

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería de Petróleo



**USO DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL
YACIMIENTO CAÑADÓN LEON - EL
CORDON EN LA CUENCA SAN JORGE-
ARGENTINA**

TESIS

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

OMAR LISIGURSKI GALVEZ

PROMOCION 97-0

LIMA - PERU

2001

**DEDICADO A GLADYS MERCEDES,
MI MADRE AMADA, LA RAZÓN DE MI
VIVIR.**

**AGRADEZCO A LOS INGENIEROS
VICTOR CATAÑO, ALBERTO COLAN,
JUAN PERALTA, JOSE ORELLANA Y A
LA ECONOMISTA MARITZA MEZA POR
SUS OPINIONES, OBSERVACIONES,
CORRECCIONES Y CRITICAS
CONSTRUCTIVAS QUE AYUDARON A
ENRIQUECER ESTE TRABAJO.**

USO DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL YACIMIENTO CAÑADÓN LEON - EL CORDON EN LA CUENCA SAN JORGE-ARGENTINA

CONTENIDO

- I. INTRODUCCION**
- II. ANTECEDENTES**
- III. EXPLOTACION PETROLIFERA EN YACIMIENTO CAÑADON LEON**
 - 1. FUNDAMENTO TEORICO**
 - 2. DESCRIPCION GEOLOGICA DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE EN ARGENTINA**
 - 3. CONCEPTOS FUNDAMENTALES**
 - 4. SISTEMAS DE EXTRACCION EN CAÑADON LEON – EL CORDON**
- IV. EVALUACION ECONOMICA**
- V. CONCLUSIONES**
- VI. RECOMENDACIONES**
- VII. EQUIVALENCIAS**
- VIII. BIBLIOGRAFIA**

I.- INTRODUCCIÓN

El presente trabajo muestra los diferentes métodos de levantamiento artificial que se aplican en el yacimiento Cañadón León – El Cordón ubicado en el flanco sur de la Cuenca San Jorge en la Patagonia Argentina.

Dicho yacimiento se encuentra a 1800 Km. al sur de Buenos Aires, capital de la República Federal Argentina.

Este trabajo puede servir como guía para personas con conocimientos técnicos de la carrera de ingeniería de petróleo, para definir el sistema óptimo de extracción a usar en cada circunstancia, sobre la base de los estudios técnicos económicos, ambientales y sociales.

En el presente trabajo se hace la comparación con los sistemas empleados en el Perú.

La industria del petróleo esta actualmente globalizada y sin barreras. Se están aplicando nuevas técnicas en diversas partes y los beneficios de ellas se extrapolaran a yacimientos con características similares alrededor del mundo.

En el Yacimiento Cañadón León – El Cordón se utilizan diferentes métodos de extracción artificial como Bombeo Electrosumergible, Plunger Lift, PCP (Bombeo de Cavidades Progresivas), Bombeo Mecánico e Hidráulico.

Por ejemplo, el bombeo Mecánico se usa con muchas variantes tanto en su instalación en superficie como en fondo, debido a que siempre se están buscando nuevas técnicas para poder explotar la mayor cantidad de petróleo al menor precio posible.

La diversidad de métodos que se tiene en este yacimiento hace llevar a cabo diversas pruebas.

Este yacimiento es de origen ribereño, clasificado como lenticular, por lo que no

tiene continuación en sus capas (debido a la sinuosidad de este reservorio), el cual es multicapa y sus formaciones productivas son Cañadón Seco y Mina del Carmen. Hay muchas zonas que presentan problemas de arena, por lo tanto se tiene que diseñar la instalación con un sistema adecuado y con los diferentes desarenadores.

La profundidad promedio del zapato de las bombas en los pozos es 1500 m.

Debido a las características del crudo (parafínico y asphalténico) se generan problemas de parafina en las instalaciones tanto de superficie como de fondo.

Otros problemas encontrados a consecuencia del clima (en verano llega hasta 35°C e invierno a -30°C) se localizan en las operaciones de producción y la transferencia; debido a esto las instalaciones se encuentran diseñadas para tratar el fluido a transferir. Se aplican aditivos químicos, como reductores de fricción, demulsificantes, o se usan calentadores de línea o de batería que optimice la transferencia de petróleo.

Para el desarrollo de la Recuperación Secundaria por Inyección de Agua se utiliza el agua de purga con un adicional proveniente de pozos perforados para este fin (dado que no existe río alguno en la proximidad), es decir, producir el empuje del petróleo y así poder recuperar reservas. Debido al uso de dicha agua hubo problemas de corrosión, carbonatos, etc.

Veinte años atrás se inyectó agua de mar, lo que originó problemas que hasta la fecha no se han solucionado. El agua de mar es totalmente incompatible y dañó la formación por la presencia de sulfato de calcio, bario y estroncio lo que aceleró la corrosión, por tal motivo fue necesario cambiar varias instalaciones.

Así el agua empleada para la Recuperación Secundaria debe ser tratada químicamente y ser sometida a un monitoreo del proceso pues ello repercute

directamente en las instalaciones, y por ende al costo por levantamiento de crudo y al medio ambiente.

Es sabido en la industria del petróleo que la producción secundaria es mucho más costosa que la producción primaria debido a que se tiene que efectuar grandes inversiones para recuperar un porcentaje pequeño de producción neta; además se tiene que proteger las instalaciones de la corrosión y retardar o eliminar la reacción de las aguas de formación con la de inyección, lo cual genera diferentes sulfatos lo que hace que la recuperación de crudo sea mínima, y hasta pueda ser factible que se produzca un daño irreversible, *teniendo como consecuencia la pérdida del yacimiento, como sería el caso si se formara Sulfato de Bario.*

La zona del yacimiento es inhóspita, sobre todo en invierno, por lo que es necesario tomar precauciones para que la explotación del yacimiento se efectúe sin problemas. La fauna y flora es diversa, en varios casos en proceso de extinción, hace reflexionar acerca de tener mas cuidado con el medio ambiente. La producción promedio del yacimiento es de 1300 m³/d con un costo de levantamiento de crudo promedio de 4.5 \$/bbl, a lo cual se tiene que *agregar la disminución por concepto de calidad del crudo que es de 3.5 \$/bbl.*

Esta zona es denominada como una cuenca "marginal" en la Argentina, pues si se le compara con la Cuenca de Neuquen, se observa que los costos operativos de esta última son muchos más bajos y la producción mas alta, con un costo por levantamiento de crudo de aproximadamente 2 \$/bbl.

La producción es recolectada y transferida diariamente a La Caleta Olivia a 15 Km. del yacimiento de donde es embarcado hacia la Refinería La Plata en Buenos Aires.

II.- ANTECEDENTES

En la República Argentina se han identificado hasta ahora 24 cuencas sedimentarias, cuya superficie llega casi a 2 millones de km². Solo 5 de estas cuencas conocidas son productoras de hidrocarburos y ellas ocupan menos del 30% del área total sedimentaria.

En estas cuencas productivas (Golfo San Jorge, Neuquina, Cuyana, del Noroeste y Austral) se han concentrado la actividad exploratoria. Allí se han perforado 5,650 pozos exploratorios y se lograron 2085 descubrimientos hasta fines de 1997, de los cuales el 13% resultaron campos con reservas comprobadas, cada uno de ellos, por más de 3 millones de barriles de petróleo equivalentes.

De las 24 cuencas sedimentarias identificadas, 13 están en territorio continental y 6 de estas se extienden bajo las aguas del mar. Las otras 5 son totalmente costa afuera.

En las cuencas de Cañadón Asfalto (Chubut), El tranquilo (Santa Cruz) y Malvinas se están ejecutando activos programas de exploración.

En la Cuenca del Golfo San Jorge, se descubrió petróleo en 1907 y se inició la producción a escala comercial. Sus reservas comprobadas, al 31 de diciembre de 1997 sumaban 159,7 millones de m³ de petróleo. Solo el 35% de la porción emergida de la cuenca se considera en una etapa madura de exploración. En la porción marina de la cuenca y en la parte continental donde se desarrolla una intensa actividad exploratoria, hay posibilidades de añadir 170 millones de m³ de reservas de petróleo (1,100 millones de barriles).

La Cuenca Neuquina, se ha convertido en la principal productora de petróleo y gas natural del país, se extiende por aproximadamente 140,000 km².

Sus reservas de petróleo al 31 de diciembre de 1997, sumaban 175,7 millones de m³ y las de gas natural ascendían a 329,157 millones de m³.

Los últimos descubrimientos en esta cuenca incluyeron importantes reservas de gas natural y petróleo.

Cuenca del golfo de San Jorge

Esta comprobado que el descubrimiento logrado en Comodoro Rivadavia, el 13 de diciembre de 1907, fue el resultado de una actividad exploratoria previa con posibilidades muy remotas de encontrar petróleo. Eran tan pobres esas posibilidades que todos los protagonistas del episodio en el lugar de los hechos compartían la esperanza de encontrar agua potable.

Para un científico de renombre, lo que sucedió fue inesperado en aquel suelo llano, formado por terrenos terciarios, de considerable potencia, en apariencia no dislocados y completamente desprovistos de indicios superficiales, que hubiesen atraído alguna atención.

Desde 1931 el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge había sido explorado con pozos por compañías privadas. YPF inició en 1938 una serie de perforaciones denominadas con la inicial O que hasta el 9 (terminado a fines de 1941) resultaron improductivas. En marzo de 1944, continuó campaña con el pozo O-12, ubicado a 16 Km. al oeste del Pueblo Caleta Olivia. Los pozos 10 y 11 fueron postergados porque la tercera locación elegida permitía acceder más fácilmente al agua necesaria para la obra. Esta nueva perforación se inició al mismo tiempo que encontraban indicios de petróleo en el pozo S-176 en El Tordillo, provincia del Chubut. Pero aquí el petróleo se encontró a mayores profundidades que las originalmente previstas. La profundización del S-175 y los resultados obtenidos aconsejaron la misma decisión en el O-12, cuando

este sondeo a 1200 m, ya superaba con creces la profundidad inicial (830m). Después de llegar a 1613 m y atravesar 10 capas de interés, se ensayo la mas profunda, con 3 m de espesor, y se obtuvieron 100 m³/d de petróleo de densidad 0.873 (31 °API), por surgencia. Era el petróleo más liviano encontrado en la cuenca, de la cual se podría extraer un 45% de destilados directos a 300°C:

El yacimiento Cañadón León- El Cordón pertenece al flanco sur de la cuenca San Jorge, se encuentra a 15 kilómetros de Caleta Olivia en la provincia de Santa Cruz (Al sur, la Patagonia Argentina), a 15 kilómetros de la costa y a 1800 Km. de Buenos Aires.

Este Yacimiento produce un promedio de 1300 m³/d , de los cuales 360 m³ produce El Cordón y 940 m³ produce Cañadón León; además y se produce 100,000 m³/d de gas.

La producción por primaria representa el 53% y por recuperación secundaria el 47%. Se inyecta 9400 m³/d de agua con 78 pozos inyectoros.

El yacimiento posee 300(*) pozos en producción, el cual 280(*) es bombeo mecánico, etc.

El yacimiento posee 29 baterías de recolección, del cual 20 pertenecen a Cañadón León y 9 a El Cordón.

La zona más importante dentro del yacimiento es la zona conocida por "Los Clor" (Cañadón León Oriental) esta ubicada a 3 Km. de la costa.

Esta zona tiene una producción promedio de 450 m³/día.

El pozo de mayor importancia en el yacimiento es el Clor1 (Cañadon León Oriental 1), en los últimos 25 años.

Este pozo produce 320 m³/día de producción bruta con 126 m³/día de neta, y

tienen una producción de 6,000 m³/día de gas. Produce mediante bombeo electrosumergible y el anular esta conectado directamente a la batería para producir el gas sin generar problemas a la bomba electrosumergible.

El promedio de producción es de 4 m³ por pozo.

La producción bruta de El Cordón es recolectada en La Planta Cortadora XIX, donde se separa el agua del petróleo. El agua es tratada y transferida a los *diferentes satélites (manifolds de distribución de agua)* para ser distribuida entre sus correspondientes pozos inyectoros. El crudo sale de allí con 1% de agua y sólidos que cumplen (en especificaciones) y es bombeado por un oleoducto de 30 Km., hacia la planta de tratamiento de Cañadón León.

En la planta de Cañadón León se recolecta la producción del yacimiento Cañadón León, se deshidrata, el agua es tratada y transferida a los satélites de Cañadón León para ser atribuidos a los pozos inyectoros, y luego se procesa junto con el crudo que llegó de El Cordón, luego el total de crudo que cumpla *con los límites permisibles (menos del 5% de agua y sólidos)* es bombeado hacia la planta de Cañadón Seco (a 10 Km. de Cañadón León) y en conjunto de la producción de Cañadón Seco, Pico Truncado, Las Heras, Cañadón León - El Cordón, es enviado hacia Caleta Olivia (15 Km. de la planta Cañadón Seco) y de allí despachada hacia su destino final La Refinería La Plata en Buenos Aires.

III.- EXPLOTACION PETROLIFERA EN YACIMIENTO CAÑADON LEON

1. Fundamento Teórico

La ingeniería de Producción involucra dos sistemas distintos pero íntimamente vinculados.

El reservorio, que es un medio poroso con características únicas de almacenaje y flujo.

La estructura artificial, que incluye al pozo (Equipamiento de superficie y subsuelo), instalaciones de captación, separación y tratamiento y almacenaje.

La ingeniería de Producción es la rama de la Ingeniería en Petróleo que intenta *maximizar la producción primaria o secundaria de hidrocarburos de la manera más efectiva y al menor costo.*

Ingeniería de Extracción

Podemos definir la Ingeniería de Extracción como la rama de la Ingeniería de Producción que se ocupa de la selección, análisis y optimización de los sistemas de extracción (natural o artificial).

Sistemas de Extracción

Bajo condiciones especiales de los yacimientos (en general en las primeras etapas de producción), *la energía del reservorio permite la fluencia de los fluidos hacia la superficie en forma natural (surgencia).* Cuando la energía del reservorio es tan baja que impide la surgencia natural o sus caudales son bajos, debe recurrirse a la producción de los fluidos mediante sistemas de extracción artificial.

Los sistemas de extracción artificial, adicionan la energía necesaria para elevar los fluidos producidos desde el fondo de pozo hasta superficie, en general con la energía suficiente para conducirlos hasta las instalaciones colectoras y de

tratamiento.

Sistemas de Extracción Artificial comúnmente usados

En una muestra de un universo de 500,000 pozos en USA, 400,000 son pozos de muy baja producción (stripper wells, menos de 10 bbl/día) y usan unidades de bombeo mecánico.

Si se consideran solo los 100,000 pozos restantes, la distribución varía totalmente y para estos pozos el bombeo mecánico representa solamente el 26% y el gas lift pasa a ser el más utilizado con alrededor del 50% de los pozos.

En Argentina hay 6,528 pozos productores, de los cuales alrededor de 136 son pozos de gas y condensado que producen por surgencia natural (Loma de Lata, Neuquen).

El bombeo mecánico se usa en 85.1%, PCP (Bombeo de Cavidades Progresivas) en 5.6%, BES (Bombeo Electrosumergible) 3.3%, Plunger Lift 2.5%, Bombeo Hidráulico 0.4%, Gas Lift 0.1%.

Esta distribución está cambiando continuamente por la mayor utilización del bombeo electrosumergible y el bombeo de cavidades progresivas, mientras que los sistemas de gas lift y de bombeo hidráulico tienden a desaparecer.

Selección del sistema de Extracción

La selección correcta del sistema de extracción artificial, es esencial para la rentabilidad a largo plazo de los pozos de petróleo.

La elección más adecuada para una determinada aplicación debe comenzar cuando se está tomando las decisiones y se están realizando los diseños de reservorio, perforación y terminación.

Esto requiere una comunicación integrada entre los ingenieros de las distintas

disciplinas.

El primer paso para determinar el método adecuado es obtener buenos datos de ensayo y una curva de productividad confiable.

Cuando se selecciona un sistema de extracción debe considerarse toda la vida del proyecto y no solo las condiciones iniciales.

Las capacidades prácticas de los distintos sistemas varían permanentemente, por lo que al compararlos deben conocerse perfectamente los últimos avances tecnológicos registrados.

La selección correcta de un sistema de extracción es un proceso que requiere *criterios objetivos*.

El personal de operación, siempre seleccionará el método con el cual está más familiarizado.

Los proveedores de equipos o aun los especialistas internos en un sistema específico, en general recomendarán que adapte su método favorito a cualquier condición.

Atributos de los Sistemas de Extracción Artificial

Cada sistema de extracción artificial posee atributos diferentes que deben ser *evaluados para la instalación específica a usar, durante el ciclo de vida completo del yacimiento.*

Los atributos de cada sistema dependen de la aplicación específica, por lo que sus aspectos económicos deben evaluarse para cada caso particular.

El atributo más importante es la capacidad del sistema para producir el pozo al caudal óptimo durante el tiempo requerido.

El atributo siguiente es tratar de mantener costos operativos relativamente bajos durante la vida del pozo.

Una vez seleccionado un método de extracción, aun se necesita aplicar la *ingeniería adecuada para diseñar y optimizar el equipamiento para que el sistema funcione correctamente.*

El diseño y/o la operación incorrecta del “mejor” método seleccionado podría sugerir que se eligió el sistema incorrectamente.

Por lo expuesto, se deberá capacitar al personal operativo con la información y entrenamiento necesario para lograr que la instalación sea económicamente exitosa.

Para operaciones en tierra, el bombeo mecánico puede considerarse el método estándar, *mientras que para off-shore el sistema estándar resulta el gas lift, por lo que estos sistemas deberían ser las normas de comparación según el caso.*

Atributos

Estos serían los atributos a tener en cuenta en el orden expresado:

- Costo de Capital
- Equipo de fondo de pozo
- Eficiencia
- Flexibilidad
- Costo Operativo
- Misceláneas
- Problemas
- *Confiabilidad*
- Valor de reutilización
- Sistema global
- Uso
- Perspectiva

- Limitación por tamaño de casing
- *Limitación por profundidad*
- Capacidad para manejar bajas presiones de entrada
- Nivel de ruidos
- Necesidad de espacio
- Flexibilidad para adaptar accionamientos
- Monitoreo
- Ensayo de pozos
- Aplicación de timers y pump-off controllers
- Capacidad para el manejo de corrosión y/o incrustaciones
- Pozos desviados
- Aplicación en pozos duales
- *Capacidad para el manejo de gas*
- Aplicaciones Off-Shore
- Capacidad para el manejo de parafinas
- Aplicación en pozos con terminación slim hole
- Capacidad para manejar sólidos
- Limitaciones por temperatura
- Capacidad para el manejo de fluidos de alta viscosidad
- Capacidad para la extracción de altos caudales
- *Capacidad para extraer bajos caudales*

2. Descripción Geológica de La Cuenca Del Golfo San Jorge en Argentina

La principal vía de migración de la Cuenca del Golfo San Jorge fue vertical y se produjo a través de un sistema de fallas de extensión. La migración horizontal también fue importante pero debido a las características de los reservorios solo fue posible una migración de corta distancia.

Por este motivo, es muy importante alcanzar tanto la secuencia de fallamiento como la diagenética. Esta última suele ser muy compleja con episodios de fracturación seguidos por episodios diagenéticos. Esta repetición tuvo como resultado el continuo deterioro de las propiedades petrofísicas del conducto.

En ese sentido, es probable que las fallas que permanecieron inmóviles durante mucho tiempo hayan preservado sus condiciones petrofísicas. Lo mismo parece ocurrir con el sistema de fallas antitéticas, más moderno. Por otra parte, hubo más de una etapa de generación / expulsión y la disponibilidad de vías de migración resulta crucial para el relleno de las trampas.

En realidad, podemos encontrar reservorios con diferentes tipos de petróleos, tales como:

- a.- Hidrocarburos pesados, muy viscosos, de baja movilidad probablemente resagos de las primeras etapas de migración y con una fuerte biodegradación en los reservorios.
- b.- Hidrocarburos medianos y livianos, productos de la acumulación durante las últimas etapas de migración en reservorios no disponibles con anterioridad.
- c.- Hidrocarburos mezcla producto de un relleno de reservorios preexistentes y una removilización de los hidrocarburos remanentes de las etapas iniciales.

En general, los hidrocarburos del tipo "a" se encontrarán en estructuras *vinculadas a fallas regionales que han tenido una gran actividad a través de los tiempos geológicos*. Los pozos ubicados en este tipo de estructuras presentan muchas capas con evidencia de hidrocarburos pero con notorias muestras de biodegradación.

Los hidrocarburos de tipo "b" se asocian a estructuras jóvenes o estructuras preexistentes no almacenadas en etapas previas. En este caso la vía de migración es el sistema de fallas antitéticas. Las producciones acumuladas de los pozos perforados en este tipo de estructuras son muy altas.

Por ultimo, los de tipo "c" se pueden vincular tanto a sistemas de fallas antiguas como a fallas antitéticas. La producción de estos pozos dependerá de la cantidad de petróleo "nuevo" que se agregue a los reservorios.

En el ámbito del Flanco Sur del a Cuenca del Golfo San Jorge se han identificado, por estudios geoquímicas, al menos dos complejos sedimentarios con posibilidades de generar hidrocarburos: la Fm. Anticlinal Aguada Bandera, de edad Titoniano / Berriasiano o Berriasiano/Valangianino y la Fm. Pozo D-129, de edad Aptiano / Barremiano.

Las dos unidades presentan buenos contenidos de COT, pero solo en la Fm. Pozo D-129 son del tipo adecuado - Tipo II/I. En la otra, la materia orgánica es predominantemente de un tipo relativamente inerte.

Por ese motivo es posible suponer que los petróleos que se encuentran en este flanco de la cuenca han sido generados, casi en su totalidad, por la Fm. Pozo D-129.

Tal vez haya habido algo de generación local atribuible a los depósitos de edad Neocomiana, pero esto ha sido constatado geoquímicamente, en el sector analizado.

La coexistencia de hidrocarburos muy diferentes en todos sus aspectos (densidad, viscosidad, etc.) encuentra su explicación en varios pulsos de generación de una misma roca madre, sumando a procesos de biodegradación, removilización y mezcla.

Por otra parte los reservorios por excelencia están ubicados en Fm. Cañadón Seco y la Fm. Mina del Carmen, cada uno con características distintas. Los primeros están compuestos por eventos arenosos (canales fluviales), con importante continuidad lateral (Miembros Cs1 y Caleta Olivia). La segunda unidad presenta: en el tercio superior, niveles arenosos individuales, con correlación lateral de pequeña escala y en la base eventos algo más continuos, con correlación lateral de mediana escala.

Frente a los tipos de reservorios, descritos es evidente que en la Fm Cañadón Seco se podrían esperar migraciones laterales de cierta importancia (quizás provenientes del centro de la cuenca), pero en la Fm. Mina El Carmen las migraciones deben haber sido necesariamente de corta distancia, seguramente verticales, desde roca madre madura ubicada inmediatamente por debajo o muy cercana a los potenciales reservorios.

Estructuras

La arquitectura en bloques, sucesivamente más profundos hacia el centro de cuenca, facilitó los movimientos diferenciales de ciertas áreas respecto a otras. Así se produce un efecto de partición de la roca madre de modo tal que

distintas porciones de la misma alcanzaron la madurez en diferentes momentos.

De esta forma, es probable que hayan existido, al menos, dos episodios completos de generación, expulsión, migración y acumulación. Así, los hidrocarburos que migraron y se entramparon en los reservorios durante los primeros pulsos migratorios, sufrieron importantes procesos de biodegradación. Si la conexión de estos reservorios con la roca madre se vio interrumpida, la biodegradación continuó hasta niveles de petróleo residuales, prácticamente inmóviles. Pero si esta conexión y las condiciones de entrampamiento continuaron, es probable que en sucesivas etapas, nuevos hidrocarburos se hayan alojado en estos reservorios, resultando una mezcla de petróleos que favorece la movilidad del conjunto.

Teniendo estos factores, el conocimiento de la historia geológica de las vías de migración es tan importante como la historia de la roca madre o de los reservorios en sí.

El fallamiento vertical en esta cuenca es, sin duda, uno de los nexos más importantes entre la zona de generación y la de acumulación. Como ya se ha dicho, las migraciones horizontales, si bien son importantes, estarían restringidas a aquellas unidades donde se han producido apilamientos de arenas persistentes y continuos lateralmente y, aun en estos casos, estarían en el orden de unas pocas decenas de kilómetros.

Así, el conocimiento de la historia geológica del fallamiento como así también su historia diagenética, son fundamentales para conocer los matices del entrampamiento en los reservorios vinculados.

En este sentido las fallas sintéticas principales, responsables de la apertura de la cuenca, han tenido comportamientos diferentes según hayan permanecido activas durante mas o menos tiempo.

La actividad tectónica ha sido persistente desde el Cretáceo Superior, con eventos extensionales marcados en el Mastrichtiano–Paleoceno Inferior (70 – 60 m.a.), coincidente con la primera transgresión atlántica y en el Oligoceno–Mioceno Inferior, con la transgresión patagónica. En general, este fallamiento presenta una historia diagénética compleja, con sucesivos episodios de fracturamiento natural (con capacidad de conducción de fluidos) y diagénesis (cementación y pérdida de la capacidad de conducción)

En este sentido, es probable que durante las primeras etapas de generación y expulsión hayan favorecido la conducción de los hidrocarburos hacia los niveles reservorios de la Fm. Cañadón Seco y la Fm. Mina El Carmen. Durante las sucesivas reactivaciones de las fallas se generan procesos de fracturamiento y diagénesis cuyo resultado es el continuo deterioro de las condiciones petrofísicas del conducto. De este modo, en las siguientes etapas de generación y expulsión no están disponibles para los fluidos en movimiento.

Por el contrario las fallas con una historia geológica mas corta, es decir que por algún motivo su capacidad de movimiento se vio detenida en el tiempo, han permanecido como vías de migración desde el inicio de los procesos de expulsión.

Por otra parte, el fallamiento antitético tiene una historia geológica y diagenética diferente al anterior. En general, estas fallas son mas modernas y se han comportado como excelentes vías de migración durante las ultimas etapas de generación – expulsión.

Sistemas petroleros

Los estudios realizados indican que el inicio de la generación–expulsión de los hidrocarburos encontrados en el flanco sur de la cuenca sería entre el Cretácico Alto (Campaniano – Maastrichtiano) y el Paleoceno Bajo. Del mismo modo, los modelos geoquímicos 2-D confeccionados (utilizando BasinMod 2-D) con el ajuste de datos aportados por los pozos perforados recientemente, indican edades similares. La migración se realiza a través de fallas sintéticas, y antitéticas asociadas, hacia los niveles reservorios de las Fm. Cañadón Seco y Fm. Mina El Carmen. La deposición de sedimentos continua y los movimientos de algunas fallas regionales. Asociados a estos movimientos y a los inicios de una nueva movilización de fluidos se produce la obstrucción de estas vías de migración por diagénesis. Por otra parte estos movimientos provocaron nuevos sistemas de fallas antitéticas que vinculan los niveles generadores o tramos conductivos de las fallas sintéticas con los niveles reservorios antes mencionados. Durante esta etapa de generación- expulsión, quizás ubicada en el terciario medio, las vías de migración estarán dadas por las fallas sintéticas y antitéticas que no han registrado movimientos desde el inicio del proceso migratorio y por las nuevas fallas antitéticas, relacionadas con los movimientos de las fallas regionales.

De este modo, en los reservorios podemos encontrar.

- a. Hidrocarburos pesados, viscosos, biodegradables, de baja movilidad, resagos de las primeras etapas de migración.
- b. Hidrocarburos medianos y livianos, producto de la acumulación durante las últimas etapas de migración en reservorios no disponibles con anterioridad.

- c. Hidrocarburos mezcla, producto de un almacenamiento de reservorios *preexistentes y una removilización de los hidrocarburos remanentes de las etapas iniciales.*

En general los hidrocarburos de tipo "a" se encontrarán en estructuras vinculadas a fallas regionales que han tenido una gran actividad a través de los tiempos geológicos. Además no presentan asociadas fallas antitéticas modernas que las vinculen con los niveles generadores o con porciones conductivas de la propia falla sintética. Los pozos ubicados en este tipo de estructuras presentan muchas capas con evidencias de hidrocarburos, pero con *notorias muestras de biodegradación. Las producciones acumuladas de petróleo son bajas, debido a su escasa movilidad, y suelen estar acompañadas por importantes proporciones de agua de formación. Los valores de densidad medidos para estos petróleos están en el orden de 0,920 a 0,960 g/l (15 a 22 grados API), e incluso en algunos casos ha llegado a 0,970 g/l (14 grados API).* Los hidrocarburos del tipo "b" se asocian a estructuras jóvenes, que han sido puestas en contacto con los niveles generadores a través de fallas antitéticas relacionadas con los últimos movimientos tectónicos o bien a estructuras *preexistentes, no almacenadas o parcialmente almacenadas en etapas previas.* Las producciones acumuladas de los pozos perforados en este tipo de estructuras suelen ser muy altas debido a que el número de capas productivas es mayor, la movilidad del petróleo es alta y, además, suelen presentar gas disuelto que favorece la surgencia. Las densidades de estos petróleos se ubican en valores desde 0,840 a 0,940 g/l (19 a 37 grados API). Por ultimo los del tipo "c" se pueden vincular tanto a las estructuras relacionadas con fallas sintéticas y antitéticas antiguas, cuya actividad haya

quedado congelada en algún momento temprano de la historia geológica, como *a fallas antitéticas modernas*. Aquí el rendimiento de las estructuras va a estar vinculada, por una parte al volumen de petróleo entrampado en las etapas iniciales y por otra parte a la efectividad del barrido y removilización, producidos por las siguientes etapas migratorias. En líneas generales, cuanto mayor sea la proporción de petróleos frescos que aporten a la estructura, mayores van a ser, las producciones acumuladas de los pozos perforados en las mismas. El rango de variación de los valores medidos de densidad de petróleo es bastante amplio debido al fenómeno de mezcla de hidrocarburos de diferentes edades, pero en líneas generales la mayor frecuencia está entre 0,860 y 0,960 g/l (22 a 33 grados API).

Respecto de las trampas y los reservorios es oportuno señalar que no siempre una buena combinación de ambas resulta en una acumulación de hidrocarburos. En efecto, hay reservorios en inmejorables posiciones estructurales y cierres eficientes no han registrado manifestaciones comerciales de hidrocarburos. La razón es otro de los factores que, relacionado con los anteriores, define la localización de yacimientos: el timing.

Solo el correcto ensamble, en tiempo y lugar, de todos los agentes que intervienen (generación, expulsión, vías de migración, trampa, sello, estructura, preservación) generara una acumulación económicamente rentable.

3. Conceptos Fundamentales

Son conceptos relacionados con las propiedades de los fluidos, propiedades termodinámicas y del reservorio, y la determinación de la productividad del pozo, de fundamental importancia para el diseño del sistema de extracción.

Índice de Productividad (IP)

Para poder diseñar en forma adecuada las instalaciones de producción, se debe tener una idea aproximada de la capacidad de producción del pozo. Se define al Índice de Productividad de un pozo como el caudal producido por cada unidad de reducción de presión (Presión Estática de Reservorio – Presión Dinámica). Este método presupone que todo el fluido producido se encuentra en fase líquida. **Ver figura 3.1.**

Curvas IPR (Inflow Performance Relationship)

Cuando un yacimiento con un mecanismo de empuje por gas disuelto está produciendo por debajo de la Presión de Burbuja, el gas libre se encuentra presente en las proximidades del pozo y se reduce la permeabilidad relativa al petróleo. La viscosidad de éste aumenta provocando una reducción en la productividad.

Un método generalizado para predecir pozos en estas condiciones fue propuesto por J.V. Vögel quien logró una curva IPR que ofrece proyecciones más exactas que las obtenidas por el método del IP.

Asimismo, Fetkovich desarrolló su método combinándolo con el IP, definiendo que mientras un pozo está produciendo por encima de la Presión de Burbuja tiene un comportamiento lineal, cuando la presión se hace menor que la presión de burbuja, asume la forma desarrollada por Vögel.

Ver figuras 3.2 y 3.3.

Estudio Comparativo

Los criterios de selección del sistema de extracción artificial adecuado para un determinado pozo no es tarea simple.

Numerosos factores como el tipo de reservorio, propiedades termodinámicas del fluido, características del pozo, dimensiones de cañerías, ubicación geográfica, tipo de energía disponible, costos operativos, etc., influyen en la decisión, y un sistema que hoy es ideal para un pozo, mañana puede no serlo.

La correcta selección del sistema de extracción tiene una enorme influencia sobre la productividad del pozo, sobre su producción acumulada y reducción de costos operativos.

La **figura N° 3.4** que se muestra, es una recopilación de las discusiones del SPE Forum on New Advances in Artificial Lift, en Julio de 1996.

4. Sistemas de Extracción en Cañadón León – El Cordón

Cuando un yacimiento se depleta, la energía inicial disminuye y por lo tanto se requieren de sistemas de extracción artificial los cuales adicionan la energía necesaria para elevar los fluidos producidos desde el fondo de pozo hasta superficie, conducirlos hasta las instalaciones colectoras y de tratamiento.

Los sistemas de extracción artificial utilizados en el yacimiento Cañadón León – El Cordón son los siguientes:

Bombeo Mecánico

Preliminar

Aproximadamente el 90% de los pozos de petróleo existentes en el mundo producen mediante el sistema de extracción por Bombeo Mecánico. Su flexibilidad, simplicidad y lo “familiar” que resulta para el personal de operaciones, son las razones fundamentales para su vigencia a través del tiempo.

El sistema de Bombeo Mecánico consiste en elevar el fluido (petróleo + agua) desde el nivel que éste alcanza en el pozo y desplazarlo hasta el punto de recolección (batería o tanque elevado) por medio de una bomba de profundidad accionada por una sarta de varillas que transmiten el movimiento del equipo de bombeo instalado en la superficie.

Estadísticas

De acuerdo a las estadísticas de EE.UU., que consiste en una gran variedad de condiciones y cantidad de operadores, el 84% de los pozos utilizan Bombeo Mecánico, mientras que el 8% utilizan gas lift.

No obstante, cabe recordar que aproximadamente 550,000 de esos pozos son los clasificados como “strippers “ (< 10 bopd). Por lo tanto si se excluyen los

pozos “strippers” de esa estadística, el Gas Lift pasa a ocupar el 52% y el Bombeo Mecánico queda reducido a un 27%.

En la Argentina y REPSOL YPF, el porcentaje de aplicación de Bombeo Mecánico es similar al de EE.UU.

El sistema PCP ha evolucionado más en la última década, y el uso de las bombas electrosumergibles están creciendo constantemente a partir del incremento de los proyectos de Recuperación Secundaria.

APARATO INDIVIDUAL DE BOMBEO (AIB)

Componentes de la Instalación

Un sistema de extracción por Bombeo Mecánico está compuesto básicamente por un motor de accionamiento que, a través de un reductor de velocidad, le transmite su movimiento al A.I.B.

Mediante un sistema de biela-manivela el AIB transforma de circular en rectilíneo alternativo.

Este movimiento alternativo es el que, a través de la sarta de varillas, acciona la bomba de profundidad, quien aprovechando su desplazamiento positivo debe elevar el fluido a través del tubing venciendo la altura equivalente (TDH + presión de la línea de conducción). *Ver figura 4.1.A.1.*

La Bomba de Subsuelo

Son del tipo aspirante-impelente y está compuestas por un barril, un pistón, una válvula fija (de pie), una válvula móvil (viajera) y los accesorios: jaula de válvulas, vástago, guía de vástago.

Las bombas de subsuelo pueden ser insertables o de tubing. La diferencia entre ambas es que la primera se instala en el interior del tubing y se baja al pozo con las varillas, fijándolas al tubing con un niple asiento. Las bombas de tubing se conectan al tubing y se bajan al pozo formando parte integral de la sarta de tubing.

Designación API

En la *figura 4.1.A.2.* se muestra la designación estándar de bombas de subsuelo que les da el American Petroleum Institute.

Por ejemplo, una bomba 25-200-RWBC-24-5, es una bomba insertable para

ser utilizada en un tubing de 2 7/8", diámetro de pistón 2", de pared fina, *asiento inferior tipo de copas, con longitud de barril de 24' y longitud del pistón 5' sin extensiones.*

Del mismo modo, una bomba 30-275-THBM-20-5, es una bomba de tubing, para ser utilizada en un tubing de 3 1/2", diámetro de pistón 2 3/4", de pared gruesa, asiento inferior tipo mecánico, con longitud de barril de 20' y longitud del pistón 5' sin extensiones.

Características

a) Bombas tipo Tubing (TH)

En este tipo de bombas, el barril con el niple de asiento y la válvula de pie, se instalan juntamente con la cañería de producción (tubing), en tanto el pistón se baja con las varillas.

Ver figura 4.1.A.3.

Las bombas TH son las mas antiguas en el sistema de Bombeo Mecánico y están construidas de manera simple y robusta.

Presenta las siguientes ventajas:

1. Son las bombas más grandes que hay disponibles para un *determinado tamaño de tubing, con diámetros interiores de barril de apenas 1/4" menos que el diámetro del tubing.* Estos barriles de gran tamaño permiten extraer altos caudales de fluido que otros modelos de bombas de profundidad no pueden realizar.
2. Son las bombas de construcción más robustas. El barril es parte constitutiva del tubing y, es capaz de soportar altas cargas. Las varillas de bombeo se encuentran directamente conectadas al pistón, sin necesidad de contar con el vástago de la bomba,

haciendo que esta unión sea más confiable que en las bombas insertables.

3. Poseen válvulas de gran tamaño que generan bajas pérdidas de carga, permitiendo producir fluidos viscosos.

Presenta las siguientes desventajas:

1. Cuando se interviene el pozo es necesario retirar toda la cañería de producción.
2. Requiere elevados costos de reparación.
3. Tienen bajo rendimiento en pozos con gas debido al elevado espacio nocivo, por lo que se pueden bloquear por gas. Además, no se pueden “golpear” porque se puede dañar el pescador o la conexión de la válvula de pie.
4. La profundidad de instalación está limitada por las elevadas cargas debidas a la columna de fluido asociada con émbolos de gran diámetro y con el uso de varillas de alta resistencia.

Ver figura 4.1.A.4.

b) Bombas Insertables con Anclaje Superior (RHA y RWA)

Este tipo de bombas es instalada en el interior del tubing y se bajan al pozo con las varillas, fijándolas a la profundidad deseada en el niple de asiento.

Presenta las siguientes ventajas:

1. Se recomienda para pozos con arena, ya que las partículas no se pueden alojar sobre el zapato debido a la permanente acción de lavado del fluido bombeado. Esto impide que el pistón quede atascado y la bomba pueda ser retirada sin inconvenientes.

2. En pozos con gas y bajos niveles de fluidos, tiene buen rendimiento debido a que la válvula fija queda bien sumergida.
3. Permite instalar un separador de gas directamente al barril de la bomba.
4. Permite una mejor sujeción cuando se requiere un barril de mayor longitud.
5. Posee un menor movimiento del barril, por lo tanto un menor rozamiento con el tubing.

Presenta las siguientes desventajas:

1. Debido a la posición del asiento, la parte exterior del barril se encuentra a la presión de succión, mientras que la parte interior se encuentra sometida a la presión de la columna de fluido dentro del tubing. Esta significativa diferencia de presión entre las paredes del barril puede deformarlo e inclusive romperlo, particularmente si es de pared fina (RW).
2. En la carrera descendente el barril se encuentra sometido a elevadas cargas debidas al peso de la columna hidrostática, que deben ser soportadas por la válvula de pie. Por lo tanto, las características mecánicas del barril limitan la profundidad de instalación.

El vástago de la bomba se puede gastar por rozamiento contra la guía y puede convertirse en un punto débil de la sarta. **Ver figuras 4.1.A.5 y 4.1.A.6.**

c) **Bombas Insertables con Anclaje Inferior (RHB y RWB)**

Este tipo de bombas es instalada en el interior del tubing y se bajan al

pozo con las varillas, fijándolas a la profundidad deseada en el niple de asiento (zapato).

Presenta las siguientes ventajas:

1. La parte exterior del barril se encuentra siempre trabajando a la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido del interior del tubing. De esta manera la presión diferencial a través de la pared del barril es menor. Por lo tanto, se puede utilizar en pozos mas profundos.
2. Son recomendables para pozos con bajos niveles de fluido porque *se pueden instalar muy próximas al fondo del pozo.*
3. Generalmente la válvula fija es de mayor diámetro que la válvula móvil, lo que asegura una admisión suave reduciendo la tendencia a formar espumas.
4. En pozos desviados el barril puede pivotar sobre el zapato, reduciendo el rozamiento.

Presenta las siguientes desventajas:

1. Cuando la bomba se encuentra sin operar u operando intermitentemente, puede depositarse arena u otro tipo de sólidos sobre el pistón, generando tendencia al atascamiento.
2. El espacio anular entre barril y tubing puede llenarse de arena o sólidos *impidiendo retirar la bomba durante una operación de pulling.*

El vástago de la bomba se puede gastar por rozamiento contra la guía y puede convertirse en un punto débil de la sarta.

Ver figura 4.1.A.7 y la tabla 4.1.A.1.a.

Las Varillas de Bombeo

La varilla de bombeo es un elemento metálico construido generalmente de acero, forjado en sus extremos y roscado. Las varillas se unen por medio de cuplas formando una sarta junto al vástago pulido y los nipples de maniobra.

Una varilla de bombeo de acero está compuesta por el pin (espejo + rosca), el respaldo, el cuadrado, la cebolla y el cuerpo.

Las varillas de bombeo se fabrican en los grados K, C, y D. En la última década se incrementó la aplicación de las varillas de Alta Resistencia.

Las mas utilizadas en las operaciones de Repsol YPF son las API grado D construidas de acero al carbono, generalmente se utiliza el SAE ó AISI 4142.

Las varillas de Alta Resistencia tienen un tratamiento térmico por inducción en su superficie, de esta manera se genera una construcción binaria, con una corteza dura de estructura martensítica y un núcleo que prácticamente no sufre alteraciones que le confieren una resistencia a la fatiga un 40% superior a las varillas grado D. Como contrapartida, debido a su tensión residual de compresión, no es recomendable someterlas a cargas negativas.

Ver figura 4.1.A.8 y tabla 4.1.A.1.

Existen 3 tipos básicos de Unidades de Bombeo:

- Unidad Convencional o Clase I: Basa su geometría en un sistema de palanca Clase I con punto de apoyo en el medio de la viga balancín empleando contrapesos mecánicos.
- Unidad Mark II o Clase III: Basa su geometría en un sistema de palanca Clase III con punto de apoyo en el extremo del balancín, de empuje ascendente asimétrico y contrapesos mecánicos.
- Unidad Balanceada a Aire: Basa su geometría en un sistema de palanca

Clase III con punto de apoyo en el extremo del balancín, de empuje *ascendente simétrico y contrapeso neumático*.

Ver figura 4.1.A.9 y figura 4.1.A.10.

La geometría del A.I.B. tiene un efecto significativo sobre las cargas en la estructura y las varillas, el torque en el reductor y el recorrido del pistón de la bomba.

Las cargas más importantes a considerar son las debido al peso de las varillas, peso del fluido y aceleraciones máximas a que están sujetos durante el ciclo de bombeo. Dado que la carga sobre el vástago (fuerza) es igual al producto de la masa por la aceleración, *el pico de carga ocurrirá cuando la máxima masa (varillas + fluido) es elevada con la máxima aceleración.*

Por lo tanto, cuanto más baja sea esta aceleración menor serán los esfuerzos sobre las varillas y la estructura del A.I.B. Por la ubicación del mecanismo biela-manivela, la Unidad Convencional produce la inversión de carrera en el punto muerto inferior con aceleración relativamente alta y en el punto muerto superior con aceleración relativamente baja. Este es el principal inconveniente, es decir que al final de la carrera descendente, cuando la válvula móvil se está cerrando y el peso del fluido es transferido del tubing a las varillas, la aceleración está en su máximo y consecuentemente la estructura y las varillas soportarán el máximo esfuerzo.

En las unidades con palanca Clase III, las características de aceleración están revertidas. Comienza la carrera ascendente con baja aceleración pero hace que la reversión en el tope sea algo mas rápida. Esta es la principal ventaja, ya que mueven la máxima carga al dejar el fondo con aceleración relativamente baja. Por el contrario, la alta aceleración en la carrera descendente, si bien

desarrolla un mejor recorrido del pistón, puede generar mayores cargas de compresión y una más alta tendencia al pandeo.

El reductor de velocidad es un accesorio del A.I.B., pero es uno de los elementos más importantes para el diseño de una instalación.

Los contrapesos cumplen una función muy importante. Cuando toda la carga es elevada, ayudan al A.I.B. en su carrera ascendente. En la carrera descendente, cuando la carga arrastra al motor, evita que éste actúe como generador. Más adelante, cuando analicemos los torques sobre el reductor, veremos con mas detalle la importancia de su diseño.

Ver figura 4.1.A.11.

En la ***tabla 4.1.A.1.b*** se puede observar los tipos de AIB que se usan en el Yacimiento Cañadón León-El Cordón.

Dinamometría con Tubing Anclado

La medición más importante para poder analizar el comportamiento de las instalaciones de Bombeo Mecánico es la determinación de las cargas sobre el vástago pulido durante el ciclo de bombeo. El instrumento que se utiliza para tal fin es el Dinamómetro, que permite obtener un gráfico continuo de las fuerzas que actúan sobre el vástago para cada posición del mismo.

Ahora bien, si pudiéramos colocar un dinamómetro en la parte inferior de la última varilla, justo arriba de la bomba, el diagrama que podríamos obtener, para el caso de una bomba que está trabajando con un fluido en fase líquida, con el tubing anclado y sus componentes en buen estado. ***Ver figura 4.1.A.12.***

En la Fig. A, el pistón está descendiendo con carga constante. La válvula móvil (VM) está abierta y la válvula fija (VF) está cerrada debido a que la presión en el interior del barril es superior a la columna de fluido, hace que el mismo pase

hacia el tubing. En ese momento todo el peso de la columna de fluido está siendo soportado por el tubing y el único esfuerzo que registraría el dinamómetro instalado en el fondo, sería de signo negativo debido a la flotabilidad de las varillas.

En la Fig. B, el pistón llega al punto muerto inferior y comienza la carrera ascendente. Instantáneamente, la VM se cierra y la VF se abre, debido a que la presión exterior es superior a la existente en el barril. La carga de la columna de fluido se transfiere del tubing a las varillas en un rango equivalente al peso diferencial del fluido en el tubing y el del anular (nivel dinámico).

En la Fig. C, el pistón continúa su carrera ascendente con carga constante. La VM permanece cerrada y el fluido ingresa del pozo a la bomba a través de la VF.

En la Fig. D, el pistón llegó al punto muerto superior. Comienza su carrera descendente, la VM se abre, la VF se cierra, la carga es transferida nuevamente al tubing y el fluido pasando del barril al tubing indica un nuevo ciclo de la bomba en el fondo del pozo.

Diagrama Ideal con Tubing sin Anclar

Para este caso, valen las mismas consideraciones de funcionamiento que para el caso que se describió anteriormente, solo que al producirse la transferencia de carga desde las varillas al tubing y viceversa, este sufre estiramientos y acortamientos que reducen la carrera relativa del pistón, reduciendo así la eficiencia de la bomba.

Para pozos medianamente profundos resulta recomendable anclar el tubing ya que las deformaciones del mismo son mayores y el rendimiento de la bomba disminuye sustancialmente. **Ver figura 4.1.A.13.**

Diagrama con Gas

Para este caso, valen las mismas consideraciones de funcionamiento que para el caso del Diagrama Ideal con Tubing Anclado, con apreciables diferencias en la forma del diagrama debido a la presencia de gas en la bomba como consecuencia de que la presión de entrada a la misma es menor que la presión de burbuja del fluido.

En la Fig. A, se observa que la toma de carga no se produce instantáneamente, sino que se produce una curva, producto de una expansión adiabática debido al gas existente en el espacio ubicado entre las dos válvulas (espacio nocivo).

En la Fig. C, el pistón comienza su carrera descendente comprimiendo el gas ubicado en la parte superior del barril hasta encontrarse con la fase líquida que hace abrir la VM y de ese modo iniciar su carrera efectiva. **Ver figura 4.1.A.14.**

En las **figuras 4.1.A.15 y 4.1.A.16** se muestran las cartas dinamométricas que describen las condiciones de operación más comunes o típicas en un sistema de Bombeo Mecánico.

El Dinamómetro de Gilbert

Anteriormente se comentó como una suposición el hecho de instalar un dinamómetro en el fondo del pozo. Sin embargo, en los años '40, Walton Gilbert, de Shell Oil Co., construyó un dinamómetro de ese tipo y logró graficar con mucha claridad los distintos ciclos de bombeo para variadas condiciones de funcionamiento de la bomba de profundidad.

En la **figura 4.1.A.17** pueden observarse diagramas dinamométricos, extractados del artículo de Gilbert, "An oil well pump dinagraph", similares a los que anteriormente fueron descritos desde un punto de vista absolutamente teórico.

Diagrama Dinamométrico de Superficie

Hasta aquí, estuvimos suponiendo la medición dinamométrica en el fondo del pozo, pero realizarlas en la práctica sería muy costoso.

La medición dinamométrica se realiza con el dinamómetro colocado sobre el vástago pulido. Así, los gráficos que se obtienen adquieren formas muy variadas. **Ver figuras 4.1.A.18, 4.1.A.19, 4.1.A.20, 4.1.A.21.**

El diagrama de superficie resultante difiere mucho del que realmente está siendo desarrollado por la bomba en su ciclo.

Si el material de construcción de la sarta fuera totalmente rígido, el diagrama de superficie sería similar al de fondo con la única diferencia del valor de las cargas, ya que en el vástago pulido registraríamos la carga adicional del peso de las varillas sumergidas en el fluido. Sin embargo, existen esfuerzos dinámicos que producen deformaciones en el acero y por lo tanto en la forma del diagrama dinamométrico de superficie.

Ver tablas 4.1.A.2 y 4.1.A.3.

Cargas y Tensiones en la Sarta de Varillas

La propiedad más importante de una sarta de varillas es su comportamiento elástico.

Las fuerzas que actúan sobre la sarta en sus extremos (en el vástago pulido y sobre la bomba), generan ondas que viajan sobre el acero a la velocidad del sonido. Estas ondas, de diferente magnitud y fase, y su interferencia y reflexión, pueden afectar notablemente algún sector específico de la sarta.

Las cargas (se consideran positivas si están direccionadas hacia abajo) que actúan sobre la sarta de varillas durante un ciclo de bombeo son:

1. Peso de las varillas (fuerza positiva)

2. Flotabilidad (fuerza negativa)
3. *Peso diferencial del fluido (fuerza positiva)*
4. Cargas Dinámicas (fuerza positiva / negativa)
5. Fricción (fuerza positiva / negativa)

Un análisis de todas estas fuerzas durante un ciclo de bombeo, muestra que las varillas están sometidas a cargas cíclicas. Las varillas ubicadas en la parte superior están sometidas siempre a la tensión, incrementándose durante la carrera ascendente (debido a su peso propio, el peso del fluido, las cargas dinámicas y las fuerzas de fricción). Durante la carrera descendente el nivel de *tensión baja debido a que esta sometido al peso propio, influyen la flotabilidad, las cargas dinámicas y las fuerzas de fricción que son de una menor magnitud.* A medida que se va profundizando axialmente por la sarta de varillas, en el tramo inferior la tensión se reduce hasta cero (punto neutro), y la sarta se somete a las fuerzas de compresión lo que origina el pandeo.

Ver figura 4.1.A.22.

El Diagrama de Goodman

Las varillas de bombeo se encuentran sometidas a cargas de trabajo *alternativas*. Este tipo de cargas exponen a la varilla a roturas por fatiga, definiéndose ésta como “la disminución de la resistencia debido a cargas variables de cualquier tipo”. Según la ASTM, la fatiga “es un proceso de cambios estructurales permanentes, localizados y progresivos, que ocurren en un material sujeto a condiciones que provocan tensiones y deformaciones fluctuantes en puntos que culminan en grietas o fracturas completas, después de un número suficiente de ciclos”.

La forma mas clara de ver la relación entre las tensiones de fatiga y tensiones

medias, es a través del Diagrama de Smith, que resume en un solo gráfico todos los casos posibles. *Muy similar es el Diagrama de Goodman que, con algunas modificaciones realizadas por Hardy, es el que ha adoptado el API para los rangos de trabajo de las sartas de varillas.*

Las modificaciones de Hardy, dieron origen al Diagrama de Goodman Modificado, el cual tiene en cuenta que las varillas no pueden soportar cargas de compresión (cosa que en la práctica es imposible), considera un Factor de Servicio (FS) que tiene en cuenta las condiciones de severidad (corrosión, rozamiento, varillas con mucho uso, etc.) y que la máxima tensión permitida *deberá ser menor que la tensión de tracción, a partir de la cual el material sufre deformaciones plásticas (Tensión de Fluencia).*

El Diagrama de Goodman Modificado nos da la tensión máxima admisible en función de la tensión alternativa, es decir, que queda establecida una relación entre la carga máxima y mínima, que no puede sobrepasar cierto límite.

Ver figura 4.1.A.23.

Estudio de Torques

El reductor de velocidad es el elemento del sistema que está sometido a un alto requerimiento de torque originado por las cargas del sistema. Por lo tanto, el análisis de selección y elección, son de gran importancia para el posterior mantenimiento del equipo.

Las dimensiones A, P, C, K, I y R (Dimensiones API) son las que gobiernan la cinemática de un A.I.B. Las diferentes combinaciones de estas dimensiones son utilizados por los fabricantes para desarrollar ventajas que permitan lograr recorridos mas efectivos y reducir las sollicitaciones sobre la instalación.

Ver figuras 4.1.A.24, 4.1.A.25, 4.1.A.26, 4.1.A.27, 4.1.A.28, 4.1.A.29.

Sobre el reductor actúan el torque originado por las cargas en el vástago pulido y el originado por el contrapeso. Esta resultante es el Torque Neto, parámetro fundamental a tener en cuenta para el diseño.

La Norma API 11E es la que fija el procedimiento para el cálculo del torque sobre un reductor de velocidad. Utiliza el método de los Factores de Torque y las dimensiones API que gobiernan la cinemática del A.I.B.

El Torque debido a las cargas se obtiene multiplicando el Factor de Torque por la Carga neta para cada posición del vástago pulido obtenidas de la carta dinamométrica. Al Torque de las Cargas se le resta el Torque de los Contrapesos (*Una curva sinusoidal en función del ángulo de giro*) y de esa manera se obtiene el Torque Neto en el reductor.

En las unidades balanceadas por aire, el Torque Neto se calcula multiplicando el Factor de Torque por la diferencia entre las cargas del pozo y el efecto del Contrapeso.

Ver fig. 4.1.A.31. y fig. 4.1.A.23.

Diagrama de Cargas Permisibles

Una manera alternativa de evaluar el torque en el reductor de velocidad, es a través de las cargas permisibles, definidas como las cargas en el vástago pulido que generarían un torque en el reductor igual al torque admisible según el fabricante.

Estas cargas pueden ser graficadas sobre la carta dinamométrica y definen una curva para la carrera ascendente y otra para la descendente. La carta dinamométrica debe ubicarse entre esas dos curvas para asegurar que el reductor está trabajando dentro de los límites permisibles. Si alguna de esas dos curvas se cruza con la curva dinamométrica, significa que el torque está

por encima del límite de reductor de velocidad. **Ver fig. 4.1.4.30.**

Estudio de Potencias

La selección del tipo y tamaño del motor de accionamiento es un aspecto de suma importancia para obtener la mejor ecuación energética del sistema.

La selección del motor depende de muchos factores como condiciones operativas, disponibilidad de energía eléctrica o gas, costos de mantenimiento, régimen de extracción o, simplemente, stock en almacenes.

El tamaño de un motor se selecciona basándose en la Potencia Requerida en el eje del mismo. Para lo cual, a la Potencia en el Vástago Pulido, se le deben *adicionar todas las pérdidas por fricción en la unidad de bombeo y afectarla por el Factor de Carga Cíclica (CLF).*

El CLF da una idea de la irregularidad de la curva de torque en el reductor. Tiene un valor mayor o igual a 1, llegando a ser igual a 1 para un diagrama de torque constante. Tiene mucha influencia sobre la Potencia Requerida, de allí la importancia de optimizar el torque en el reductor.

Para un motor a explosión resulta más difícil determinar el factor que afecta a la Potencia en el Vástago y así determinar la Potencia Requerida. Estos motores *admiten poca sobrecarga, aunque actualmente existe en el mercado una gran variedad de diseños en cuanto al tamaño de la volante y cantidad de cilindros.*

La bibliografía no tiene en cuenta el desbalanceo del torque como lo hace el CLF para los motores eléctricos.

Cuando nos referimos a Potencia Requerida, hablamos de una potencia en régimen.

No obstante para seleccionar el motor, es necesario tener en cuenta la potencia adicional necesaria para vencer la inercia y comenzar a mover el

A.I.B. más las cargas de superficie. Para ello se utiliza un parámetro empírico llamado *Factor de Arranque* (con poca referencia bibliográfica), el cual hace que la Potencia Instalada sea de 1.8 a 2 veces la Potencia Requerida en régimen.

Un concepto muy importante es la Eficiencia Global del Sistema, es decir, la relación entre la Potencia Hidráulica (Potencia necesaria para elevar el fluido) y la Potencia del motor o Instalada.

Los valores de la Eficiencia Global del Sistema para el Bombeo Mecánico tiene rendimientos que pocas veces supera el 60%.

Ver figura 4.1.A.32.

Medición del Nivel Dinámico

El nivel dinámico de un pozo es uno de los principales parámetros a medir, porque con este dato podemos determinar la presión dinámica y la sumergencia de la bomba, ambas fundamentales para conocer el estado extractivo.

Para determinar el nivel de fluido en un pozo, generalmente se utilizan los ecómetros.

El método consiste en la emisión de una onda acústica en el espacio anular (usualmente una descarga de gas CO₂), cuyas reflexiones, captadas por un micrófono, se registran en una carta de superficie.

Las ondas acústicas se reflejan en todas las obstrucciones o variaciones de sección del espacio anular: cuplas del tubing, ancla, empaques o tapones, nivel de fluido, etc.

La determinación de la profundidad del nivel se realiza multiplicando el número de reflexiones que indican las cuplas por la longitud de cada tubería de la sarta

de producción. **Ver figura 4.1.A.33.**

El Método de McKoy

La principal dificultad que puede presentarse para la interpretación del nivel dinámico es la presencia de alta cantidad de gas en el espacio anular, lo que provoca la formación de espuma, dando resultados erróneos. Esto impide conocer la presión dinámica de fondo de pozo.

Diversos autores como Alexander, Walker o Agnew desarrollaron distintos métodos para solucionar este problema, pero en la mayoría de los casos, resultaba complicado conseguir las mediciones o datos para el cálculo.

Posteriormente, Jim McKoy desarrolló un método en condiciones estáticas, que elimina la dificultad de obtener caudales del espacio anular. Consiste en cerrar el espacio anular y observar la restauración de presión (buildup) en un determinado tiempo (algunos minutos), y recurriendo a iteraciones en un gráfico construido a partir de una gran cantidad de mediciones de campo, se puede obtener un factor de corrección.

Por ejemplo, y teniendo en cuenta las definiciones y fórmulas del gráfico de la **fig. 4.1.A.34**, se utiliza el siguiente procedimiento:

1. Se asume $HL = 1$, por lo tanto queda $L' = L$
2. Con mediciones de campo se obtiene dp/dt
3. Con el valor de $L' dp/dt$ se entra al gráfico y se obtiene un nuevo HL
4. Se calcula un nuevo L' y se inicia un proceso iterativo hasta obtener la convergencia.

Presión de Entrada a la Bomba. Sumergencia

La Presión de Entrada a la Bomba es un parámetro que depende del nivel dinámico y está asociado a la sumergencia.

Cuando el fluido que ingresa a la bomba está sometido a una presión menor que la presión de burbuja, comienza la presencia de gas libre en el barril y la eficiencia de la bomba comienza a decrecer.

A partir de la medición del nivel dinámico y, a través de mediciones de gradientes de densidad de la columna de fluido en el espacio anular, puede calcularse la presión de entrada a la bomba. No obstante, resulta difícil y caro realizar gradientes periódicos para todos los pozos.

La dinamometría de fondo de pozo brinda posibilidades de obtener dicho parámetro con bastante aproximación. El rango de cargas del diagrama *dinamométrico* está dado por el peso diferencial del fluido (peso del fluido en el tubing menos peso del fluido en el espacio anular. De ese modo, conociendo el diámetro del pistón de la bomba es posible calcular la presión ejercida por el fluido del espacio anular.

El peso del fluido depende directamente de la gravedad específica del mismo, por lo que resulta recomendable realizar un análisis de sensibilidad para distintos valores.

Asimismo, este método es la única forma para calcular la presión de entrada a la bomba cuando está instalado un packer.

Ver figura 4.1.A.35.

Análisis y Diagnóstico de Instalaciones

Analizar una instalación de Bombeo Mecánico significa medir e interpretar los parámetros de funcionamiento de cada componente del sistema: Motor, reductor, A.I.B., sarta de varillas y bomba de subsuelo.

Mientras que resulta sencillo analizar a través de mediciones directas los componentes ubicados en la superficie, no queda otra alternativa que recurrir a

métodos indirectos para realizar un diagnóstico del estado de funcionamiento de la sarta y la bomba, a partir de la única información disponible: la carta dinamométrica.

Prácticamente desde los comienzos de su aplicación, se sabe que el funcionamiento del sistema de Bombeo Mecánico responde al modelo de una onda longitudinal en un medio elástico (deformación en medio elástico), pero recién en la mitad de los años '60, con el advenimiento de las computadoras de alta velocidad, Sam Gibbs de la Cía Shell Oil Co., logró llegar a la solución del problema.

En la Argentina, en el año 1983, la ex Gerencia de Investigación y Desarrollo de YPF también alcanzó la mejora del sistema ya que el procedimiento empleado permite un análisis cuantitativo en cualquier punto de la sarta teniendo en cuenta las fuerzas estáticas y dinámicas.

Se basa en un modelo matemático ejemplificado en su composición por un transmisor (la bomba), una línea de transmisión (la sarta) y un receptor (el dinamómetro).

La información emitida por la bomba es transmitida a lo largo de la sarta en forma de onda elástica con la velocidad del sonido en el acero (aprox. 4100 m/seg.)

Las varillas transmiten continuamente esa información desde la bomba hasta la superficie, pero esta información recibida en el vástago está codificada y se debe proceder a decodificarla.

La técnica de interpretación o decodificación de la información se basa en la solución de la ecuación de onda longitudinal, cuyas condiciones de contorno son las señales recibidas en el vástago pulido: fuerza vs. tiempo y

desplazamiento vs. tiempo.

Debido a esta técnica de solicitud al pedido de instalación que permite calcular el estado de cargas y tensiones en cada punto de la sarta, es factible determinar la sollicitación de la misma de acuerdo al Diagrama de Goodman y el ciclo de funcionamiento de la bomba de profundidad.

Las compañías que brindan el servicio de dinamometría utilizan esta técnica.

Ver la figuras 4.1.A 19,20, 21.

Asimismo, se muestra en un cuadro una metodología simple para analizar y adoptar acciones correctivas sobre una instalación existente. Un reporte *generalmente contiene mucha información que puede ser aprovechada para realizar estudios especiales en un pozo con Bombeo Mecánico, pero para obtener un rápido diagnóstico, resulta suficiente con el análisis de no más de 10 parámetros de funcionamiento.*

Análisis del Estado Extractivo

El análisis individual de cada pozo no permite obtener un panorama general del estado extractivo de un yacimiento.

No obstante, a partir de mediciones físicas y dinamometría de fondo de pozo es posible ubicar los pozos en distintas áreas de un diagrama que permite visualizar rápidamente sus condiciones de operación de los pozos de una determinada zona.

Muchos operadores, para obtener la máxima producción, explotan sus pozos con las sumergencias tan bajas como sea posible.

Sin embargo, en muchos casos no es recomendable producir con bajas presiones dinámicas, pues ocasiona bajas eficiencias y altos costos operativos.

La mayoría de los pozos en Bombeo Mecánico extraen mezclas de petróleo y gas con baja eficiencia volumétrica, esto ocasiona altos costos y un rápido deterioro de la instalación.

Puede definirse la Eficiencia Volumétrica de la bomba, como la relación entre el volumen de líquido producido en superficie y el desplazamiento volumétrico de la bomba para elevar ese fluido.

La baja Eficiencia Volumétrica de una bomba tiene distintas causas tales como pérdidas en válvulas o el escurrimiento entre pistón y barril, siendo la causa de mayor influencia la presencia de gas libre en el fluido que está siendo bombeado. Allí, la Presión de Entrada a la bomba se constituye en un importante parámetro de diseño.

Si la determinación del caudal producido en superficie se torna complicada, se pueden efectuar algunas simplificaciones y considerar para el cálculo de la eficiencia volumétrica, la relación entre las carreras efectiva y bruta de la

bomba.

A los efectos de mostrar la influencia de la Presión de Entrada a la bomba, el Dr. Zelimir Schmidt, Director de TUALP (Tulsa Artificial Lift Projects), logró graficar en base a experiencias de campo, la variación de la Eficiencia Volumétrica para distintas altura en el espacio anular.

La eficiencia decrece rápidamente para presiones por debajo del punto de burbuja del fluido. **Ver figura 4.1.A.37.**

Para presiones de entrada a la bomba por encima del punto de burbuja del fluido, todo el gas bombeado permanece en solución y las eficiencias volumétricas resultan altas.

A modo de ejemplo, se mostrará un trabajo realizado en el año 1995 en el Yac. Cañadón de la Escondida. Se ubicaron todos los pozos analizados en un diagrama Eficiencia Volumétrica vs. Presión de Entrada a la bomba. Los datos fueron obtenidos de la información entregada por el servicio de dinamometría computarizada.

Ver figura 4.1.A.38.

La Presión de Entrada a la bomba no es fácil de obtener, por lo tanto se utilizó el valor de sumergencia obtenido a través de ecometría corregida por el método de McKoy o en su defecto puede usarse, la sumergencia a partir del rango de cargas en la bomba a partir de dinamometría de fondo de pozo.

Ubicado el Punto de Burbuja sobre la curva representativa de todos los puntos obtenidos, se puede observar cómo las eficiencias decrecen drásticamente por debajo de esa presión.

Sobre el mismo diagrama se definieron 5 áreas que corresponden a distintos estados extractivos. Estas áreas pueden definirse para cada yacimiento,

teniendo en cuenta criterios basados fundamentalmente en la política de explotación.

El Área I abarca pozos con buena eficiencia y presiones de entrada a la bomba (sumergencias) cercanas al punto de burbuja. Son pozos con leve interferencia de gas y pueden considerarse que están explotados adecuadamente.

En el Área II se ubican los pozos con baja eficiencia (golpe de fluido) y bajas sumergencias. Son pozos cuyas acciones correctivas deben orientarse a mejorar la eficiencia global del sistema y evitar el deterioro de la instalación, a través de la disminución del régimen de extracción.

En el Área III se agrupan los pozos con muy alta eficiencia volumétrica y alta sumergencia. Sus presiones de entrada a la bomba se ubican por encima del punto de burbuja y, "a priori" pueden considerarse subexplotados.

Generalmente, son resultados de pozos nuevos, por lo que debe esperarse su evolución y estabilización.

Las acciones correctivas deben orientarse al aumento del régimen de extracción o eventualmente cambio de sistema de extracción.

En el Área IV se observan pozos con baja eficiencia y alta sumergencia. Se trata de pozos con problemas en la instalación: fallas u obstrucción de la bomba y pérdidas en el tubing. Se debe evaluar económicamente la intervención del pozo.

El Área V incluye a pozos cuyos datos resultan inconsistentes. Requieren la repetición de las mediciones físicas para corregir los datos o confirmar que se trata de un pozo que se desvía mucho de la curva representativa del yacimiento.

A través de una sencilla base de datos se pueden seleccionar los pozos a

optimizar, definir y planificar acciones correctivas (pullings, aumento de régimen de extracción y cambios de sistemas de extracción, etc.) y en otros casos, esperar la evolución de aquellos pozos nuevos hasta que se estabilicen en un régimen adecuado.

El método tiene limitaciones para su aplicación en pozos que surgen por agitación.

Diseño de Instalaciones

La predicción aproximada de las condiciones de operación de un sistema de Bombeo Mecánico es muy importante en el diseño de nuevas instalaciones.

Existen 3 parámetros de funcionamiento fundamentales para el diseño:

1. Las cargas sobre las varillas durante el ciclo de bombeo
2. La carrera del pistón en el fondo de pozo
3. El torque requerido en el reductor de velocidad

Debido a la complejidad del funcionamiento de un sistema de Bombeo Mecánico, no existe un procedimiento definido para el diseño de una determinada instalación. Como se observa en el diagrama de flujo que se muestra (**Ver fig. 1.A.39**) utiliza el método de prueba y error, ya que para obtener el caudal deseado se puede recurrir a distintos diámetros de bombas, velocidades de bombeo y carreras de superficie.

Estos datos, sumados al nivel dinámico previsto más la configuración y material de la sarta, definen la carrera en el fondo de pozo. Asimismo, se debe realizar la verificación a la fatiga de la sarta, la sollicitación de la estructura del A.I.B. y el torque sobre el reductor.

Si alguno de ellos no satisface los requerimientos, se debe recalcular con otro

tipo o modelo.

En términos generales, los datos de entrada para el cálculo son:

1. Profundidad de la bomba
2. Diámetro de la bomba
3. Tipo y modelo de A.I.B.
4. Carrera de Superficie
5. Velocidad de bombeo
6. Gravedad específica del fluido
7. Nivel dinámico de operación
8. Configuración y material de la sarta
9. Presión de la línea de conducción
10. Diámetro del tubing. Anclaje (Si / No)

Durante los primeros años de la industria, muchas fórmulas aproximadas, aun vigentes, fueron desarrolladas para el cálculo efectuando simplificaciones y utilizando factores empíricos.

Esas simplificaciones no se debieron al desconocimiento del funcionamiento del sistema, sino a la falta de equipos y computadoras que pudieran resolver modelos de semejante complejidad.

La mayoría de esas simplificaciones fueron hechas sobre la base de la suposición de que la masa de una sarta de varillas de bombeo estaba *concentrada en un punto, cuando en realidad se distribuye a lo largo de ésta.* Sin esa precaución, el análisis no incluye el efecto de las ondas viajeras, que es la característica más importante en un sistema real.

En los años '50, no existían computadoras de alta velocidad que pudieran resolver ecuaciones diferenciales parciales para resolver un sistema de

Bombeo Mecánico.

A tal efecto, un grupo de usuarios y fabricantes de varillas de bombeo decidieron contratar al Midwest Research Institute de Kansas City, con el fin de realizar un trabajo de desarrollo para el diseño de instalaciones.

En dicho trabajo se simuló el funcionamiento, a través de una computadora que realizó la analogía eléctrica con un sistema de Bombeo Mecánico, para un amplio rango de condiciones, generando parámetros adimensionales que permitieron una importante aproximación en el diseño de instalaciones.

En la mitad de los años '60, antes de disolverse, el Midwest Research Institute entregó al American Petroleum Institute los resultados de este trabajo que, en 1968, se publicaron bajo la API RP 11L.

No obstante, esta metodología seguía teniendo simplificaciones y, por lo tanto, limitaciones.

Para esa misma época, Sam Gibbs, que ya había desarrollado el modelo matemático para obtener la carta dinamométrica de fondo, también obtuvo un resultado exitoso para la simulación y diseño de instalaciones a partir de la ecuación de onda, tal como lo describe en su artículo "Predicting of behavior of sucker rod pumping systems", publicado por el SPE en 1969.

El desarrollo de Gibbs logró simular y predecir prácticamente todas las condiciones de funcionamiento del sistema, incluso fallas de componentes de la instalación.

Para resolver un determinado sistema, hay que tener en cuenta que existen condiciones de borde, tanto en superficie como en fondo de pozo, que deben ser definidas antes de cada diseño.

En la Argentina, en el año 1986, la ex Gerencia de Investigación y Desarrollo

de YPF también logró implementar la simulación del sistema, mediante el desarrollo de un software que aún permanece en uso en todas las dependencias de la Compañía.

Existen otros paquetes informáticos como el Nabla, Csbm, etc.

Simulación y Optimización de Instalaciones

Una vez realizado el análisis y diagnóstico de una instalación existente, es probable que sea necesario llevar a cabo alguna acción correctiva para optimizar el funcionamiento.

Estas acciones correctivas pueden estar orientadas a corregir el régimen de extracción, cambiar el A.I.B., reemplazar el motor, o bien decidir una intervención para reemplazar la sarta o la bomba de subsuelo.

De todos modos, cualquiera de estas acciones demanda una inversión y por lo tanto, antes de tomar la decisión, es necesario poder predecir la respuesta que se obtendrá ante la modificación de algún parámetro de funcionamiento.

El software de dinamometría y diseño basado en la ecuación de onda, se constituye en una excelente herramienta para la optimización de instalaciones de Bombeo Mecánico.

Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Se realiza dinamometría de fondo de pozo y el diagnóstico
2. Con el software de simulación se reproduce la situación existente
3. Una vez ajustado el modelo, se modifican los parámetros y se define la acción correctiva.
4. Se ejecutan las acciones y se efectúa el seguimiento para asegurar la retroalimentación.

Ver figuras 4.1.A.40 y 4.1.A.41.

Aparato Individual de Bombeo Hidráulico (UBH)

Las unidades de bombeo hidráulico (UBH) proporcionan el movimiento alternativo que necesita la bomba de profundidad convencional utilizada en pozos petrolíferos. Es decir, cumplen la misma función que el aparato individual de bombeo (AIB) aunque la masa inercial en movimiento por cada ciclo se reduce a unos pocos litros de fluido hidráulico (la instalación de fondo de las unidades UBH es la misma que las de un AIB). El caudal a presión generado por la bomba hidráulica del UBH, ingresa a dos cilindros ubicados en la boca de pozo que transmiten el movimiento alternativo al vástago.

Las unidades de bombeo oleohidráulico UBH-6000 presentan las siguientes especificaciones técnicas:

peso unidad de potencia sin fluido hidráulico = 560 kg.

dimensiones de unidad de potencia = 0,95 m (ancho) x 1,25 m (largo) x 1,30 m

peso fluido hidráulico = 250 kg. (volumen = 250 lt)

peso instalación en boca de pozo = 135 kg.

carga máxima sobre vástago pulido = 6000 kg.

diámetro de los pistones-vástagos = 104 mm

longitud de carrera = de 0.30 m (12") a 1.35 m (74")

golpes por minuto de 0 a 12

potencia de motor eléctrico = de 20-28 HP

voltaje = 1000 voltios

amperaje = 3 Amp

caudal de bomba hidráulica = de 38 cm³/rev

presión de trabajo sistema hidráulico = hasta 150 kg/cm²

Ver figuras 4.1.B.1.

Las unidades UBH-6000 son fáciles de transportar e instalar, debido a su bajo peso y dimensiones reducidas. Se acomodan a las instalaciones de superficie que tienen los pozos de la zona del campo de YPF. Además, están diseñadas para adaptarse a la característica declinante de la producción por primaria. La regulación de longitud de carrera, como de emboladas por minuto, las puede realizar una sola persona en cuestión de minutos. **Ver figuras 4.1.B.2, 4.1.B.3 y 4.1.B.4.**

El costo de inversión (18,300 dólares) es menor comparado con el costo de un AIB.

El equipo UBH-6000 tiene las siguientes limitaciones de diseño:

- 1) Desaprovechamiento de la energía gravitacional liberada en la carrera descendente.
- 2) Excesivo consumo de energía, con mediciones promedio de carga eléctrica 20% mayor a aquellas máximas medidas en un AIB trabajando a similares condiciones operativas y mayor toma de carga eléctrica cuando el UBH está en carrera descendente o trabajando a menor régimen.

El equipo UBH 6000 se está usando hace 4 años, pero tenía problemas en pérdidas de carga, fugas de aceite, paros continuos, no levantaba los 6000kg para los que estaba diseñado, llegando a 3500 kg como máximo.

En la **figura 4.1.B.5** se muestra el diagrama hidráulico del UBH-6000. Todo circuito hidráulico consta de dos cosas, una bomba de caudal constante o una bomba de caudal variable. Si se cuenta con la bomba de caudal constante, entonces para transformar la potencia hidráulica en movimiento, se necesita un juego de válvulas.

Este es el caso de una bomba de caudal constante, por lo tanto necesitamos *juego de válvulas para generar el movimiento alternativo del UBH.*

Vemos que la bomba lleva un caudal debido a la potencia que le genera el motor eléctrico.

Causas de las Fallas en los UBH-6000

- La especialización deficiente de los operarios para manejar estos equipos, es un factor en contra.
- Fallas de materiales que no soportan alta presión, lo que ocasiona pérdidas de fluido hidráulico
- Diversas partes que presentan fugas de aceite, como:

Empaquetaduras de cilindros de cabezal

Carcaza de filtro de aceite, sometido a fuertes golpes de presión (60 a 100 Kg./cm²)

Cañerías del circuito hidráulico.

Mangueras: defectos en conectores y es necesario evitar roce externo (sujeciones)

Válvulas y bombas: rotura de "o" rings

- Rendimiento Hidráulico

Valores entre 30 y 95%, debido a:

- a) Incorrecto diseño del circuito
- b) Incorrectas condiciones operativas (VRP)
- c) Rendimiento de la bomba hidráulica

Conclusiones sobre el equipo UBH-6000:

- El UBH-6000 funciona adecuadamente con pozos de 3300 Kg. de carga con producción bruta hasta 8 m³/día (carrera 135 cm y 5 .5 GPM)

- La evaluación del UBH-6000 ha permitido establecer ciertas fallas que *posee el sistema y que deben prevenirse en los equipos nuevos.*

- El trabajo en los nuevos UBH debe dirigirse a:

Aumentar la confiabilidad sobre el equipo

Mejorar la eficiencia de la bomba de profundidad

*Se puede observar en la **tabla 4.1.B.1** el estado de los pozos con UBH- 6000, a diciembre del 1999.*

*En las **figuras 4.1.B.6, 4.1.B.7 y 4.1.B.8** se pueden observar los dinamómetros de pozos donde el UBH trabaja sin problemas.*

Luego se realizó modificaciones del aparato, se trabajó básicamente sobre el mismo chasis de la estructura y se optimizó en los siguientes aspectos:

- Incrementar la prestación del equipo.
- Optimizar el diseño del circuito hidráulico.
- *Aumentar la eficiencia disminuyendo los consumos energéticos.*
- Mejorar las condiciones del circuito refrigerante.
- Estandarizar toda la línea de repuestos y componentes hidráulicos.

Ver figura 4.1.B.9.

Para explicar el circuito diremos que: la bomba lleva un caudal debido a la potencia que genera el motor eléctrico.

Dicho caudal pasa por la válvula de retención hacia la válvula inversora (a esta válvula se le hizo una salida adicional hacia el tanque), luego pasa por la *válvula reguladora de caída* (la *válvula reguladora de caudal* ahora se encuentra en paralelo), dirigiéndose a los cilindros y realizando la carrera ascendente.

Cuando el sensor envía la señal, indicando el término de la carrera ascendente, *la válvula inversora cambia y comienza a realizarse la carrera descendente*, por lo tanto la válvula reguladora de caída hace que los cilindros bajen lentamente, evitando una caída gravitacional brusca.

Por ser una bomba de caudal constante, al mismo tiempo que se está desocupando el caudal de aceite de los cilindros, la bomba continua enviando un caudal, este caudal pasa por la válvula inversora y se dirige directamente al tanque, por tanto las válvulas reguladoras de caudal y la reguladora de presión ya no trabajan a sobre presión; la válvula reguladora de presión es ahora una *válvula de seguridad*, esta configurada a una rango mayor de trabajo, por seguridad, ésta se abre y deja pasar el fluido hacia el tanque, luego que termina de realizarse la carrera descendente, el sensor envía otra señal para realizar la carrera ascendente iniciando el ciclo nuevamente.

Vemos que ya no trabajan las válvula a sobre presión y el fluido pasa directamente al tanque, por lo tanto ya no trabaja a altas temperaturas.

Anteriormente el consumo de energía eléctrica era mayor en la carrera descendente que la ascendente, actualmente este esta superado.

Para Incrementar la prestación del equipo se hizo lo siguiente:

- Construcción de cilindros y vástagos para una carrera de 1.80 mts en lugar del 1.30 mts de carrera anterior.
- Montaje de una bomba Commercial a engranajes para llevar el caudal disponible a $55 \text{ cm}^3/\text{rev}$, en reemplazo de la bomba Salami de $38 \text{ cm}^3/\text{rev}$.
- Construcción de un trineo independiente para soportar el conjunto motor-bomba, con lo que se facilitan las maniobras de alineación y posterior recambios del conjunto.

- Incorporación de un acoplamiento elástico para la vinculación motor-bomba, dado las mayores potencias transmitidas.
- Montaje de un motor eléctrico de 30 hp y 1450 rpm.
- Se incorporó un acople rápido a la salida de la unidad hacia los cilindros, esto sirve para facilitar las tareas de montaje y desmontaje, así se obtiene una salida directa hacia los cilindros para evitar pérdidas de carga.

Ver figura 4.1.B.10.

- Construcción de una batea de contención con su válvula de purga, para evitar la contaminación del suelo con aceite.
- Evitar todas las conexiones por medio de uniones rígidas.

Se estudia la posibilidad de reemplazar con un “Manifold Sólido” para evitar posibles pérdidas en las conexiones

Ver figura 4.1.B.11.

Con la siguiente relación se puede calcular el máximo número de golpes por minuto del UBH-6000.

$$GPM = \frac{\text{bomba}(cm^3 / rev) * \text{motor}(rev / min) * \%asc * Rend_Hid}{\text{AreaPistones}(cm^2) * \text{Long.Carrera}(cm)}$$

Aumentar la Eficiencia Hidráulica

Para la modificación de todo el circuito hidráulico, se logró utilizar una salida de la Válvula Inversora (VI) para vincularla directamente al ingreso a tanque, situación que anteriormente se realizaba por medio de la Válvula Reguladora de Presión (VRP) con lo cual el consumo de potencia y consecuentemente de energía, era mayor en carrera descendente que en ascendente.

Ver figura 4.1.B.12.

Mejorar las condiciones refrigerantes del fluido

Incremento de la capacidad refrigerante del equipo, con la adaptación de un radiador de aluminio reforzado para alta presión, con lo que la disipación de temperatura será mayor logrando una mayor vida útil del aceite hidráulico.

Construcción de una nueva carcasa del filtro de aceite y se modificó el elemento filtro con la finalidad de preservar la calidad del aceite hidráulico y a su vez facilitar la tarea de cambio de dicho elemento.

Con esta modificación se consiguió levantar 6062.5 kg y puede llegar a 10 gpm con carrera 1.35 mts.

Evaluación Económica del UBH comparado con un SIAM 7 TN

Parámetros considerados:

UBH: inversión = 18000 \$

costo de mantenimiento (insumos, partes y atención) = 400 \$ / mes

consumo energía eléctrica = 230 \$ / mes (carga media 11.5 amp)

Siam 7 TN: inversión = 30000 \$

costo de mantenimiento (insumos, reparaciones, atención) = 50 \$ / mes (valor promedio para todo el parque de AIB en la Unidad)

consumo energía eléctrica = 170 \$ / mes (carga media 8.5 amp)

Considerando estos valores de inversión y costos operativos, el valor total de un Siam 7 TN sería igual al de un UBH en un tiempo de 2 años 6 meses.

Bombas Eléctricas Sumergibles

Para las operaciones de YPF, consiste fundamentalmente en la instalación en el fondo del pozo de una bomba centrífuga multietapa, diseñada especialmente para tal fin, accionada por un motor eléctrico también ubicado en el fondo del pozo, alimentado a través de un cable sujeto a la tubería de producción.

Los componentes de las bombas electrosumergibles se pueden observar en la **figura 4.2.1**.

Bomba Multietapa

Es el corazón del sistema y cada etapa esta constituida por un impulsor y un difusor.

El impulsor es el que entrega energía cinética al fluido mientras que el difusor transforma esta energía cinética a energía potencial (altura).

La cantidad de etapas dependerá de cada aplicación específica.

La altura de elevación y caudal de cada etapa se describen a través de la curva característica de la bomba.

Para cada etapa de la bomba, el impulsor esta fijado al eje y gira con este, mientras que el difusor se encuentra estático dentro de la carcasa de la bomba.

Dependiendo del tipo de etapa, el impulsor tiene de 7 a 9 alabes, los que proveen un movimiento suave al fluido pasando a través del impulsor. Se evita que el numero de alabes en el difusor sea diferente al número de álabes del impulsor, para evitar vibraciones.

Tipos de impulsores

Los impulsores para las bombas electrosumergibles (bes), según el diámetro y el caudal, son de flujo radial y flujo mixto. Generalmente el tipo de impulsor no se selecciona, ya que esta determinado en el proceso de diseño de la etapa.

Ver figuras 4.2.2, 4.2.3 y 4.2.4.

Caudal y altura de elevación

La geometría de la etapa controla el volumen que puede pasar a través de la misma. El caudal en la bomba no es aditivo sino constante cualquiera sea el número de etapas.

Altura, es el nivel al cual la bomba eleva el fluido producido.

La altura producida, en cambio, si es aditiva y la altura total es igual a la desarrollada por cada etapa multiplicada por el número de etapas.

Para un amplio rango de condiciones, para un caudal dado, la bomba produce “altura constante”. Es decir, que independientemente del fluido (agua, kerosén, petróleo, etc), éste será elevado la misma altura en función del caudal de producción. Por ejemplo, si una bomba levanta agua hasta 200 pies, levantar 160 crudo a 200 pies, alcohol o cualquier otro fluido.

Dada las características de igual altura para cualquier fluido, se acostumbra a graficar las curvas en unidades de altura (Curvas Características), por lo que una sola curva sirve para todas las aplicaciones.

Para graficar en unidades de presión se necesitaran una curva diferente para cada gravedad de fluido.

Ver figura 4.2.5.

Empuje del Impulsor

La diferencia neta entre las fuerzas ejercidas en la parte superior y la parte inferior de cada etapa, generan el empuje descendente debido a la presión.

En general, los impulsores de mayor diámetro tendrán un empuje descendente mayor para un mismo caudal.

Utilizando un “anillo de balance” entre el impulsor y difusor y perforando “agujeros de balance” en la cara superior del impulsor, se puede recircular fluido de baja presión sobre una gran parte de la superficie.

La mayoría de las bombas electrosumergibles se diseñan para operar con algún empuje descendente cuando se encuentran dentro del rango operativo.

El impulsor está fijo al eje y gira con el mismo. El difusor permanece estático dentro de la carcasa de la bomba.

Las bombas vienen en tres tipos básicos:

Bomba de Construcción “flotante”.- cada impulsor cuenta con movimiento independiente, el cual puede ser hacia arriba o hacia abajo en el eje.

Ver figura 4.2.6.

Bomba de Construcción tipo “compresión”.- cada impulsor esta fijo al eje, de modo que depende del movimiento del eje.

Bomba de Construcción tipo “BFL” (Flotante abajo).- Los impulsores superiores son de tipo “compresión”, mientras los inferiores son “flotantes”. Este tipo es un diseño especial para eliminar la transmisión de empuje descendente al protector.

Ventajas de las Bombas de Compresión

Algunas etapas cuentan con demasiado empuje para ser manejado por una arandela de empuje. Cada etapa tiene un impulsor y un difusor.

Las etapas se denominan de acuerdo a sus series (d, g, h, etc), marca de bomba que se utilice y la tasa a la mejor eficiencia en barriles por día a 60 hz.

Algunos fluidos no tienen suficiente lubricidad sobre las arandelas de empuje.

Si hay abrasivos o corrosivos, puede ser beneficioso manejar el empuje en una área limitado por aceite de motor.

En pozos con mucho gas, el volumen cambia tan drásticamente que algunos impulsores pueden tener excesivo empuje respecto a otros.

Debido a que el empuje esta manejado por el protector, si el cojinete del mismo tiene capacidad suficiente, podemos operar sobre un amplio rango sin reducir su vida útil.

Motor Sumergible

Es el componente que le sigue en importancia a la bomba y su diseño es trifásico, con dos polos de inducción.

La corriente es inducida en el rotor por el movimiento del campo magnético en el estator.

El campo magnético en el rotor hará girar el mismo, para tratar de alcanzar el campo del estator. Como hay un eje conectado al rotor, se obtiene trabajo útil.

El motor puede utilizarse con corriente alterna de 50 o 60 Hz., no existen diferencias de construcción entre un motor de 50 y 60 hz., excepto por su placa de identificación.

El rendimiento del motor cambia con la carga. Al igual que las bombas, los motores sumergibles tienen sus curvas de rendimiento.

La potencia (bhp) requerida varía en forma directamente proporcional con la *gravedad específica del fluido*.

Protector o Sello

Es el componente conectado entre la succión de la bomba y el motor.

El protector maneja el empuje axial generado por la bomba y balancea la presión dentro del motor y el espacio anular del pozo.

El protector puede utilizar un sello positivo o un sello laberíntico, diseñado para igualar la presión interna con la externa.

La sección inferior esta llena con aceite del motor y contiene los cojinetes de empuje descendente o ascendente.

El protector tiene tres funciones primarias:

- Mantener los fluidos del pozo fuera del motor.
- *Manejar el empuje ascendente o descendente desarrollado por la bomba.*
- Conectar el torque desarrollado en el motor hacia la bomba por el eje del protector.

Protectores Laberínticos

Este diseño utiliza la diferencia de densidad entre los fluidos del pozo (petróleo + agua) y el aceite del motor, de manera de mantenerlos separados aunque se encuentren en contacto directo. Es un sistema de tubo en "U" que mantiene el fluido del pozo mas pesado en la parte inferior de la unidad, manteniendo el *cojinete de empuje y el motor lleno de aceite limpio*.

Si el fluido del pozo es más liviano que el aceite del motor (densidad aproximada de 0,85), el sello laberíntico no funciona.

Protectores de Sello positivo o “Bolsa”

Estos utiliza un elastómero (bolsa), resistente a la alta temperatura de fondo de pozo.

La bolsa mantiene el fluido del pozo en el exterior y el aceite del motor limpio en el interior. Cuando el aceite del motor se expande o se contrae, la bolsa se dobla para acomodar el cambio de volumen.

Ver figura 4.2.7.

Cable de Potencia

El cable de potencia conecta el motor sumergible con la fuente de energía en superficie y como opción puede contener incorporada una línea de inyección de productos químicos.

La electricidad ingresa al motor a través del “pothead”.

El cable de potencia es uno de los componentes más importantes y sensibles en las aplicaciones de bombeo electrosumergible.

En pozos muy profundos o problemáticos el cable de potencia puede convertirse en el componente mas costoso del sistema.

El cable consta básicamente de tres conductores que pueden ser sólidos trenzados y utiliza una capa de aislamiento de estaño sobre los conductores individuales para proveer una protección adicional contra sustancias como el ácido sulfhídrico.

Cada conductor es aislado individualmente con material apropiado que se adhiere mecánicamente al conductor. Estos conductores pueden tener adicionalmente una barrera protectora y/o malla.

El cable completo se recubre para protección química y mecánica, y exteriormente esta “acorazado” con la armadura.

La función del cable es llevar potencia eléctrica desde superficie hasta el motor del subsuelo, también puede transmitir señales de presión y temperatura de regreso a la superficie.

Al diseñar un sistema se debe conocer si un cable determinado tiene el aislamiento suficiente para soportar el voltaje requerido, su resistencia a alta temperatura y además si entrará en el espacio anular entre el tubing y el casing.

En general, se fabrican para varios valores de voltaje (3KV, 4 KV y 5 KV), dependiendo del espesor y tipo de aislamiento.

Según su geometría, podemos clasificar los cables entre cables redondos y cables planos.

Los cables planos ofrecen protección mecánica, debido a que los cables, en general, son más susceptibles a dañarse durante la instalación.

Una desventaja considerable del cable plano es su asimetría. Mientras en el cable redondo todos los conductores se calientan por igual, en el cable plano el conductor central no puede disipar tanto el calor como los otros.

La caída de voltaje en un conductor depende directamente de la temperatura, por lo que en los cables planos donde la temperatura es mayor, la pérdida de voltaje será mayor.

En la zona del motor y bomba, el espacio para el cable es más crítico, por lo que en general el cable de extensión es de sección plana. Además la mayor temperatura a la que esta sometida la extensión requiere un material de mejor calidad para el aislamiento primario (por ejemplo Kapton).

Ver figura 4.2.8.

Rango Operativo Recomendado (R.o.r.)

Cuando se diseña e instala en una bomba para un pozo se trata de hacerla trabajar dentro del Ror, es decir, dentro del rango de caudal mínimo y máximo a una determinada corriente.

Por ejemplo: para la bomba gn 1600 a 50 hz. el Ror es de 132 m³/d hasta 285 m³/d.

Generalmente, se piensa que se refiere a los límites de empuje axial, donde la etapa trabajará con un empuje descendente hacia el lado izquierdo y con un empuje ascendente hacia el lado derecho, y si la etapa se encuentra dentro del rango esta balanceada y no habrá empuje neto en ninguna dirección.

Este concepto es casi siempre equivocado, Isaac Newton desarrolló una ley que dice "un objeto que se encuentra estático o en movimiento permanecerá en ese estado si no es afectado por una fuerza externa. El nuevo movimiento del objeto será determinado por la suma de todas las fuerzas que actúan sobre él".

Sobre el empuje del impulsor R.o.r hay tres fuerzas que actúan, estas son:

La fuerza de la gravedad, cuya dirección es siempre hacia abajo. La fuerza neta que resulta de la presión diferencial en la etapa, cuyas direcciones van hacia abajo o llegan a ser cero (el 0 cuando el q máximo y la altura es 0).

La fuerza de impulsión del fluido entrando a la etapa cuya dirección es hacia arriba o llegan a ser cero (es 0 cuando el q es 0).

- Los impulsores de mayor diámetro generan mayor empuje descendente que los impulsores de menor diámetro, pues cuenta con mayor *superficie sobre la cual actúa la presión diferencial y mayor masa.*
- El empuje descendente podríamos influenciarlo si pudiéramos reducir la presión en el área superior.

- Si usamos anillos de balance entre el impulsor y el difusor y perforamos agujeros en el faldón superior, podríamos recircular fluido sobre una gran parte de la superficie.
- Basándonos en lo mencionado antes, es lógico pensar que a la izquierda de las curvas tendremos empuje descendente y a la derecha de las mismas empuje ascendente.

Sin embargo:

- No todas las etapas pueden generar empuje ascendente.
- La mayoría de las bombas electrocentrífugas sumergibles son diseñadas para operar con cierta cantidad de empuje descendente del Ror.
- Dependiendo del tipo de etapa, esta puede manejar el empuje descendente hasta el punto de caudal cero.

Las bombas vienen con 3 tipos de etapas:

- El tipo "fl" (construcción flotante), el impulsor esta libre para moverse hacia arriba o hacia abajo del eje.
- El tipo "c" (compresión), cada impulsor esta fijado al eje de forma rígida.
- El tipo "bfl" (flotante abajo), los impulsores superiores son del tipo compresión y los inferiores son del tipo flotante. Es un diseño especial para eliminar todo empuje descendente.

El extremo superior esta expuesto a la presión de descarga de la bomba, la cual es mayor que la presión de entrada. La presión empuja el eje hacia abajo (excepto cuando el caudal esta en su valor máximo).

El eje tiene un determinado peso, por lo que el empuje del eje es hacia abajo nunca hacia arriba.

Por ejemplo una bomba gn 2100, que produce 564 m de altura (tomamos una

gravedad específica de 1 para calcular este valor como presión), el área transversal del eje la sacamos del catálogo, y es de 3.88 cm².

$$F = (p_d - p_e) * a = 56,4 \text{ kgr/cm}^2 * 3.88 \text{ cm}^2 = 218 \text{ kgr}$$

sin tomar en cuenta el peso del eje, normalmente no representa un problema, a menos que la carga del empuje descendente este muy cerca de la capacidad del cojinete de empuje del protector.

Al momento de seleccionar el protector tenemos que considerar el empuje del eje teniendo en cuenta si este trabajara con una bomba tipo flotante o con una del tipo compresión.

A continuación un Ejemplo práctico para el diseño de selección de bomba para un pozo con las siguientes características:

Casing 7" y queremos producir 280 m³/d.

La altura dinámica total requerida será 564m.

La potencia eléctrica disponible es de 50 hz.

Se cuenta con bombas de las series "d" (dn 1800, y dn 2150) y también bombas de las series "g" (gn 1600, gn 2100 y gn 7000).

¿Cuál podríamos utilizar?

Diseño para 280 m³/d

- Lo primero que hacemos es mirar el catalogo para ver que bombas son disponibles para producir 280 m³/d.
- para energía de 50 hz., se usaran las curvas de 3000 rpm.
- De las bombas disponibles vemos que hay 4 bombas que pueden producir 280 m³/d dentro del Ror, la dn 1800, la dn 2150, la gn 1600 y la gn 2100.

¿Que podemos hacer con 4 opciones?

Podemos diseñar con las 4 y comparar, pero nos demandaría tiempo; la bomba de mayor diámetro casi siempre será la mejor.

Las ventajas obtenidas por un bomba de mayor diámetro son:

- Más eficientes
- Más económicas
- Maneja mejor gas y viscosidad.
- Maneja HP más altos.

Comparemos las bombas gn 1600 y gn 2100 (7").

Gn 1600: produce 6.65 m por etapa(35 pies).

Gn 2100: produce 9.15 m por etapa (45 pies).

Si miramos las curvas, veremos que la gn 2100 trabajará mas cerca del Ror, lo que nos dice que esta bomba será mas eficiente.

En el diseño para 280 m³/d, requeríamos una altura dinámica de 564 m.

Si tomamos la bomba gn 2100 sabemos que producirá 9.15 m por etapa y requerirá 0.62 bhp/etapa.

$$\frac{564m}{9.15m / etapa} = 62etapas$$

¿ Cual será la eficiencia?

Para la bomba gn 2100 la eficiencia será:

$$= \frac{280 * 564x * .00}{38.4 * 6580.3} = 62.5\%$$

Si tomamos la bomba gn 1600 sabemos que producirá 6.65 m por etapa y requerirá 0.55 bhp/etapa.

$$\frac{564m}{6.65m/etapa} = 85etapas$$

En la bomba gn 1600 la eficiencia será:

$$\frac{280 * 564 * 1.00}{46.8 * 6580.3} = 51.3\%$$

La bomba gn 1600 tiene una eficiencia de 51.3 % y requiere 46.8 hp.

La bomba gn 2100 tiene una eficiencia de 62.5 % y requiere 38.4 hp.

- Eficiencia = trabajo de salida/trabajo de entrada
- Para la bomba gn 1600
- 46.8 hp - 24 hp = 22.8 hp perdidos
- Para la bomba gn 2100
- 38.4 hp - 24 hp = 14.4 hp perdidos

Comparando los diseños, podemos observar que:

Para la bomba gn 1600

- Tiene menos eficiencia
- Requiere un motor de menor dimensión, por lo tanto mas electricidad.
- Mas etapas.
- Sistema mas caro.
- Comparación entre los diseños

Para la bomba gn 2100

- Tiene mas eficiencia
- Requiere un motor de menor dimensión, por lo tanto menos electricidad.

- Menos etapas.
- Sistema mas barato.

Las ventajas que presenta el Sistema son:

- A poca profundidad y pozos de gran diámetro puede extraer caudales muy alto, superiores a los 3,000 m³/día.
- Operación muy sencilla.
- *Puede utilizarse en locaciones urbanas.*
- Opera sin dificultades en pozos desviados.
- Aplicable en operaciones off shore.
- Fácil tratamiento de la corrosión (sale con conducto para productos químicos)
- Amplio rango de tamaños.
- Mientras que las desventajas del Sistema son como siguen:
- No es aplicable a terminaciones múltiples.
- *Se necesita una fuente de energía eléctrica y altos voltajes.*
- Los bajos caudales en pozos profundos pueden limitar su uso.
- No son muy flexibles, por lo que debe reemplazarse el equipamiento cuando los pozos declinan.
- Los cables se deterioran por altas temperaturas.
- *Tienen limitaciones de profundidad debido a la temperatura y al alto costo del cable.*
- El gas y el contenido de sólidos causan problemas.
- El diámetro del casing es limitativo.
- Las intervenciones para el cambio de equipo son de mayor duración.

BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

Preliminar

Al final de los años '20, Rene Moineau desarrolla el concepto de las bombas de engranajes helicoidales. Una de estas bombas tomó la forma de la que ahora es conocida como Bomba de Cavidades Progresivas, Bomba Tornillo o Bomba Moineau. La bomba de Cavidades Progresivas está compuestas por un rotor, cuya forma externa es la de una hélice, el cual rota en el interior de un estator, moldeado internamente con forma de hélice, produciendo entre ambos un efecto de bombeo o elevación. Desde esa época las PCP han sido usadas como bombas de transferencia de fluidos en un amplio rango de aplicaciones para la industria petrolera. Sin embargo, con la excepción de algunos planes piloto, no fue hasta finales de los '70 que se realizó un esfuerzo conjunto para utilizar las PCP como métodos de extracción artificial de petróleo.

En 1979, una compañía Canadiense operadora de petróleos pesados, que producían pozos con grandes concentraciones de arena, comenzaron a experimentar con las PCP. Después de unas pruebas realizadas con gran suceso, el desarrollo de los sistemas de fondo basados en bombas de cavidad progresiva progresó vertiginosamente. Unos pocos años después, este producto comenzó a comercializarse en forma masiva en los yacimientos canadiense de Heavy Oil. Al mismo tiempo lo fabricantes de PCP, comenzaron a realizar avances en términos de capacidad de extracción, profundidades máximas y las capacidades de los elastómeros. A partir de 1994, estos desarrollos se habían extendido a un amplio número, la cantidad de PCP que se utilizaban en el mercado, abarcando aplicaciones como:

- Producción de petróleo pesado y Bitúmenes (<18°API) con cortes de arena del 50%.
- Producción de Crudos Medios (18< °API <30) con limitaciones en la cantidad de Sulfuros.
- Producción de petróleos livianos (>30°API) con limitaciones en el contenido de aromáticos.
- Trabajos en pozos de Recuperación Secundaria.

En los últimos años las PCP han experimentado una surgencia gradual como un método de extracción artificial común. Sin embargo, el método de extracción con la cavidad progresiva es bastante nuevo, comparados con los otros métodos de extracción artificial como las Electrosumergibles o el Bombeo Mecánico.

Las bombas de cavidad progresiva son del tipo de desplazamiento positivo, la cual consiste en rotor de acero de forma helicoidal y un estator sintético que se encuentra unido a un tubo de acero. El estator es colocado al final de la sarta de la tubería de producción, mientras que el rotor es conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de la sarta de varillas, la cual es transmitida al rotor es generada por un motor eléctrico que se encuentra en el equipo de superficie. El movimiento del rotor dentro del estator genera que el fluido sea extraído. **Ver figura 4.3.1.**

El sistema PCP tiene características únicas, las cuales lo hacen ventajoso, en ciertos casos, si los comparamos con otros sistemas de extracción artificial.

Una de las características más importantes es la gran eficiencia con la cual trabaja, alrededor del 50 al 60% (la más alta comparada con otros sistemas de extracción artificial).

Elementos de Instalación y sus Características Operativas

La siguiente es una descripción completa comenzado desde el fondo del pozo hasta el equipamiento de superficie, de todos los componentes, conexiones sistemas de control y herramientas que se utilizan en una instalación standard PCP. *Ver figura 4.3.2.*

Los elementos de la sarta son:

Tubo Filtro y Malla

Se utiliza para evitar que trozos de regular tamaño del mismo, queden dentro del espacio anular, en caso de rotura de estator con desprendimiento de elastómero,. *Una vez cambiada la instalación de fondo, estos pedazos de elastómero podrán ser recuperados con un equipo de servicio de pozos y no permanecerán en el pozo donde se corre el riesgo que sean succionados nuevamente por la bomba, una vez reinstalada provocando "atrapamientos" en la PCP u obturaciones en una bomba de profundidad. La condición para su instalación es que la suma de las áreas de sus orificios sea igual o mayor a seis veces el área de succión de la bomba, es decir seis veces el área de los orificios del niple de paro doble o de las canaletas del niple de paro simple. La ausencia de la malla filtro permite que en caso de existencia de arena, no tapone los orificios y puedan ser succionados libremente por la bomba. Por esta razón también la tapa inferior del filtro debe poseer orificios.*

Ancla de Torque

Al girar la sarta en el sentido horario, o hacia la derecha, se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha , es decir hacia el sentido de desenrosque de los tubos. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor

dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento del tubing. El ancla de torque evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. El ancla de torque instalada debajo del estator, elemento de la columna donde el esfuerzo de torque es mayor.

Su instalación es opcional, ya que las bombas PCP de menor caudal a bajas velocidades o a bajas profundidades, no alcanzaron torques importantes y no producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos. Esto es debido a que cuando no se instala se debe torquear la columna de tubing con el máximo grado API correspondiente a esa tubería, para evitar su desenrosque.

Conexión entre ancla de Torque y niple de Paro

Las anclas de torque vienen normalmente con roscas de 2.7/8" o eventualmente con 3.1/2". Los niples de paro, de rosca doble, vienen con rosca macho inferior de 2.3/8", de 2.7/8", de 3.1/2" todas con roscas API EUE, o de 4" API NU (Non-upset). Por consiguiente en cada caso es necesario la reducción o cupla adecuada.

Las reducciones 2.3/8" x 2.7/8" y 2.7/8" x 3.1/2" se obtiene normalmente en el mercado. Las reducciones de 4" NU x 3.1/2" EUE deben ser maquinadas de un cuerpo completo, tal como una barra de sondeo, y nunca como resultado de la soldadura entre dos cuplas.

Ver figura 4.3.4.

Niple de Paro

Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator.

Sus funciones son:

- 2 Sirve de Tope al rotor en el momento del espaciamento.
- 2 Sirve de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando.
- 2 Como succión de la bomba

Existen dos tipo de Niples de Paro:

De Rosca Simple: (una sola rosca hembra roscada al estator). Es para el caso de no instalar ancla de torque o ningún otro elemento por debajo del estator. Lleva una tapa en su extremo inferior, que sirve de tope al rotor. Enfrentadas entre sí lleva dos ranuras anchas que son la succión de la bomba.

De Rosca Doble: Con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torque o cualquier otro elemento. A una distancia de aproximadamente 30 cm desde el último filete de la rosca superior, tiene internamente una pieza con cuatro orificios que sirven de succión a la bomba. A la vez, el centro de la misma hace de tope con rotor, para el espaciamento.

Estator

Conexión entre Estator y Niple Intermedio

Caben las mismas consideraciones que para la conexión entre el niple de paro y el ancla de torque. Como en ese caso, corresponde una reducción o Cupla, d pendiendo de la unidad instalada.

Niple Intermedio (pup-joint)

Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro del tubing no lo permite. En estos casos es imprescindible su instalación.

El rotor, es correctamente espaciado y en funcionamiento, debe asomar de la parte superior del estator unos 48 cm, cuando los extremos inferiores de ambos se encuentran al mismo nivel. Pero previo al funcionamiento, el rotor queda asomado por encima del estator unos 48cm, mas la medida del *estiramiento calculado, el que puede ser de más de 5 pies (1.5mts)*, dependiendo de la profundidad de la instalación, del TDH y del diámetro de las varillas. Una vez que la unidad funciona, las varillas se van estirando, hasta que el rotor alcanza la medida antes mencionada.

Conexión entre niple Intermedio y Zapato probador

Las consideraciones son las mismas que las vistas anteriormente.

Zapato Probador (Niple de asiento) de hermeticidad En caso de ser instalado (altamente recomendado), debe ser siempre arriba del niple *intermedio o del ancla de tensión, para poder probar toda la cañería y además* porque como su diámetro interno es menor que el del diámetro del tubing no permite el paso de centralizadores a través de sí mismo.

Cuando se desea realizar alguna prueba de hermeticidad sobre el niple de asiento se deben seguir las recomendaciones a continuación:

- / Si se trata de una instalación nueva, se realiza una vez instalado el puente de producción, y antes de conectar el sistema motriz al cabezal.

En caso de ser una instalación existente se desconecta en superficie el *sistema motriz del cabezal, quitando las fajas y la polea, o el acoplamiento flexible*. El cabezal debe tener conectado el freno antiretroceso y la cuña trabando el eje. Esto evitará que al llenar la columna de producción con la motobomba, la presión diferencial entre, entre columna y tubing, haga que la bomba actúe como motor y gire en sentido inverso. Si esto sucediera, y de estar conectado el cabezal al sistema motriz, su velocidad de rotación inversa resultante, que no es controlable, sería a su vez transmitida en forma ampliada al motor, caja reductora, etc. en la misma relación de *reducción. Esto podría ocasionar la rotura del sistema motriz y/o accidentes personales.*

La interferencia entre el rotor y el estator es sello suficiente para probar la hermeticidad, aunque siempre existe escurrimiento, directamente proporcional a la presión total sobre la bomba. La suma de la presión de prueba más la altura de la columna debe ser tal que no supere la altura manométrica de la bomba , para evitar dañarla. Para calcular la presión de ensayo, entonces, se debe tener en cuenta la profundidad de la *instalación, por ejemplo una bomba 60TP2000 (200 bares de altura manométrica) instalada a 1700mts(170 bares) requerirá una presión de prueba inferior a 30 bares o 430psi*

Tubería de producción (Tubing)

En caso de haber instalado un ancla de torque, la columna se arma con torque óptimo API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aún con ancla de torque, se debe proporcionar el torque máximo API, de este modo en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de librarla, lo que se

realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torque , se debe torquear la columna también con el máximo API, para prevenir el desenrosque del tubing.

Ancla de Tensión

Cuando la profundidad de la instalación es mayor a los 1300 mts, y no se instala ancla de torque, se debe instalar un ancla de tensión, para asegurar el correcto tensado de la tubería y evitar las vibraciones producidas en la columna por el movimiento excéntrico del rotor. El ancla de tensión, no sirve como ancla de torque, normalmente se le instala por encima del niple intermedio.

Elementos de la Sarta

Rotor

Estando el estator y el rotor al mismo nivel sus extremos inferiores, el pin del rotor sobresale del estator aproximadamente unos 460mm a 520mm. Este dato permite verificar en muchos casos si el espaciamiento fue bien realizado. En caso de presencia de arena , aunque sea escasa , esta deja muchas veces marcada la hélice del rotor. de este modo, al retirar el rotor por cualquier motivo, se puede observar en que punto estuvo trabajando dentro del estator, partiendo del extremo superior del rotor.

Cupla de conexión del rotor al niple de maniobra largo o a la primera varilla

Dependiendo del rotor y del diámetro de la sarta corresponde instalar una cupla o una reducción. Las reducciones de 3/4" x 7/8" y de 7/8"x 1" son de fácil obtención.

Niple de Maniobra de largo 12 pies Es muy importante instalar un niple de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una varilla,

cuando gira a velocidades superiores a las 250rpm. Cuando se instala una *varilla*, debido a su largo y al movimiento excéntrico del rotor que se transmite directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes del último tubing. El niple de maniobra, al ser de menor longitud que una varilla, su pandeo es mucho menor, dependiendo de su diámetro.

En general, por encima del niple de maniobra se colocan 2 centralizadores de varillas, que impiden la transmisión del movimiento excéntrico al resto de la sarta.

Centralizadores de Varillas Para velocidades superiores a 250 rpm y/o profundidades de instalación mayores de 1200 mts, con altos cortes de agua es necesaria su instalación. No es conveniente su uso en aquellos pozos con alto contenido de arena, ya que puede obstruir los canales de los centralizadores. De todos modos en este tipo de pozos la bomba debe girar despacio, por debajo de las 250rpm. Otro caso similar es con petróleo viscoso, donde los centralizadores producirían pérdidas de carga adicionales, y en donde el mismo fluido amortigua el rozamiento de las varillas, por ello, se deben instalar dos centralizadores inmediatamente por encima de la primer varilla o trozo de maniobra de 12 pies sobre el rotor. Nunca se deben instalar los centralizadores por encima del rotor ya que esto evitaría el movimiento excéntrico del mismo y la bomba no trabajaría.

Para asegurar un buen centralizado, sobre todo en pozos profundos, es conveniente agregar un centralizador en la mitad de la sarta, y otro cercano a la boca del pozo.

Ver figuras 4.3.2 y 4.3.5.

Tipos de Centralizadores

Localmente se obtienen centralizadores rotativos, que giran junto con las varillas, y reemplazan a las cuplas estándar. Su diámetro externo es igual al diámetro interno del tubing correspondiente. Están fabricados de acero SAE4142 al igual que las varillas y recubiertos por un plástico resistente al petróleo. Viene en medidas de 2 7/8"x3/4", 2 7/8"x7/8" y 3 1/2"x1"

En las operaciones de YPF, se cuenta con centralizadores de varillas contruidos íntegramente del mismo tipo plástico que los anteriores. Viene partido en dos mitades, las que se unen sobre el cuerpo de la varilla y su parte externa se apoya sobre la pared del tubing. *Se fabrican en cualquier medida de varilla y tubing.*

Finalmente, existen centralizadores no rotativos, que reemplazan a las cuplas estándar, pero que actúan como "cojinetes". Están compuestos por una camisa plástica (fija) del mismo material que los anteriores. Su diámetro externo es igual al del interior del tubing correspondiente. Por dentro, atraviesa una espiga de acero de 4" de largo, cuyos extremos tienen roscas de la misma medida de las varillas que centralizan.

Datos del Pozo

La información necesaria para el correcto dimensionamiento de la bomba es:

1. El perfil o los datos de completación del pozo:
 - Intervalo productivo y profundidad de los punzados.
 - Diámetro del casing.
 - Diámetro del Tubing.
 - Existencia del packer.
 - Desviación en caso de este tipo de pozos.

Profundidad del Pozo.

2. *Los datos de Producción*

Sistema actual de extracción y disponibilidad de energía eléctrica.

Nivel estático.

Nivel dinámico para la producción prevista.

Índice de Productividad.

Corte de Agua.

La relación gas-petróleo GOR, si es posible por la cañería de producción.

La temperatura de fondo BHT(Bottom Hole production) en °C.

La contrapresión en boca de pozo WHP (Well Head Pressure).

3. *Los datos del fluido.*

Densidad del oil.

Densidad de agua de formación.

Densidad de gas.

La viscosidad del fluido a la temperatura de fondo.

La presión de burbuja de gas.

Contenido de arena.

Contenido de aromáticos.

Contenido de SH₂, CO₂ u otros posibles agentes agresivos o corrosivos.

4. *Los datos de producción requeridos.*

Profundidad de la instalación de la bomba.

Caudal deseado.

Caudal de los Parámetros de Producción

No todos los datos listados anteriormente son siempre necesarios: Por ejemplo, cuando se trata de fluidos con altos cortes de agua, la viscosidad de la mezcla se toma aproximada a la del agua, tales como el TDH (Total Dynamic Head) o el torque de fricción en las varillas. Otro caso sería en pozos con GOR despreciables, una buena presión de sumergencia PIP(Pump Intake Pressure) y baja presión de burbujeo, donde el GLR a la succión de la bomba es prácticamente cero.

Con los datos listados en el punto anterior se procede al cálculo de los *parámetros de producción*:

Velocidad de la bomba en RPM

Altura dinámica Total (TDH)

Pérdida de presión en el tubing

Sumergencia

Relación GLR (Gas-Liquid Relationship) a la succión en la bomba.

Esfuerzos en las varillas.

Potencia requerida e el eje.

Esto se puede realizar en algunos casos con buena aproximación sobre la base de las curvas de performance de las bombas. Estas curvas para el caso que mostraremos están desarrolladas en base al agua. Los casos mencionados son aquellos pozos con alto contenido de agua o fluidos de baja viscosidad y bajo GOR.

En estas curvas se muestra la velocidad de rotación en función del caudal a extraer y de un TDH determinado del pozo. Asimismo, con las líneas

punteadas, se obtiene la potencia en el eje, la que como se verá depende de la *eficiencia hidráulica total del sistema, de la velocidad y del TDH.*

En pozos con petróleo pesado o con fluidos de alta viscosidad, estas curvas subcalculan la potencia en el eje, ya que no tienen en cuenta la potencia necesaria para vencer el torque de fricción entre el fluido, las varillas y el tubing. Este torque, despreciable en agua y en petróleos livianos o medios, se vuelve un factor muy importante en crudos de alta viscosidad y debe ser calculado.

Del mismo modo en pozos con alto contenido de gas la velocidad de rotación *para obtener una determinada cantidad de fluido, es superior a la obtenida de las curvas,* requiriéndose en ese caso el cálculo del gas libre al ingreso de la bomba.

Formulas de cálculo para dimensionamiento de Curvas

Altura dinámica Total o TDH

- Una definición del TDH es la carga hidráulica, es decir la presión que debe superar la bomba para poder elevar el fluido desde el nivel dinámico hasta la boca del pozo. **Ver figura 4.3.6.**

La presión es la suma de tres componentes:

Presión hidrostática

- Es la presión generada por la columna de fluido medida verticalmente, *entre el nivel dinámico y la boca de pozo. Es proporcional a esta distancia y a la gravedad específica del fluido.*

Pérdidas de presión en el tubing

- Es la presión dinámica generada por la fricción del fluido contra las paredes del tubing. Es función de los siguientes parámetros:

Longitud del tubing (Profundidad de la bomba).

Diámetro del tubing.

Caudal.

Viscosidad del fluido.

Presión en la boca de Pozo

- Es una presión dinámica, requerida para conducir el fluido hasta las instalaciones de superficie desde la boca de pozo.

Longitud de tubería de conducción y diámetro.

Caudal.

Viscosidad.

Es importante hacer notar que el TDH y la profundidad de la bomba son dos cantidades diferentes y no deben ser mezcladas.

También puede definirse como la altura total entregada por la bomba a un caudal determinado. Esta altura nunca debe ser mayor a la altura manométrica de la bomba.

Donde:

$$TDH_{[BAR]} = N.D + WHP + F_L$$

$$N.D_{[BAR]} = \frac{N.D_{[M]} * \rho}{10.21 \text{ mts}/\text{bar}}$$

N.D es el nivel dinámico expresado en bar . Se calcula como

WHP(Well head pressure) es la presión en boca de pozo en bar

F_L(Friction Loss): es la pérdida de carga en el tubing (en bar) y depende de la viscosidad del fluido, del caudal, de la profundidad de la

instalación, de la bomba , del diámetro del tubing, y del diámetro de las varillas y del diámetro de sus cuplas.

$$F_{[Bar]} = \frac{22.2222 * Q * PSD * \mu}{\pi(\phi_i^2 - \phi_v^2) * (\phi_i^2 - \phi_c^2)} + \frac{0.4888 * Q * PSD * \mu}{\pi(\phi_i^2 - \phi_c^2) * (\phi_i^2 - \phi_c^2)}$$

Q es el caudal a extraer en m³/día

PSD(Pump setting depth) es la profundidad de instalación de la bomba en mts.

μ : es la viscosidad media de fluido en al columna expresada en cPo

ϕ_i es el diámetro interno del tubing, medido en mm.

ϕ_v es el diámetro de la varilla, medido en mm.

ϕ_c es el diámetro externo de las cuplas medidos en mm.

La carga axial se determina de:

$$\text{Carga Axial} = PSD * [mv - \delta * S_v / 10000] + [TDH * (S_R - S_v)]$$

Donde

mv: peso de las varillas en el aire.

δ =Densidad del fluido Kg/m³.

TDH en bares

PSD (Pump setting Depth) profundidad de la instalación de la bomba en mts.

S_R sección del rotor en cm².

S_v sección de la varilla en cm².

Aproximadamente, la fórmula se puede expresar así:

$$\text{Carga Axial: } [0.87 * PSD * mv * \delta] + TDH * (S_R - S_v)$$

Eficiencia volumétrica en Bombas

- La eficiencia volumétrica es la relación entre el volumen entregado por la bomba a una velocidad dada y a una altura dada, y el volumen que entregaría la misma bomba a la misma velocidad y a altura cero (flujo abierto).

A altura cero no hay escurrimiento. El volumen entregado es igual al desplazamiento de la bomba $4 \times DE \times P$ multiplicado por el número de revoluciones.

$$Q_0 = 4 \times DE \times P \times n \times 1440 \text{ (m}^3\text{/día)}$$

La eficiencia en este caso es del 100%

Al aplicar presión toma lugar el escurrimiento, disminuyendo en consecuencia la eficiencia.

El escurrimiento varía con la altura y no con la velocidad.

Potencia Eléctrica

- Potencia Eléctrica [KVA]=,73*V*I/1000

donde

V[Volts] = Voltaje de Línea.

I[Amp] = Corriente de fase del Motor en caso de ser conectado en estrella.

Cuando se quiere determinar la potencia efectivamente consumida por el motor eléctrico, el amperaje medido en el tablero con la pinza amperimétrica incluye la energía reactiva (es decir, toma una medición sobre la base de la potencia aparente) y también incluye las pérdida mecánicas en el motor. La fórmula a aplicar es:

Potencia Eléctrica [KWatt]=,73* V * Imedida * cos Fi * e /1000

donde e es la medida de la eficiencia del motor.

Torques

- $M[\text{Nw.m}] = \text{Potencia}[\text{Kw}] * 973 / n[\text{rpm}]$

$$M[\text{Nw.m}] = \text{Potencia}[\text{Hp}] * 5252 / n[\text{rpm}]$$

M es el par resistente total, compuesto por la suma del par resistente hidráulico, el par de fricción propio de la bomba, de los torque creados por la fricción de la sarta y de las cuplas en el fluido.

Esfuerzos en las Varillas

Determinación de la Eficiencia

La eficiencia a una dada velocidad y altura se puede determinar de un gráfico de performance de bombas, como se muestra en el siguiente ejemplo:

Bomba Modelo	120 TP 2000
Velocidad	405 rpm
Volumen (m3/día) a altura cero	78 m³/día
Eficiencia de la Bomba es:	100%

Diseño de Componentes y Consideraciones

Las bombas de cavidad progresiva son extremadamente flexibles por su habilidad de funcionar en un gran rango de aplicaciones. Sin embargo, el éxito en una aplicación particular requiere que el sistema componente se adapte perfectamente con las condiciones del pozo.

Aunque los componentes a diseñar son relativamente pocos, hay una gran variedad de tipos y tamaños de ellos disponibles en el mercado, sobre los cuales se puede escoger. En la **figura 4.3.7** se muestra cuales son los componentes que se deben diseñar para completar el sistema.

Consideraciones en el diseño de la Bomba

Las consideraciones más importantes incluyen: caudal requerido a extraer, profundidad de extracción, datos de Temperatura, compatibilidad de fluidos, limitaciones en el tamaño de Casing, capacidad de manejo de arena, comportamiento del fluido a la entrada de la bomba, limitaciones en la potencia y en el torque. Uno de los parámetros que hace influencia sobre el caudal de diseño, es la eficiencia de la bomba la cual es función del escurrimiento, entrada de producción a la bomba e interferencia de gas.

Ver figura 4.3.8.

Desplazamiento de la Bomba y Capacidad de Manejo de Presión.

En la selección de una bomba PCP, las variables críticas a considerar son su capacidad de desplazamiento y su capacidad de manejo de presión. Por lo tanto, es importante que se disponga de una información de condiciones de producción. Las posibles fuentes para tener en cuenta al momento de determinar los datos previos son: experiencia de campo, simulaciones de reservorios y datos IPR.

El diseño del caudal de la bomba, el cual se asume ser el máximo al cual la bomba debe operar, este puede ser determinado como:

$$Q_{diseño} = \frac{100 \cdot Q_{actual}}{\eta}$$

donde

$Q_{diseño}$ = Caudal de diseño de la bomba (m³/día).

Q_{actual} = Caudal requerido (m³/día)

η = Rendimiento de la bomba en %

El caudal de diseño de la bomba es mayor que el caudal del fluido anticipado, ya que este refleja las ineficiencias durante la operación del sistema. La eficiencia volumétrica es afectada por el escurrimiento, problemas en la entrada a la bomba y la interferencia de gas el requerimiento mínimo de volumen desplazado por la bomba es definido por el caudal de diseño de la bomba y la velocidad de rotación de la bomba en operación, definen donde:

$$V_{min} = \frac{Q_{diseño}}{N}$$

V_{min} = Volumen requerido de extracción por rpm ($m^3/día/rpm$).

$Q_{diseño}$ = Caudal de diseño ($m^3/día$).

N = Velocidad de rotación de la bomba en rpm.

Teóricamente la velocidad a la cual gira la bomba deberá estar definida, sobre la base de la viscosidad del fluido procesado. La **tabla 4.3.1** muestra las velocidades óptimas y máximas recomendadas para la producción de fluidos en diferentes rangos de viscosidad. En cualquier caso, siempre es preferible que la bomba corra a bajas velocidades para incrementar de esa manera la vida de la bomba, de la sarta de varillas, tubing y equipo de superficie. Esta práctica también sirve para minimizar las pérdidas de eficiencia debido a las limitaciones en el flujo de entrada a la bomba, para el caso de fluidos viscosos. El nivel de extracción neto de la bomba (*net lift*) se define como la diferencia entre la presión de entrada a la bomba y la presión de descarga de la misma.

$$P_{Lift} = P_{Discharge} - P_{Intake}$$

donde:

P_{Lift} = Requerimiento de extracción en presión (kpa o psi).

$P_{Discharge}$ = Presión a la cual el fluido abandona la bomba (kpa o psi).

P_{Intake} = Presión de entrada a la bomba (kpa o psi).

El nivel de extracción neto de la bomba es usado para determinar el mínimo requerimiento de presión de la bomba a seleccionar. Normalmente, la presión de entrada a la bomba es una función de la presión en el Casing, la presión debido a la columna de gas y a la columna de líquido en el espacio anular. Sin embargo, en sistemas donde se utilizan separadores de gas, la caída de presión que ocurre debido al paso del fluido a través de estos componentes debe ser restado de la presión de entrada a la bomba. Una medida estimada de la presión de entrada a la bomba puede ser la siguiente:

$$P_{Intake} = P_{CHP} + P_{Gas} + P_{Líquido} - P_{TAIL}$$

donde:

P_{Intake} = Presión de entrada a la bomba (kpa o psi).

P_{CHP} = Presión en el Casing (kpa o psi).

P_{Gas} = Presión debido a la columna de gas (kpa o psi).

$P_{Líquido}$ = Presión debido a la columna de líquido (kpa o psi).

P_{TAIL} = Presión debido a la pérdida de carga en algunos componentes auxiliares de la columna (kpa o psi).

La presión de descarga de la bomba puede ser calculada como la suma de las caídas de presión en el tubing, presión debido a la columna de líquida en el mismo tubing, y la presión en boca de pozo.

$$P_{Discharge} = P_{THP} + P_{Liquido} + P_{perdidas}$$

donde:

$P_{Discharge}$ = Presión de Descarga de la bomba (kpa o psi).

P_{THP} = Presión en el Tubing (kpa o psi).

$P_{Liquido}$ = Presión debido a la columna de liquido (kpa o psi).

$P_{perdidas}$ = Presión debido a las pérdidas de carga en el tubing (kpa o psi).

Las pérdidas de presión en el tubing serán tratadas más adelante. La presión ejercida por la columna de gas o líquido puede ser calculada usando la siguiente fórmula:

$$P_{columna} = H \rho C$$

donde:

$P_{columna}$ = Presión debido a al existencia de gas o líquido en la columna (kpa o psi).

H = Altura vertical de la columna (m o ft).

ρ = Densidad del gas o del fluido (Kg/m³ o lbs/ft³).

C = Constante (SI: 9.81×10^{-3} o Imperial: 6.94×10^{-3}).

Se deberá notar la correlación existente entre la profundidad del pozo y la presión ejercida por la columna en términos del TDH. La **figura 4.3.9** muestra la presión ejercida ya sea por gas o bien por líquido para distintas profundidades y densidades. En pozos con apreciables cantidades de gas (GOR >10) se deberá tener en cuenta los efectos del gas cuando se calcule la presión ejercida en la entrada a la bomba. En estos casos, el fluido contiene una mezcla de gas libre y en solución, y como resultado la densidad del fluido varía dependiendo de su ubicación en el pozo. Simulaciones que se realicen sin tener en cuenta los efectos del gas, utilizando únicamente valores normales

de densidad de petróleo, nos llevará a sobreestimar la presión ejercida por la columna en el anular. En estos casos, la densidad del fluido equivalente deberá ser determinada usando las correlaciones apropiadas para gas y petróleo.

Una vez conseguidos los requerimientos de presión y caudal, se puede determinar los rangos de los modelos de las bombas, los cuales satisfacen los requerimientos para una aplicación dada. Por ejemplo, en la **figura 4.3.10** se muestra las bombas que son aplicables para un pozo, con los siguientes requerimientos; un desplazamiento mínimo de 0.3 m³/dia/rpm y una presión de 9.5 Mpa (1738 psi).

Aunque todas las bombas en la región sombreada funcionarían en esta aplicación, el ajuste de una bomba en particular decrece cuanto más se aleja la selección de los puntos de intersección.

Diseño en la Geometría de la Bomba

En la mayoría de los casos, diversos tipos de bombas cumplirán con los requisitos de mínimo caudal y levantamiento. Esto es evidente si analizamos la figura anterior donde 12 bombas se ajustan a los requerimientos.

Sin embargo, dependiendo de la aplicación, algunas de ellas cumplirán mejor que otras, dependiendo de la aplicación. En la página dedicada a principios básicos, se demostró como bombas con distinta geometría podrían obtener el mismo resultado.

La primera consideración es el diámetro del casing, el cual impone restricciones en el diámetro de la bomba a utilizar. Los diámetros de la bomba varían entre 48mm y 121mm, típicamente se incrementaron los diámetros con los desplazamientos. En aplicaciones donde los pozos tienen un diámetro de

casing reducido, o donde la bomba va a ser bajada con algún tipo de camisa, el diámetro máximo de la bomba se ve restringido.

El manejo de arena por parte de la bomba es otra consideración en la selección óptima de la geometría de la bomba. En aplicaciones donde se producen cantidades significativas de arena (Por ejemplo > 2% por unidad de volumen), la habilidad de la bomba para transportar arena es una característica a tener en cuenta. La habilidad de la bomba para remover la arena desde dentro de la cavidad está directamente relacionada con la fuerza que puede aplicar para mover la arena y la cantidad de ella que debe ser producida.

$$\phi_{\text{Barrido}} = \arcsin \left[\frac{p}{\sqrt{x^2 (4e + D)^2 + p^2}} \right]$$

donde:

ϕ_{Barrido} = Presión de Descarga de la bomba (kpa o psi).

p = Paso del estator (mm o in).

e = Excentricidad de la bomba (mm o in).

D = Diámetro nominal del Rotor (mm o in).

Para bajos ángulos de barrido del rotor, éste aplica más fuerza a lo largo del eje de la bomba que la que hace en forma circular, por lo tanto provee una limpieza más efectiva de las cavidades por cada revolución. En adición, bombas de pequeños desplazamientos tienden a tener pequeñas cavidades comparándose con las bombas grandes y por lo tanto, proporcionalmente hay menos arena para remover de cada cavidad. Los ángulos de barrido del rotor son presentados como función del desplazamiento de la bomba, para una amplia variedad de modelos de bombas. **Ver figura 4.3.11.**

En aplicaciones donde se producen fluidos de alta viscosidad, la entrada de producción a la bomba deberá ser tenida en cuenta en el proceso de selección. Hay un límite al cual el líquido puede fluir dentro y a lo largo de las cavidades de la bomba. La relación de entrada a la bomba (inflow) declina a medida que se incrementa la viscosidad de los fluidos y disminuyendo con la presión de entrada a la bomba (intake pressure). Si el caudal que maneja la bomba excede la relación de entrada, se generan cavidades incompletas las cuales generan una caída de presión en la entrada de la bomba, posibles cavitaciones y por lo tanto reducen la eficiencia de la bomba. Para un caudal dado, la geometría de la bomba dicta la velocidad a la cual el fluido debe moverse a través de las cavidades. Este parámetro puede ser calculada por:

$$V_{\text{cavflow}} = \frac{\sqrt{\pi^2 (4e + D)^2 + p^2}}{VC}$$

donde:

V_{cavflow} = Velocidad del fluido en las cavidades (m/s o ft/s).

Q = Caudal a extraer (m³/día o bbls/día).

V = Desplazamiento de la bomba (m³/día/rpm).

p = Paso del estator (mm o in).

e = Excentricidad (mm o in).

D = Diámetro nominal del Rotor (mm o in).

= Constante (SI: 6000 Imperial:720).

Las velocidades normalizadas para el fluido en las cavidades, se muestra en la **figura 4.3.12.**, para varios modelos de bombas como función del desplazamiento de la bomba. Comparando las velocidades a lo largo de la tubería de producción, con la velocidad del fluido a través de las primeras

cavidades de la bomba es considerablemente alta. Particularmente, en bombas de bajo desplazamiento, *una declinación dramática en la velocidad del fluido* por la cavidad es evidente con el incremento del desplazamiento en la bomba. Esto se debe a que cuando los desplazamientos se incrementan, bajas velocidades pueden ser usadas para lograr el mismo caudal. Note que para desplazamientos por encima de $0.25 \text{ m}^3/\text{día}$, la velocidad del fluido por la cavidad decrece en forma asintótica. Cuando seleccionamos bombas para distintas aplicaciones donde el aspecto de admisión en la bomba puede ser un problema, la prioridad deberá ser dando la selección a bombas con bajas *velocidades de fluido en las cavidades*.

La selección de un tipo de bomba, elastómero del estator y del diámetro del rotor, depende de los parámetros físicos y químicos, que son los siguientes:

Tipo de fluido

Gravedad °API.

Corte de Agua.

Agentes Agresivos: Contenidos aromáticos, CO_2 , SH_2 .

La temperatura del fluido a la profundidad de instalación de la bomba.

El grado de abrasión de la arena.

El caudal requerido.

El TDH.

Selección del elastómero

En la *tabla 4.3.2* los elastómeros producidos por PCM de amplio uso. Estableciendo las siguientes escalas de resistencia.

A: Excelente

B: Bueno; bajo hinchamiento del elastómero pero puede ser necesaria la disminución del diámetro del rotor.

C: Promedio; el hinchamiento es importante y se requiere la disminución del diámetro del rotor.

Se considera que un elastómero tiene un hinchamiento normal cuando en el caso "A", llega a un máximo del 3%. Tanto la temperatura como los agentes agresivos del fluido antes mencionados, tienden a producir un hinchamiento en el elastómero, aumentando la interferencia, y en consecuencia, disminuyendo la vida útil del estator. Por otra parte el gas libre en el estator tiende a ampollar el mismo, con el resultado antes mencionado. El elastómero base utilizado en la mayoría de los casos del yacimiento de YPF es el 159P.

Selección del diámetro del rotor

Esta selección depende de:

El tipo de elastómero seleccionado (dimensiones del estator, anteriores al hinchamiento, dureza y elasticidad).

La temperatura del crudo al nivel de instalación de la bomba.

La naturaleza del crudo que determina el hinchamiento del estator y afecta sus propiedades mecánicas.

Todos los modelos de bomba tienen un valor de interferencia óptima, predeterminada por el fabricante, entre rotor y estator, que esta dado por el diámetro del rotor. Para obtener un buena interferencia se requiere de una gran

variedad de diámetros de rotor para el mismo tipo de estator, cubriendo temperatura de bombeo desde 0°C hasta 155°C

Los tipos rotores para un elastómero base 159P, cuando el crudo produce un hinchamiento normal del elastómero, no superior al 3%.

Con otros elastómeros, cuando se prevé que el fluido va a causar un hinchamiento superior, se debe adaptar la interferencia y selección, de acuerdo al elastómero y al tipo de fluido a bombear.

No siempre se debe reducir el diámetro. Sucede a veces, que cuando se trata de fluidos viscosos o pozos poco profundos y con elastómeros tales como el 192C o el 194C, se debe aumentar el tamaño del rotor en vez de disminuirlo.

Ver figura 4.3.13.

Efectos del Fluido en Proceso

En los sistemas PCP, el fluido producido fluye desde el reservorio a través de la bomba, hacia la superficie por el espacio anular entre las varillas y el tubing. Los fluidos con altas viscosidades, altos caudales de extracción o con restricciones en el tránsito hasta la superficie pueden causar un gran esfuerzo que actúa en la sarta de varillas.

Bombas de Engranajes Helicoidales

La teoría de la bomba de Moineau está basada en el estudio de los engranajes hipocicloidales.

Un Hipocicloide es el lugar geométrico que describe un punto fijo "P" cualquiera de un círculo móvil de radio "r", que gira internamente sin resbalar dentro de un círculo fijo de Radio "R".

$$x = (R - r) \cos \varphi + r \cos \frac{R - r}{r} \varphi$$

$$y = (R - r) \sin \varphi - r \sin \frac{R - r}{r} \varphi$$

donde \emptyset es el ángulo entre la línea que forma el centro del círculo fijo con el móvil, con el positivo de las abscisas. De este modo se obtienen distintas curvas de relación "R/r": las que a su vez definen el número de orden o número de lóbulos("dientes") de la hipocicloide.

Engranajes Hipocicloidales

Si la circunferencia base de un hipocicloide de orden "n" gira dentro de la circunferencia base de un hipocicloide de orden "n+1", ambas hipocicloides construyen un engranaje helicoidal a condición de que sus radios "Rn" y "Rn+1" estén en la misma relación que sus ordenes.

Otra forma de definirlo es como sigue:

Un engranaje hipocicloidal consiste en un hipocicloide H1 con "N lóbulos o dientes" y un círculo base C1(O1,R1), y un hipocicloide interno H2 con "N-1" lóbulos y un círculo base C2(O2,R2). Estas dos hipocicloides están relacionadas mediante la ecuación $(R2/R1)=(N-1) / N$, con los vértices del hipocicloide H2, siempre en contacto, con la superficie interna del hipocicloide H1. En la **figura 4.3.14**. se puede advertir un engranaje hipocicloidal de configuración 4/3. La nomenclatura del engranaje es como sigue:

- H1 Hipocicloide Exterior
- H2 Hipocicloide Interior
- C1 Circunferencia Base de la Hipocicloide Exterior
- C2 Circunferencia Base de la Hipocicloide Interior
- O1 Centro del círculo C1
- O2 Centro del círculo C2
- R1 Radio del Circulo C1
- R2 Radio del Circulo C2

E Excentricidad

Con la hipocicloide $H1$ fija, si la hipocicloide $H2$ rota alrededor de si mismo en una dirección, su centro $O2$ también rota pero en dirección contraria alrededor del centro $O1$, y con un radio $O1O2$. Esta distancia $O1O2$ se la denomina excentricidad. Durante el movimiento de la hipocicloide $H2$, un número cerrado de áreas se forman entre las dos hipocicloides. Mientras estas áreas individuales varían de tamaño durante el movimiento de $H2$, la suma de todas permanece constante.

La geometría de una bomba del tipo PCP se puede apreciar de una mejor forma si se reemplaza con sus envolventes $E1$ y $E2$ formadas por círculo del mismo diámetro D . Esto es mostrado en la **figura 4.3.15**, con la configuración de un engranaje de $4/3$. La curva envolvente exterior define el perfil interno de el estator mientras que la curva envolvente interior define el perfil externo del rotor. Los perfiles $E1$ y $E2$ son en forma longitudinal hélices, cuya relaciones de paso son idénticas a sus relaciones de dientes. El perfil del espiral y las áreas entre el rotor y el estator se combinan para crear una serie de cavidades cerradas con una longitud de paso igual a la del estator. Para desarrollar el sello, la longitud de ajuste del rotor dentro del estator debe ser como mínimo de un paso.

Bombas de simple Lóbulo y de Multi-Lóbulo

Las bombas de cavidad progresiva son fabricadas en una gran variedad de combinaciones de dientes entre rotor y estator. En el pasado, la mayoría de las bombas, utilizadas en sistemas de extracción artificial, eran construidas con estatores de dos dientes y un rotor de un solo diente. Generalmente, estas son como bombas de lóbulo-simple. Recientemente, bombas del tipo multi-lóbulo

han sido desarrolladas con configuraciones de hasta 6/5 y probadas en diversos yacimientos. La ventaja principal entre las bombas multi-lóbulo y las de simple-lóbulo es la habilidad de las primeras de generar en volumen y profundidad valores más elevados. Sin embargo, hoy en día, el uso de las bombas multi-lóbulo ha sido descartado por los altos requerimientos de torque y también por el costo de fabricación de ese tipo de rotores.

Ver figura 4.3.16.

Geometría de Lóbulo-Simple

En el caso de la geometría de lóbulo simple, el hipocicloide exterior H1, asociado con el estator, es una línea recta con longitud igual a cuatro veces el valor de la excentricidad. Su correspondiente envolvente E1 forma la figura de un rectángulo con sus esquinas redondeadas. La hipocicloide interior H2 asociada con el rotor se transforma en un punto único cuya envolvente es un círculo de radio igual al del rotor E2. El área entre el interior de la envolvente del estator y la envolvente del rotor genera el corte transversal de la cavidad progresiva. El paso del rotor y el estator están relacionados de manera tal que el paso del rotor es igual a la mitad del paso del estator. La geometría de la cavidad progresiva se define por la excentricidad, el diámetro del rotor y la longitud de paso. En las **figuras 4.3.17 y 4.3.18**, se observa un círculo amarillo por el cual pasa la línea central del estator, y por donde el rotor se mueve excéntricamente en dirección contraria a las agujas del reloj. El círculo de color celeste representa el área del rotor, el cual gira en el sentido de las agujas del reloj. Por lo tanto se podría resumir diciendo que el movimiento del rotor consiste de dos movimientos básicos, uno en sentido de las agujas del reloj del rotor alrededor de su propio eje, y otro girando en sentido contrario a las agujas

del reloj donde el rotor gira excéntricamente alrededor del eje del estator. En una PCP de lóbulo simple esta combinación de movimientos hace que el rotor se traslade de un lado al otro de la cavidad del estator.

Desplazamiento ocurre cuando la PCP rota, la cavidad que se forma, se mueve axialmente desde la zona de succión de la bomba hasta la descarga, creando la acción de bombeo. Cuando el rotor ejecuta una revolución completa, el volumen contenido entre el rotor y el estator es desplazado por el paso del estator. Debido a que la cavidad entre el rotor y el estator permanece constante a lo largo de toda la longitud de la bomba, ésta ejecuta una acción de *transferencia de fluido uniforme y sin pulsaciones*. El desplazamiento de la bomba está definido como el volumen de fluido procesado por cada vuelta del rotor. La **figura 4.3.19** nos muestra como para una bomba de lóbulo simple, el desplazamiento es función de la excentricidad de la bomba, del diámetro del rotor y de la longitud del paso del estator.

$$V = C.e.D.p$$

V = Desplazamiento de la Bomba ($m^3 \cdot r.p.m./día$ o $bbls \cdot r.p.m./day$)

e = Excentricidad de la Bomba (mm o in)

D = Diámetro del rotor (mm o in)

p = Paso del Estator (mm o in.)

C = Constante (SI: 5.76×10^{-6} Inglés: 5.94×10^{-1})

Se puede tener el volumen que desplaza la bomba como:

$$V = 4.e.D.p$$

Teóricamente, la relación de fluido de una PCP es directamente proporcional a su desplazamiento y a su velocidad rotacional y puede ser determinada como:

$$Q_{\text{Teórico}} = V \cdot RPM$$

Sin embargo, durante la operación con una presión diferencial, en la bomba, algo de fluido se desliza a través de los sellos, entre cavidades, causando una reducción en el caudal teórico. Como resultado, el caudal actual de la bomba es la diferencia entre el caudal teórico y las pérdidas debido a deficiencias entre sellos de cavidades.

$$Q_{PCP} = Q_{\text{TEÓRICO}} - Q_{\text{SLIP}}$$

El caudal de escurrimiento depende del ajuste entre el rotor y el estator, las propiedades de los elastómeros, viscosidad de los fluidos y la presión diferencial en la bomba.

Presiones en las PCP

Para generar una presión de elevación, debe existir una presión diferencial *entre las cavidades, lo que requiere un sellado suficientemente hermético* entre el rotor y el estator. Esto se obtiene construyendo el rotor con un diámetro externo levemente mayor al diámetro menor del estator. Esta diferencia de diámetros se denomina interferencia. La presión diferencial se va sumando de una cavidad a la siguiente de manera tal que la altura manométrica de la bomba es proporcional al número de cavidades, es decir al número de etapas.

La presión máxima que puede soportar una cavidad de la PCP esta función del hermetismo entre rotor y estator, y del tipo de fluido entre estos. En general *esta presión diferencial se incrementa a lo largo de los sellos de las cavidades* se con ajustes entre rotor y estator que generen la interferencia y con fluido de una viscosidad alta.

Cuanto mayor es la altura de elevación a la que la bomba debe elevar el fluido, tanto más aumenta el escurrimiento de fluido hacia abajo, haciéndole perder eficiencia al sellado entre cavidades.

Para elastómero de metal, con un ajuste perfecto, la máxima presión diferencial entre cavidades típicamente se encuentra en el intervalo de 240 kPa a 300 kPa (35 a 44 psi). En una bomba de lóbulo simple, esto se traslada a una presión de 724kPa a 910 kPa (105 a 132 psi) por cada 3 cavidades de la bomba..

Requerimientos de Torque y de Potencia

La rotación del rotor fuerza el movimiento de fluido en la bomba de cavidad a cavidad, venciendo la presión diferencial. La energía requerida para mover el rotor y el fluido, en contra de la gradiente de presión es provista en forma de torque. El torque en la bomba esta compuesto por componentes hidráulicas y de fricción. El Torque hidráulico es el encargado de vencer la presión diferencial y es directamente proporcional al desplazamiento de la bomba y a la presión diferencial:

$$T_{HIDRAULICO} = C.V.P_{LIFT}$$

donde:

$T_{Hidráulico}$ = Torque Hidráulico de la Bomba (N.m o ft.lbs)

V = Desplazamiento de la Bomba (m³/día/R.P.M.)

P_{LIFT} = Presión Diferencial en la Bomba (kPa)

C = Constante (Si:0.111 o Inglesa:8.97x10⁻²)

El Torque de Fricción, es usado para contrarrestar la fricción mecánica entre el rotor y el estator. La magnitud del Torque de Fricción depende del ajuste de

interferencia entre el rotor y el estator, el tipo de material del rotor y el elastómero del estator, las propiedades de lubricación del fluido a lo largo de la bomba.

La ecuación total de torque en una bomba es entonces:

$$T_{Total} = T_{Hidráulico} + T_{friction}$$

Ver figura 4.3.20.

La potencia requerida por la bomba es una función del Torque Total en la Bomba y de la velocidad de rotación en la misma. Esto puede ser determinado como:

$$P_{pump} = C \cdot T_{Total} \cdot N$$

donde :

P_{pump} = Potencia en la bomba (Kw o Hp)

T_{Total} = Torque Total sobre la Bomba (N.m o fts.Lbs)

N = Velocidad rotacional de la bomba.

C = Constante (Si: $1.05 \cdot 10^{-4}$ Imperial: $1.91 \cdot 10^{-4}$)

Variaciones en la Geometría de la Bomba.

Recordamos que el desplazamiento de una bomba, es proporcional al producto de la excentricidad por el diámetro del rotor, por el paso del estator. Como resultado de dicha relación, distintos resultados pueden obtenerse al variar la geometría de estos parámetros. De la misma forma diferentes configuraciones de estos parámetros nos pueden conducir al mismo valor de desplazamiento.

La **figura 4.3.21.** muestra en forma escalada 4 diferentes secciones transversales de bombas, con sus correspondientes longitudes de estatores, de esta manera se ilustra como el desplazamiento varía con estos parámetros. Por ejemplo las bombas N° 1 y N° 2 tienen diámetros de rotor similares y

excentricidades similares, pero como el paso del estator N° 2 es mayor, entonces se obtendrá un mayor desplazamiento de este. La comparación entre las bombas N° 2 y N° 3: ambas presentan geometría muy diferentes, pero el desplazamiento es el mismo para ambas.

La performance de las bombas puede ser altamente influenciada por estas variaciones geométricas bajo determinadas condiciones de producción. Desgraciadamente, es bastante difícil realizar comparaciones geométricas entre diferentes tipos de bombas, debido a que los fabricantes prefieren no publicar sus especificaciones técnicas como excentricidad, diámetro del rotor o *paso del estator*.

ELASTOMEROS

Las condiciones de fondo varían considerablemente para los diversos tipos de *reservorio y las condiciones de producción*. Las temperaturas de fondo varían entre 15°C a 200°C.

El pozo puede quedarse sin nivel (entrar en pump-off) o tener una gran presión de fondo y los fluidos producidos pueden tener sólidos como granos de arena, gases (CO₂, H₂S) o una amplia variedad de constituyentes incluyendo agua, parafina, naftenos, asfáltenos y aromáticos. Adicionalmente, los fluidos usados para perforar introducen una amplia variedad de sistemas químicos, como lodos de perforación, fluidos de relleno, fluidos de tratamiento, inhibidores de *corrosión*. Algunos de estos ambientes producen un efecto adverso muy fuerte en el comportamiento del elastómero. Generalmente, en pozos donde se opera con PCP, la mayoría de las fallas se debe a problemas en el elastómero, por efecto del uso de productos químicos o físicos que son inducidos por las condiciones de fondo del pozo.

Los fabricantes de bombas han experimentado con diferentes tipos de elastómeros, para ser utilizados en diferentes condiciones. Sin embargo, los fabricantes distribuyen un número limitado de elastómeros. Con excepción de las aplicaciones básicas, las características del elastómero como composición, procesos de tratamiento, y propiedades mecánicas y físicas son raramente publicadas.

Ventajas adicionales del sistema son:

- Capacidad de Producir fluidos Viscosos.
- Habilidad para producir grandes concentraciones de Arena.
- Habilidad para tolerar grandes concentraciones de gas libre.
- Buena resistencia a abrasión.
- Bajo costo de Capital.
- Instalación y Operación Simple.
- Bajo Mantenimiento.
- Bajos niveles de ruido.

Las desventajas adicionales del sistema son:

- La Capacidad de las bombas
- El nivel de extracción
- La compatibilidad de los elastómeros con los fluidos altamente aromáticos.
- Limitaciones en la capacidad de producción (máximo de 750 m³/día).
- Limitaciones en su profundidad (3600 mts).
- Limitaciones en la Temperatura de fondo del reservorio (máximo de 170°C con elastómero especiales).
- Muy sensible al tipo de fluido que circula en lo referido al elastómero.

Esta sujeto a bajas eficiencias volumétricas en pozos con porcentaje de *gas elevado*.

El uso de la sarta de varillas, como objeto de transmisión de la rotación no favorece el uso de rascadores para el trato de parafina.

Tendencia del estator a generar un daño permanente, cuando la bomba trabaja en vacío, aún en tiempos muy cortos.

Obligatoriamente, se requiere servicio de pozo para poder cambiar el estator.

En aplicaciones donde la velocidad angular es alta, el sistema está *expuesto a vibración excesiva*, requiriendo el uso de centralizadores y anclas de tubing.

PLUNGER LIFT

El principio de este sistema es el uso de un pistón libre actuando como interfase mecánica entre el gas de formación (o gas de asistencia) y el líquido producido, aumentando la eficiencia del levantamiento de fluidos.

Podemos diferenciar dos tipos principales de extracción por Plunger Lift: Autónomo y Asistido

Plunger Lift Autónomo

Para que el pozo pueda producir en forma autónoma es necesario que logre:

Una acumulación de gas, en el espacio anular a presión suficiente para elevar la columna de líquidos ubicada por encima del pistón.

Una vez finalizada la carrera ascendente y el pozo se cierra, restaurar la presión en el espacio anular, necesaria para el próximo ciclo (build up) en un tiempo determinado en el cual se realiza una cantidad de ciclos para obtener la *producción de líquidos estimada*.

Producir gas en cantidad suficiente para obtener la relación gas/líquido necesaria.

El Plunger Lift autónomo es aplicado especialmente en pozos de alto GOR. El alto GOR permite producir con "bolsones" de líquido mas pequeños y por lo tanto menores presiones de operación.

Una regla empírica para definir el mínimo GOR necesario para una operación de Plunger Lift es "400 ft³/bbl) cada 1000 ft de elevación"(71m³/m³ cada 305 mts).

Esta regla empírica es aplicable para profundidades moderadas y bajas contrapresiones (menos de 100 psi).

Descripción del Sistema

La operación del sistema es iniciada por el cierre de la línea de producción mediante una válvula motora comandada por un controlador automático inteligente, permitiendo de esta manera que el gas de formación se acumule en el espacio anular por separación natural.

Al abrirse la válvula motora, el pistón se mueve hacia la superficie desplazando el líquido que se acumula sobre él. **Ver figuras 4.4.1 Y 4.4.2.**

Instalación Típica

Consiste de un juego de freno y resorte, en la parte inferior de la columna de tubing, un lubricador y un "atrapador" en la superficie, que actúa como amortiguador de choque en la parte superior, en el final del viaje pistón. El pistón recorre por tubing el total de la distancia entre el freno y el lubricador.

El sistema se completa con la adición de un controlador (de tiempo y/o presión) y una válvula motora que abre y cierra la línea de flujo. **Ver figura 4.4.3.**

Pozos Asistidos

De todos modos, cuando se acerca al mínimo GOR se necesitarán bolsones más grandes y por lo tanto mayor presión de operación.

Puede considerarse al Plunger Lift asistido como una variante del Gas Lift intermitente con la incorporación del pistón libre para incrementar la eficiencia.

Si se cuenta con una fuente externa de gas en cantidad y presión suficiente, la utilización del sistema solamente estará limitada por la cantidad de ciclos necesarios.

Pistones

Se disponen en varias configuraciones cuyas variables principales son el peso y la eficiencia del sello y pueden o no tener by pass, dependiendo de la frecuencia del ciclo requerido.

La longitud puede ser un factor a considerar si el tubing presenta “curvas o patas de perro”.

La eficiencia y el gradiente en la formación serán función de la eficiencia del sello.

Cuanto mayor sea la eficiencia de sello, menor será la presión de operación requerida y menor la relación gas/liquido necesaria.

Los tipos de pistones mas usados son:

Multiflex Su principal característica, es el sello retráctil, que permite un gran by-pass alrededor de la herramienta para acelerar el tiempo de caída.

El sello se expande cuando la herramienta golpea el fondo.

La **figura 4.4.4.** muestra el pistón en sus dos posiciones, expandida y retraída.

Es flexible para utilizar con columnas de tubing no uniforme.

Miniflex Es uno de los modelos de pistón mas populares.

Ocho pads de acero inoxidable, cada uno con resortes cargados, permiten una alta eficiencia de sello. **Ver figura 4.4.5.**

Duoflex Esta herramienta, con una sección de sello adicional, provee mucha mejor eficiencia.

Es un pistón adecuado para utilizar en pozos donde la eficiencia es crítica. **Ver figura 4.4.6.**

Fiber Seal Este tipo de sello con “cepillo” provee la mejor eficiencia.

Es aconsejable en aplicaciones de baja velocidad e instalaciones marginales.

Pozos con bajo GOR, pozos sin tubing y pozos con packer, son a menudo candidatos para este pistón.

Pistón de mandril de bolsillo lateral

Esta diseñado para viajar a través de mandriles de gas Lift.

Sus múltiples sello y gran espaciamiento permite eliminar "fallback" y el control de parafinas en pozos de gas Lift.

En el principio de funcionamiento del sistema Plunger Lift, la velocidad de ascenso del pistón es muy importante, ya que el sello entre el pistón y la pared interna del tubing no es simplemente mecánico sino fundamentalmente hidroneumático.

Este sello debe reducir al mínimo la migración de líquido hacia la parte inferior del tubing y este efecto (fallback) dependerá fundamentalmente del tipo de pistón y de su velocidad.

La experiencia del fabricante de pistones indica que, dependiendo del tipo de sello, la velocidad de ascenso optimo es de 200 a 300 mt/min.

Equipamiento de fondo de pozo

Se pueden combinar resortes, válvulas de pie, collar lock y tubing stop para facilitar la instalación en cualquier configuración de tubing.

Ver figura 4.4.7.

Equipamiento de Superficie

Se puede observar en la ***figura 4.4.8.*** que se necesita en el puente de producción el lubricador y un "atrapador", controladores que funcionan utilizando la energía solar, es el que controla el tiempo de apertura y cierre del pozo, las presiones que hay en el casing, tiempo de arribo del pistón y veces que el pistón ha sido arribado para tener un control del sistema.

IV. EVALUACIÓN ECONOMICA

La base de toda industria es la generación de ganancias, y la industria petrolera no escapa a este principio, debido a que las decisiones se toman sobre la base de estudios tecno-económicos que se tienen que realizar.

En la etapa de producción para poder decidir que sistema de extracción usar, se analiza primero la parte técnica, y cuando se concluye que sistemas debe usarse, entonces se *evalúa económicamente* y se decide.

Por ejemplo, si se tiene un pozo de un proyecto de recuperación secundaria, cuya producción estimada es 260 m³/d con 20 m³/d de producción neta, se puede decir que en este yacimiento es factible utilizar el bombeo mecánico, PCP o electrosumergible, como método de extracción.

Entonces estaríamos descartando, técnicamente, el Plunger lift, y el bombeo hidráulico, por el volumen que se tiene que mover y además porque no tiene gas suficiente, ya que se trata de un pozo de recuperación secundaria.

La PCP estaría en el límite que permita su uso, en vista del torque que soporta las varillas, lo que se aliviaría con el uso de varillas continuas o varillas huecas, encareciendo el sistema, haciendo antieconómico el proyecto.

Asimismo, el bombeo mecánico se encuentra en la misma situación que el PCP, dado que dichos volúmenes tienen que moverse con una unidad de bombeo grande y usar sarta de alta resistencia debido a las cargas, esfuerzos, y una bomba de mayor dimensión.

Si se cuenta con todo esto, en el campo o en almacenes (en stock), entonces sería *más económico usar el bombeo mecánico*, caso contrario el gasto es de \$85,000, por la compra de un AIB Lufkin Mark II 912-365-168, \$15,000 por la compra de la sarta de alta resistencia a 1500 metros de profundidad, \$8,000

por la compra de una bomba de profundidad de diámetro del pistón 3¼” y \$5,000 por la compra de un motor de 150 HP, entonces la inversión inicial es de \$113,000 (*tabla IV-1*). Ante esta alternativa, se recomienda usar el bombeo electrosumergible, por el que se paga un canon promedio de \$1,000 mensuales (*tabla IV-2*).

En la *tabla IV-3* se pueden observar una evaluación económica de un pozo con AIB y en la *tabla IV-4* con electrosumergible.

También para decidir el cierre o intervención del pozo se hace un flujo de caja, que omite varias partidas como el costo por levantamiento de petróleo del yacimiento, pero se hace un balance rápido como la del “bodeguero”, es decir como ingresos se considera la producción del pozo y los egresos directos son los gastos que te origina el pozo, como intervenciones de pulling, productos químicos, desparafinaciones, etc. Esto nos da una idea “cuali-cuantitativa” del pozo, si es económico o antieconómico.

Por ejemplo en la *tabla IV-5*, se ve un pozo que es antieconómico explotarlo por que la producción neta no paga los gastos, en este caso es necesario evaluar la forma de reducir los gastos, ya sea cambiando de sistema de extracción, utilizando menos químicos, o proponiendo un sistema de calentamiento que sea más económico, caso contrario se optará por cerrar el pozo. El descuento de 3.55\$, se debe a la calidad del crudo, en el yacimiento Cañadón León – El Cordón tiene una declinación de 3% mensual.

Se le llama Canon de ESP o PCP al cargo mensual que se le paga a las compañías de servicio (REDA-Schlumberger en electrosumergible, o Weatherford en PCP) por concepto de alquiler, donde estas compañías vienen a ser las dueñas de los equipos, tanto de fondo como de superficie.

V. CONCLUSIONES

- La selección correcta de un sistema de extracción es un proceso que *requiere de criterios objetivos.*
- Es factible que en un mismo yacimiento existan diversos métodos de extracción artificial.
- El bombeo mecánico es el sistema comúnmente mas usado, debido a que es un sistema muy amigable para los operadores y muy versátil, además con diferentes variantes que hoy en día nos da la tecnología se puede adecuar a condiciones que antes era imposible usarlo.
- Las capacidades prácticas de los distintos sistemas varían *permanentemente, por lo que al compararlos deben conocerse perfectamente los últimos avances tecnológicos registrados.*
- Los proveedores de equipos o aun los especialistas internos en un sistema específico, en general recomiendan que se adapte su método favorito a cualquier condición y el personal de operación casi siempre selecciona el método con el cual esta mas familiarizado por lo que siempre es necesario un equipo multidisciplinario.

VI. RECOMENDACIONES

- Para mover grandes volúmenes con alto corte de agua (pozos de recuperación secundaria) es recomendable el uso de bombeo electrosumergible.
- Para pozos con problemas de arena es recomendable el uso del bombeo de cavidades progresivas (PCP).
- El *plunger lift* es recomendado para pozos pobres con alta relación gas-petróleo.
- Se recomienda estar al tanto con las nuevas tecnologías, ayuda a adaptar los diferentes sistemas a situaciones donde antes era imposible de usarlos.
- Se recomienda el monitoreo de corrosión en los pozos de recuperación secundaria.
- El tratamiento del agua de inyección es importante para evitar la *presencia de bacterias en los pozos productores*.
- Se recomienda que el ingeniero de producción tenga un conocimiento amplio de todos los sistemas de extracción artificial, para su toma de decisiones, con respecto al método a usar más conveniente para el pozo.

VII. EQUIVALENCIAS

1 METRO CUBICO = 6.26 bbl.

1 kilo/cm2 = 14.22 PSI

1 METRO = 0.3048 pies.

VIII. BIBLIOGRAFIA

Referencias Bibliográficas

Modern Sucker Rod Pumping, Gábor Tackács

The Technology of Artificial Lift Systems, Kermit Brown

Computer Diagnosis of Down Hole Conditions in Sucker Rod Systems, Sam Gibbs, SPE 1165

System Analysis for Sucker Rod Pumping, Zelimir Schmidt, SPE 15426

Acoustic Producing Bottom Hole Pressure, Jim McKoy, SPE 14254

Total Well Management. A Methodology for Minimizing Production Cost, Jim McKoy, SPE 29637

Specification for Pumping Units, API STD 11E

Specification for Sucker Rods, API STD 11B

Design and Calculations for Sucker Rod Pumping Systems, API RP 11L

An Oil Well Pump Dynagraph, Walton Gilbert

Predicting the Behavior of Sucker Rod Pumping Systems, Sam Gibbs, SPE 6850

Geometría del A.I.B. y sus efectos sobre las Varillas, Joe Bird

Un Método Sistemático para el Análisis y Optimización del Bombeo Mecánico, Luis Mondino, Simposio de Producción Mendoza 1995

Revista BIP (Repsol-YPF)

La Exploración de Petróleo y Gas en la Argentina (Aporte de YPF)

Manual de REDA - Schlumberger

Manual de PCP de Waterford

Manual de Plunger Lift de Bolland.

INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Se asume fluido en fase líquida:

$$IP = Q_o / (P_r - P_{wf})$$

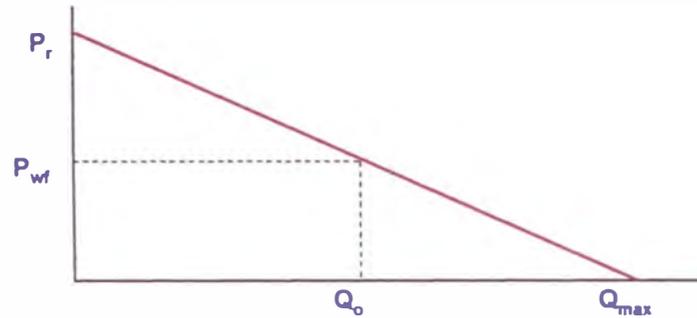


Figura 3. 1

CURVAS IPR

Método de Vogel:

$$Q_{max} = Q_o / (1 - 0.2 (P_{wf} / P_r) - 0.8 (P_{wf} / P_r)^2)$$

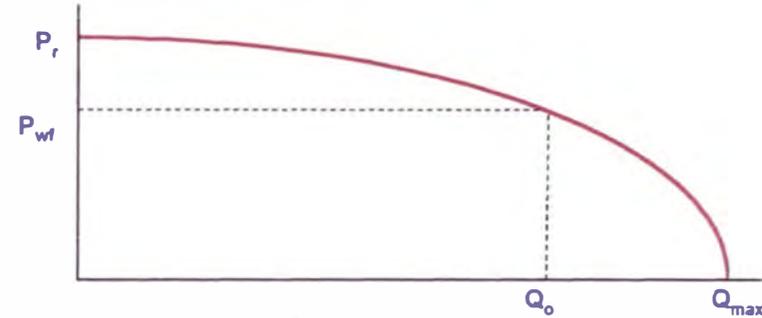


Figura 3. 2

CURVAS IPR

Método de Fetkovich:

$$Q = C (P_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

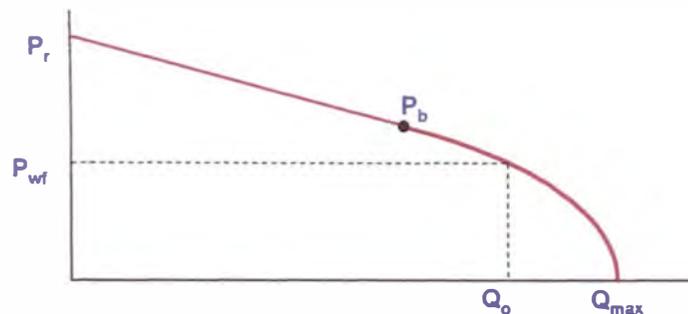


Figura 3.3

UTILIZACION DEL BOMBEO MECÁNICO / ESTADÍSTICAS

En E.E.U.U.

SIST. DE EXTRACCIÓN	CANT. DE POZOS	%
Bombeo Mecánico	80960	84
P.C.P.	7290	1
Bombeo Electrosum.	21750	3
Plunger Lift	7110	1
Bombeo Hidráulico	7350	1
Gas Lift	58000	8
Surgencia Natural	14500	2
TOTAL	725500	100

En YPF S.A.

SIST. DE EXTRACCIÓN	CANT. DE POZOS	%
Bombeo Mecánico	5796	85,59
P.C.P.	232	3,43
Bombeo Electrosum.	288	4,25
Plunger Lift	104	1,54
Gas Lift	18	0,27
Surgencia Natural	334	4,93
TOTAL	6772	100,00

En ARGENTINA

SIST. DE EXTRACCIÓN	CANT. DE POZOS	%
Bombeo Mecánico	13538	84,21
P.C.P.	612	3,81
Bombeo Electrosum.	702	4,37
Plunger Lift	249	1,55
Bombeo Hidráulico	76	0,47
Gas Lift	98	0,61
Surgencia Natural	801	4,98
TOTAL	16074	100,00

En YPF S.A. División Sur

SIST. DE EXTRACCIÓN	CANT. DE POZOS	%
Bombeo Mecánico	3413	85,95
P.C.P.	272	6,85
Bombeo Electrosum.	248	6,25
Plunger Lift	30	0,76
Gas Lift	0	0,00
Surgencia Natural	8	0,20
TOTAL	3971	100,00

Figura 3.4

UTILIZACION DEL BOMBEO MECÁNICO / ESTADÍSTICAS

En E.E.U.U.

SIST. DE EXTRACCION	CANT. DE POZOS	%
Bombeo Mecánico	609500	84
P.C.P.	7290	1
Bombeo Electrosum.	21750	3
Plunger Lift	7110	1
Bombeo Hidráulico	7350	1
Gas Lift	58000	8
Surgencia Natural	14500	2
TOTAL	725500	100

En YPF S.A.

SIST. DE EXTRACCION	CANT. DE POZOS	%
Bombeo Mecánico	5796	85,59
P.C.P.	232	3,43
Bombeo Electrosum.	288	4,25
Plunger Lift	104	1,54
Gas Lift	18	0,27
Surgencia Natural	334	4,93
TOTAL	6772	100,00

En ARGENTINA

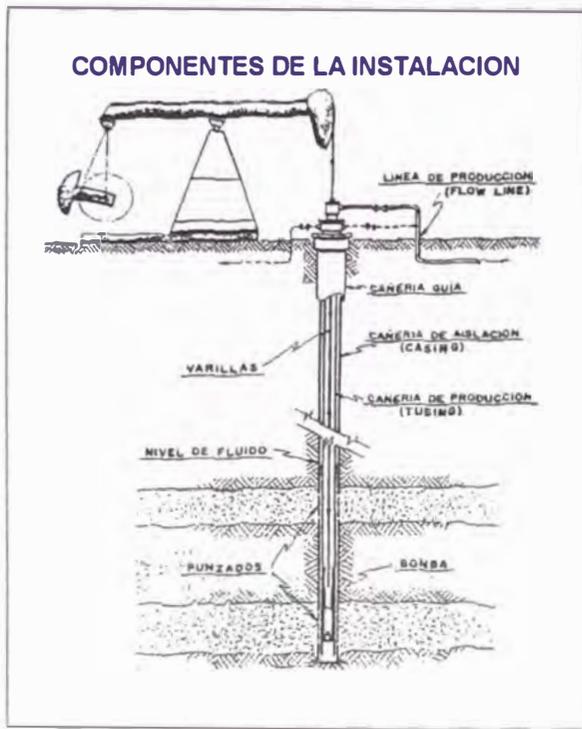
SIST. DE EXTRACCION	CANT. DE POZOS	%
Bombeo Mecánico	13536	84,21
P.C.P.	612	3,81
Bombeo Electrosum.	702	4,37
Plunger Lift	249	1,55
Bombeo Hidráulico	76	0,47
Gas Lift	98	0,61
Surgencia Natural	801	4,98
TOTAL	16074	100,00

En YPF S.A. División Sur

SIST. DE EXTRACCION	CANT. DE POZOS	%
Bombeo Mecánico	3413	85,95
P.C.P.	272	6,85
Bombeo Electrosum.	248	6,25
Plunger Lift	30	0,76
Gas Lift	0	0,00
Surgencia Natural	8	0,20
TOTAL	3971	100,00

Figura 3.4

Figura 4.1.A.1



DESIGNACION API DE BOMBAS DE PROFUNDIDAD

Figura 4.1.A.2

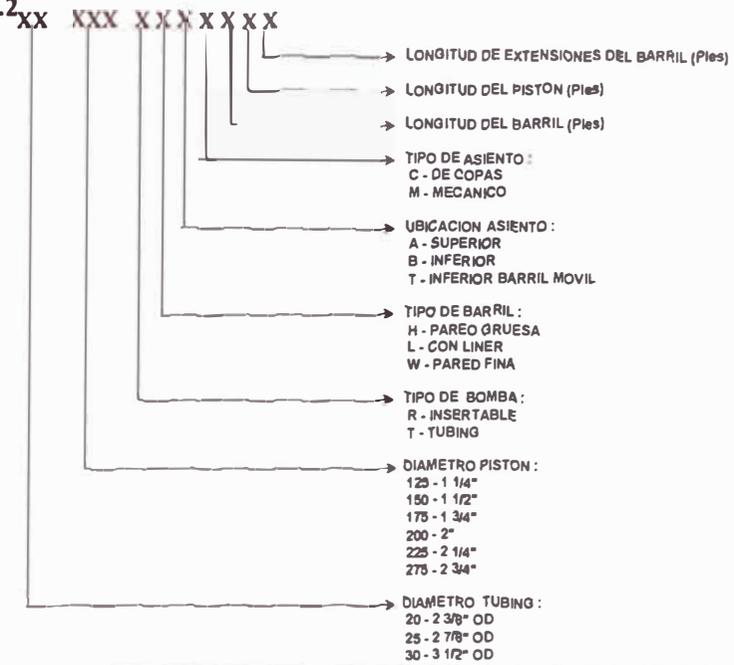


Figura 4.1.A.3

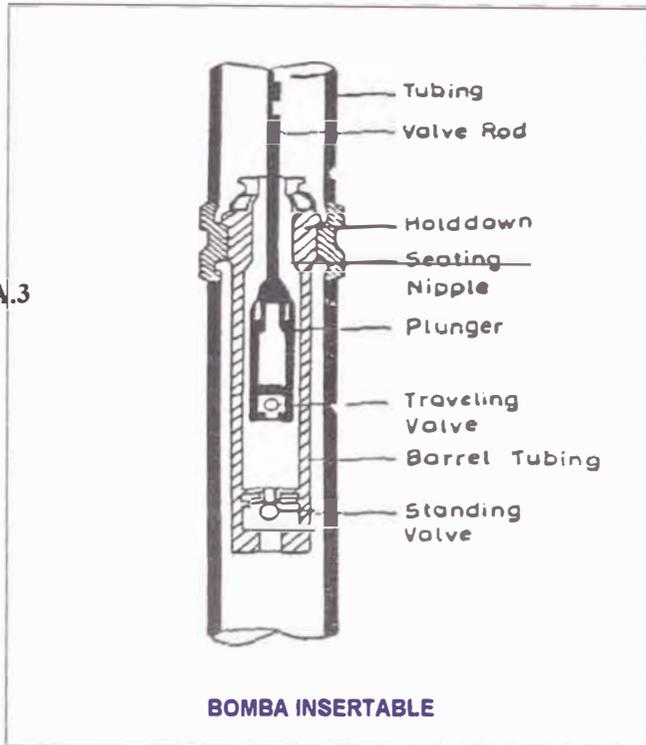


Figura 4.1.A.4

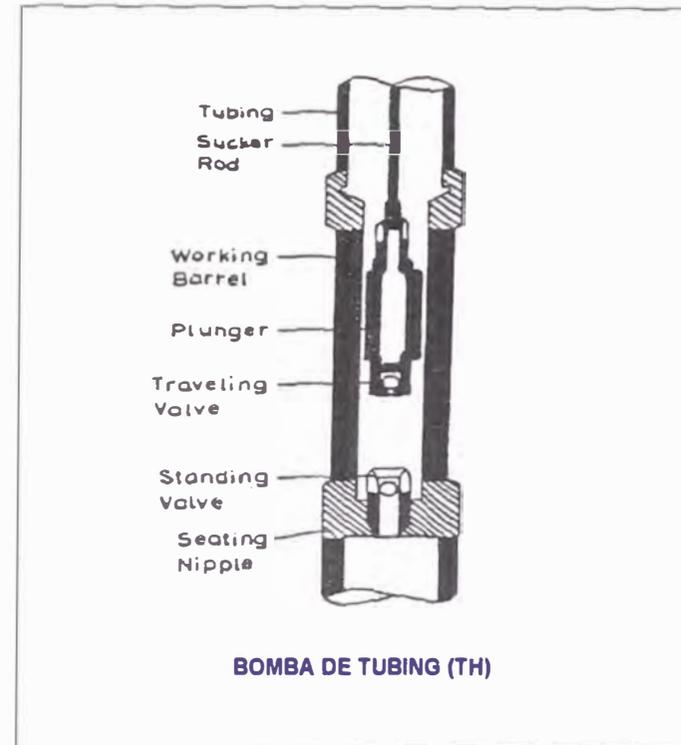
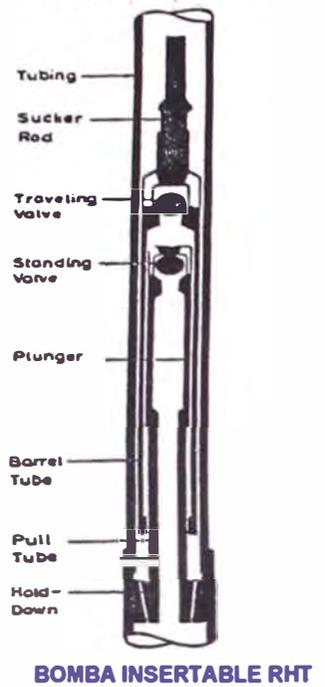
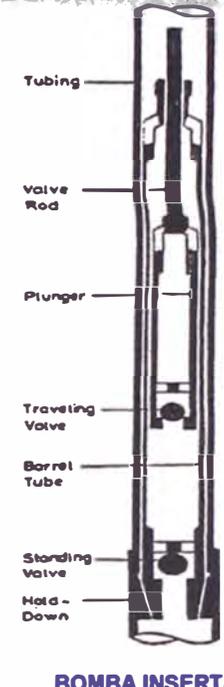


Figura 4.1.A.5



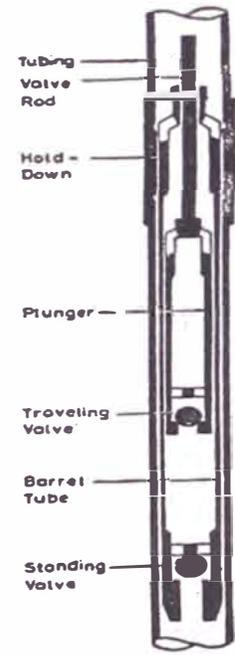
BOMBA INSERTABLE RHT

Figura 4.1.A.7



BOMBA INSERTABLE RHB

Figura 4.1.A.6



BOMBA INSERTABLE RHA

PARTES DE LA VARILLA DE BOMBEO

Figura 4.1.A.3

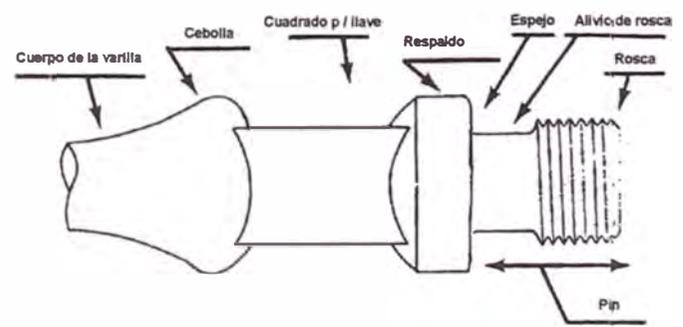


Figura 4.1.A.9

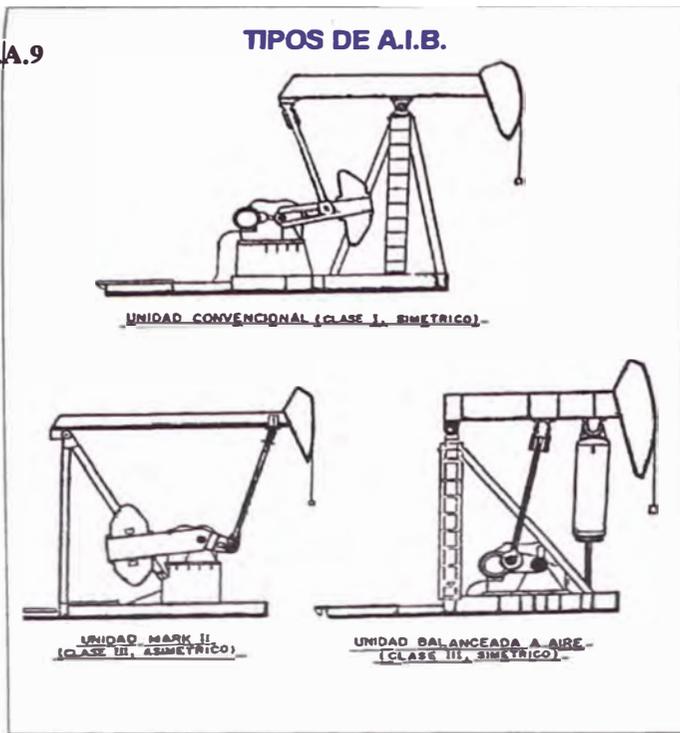


Figura 4.1.A.10



Figura 4.1.A.11

DESIGNACION API DE A.I.B.

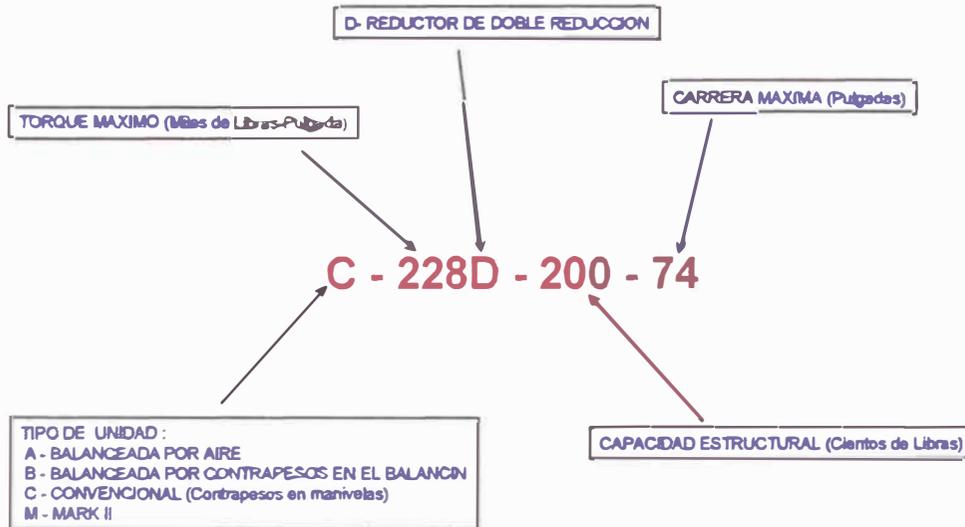
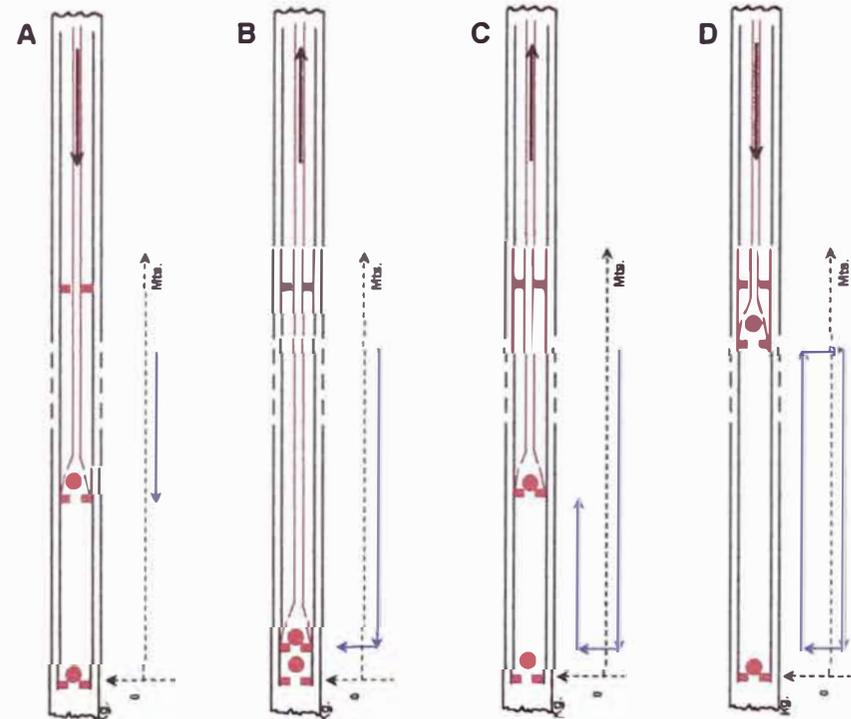


Figura 4.1.A.12

DINAMOMETRÍA DE FONDO / DIAGRAMA IDEAL / CON ANCLA



DINAMOMETRÍA DE FONDO / DIAGRAMA IDEAL / SIN ANCLA

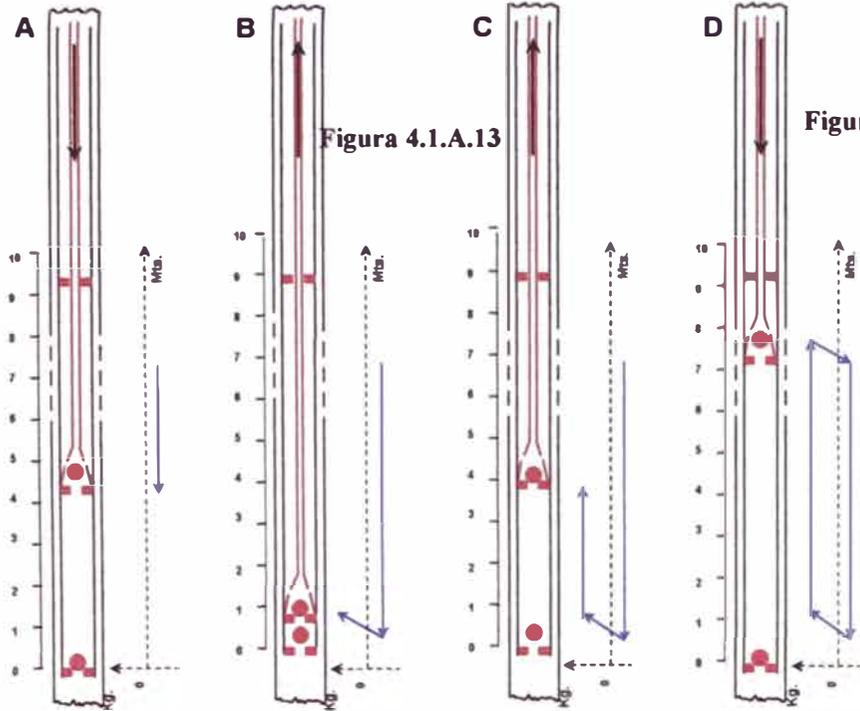


Figura 4.1.A.13

DINAMOMETRÍA DE FONDO / DIAGRAMA CON PRESENCIA DE GAS

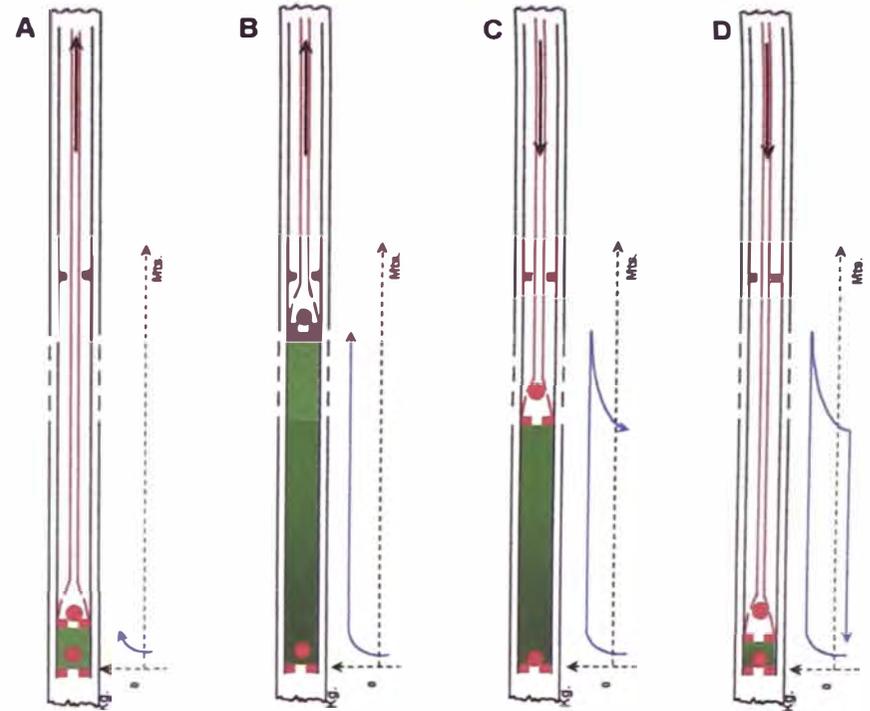


Figura 4.1.A.14

DIAGRAMAS DINAMOMÉTRICOS DE FONDO TÍPICOS

Con Tubing Anclado

Figura 4.1.A.15

Sin Tubing Anclado



Buen llenado de Bomba



Presencia de Gas



Golpe de Fluido



Pérdida en Válvula Móvil



Pérdida en Válvula Fija

DIAGRAMAS DINAMOMÉTRICOS DE FONDO TÍPICOS

Figura 4.1.A.16



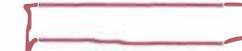
Pérdida en ambas válvulas



Presencia de Gas + Pérdida en V.M.



Fricción entre Pistón y Barril



Golpe de Bomba



Bomba Bloqueada por Gas



Bomba Agarrada



Pesca en varillas o Pozo surgente



Barril Fisurado



Petroleo Viscoso



Excesivo estiramiento de varillas



Falla de anclaje



Dispositivo mecánico para gas

Figura 4.1.A.17

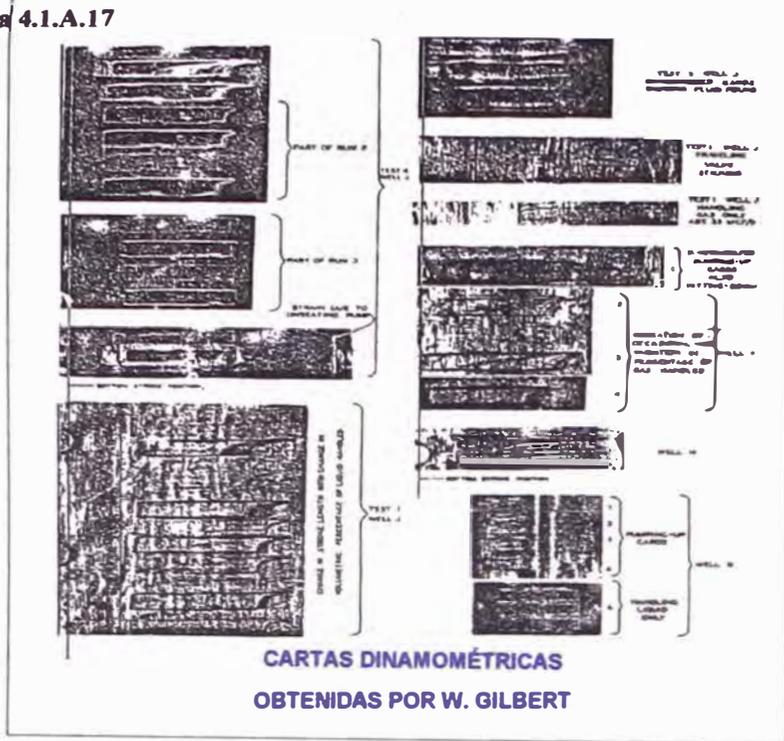


Figura 4.1.A.18

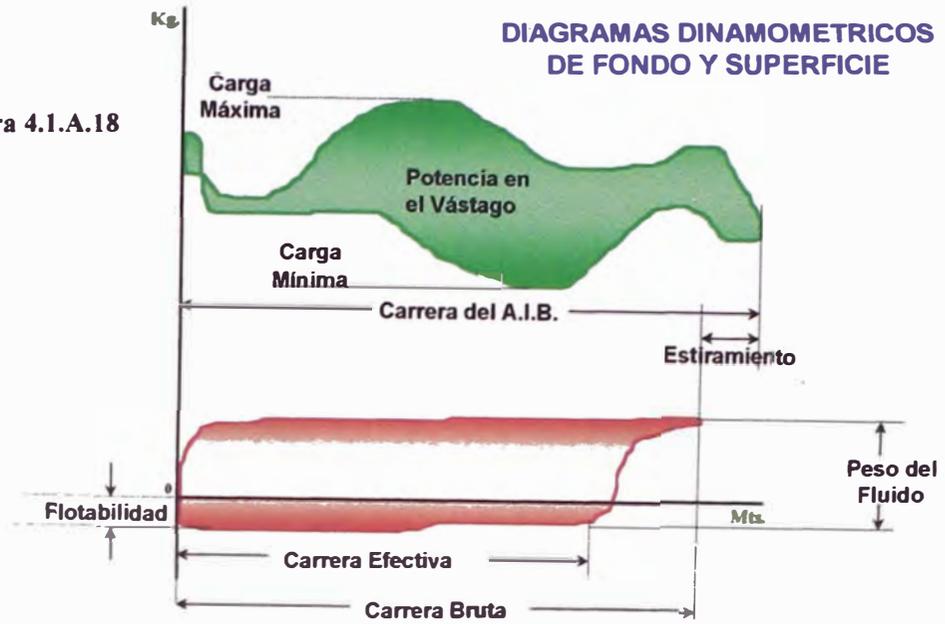
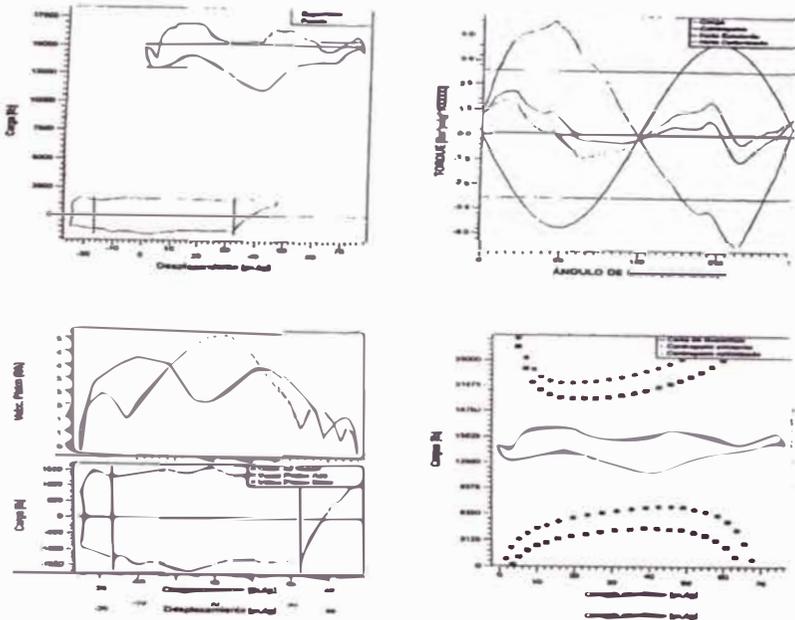


Figura 4.1.A.19

Figura 4.1.A.20

REPORTE DE DINAMOMETRIA



SLDIN 6.1.d

REPORTE DE DINAMOMETRIA

Pag. 1

Compañía: Y P F S.A. Pozo: CS 2074 Batería: 148
 Análisis Nro.: 01-01 Fecha carta: 27/01/1998 16:45:00

DATOS SUMINISTRADOS POR EL CLIENTE

PRODUCCIÓN BRUTA	8.10 (m³/día)	CORTE DE AGUA	70.0 (%)
PROP. DE LA BOMBA	2056.00 (m)	DIÁMETRO PISTÓN	1.75 (pulg)
PROP. ANCLAP/KR	2104.00 (m)	DIÁMETRO TUBING	2.440 (pulg)
DENSIDAD PETRÓLEO	0.802 (g/cm³)		
GRADO Y DESIGNACIÓN API	0-80		
1	Grado 1	7/8" x 25'	
2	Grado 2	7/8" x 25'	
3	Grado 3	3/4" x 112" x 25'	

DATOS DE LA UNIDAD

DESIGNACIÓN API 885 C-320-320-74
 SENTIDO DE GIRO Inverso

DATOS REGISTRADOS EN EL CAMPO

COLPES/MINUTO	0.40	CARRERA MEDIDA	1.95 (m)
PRESIÓN TUBING	8.00 (kg/cm²)	PRESIÓN CASING	8.00 (kg/cm²)
MOTOR (MARCA)	WERNIGER	POTENCIA	33.0 (HP)
DIÁMETRO PULGA	24.003 (cm)	REVOLUCIONES	730.0 (R.P.M.)

DATOS DE PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE

CAUDAL BRUTO CALC. 26.3 (m³/día) CAUDAL BRUTO EFECT. 17.2 (m³/día)

DATOS GEOMÉTRICOS Y MECÁNICOS DE LA SARTA

DIÁMETRO (PULG)	PROP. CARGA MIN. (lbs)	CARGA MÁX. GOODMAN (lbs)	FACT. DE SERVICIO
1.000	0.00	11192	1.0
0.875	971.90	9378	0.9
0.750	1219.20	2570	0.8
	2072.64	-1851	

LONGITUD DE LA SARTA 2072.64 (m)
 CARGA MINIMA FONDO -1850.78 (lbs)
 PESO SARTA EN AIRE 8887.7 (kg)
 ESTIRAMIENTO VARILLAS 29.32 (pulg)

POTENCIAS Y EFICIENCIAS

LLENADO DE BOMBA	68.0 (%)	PORCENTAJE DE CARGA	77.2 (%)
POTENCIA EN VASTAGO	3.3 (HP)	EFICIENCIA SUPERFICIE	9.3 (%)
POTENCIA EN BOMBA	2.9 (HP)	EFICIENCIA VOLUMETR	24.1 (%)
POTENCIA HIDRAULICA	0.76 (HP)	SOBRRERCORRIDO	24.71 (pulg)
FACTOR DE FORMA EXIST	2.84	POTENCIA REQUERIDA	6.28 (HP)

OBSERVACIONES: McCoy : 1280 MTS.-
 COMPRESION DE GAS.-

Figura 4..1.A.21

REPORTE DE DINAMOMETRIA

SL.DIN 6.1.d Pág. 2

Compañía: Y P F S.A. Pozo: CS 2074 Batería: 149
 Fecha sarta: 27/01/1998 16:45:00 Análisis Nro.: 01-01

ESFUERZOS DE TORQUE EXISTENTES		EN BALANCE	
EFCETO DE CONTRAPESO	14038.89 (lbs)		16732.78 (lbs)
DISTANCIA	0.00 (cm)		0.00 (cm)
TORQUE NETO MÁXIMO	214213.80 (Lbs*Pulg)		167914.80 (Lbs*Pulg)

CAJA REDUCTORA

RÉGIMEN DE OPERACIÓN (Balance Existente)	86.94 (%)
CONDICIÓN DE BALANCEO EXISTENTE: Sub-Balancado	
RÉGIMEN DE OPERACIÓN (Balanceo Optimado)	82.47 (%)

TABLA DE NIVELES DINÁMICOS Y PRESIONES DE FONDO

Densidad	Nivel	Presión
Columna (g/cm ³)	Dinámico (m)	de fondo (kg/cm ²)
1.050	846.5	1248.5
1.005	854.0	1211.0
0.960	925.0	1170.0
0.939	945.8	1149.2
0.915	989.9	1125.1
0.870	1019.5	1076.5
0.825	1074.5	1020.5
0.780	1135.9	959.1
0.735	1204.7	890.3
0.690	1282.5	812.5
0.645	1371.1	723.9
0.600	1472.9	622.1
0.555	1591.3	503.7
0.510	1730.8	364.4
0.465	1886.6	198.2
0.420	2098.6	-3.6

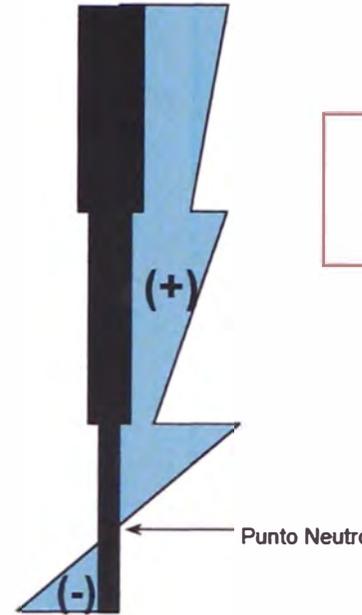
DATOS DE LA BOMBA Y DE PRODUCCIÓN EN FONDO

CARRERA CALCULADA	1.83 (m)	CARRERA EFECTIVA	1.26 (m)
CAUDAL BRUTO CALC.	28.2 (m ³ /día)	CAUDAL BRUTO EFECT	17.8 (m ³ /día)
NIVEL DINÁM. CALC.	948.76 (m)	NIVEL DINÁM. MEDIDO	428.00 (m)
PRESIÓN DE FONDO	117.00 (kg/cm ²)	DENSIDAD PROMEDIO	0.939 (g/cm ³)

OBSERVACIONES:

Figura 4..1.A.22

TENSIONES EN LA SARTA DE VARILLAS



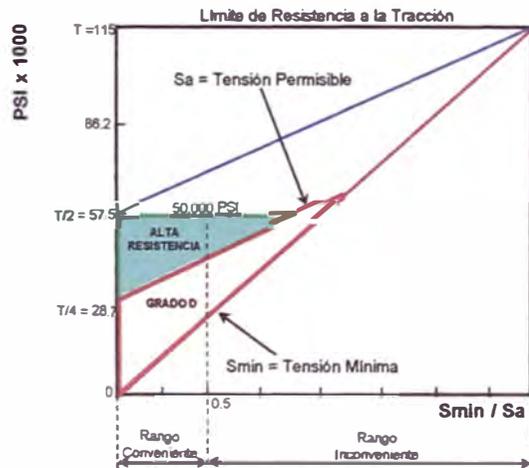
$$T_{max} = C_{max} / A_v$$

$$T_{min} = C_{min} / A_v$$

C_{max} : Carga máxima
 C_{min} : Carga mínima
 A_v : Sección de la varilla

Figura 4..1..A.23

**DIAGRAMA DE GOODMAN
Para Varillas Grado D y Alta Resistencia**



$$\text{Solic. (\%)} = \frac{\text{Rango Tensión Real}}{\text{Rango Tensión Permissible}}$$

$S_a = (T/4 + 0.5625 S_{min}) SF$
 $SF = 1$, para varillas nuevas y medio no agresivo.
 $SF = 0.8$, para varillas usadas y/o medio agresivo.

Figura 4..1.A.24

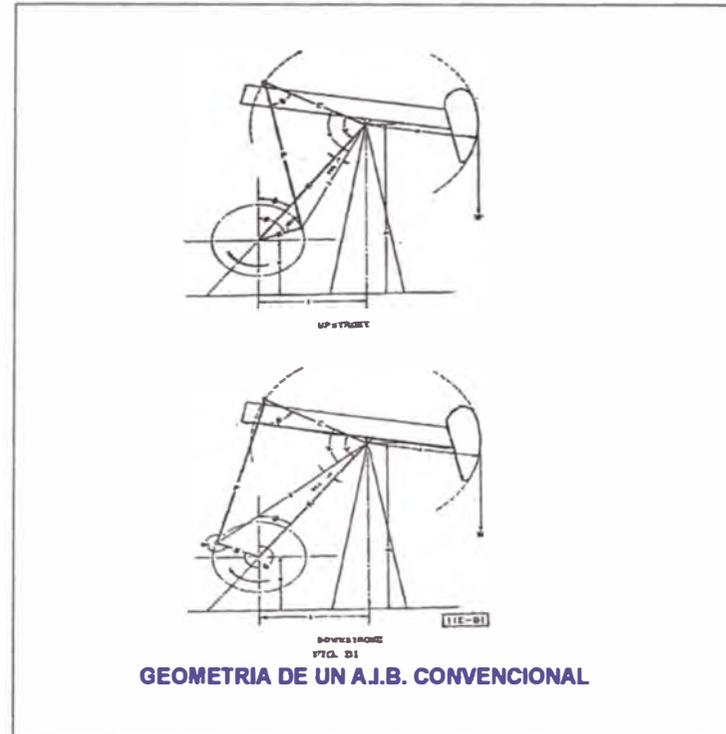


Figura 4.1.A.25

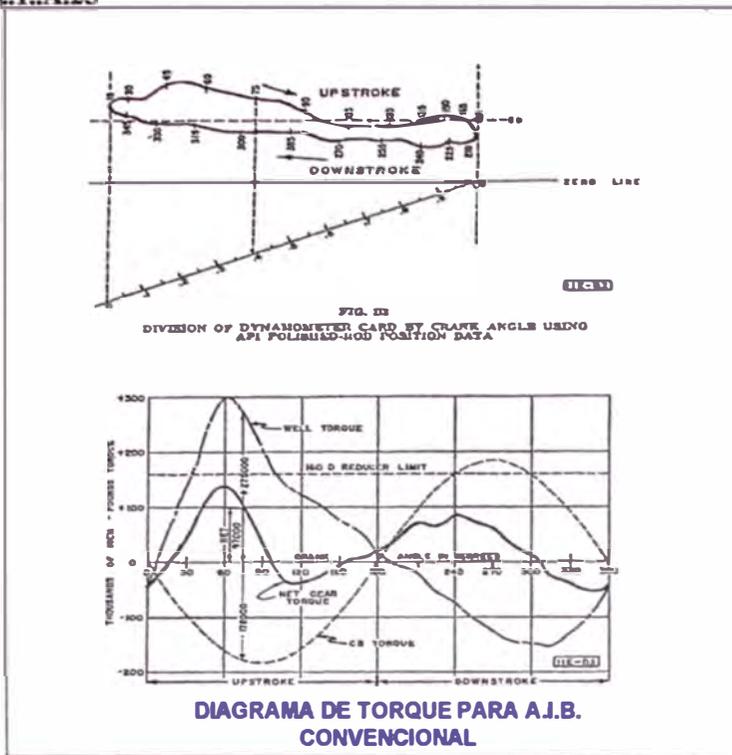


Figura 4.1.A.26

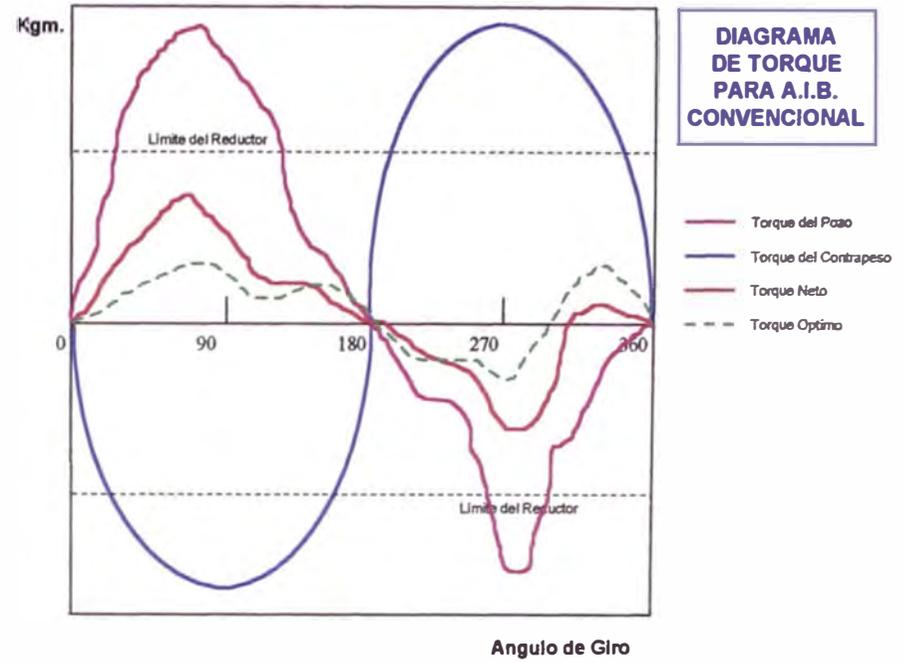


Figura 4.1.A.27

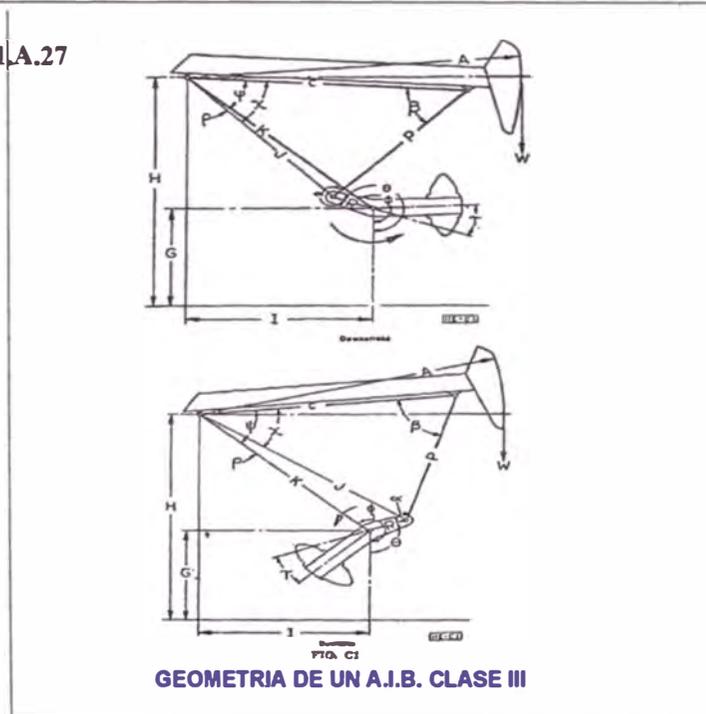


Figura 4.1.A.28

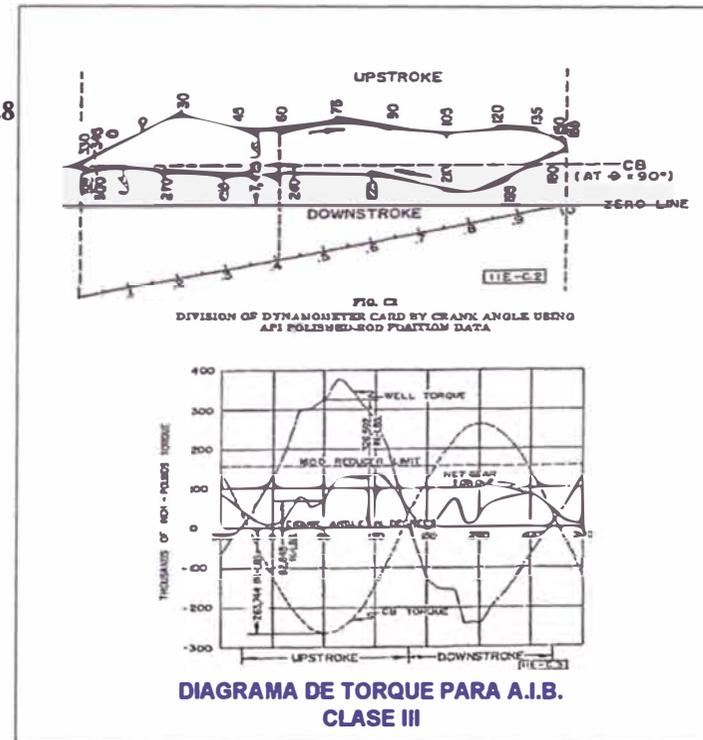
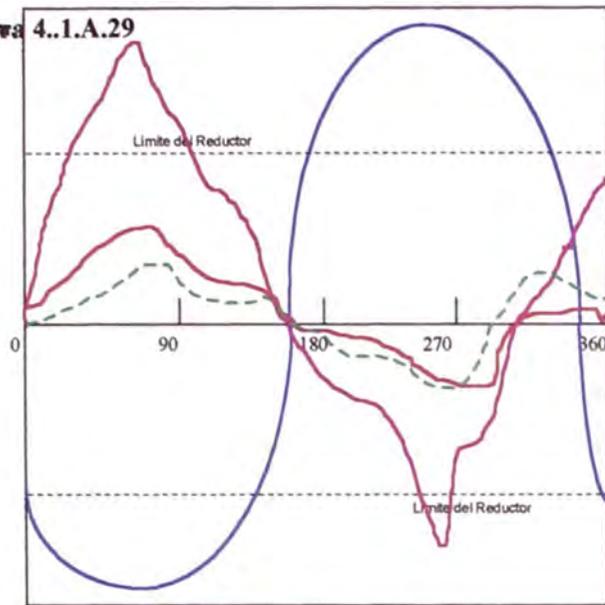


Figura 4..1.A.29

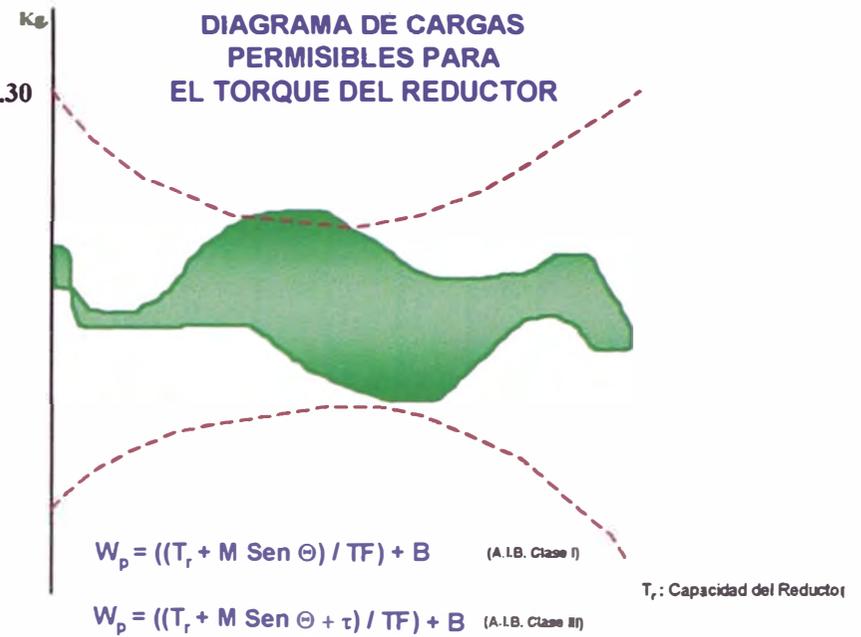


Angulo de Giro

DIAGRAMA DE TORQUE PARA A.I.B. MARK II

- Torque del Pozo
- Torque del Contrapeso
- Torque Neto
- - - Torque Óptimo

Figura 4..1.A.30



$$W_p = ((T_r + M \text{ Sen } \Theta) / TF) + B \quad (\text{A.I.B. Clase I})$$

$$W_p = ((T_r + M \text{ Sen } \Theta + \tau) / TF) + B \quad (\text{A.I.B. Clase II})$$

T_r : Capacidad del Reductor

Figura 4..1.A.31

ESTUDIO DE TORQUES

Desbalanceo Estructural: B

Es la fuerza que hay que realizar para mantener a la viga balanceada en posición horizontal con el A.I.B. desconectado del pozo y de la manivela.

Factor de Torque:

$$TF = (R A / C) (\text{Sen } \alpha / \text{Sen } \beta)$$

Cargas Netas del Pozo:

$$W_w = W - B$$

Torque del Pozo:

$$T_w(\Theta) = TF(\Theta) W_w(\Theta)$$

Torque del Contrapeso:

$$T_c = M \text{ Sen } \Theta \quad (\text{A.I.B. Clase I})$$

$$T_c = M \text{ Sen } (\Theta + \tau) \quad (\text{A.I.B. Clase II})$$

$$W_c = M (P_a(\Theta) - S) \quad (\text{A.I.B. Air Balanced})$$

Torque Neto:

$$T_n(\Theta) = T_w(\Theta) - M \text{ Sen } \Theta \quad (\text{A.I.B. Clase I})$$

$$T_n(\Theta) = T_w(\Theta) - M \text{ Sen } (\Theta + \tau) \quad (\text{A.I.B. Clase II})$$

$$T_n(\Theta) = TF(\Theta) (W(\Theta) - W_c) \quad (\text{A.I.B. Air Balanced})$$

W: Cargas del Pozo

Θ : Angulo de Giro de la manivela

τ : Angulo de Desviación de la manivela

Wc: Efecto del Contrapeso.
M: Cte. Geométrica.
S: Presión necesaria para compensar el peso de la estructura.
Pa: Presión del cilindro para cada ángulo.

Figura 4..1.A.32

ESTUDIO DE POTENCIAS Y EFICIENCIAS

Potencia Hidráulica:

$$P_h = Q H \delta$$

Potencia en el Vástago:

$$P_v = T_{n_{avg}} N$$

Factor de Carga Cíclica:

$$CLF = \sqrt{(\sum T_n^2 / n) / (\sum T_n / n)}$$

Potencia Requerida en Régimen:

$$P_r = (P_v CLF) / \eta_u$$

Potencia del Motor:

$$P_m = P_r F_a$$

Eficiencia Volumétrica:

$$\eta_v = Q / (PD)$$

Eficiencia del Sistema:

$$\eta_s = P_h / P_m$$

Q: Caudal de fluido
H: Altura neta de elev.
 δ : Densidad del fluido

$T_{n_{avg}}$: Torque neto prom.
N: Velocidad de bombeo

n: Nro. de mediciones

η_u : Eficiencia del A.I.B.

F_a : Factor de Arranque, usualmente de 1.8 a 2

PD: Desplaz. Volum. Bba.
Q: Volumen en Tanque

Figura 4..1.A.33

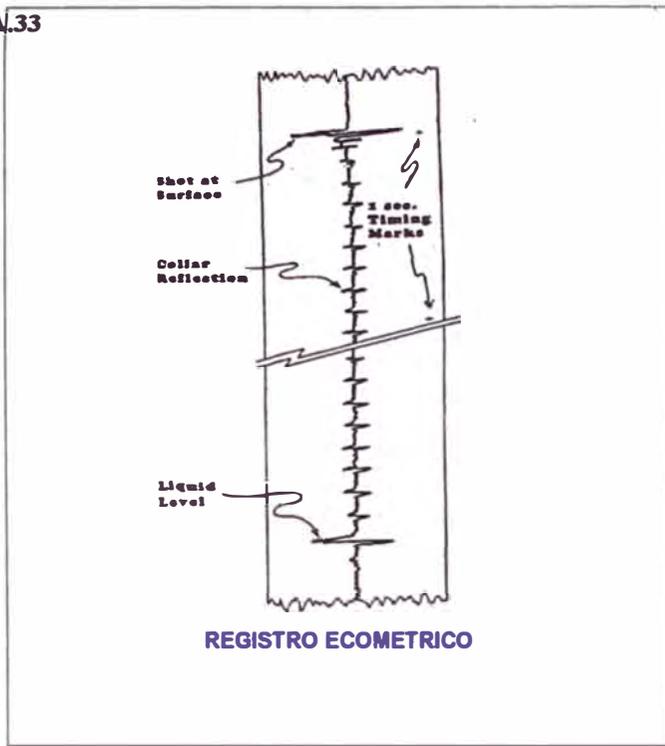
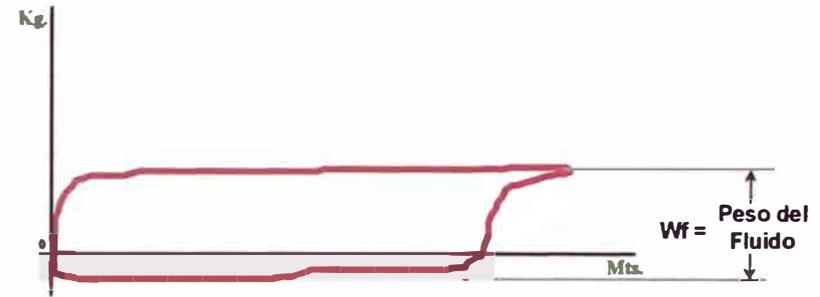


Figura 4..1.A.35

PRESION DE ENTRADA A LA BOMBA POR DINAMOMETRIA



$$W_f = (P_p - P_i) A_p$$

Presión de Entrada a la Bomba:

$$P_i = P_p - (W_f / A_p)$$

Sumergencia:

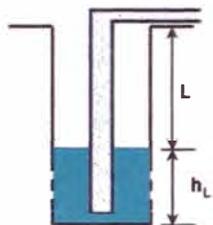
$$S = P_i / \gamma_f$$

A_p : Area del Pistón

P_p : Presión arriba de la Bomba

Figura 4..1.A.34 **CORRECCION DEL NIVEL DINAMICO**
Método de McKoy

El casing se cierra sin detener el bombeo y se registra cuánto sube la presión en un determinado tiempo.



Se definen:

$$L' \text{ dp/dt}$$

$$L' = L + (1 - H_L) h_L$$

- L: Nivel medido
- L': Nivel Dinámico corregido
- dp: Incremento de presión en el casing
- dt: Tiempo de incremento de presión
- H_L : Factor de corrección de nivel
- h_L : Altura de la columna líquido/gas

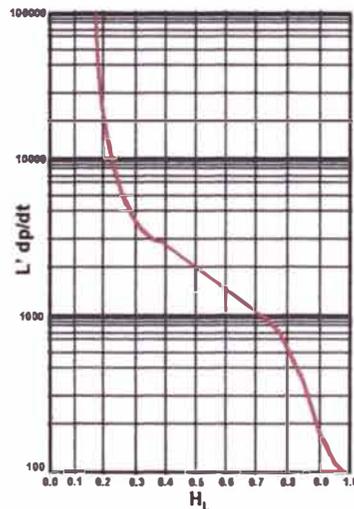


Figura 4..1.A.36

LA ECUACION DE ONDA LONGITUDINAL

$$\frac{\partial^2 z(x,t)}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 z(x,t)}{\partial x^2} - c \frac{\partial z(x,t)}{\partial t}$$

a: Velocidad de propag. de onda en el acero.(Aprox. 4100 m/seg)

z(x,t): Desplazamiento de la sarta

c: Coef. de Amortiguamiento

Figura 4..1.A.37

DIAGRAMA DE SCHMIDT

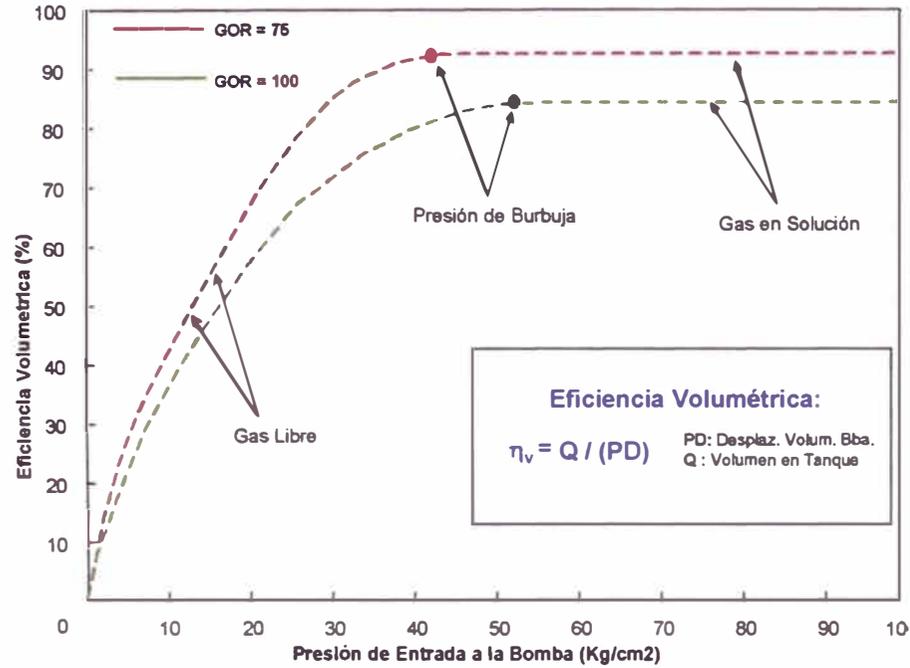


Figura 4..1.A.38

DIAGRAMA DE ESTADO EXTRACTIVO

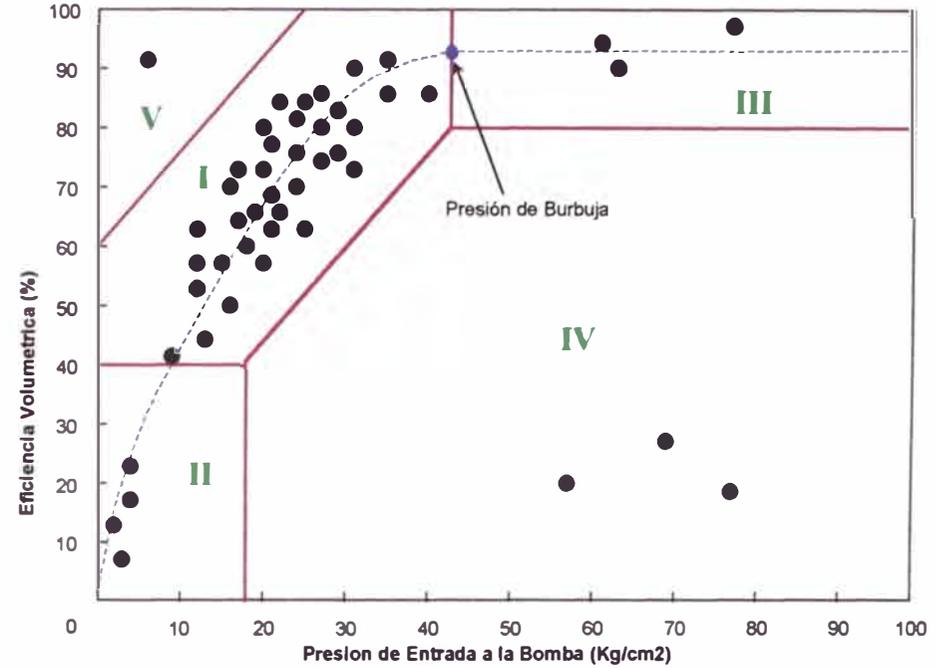


Figura 4..1.A.39

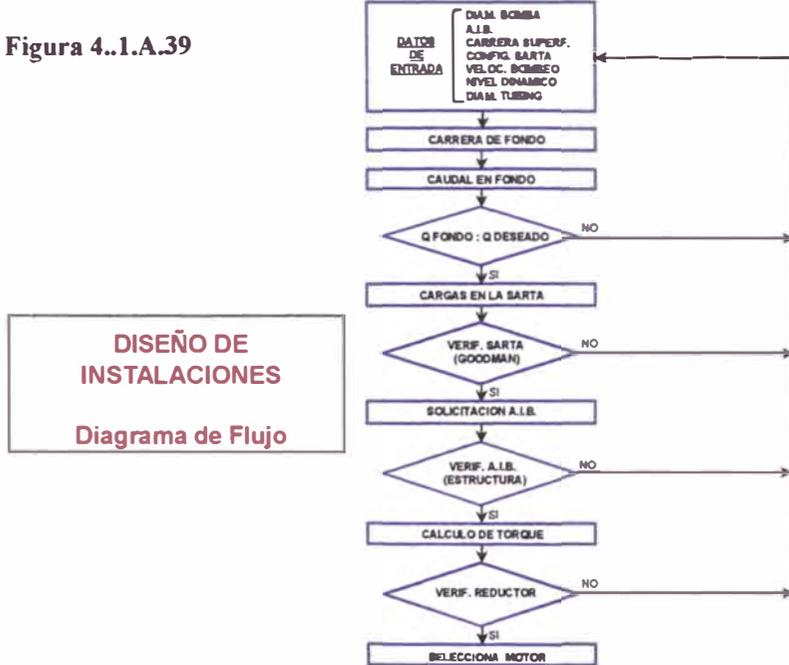


Figura 4..1.A.40

CALCULO DE PARAMETROS DE DISEÑO

Factor de Aceleración de Mills:

$$\delta = (S N^2) / 70.500$$

S : Carrera del A.I.B.
N : Veloc. de bombeo

Carrera de Fondo:

$$S_p = S - (e_r + e_t)$$

Constante Elástica:

$$E_r = 1 / (A_r E)$$

F_o : Peso del Fluido
L : Longitud de la Sarta
A_r : Área de las Varillas
E : Módulo Elástico

Estiramiento de las Varillas (Ley de Hook):

$$e_r = (F_o L) / (E_r) \quad \text{(Sarta Única)}$$

$$e_r = F_o (\sum E_{ri} L_{ri}) \quad \text{(Sarta Cónica)}$$

Estiramiento del Tubing (Ley de Hook):

$$e_t = F_o E_t L_t$$

Caudal en Fondo:

$$Q_f = S_p N A_p B_o$$

A_p : Área del Pistón
B_o : Factor de Volumen

Figura 4.1.B.1



Figura 4.1.B.2

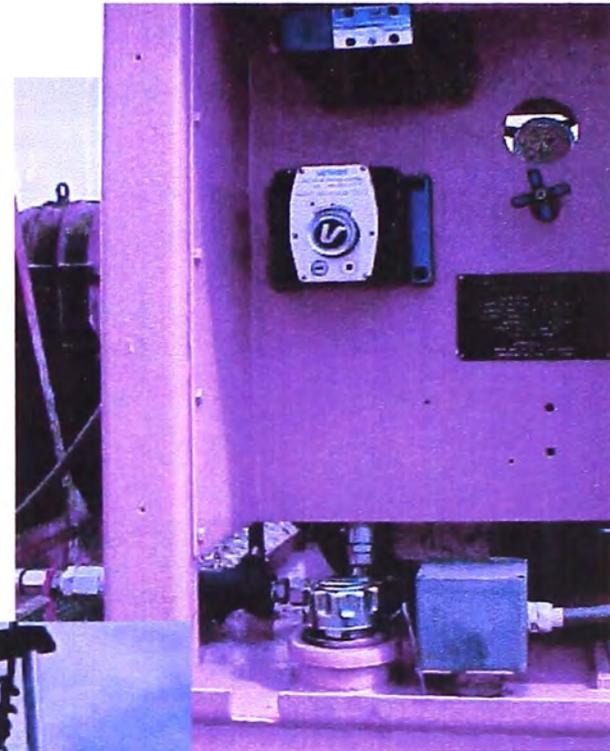


Figura 4.1.B.3

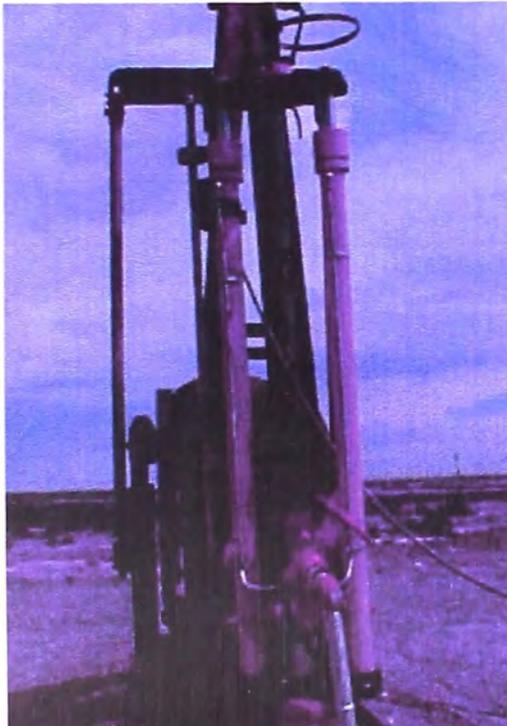
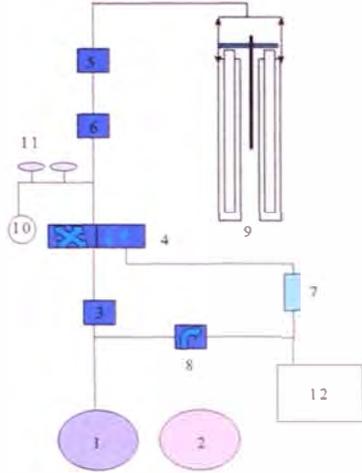


Figura 4.1.B.4



Figura 4.1.B.5 **DIAGRAMA UBH-6000**



- Bomba Salami (38 cm3/rev)
- Motor Eléctrico
- Válvula de Retención
- Válvula Inversora
- Válvula Reguladora de Caída
- Válvula Reguladora de Caudal
- Radiador con Electroventilador
- Válvula Reguladora de Presión
- Cilindros (1.30 mts)
- Manómetro
- Acumuladores
- Tanque

Figura 4.1.B.6

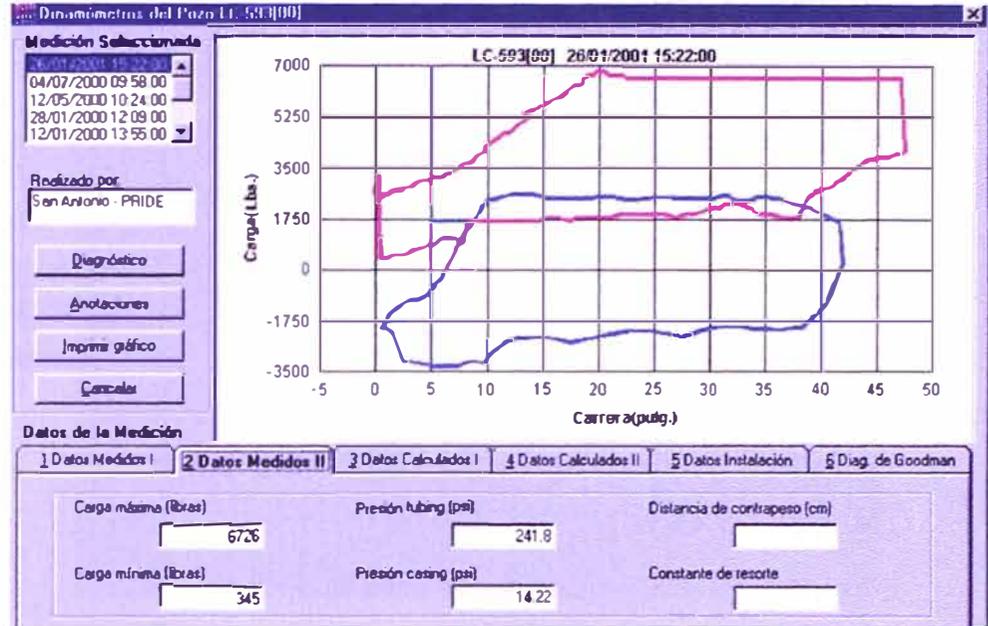


Figura 4.1.B.7

Compañía: HEP-SUL YPF
 Pozo: PT 1014 Bateria: PT-5
 Fecha: 02/10/2000 13:27:00 Análisis Nro.: 01-10

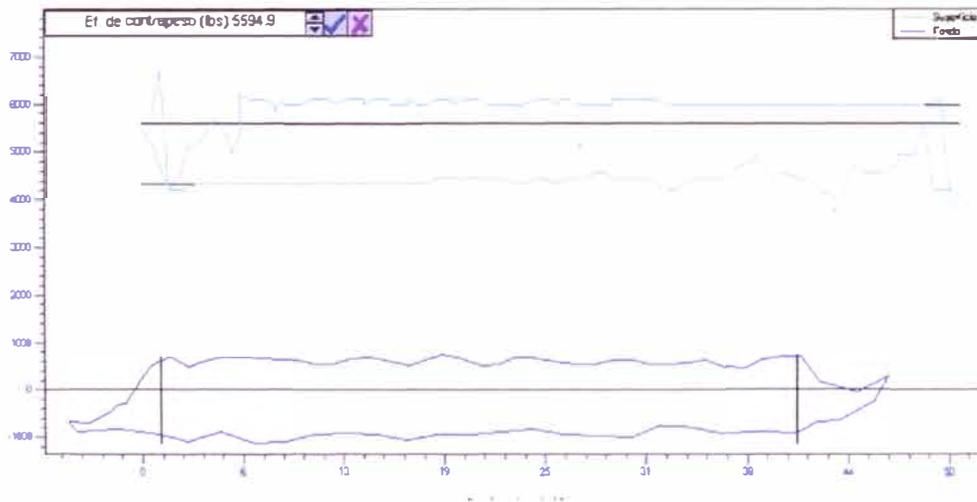


Figura 4.1.B.8

Compañía: HEP-SUL YPF
 Pozo: CL 1781B Bateria: CL-49
 Fecha: 31/01/2001 15:34:00 Análisis Nro.:

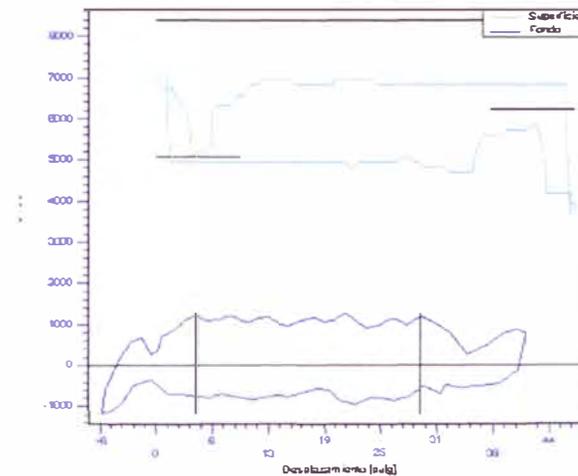
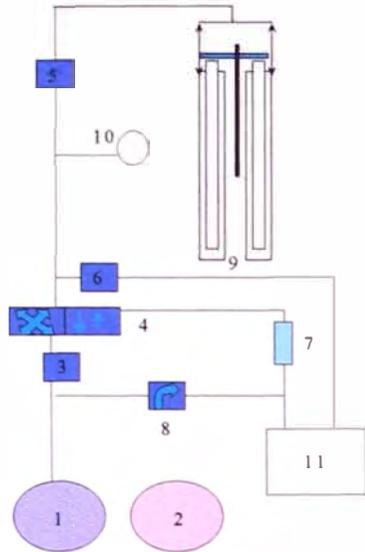


Figura 4.1.B.9 **DIAGRAMA UBH 6000**



- Bomba Comercial (55 cm³/rev)
- Motor Eléctrico
- Válvula de Retención
- Válvula Inversora
- Válvula Reguladora de Caida
- Válvula Reguladora de Caudal
- Radiador con Electroventilador
- Válvula Reguladora de Presión
- Cilindros (1.80 mts)
- Manómetro
- Tanque

Figura 4.1.B.10

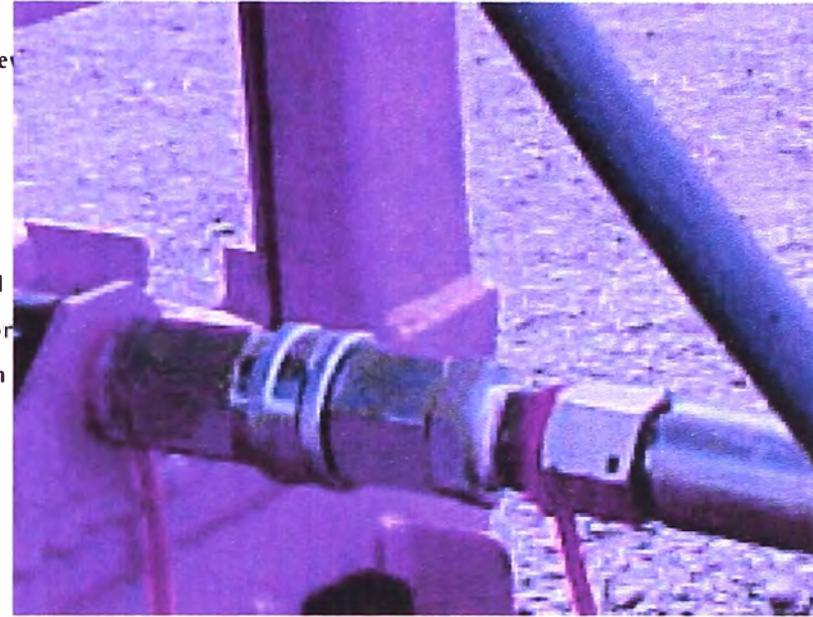
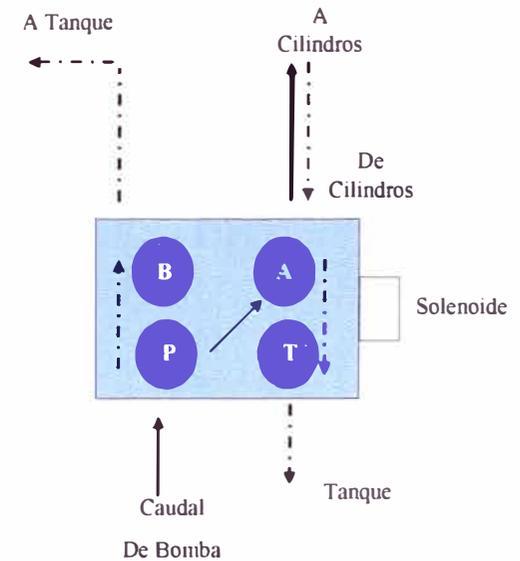


Figura 4.1.B.11

Figura 4.1.B.12

Vista de Planta de la Válvula Inversora



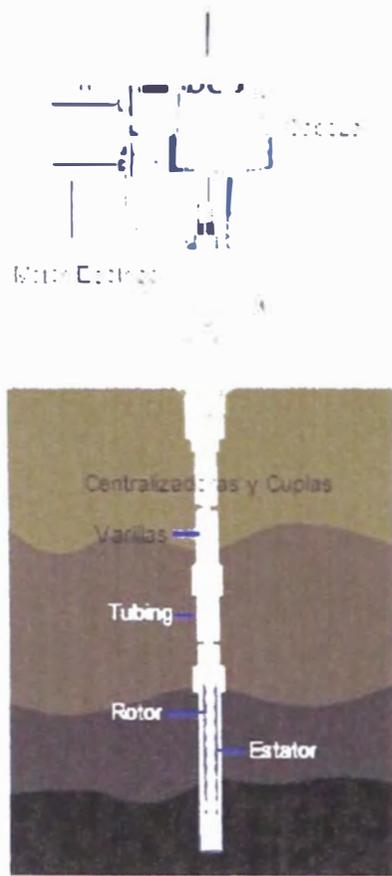


Figura 4.3.1

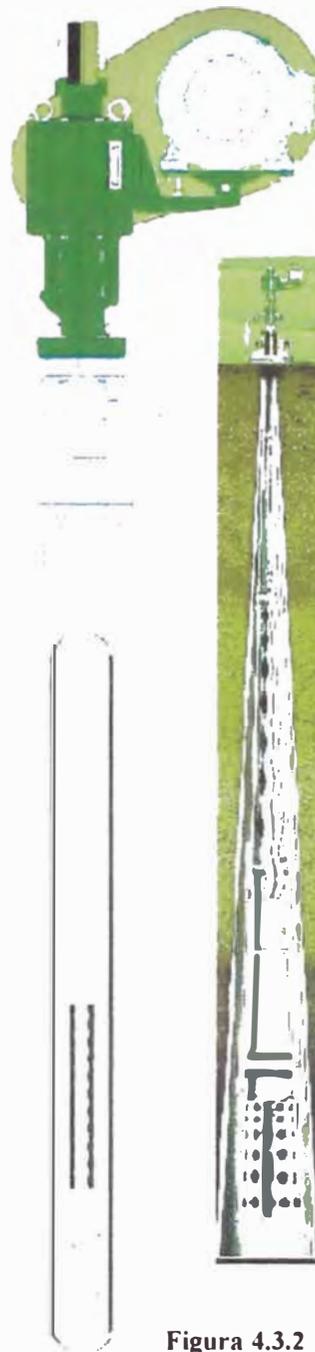


Figura 4.3.2

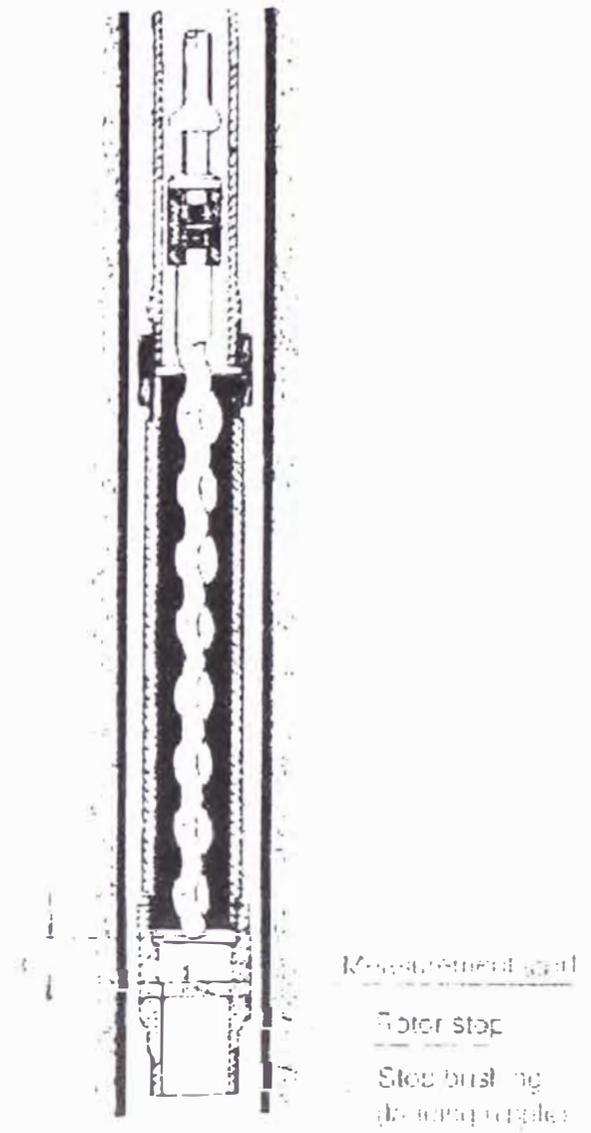


Figura 4.3.3



Figura 4.3.4

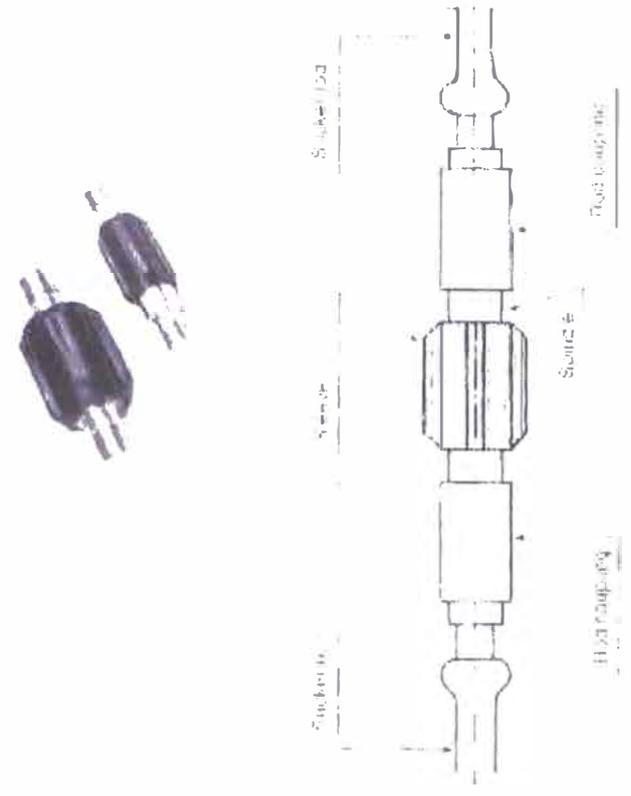


Figura 4.3.5

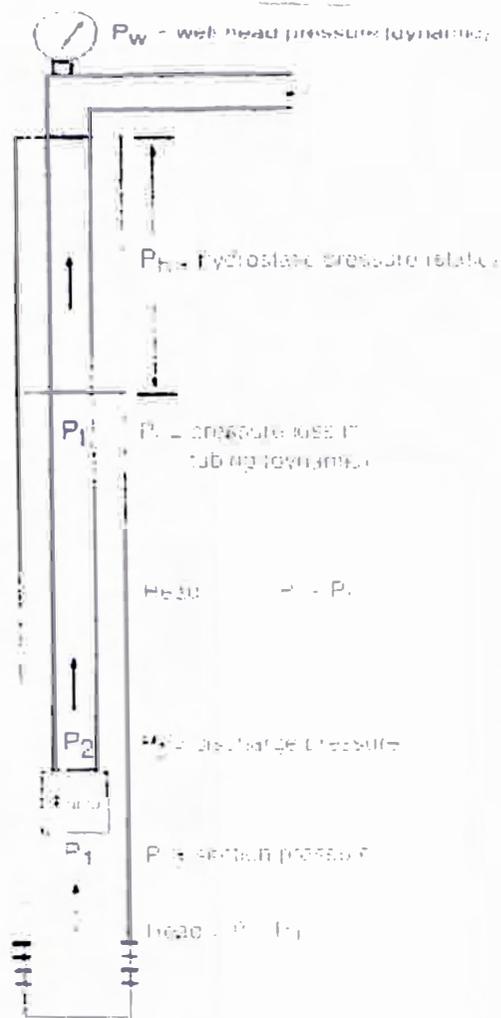


Figura 4.3.6

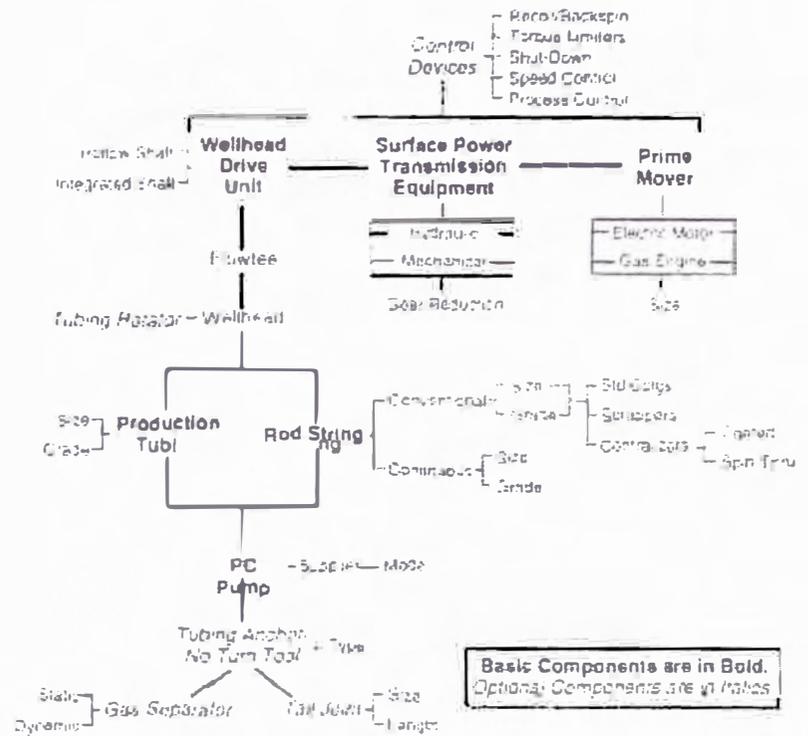


Figure 5.3 Major decisions in the selection and design of equipment components for a PC pumping system.

Figura 4.3.7

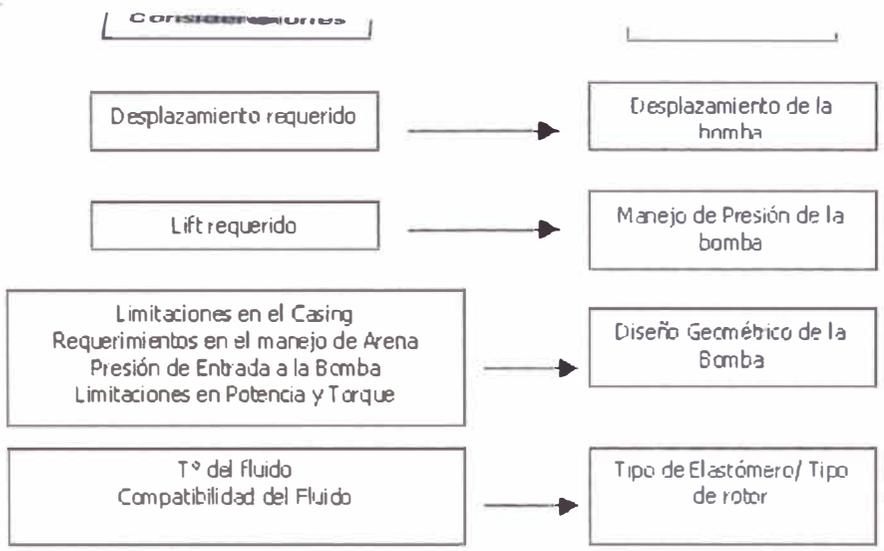


Figura 4.3.8

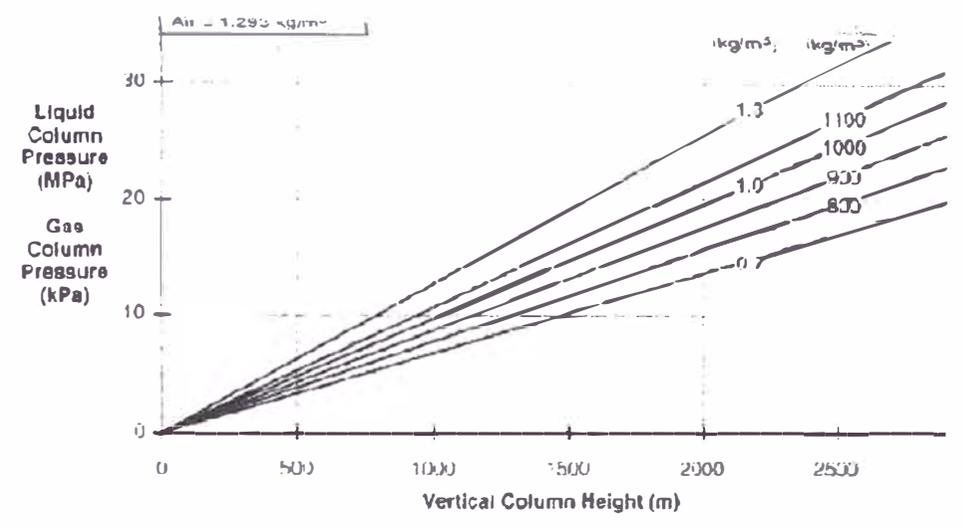


Figura 4.3.9

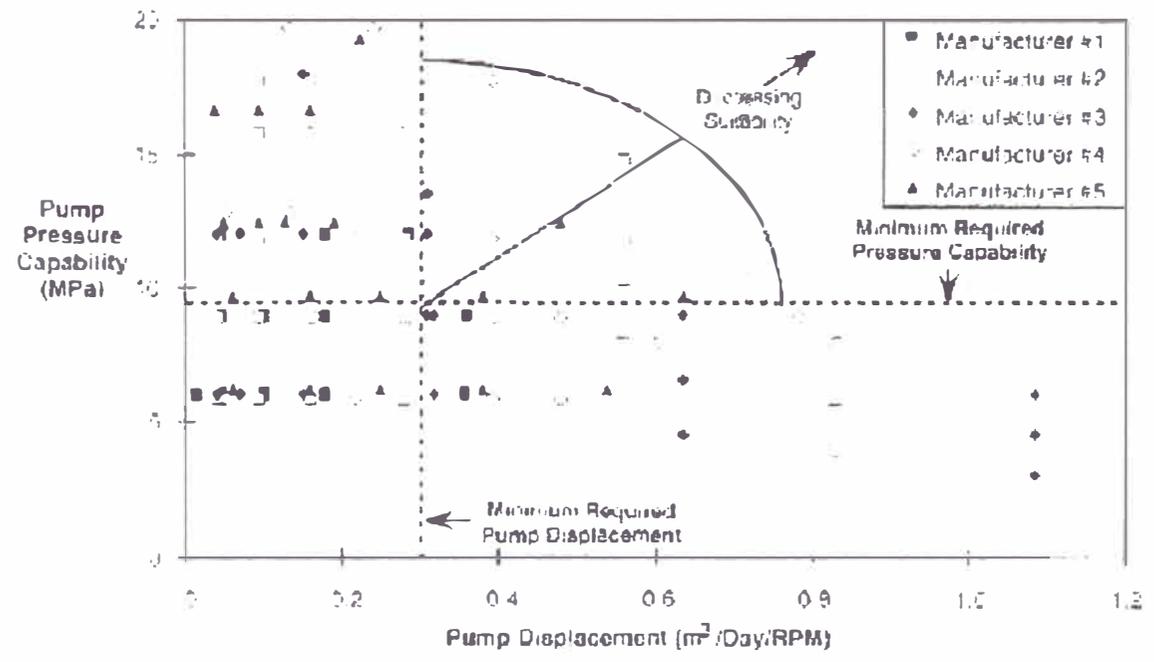


Figura 4.3.10

Engranaje Hipocicloidal de 4/3

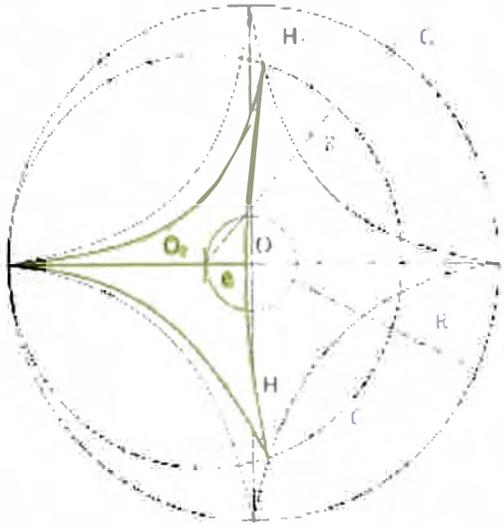


Figura 4.3.14

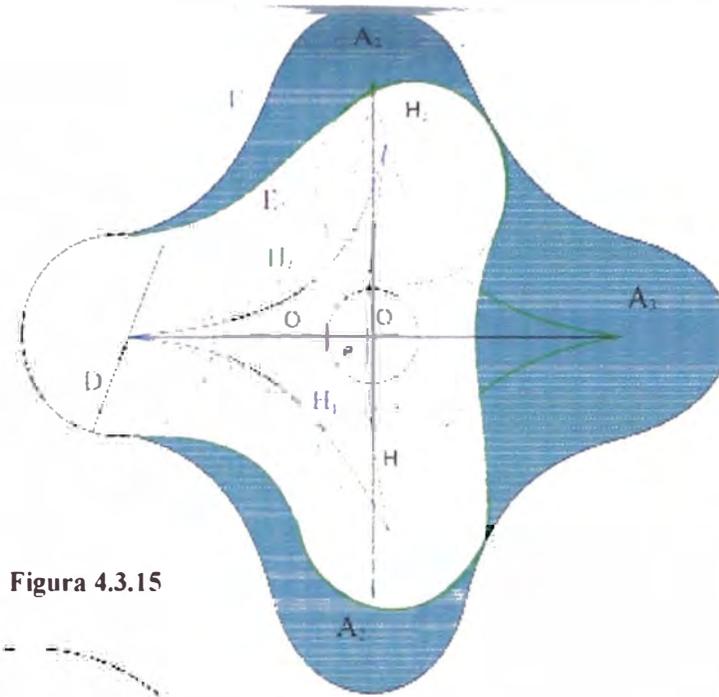


Figura 4.3.15

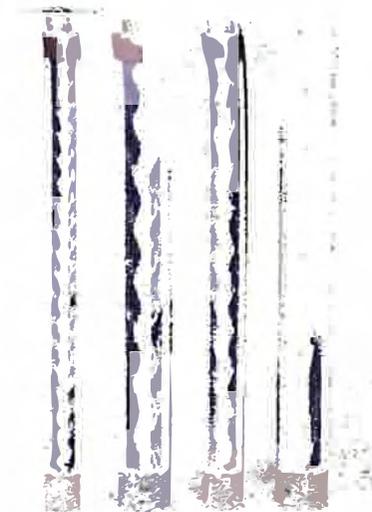
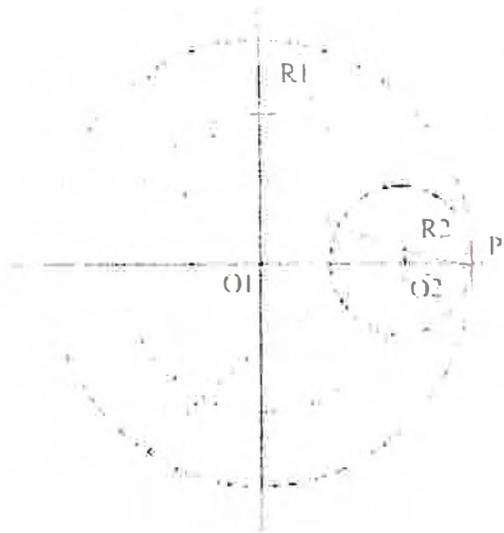


Figura 4.3.16



Hipocicloide de Građn 3

Figura 4.3.13

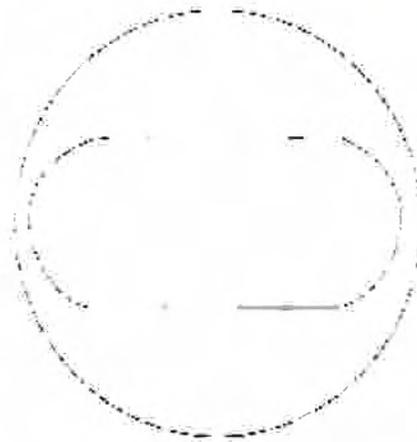
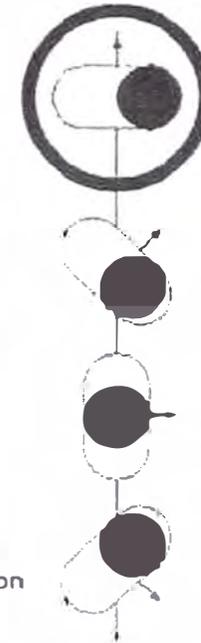
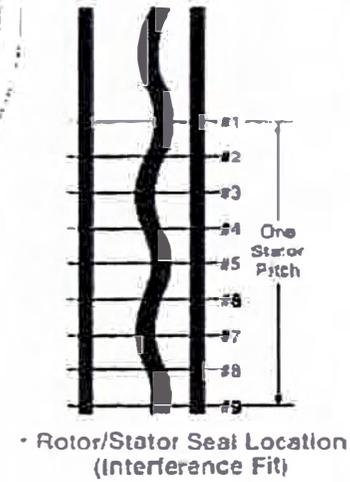


Figura 4.3.17

Figura 4.3.18

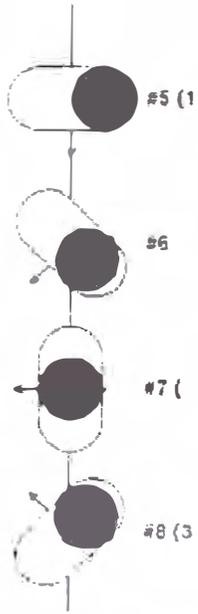


#1 (0°)
#9 (360°)

#2 (45°)

#3 (90°)

#4 (135°)



#5 (180°)

#6 (225°)

#7 (270°)

#8 (315°)

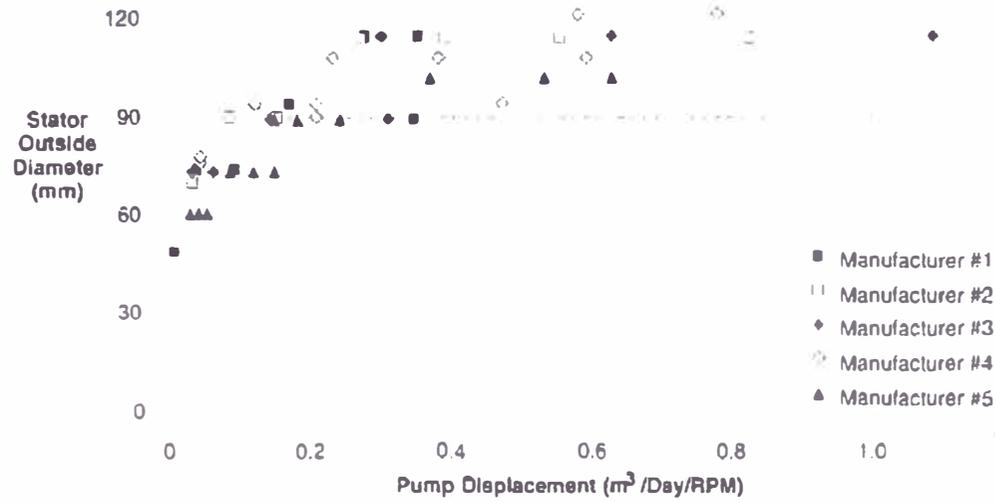


Figura 4.3.11

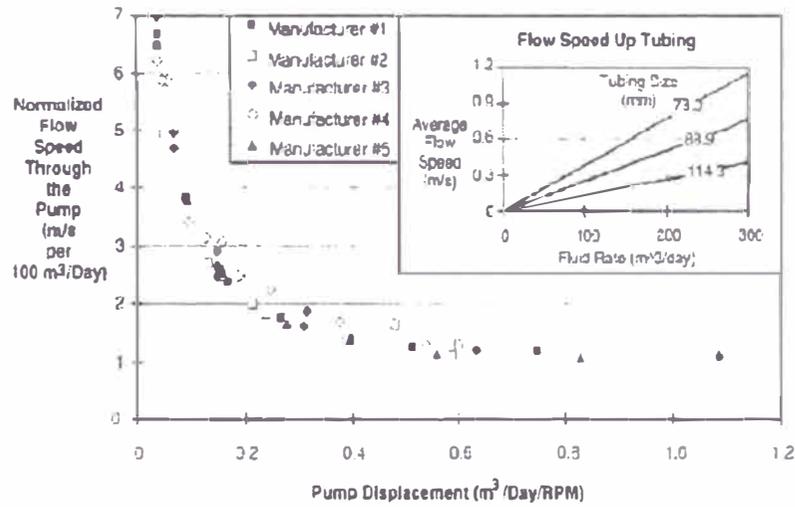
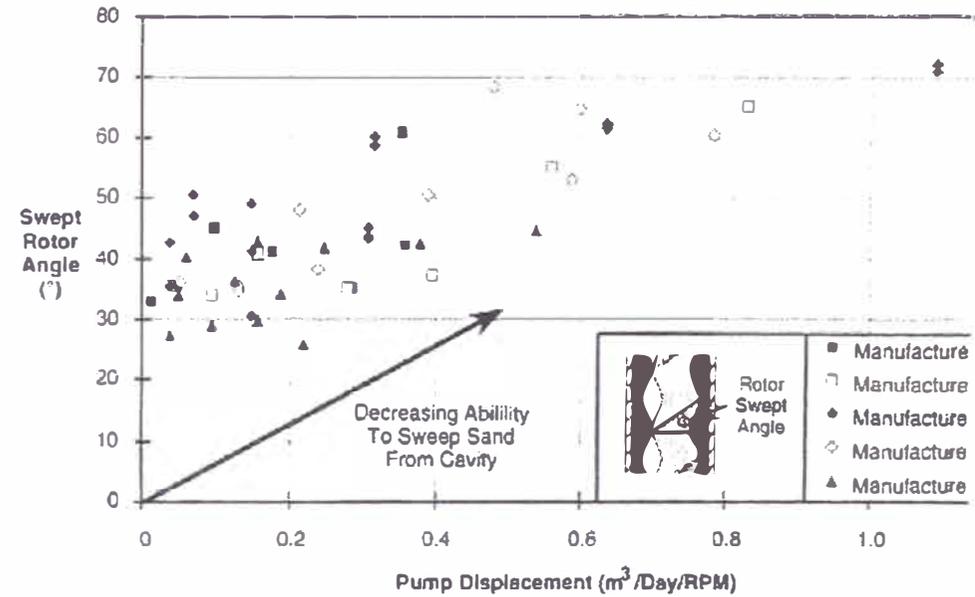


Figura 4.3.12



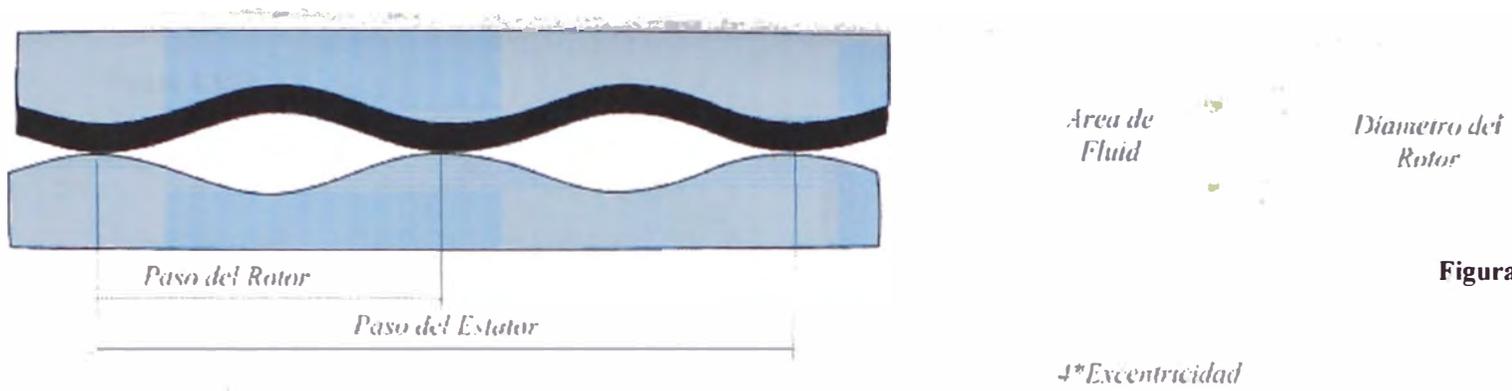


Figura 4.3.19

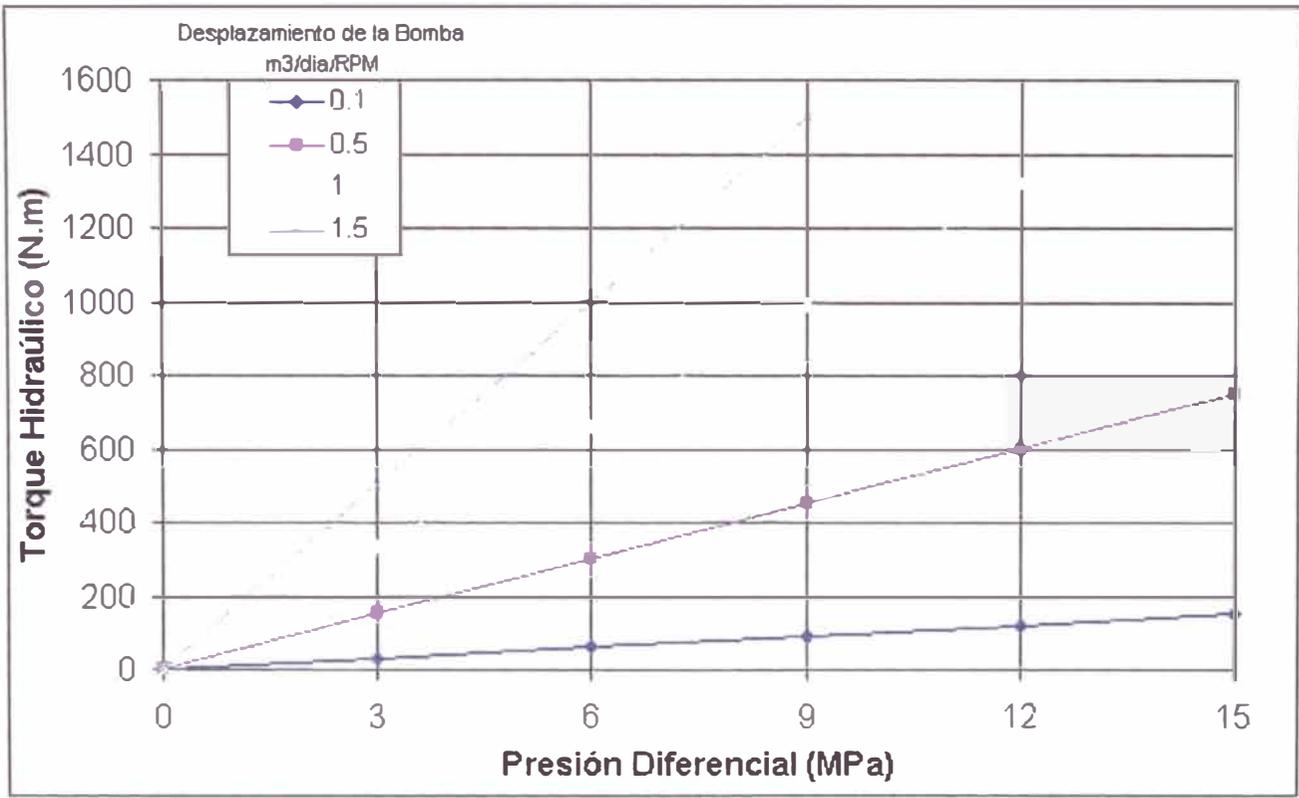
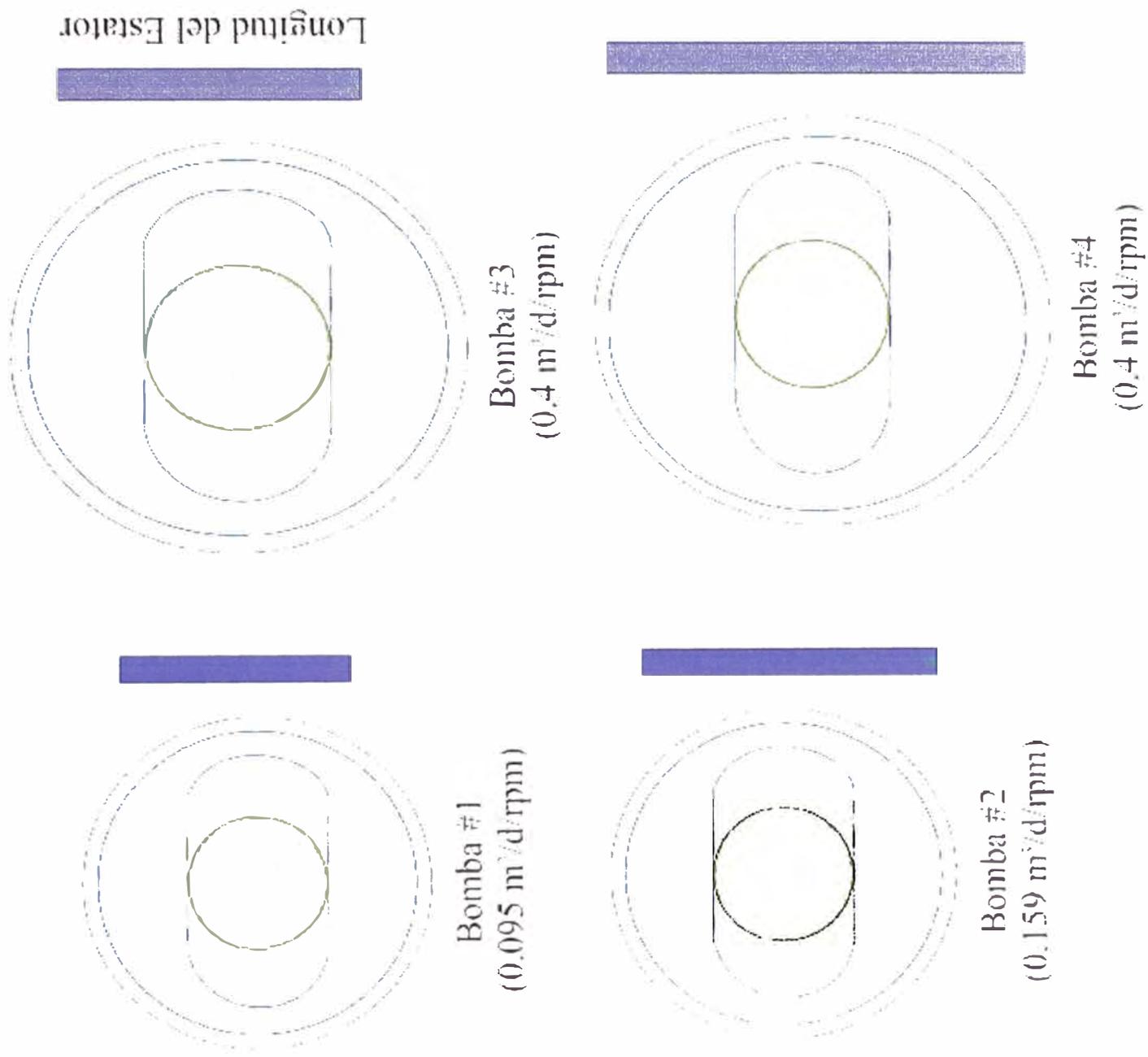
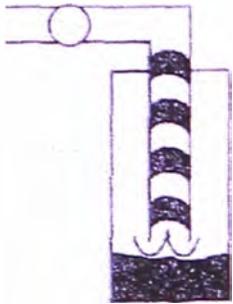


Figura 4.3.20

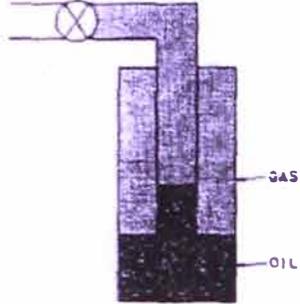
Figura 4.3.21



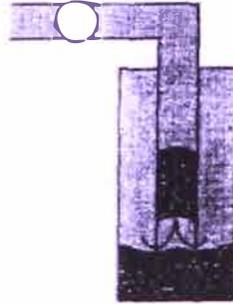
Pozo fluyendo
cercano a la
velocidad crítica



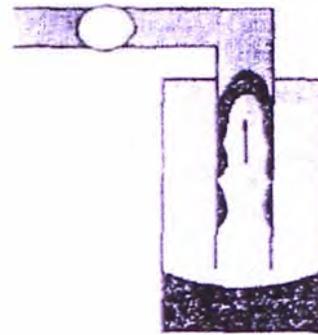
Pozo cerrado



Pozo abierto



Fallback



No Fallback
Plunger

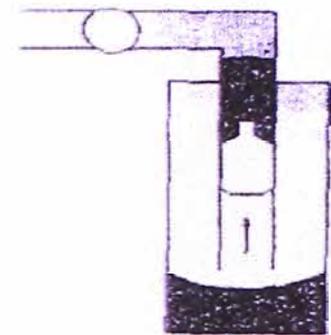


Figura 4.4.1

Figura 4.4.2

INSTALACIÓN TÍPICA

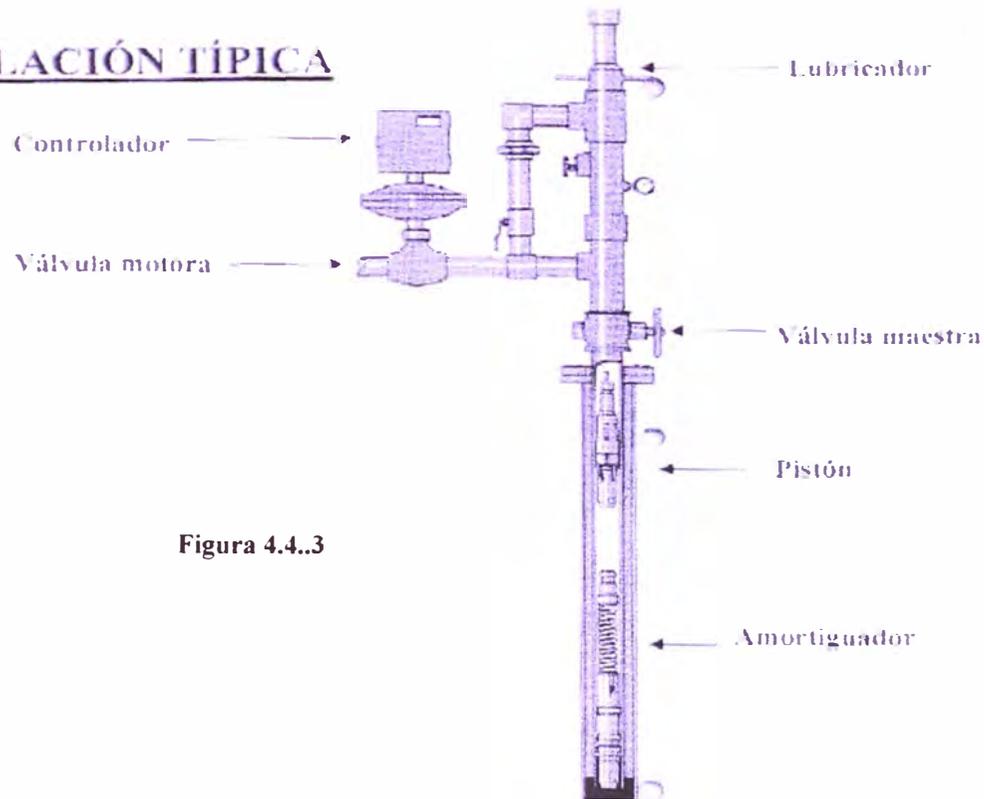


Figura 4.4.3

Figura 4.4.4

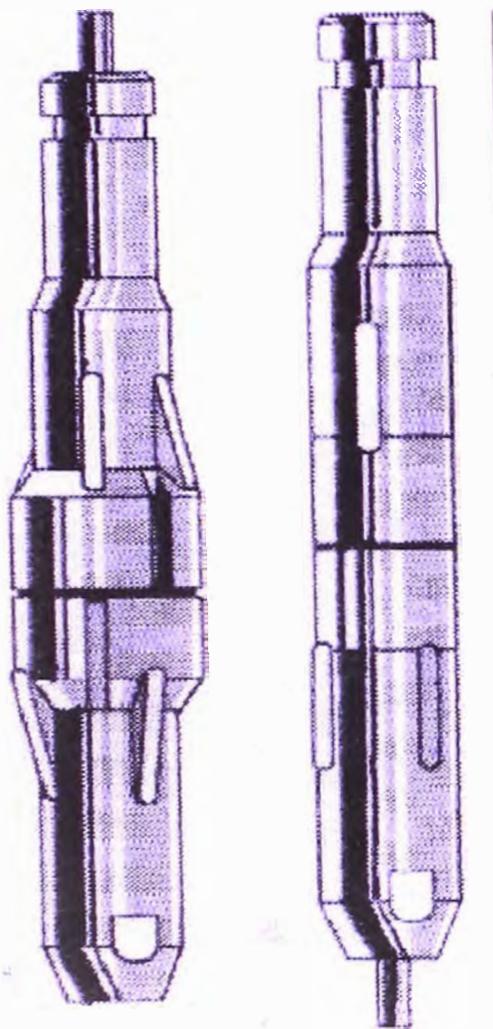


Figura 4.4.5



Figura 4.4.5.b

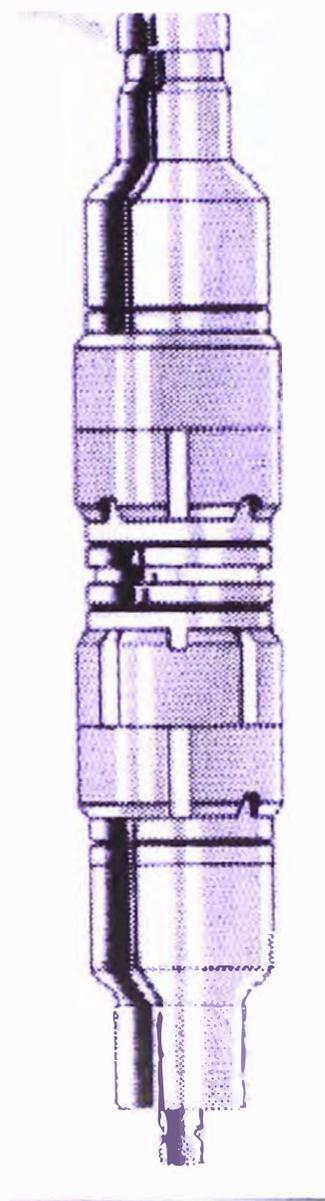


Figura 4.4..6



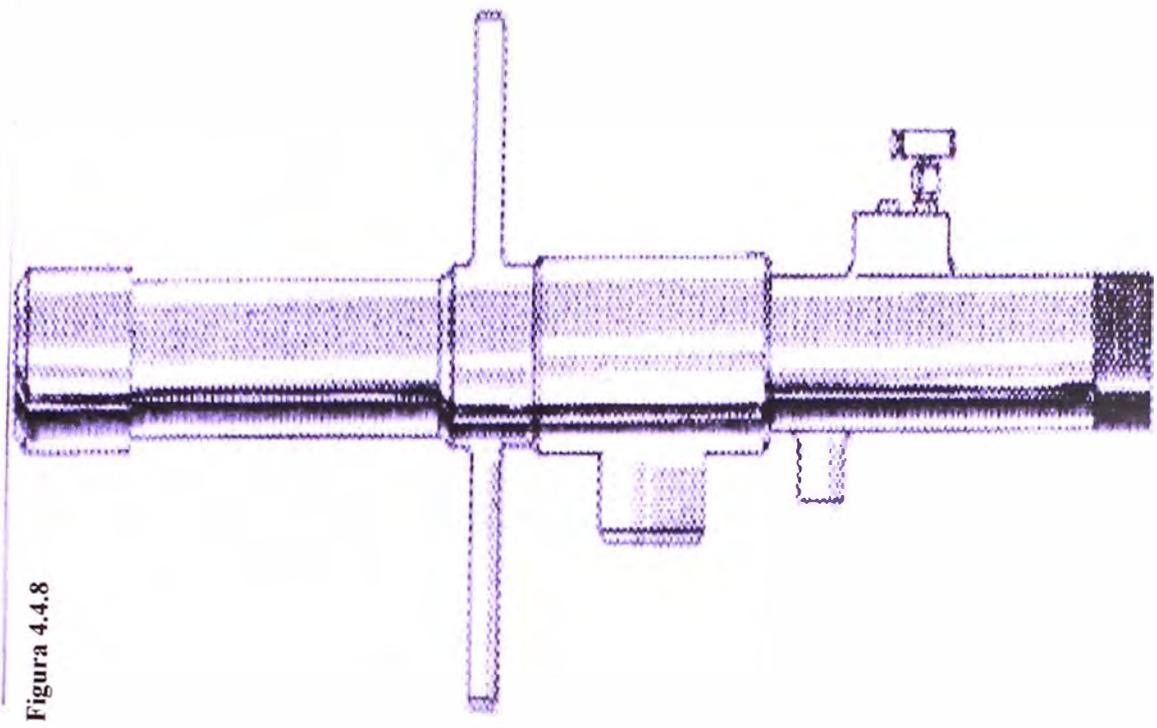


Figura 4.4.8

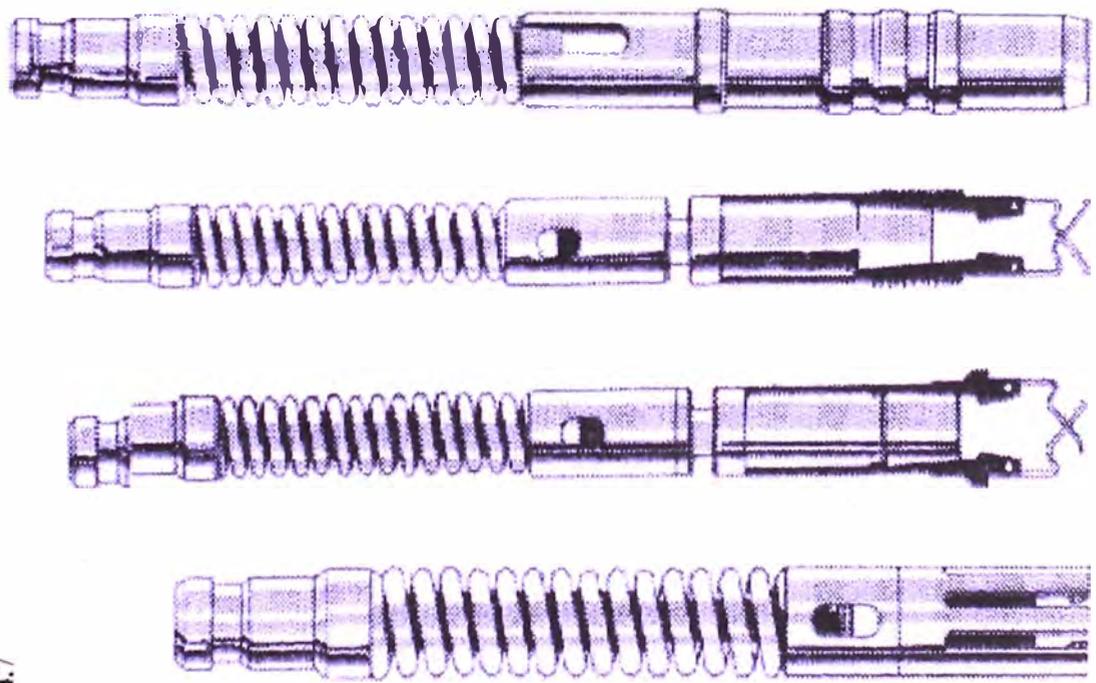


Figura 4.4.7

Figura 4.2.1

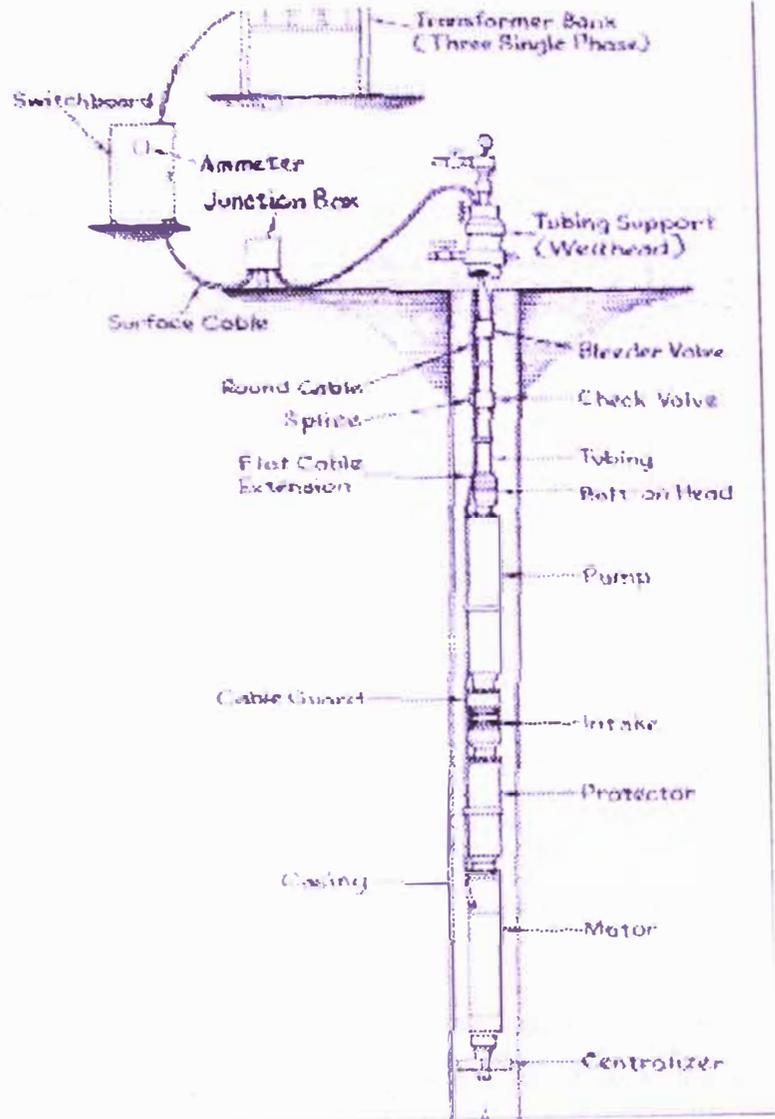


Figura 4.2.2

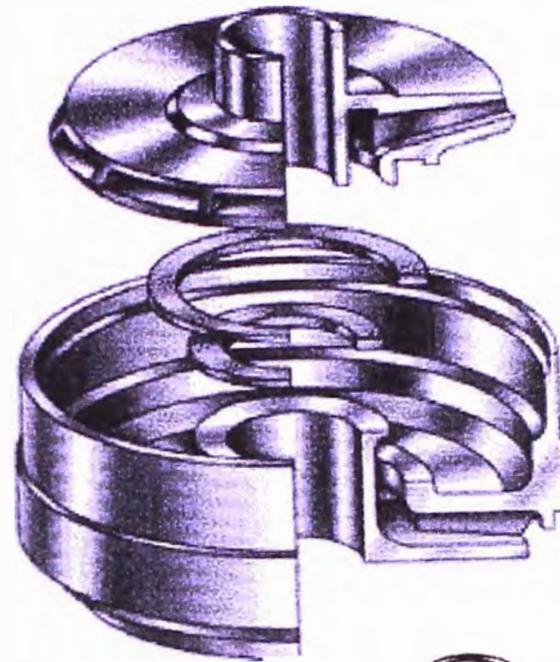


Figura 4.2.3



Figura 4.2.4



Figura 4.2.5

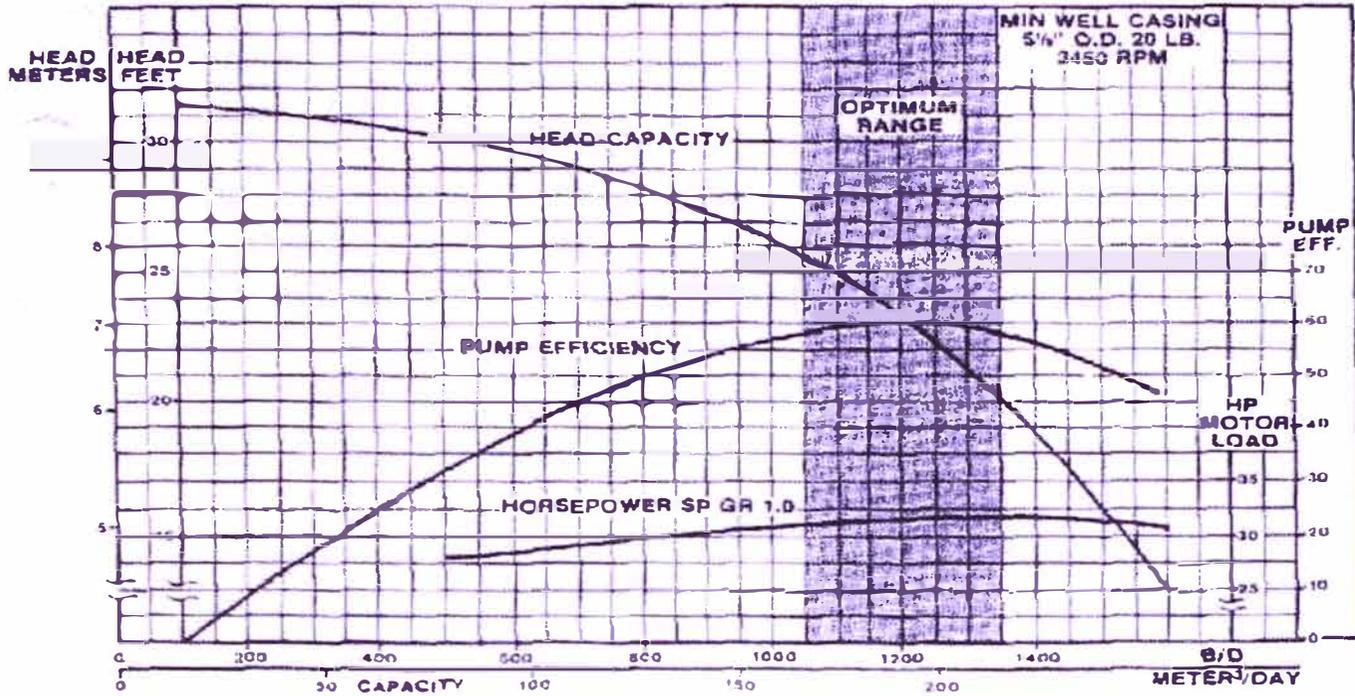
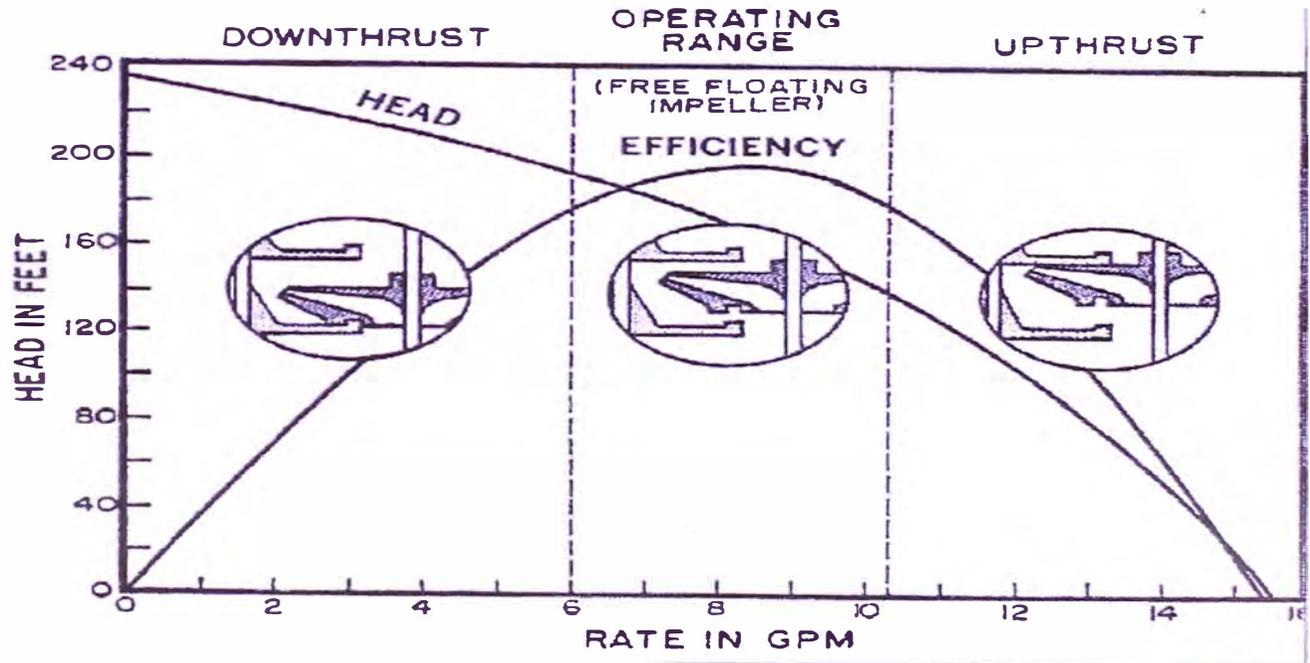


Figura 4.2.6



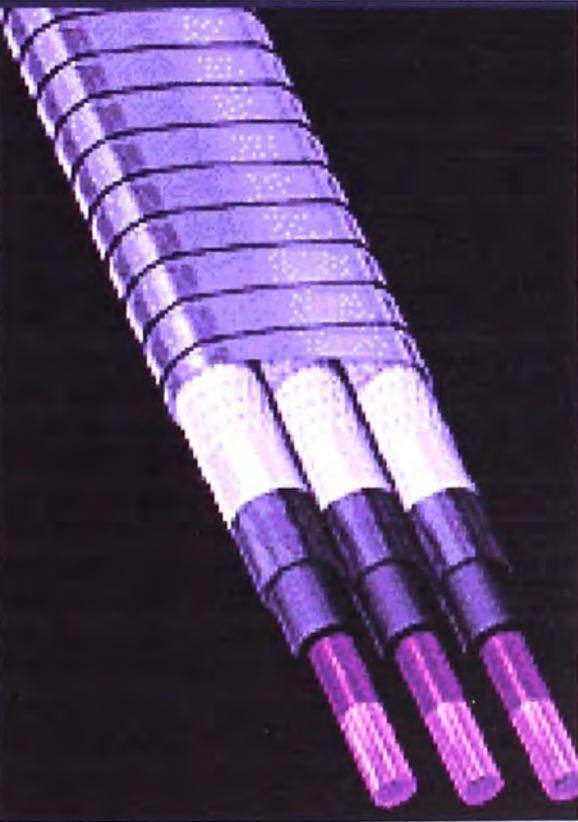
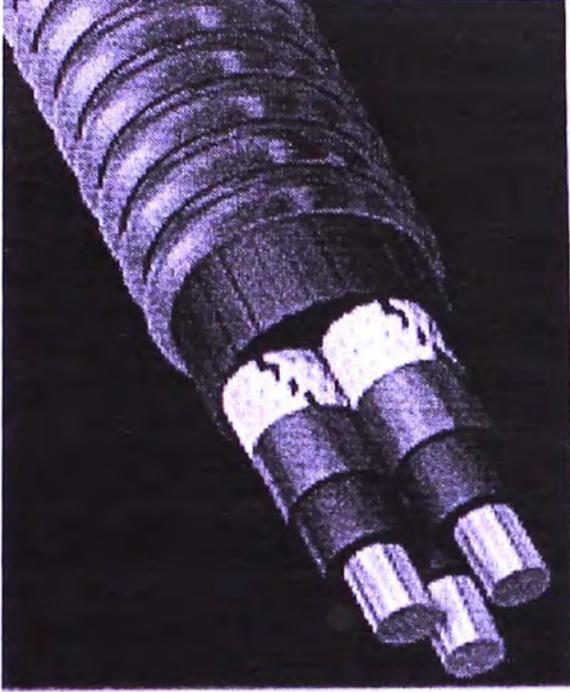


Figura 4.2.8



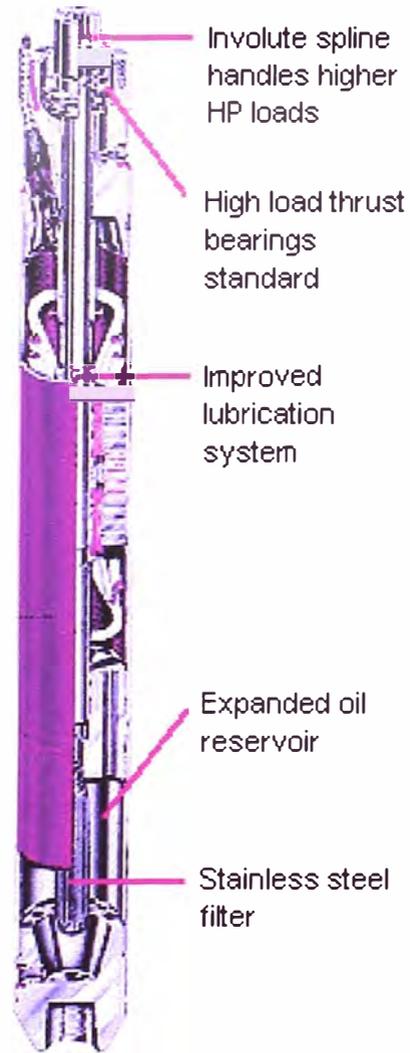
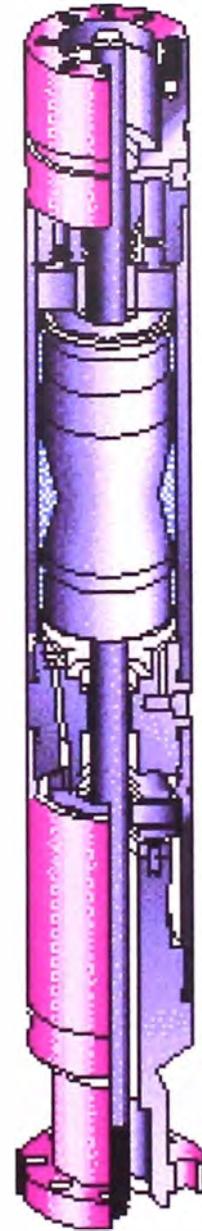
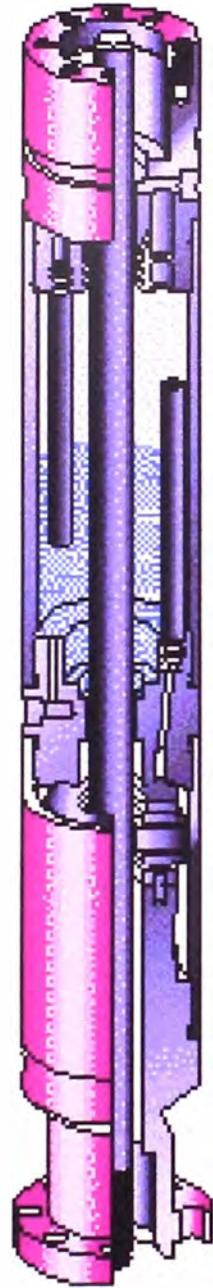


Figura 4.2.7



Abrasion Resistant Pump (ARZ)

Figura 4..1.A.41

DISEÑO DE INSTALACIONES DE BOMBEO MECANICO
Comparación de Métodos

NORMA API RP 11 L Analogía Eléctrica	MODELO MATEMATICO Ecuación de Onda
Asume:	Asume:
A.I.B. Convencional	Todas las geometrías y modelos
Llenado total de la bomba	Llenado total, presencia de gas, golpe de fluido y pérdidas en válvulas
Tubing anclado	Tubing anclado, sin ancla y fallas en el anclaje
Contrapeso optimizado	Contrapeso optimizado, sin optimizar y a aire
Varillas de acero	Varillas de acero, alta resistencia y fibra de vidrio
Diseños de sarta prefijados	Todas las combinaciones posibles
Cálculo de cargas en la parte superior de cada tramo de la sarta de varillas	Cálculo de cargas en todos los puntos de la sarta de varillas
Velocidad del motor constante	Variación de velocidad en el motor
Cálculo de Torque máximo	Gráfico de Torque para todo el ciclo

TABLA 4.1.A.1

CARACTERISTICAS DE LAS VARILLAS DE BOMBEO

Grado	Composición	Resist. a la Tracción (Psi)		Máxima Tensión de Trabajo (Psi)
		min.	max.	
K	AISI 14621	85000	116000	21260
C	AISI 1636	90000	116000	22600
D	AISI 4142	115000	140000	28760
AR	Tratam. Térmico	115000	140000	60000

Chemical and Mechanical Properties of API Sucker-Rod Materials According to API Spec.11B.

Source: American Petroleum Institute. Specification for Sucker Rods, API Spec.11B, 21 st ed., (Dallas: American Petroleum Institute, 1985).

TABLA 4.1.A.1.b

AIB	D. CL-EC	
C80	1	0%
C114	3	1%
C228	120	42%
C260	11	4%
C285	12	4%
C320	39	14%
C347	54	19%
C456	12	4%
C640	16	6%
C 652		0%
C860		0%
C912		0%
M228	2	1%
M320	1	0%
M456	6	2%
M640	4	1%
M912	3	1%
A456		0%
A612		0%
A640		0%
A912		0%
	284	100%

TABLA 4.1.A.1.a

Número de bombas totales en el Distrito	Distrito CL-EC	284
Diámetro Bomba	125	20
	150	100
	175	70
	200	61
	225	22
	250	1
	275	10
Tipo de Bomba	R (insertable)	250
	T (tubing)	34
Tipo de Barril	H (pared gruesa)	224
	W (pared fina)	60
Ubicación y tipo de anclaje	AC	249
	AM	0
	BC	30
	BM	5
	ACBM	0
Longitud Barril	12	134
	14	1
	16	6
	18	19
	20	93
	22	28
	24	3
Longitud Piston	2	53
	3	55
	4	167
	5	0
	6	0
	LubriPlunger	11

METODOLOGIA PARA DIAGNOSTICO DE BOMBEO MECANICO

TABLA 4.1.A.2

COMPONENTE	OBSERVACIÓN	ANÁLISIS	PROBABLE ACCION
CARTA DINAMOMETRICA	Forma del Gráfico	Llenado	Cambio de Régimen
		Funcionamiento de la Bomba	Intervención
	Lineas de Cero	Arriba / Debajo	Calibración del Equipo
			Repetición de la Medición
BOMBA	Cargas Permisibles (Torque)	Sobre / Sub Balanceado Excedido	Cambio de Régimen Ajuste Contrapesos Cambio de A.I.B.
	Camara Bruta vs. Camara Superficie	Estreñimiento	Cambio de Régimen Cambio de Diseño
	Caudal en Bomba vs. Caudal Real	Pérdida en Tubing	Verificación Intervención
	Nivel Medido / Corregido / Calculado Sumergencia	Estado Extractivo	Cambio de Régimen Cambio de Diseño
A.I.B.	Carga Máxima vs. Capacidad del A.I.B.	Excedido	Cambio de Régimen Cambio de A.I.B.
BARTA	% de Goodman	Excedido	Cambio de Régimen Cambio de Diseño
	Punto Neutro	Compresión / Buckling	Cambio de Régimen Cambio de Diseño
REDUCTOR	% de Solicitación	Sobre / Sub Balanceado Excedido	Cambio de Régimen Ajuste Contrapesos Cambio de A.I.B.
MOTOR	Potencia Requerida vs. Potencia Instalada	Sobre / Sub Diseñado	Cambio de Régimen Cambio de A.I.B.

TABLA 4.1.A.3

POSIBILIDADES QUE BRINDA LA DINAMOMETRIA DE FONDO DE POZO

Evaluación Dinamométrica	Superficie	Fondo
Cargas Máxima y Mínima	SI	SI
Análisis Torsional	SI	SI
Pérdidas en Válvulas	SI	SI
Pérdida en Tubing	No	SI
Diagrama Dinamométrico de la Bomba	No	SI
Caudal Desplazado por la Bomba	No	SI
Presencia de gas en la Bomba	No	SI
Golpe de Fluido	Posible	SI
Cargas y Tensiones en la Sarta	No	SI
Movimiento de Tubing	No	SI
Funcionamiento de la Bomba	No	SI
Nivel Dinámico y Sumergencia	No	SI
Punto Neutro de la Sarta	No	SI

TABLA 4.1.B.1

SITUACION DICIEMBRE 1999

Pozo	Carga (kg)	Prof. (m)	Bomba	GPM	Caudal (m ³ /día)	Observaciones
LC-181	3300	787	1 3/4"	4	1.5	
LC-593	3400	785	1 3/4"	5	8 (11)	tiempo muerto excesivo
PT-1014	3500	900	1 1/2"	5	7	trabaja normalmente
LP-384	5200	1140	1 1/2"	6	8	pérdidas eventuales
LP-617	5300	1330	1 3/4"	4	2	unidad móvil, backup
LP-617	5300	1330	1 3/4"	4	2	Falla válvula inversora.
LP-1001	5400	1221	1 1/2"	5	5	pérdidas eventuales petróleo pesado
LM-091	5700	1441	1 3/4"	3	no medido	Pérdidas. VRP, V. Inv. ¿carga excesiva?

Tabla 4.3.1

Viscosidad (Cpo)	Velocidad Optima (RPM)	Velocidad Máxima (RPM)
<500	200	500
500-5000	150	400
>5000	100	250

Tipo	Características del Elastómero	Campos de Aplicación	Escala de Resistencia
159P	<ul style="list-style-type: none"> •Propiedades mecánicas altas •Temperatura máxima 120°C •Abrasión: Alta resistencia •Ampollados por gas: Alta resistencia •Aromáticos: promedio •CO₂: promedio •SH₂: promedio 	<ul style="list-style-type: none"> •Crudos pesados <18° API •Crudos abrasivos •Alta presión •Crudos medios 18°<API<26° •Crudos Livianos 26°<API<40° y bajo contenido de aromáticos y CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> •A •A/B •A •B •C



Fecha: 29/05/01
Pozo: CL-1714
Bateria: 177
Distrito: CL-EC

Produccion bruta estimada(m3/dia):	130.00
Produccion Neta estimada de petroleo(m3/dia):	7.80
Produccion actual de gas combustible(m3/dia):	0
Precio de m3 de gas(\$/m3):	0.022
Canon de ESP o PCP(\$):	1,000 \$
Precio WTI(\$/Bbl):	25.00 \$
Descuento(\$/Bbl):	3.55 \$
Mantenimiento(\$/mes):	500 \$
Valor Energia (\$/Kw/h):	0.044 \$
Corriente activa(A):	20
Costo Producto quimico(\$/mes):	500 \$
Nº de desparafinaciones en el ult. año:	0
Costo promedio desparafinacion (\$):	0 \$
Nº de pulling en los ult. 2 años:	1
Costo prom. pulling previos(servicio y materiales)(\$):	6,000 \$
Gastos deshidratacion, transporte y almacenaje(\$/m3):	3.22 \$

Ingresos:	
Ventas de Petroleo	31,992.35
Ventas de Gas	0.00
Total	31,992.35

Egresos:	
Canon	1,000.00
Mantenimiento general	500.00
Gastos deshidratacion, transporte y almacenaje:	753.48
Gastos de pulling	250.00
Gastos por desparafinacion	0.00
Consumo de energia	1,096.13
Consumo de producto quimico	500.00
Total	4,099.61

Impuestos:	Tasas	
Regalias	11.53%	3,688.72
Ingresos Brutos	1.00%	319.92
Total		4,008.64

Costo por m3	2.75
---------------------	-------------

Ingresos netos mensuales con WTI=	22.50 \$	25.00 \$	27.50 \$
	20,623	23,884	27,146

Nota: No se tuvieron en cuenta los gastos fijos prorrateados ya que el objetivo es calcular la contribucion marginal del pozo.



Fecha: 29/05/01
Pozo: CL-1714
Bateria: 177
Distrito: CL-EC

Produccion bruta estimada(m3/dia):	130.00
Produccion Neta estimada de petroleo(m3/dia):	7.80
Produccion actual de gas combustible(m3/dia):	0
Precio de m3 de gas(\$/m3):	0.022
Canon de ESP o PCP(\$):	0 \$
Precio WTI(\$/Bbl):	25.00 \$
Descuento(\$/Bbl):	3.55 \$
Mantenimiento(\$/mes):	500 \$
Valor Energia (\$/Kw/h):	0.044 \$
Corriente activa(A):	20
Costo Producto quimico(\$/mes):	500 \$
Nº de desparafinaciones en el ult. año:	0
Costo promedio desparafinacion (\$):	0 \$
Nº de pulling en los ult. 2 años:	2
Costo prom. pulling previos(servicio y materiales)(\$):	6,000 \$
Gastos deshidratacion, transporte y almacenaje(\$/m3):	3.22 \$

Ingresos:	
Ventas de Petroleo	31,992.35
Ventas de Gas	0.00
Total	31,992.35

Egresos:	
Canon	0.00
Mantenimiento general	500.00
Gastos deshidratacion, transporte y almacenaje:	753.48
Gastos de pulling	500.00
Gastos por desparafinacion	0.00
Consumo de energia	1,096.13
Consumo de producto quimico	500.00
Total	3,349.61

Impuestos:	Tasas	
Regalias	11.53%	3,688.72
Ingresos Brutos	1.00%	319.92
Total		4,008.64

Costo por m3	2.25
---------------------	-------------

Ingresos netos mensuales con WTI=	22.50 \$	25.00 \$	27.50 \$
	21,373	24,634	27,896

Nota: No se tuvieron en cuenta los gastos fijos prorrateados ya que el objetivo es calcular la contribucion marginal del pozo.

Se considera que se tiene en AIB, las varillas de bombeo y la bomba en almacenes o en el campo, solo se evalua un proyecto de intervencion de pozo, por eso no esta las inversiones, de perforacion, completacion, etc.

Evaluación Económica para pozos en estado avanzado de explotación(12 meses)

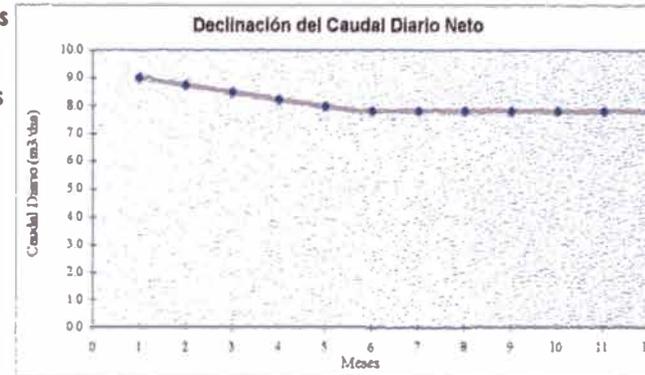
Objetivo de la Evaluación:

Problemas previstos:

Fecha: **29-May-01**
 Pozo: **CL-1620**
 Bateria: **177**
 Distrito: **CL-EC**

Inversión/ Gasto Inicial a realizar(\$): **113,000 \$**
 Canon de ESP o PCP(\$): **0 \$**
 Tasa de descuento anual(%): **11%**
 Mantenimiento General(\$/mes): **150.00 \$**
 Valor Energía (\$/Kw/h): **0.044 \$**
 Potencia utilizada(Hp del Día): **190**
 Costo Producto químico(\$/mes): **500 \$**
 N° de desparafinaciones en el ult. año:
 Costo promedio desparafinación (\$):
 Fecha ultima desparafinación (no es obligatorio):
 Gastos deshid., transporte y almacenaje(\$/m3): **3.22 \$**
 N° de pulling en los ult. 2 años:
 Costo prom. pulling previo(servicio y mat.)(\$: **5,000 \$**
 Fecha último pulling (no es obligatorio):
 Fecha penúltimo pulling (no es obligatorio):

Precio WTI(\$/Bbl): **25.00 \$**
 Descuento(\$/Bbl): **3.55 \$**
 Producción bruta estimada(m3/día): **260.00**
 Producción Neta estimada de petróleo(m3/día): **20.00**
 Declinación Mensual de la producción de petróleo %: **3%**
 Producción Neta constante de petróleo(m3/día): **18.00**
 Producción Neta actual de gas(m3/día): **0**
 Declinación Mensual de la producción de gas %: **6%**
 Producción Neta Constante de gas(m3/día): **0**
 Precio de m3 de gas(\$/m3): **0.022 \$**
 Otros Ingresos(\$/mes): **0.00 \$**



Mes (se analizan los 12 meses iniciales):	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Producción gas(M3/día)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Producción neta de petróleo(M3/día)	20.00	19.40	18.82	18.25	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	
Ingresos:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ventas de Petróleo	0.00	80,952.30	78,523.73	76,168.02	73,882.98	72,857.07	72,857.07	72,857.07	72,857.07	72,857.07	72,857.07	72,857.07	72,857.07
Ventas de Gas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros ingresos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.00	80,952.30	78,523.73	76,168.02	73,882.98	72,857.07							
Egresos:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión/ Gasto inicial	113,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Canon	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mantenimiento General	0.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
Gastos de deshidratación, almacenaje y transporte	0.00	1,932.00	1,874.04	1,817.82	1,763.28	1,738.80	1,738.80	1,738.80	1,738.80	1,738.80	1,738.80	1,738.80	1,738.80
Provisión por pulling	0.00	416.67	416.67	416.67	416.67	416.67	416.67	416.67	416.67	416.67	416.67	416.67	416.67
Gastos por desparafinación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Consumo de energía	0.00	6,372.43	6,372.43	6,372.43	6,372.43	6,372.43	6,372.43	6,372.43	6,372.43	6,372.43	6,372.43	6,372.43	6,372.43
Consumo de producto químico	0.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00
Total	113,000.00	9,371.10	9,313.14	9,256.92	9,202.38	9,177.90							
Impuestos Provinciales:	Tasas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Recalcul	11.53%	9,333.80	9,053.79	8,782.17	8,518.71	8,400.42	8,400.42	8,400.42	8,400.42	8,400.42	8,400.42	8,400.42	8,400.42
Ingresos Brutos	100%	809.52	785.24	761.69	738.83	728.57	728.57	728.57	728.57	728.57	728.57	728.57	728.57
Total		10,143.32	9,839.02	9,543.85	9,257.54	9,128.99							
Impuestos a las ganancias:	Tasas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Impuesto a las ganancias	35.00%	17,915.49	17,299.92	16,702.81	16,123.61	15,863.57	15,863.57	15,863.57	15,863.57	15,863.57	15,863.57	15,863.57	15,863.57
Flujo de Fondos:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Total	-113,000	43,522	42,072	40,664	39,299	38,687	38,687	38,687	38,687	38,687	38,687	38,687	38,687
ACUMULADO	-113,000	-69,478	-27,406	13,258	52,558	91,245	129,931	168,618	207,304	245,991	284,678	323,364	362,051

Análisis de sensibilidad para WTI (\$/Bbl)=		22.50 \$	25.00 \$	27.50 \$
Repago simple en meses		3.07 meses	2.67 meses	2.37 meses
Repago descontado en meses al 11.00%		3.12 meses	2.69 meses	2.39 meses
Van al 11.00%		280,606.24 \$	336,561.65 \$	392,517.07 \$
Ivan al 11.00%		3.48	3.98	4.47
TIR anual		Excesiva	Excesiva	Excesiva
Costo por barril incluyendo inversión y gasto (\$/BOE):		5.37 \$	5.37 \$	5.37 \$

Nota: En todos los ítems a Ingresar (con fondo verde) solamente se deben utilizar las diferencia debidas al proyecto, no los valores absolutos. Ejemplo: Un análisis cambio de bomba para incrementar la producción no debería tener contemplados gastos propios del pozo como mantenimiento general, que están igual aunque no se haga el cambio. Si deberían contemplarse el aumento de consumo eléctrico y de producto químico que se dependen de la nueva producción.

Evaluación Económica para pozos en estado avanzado de explotación (12 meses)

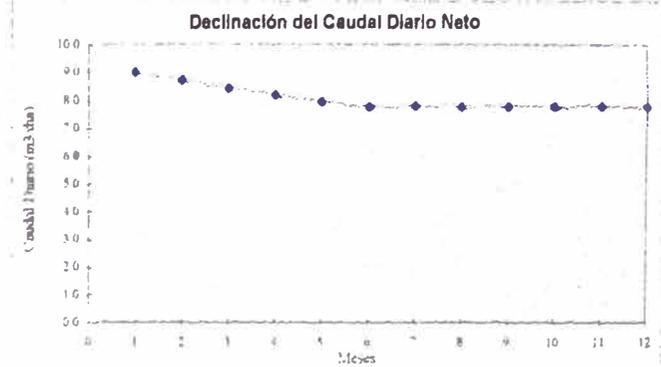
Objetivo de la Evaluación:

Problemas previstos:

Fecha: **29-May-01**
 Pozo: **CL-1714**
 Batería: **177**
 Distrito: **CL-EC**

Inversión/ Gasto Inicial a realizar(\$):
 Canon de ESP o PCP(\$): **1,197 \$**
 Tasa de descuento anual(%): **11%**
 Mantenimiento General(\$/mes): **500.00 \$**
 Valor Energía (\$/kw/h): **0.044 \$**
 Potencia utilizada(1hp del Día): **100**
 Costo Producto químico(\$/m3): **500 \$**
 N° de desparafinaciones en el ult. año:
 Costo promedio desparafinación (\$):
 Fecha ultima desparafinación (no es obligatorio):
 Costos dehid., transporte y almacenaje(\$/m3): **3.22 \$**
 N° de pulling en los ult. 2 años:
 Costo prom. pulling previo(servicio y mat.)(\$: **8,000 \$**
 Fecha ultimo pulling (no es obligatorio):
 Fecha penúltimo pulling (no es obligatorio):

Precio WTI(\$/Bbl): **25.00 \$**
 Descuento(\$/Bbl): **3.55 \$**
 Producción bruta estimada(m3/día): **260.00**
 Producción Neta estimada de petróleo(m3/día): **20.00**
 Declinación Mensual de la producción de petróleo %: **3%**
 Producción Neta constante de petróleo(m3/día): **18.00**
 Producción Neta actual de gas(m3/día): **0**
 Declinación Mensual de la producción de gas %: **6%**
 Producción Neta Constante de gas(m3/día): **0**
 Precio de m3 de gas(\$/m3): **0.022 \$**
 Otros Ingresos(\$/mes): **0.00 \$**



Mes (se analizan los 12 meses iniciales):	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Producción gas(M3/día)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Producción neta de petróleo(M3/día)	20.00	19.40	18.82	18.25	18.01	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	
Ingresos:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ventas de Petróleo	0.00	80,952.30	78,523.73	76,168.02	73,882.98	72,857.07	72,857.07	72,857.07	72,857.07	72,857.07	72,857.07	72,857.07	72,857.07
Ventas de Gas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros ingresos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	0.00	80,952.30	78,523.73	76,168.02	73,882.98	72,857.07							
Egresos:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversión Gasto inicial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Canon	0.00	1,197.00	1,197.00	1,197.00	1,197.00	1,197.00	1,197.00	1,197.00	1,197.00	1,197.00	1,197.00	1,197.00	1,197.00
Mantenimiento General	0.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00
Gastos de deshidratación, almacenaje y transporte	0.00	1,942.60	1,874.04	1,817.80	1,763.28	1,738.80	1,738.80	1,738.80	1,738.80	1,738.80	1,738.80	1,738.80	1,738.80
Prevision por pulling	0.00	333.33	333.33	333.33	333.33	333.33	333.33	333.33	333.33	333.33	333.33	333.33	333.33
Gastos por desparafinación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Consumo de energía	0.00	4,248.29	4,248.29	4,248.29	4,248.29	4,248.29	4,248.29	4,248.29	4,248.29	4,248.29	4,248.29	4,248.29	4,248.29
Consumo de producto químico	0.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00
Total	0.00	8,710.62	8,652.66	8,596.44	8,541.91	8,517.42							
Impuestos Provinciales:	Tasa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Regalías	11.53%	9,333.80	9,053.79	8,782.17	8,518.71	8,400.42	8,400.42	8,400.42	8,400.42	8,400.42	8,400.42	8,400.42	8,400.42
Ingresos Brutos	1.00%	809.52	785.24	761.68	738.83	728.57	728.57	728.57	728.57	728.57	728.57	728.57	728.57
Total		10,143.32	9,839.02	9,543.85	9,257.54	9,128.99							
Impuestos a las ganancias:	Tasa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Impuesto a las ganancias	35.00%	21,734.42	21,011.22	20,309.70	19,629.24	19,323.73	19,323.73	19,323.73	19,323.73	19,323.73	19,323.73	19,323.73	19,323.73
Flujo de Fondos:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Total	0	40,364	39,021	37,718	36,454	35,887							
Acumulado	0	40,364	79,385	117,103	153,557	189,444	225,331	261,218	297,105	332,992	368,879	404,766	440,653
Análisis de sensibilidad para WTI (\$/Bbl):		22.50 \$	25.00 \$	27.50 \$									
Repago simple en meses		No aplica	No aplica	No aplica									
Repago descontado en meses al 11.00%		No aplica	No aplica	No aplica									
Van al 11.00%		361,052.88 \$	417,008.29 \$	472,963.71 \$									
Ivan al 11.00%		No aplica	No aplica	No aplica									
TIR anual		No aplica	No aplica	No aplica									
Costo por barril incluyendo inversión y gasto (\$/BOE):		2.47 \$	2.47 \$	2.47 \$									

Nota: En todos los items a Ingresar (con fondo verde) solamente se deben utilizar las diferencia debidas al proyecto, no los valores absolutos. Ejemplo: Un análisis cambio de bomba para incrementar la producción no debería tener contemplados gastos propios del pozo como mantenimiento general, que están igual aunque no se haga el cambio. Si deberían contemplarse el aumento de consumo eléctrico y de producto químico que se dependen de la nueva producción.



Fecha: 29/05/01
Pozo: CL-1756
Bateria: 199
Distrito: CL-EC

Produccion bruta estimada(m3/dia):	11.50
Produccion Neta estimada de petroleo(m3/dia):	0.15
Produccion actual de gas combustible(m3/dia):	0
Precio de m3 de gas(\$/m3):	0.022
Canon de ESP o PCP(\$):	0 \$
Precio WTI(\$/Bbl):	17.50 \$
Descuento(\$/Bbl):	3.55 \$
Mantenimiento(\$/mes):	500 \$
Valor Energia (\$/Kw/h):	0.044 \$
Corriente activa(A):	10
Costo Producto quimico(\$/mes):	500 \$
Nº de desparafinaciones en el ult. año:	0
Costo promedio desparafinacion (\$):	0 \$
Nº de pulling en los ult. 2 años:	2
Costo prom. pulling previos(servicio y materiales)(\$):	6,000 \$
Gastos deshidratacion, transporte y almacenaje(\$/m3):	3.22 \$

Ingresos:	
Ventas de Petroleo	400.12
Ventas de Gas	0.00
Total	400.12

Egresos:	
Canon	0.00
Mantenimiento general	500.00
Gastos deshidratacion, transporte y almacenaje:	14.49
Gastos de pulling	500.00
Gastos por desparafinacion	0.00
Consumo de energia	548.06
Consumo de producto quimico	500.00
Total	2,062.55

Impuestos:	Tasas	
Regalias	11.53%	46.13
Ingresos Brutos	1.00%	4.00
Total		50.13

Costo por m3	71.91
---------------------	--------------

Ingresos netos mensuales con WTI=	15.00 \$	17.50 \$	20.00 \$
	-1,775	-1,713	-1,650

Nota: No se tuvieron en cuenta los gastos fijos prorrateados ya que el objetivo es calcular la contribucion marginal del pozo.