervalos punzonados.

d. GOLPE DE GAS

La compresión de gas o golpe de gas se origina cuando el barril de la bomba se llena con líquido y gas libre durante la carrera ascendente.

En una carta dinamométrica el golpe de gas se reconoce por una disminución suave de las cargas durante la carrera descendente.(Figura D)

e. BLOQUEO POR GAS

Esto ocurre cuando durante la carrera descendente, la presión que se desarrolla en el barril no es lo suficientemente alta para vencer al peso de la columna de fluido dentro de la tubería de producción, haciendo que la válvula viajera no se abra. Asimismo, por lo explicado anteriormente, la válvula estacionaria permanecerá cerrada durante la carrera ascendente.

Por lo tanto, debido a que el único trabajo realizado por la bomba es el de comprimir y expandir el gas dentro del barril de la bomba, se le denomina "Bloqueo por gas"(Figura E)

f. FRICCION

En todos los sistemas que involucran contacto entre partes en movimiento, se consume energía para vencer la fricción. Sin embargo, en el sistema de bombeo mecánico se presentan casos de excesiva fricción, los cuales se pueden deber a diversos motivos (tubería no anclada, deposición de parafina dura, etc.).

La Figura F muestra un dinagrama que muestra una gran área de trabajo debido a la fricción causada por la formación de parafina.

g. PISTON DE LA BOMBA ATASCADO O SEMI-ATASCADO

En la Figura G se muestra un caso típico de atascamiento por arena.

Con frecuencia un pozo suele arenarse, lo cual puede notarse en superficie cuando ocurre lo siguiente :

- . Golpeteo en la carrera descendente.
- . Arena excesiva en la tubería y alrededor del varillón pulido.

El pistón puede estar arenado y atascado en el cilindro, en cuyo caso el pozo generalmente no tiene producción y la carrera de superficie solamente será tomada hacia arriba en alargamiento elástico de las varillas.

El alargamiento elástico no siempre será una acción suave, ya que a veces el pistón se moverá ligeramente en forma de sacudida. Con frecuencia esta condición retendrá las varillas. En cualquier caso las varillas deben inspeccionarse y quizás cambiarse por otras varillas.

h. VELOCIDADES SINCRONICAS

La Figura H muestra el dinagrama de un pozo que esta bombeando a una velocidad sincrónica de segundo orden

i. FUGAS ALREDEDOR DEL EXTERIOR DE LA BOMBA DE SUBSUELO Y EL NIPLE DE ASIENTO

A continuación analizamos un dinagrama de un pozo con fugas en la tubería de producción (Figura I).

Las características de este inconveniente son:

- . Un dinagrama extremadamente bueno que muestra un alto nivel de fluido.
- . Una rata pobre de producción.

Con frecuencia un examen visual de la producción en la cabeza del pozo puede ayudar a encontrar el inconveniente. Al cerrarse la línea de flujo el pozo no bombea con presión.

Transcurrido algunos días de bombeo el registro dinamométrico tiende a ser redondo debido al aumento de la viscosidad del fluido.

La profundidad en donde se está originando la fuga no es de importancia, pues los dinagramas tienden a registrar lo mismo.

Este dinagrama se puede confundir con el de un pozo que está bombeando sin problemas.

j. ALARGAMIENTO ELASTICO DE LAS VARILLAS DEBIDO A OBSTRUCCIONES DE LA LINEA DE FLUJO AL CABEZAL DEL POZO

En la Figura J se muestra el dinagrama tomado a un pozo con obstruccion en la línea de flujo.

Estos dinagramas son todos más suaves (llanos) que aquellos que se obtienen con él émbolo atascado por arena.

Esta condición puede verificarse por revisión de la presión en el cabezal del pozo. En la condición de obstrucción, el pozo bombea hacia arriba con una alta presión al cabezal del pozo, con el consecuente aumento de la carga de fluido sobre el pistón.

k. DAÑOS EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE

Si el equipo de superficie está gastado de modo que las varillas no aceleran y desaceleran con movimiento armónico suave, aparecen esfuerzos vibratoriales adicionales sobre el dinagrama, tanto en la carrera ascendente como en la descendente.

El dinagrama (Figura K) muestra el caso extremo cuando la unidad tenía un reductor con engranajes bastante gastados.

Es obvio que no se requiere un dinagrama para que el operador sepa que la caja de engranaje de la unidad de bombeo está en condiciones de desgaste. Sin embargo estas distorsiones deben reconocerse para evitar análisis errados sobre lo que puede suceder en la profundidad del pozo.

1. BOMBA GOLPEANDO EN EL DESCENSO

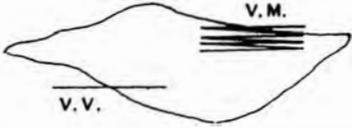
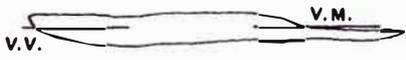
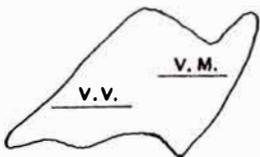
El registro dinamométrico mostrado en la Figura L, indica que la bomba se está pegando en el descenso debido a sobre-recorrido.

El hecho de que la bomba este golpeando abajo puede reconocerse fácilmente por la caída brusca de la tensión (carga) hacia el final de la carrera descendente.

El impacto del golpe puede sentirse en superficie al tocar el varillón pulido y, muy frecuentemente, en el resto del equipo de superficie y terreno adyacente.

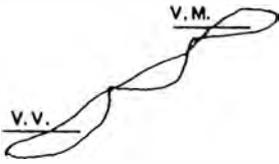
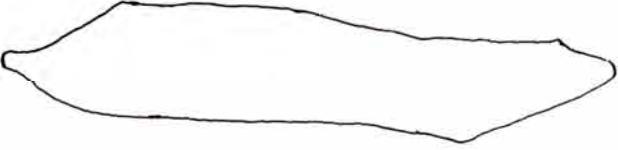
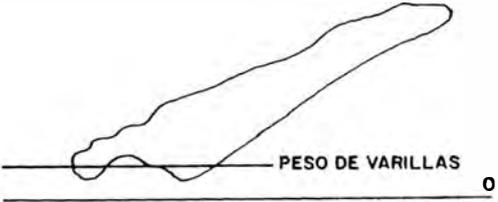
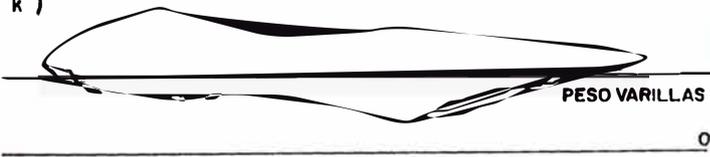
ANEXO VII

PROBLEMAS TIPICOS DETECTADOS CON EL DINAMOMETRO

P R O B L E M A	REGISTRO DINAMOMETRICO
BAJO RECORRIDO DEL PISTON.	(a) 
FUGAS EN LA VALVULA MOVIL.	(b) 
GOLPE DE FLUIDO.	(c) 
GOLPE DE GAS.	(d) 
BLOQUEO POR GAS.	(e) 
FRICCION.	(f) 

ANEXO VII

PROBLEMAS TIPICOS DETECTADOS CON EL DINAMOMETRO.

P R O B L E M A	REGISTRO DINAMOMETRICO
ATASCAMIENTO DEL PISTON.	(g) 
VELOCIDADES SINCRONICAS.	(h) 
FUGAS ALREDEDOR DEL EXTERIOR DE LA BOMBA Y EL NIPLE DE ASIENTO.	(i) 
ALARGAMIENTO ELASTICO DE LAS VARILLAS POR OBSTRUCCION EN LA TUB.	(j) 
DAÑOS EN EL EQUIPO DE SUPERFICIE (UNIDAD DE BOMBEO).	(k) 
BOMBA GOLPEANDO EN EL DESCENSO.	(l) 