

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**“INSTALACIÓN DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL POR BOMBEO HIDRÁULICO AISLADO
EN OPERACIONES COSTA AFUERA”**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO DE PETROLEO

JORGE LUIS BARDALES CRUZ

PROMOCIÓN 1992-0

LIMA - PERÚ

2002

Sumario

II Introducción

III Métodos de Levantamiento Artificial

III. 1 Levantamiento Artificial por Bombeo Neumático

III. 2 Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico

III. 3 Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico

III. 4 Levantamiento Artificial por Bombeo Electro sumergible

IV Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico

IV.1 Breve Reseña Histórica del Bombeo Hidráulico

IV.2 Ventajas del Sistema de Bombeo Hidráulico

IV.3 Desventajas del Sistema de Bombeo Hidráulico

IV.4 Fundamentos del Sistema de Bombeo Hidráulico

IV.5 Tipos de Sistemas Operativos

IV.6 Sistema de Tratamiento de Fluido Motriz en Superficie

IV.7 Equipo de Superficie de Alta Presión

IV.8 Bombas Hidráulicas de Subsuelo

IV.9 Tipos de Instalaciones de Subsuelo

IV.10 Tipos de Fluido Motriz

V Sistema de Bombeo Hidráulico Aislado

V.1 Introducción

V.2 Funcionamiento

V.3 Recipiente Sencillo (Unidraulic)

V.4 Características Del Sistema (Unidraulic)

V.5 Recipiente Doble Reservorio-Acumulador (Unidraulic)

- VI Aplicación del Sistema de Bombeo Hidráulico Aislado en una Plataforma Marina del Nor Oeste Peruano**
 - VI.1 Introducción
 - VI.2 Instalación del Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Hidráulico con Unidraulic en Plataforma
 - VI.3 Clasificación del Sistema Hidráulico con Unidraulic Instalado en Plataforma
 - VI.4 Descripción y Operación de los Equipos del Sistema Hidráulico Aislado Instalado en Plataforma
 - VI.5 Tipo de Instalación de Subsuelo Instalado en Plataforma PN10
 - VI.6 Tipo de Bomba de Subsuelo
 - VI.7 Descripción de Operación de la Unidad Unidraulic
- VII Análisis Económico**
- VIII Conclusiones y Recomendaciones**
- IX Gráficos y Tablas**
- X Bibliografía**

CAPITULO I

Sumario

La presente tesis trata acerca de la implementación de un sistema de levantamiento artificial para la optimización de la producción de una plataforma ubicada en una locación remota, así como también hace notar su aplicabilidad y flexibilidad para la producción de pozos en zonas de exploración. La propuesta de instalación del sistema Unidraulic en este caso particular es indispensable, ya que se restablece la producción de 100 BOPD, reducen los costos de operación, mejora el control de los parámetros de operación en superficie, posibilita la optimización de la producción de cada pozo, no hay retención de fluidos en difusor, suministra un fluido de potencia limpio que minimiza los problemas con parafinas y además hace posible el tratamiento químico, aumentando la vida útil de los equipos de superficie y subsuelo.

Al mantener una producción controlada por el sistema Unidraulic compacto en plataforma, hace posible la realización de trabajos de reacondicionamiento de pozos ("workovers") que incrementaría la producción y reservas con estas nuevas formaciones productivas.

De la evaluación económica se concluye que la mejor alternativa para el levantamiento artificial es por el método por bombeo hidráulico Unidraulic.

Por lo tanto, el proyecto es técnicamente y económicamente factible.

CAPITULO II

Introducción

En la explotación de un campo petrolero, aparte de las características específicas de la formación y de los fluidos que contienen los reservorios, tales como permeabilidad, porosidad, gravedad del crudo, viscosidad, producción de agua y aceite, relación de gas y aceite, etc., existen las características mecánicas de cada pozo, que constituyen las variables independientes a tomar en consideración en el diseño o selección del sistema de producción.

Al perforar un pozo, el diámetro del hueco, los forros de producción corridos, los intervalos perforados, etc. Constituyen esas variables en función de las cuales, será necesario estudiar, planear y diseñar el método más apropiado de explotación.

II. 1 Tipos De Reservorios

Existen tres tipos básicos de reservorios, con curvas típicas de comportamiento, y sus combinaciones, las que varían de reservorio a reservorio, así como el comportamiento del mismo. Un entendimiento de los mecanismos fundamentales ayudará en el diseño correcto de una instalación de levantamiento artificial.

II.1.1 Mecanismo De Gas Disuelto

En este tipo de reservorios, el volumen del reservorio es considerado constante y se conocen también como tipo cerrado o de declinación de presión. A condiciones originales, este tipo de reservorios puede ser saturado o no saturado.

En el caso de reservorios no saturados, el fluido fluye a través del reservorio y en la tubería de producción del pozo en una sola fase, hasta que es alcanzada la presión de burbuja, a partir de ese momento se inicia el flujo de dos fases debido a la liberación del gas.

Un reservorio de este tipo está caracterizado por una rápida disminución de su presión, particularmente por encima de la presión de saturación del petróleo donde solamente la expansión del petróleo reemplaza el petróleo retirado. Debajo de la presión de saturación, la relación gas-líquido empieza a subir alcanzando un valor cada vez más alto y luego decrece en la fase final de la vida productiva del yacimiento. El índice de productividad no es constante y disminuye particularmente cuando la presión fluyente de fondo es muy baja. Este es el mecanismo de recuperación menos efectivo y la máxima recuperación primaria lograda normalmente oscila entre 10 y 20 por ciento del petróleo original in-situ.

II.1.2 Mecanismo de Cúpula De Gas

Cuando en el reservorio existe más gas del que puede estar disuelto en el petróleo, se formará una cúpula de gas por encima de éste. Esta capa de gas es una fuente adicional de energía para la producción del petróleo. Entre 25 y 35 por ciento de petróleo original in-situ del reservorio puede ser producido por recuperación primaria.

Este tipo de mecanismo de desplazamiento está relacionado con el tipo de reservorio cerrado de gas disuelto. Los regímenes de producción deberán ser controlados en un reservorio de cúpula de gas para prevenir la conificación del gas por una excesiva caída de presión en la formación en la zona vecina a

las paredes del hueco. ("Drawdown") El índice de productividad (I.P.) permanece más estable para este tipo de mecanismo que para el de gas disuelto.

II.1.3 Mecanismo de Impulsión por Agua

El mecanismo de impulsión por agua es el más eficiente para producción de petróleo y en recuperación primaria es capaz de rendir por encima del 55 por ciento del petróleo in-situ. Cuando el acuífero asociado con el reservorio de petróleo es grande y existe buena comunicación entre el acuífero y el reservorio de petróleo, hay una pequeña pérdida en la presión de fondo del pozo durante su vida productiva. Los índices de productividad de los pozos son generalmente altos y el régimen de producción se incrementa linealmente con el "Drawdown" para los regímenes encontrados.

Un reservorio con mecanismo de impulsión por agua presenta problemas de levantamiento diferentes que aquellos encontrados en los de mecanismo de gas disuelto o reservorios de capa de gas.

II.1.4 Mecanismos Combinados

Muchos reservorios son producidos por una combinación de dos o más de los mecanismos antes mencionados, en estos casos, un mecanismo artificial puede ser instalado para obtener petróleo adicional.

En algunos casos, la recuperación secundaria puede superar: la cantidad y el valor financiero de la recuperación primaria para el mismo reservorio.

II.2 Métodos De Producción

Los métodos de producción pueden ser agrupados en dos grandes divisiones, método natural o surgente y métodos artificiales. El método natural se aplica generalmente al inicio de la vida productiva de un pozo siempre y cuando el reservorio posea la energía requerida para levantar los líquidos hasta la superficie, en caso contrario, se requerirá de los métodos artificiales de levantamiento. Un pozo puede requerir de un sistema de levantamiento artificial cuando se dé una de las siguientes condiciones:

- 1 - Un pozo nuevo perforado en un yacimiento de baja presión que no posee la energía suficiente para levantar los líquidos hasta la superficie
- 2 - Un pozo productor que se agotó y ya no tiene la energía necesaria para elevar los fluidos a la superficie.

Otro factor a considerar en la selección del método de producción adecuado, es el mecanismo predominante en el reservorio.

CAPITULO III

Métodos de Levantamiento Artificial

Existen cuatro métodos de levantamiento artificial actualmente en uso: (Gráfico N° 1)

1- Bombeo Neumático

2- Bombeo Mecánico

3- Bombeo Hidráulico

4- Bombeo Electro sumergible

III.1 Bombeo Neumatico (Gas Lift)

El "gas lift" es el método artificial de explotación más versátil y flexible hasta hoy conocido, se usa para un amplio rango de producción; desde pozos nuevos fluyentes, hasta pozos en avanzado estado de depletación. Así mismo, se adapta a yacimientos muy prolíficos, tanto como a yacimientos muy pobres, no importa cuán remota sea su ubicación, siempre y cuando la capacidad del compresor y su presión de descarga lo permita y según sea el rango de producción, profundidad y longitud del intervalo baleado, se puede seleccionar la instalación mas adecuada para cualquier tipo o clase de pozo.

Fluidos producidos de pozos con un alto índice de productividad y alta presión de fondo son usualmente levantados con gas por flujo continuo y aquellos con un bajo índice de productividad y baja presión de fondo son generalmente puestos en producción por levantamiento con gas intermitente.

III.2 Bombeo Mecánico

Este es el método de levantamiento artificial más utilizado para producir pozos de petróleo. Su éxito se debe fundamentalmente a su simplicidad, eficiencia y

confiabilidad, este sistema se caracteriza también por ser mas seguro ya que no requiere líquido o gas de alta presión para su operación.

El sistema consiste en una unidad de superficie que suministra la energía para el levantamiento y una sarta de varillas que une ésta con la bomba de subsuelo

Una de las desventajas del bombeo con varillas es que los volúmenes de crudo que se bombean se reducen con la profundidad de bombeo. No obstante, desarrollos tecnológicos han permitido mejorar el diseño y la capacidad de los equipos asociados con este sistema. (pistón, unidades de bombeo, varillas, bombas de subsuelo)

La bomba de subsuelo instalada en un pozo de petróleo tiene doble finalidad, en primer lugar admitir dentro de la tubería de producción, el fluido de la formación y en segundo lugar, levantarlo hasta la superficie. Para lograr esto cualquier bomba debe tener cuatro elementos esenciales: el barril, el pistón, la válvula estacionaria y la válvula viajera.

III.3 Bombeo Hidráulico

Se basa en la ley de Pascal que establece que "Cualquier presión ejercida sobre un líquido contenido en un recipiente se transmite con igual intensidad a todos los puntos del recipiente que lo contiene". El Bombeo Hidráulico es la aplicación de este principio; se eleva la presión de un líquido en una central de fuerza y se transmite a través de tubería a las unidades de subsuelo de cada uno de los pozos que integran el sistema.

Este método se puede aplicar en pozos ubicados en locaciones remotas, sin embargo, dados los requerimientos de presión, solo se podría manipular

pequeños volúmenes de producción y en pozos relativamente cercanos entre sí ya que de lo contrario se requerirían diámetros de tubería muy grandes, además tendría que aplicarse un solo tipo de instalación con lo que se perdería versatilidad.

III.4 Bombeo Electro sumergible

Este método de levantamiento artificial es usado casi exclusivamente para levantar grandes volúmenes de líquido, los factores que controlan la capacidad son el tamaño de los forros y la relación de tamaño de la unidad por pie de levantamiento, utiliza energía eléctrica, se transforma en energía mecánica y la transmite a la bomba y lo entrega como energía hidráulica. La corriente tomada de la red de distribución o de generadores individuales, es conducida mediante un cable hasta el motor que acciona la bomba centrífuga. El elemento más importante es la bomba centrífuga sumergible que está conectada por su eje, a través de una zona protectora, con el motor.

Al suministrar corriente eléctrica al motor, éste pone en funcionamiento la bomba, la cual consta de una serie de etapas, cada una de las cuales está conformado por un impulsor y un difusor. La fuerza centrífuga levanta los impulsores y éstos, a su vez, levantan el fluido que es enviado por los difusores hasta la etapa superior. El conjunto de etapas llevará el fluido hasta la superficie.

CAPITULO IV

Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico

IV.1 Breve Reseña Histórica de Bombeo Hidráulico

Es un método de producción relativamente nuevo en la industria, el bombeo hidráulico fue inicialmente usado para bombear petróleo en 1,875 por Faucett. La bomba de fondo de pozo fue un equipo que requería un pozo de gran diámetro para operar. Debido a este requerimiento, La bomba no encontró real aplicación comercial en la industria del Petróleo.

En 1920 el incremento de la profundidad de los pozos, genera el reinicio de las investigaciones para hallar un sistema de levantamiento artificial mas eficiente, desarrollándose un mayor interés en el método de bombeo hidráulico. La primera instalación hidráulica fue bajada el 10 de marzo de 1932, en Inglewood, California por C.J. Coberly, desde 1932, muchos miles de pozos de petróleo han sido, y están siendo producidos con bombeo hidráulico, el número de las nuevas instalaciones hidráulicas esta incrementándose anualmente, tanto como el volumen, profundidad, y la desviación de los pozos.

El principio fundamental usado en bombeo hidráulico, esta basado en la "ley de Pascal", que fue establecido por Blaise Pascal en 1653. La ley de pascal establece que: "Cualquier presión ejercida sobre un fluido contenido en un recipiente se transmite con igual intensidad a todos los puntos del recipiente, que contiene el fluido".

La aplicación de este principio hace posible transmitir la presión de un liquido desde una central de fuerza ubicada en superficie, a través de

tuberías llenas de fluido, a las unidades de subsuelo de cada uno de los pozos de petróleo que integran el sistema. (Gráfico N° 2)

El sistema de bombeo hidráulico se clasifica:

a. De acuerdo al fluido motriz en:

- Abiertos, es decir que el fluido producido se mezcla con el fluido motriz en el fondo del pozo y retorna conjuntamente por la línea de flujo a la batería y luego al tanque de fluido motriz.
- Cerrado, en este caso el fluido producido viaja hacia la batería por la línea de flujo y el fluido motriz, separadamente llega al tanque de fluido motriz, es decir no se mezcla.

b. De acuerdo al equipo de Subsuelo:

- Convencional o instalación fija, en el cual la bomba está instalada en la punta de la sarta empleada para inyectar el fluido motriz.
- Instalación de bomba libre en este caso la bomba se introduce o sea levanta del conjunto de fondo circulando el fluido motriz en uno y otro sentido.

IV.2 Ventajas del Bombeo Hidráulico

Hay numerosas ventajas para el bombeo hidráulico comparado con el bombeo mecánico o el bombeo neumático "gas lift". Estos incluyen:

- El bombeo hidráulico es más flexible en ajustarse al cambio de caudales de producción.

- El bombeo hidráulico puede producir altos caudales de mas profundidad que por bombeo mecánico, bombeo electro sumergible, o bombeo neumático o “gas lift”.
- El bombeo hidráulico opera mas fácilmente en pozos desviados.
- Usualmente no requiere de equipo de servicio de pozo para cambio de bombas.
- Un pistón de bomba tiene mejor eficiencia en mayor profundidad que una bomba de varilla debido a que no hay el esfuerzo de varilla.
- El sistema se puede centralizar y automatizar.
- Las bombas requieren menos trabajos de mantenimiento.
- Se puede conocer el comportamiento del equipo por simple lectura de manómetro.
- La eficiencia en el bombeo es alta.

IV.3 Desventajas del Bombeo Hidráulico

Existen algunas desventajas conectadas con el bombeo hidráulico, estas incluyen:

- Hay una general carencia de conocimiento acerca del sistema.
- La complejidad de la fabricación de las bombas de pistón hidráulico.
- Requiere especial conocimiento por parte del personal operativo.
- La alta presión de trabajo en superficie debe ser una consideración de seguridad.
- El fluido motriz requiere ser suministrado libre de arena y/o todo elemento abrasivo.

- Problemas en el tratamiento del fluido motriz .
- La resistencia a la presión de los forros puede ser una restricción en aplicaciones de flujo reverso.

IV.4 Fundamentos de Bombeo Hidráulico

Un sistema de bombeo hidráulico tal como es definido actualmente toma el fluido de un reservorio de Fluido motriz en superficie, lo pone a través de una bomba de pistón recíproco o bomba eléctrica de superficie para incrementar la presión del líquido, e inyecta el líquido presurizado al fondo de pozo a través de la sarta de tubería.

En el fondo de la sarta de la tubería de inyección, el líquido presurizado es introducido dentro de un motor hidráulico. Los fluidos a alta presión causan que el motor de subsuelo accione de forma recíproca por alternativas exposiciones de diferentes áreas del pistón del motor al fluido presurizado. La alternación de la exposición a la presión es controlada por la válvula de reversa la cual es parte del motor hidráulico de subsuelo.

El movimiento recíproco del pistón del motor es transferido a través de un acoplamiento mecánico al pistón de la bomba. (similar al bombeo mecánico con varillas) En el movimiento descendente del pistón del motor, la bomba viaja descendentemente, llenando el barril de la bomba con fluido del pozo. En el movimiento ascendente, el pistón de la bomba desplaza los fluidos producidos dentro del conducto de retorno donde es levantado a la superficie con el Fluido motriz utilizado. (Gráfico N° 3)

IV.5 Tipos de Sistemas Operativos

Existen dos tipos básicos operacionales de sistemas de bombeo hidráulico: el sistema de Fluido motriz cerrado y el sistema de Fluido motriz abierto.

En un sistema de Fluido motriz cerrado (FMC) la producción y el Fluido motriz nunca son permitidos mezclarse en todo el sistema.

En un sistema de Fluido motriz abierto (FMA) el fluido motriz se mezcla con el fluido producido en el fondo del pozo y retorna a superficie en una mezcla.

III.5.1 Sistema de Fluido Motriz Cerrado

En un sistema de fluido motriz cerrado (Gráfico N° 4), una sarta de tubería extra es requerida. Una sarta es para levantar la producción al tanque en la batería y la otra para retornar el fluido motriz utilizado al tanque para su presurización y recirculación.

La necesidad de una sarta de tubería adicional, mas la complicación asociada al diseño de fondo de pozo, hace al sistema de fluido motriz cerrado mas caro que el sistema abierto, por esta razón, este sistema es el menos popular y usado, que la configuración de fluido motriz abierto.

El sistema cerrado encuentra cierta ventaja cuando los fluidos producidos son extremadamente abrasivos y corrosivos, también permite el uso de materiales menos exigentes en el motor al final de la bomba y podría extender la vida de la bomba y el Fluido motriz en superficie no requiere el uso de inhibidores.

Un sistema cerrado también encontraría alguna preferencia en plataformas marinas y en instalaciones donde el espacio disponible es reducido. Debido

a que los volúmenes de fluido motriz y el tanque reservorio debe ser lo suficientemente grande para proveer un volumen adecuado de fluido motriz para alimentar la bomba superficial, el tamaño del tanque requerido en la locación es relativamente pequeño y casi todo el fluido producido puede ser puesto directamente a la línea de flujo.

En muchos diseños de bombas de fondo de pozo para sistema cerrado, la bomba es lubricada por el fluido motriz. Alrededor de un 10 % del fluido motriz es perdido dentro del fluido producido. Así, en un sistema de fluido motriz cerrado, el fluido mezclado de la línea de producción tendrá que ser realimentado dentro del sistema de fluido motriz y tendrá que ser provisto un tanque suficientemente grande para permitir retirar cualquier partícula sólida de este fluido mezclado.

También es frecuente que en un sistema completamente cerrado, el fluido motriz no pueda mantenerse limpio aun cuando todos los componentes, tuberías, coples, bombas, tanques, etc., estén libres de materiales contaminantes. Ningún fluido motriz es absolutamente no corrosivo.

IV.5.2 Sistema de Fluido Motriz Abierto

En un sistema de fluido motriz abierto (FMA) solamente dos conductos de fluido de fondo de pozo son requeridos: uno para contener fluido motriz presurizado y dirigido hacia el motor de la bomba, y otro conductor (usualmente anular) para contener el fluido motriz utilizado y el fluido producido, y retornar ambos hacia superficie. (Gráfico N° 5), puesto que este es el más simple y económico de los dos sistemas, es el sistema mas comúnmente utilizado.

Además de la simplicidad y la ventaja económica del sistema FMA, el fluido motriz y el fluido producido tienen otras ventajas inherentes:

Primero, El fluido motriz circulado es un agente de arrastre ideal para aditivos químicos inhibidores de corrosión, de escamas y parafina, adicionados para prolongar la vida del equipo de subsuelo, así mismo, si el fluido producido tiende a formar emulsiones en el fondo, se quedan adicionar rompedores de emulsión al fluido motriz.

Segundo, el fluido motriz tiene un efecto diluyente. Cuando se producen fluidos altamente corrosivos, el fluido motriz limpio puede cortar la concentración hasta cerca de 50%. Así mismo, cuando se produce aceite extremadamente viscoso, el fluido motriz inyectado reducirá la viscosidad del fluido de retorno por su efecto diluyente, permitiendo levantar el crudo pesado más fácilmente.

Tercero, en fluidos de producción con un alto contenido de parafina, el sistema FMA permite la circulación de fluidos calientes o agentes disolventes dentro de las líneas de fluido motriz para remover los cristales acumulados, los cuales podrían obstruir o impedir la producción.

IV.6 Sistema de Tratamiento de Fluido Motriz en Superficie

El éxito y economía de la operación de cualquier instalación de bombeo hidráulico depende de la efectividad del sistema instalado en superficie de suministrar fluido motriz de calidad para el sistema de bombas subsuelo de los pozos y la unidad de poder en superficie.

La presencia de gas, sólidos, o materiales abrasivos en el fluido motriz afecta seriamente la eficiencia de la operación y la vida útil de la bomba de

subsuelo y de la unidad de poder de superficie. Por lo tanto, el objetivo principal en el aceite o agua a ser usado como fluido motriz es hacer que se encuentre libre de gas y sólidos tanto como sea posible.

El sistema de tratamiento de fluido motriz en superficie puede ser considerado como todo el equipo relacionado al procesamiento y tratamiento del suministro de Fluido motriz.

En general la presencia de gas, sólidos o abrasivos en el fluido motriz, incide negativamente en la operación y vida de la bomba de subsuelo y equipo de superficie. Adicionalmente para remover el gas y materiales sólidos, el tratamiento químico del fluido motriz en superficie también incrementara la vida útil del equipo de bombeo.

Hay dos tipos de sistemas de Tratamiento de Fluido motriz para las instalaciones de bombeo hidráulicas: El sistema de Fluido motriz central y el sistema para fluido motriz compacto en la misma locación del pozo (**Unidraulic**).

IV.6.1 Sistema de Fluido Motriz Central.

Una facilidad del fluido motriz central es que el fluido motriz para uno o más pozos es tratado para remover gas y sólidos en una gran instalación centralizada.

Una guía de la calidad de fluido motriz que sé esta empleando en el sistema le proporciona el desgaste mostrado por la “válvula piloto” de la bomba de subsuelo. Se considera que un aceite motriz cubre las mínimas condiciones cuando reúne las siguientes características:

Máximo contenido de sólidos	20 p.p.m.
Máximo contenido de sal	12 lb/1000 Bbls.
Tamaño máximo de partículas en el petróleo	15 micrones.

Para mantener el fluido motriz dentro de las especificaciones, debe efectuarse análisis periódicos que muestren, además de lo indicado, presencia de sulfuros de hierro y otros compuestos sulfatados, con la finalidad de usar inhibidores químicos que bajen a niveles no nocivos la actividad corrosiva de estos compuestos.

El Gráfico N° 6 muestra un sistema de tratamiento de fluido motriz típico el cual ha sido probado a través de años de experiencia de diseño. El diseño del sistema de tratamiento de fluido motriz asume que los separadores de uso normal y tratadores térmicos han suministrado el Aceite casi libre de gas.

El tanque difusor en este sistema es usualmente de 24 pies de altura, de acero. El propósito básico de este tanque es permitir la separación de sólidos, no removidos en el sistema de flujo continuo.

La finalidad del proceso de asentamiento es eliminar las partículas extrañas, Por separación gravitacional, las partículas de tamaño considerable y peso suficiente, caerán al fondo del tanque más rápidamente que los pequeños como arena fina y pequeñas gotas de agua. La rapidez de asentamiento está afectada también por la viscosidad del petróleo. En general es necesario hacer pasar el fluido motriz a una velocidad menor que la caída de las partículas extrañas, a fin de evitar que éste las transporte hacia la succión de las bombas de fuerza. Por experiencia se ha

determinado que una velocidad de flujo del fluido motriz de 1 pie por hora es suficiente tiempo de retención para permitir el asentamiento de las partículas extrañas.

1) Tanque De Fluido Motriz

En el Gráfico N° 6 se muestra una instalación típica del tanque de fluido motriz. Generalmente se usa un tanque 24 pies de altura, considerada suficiente altura para la succión de la bomba. Cuando se usa mas de una bomba es preferible instalar un tanque para cada bomba o un tanque de mayor capacidad pero con tuberías de succión separadas; es decir individuales para cada bomba.

Elementos necesarios en un tanque de fluido motriz son:

a.- Separador de gas o "bota de gas" ("gas boot").

Tiene por finalidad remover el gas remanente del fluido motriz después de su paso por otros separadores y evitar que su presencia en el tanque de aceite. Además al precipitarse el aceite a la parte inferior de la "bota" ayuda al asentamiento de los sólidos y "aquieta" la entrada del aceite al esparcidor del interior del tanque. Se considera que un buen diseño de separador de gas debe cumplir las siguientes especificaciones:

- La entrada de aceite a la "bota" debe estar a 4' sobre el tope del tanque de aceite motriz a fin de crear una agitación con la caída, que activara la separación de gas.
- El diámetro de la sección superior debe ser aproximadamente 36" y su tope debe estar 8' encima del tope del tanque. Estas

características absorben el oleaje creado por el ingreso rápido del fluido motriz.

- La línea de ventilación debe unir el tope del separador de gas con el techo del tanque de fluido motriz, y la tapa del tanque de almacenamiento, así cuando hayan violentas entradas de fluido se ayudará a disipar la carga.
- La tubería que conecta el separador de gas con el tanque de fluido motriz por la parte inferior debe ser mínimo 4" de diámetro a fin de no restringir el flujo.

b.- El esparcidor

El objeto de este elemento es reducir la velocidad de entrada al tanque del fluido motriz, distribuyendo el volumen de ingreso en una mayor área ubicada en un mismo plano.

2) Conexiones Principales

- a. - Línea de salida de petróleo producido y control de nivel.

Es importante determinar la altura del punto de salida del aceite producido a fin de establecer un adecuado intervalo de asentamiento efectivo de manera que las bombas de fuerza capten crudo más limpio desde una salida cerca al tope del tanque de fluido motriz. También es necesario determinar la altura del sifón de salida de aceite producido para mantener el nivel adecuado de crudo en el tanque de fluido motriz. Se recomienda instalar el punto de salida de petróleo producido a 6' del esparcidor y la altura del sifón a 18" debajo del tope del tanque de fluido motriz. La extensión superior de

este sifón debe conectarse a la línea de ventilación del tanque de aceite producido para evitar que el petróleo se transfiera del tanque de fluido motriz al de petróleo producido.

b - Tuberías de Salida de petróleo

Se debe instalar a 180° de la salida de aceite producido con el fin de lograr un flujo mejor distribuido dentro del tanque. La salida de fluido motriz debe instalarse a 4' debajo del techo del tanque aproximadamente, de esta manera se asegura un sello de petróleo sobre la salida a la succión de la bomba. La salida de emergencia puede instalarse aproximadamente a 7' debajo del techo del tanque de fluido motriz, esta salida requiere de una válvula que permanezca cerrada durante la operación normal, de esta forma se utiliza el total de la altura de asentamiento.

3) Controles Automáticos

Se usan varios dispositivos que protegen al equipo de daños por exceso de presión, roturas de tubería, etc. Se puede automatizar totalmente el conjunto. En nuestros sistemas en operación tenemos instalados los siguientes controles:

Un interruptor automático por alta o baja presión para proteger la bomba de superficie. Está instalado en el panel con un sensor en la línea de descarga de la bomba de superficie conectada en serie al magneto del motor que acciona la bomba. Se trata de un manómetro que tiene dos topes que actúan de la siguiente manera: el primero conecta el magneto a tierra cuando la presión baja de un valor

preestablecido y el otro efectúa la misma operación cuando la presión excede de un límite determinado. Consta también de un sistema que desconecta el control automático y que se usa durante el arranque del motor.

En instalaciones donde se emplea motores eléctricos se usa un interruptor automático similar que abre el circuito eléctrico.

- Una válvula de seguridad calibrada a la máxima presión de trabajo de la bomba de superficie.
- Un control automático de alta presión instalado en el múltiple de distribución de fluido motriz, regulado para abrir a una presión ligeramente inferior a la presión "tope" fijada en el manómetro del interruptor automático por alta o baja presión.
- La válvula de control manual de presión, que es la que regula la presión de trabajo antes del múltiple de fluido motriz.
- Registrador de presión con el cual se logra un gráfico de la presión de trabajo durante las 24 horas.

IV.6.2 Sistema de Fluido Motriz Compacto (Unidraulic).

Actualmente existe un sistema compacto completamente montado en patín. Para limpiar el crudo emplea un ciclón entre las cámaras de alta y baja presión, el fluido ingresa por una tubería de diámetro reducido, tangencialmente al ciclón; a gran velocidad y describe un movimiento centrifugo, incrementando la velocidad de asentamiento de los sólidos en suspensión; las cuales salen por la parte inferior del cono y el fluido motriz

por la parte centro superior hacia la cámara de separación de gas y de alimentación de la bomba de fuerza. (reservorio)

La unidad de fluido motriz denominada **UNIDRAULIC**, es un sistema para limpiar el fluido motriz para un sistema de bombeo hidráulico de subsuelo. El fluido que retorna del pozo (fluido motriz mas fluido producido) primero ingresa al recipiente acumulador el cual actúa como un separador de dos fases. Los líquidos producidos y el gas son separados en este recipiente mediante una válvula reguladora a determinada presión, descargando el gas a la línea de flujo. Los líquidos producidos son transferidos del acumulador hacia el recipiente reservorio debido a una diferencial de presión regulada previamente, pasan a través del ciclón limpiador para remover sólidos. El flujo que sale del ciclón por la parte centro superior es fluido limpio que es descargado dentro del recipiente reservorio mientras que el fluido sucio, es el flujo que sale del ciclón de la parte inferior del cono y es descargado a la línea de flujo. El reservorio acumula el total de fluido producido de los pozos y realimenta la succión de la bomba de poder.

(Gráfico N° 7)

El exceso de fluido del recipiente reservorio es descargado como fluido producido a través de una válvula de contrapresión a la línea de flujo. Esta válvula de contrapresión es colocada para mantener una presión constante en el recipiente reservorio mayor que en la línea de flujo. Así también actúa con un control de nivel líquido, esto permite mantener un nivel constante en el reservorio y solo el exceso es descargado como producción a la línea de flujo hacia el separador. Las válvulas de presión diferencial actúan para

mantener una diferencia de presión constante entre los recipientes, acumulador y reservorio, y así mantener un flujo constante a través del ciclón limpiador.

El fluido usado como fluido motriz es retornado al recipiente reservorio para la succión de la bomba de superficie donde es elevado a la presión de operación y circulado a los pozos.

Esto equipo provee fluido motriz limpio, libre de gas, presurizado por la bomba de superficie. Los componentes básicos son: Un separador de tres fases (acumulador), un ciclón centrifugo para remover sólidos, un recipiente reservorio y una bomba de fluido motriz en superficie.

Estas unidades son portátiles, requieren un mínimo de labor y materiales en su instalación y elimina la necesidad de detallar el rango de operación planeando cual es el requerimiento para un sistema central.

Estas unidades son muy versátiles y pueden (con un diseño apropiado) proveer del fluido motriz necesario para mas de un pozo. El condicionamiento de locación de pozo y unidad de poder son siempre usados con un arreglo de tubería de fluido motriz abierta. Como es el caso especifico de aplicación de este sistema para la implementación de levantamiento artificial en los pozos en esta plataforma.

IV.7 Equipos de Superficie de Alta Presión

IV.7.1 Unidad de Fluido Motriz

Consiste en un conjunto de motor y bomba y dispositivos de seguridad necesarios. En nuestras operaciones contamos con bombas triples que

elevan la presión del fluido motriz a niveles requeridos para el trabajo de las bombas de subsuelo.

En la tabla N° 1, se muestran capacidades de diferentes bombas triples así como sus presiones de trabajo.

IV.7.2 Múltiple de Distribución de Fluido Motriz

Es el equipo que permite distribuir el fluido motriz a cada uno de los pozos que integran el sistema, registrar el volumen y presión del mismo y consecuentemente la velocidad en la bomba de subsuelo y controlar la presión del sistema. Para cumplir su función está equipado con un conjunto de válvulas, algunas de ellas de doble asiento, un medidor de flujo de desplazamiento positivo, manómetros y otros elementos.

Hay múltiples equipados con dispositivos especiales que permiten inyectar tarugos para control de deposición de parafina. Todos ellos tienen una válvula para desvío manual del flujo y otra de desvío automático que tienen la finalidad de controlar la presión máxima de trabajo del sistema. La desviación del flujo se conecta a la línea de succión de la bomba, mejor aún al tanque del fluido motriz.

IV.7.3 Cabezales Hidráulicos – Controles

Dependiendo del sistema que se emplea, se usa diferentes tipos de cabezales; así por ejemplo, para instalaciones tipo convencional, se usa un colgador para la sarta de fluido motriz, conexiones de alta presión para la salida del fluido de retorno, válvulas de bloqueo y desfogue y manómetros; para el sistema tipo bomba libre se requiere cabezal equipado con válvulas

para bajar la bomba, invertir el flujo, desviar manualmente el fluido, desviar automáticamente el flujo e indicador de la llegada de la bomba de subsuelo.

IV.7.4 Tuberías de Alta Presión para el Fluido Motriz

Son líneas de alta presión generalmente capaces de soportar mas de 5000 psi. y que tienen por misión transportar el fluido motriz desde el múltiple de distribución hasta el pozo.

De preferencia debe usarse tubería de 2 3/8" y 2 7/8" J-55, 4.7 lb/ft y 6.5 lb/ft para la línea de alta presión, que tienen una resistencia interna de 7,700 psi. y 7,260 psi, respectivamente.

IV.8 Bombas Hidráulicas de Subsuelo

La bomba de producción de subsuelo es el corazón del sistema de bombeo hidráulico. Esta bomba es manejada por un motor hidráulico reciproco, el cual está directamente conectado a la bomba de producción. La longitud de carrera de la bomba y el motor es establecida por el diseño. Varios diámetros de pistón de la bomba están disponibles para requerimientos de volúmenes y profundidades diferentes. Un amplio rango de velocidades de operación adiciona la flexibilidad para encontrar los requerimientos de producción.

Hay muchos diseños de bombas hidráulicas actualmente en uso. Aunque todas ellas tienen el mismo principio general de operación, cada fabricante ha desarrollado su propio diseño específico.

Los componentes básicos de cualquier bomba hidráulica incluyen el pistón del motor y cilindro, una válvula de reversa del motor (la cual controla el movimiento del pistón al cambiar el sentido del flujo del fluido motriz a

través del motor), el pistón y barril de la bomba. Válvulas convencionales controlan el ingreso de fluido y descarga en la bomba. El arreglo de estos componentes en la bomba esta basado en el diseño de bomba específico que ha sido desarrollado por el fabricante.

Dos diseños de bombas generales son más comunes:

- Bomba de “desplazamiento simple” la cual desplaza el fluido solamente durante la carrera ascendente o solamente durante la carrera descendente.
- Bomba de “doble acción” la cual desplaza el fluido en ambas carreras del pistón, ascendente y descendente

El motor de la bomba de doble acción puede ser diseñado para desplazar igual volumen de Fluido motriz en cada carrera de subida y bajada, o desplazar un mayor volumen de fluido motriz durante una u otra de las carreras.

Cada una de las categorías de diseño general tiene ventajas y limitaciones las cuales deben considerarse en el diseño de la bomba de producción.

El motor y bomba pueden ser combinados dentro de una bomba de doble acción, una bomba de acción simple, o una combinación de las dos.

Generalmente, el fluido motriz usado para actuar en estas bombas de producción de subsuelo es petróleo limpio del tope de un tanque o unidad “Unidraulic”. En muchas instalaciones, el fluido motriz utilizado es mezclado con los fluidos producidos del pozo en la bomba de producción.

IV.8.1 Bombas Hidráulicas Recíprocas de Pistón

Las bombas hidráulicas de subsuelo están compuestas de dos secciones básicas: un motor hidráulico y una bomba de pistón. Ambos componentes son recíprocas y están directamente conectados con una varilla intermedia. Cuando el pistón del motor se mueve hacia arriba el pistón de la bomba se mueve en el mismo sentido llenando la cámara del barril debajo de la bomba con una nueva carga de producción.

Cuando el motor hidráulico hace una carrera descendente, el pistón de la bomba hace una carrera descendente desplazando el fluido producido, alojado en el barril de la bomba.

La acción de bombear es la misma que con una bomba de varillas en la cual hay un barril, el pistón con válvula viajera y una válvula de retención, sin embargo, puesto que no hay unión mecánica a la superficie, muchas limitaciones impuestas por las varillas de la bomba son eliminadas. Estas incluyen:

- Esfuerzo de varillas
- Espaciamiento de la válvula viajera a la válvula de retención, eliminando el gas atrapado.
- Limitaciones de carga impuestas por la profundidad
- Excesiva fricción en varillas y tubería causada por la desviación de los pozos.

Generalmente se usa petróleo como fluido motriz y la descarga del pistón del motor se mezcla con el fluido producido en el conjunto de fondo, la presión

resultante de la columna hidrostática del fluido motriz equilibra la columna de retorno del mismo, de manera que el trabajo que efectúa el fluido motriz es solo el requerido para vencer la caída de presión por fricción y el levantamiento del fluido producido desde el fondo del pozo a las instalaciones de superficie.

Las bombas de pistón hidráulicas son confeccionadas para estar cercanas a las tolerancias y exactas especificaciones para proveer altas eficiencias volumétricas, comportamiento consistente, y operación en servicio de larga duración y confiabilidad.

Modernas facilidades de reparación aseguran la eficiencia del servicio y del trabajo de mantenimiento, resultando en una vida de bomba máxima y un mínimo tiempo de parada.

Las bombas hidráulicas de simple acción son de diseño simple y gran resistencia de construcción para servicios largos y eficientes. (Gráfico N° 8 y tabla N° 2)

Esta bomba de acción simple se caracteriza por una larga y lenta carrera. Esto incrementa la vida de la bomba debido a la disminución de la reversa, y permite más eficiencia manejando el gas.

Bombas hidráulicas de doble acción tienen un doble desplazamiento por diseño, produce por acción de bombeo en ambas carreras ascendente y descendente. (Gráfico N° 9 y tabla N° 3)

Las bombas de doble acción son diseñadas con características para reducir el uso e incrementar la vida útil de la bomba. Esto incluye:

- Una gran producción que provee mejorar el bombeo en llenado, reduciendo el martilleo de fluido y el uso asociado.
- Exposición de todos los componentes a fluido motriz limpio conteniendo aditivos químicos.
- Una válvula de reversa actúa hidráulicamente.

III.8.2 Bombas Hidráulicas De Chorro (Jet)

Las bombas hidráulicas de chorro son miembros muy importantes en la familia de bombas hidráulicas. En los últimos años se ha simplificado la bomba hidráulica de subsuelo con el uso de las bombas hidráulicas de chorro. Estas bombas constan esencialmente de 3 partes: boquilla, garganta y difusor.

El fluido motriz a alta presión pasa por la “boquilla” convirtiendo la presión en velocidad. La acción de la bomba comienza cuando el fluido en la entrada de la cámara de producción es extraído por el flujo o acción del chorro que sale de la boquilla; en la garganta, el fluido producido adquiere alta velocidad a costa del fluido motriz.

En el difusor esta velocidad es reconvertida a una presión suficiente para mover el fluido a la superficie.

Ventajas

Debido a que las bombas de chorro no tienen partes móviles, son especialmente atractivas por su bajo costo de mantenimiento, largos periodos de trabajo, y caudales de producción altos. Usualmente, el

principal punto de falla es la boquilla, la cual puede ser fácilmente reemplazada, aun en la locación.

Las bombas de chorro están disponibles en diámetros de 2", 2.5", 3" y 4", de materiales normales o materiales de superior calidad, para ajustarse a casi todo tipo de ensamblaje de fondo de pozo. (Gráfico N° 10 y tabla N° 4)

El funcionamiento de estas bombas de chorro está basado en el concepto de bomba libre, al cual incorporan todas las ventajas previamente listadas para bombas libres.

Además, las bombas de chorro ofrecen las siguientes ventajas adicionales:

- No tienen partes móviles
- Se adaptan en pozos de cualquier profundidad
- Desarrollan una alta eficiencia
- Es una bomba libre; puede ser circulada al fondo como a la superficie por la potencia hidráulica sin usar unidad de servicio de pozos.
- No usa empaquetaduras
- No usa cables eléctricos ni transmisión mecánica.
- No necesita lubricación
- Su recuperación es sencilla y económica
- Tiene sólo dos partes que pueden ser afectadas por desgaste por el uso, las que pueden ser reemplazadas en el campo
- Es tolerante a un fluido motriz de características pobres, agua ó petróleo.

- Es tolerante a materiales corrosivos y abrasivos contenidos en el fluido producido.
- Puede bombear en pozos de alto GOR.
- Puede circular a través de cabezales submarinos.
- Requiere mínima vigilancia.

Desventajas

Hay algunas desventajas al usar bombas de chorro. Estas son:

- Las bombas de chorro son bombas de eficiencia baja o media, requieren un alto grado de potencia, con un requerimiento de sumergencia de aproximadamente 15% para trabajar adecuadamente.
- En ciertos pozos, el usuario tiene que decidir si tolera altos costos de mantenimiento en bombas de pistón o pagar por requerimiento adicional de potencia para las bombas de chorro.

IV.8.3 Accesorios y Conjunto de Fondo de Pozo

Una instalación de bomba libre, requiere de anillos o empaquetaduras en el exterior de la bomba con el fin de fijarse en los asientos instalados en el conjunto de fondo, aislando de esta manera el fluido motriz del petróleo producido, dentro del conjunto de fondo.

El conjunto de copas principales se instala en el tope de la unidad hidráulica, sirve para bajar y principalmente sacar la bomba en una instalación "libre". Las dos copas de achique "swab" instaladas permiten confinar la presión cuando se extrae la bomba. El tope de este conjunto de

bomba de subsuelo esta equipado con un cuello de pesca en el extremo ("fishing neck") que facilita la pesca de la bomba con cable. Normalmente en pozos desviados o torcidos se instala una copa invertida para facilitar bajar la bomba.

El filtro se instala con el fin de limpiar aun más el fluido motriz durante la operación de la bomba. La cavidad o conjunto de fondo sirve para alojar la válvula de pie o válvula de retención del fondo y consta de varios asientos para alojar y ajustar la unidad hidráulica. El diseño de este conjunto varía de acuerdo al tipo de instalación bajada en el pozo. La parte superior de la válvula de retención no esta asociada a la operación de la unidad y solamente se cierra cuando se invierte el flujo, es decir, cuando se extrae la bomba; Durante la operación, permanece abierta.

IV.9 Tipos de Instalación de Subsuelo

IV.9.1 Sistema Fijo o Convencional.-

En este tipo de instalación la bomba de subsuelo como ya hemos dicho, se baja al fondo del pozo en el extremo inferior de la sarta de tubería.

Dentro de la clasificación de sistema fijo tenemos:

1) Tipo Insertado Fijo (Gráfico N° 11)

En este caso la bomba de subsuelo se baja al pozo entornillada al extremo inferior de la tubería de $\frac{3}{4}$ ", 1" o 1 $\frac{1}{4}$ " (que generalmente se emplea en este tipo de instalación), por el interior de la tubería de producción y se fija en el asiento instalado en el fondo de esta ultima sarta.

El fluido motriz llega a la bomba a través de la tubería central y regresa a las instalaciones de superficie conjuntamente con el fluido producido por el espacio anular de producción.

Este sistema fue el primer tipo ideado y anteriormente era usado en todos los pozos que necesitaban de vías de escape del gas libre (a través de los forros de revestimiento). Posteriormente cuando empezó a usarse el sistema de bomba libre, al tipo insertado se le dio uso en pozos completados de forma dual y en aquellos que tienen los forros de diámetro reducido que no permiten usar el sistema de bomba libre de tamaño suficiente para los requerimientos de la producción. Se usa más comúnmente instalaciones insertadas de 2" y 2 ½".

Existe un tipo modificado de este sistema para tubería de 2 ½"; en este caso el fluido motriz se inyecta por el espacio anular entre tubos-forros y retorna a superficie, conjuntamente con el fluido producido por el interior de la tubería por cuanto el calor del fondo llega más cerca de la superficie al incrementarse la velocidad de retorno y se puede controlar la corrosión en los tubos y forros, inyectando química en el fluido motriz.

2) Tipo Tubería de Revestimiento Fijo Convencional

Se emplea en pozos de gran producción y bajo G.O.R. La bomba se baja con tubería de 2" y 2 ½" y se sienta en un empaque afianzado en la tubería de revestimiento. El fluido motriz se inyecta por el interior de la tubería de 2" y 2 ½" y regresa conjuntamente con el

fluido producido, por el espacio anular entre forros y tubos. El empaque se sienta sobre la zona baleada, de manera que el fluido producido (liquido y gas) por la parte inferior de la bomba y a través del empaque, pasando después al espacio anular. Hay también una variante de este sistema que usa tubería de ventilación de gas.

III.9.2 Sistema “Bomba Libre”

Tiene la ventaja que dentro de condiciones normales, para recuperar la bomba del fondo del pozo; no es necesario usar unidades de servicio de pozos. (Gráfico N° 12)

Dentro de este sistema se tiene las siguientes clasificaciones:

1) Tipo “Sartas Paralelas Libre” (Gráfico N° 13)

Esta es la instalación que actualmente usamos para los pozos de la plataforma. Permite la ventilación del gas de la formación. El fluido motriz, que hace trabajar la bomba de subsuelo, es inyectado por una tubería y el retorno a superficie del fluido motriz conjuntamente con el producido, se efectúa por otra sarta que corre paralelamente a la primera. En la punta de la tubería se baja un conjunto de fondo que tiene asiento y empaquetaduras especiales para la bomba y un arreglo tal que permite el retorno del fluido motriz a la superficie conjuntamente con el producido y la extracción de la bomba de su alojamiento, inyectando el fluido motriz en dirección contraria a la de operación normal.

En la plataforma se trabajaba este sistema con sartas paralelas de 2” y 1 ¼” con forros de 5 ½”. En el cabezal del pozo se usa un grupo de

válvulas que permite la inyección del fluido motriz por la tubería de 2" y por la tubería de 1 ¼", y también la desviación del fluido motriz de la tubería de inyección a la de flujo sin pasar por las sartas que se encuentran dentro del pozo.

La bomba de subsuelo se introduce por los tubos de 2" y se empuja hasta su alojamiento en el conjunto de fondo o cavidad inyectando fluido motriz, cuando la bomba llega a su asiento, la presión del fluido motriz se incrementara y la bomba empezara a trabajar. El fluido producido entra a la bomba a través de la válvula de retención "standing valve" ubicada en la parte inferior de la cavidad y la descarga, ingresa lo mismo que el fluido motriz a la tubería de 1 ¼" retornando a superficie.

2) Tipo Sartas Paralelas y Fluido Motriz Cerrado

Difiere del anterior sistema; en que el fluido motriz se desplaza en un circuito cerrado, es decir que no se mezcla con el fluido producido. Usa tres sartas que se corren dentro del pozo una por una, por la de mayor diámetro se baja la bomba de subsuelo inyectando fluido motriz y por las otras dos separadamente regresa el fluido motriz y el fluido producido, escapando gas por el espacio libre entre los forros y sartas.

La ventaja principal de este método estriba en que permite mantener fácilmente y en optimas condiciones el fluido motriz; protegiendo así el equipo de superficie y subsuelo; además, siendo los volúmenes tanto de fluido motriz como el fluido producido menores, por estar

separados, requieren instalaciones de superficie de menores proporciones que si los fluidos se manipulan juntos.

Se usa una variante de este tipo de instalación que consiste en correr dos sartas paralelas con un empaque en la punta. Se emplea el espacio entre forros y sartas para el retorno de fluido motriz o el producido. No permite la ventilación del gas de la formación.

3) Tipo Tubería de Revestimiento Libre.

En este caso se usa una sola sarta de tubos con una cavidad para alojamiento de la bomba en la parte inferior, y un empaque en la punta. La bomba de subsuelo se baja por el interior de la tubería de producción y se hace llegar a la cavidad de fondo inyectando fluido motriz. Este, conjuntamente con el fluido producido retorna a superficie por el espacio anular entre los forros y los tubos. Para recuperar la bomba se invierte el flujo de manera que la inyección se hace por los forros y el retorno por los tubos.

En esta instalación como en la de "REVESTIMIENTO FIJA" convencional, el gas producido por la formación pasa a través de la bomba; por lo que su uso se limita a pozos de bajo G.O.R.

III.10 Aceite Motriz Vs. Agua Motriz

Argumentos que pueden ser hechos a favor y contra del uso de agua ó aceite como fluido Motriz.

III.10.1 Petróleo motriz

El Petróleo motriz tiene una lubricación natural que el agua no tiene.

Siendo el petróleo más compresible que el agua, ni las bombas de pistón en la superficie ni las bombas de subsuelo estarán tan expuestas al “fluido martillo” con aceite que como con el agua. Consecuentemente, la vida de servicio de este equipo es usualmente mayor con petróleo.

Un inconveniente para el uso de petróleo motriz es el peligro de incendio potencial el cual casi no se presenta con el uso de agua.

Otro inconveniente es el ingreso potencial que el operador tiene inmovilizado en su sistema de petróleo motriz. Particularmente en un sistema de superficie central con tanque de fluido motriz. Por ejemplo, si el sistema tiene un tanque de fluido motriz de 750 bbls., esto representa 750 bls. de petróleo que el operador no puede disponer para su comercialización. En el sistema “Unidraulic” virtualmente se elimina este problema particular.

III.10.2 Agua motriz

Durante los años recientes se ha incrementado el número de sistemas hidráulicos que han cambiado a agua motriz.

Muchos de los sistemas agua motriz que están siendo usados continúan en servicio debido a razones ecológicas, código de prevención en locaciones cercanas a ciudades, incremento de los cortes de agua o debido a que el petróleo producido tiene una alta viscosidad.

Un fluido de alta viscosidad puede significar excesivas pérdidas de presión por fricción en el sistema. Esto a su vez incrementa la presión operativa y consecuentemente, los requerimientos de potencia para levantar el fluido

del pozo, por lo tanto, en algunos casos sería prohibitivo usar el petróleo producido como fluido motriz.

El agua, debido a su baja viscosidad, puede ser usada en estos casos. Existe instalaciones hidráulicas, por ejemplo, en Mississippi y Louisiana donde el agua producida es calentada, y usada como un fluido motriz y como un diluyente para los 8 grados de gravedad del petróleo que está siendo bombeado. El agua, tiene cualidades de baja lubricación, algunas veces requiere un aditivo químico para lubricación cuando se usa bombas de pistón hidráulico. Usualmente los químicos usados también incluirían inhibidores de oxígeno y agentes para combatir la corrosión. Estos son fácilmente adicionados en la succión de la bomba de superficie vía bomba de inyección de química.

El uso del agua motriz ha facilitado el desarrollo de mejoras en lubricantes y en equipos de superficie y subsuelo en años recientes. Adicionalmente al tratamiento químico usual para corrosión y depósitos de escamas, cristales de sal serán un problema en el agua motriz. Este problema puede ser resuelto al tener una capa de agua fresca en el fondo del tanque de fluido motriz, o mediante la inyección de agua fresca dentro de éste.

Modificaciones en la bomba de superficie son realizadas para convertir de servicio de petróleo motriz a servicio de agua motriz. Por ejemplo, para el servicio de agua motriz el material será aluminio/bronce para resistir los efectos de corrosión del agua.

Los pistones metal-metal y camisas son normalmente usados para servicio de aceite motriz como opuesto al pistón de metal con empaque

suave para servicio de agua. Los pistones de aceite motriz metal-metal y camisas son lubricados por el aceite que esta siendo bombeado. Ellos previenen que la alta presión de aceite sea esparcida o liberada causando un peligro de incendio que podría ser posible si usamos empaque suave.

CAPITULO V

Sistema de Bombeo Hidráulico Aislado

V.1 Introducción

El sistema de bombeo hidráulico aislado, por sus características singulares, permite asistir a pozos en ubicaciones remotas ó de difícil acceso, haciéndolo ideal para ser aplicado en plataformas marinas de las características de las ubicadas en el Nor Oeste Peruano.

Este sistema proporciona una flexibilidad extraordinaria en la instalación y capacidad de funcionamiento para cumplir una amplia gama de requerimientos de extracción artificial. La instalación de potencia superficial puede ponerse en un lugar central para servir a pozos múltiples, o como una unidad conveniente montada sobre un patín.

V.2 Recipiente Sencillo Unidraulic

El "Unidraulic" es un sistema de fluido motriz hidráulico, auto contenido y completo, que típicamente esta ubicado en el sitio del pozo y no requiere de una cementación de concreto. Los fluidos del pozo se separan por el "UNIDRAULIC", en fluido motriz y fluido producido (línea de flujo). El fluido producido es limpiado previamente. (Por desarenadores centrífugos) para usarse haciendo funcionar la bomba de subsuelo.

V.3 Funcionamiento

La unidad de fluido motriz **UNIDRAULIC** es un sistema para limpieza del fluido motriz para un sistema de bombeo hidráulico de subsuelo. El fluido que retorna del pozo (Fluido motriz mas Fluido producido) primero entra al recipiente acumulador que actúa como un separador de tres fases. Los

fluidos producidos y el gas son separados en este recipiente mediante una válvula reguladora a determinada presión descargando el gas a la línea de flujo. Los fluidos producidos son transferidos del acumulador hacia el recipiente reservorio debido a una diferencial de presión regulada, previamente pasan a través del ciclón limpiador para remover sólidos. El flujo que sale del ciclón por la parte centro superior es el fluido limpio que es descargado dentro del recipiente reservorio mientras que el fluido sucio, que sale del ciclón de la parte inferior de cono es descargado a la línea de flujo. El reservorio acumula el fluido producido de los pozos y el fluido motriz gastado limpio que realimenta la succión de la bomba de poder. (Gráfico N° 14)

El exceso de fluido del recipiente reservorio es descargado como fluido producido a través de una válvula de contrapresión a la línea de flujo. Esta válvula es colocada para mantener una presión constante en el recipiente reservorio, mayor que en la línea de flujo. Así también actúa con un control de nivel de líquido, esto permite mantener el nivel constante en el reservorio y solo el exceso es descargado como producción a la línea de flujo. Las válvulas de presión diferencial actúan para mantener una diferencia de presión constante entre los recipientes acumulador y reservorio. Y así mantener un flujo constante a través del ciclón limpiador.

El fluido separado para ser usado como fluido motriz es retornado al recipiente reservorio para la succión de la bomba de poder donde es elevado a la presión de operación y circulado a los pozos.

El UNIDRAULIC permite que un pozo produzca hidráulicamente a un costo competitivo con otros métodos de extracción artificial. Otras ventajas del sistema de bombeo UNIDRAULIC incluyen:

- Unidad compacta y fácil de instalar.
- Económico y flexible
- Funciona con bombas de pistón o de chorro hoyo abajo.
- No es necesario preplanear una instalación central
- No es necesario hacer cambios a una batería de tanque existe
- No es necesario aumentar las instalaciones de tratamiento central
- Un modo rápido, sencillo y económico de producir un solo pozo hidráulicamente
- Diseño totalmente portátil, montado sencillo o doble patín que fácilmente se puede instalar o mover según se requiera por la producción de concesión.

V.4 Características Del “Unidraulic”

V.4.1 Recipiente Reservorio

El recipiente proporciona una fuente del fluido de potencia para hacer funcionar el sistema. La tubería del recipiente permite la selección del crudo producido o del agua producida como fluido de potencia. El volumen de fluido producido del pozo se descarga directamente a la línea de flujo a través de un simple sistema de control de nivel de descarga por gravedad. Los tamaños de recipientes estándar son de 60" x 10' y 60" x 20'. Se ofrecen otros tamaños a pedido.

V.4.2 Limpiadores Centrifugos

Estos condicionan el fluido de potencia retirando los sólidos y contaminantes para proporcionar un fluido de potencia limpio. Escogiendo el número de limpiadores centrifugos para proporcionar el máximo acondicionamiento del fluido de potencia, el sistema tiene un suministro de fluido de potencia limpio y adecuado. La bomba de circulación asegura que el fluido de potencia haga pasos múltiples a través de los limpiadores centrifugos antes de alcanzar la bomba triple o múltiple. El acondicionamiento de la potencia es controlado y constante y no dependiente de los caudales de flujo variable del pozo.

V.4.3 Bomba de Circulación

Proporciona el caudal de circulación óptimo a través de los limpiadores centrifugos.

V.4.4 Bomba de Potencia “Triples” o “Múltiple”

Dimensionada para proporcionar el fluido de potencia de alta presión para el funcionamiento del sistema. Una bomba de potencia confiable y comprobada en el campo, para el funcionamiento de trabajo continuo.

V.4.5 Modelos de Uno y de dos Patines

Los modelos de un solo patín se ofrecen con motores eléctricos como máquina motriz para la bomba “triples” o “múltiple”. Las unidades de dos patines se pueden equipar con máquina motriz eléctrica, de gas o diesel. Con el modelo de dos patines, el recipiente separador y la bomba están montados en su propia base de patín para máxima seguridad y eficiencia de

instalación. El recipiente de 60" x 20' se ofrece sólo como un paquete de dos patines. Si es necesario, ambos patines se pueden alojar para el funcionamiento en mal tiempo.

V.5 Recipiente doble Unidraulic

Es una unidad de acondicionamiento de fluido de potencia de recipiente doble UNIDRAULIC, de un sistema completo de limpieza del fluido de potencia y la planta generadora hidráulica, todo empaquetado en un solo patín para máxima conveniencia de transporte e instalación. Todo el equipo y los controles están totalmente conectados, listos para el funcionamiento.

V.5.1 Sistema de Limpieza

El sistema de limpieza de recipiente doble emplea un recipiente acumulador vertical para suministrar el fluido a presión al hidrociclón donde se retiran los sólidos. El fluido de potencia limpio se almacena en un recipiente reservorio horizontal, también a presión, para suministrar fluido de succión a la bomba de émbolo.

Ambos recipientes son fabricados de acuerdo al código ASME están revestidos internamente con una capa epóxica de alquitrán de carbón de 13 milésimas de pulgada para protección contra la corrosión. Cada uno tiene un pozo de acceso elíptico, nivel automáticos y válvulas de alivio. Todas las válvulas de control primario y de tuberías son bridadas y de construcción soldada.

V.5.2 Especificaciones De Los Recipientes

Acumulador

Tamaño del recipiente	
Diámetro y longitud de la costura	26" x 72"
Tamaño del pozo de acceso	11" x 18"
Presión de trabajo normal	225 lib/pulg ²
Presión de trabajo opcional	300 lib/pulg ²
Capacidad de fluido	4 - 1/3 barriles

Reservorio

Tamaño del recipiente	
Diámetro y longitud de la costura	42" x 120"
Tamaño del pozo de acceso	14" x 18"
Presión de trabajo normal	175 lib/pulg ²
Presión de trabajo opcional	240 lib/pulg ²
Capacidad de fluido	19 barriles

CAPITULO VI

Aplicación de un sistema de Bombeo hidráulico aislado en una Plataforma Marina del Nor Oeste Peruano.

VI.1 Introducción

En el Nor Oeste Peruano opera actualmente bajo contrato de servicios, en el Lote Z2B, la Compañía Petrotech Peruana S.A. Dentro del Lote se ubican cuatro campos de producción: Peña Negra, Lobitos, Providencia y Litoral con una producción diaria de aproximadamente 13,000 BOPD.

La plataforma PN10 se encuentra ubicada en el área de Peña Negra cuya producción actual es de 6,000 BOPD, sin contar con el aporte productivo de esta plataforma que se encuentra cerrada debido a problemas operativos al quedarse sin fuente de energía para el sistema hidráulico instalado en esta plataforma debido al taponamiento con parafina de la línea de 3 ½", desde diciembre del 2000, la cual suministraba el Fluido motriz desde la estación hidráulica central en Batería Rincón ubicada en tierra. (Gráfico N° 15)

La Plataforma PN10 esta ubicada en coordenadas UTM al Este 474,190 y Norte 9'531,314 con una orientación de Latitud 4° 14' 24.6" y Longitud 81° 13' 57.2", esta plataforma se encuentra sentada a 81' profundidad de agua, frente a la costa de Cabo Blanco, aproximadamente a 1800' del muelle y 2900' de la batería Rincón. Tiene instaladas sus facilidades de producción (múltiple de producción y 2 separadores) y múltiple de Fluido motriz.

Existen 4 pozos productores, tres (3) de ellos producen de las arenas Mogollón mientras que la producción del cuarto proviene de la formación

Peña negra. Fueron completados durante los años 1989 y 1990. Por su distancia con respecto a las demás plataformas no esta interconectada al sistema de levantamiento artificial por gas lift que existe en el área. Su potencial productivo y acumulado a Noviembre 2000 era el siguiente:

PN10-# 1 = 10 BOPD, 61,948 Bbls. : PN10 # 2 = 50 BOPD, 271,763 Bbls. :
PN10 # 3 = 15 BOPD, 18,900 Bbls. : y PN10 # 4 = 30 BOPD, 84,945 Bbls.

La producción de esta plataforma estuvieron cerradas debido al bajo aporte productivo de los pozos y continuos problemas con los equipos de subsuelo y superficie. En el mes de marzo del año 1999 se recuperó las bombas de subsuelo y las válvulas de retención ("standing valve"), para realizar trabajos de achique ("suabeo"), a los pozos reportándose un aporte promedio productivo mediante achique de 120 BOPD.

En Julio de 1999 se reinició la producción de esta plataforma mediante el sistema de bombeo hidráulico centralizado en la batería Rincón, el aceite motriz presurizado en esta batería era transferido a la Plataforma PN10 por la línea de 3 ½" suministrando la energía para el sistema de bombeo hidráulico instalado en esta plataforma, el fluido producido y aceite motriz utilizado mezclado era transferido de la Plataforma a la Batería por la descarga de los Separadores a 60 p.s.i. hacia la línea de 6 5/8" que conecta la plataforma con la Batería, donde se encontraba instalado el sistema centralizado de Bombeo hidráulico.

Este fluido producido más el fluido motriz utilizado de la plataforma PN10 transferido por la línea de 6 5/8" entraba al tanque de fluido motriz del sistema de Bombeo Hidráulico Centralizado en la Batería Rincón, junto con el aporte de fluido motriz y producido de otros pozos de tierra, la producción era controlada por el rebose del tanque de aceite motriz que pasaba hacia el tanque de almacenamiento de aceite producido, por lo cual la producción de la plataforma PN10 y la de los pozos de tierra era distribuida de forma tal que la producción de los pozos de PN10 no reflejaba su real aporte productivo de acuerdo a su potencial. Además, cualquier falla en el Sistema Central de Rincón ocasionaba bajas de producción en los pozos de la plataforma y en pozos de tierra.

La mala calidad del fluido motriz suministrado desde la estación de bombeo hidráulico centralizado, contaminado con agua y sedimentos ocasionaba constantes problemas de averías en las bombas de subsuelo y también obstrucción del múltiple de fluido motriz, motivo por el cual se difería la producción por varios días, además de ocasionar el incremento en los costos de mantenimiento y reparación de las bombas de subsuelo y equipo en superficie dando grandes pérdidas a la Empresa.

Este fluido motriz de mala calidad al ser presurizado a 3000 p.s.i. mediante la bomba "Triples" en tierra, incrementaba también la temperatura del fluido que luego era conducido a través de la línea de 3 1/2" hacia la plataforma ocasionando un enfriamiento que propiciaba la formación de parafina, lo cual finalmente condujo al taponamiento total de la línea, dejando sin

suministro de energía motriz al sistema de bombeo hidráulico en la plataforma PN10 a fines del año 2000.

El proyecto tiene por objetivo asistir a los cuatro pozos de la plataforma PN10 con un sistema de levantamiento artificial adecuado e independiente con el cual se eviten los problemas de taponamiento de líneas con parafina y constantes problemas con las bombas de subsuelo por las deficientes condiciones del fluido motriz suministrado desde la Batería Rincón en tierra (alto contenido de sólidos, agua y parafina) y además mejorar el control y optimizar la producción de la plataforma.

Debido a la considerable distancia que existe hasta la plataforma PN10 no resulta posible integrarlo al sistema de gas lift que existe en el área, lo cual sería ideal. Dada su ubicación geográfica, nivel productivo, limitación de espacio en superficie y geometría de los pozos, entonces el sistema de levantamiento mas adecuado es el sistema de bombeo hidráulico aislado denominado "UNIDRAULIC", instalándolo en plataforma PN10.

VI.2 Instalación del Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Hidráulico con Unidraulic en una Plataforma Costa Afuera.

Características Mecánicas de los Pozos (Gráficos N° 16)

Diámetro de los forros de producción	5 ½"
Formación	Mogollón
Intervalo	6200' – 7800'
Angulo de desviación de los pozos	30°
Caudal esperado BFPD	115
Corte de agua	18%
API del Crudo	32
GLR	400
Temperatura de Fondo de pozo	138°F
Presión estática de fondo de pozo	1900 psig
Presión fluyente de fondo de pozo	930 psig
Presión de Separador	60 psig
Gravedad del gas	.65
Viscosidad de Crudo (SSU)	65

Razón Bomba/motor

La razón bomba/motor (P/E) es un factor importante a considerar en la selección de una bomba debido a su relación a la presión de la bomba multiplex. La razón bomba/motor (P/E) es determinada por la división del área del pistón del motor (Ae) dentro del área del pistón de la bomba (Ap), menos el área de la varilla (AMR).

$$P/E = (A_p - A_{mr})/A_e$$

Un mayor valor de P/E requiere de un volumen inferior de fluido motriz y mayores presión de bomba “multiples”. Un menor valor de P/E requiere de un volumen mayor de fluido motriz y menor presión de bomba “multiples”.

Asegura que los cálculos de selección de la bomba sean hechos cuidadosamente. Si el P/E es muy bajo, El incremento en el Volumen del fluido motriz causara incrementos en la perdida de presión en el sistema, resultando en presiones de bomba multiples muy altas.

VI.2.1 Empleando Métodos Gráficos

A. Producción

1- Se calcula el Peso del fluido Producido Wpr. (Gráfico N° 17)

Ingresando con el API y el % de agua del aceite producido determinamos que el peso del fluido producido en psi/1000'

2- Se Calcula Hpr: (Se multiplica Wpr por la profundidad de la bomba)

De acuerdo a esto el $Hpr = Wpr \times Prof. Bomba/1000$

3- Calculamos PBHP : (Peso de la columna de fluido sobre la bomba) =

$Wpr (Prof. De la bomba - Nivel de Trabajo del Fluido)$

4- Con los datos de PBHP, GOR y % de corte de agua se va al gráfico V-8

y se obtiene FDE (Eficiencia de Desplazamiento de la Bomba)

El Máximo desplazamiento de la bomba es 33%.

5- Se determina MPD (Mínimo desplazamiento de la bomba para producir un volumen Qo esperado)

$MPD = Qo / (FDE \times 0.85)$

6- Con el valor de MPD hallado seleccionamos la Bomba y Motor de subsuelo a la velocidad requerida.

B. "Power Oil" (Fluido Motriz)

7- Calculamos VPO (Volumen de Power Oil o Fluido Motriz):

$$\text{VPO} = \frac{\text{Desp. Del Motor (b/d)/SPM} \times \text{Veloc. (SPM)}}{\text{Eficiencia Volumetrica Motor (0.9)(90\%)}$$

8- Calculamos Wpo (Peso de la Columna de Power Oil), con el gráfico V-7.

9- Determinamos Hpo (Se multiplica Wpo x Profundidad de la Bomba)

C. Fluido De Retorno

10- Volumen de retorno : $V_{fr} = V_{po} + V_{pr}$

11- Calculamos Wfr (peso de la columna de retorno), con el gráfico V-8.

12- Determinamos Hrf= $W_{rf} \times \text{Prof. De la Bomba}$.

D. Perdidas Por Fricción

13- De los gráficos se determina Lpo (Pérdida de presión por fricción de fluido motriz).

14- Determinamos así mismo Lrf (Pérdida de presión por fricción de fluido retorno).

15- Balance de presiones:

$$P = (H_{rf} + L_{rf} + P_{sep})(1 + P/E) - (BHP) \cdot P/E - H_{po} + L_{po}$$

Donde:

Psep : Presión del separador.

Con VPO y P se determina la unidad de superficie:

$$1) \text{ HHP} = P \times \text{VPO} \times 0.000017 \quad (\text{Bomba})$$

$$2) \text{ BHP} = \text{HHP} / 0.85 \quad (\text{Motor})$$

VI.2.2 Empleando Métodos Analíticos

Los cálculos mostrados seguidamente, realizados en orden, proveerán la información necesaria para determinar la apropiada bomba de pistón hidráulico para cualquier aplicación.

Cálculos de Bomba de Pistón Hidráulico

1.- La gravedad específica del Petróleo (GE (o))

$$GE(o) = 141.5/(131.5 + API)$$

Con API = 32 , entonces GE (o) = 0.8654

2.- La gradiente del Petróleo (Grad (o))

$$Grad (o) = 0.433 \times GE(o).$$

3.- La relación Gas y Petróleo de la Solución (R s)

$$R_s = GE(g) \times \left(\left(\frac{PIP}{18} \right) \times \left(\frac{10^{(0.0125 \times API)}}{10^{(0.00091 BHT)}} \right) \right)^{(1.2048)}$$

4.- Calcular el valor de F para ser usado en el calculo del factor de Volumen de Formación de Aceite (FVF(o))

Para $R_s \Rightarrow GOR$:

$$F = R_s \times \left(\frac{GE(g)}{GE(o)} \right)^{0.5} + 1.25 \times Temp$$

Para $R_s < GOR$:

$$F = GOR \left(\frac{GE(g)}{GE(o)} \right)^{0.5} + 1.25 \times Temp$$

5.- Calculo del factor de volumen de formación de Petróleo (FVF(o))

$$FVF(o) = 0.972 + 0.000147 \times F^{(1.175)}$$

6.- Calculo del factor de compresibilidad del gas (Z)

$$BZ = \frac{BHT + 460}{203320}$$

$$CZ = 0.0694 - 17.6 \times BZ$$

$$DZ = \frac{(0.022 \times PIP)}{(14.65 - 3.5)}$$

$$EZ = 214 \times BZ$$

$$Z = CZ \times (DZ)^2 + EZ + 0.15$$

7.- Calculo del factor de volumen de formación del Gas (FVF(g))

$$FVF(g) = \frac{(0.0283 \times Z \times (Temp + 460))}{PIP}$$

8.- Calculo del factor de Volumen de formación en dos fases (FVF(t))

Para $R_s \Rightarrow GOR$:

$$FVF(t) = FVF(o)$$

Para $R_s < GOR$:

$$FVF(t) = FVF(o) + FVF(g) \left(\frac{(GOR - R_s)}{5.6146} \right)$$

9.- Calculo de la eficiencia volumétrica (EFF)

$$EFF_v = \frac{1}{(CW + (1 - CW) \times FVF(t))} \dots\dots STBF/BBL$$

10.- Calculo del mínimo desplazamiento de la bomba (DISP)

$$DISP = \frac{Q_{PROD}}{(EFF_V) \times (PEF)}$$

11.- Selección del tamaño de la bomba

El mínimo desplazamiento de la bomba (DISP) tiene que ser menor que el 75% del desplazamiento de la bomba a la máximas carreras por minuto.

12.- Calculo de los golpes por minuto (SPM)

$$SPM = \frac{DISP}{DISP_P}$$

13.- Calculo del volumen de fluido Motriz (Q_{PWR})

$$Q_{PWR} = \frac{(SPM \times DISP_E)}{EFF_E}$$

14.- Calculo del volumen de fluido de retorno (Q_{RTN})

$$Q_{RTN} = Q_{PWR} + Q_{PROD}$$

15.- Calculo de la viscosidad de Petróleo (μ_{OIL})

$$T = LN\left(\frac{Temp}{2} + 505\right)$$

$$C = 3.55(6.328 - T) + 11.53 \times GE(o) - 9.254$$

$$E = \Theta^C$$

$$U_{OIL} = (\Theta^E - 0.6)GE(o)$$

16.- Cálculo de la viscosidad del agua (μ_{WTR})

$$T_{AVG} = \left(\frac{90 + Temp.}{2} \right)$$

$$T = 1.003 - 0.01479 \times T_{AVG} + 0.00001928 \times (T_{AVG})^2$$

$$U_{WTR} = \Theta^T$$

17.- Cálculo de la pérdida de presión en el fluido motriz (PL_{PWR})

Numero de Reynold's

$$RN = \frac{212.952 \times Q \times G \times (D_1 - D_2)}{U \times [(D_1)^2 - (D_2)^2]}$$

Pérdida de Presión en flujo laminar $RN \leq 1200$

$$PL = \frac{7.958 \times (10^{-6}) \times Q \times U \times L \times \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0.1}}{[(D_1)^2 - (D_2)^2] \times [(D_1 - D_2)^2]}$$

Pérdida de Presión en flujo turbulento $RN > 1200$

$$PL = \frac{2.664 \times (10)^{-5} \times Q^2 \times L \times G \times f}{(D_1 - D_2) \times [(D_1)^2 - (D_2)^2] \times \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0.1}}$$

Donde:

f = factor de fricción = $0.236/RN^{0.21}$

G = Gradiente (psi/ft)

L = Longitud (pies)

Q = Rate de Flujo (BBL/dia)

U = Viscosidad (c.p.)

D1 = Diámetro interior del casing D.I. (Flujo anular)

D1 = Diámetro interior de Tubería D.I. (Flujo en tubería)

D2 = Diámetro exterior de tubería O.D. (Flujo anular)

D2 = 0 (Flujo en tubería)

18.- Cálculo de la fracción de agua de retorno (WC_{RTN})

Para Agua Motriz:

$$WC_{RTN} = \frac{WC \times Q_{PROD} + Q_{PWR}}{Q_{RTN}}$$

Para Petróleo Motriz :

$$WC_{RTN} = \frac{WC \times Q_{PROD}}{Q_{RTN}}$$

19.- Cálculo de la gradiente del fluido de retorno ($GRAD_{RTN}$)

$$GRAD_{RTN} = WC_{RTN} \times GRAD_{WTR} + (1 - WC_{RTN}) \times GRAD_{OIL}$$

20.- La Viscosidad del fluido de retorno (μ_{RTN})

Para $WC_{rtn} > 0.6$: $\mu_{RTN} = \mu_{WTR}$

Para $WC_{rtn} < 0.6$: $\mu_{RTN} = (5 WC_{RTN} + 1) \times \mu_{OIL}$

21.- Cálculo de la pérdida de presión en el fluido de retorno (PL_{RTN})

Según la ecuación de pérdida de presión N° 17.

22.- Cálculo de la presión de descarga de la bomba (P_{DIS})

$$P_{DIS} = P_{WF} + GRAD_{RTN} \times PROFUND. + PL_{RTN}$$

23.- Calculo de la perdida de presión en la bomba y BHA (P_{PUMP})

$$P_{PUMP} = 979 \times \left(\frac{SPM}{SPM_{MAX}} \right)^{1.355}$$

24.- Calculo de la presión de la Bomba Triples (P_{TPLX})

$$P_{TPLX} = P_{DIS} \times \left(\frac{P}{E} + 1 \right) - P_{IP} \times \left(\frac{P}{E} \right) + PL_{PWR} + PL_{PUMP} - ((PROFUND) \times GRAD_{PWR})$$

25.- Calculo de la potencia hidráulica (HHP)

1) $HHP = 0.000017 \times P_{TPLX} \times Q_{PWR}$ (Bomba)

2) $BHP = \frac{HHP}{0.85}$ (Motor)

VI.3 Clasificación del Sistema Hidráulico con Unidraulic Instalado en Plataforma

El sistema de bombeo hidráulico con "UNIDRAULIC" que será instalado en la plataforma PN10 se clasifica, de acuerdo al fluido motriz, como un sistema abierto, es decir que el fluido producido se mezcla con el fluido motriz en el fondo del pozo y retorna conjuntamente por la línea de flujo a la superficie. De acuerdo al equipo de subsuelo, se clasifica como instalación de Bomba libre, debido a que en este caso la bomba se introduce o se levanta del conjunto de fondo al circular el fluido motriz en uno y otro sentido.

Esta alternativa de instalar la planta "UNIDRAULIC" en PN10 tiene las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas :

- Suministrar fácilmente el sistema de levantamiento artificial a los pozos de esta plataforma con bajo costo inicial.
- La instalación del equipo en plataforma no requiere de mayor espacio.
- Mejorar el control y aporte productivo de los pozos.
- Mejora el control y la calidad del aceite motriz suministrada a los equipos de superficie y subsuelo.
- Es mínimo el volumen de aceite motriz que es inmovilizado y no negociable.
- El tiempo diario de reparación, mantenimiento y parada de equipo se minimizara debido a la mejor calidad de fluido motriz.
- Facilidad en el control de producción y ejecución de programas de mantenimiento preventivo.
- Requiere de personal mínimo ya que continuara siendo una batería de recorrido, pero de mayor prioridad en atención.
- El suministro de tratamiento químico para aumentar la vida útil de los equipos en superficie y subsuelo serán más directo.
- El suministro de combustible para la bomba Triplex es del mismo gas producido por la plataforma.

Desventajas :

- Siempre será una consideración de seguridad mantener el sistema libre de fugas y condiciones de riesgo por las altas presiones involucradas.
- El personal requiere continuos entrenamientos para mejorar las condiciones de producción.
- Requerimiento de personal calificado para el manejo del sistema.

VI.4 Descripción y Operación de los Equipos del Sistema Hidráulico Aislado Instalado en Plataforma

La característica principal del sistema de tratamiento de fluido motriz en superficie que será instalado en la plataforma PN10 es que se trata de un sistema completamente compacto en el que se agrupan los recipientes Acumulador, Reservorio y los Ciclones de limpieza, Además de los sistemas de instrumentación como los controles automáticos de nivel, reguladores de presión y válvulas de seguridad, todos en una sola unidad, posibilitando su fácil transporte e instalación en la plataforma como se puede apreciar en el Gráfico N° 14.

La Unidad de Bombeo de fluido motriz a emplearse es una bomba "Triples" J-150-PO con pistones de 1 7/8" para una máxima presión de descarga de 3250 p.s.i. a una velocidad de 400 RPM, esta unidad eleva la presión a niveles requeridos para el trabajo de las bombas de subsuelo en la plataforma (aproximadamente 2900 p.s.i.), la bomba succiona el fluido

motriz limpio del recipiente reservorio. El suministro de combustible de la bomba se obtiene del gas producido por la plataforma. La bomba "Triples" consta de motor y dispositivos de seguridad necesarios, para detener la operación en caso que se exceda la presión de descarga, de una presión establecida.

Luego que el fluido motriz es elevado a la presión de trabajo pasará a través de un múltiple de distribución, ya instalado en la plataforma, el cual permite distribuir el fluido motriz a cada uno de los pozos que integran el sistema, registrar el volumen y presión del mismo y consecuentemente la velocidad de la bomba de subsuelo y controlar la presión del sistema. Para cumplir su función esta equipado con un conjunto de válvulas de doble asiento, las cuales permiten poner cualquier pozo en prueba, además de contar con dos medidores de flujo, de desplazamiento positivo, del volumen inyectado total y el volumen inyectado al pozo en prueba, cuenta también con manómetros de pulsación instalados en las válvulas de control de flujo con lo cual se regula la velocidad de la bomba de subsuelo y la presión de trabajo de la misma.

En el circuito de alta presión esta instalado el sistema de alivio de presión automático, el cual esta colocado a una presión un poco mayor que la presión de trabajo del sistema a fin de mantenerlo operativo. En caso que alguna bomba dejara de tomar fluido motriz ocasionaría un exceso de presión, el cual haría accionar la válvula de alivio que descargaría el exceso de volumen de fluido motriz al recipiente acumulador de manera de no perder este volumen de fluido motriz y mantenerlo en el recipiente

reservorio. Luego el fluido motriz es inyectado a los pozos a través de los cabezales hidráulicos para sistema de bomba libre con las válvulas en posición de operación normal de trabajo.

VI.5 Tipo de Instalación de Subsuelo Instalado en la Plataforma

El tipo de instalación instalado en la plataforma PN10 es de Sartas Paralelas con tubería de 2 3/8" y 1 1/4" dentro de la tubería revestimiento de producción de 5 1/2", esta instalación permite que el gas de formación sea producido a través del espacio anular de forros. En la punta de la tubería de 2 3/8" se baja un conjunto de fondo que tiene asiento y empaquetaduras especiales para el tipo de bomba subsuelo a utilizar además de llevar una válvula de pie de retención de fluidos. (Gráfico N° 16)

Los cuatro pozos que están operativos en la plataforma PN10 ya cuentan con la instalación de subsuelo disponible, por lo que no será necesario unidad de servicio de pozo para iniciar la producción de esta plataforma con el sistema de bombeo hidráulico aislado. Además de reducir el monto de inversión inicial haciendo mas atractivo este proyecto.

VI.6 Tipo de Bomba de Subsuelo

Las bombas de subsuelo son del tipo reciprocante, de desplazamiento simple, tipo libre de 2 x 1 5/8 x 1 1/4, de marca "Guiberson". Sin embargo, los ensamblajes de fondo de pozo son de marca "National", por lo que las bombas, para que puedan trabajar en esta cavidad tienen que ser adaptadas al tipo de bomba "National" 201616 ó 201313 de acuerdo al pozo específico.

La bomba es instalada por los tubos de 2 3/8" y se empuja hasta su alojamiento en el conjunto de fondo inyectando fluido motriz. El cabezal hidráulico esta dispuesto con las válvulas en operación normal, la bomba va descendiendo hasta llegar a su cavidad.

VI.6.1 Inicio de Operación de la Bomba de Subsuelo

Cuando la bomba llega a su asiento, la presión del fluido motriz se incrementará y la bomba empezará a trabajar, la velocidad de la carrera y la presión de trabajo de la bomba de subsuelo se regula en el múltiple de fluido motriz con la válvula de control y el manómetro. La bomba al iniciar su trabajo en el conjunto de fondo tiene un arreglo especial que permite el retorno del fluido motriz a superficie conjuntamente con el fluido producido a través de la línea de 1 1/4". Esto es, la inyección de fluido motriz es por la línea de 2 3/8" y el fluido de retorno fluido motriz más el fluido producido es por la línea de 1 1/4" en el proceso de operación normal.

VI.7 Descripción de la Operación de la Unidad Unidraulic

Ya en la superficie, el fluido de retorno y el gas de los forros, son conducidos a través de líneas de 2" hasta el múltiple de producción en el cual se recolecta toda la producción de fluidos y la conduce al recipiente acumulador, donde luego el fluido de retorno es limpiado a través de los ciclones y transferido al recipiente reservorio que por regulación del nivel constante descarga el exceso de fluido hacia la línea de producción. Este exceso de fluido es el fluido producido por la plataforma el cual es conducido hasta el separador de totales en el que se separan el gas del aceite y se puede medir el volumen de aceite producido por la plataforma.

El gas se utiliza como combustible para la bomba y se mide a través de un medidor de orificio.

La descarga del separador de totales se transferirá al tanque que se instalará en la plataforma para aliviar la contrapresión del sistema, optimizando la producción de los pozos. Luego la producción acumulada en el tanque será transferida a Batería Rincón ubicada en tierra, por la bomba de transferencia de crudo.

El fluido motriz que mantiene el nivel constante en el recipiente reservorio es el volumen de fluido que recicla en el sistema dando energía al sistema hidráulico y haciendo producir los pozos. Cualquier baja en el nivel del recipiente reservorio indicaría una pérdida de fluido, por lo cual tendría que revisarse pozo por pozo en pruebas de producción. Una baja del nivel del reservorio mas allá de un nivel mínimo establecido activa un dispositivo automático para parar el sistema hasta encontrar el problema.

Con el nuevo sistema **"UNIDRAULIC"** la producción se transferirá por una línea de 6 5/8" directa desde la plataforma hasta un tanque de fiscalización ubicado en tierra, independiente del aporte productivo de otros pozos, con lo cual se espera mejorar el control y calidad del fluido motriz é incrementar su producción de acuerdo a su potencial.

La flexibilidad del sistema **"UNIDRAULIC"** permite su fácil instalación en la plataforma y suministrar de energía al sistema hidráulico instalado en ella, además la disponibilidad del equipo hace rentable su instalación en la plataforma debido a su bajo costo de inversión inicial, adicionalmente asegura el suministro de petróleo motriz, libre de impurezas, para la succión

de la bomba triples, equipo de superficie y bombas de fondo de pozo, alargando la vida útil de estos equipos y reduciendo los costos por mantenimiento de equipos de superficie y subsuelo. (Gráfico N° 19)

Adicionalmente la instalación de un tanque de 450 bbls. y bomba de transferencia de crudo permitirá reducir la contrapresión que requieren los separadores para transferir el aceite producido de la plataforma a la Batería Rincón de 60 p.s.i. a 20 p.s.i. ya que los separadores descargarían al tanque aliviándola y mejorando las condiciones de producción de los pozos.

La producción acumulada en el tanque luego de ser medida sería transferida por bombeo a un tanque de fiscalización en la Batería Rincón.

VI.7.1 Operación de Prueba de Pozos en el Sistema “Unidraulic”.

Para la realización de pruebas de pozos en este sistema será necesario colocar en prueba el pozo que se desea evaluar en el múltiple de fluido motriz registrando el volumen inyectado y simultáneamente se colocara el retorno de fluidos de este pozo al separador de prueba a través del múltiple de producción. Este separador de prueba realmente trabajara como un recipiente Acumulador para un solo pozo, registrando el volumen de fluido de retorno de este pozo, de tal forma de obtener la producción de petróleo del pozo al restar el retorno de fluido en el separador de prueba menos el fluido inyectado en el múltiple de fluido motriz, Del mismo modo es posible medir el volumen de gas producido de este pozo al tener instalado un medidor de gas de orificio en la salida de gas de este separador de Prueba. La descarga de petróleo del separador de prueba retornara al recipiente reservorio, evitando se pierda el nivel de fluido motriz del recipiente

reservorio. Para ello el separador de prueba cuenta con un regulador de presión el cual mantiene una presión del separador de prueba ligeramente mayor que el recipiente reservorio de tal manera que la descarga de producción de este separador pueda ser admitida en el recipiente reservorio del UNIDRAULIC.

VI.7.2 Consideraciones para la Realización de Servicios de Pozos

La instalación de estos equipos de Superficie (unidad UNIDRAULIC y Bomba Triples) y el arreglo de líneas en superficie para la puesta en operación del sistema "UNIDRAULIC" no impedirá la realización de futuros trabajos de servicios de pozos. La mejora del aporte productivo de los pozos de la plataforma PN10 hará mas atractivo futuros trabajos de reacondicionamiento y servicios de pozos.

VI.7.3 Consideraciones para el Tratamiento Químico y la Prevención de Obstrucción con Parafina.

El problema de acumulación de parafina es crítico en operaciones costa afuera, así como evitar la corrosión de las instalaciones de subsuelo. Es por ello necesario iniciar un programa de prevención de formación de parafina en las tuberías de producción con el uso de inhibidores de parafina inyectados con bombas de tratamiento químico en la succión de la bomba "triples" del sistema de bombeo hidráulico, así como de inhibidores de corrosión. Igualmente es conveniente implementar el tratamiento químico con inyección de solvente de parafinas y de biocidas que eviten la acumulación de bacterias que conduzcan a la corrosión en la línea de 6 5/8", de transferencia de crudo hacia tierra, debido a la presencia de agua

de formación. De esta forma podremos evitar obstrucciones en la línea o reducciones en el diámetro que puedan ocasionar incrementos en la contra presión en el sistema y que se pueda romper la línea de transferencia impidiendo transferir la producción de esta plataforma a tierra.

Paralelamente, será necesario implementar un programa de limpieza mecánica de la línea de 6 5/8" de tal forma de mantenerla limpia de acumulación de parafina y bacterias.

CAPITULO VII

Análisis Económico

Para obtener el costo total del proyecto se han considerado periodos anuales para determinar el impacto económico que resultaría de la suma de la inversión inicial y los costos fijos de operación por plataforma. Estos costos se han comparado con los costos de tendido de una nueva línea para producir la plataforma mediante bombeo neumático en los pozos, asumiendo la recuperación del mismo volumen de reservas, para lo cual se ha considerado las misma comportamiento de producción en 10 años.

Dentro de los costos de la instalación de la planta “UNIDRAULIC” en la plataforma PN10 se encuentran involucrados los costos de construcción de los equipos auxiliares como tanques de aceite, agua, colector neumático y secador de gas de instrumentos. Así como la limpieza y pintado de todos los equipos. Los costos involucrados en mantenimiento y reparación de bombas de subsuelo están incluidos en los costos operativos anualmente.

En los costos de inversión inicial están incluidos la adquisición de un nuevo equipo “UNIDRAULIC” y la bomba de superficie.

Al implementar la plataforma PN10 con el sistema de bombeo Neumático se requerirá de instalación de la línea de 3 ½” de gas de alta presión y la línea de 6 5/8” de gas de baja presión para integrarla al circuito de gas del área de Peña Negra, la plataforma mas cercana es SS que se encuentra a aproximadamente 20,000 pies de distancia de la plataforma PN10.

Se considera también dentro de los costos la posibilidad de instalar bombas de inyección de química dentro del sistema de bombeo neumático, para la

prevención de obstrucciones por parafina en las tuberías de producción y la línea de transferencia de producción a tierra. Además de la limpieza mecánica, ya que la incidencia será mayor con sistema de bombeo neumático. Se considera la construcción de facilidades para la limpieza con chanco a las líneas de transferencia. Así como la realización de servicio de pozo a los 04 pozos de PN10, para cambiar el tipo de instalación, ya que la actual corresponde al de sistema de levantamiento por bombeo hidráulico paralelo libre.(Tabla N° 5)

La alternativa de trabajar con el sistema hidráulico centralizado fue descartada, ya que involucra una inversión inicial de más de \$600,000 para cambiar y modernizar el sistema centralizado en Rincón. Así como el recubrimiento térmico especial a la línea de suministro de fluido motriz para que no tengan problemas de obstrucción con parafina.

Finalmente, el resumen de los análisis económicos nos da los siguientes resultados:

	UNIDRAULIC	GAS LIFT
Inversión Total (M \$) :	263	657
VAN al 15% (M \$) :	1331	1045
TIR (%)	200	79
Pay Out (Meses) :	5.4	11
Precio del Crudo (\$/Bbl.) :	20	20
Beneficio/costo descontado (\$/\$):	5.1	1.6

Como puede observarse, el resultado de los análisis económicos muestra un resultado ampliamente favorable a la instalación del sistema **“UNIDRAULIC”** (Tablas N° 6 y 7).

Las reservas primarias remanentes, en base a las curvas de producción v/s tiempo se han estimado en 205 MBbls. de petróleo para los pozos de la plataforma PN10. (Gráfico N° 20)

Considerando un límite económico de 10 BOPD para ambos casos, la vida productiva de los pozos será de un periodo aproximado de 10 años.

Luego de realizar los estimados económicos se obtiene que la opción más atractiva y económica de las dos es la de instalar el sistema **“UNIDRAULIC”** en la plataforma PN10 y como se puede apreciar los parámetros económicos son para esta elección los siguientes: el tiempo de retorno de la inversión es de 05 meses y además la relación beneficio-costos es de casi \$ 5 dólares por dólar invertido. Para la corrida se ha considerado un precio de crudo de \$20.00 considerando las fluctuaciones del precio del petróleo año a año.

CAPITULO VIII

VII.1 Conclusiones:

- 1- Del análisis económicos, se puede concluir que es económicamente favorable la aplicación del levantamiento artificial aislado "UNIDRAULIC" en la Plataforma PN 10, en relación con el levantamiento artificial por bombeo neumático
- 2- El tiempo de retorno de la inversión es menor de 06 meses en el caso de aplicar el "UNIDRAULIC".
- 3- El sistema aislado "UNIDRAULIC" reduce los costos de operación al ser totalmente automatizado.
- 4- La instalación del equipo de bombeo hidráulico "UNIDRAULIC" en la Plataforma PN 10 no requiere de gran espacio.
- 5- Mejora la calidad del fluido motriz en el sistema de bombeo hidráulico, incrementando la vida útil de los equipos de superficie y subsuelo.
- 6- El sistema "UNIDRAULIC" permite un mejor tratamiento del fluido motriz, en consecuencia se reducen los costos de mantenimiento y reparación de las bombas de subsuelo.
- 7- Aumento de la producción del área de Peña Negra con el aporte de producción de los pozos de PN10.
- 8- Al reactivar la operación en la plataforma, se hace atractivo el desarrollo de futuros trabajos de reacondicionamiento de los pozos, que incrementarían la producción y reservas.

- 9- Se hace posible la implementación de tratamiento químicos para evitar la formación de parafina en las tuberías. Así como proteger las instalaciones de subsuelo y superficie de la corrosión severa.
- 10-Al descargar la producción directamente a un tanque en plataforma, se podrá reducir la contrapresión de los separadores mejorando las condiciones de producción de los pozos.
- 11-Por su fácil instalación en operaciones costa afuera, es una opción a considerar en aquellas plataformas aisladas que requieran de instalación de levantamiento artificial.

VII.2 Recomendaciones

- 1- De las conclusiones anteriormente enumeradas, se recomienda instalar una unidad de bombeo hidráulico aislada del tipo "Unidraulic" en la Plataforma PN10.
- 2- Conectar facilidades de producción de acuerdo al nuevo sistema de levantamiento artificial en la plataforma PN10.
- 3- Instalar tanque de almacenamiento y transferencia de 450 Bbls.
- 4- Instalar bomba para la transferencia de crudo de la Plataforma PN 10 a la batería Rincón en tierra.
- 5- Instalar plantas de tratamiento químico con inhibidores de corrosión, biocidas, inhibidores de parafina y solventes para parafina.
- 6- Instalación de facilidades para la limpieza mecánica de la línea de transferencia para evitar se obstruya con parafina y acumule bacterias que puedan ocasionar roturas de tubería por corrosión.

CAPITULO IX

ANEXOS

IX.1 Gráficos

- Grafico N° 1 : Métodos de levantamiento artificial.
- Grafico N° 2 : Diagrama de flujo del sistema de bombeo hidráulico.
- Grafico N° 3 : Sistema General de Bombeo hidráulico
- Grafico N° 4 : Sistema de fluido motriz cerrado. (FMC)
- Grafico N° 5 : Sistema de fluido motriz abierto. (FMA)
- Grafico N° 6 : Sistema de fluido motriz central .
- Grafico N° 7 : Sistema de fluido motriz compacto (UNIDRAULIC).
- Grafico N° 8 : Bomba Hidráulicas reciprocas de acción simple.
- Grafico N° 9 : Bombas Hidráulicas Reciprocas de acción doble.
- Grafico N° 10 : Bombas a chorro.
- Grafico N° 11 : Instalación Tipo insertado fijo.
- Grafico N° 12 : Secuencia de operación de bomba libre.
- Grafico N° 13 : Instalación Tipo paralela libre. (FMA)
- Grafico N° 14 : Sistema UNIDRAULIC.
- Gráfico N° 15 : Ubicación Geográfica de plataforma PN10.
- Gráfico N° 16 : Diagrama de instalación de los pozos en PN10.
- Gráfico N° 17 : Conversión de Gravedad en peso de fluido.
- Gráfico N° 18 : Máxima eficiencia de desplazamiento de la Bomba.
- Gráfico N° 19 : Isométrico del Sist. UNIDRAULIC en plataforma PN10.
- Gráfico N° 20 : Comportamiento Productivo de los pozos de PN10.

IX.2 Tablas

- Tabla N° 1 : Selección de la bomba triples de superficie.
- Tabla N° 2 : Bombas reciprocas de acción simple.
- Tabla N° 3 : Bombas reciprocas de acción doble.
- Tabla N° 4 : Selección de la Bomba a chorro.
- Tabla N° 5 : Análisis comparativo de costos.
- Tabla N° 6 : Evaluación Económica Sistema de bombeo neumático
- Tabla N° 7 : Evaluación Económica Sistema UNIDRAULIC.

CAPITULO X

Bibliografía

- The technology of artificial lift Methods : Kermit e. Brown
- Teoría y Aplicación de sistema de Bombeo Hidráulico en pozos de petróleo. : C.J. coberlly
- Tecnología de Producción Flujo natural y levantamiento artificial : H. K. Van Poolen
- Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros : T. E. W. Nind
- Hydraulic Lift systems for Low Pressure Wells : K. Michael Clark
- Hydraulic Pumps offer solution to world's Problem wells. : Eddie smart
- Hydraulics Training Manual : PIPE SERVICE INTERNATIONAL
- Sistemas de bombeo Hidráulico : TRICO INDUSTRIES INC.
- Tecnología sobre operaciones de Producción : PETROLEOS DEL PERU.
- Curso de Bombeo Hidráulico : Ing. Jorge Morales Vega
- Seminario de Bombeo Hidráulico : WEATHERFORD – TRICO
- Introduction to Hydraulic pumping systems : GUIBERSON

GRAFICOS

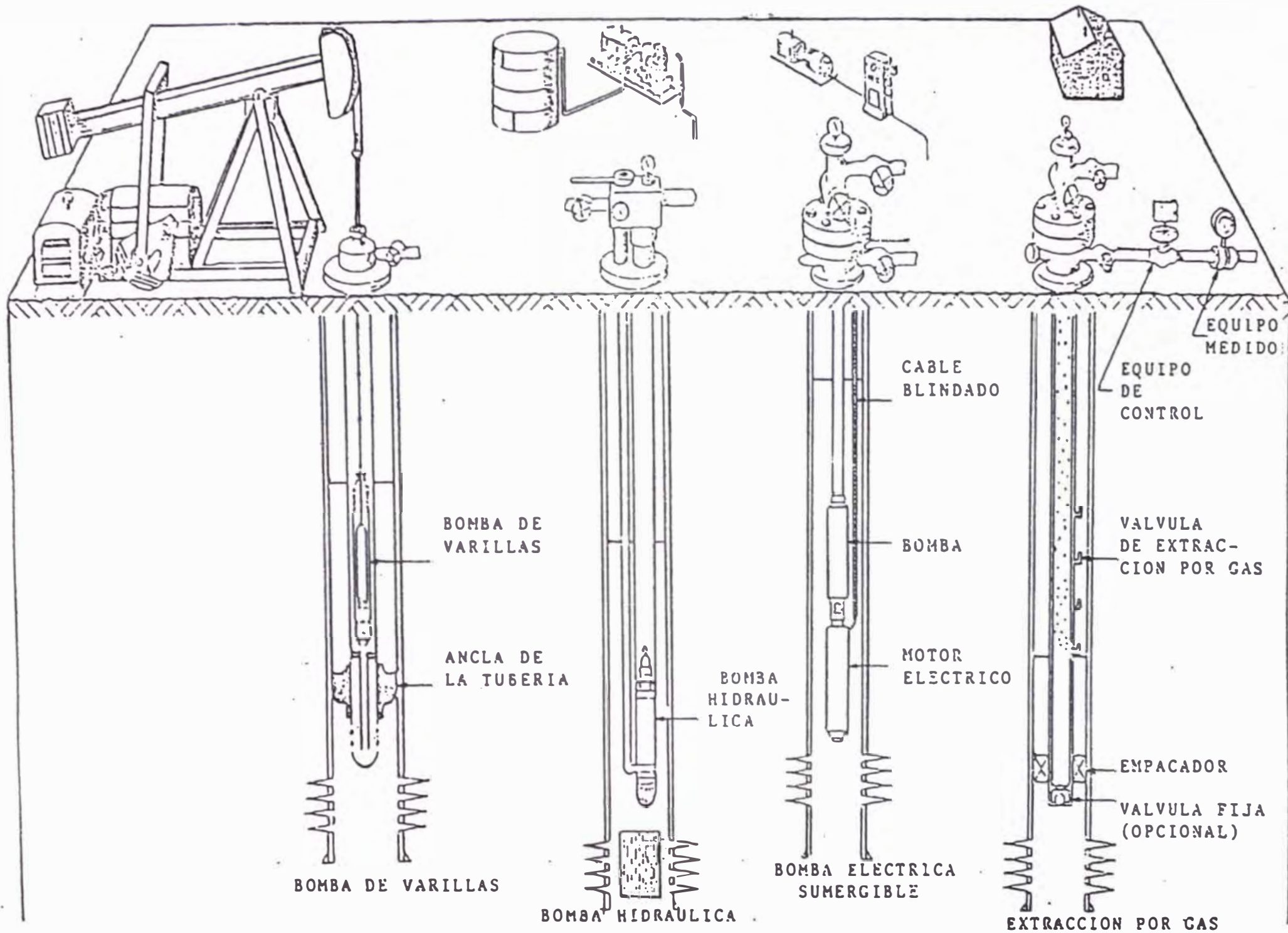
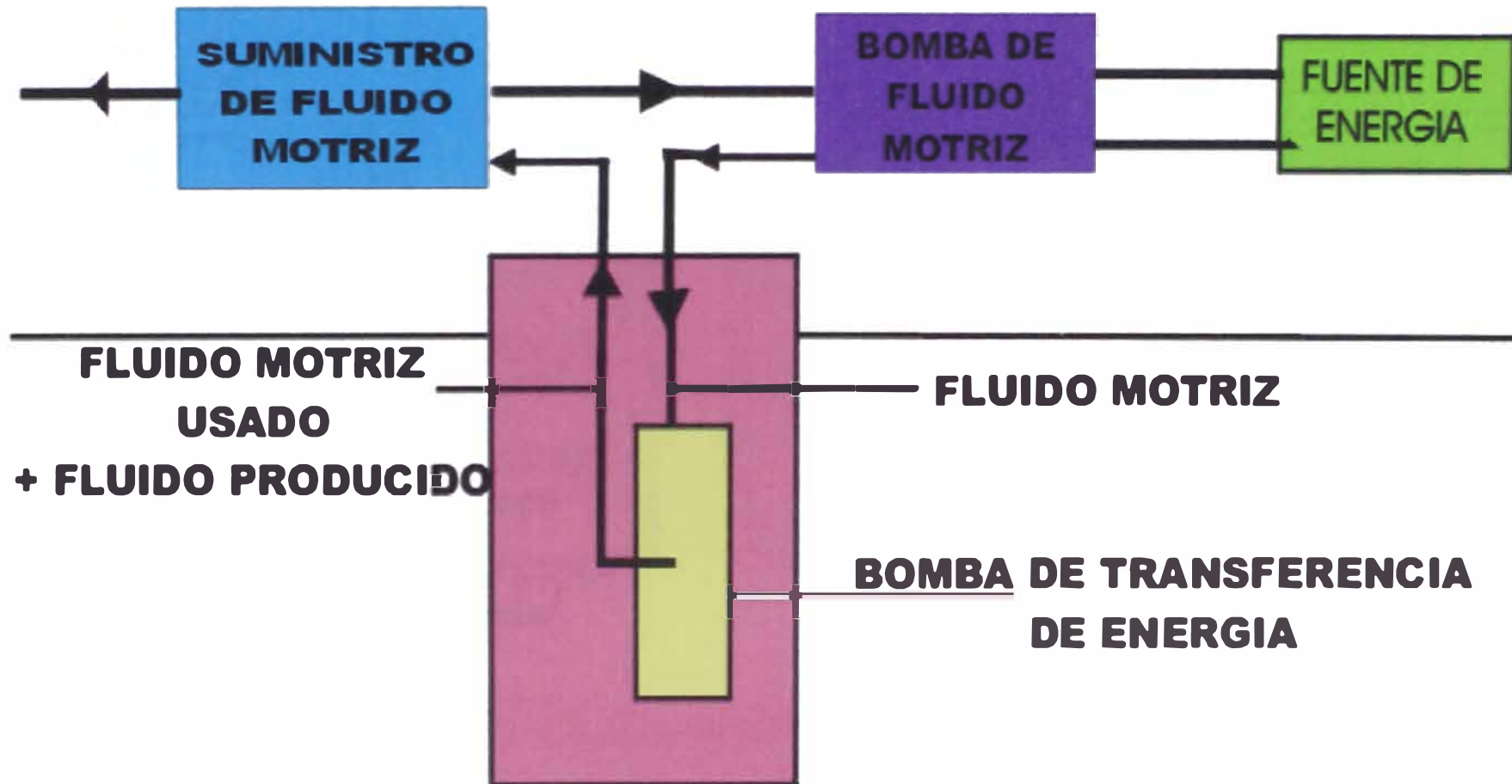


DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO



SISTEMA DE VENTEO DE GAS

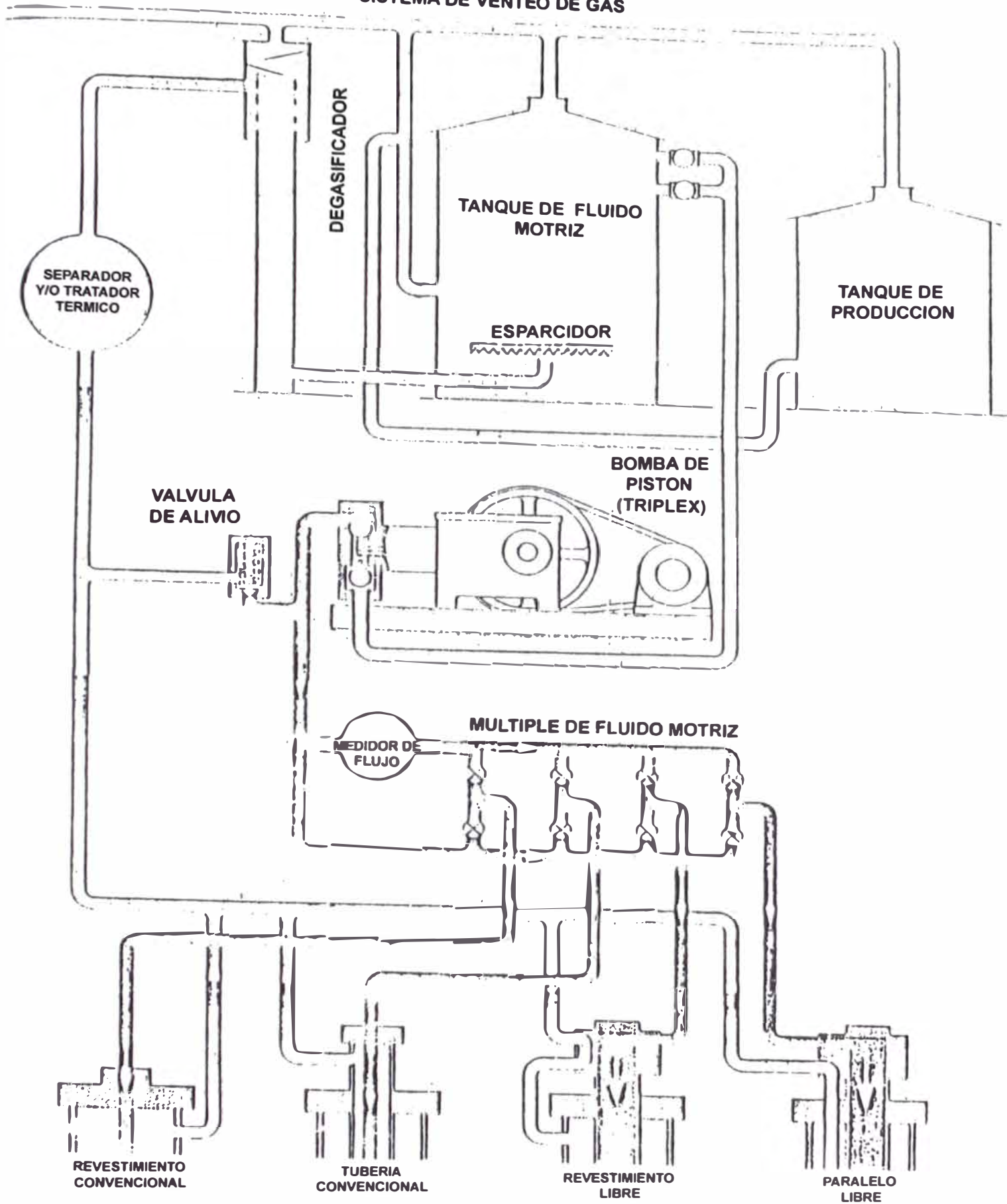


Grafico N° 3 : SISTEMA GENERAL DE BOMBEO HIDRAULICO

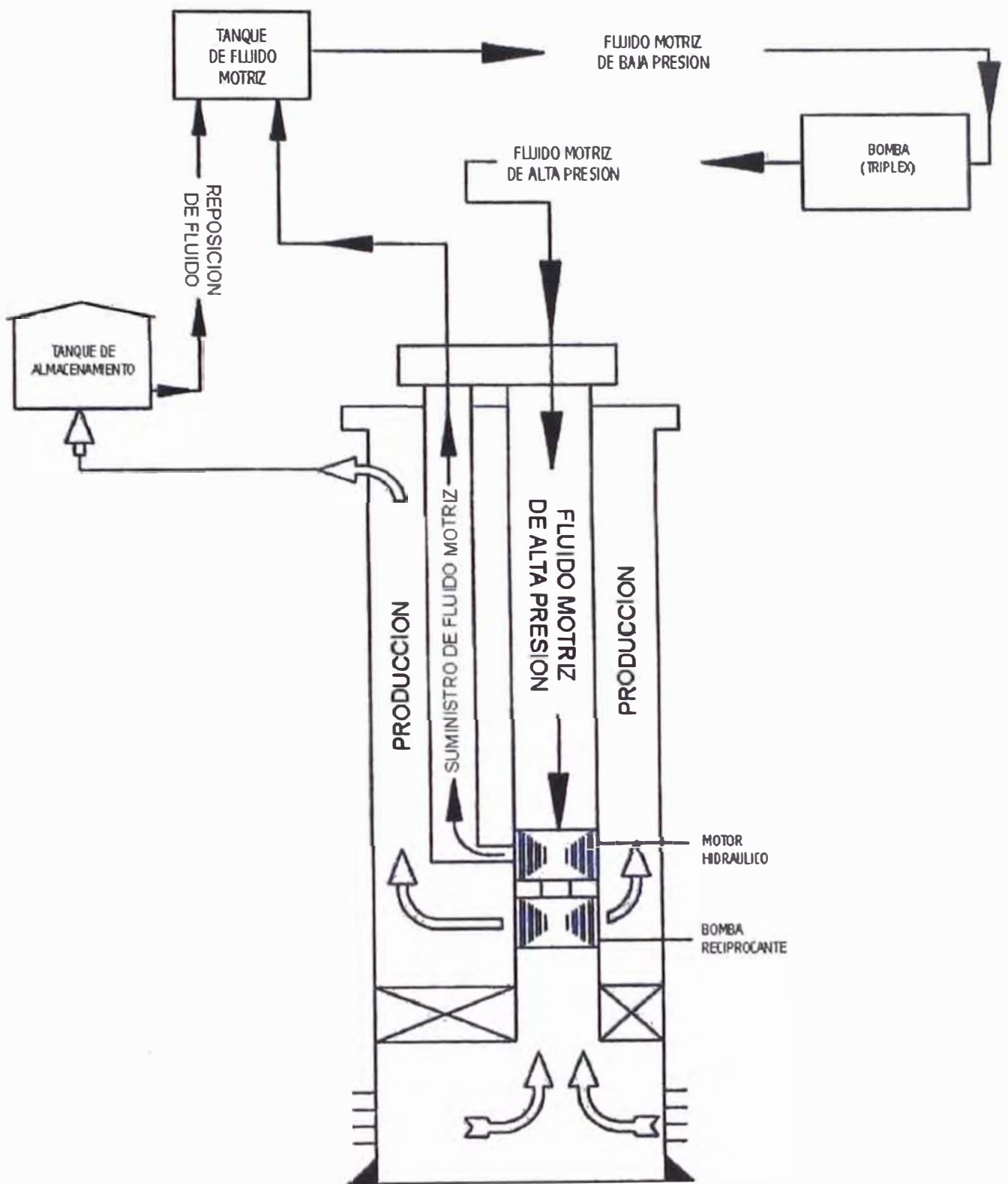


Gráfico N° 4 : SISTEMA CERRADO

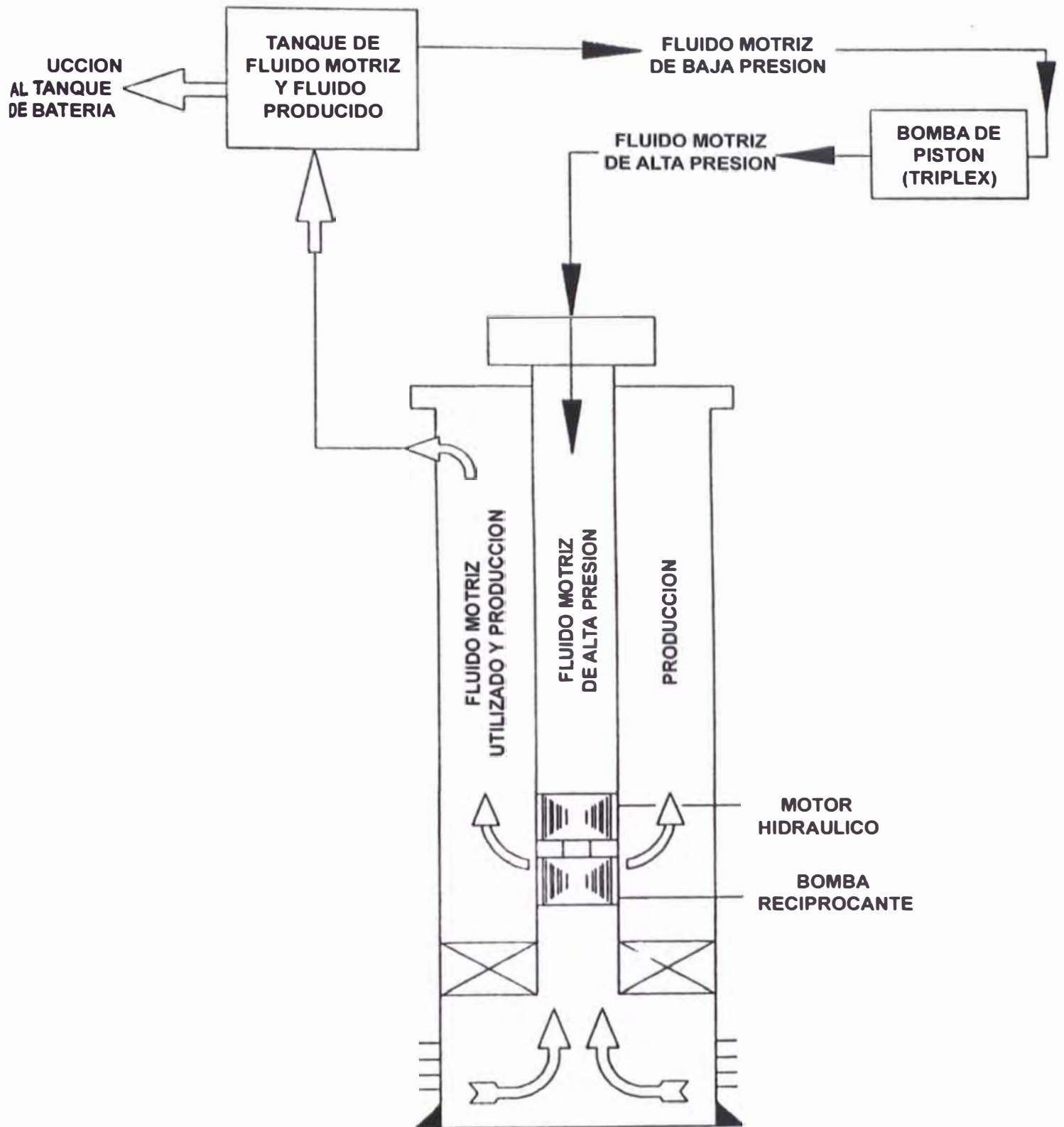


Gráfico N° 5 : SISTEMA ABIERTO

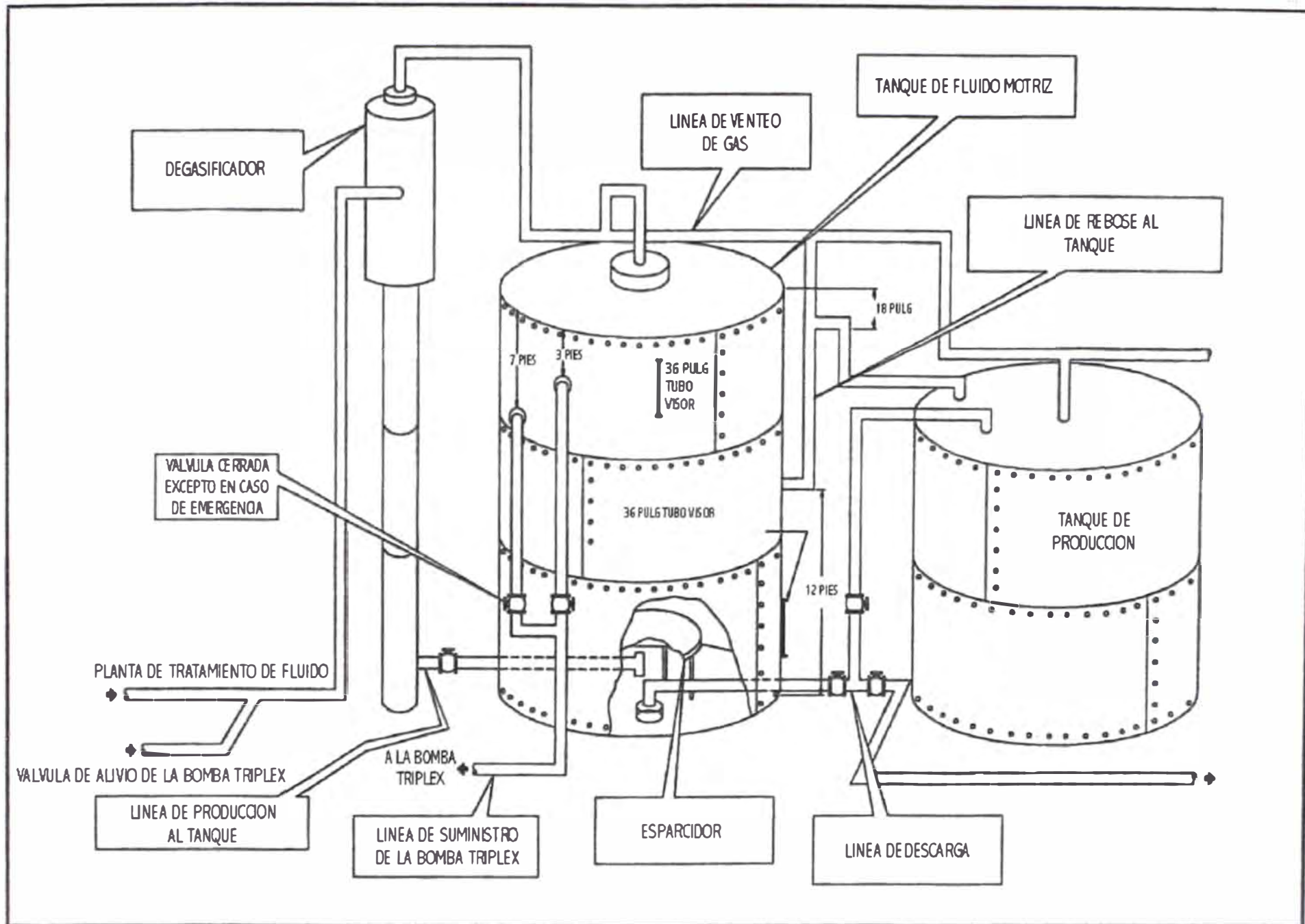


Gráfico N° 6 : SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CENTRAL

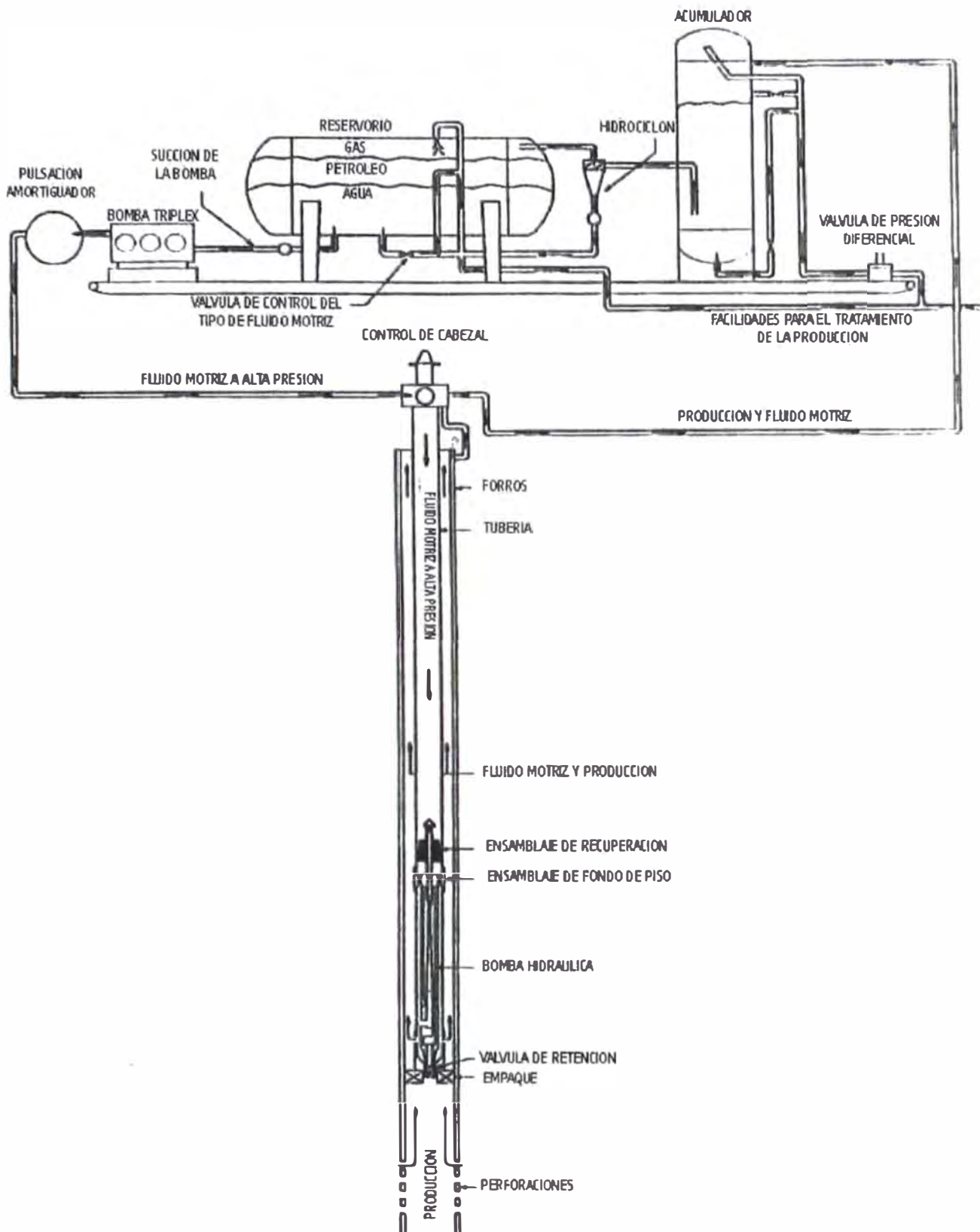


Gráfico N° 7 : Sistema de Bombeo Hidraulico Compacto (UNIDRAULIC)

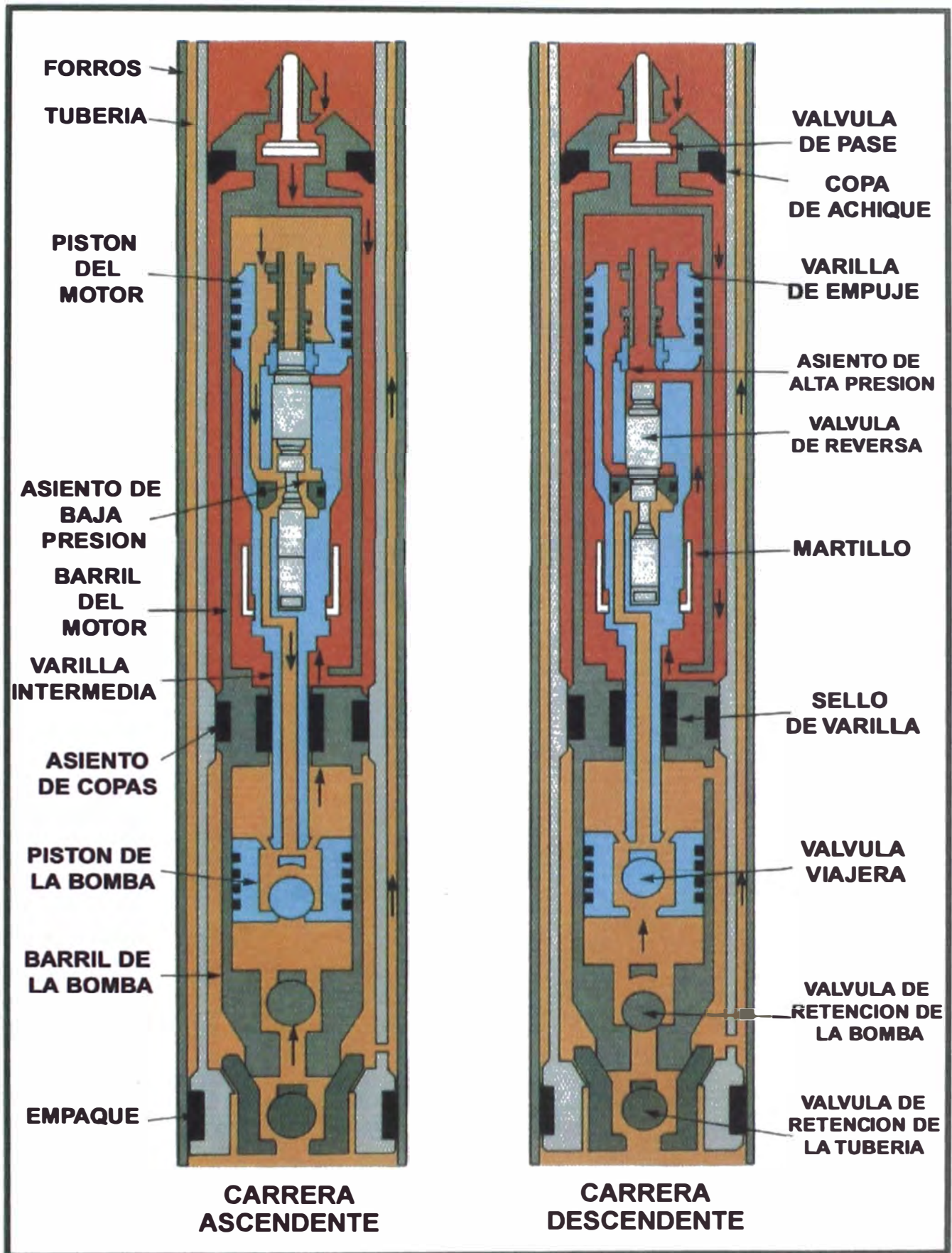


Gráfico N° 8 : Bomba Hidráulica Reciprocante de Acción Simple

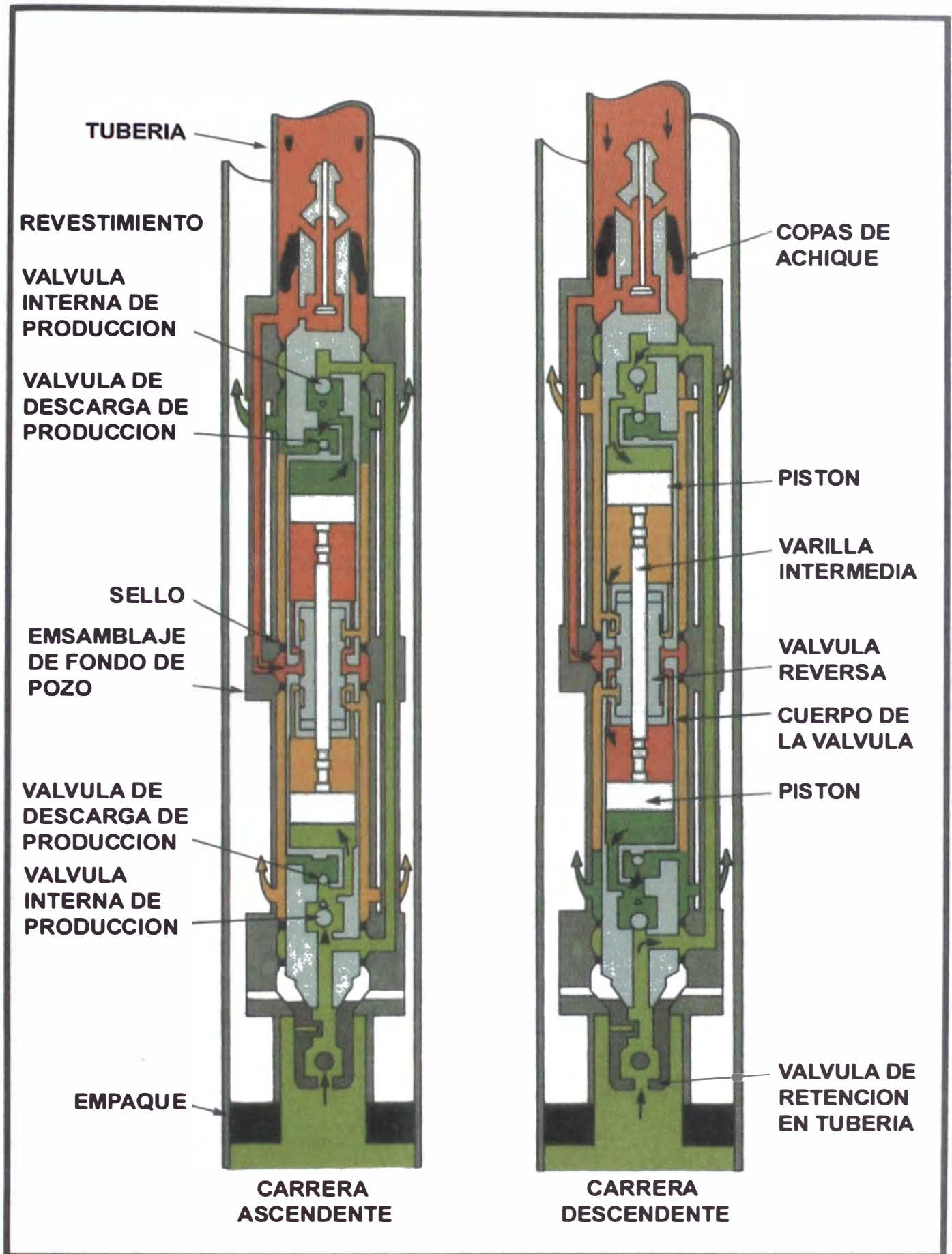


Gráfico N° 9 : Bombas Reciprocantes de Acción Doble

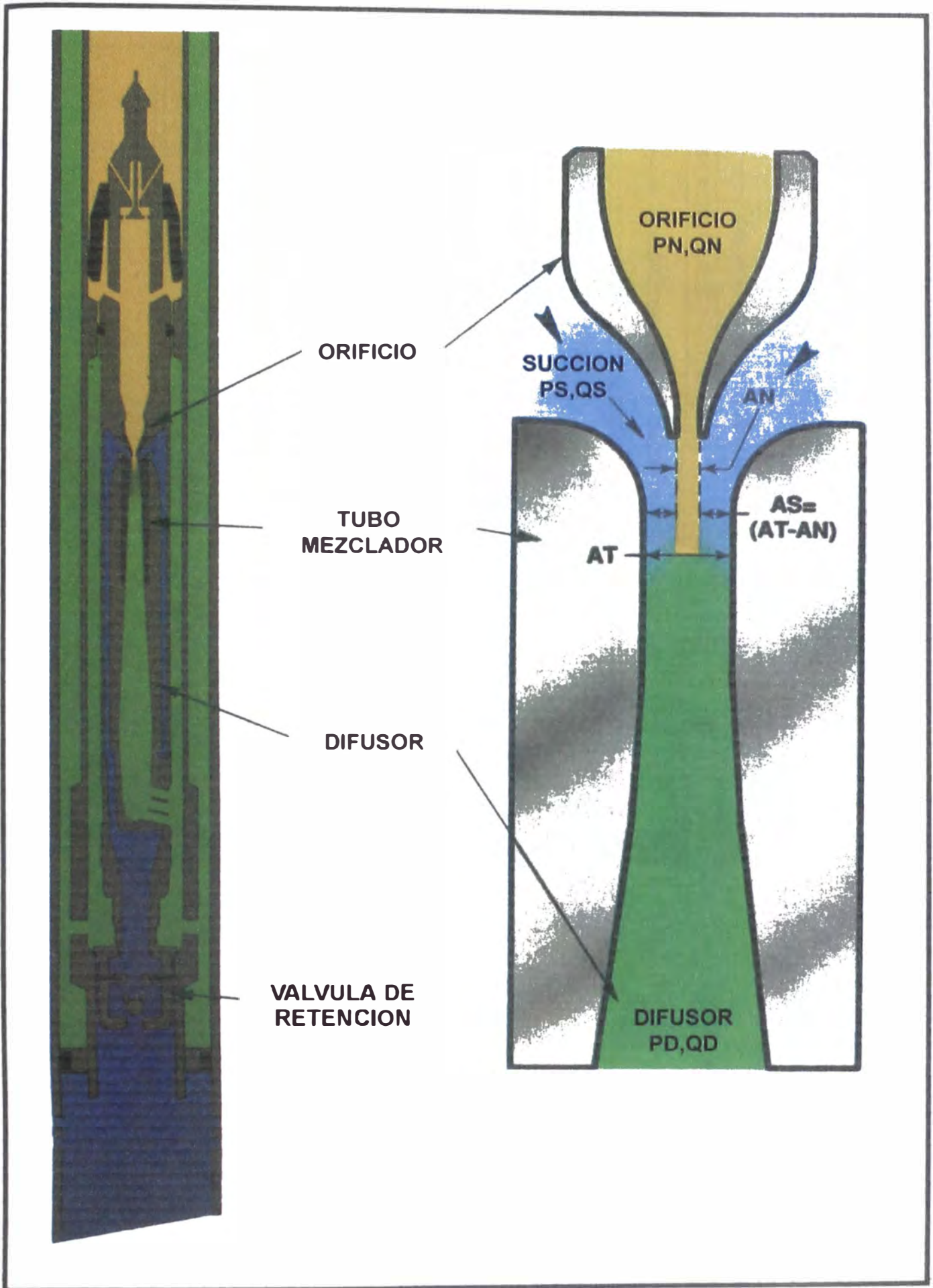
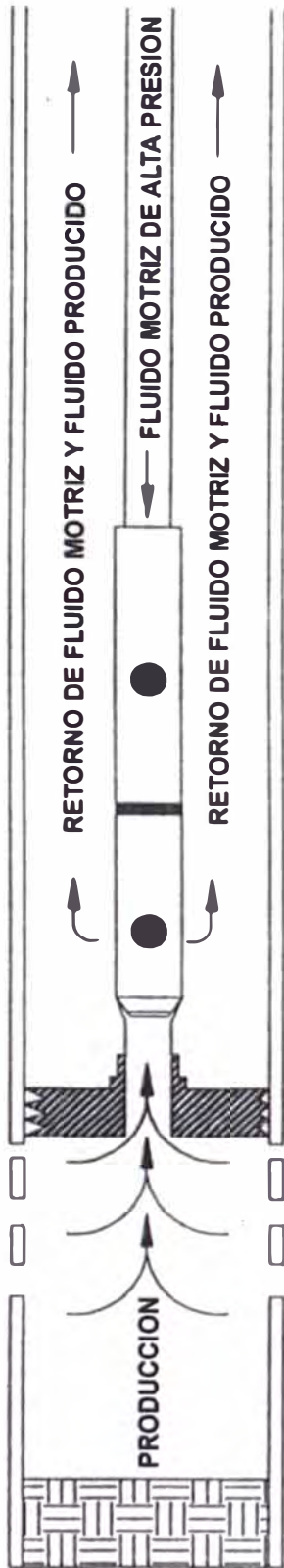
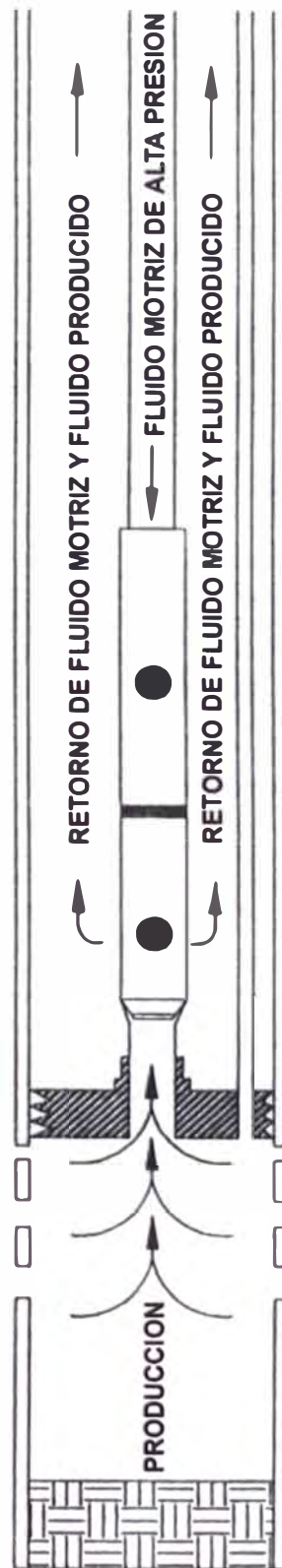


Gráfico Nº 10 : Bombas a Chorro



TUBERIA DE REVESTIMIENTO FIJO



TUBERIA DE REVESTIMIENTO FIJO CON VENTEO DE GAS

Gráfico N°11 : Instalación Tipo Insertado Fijo

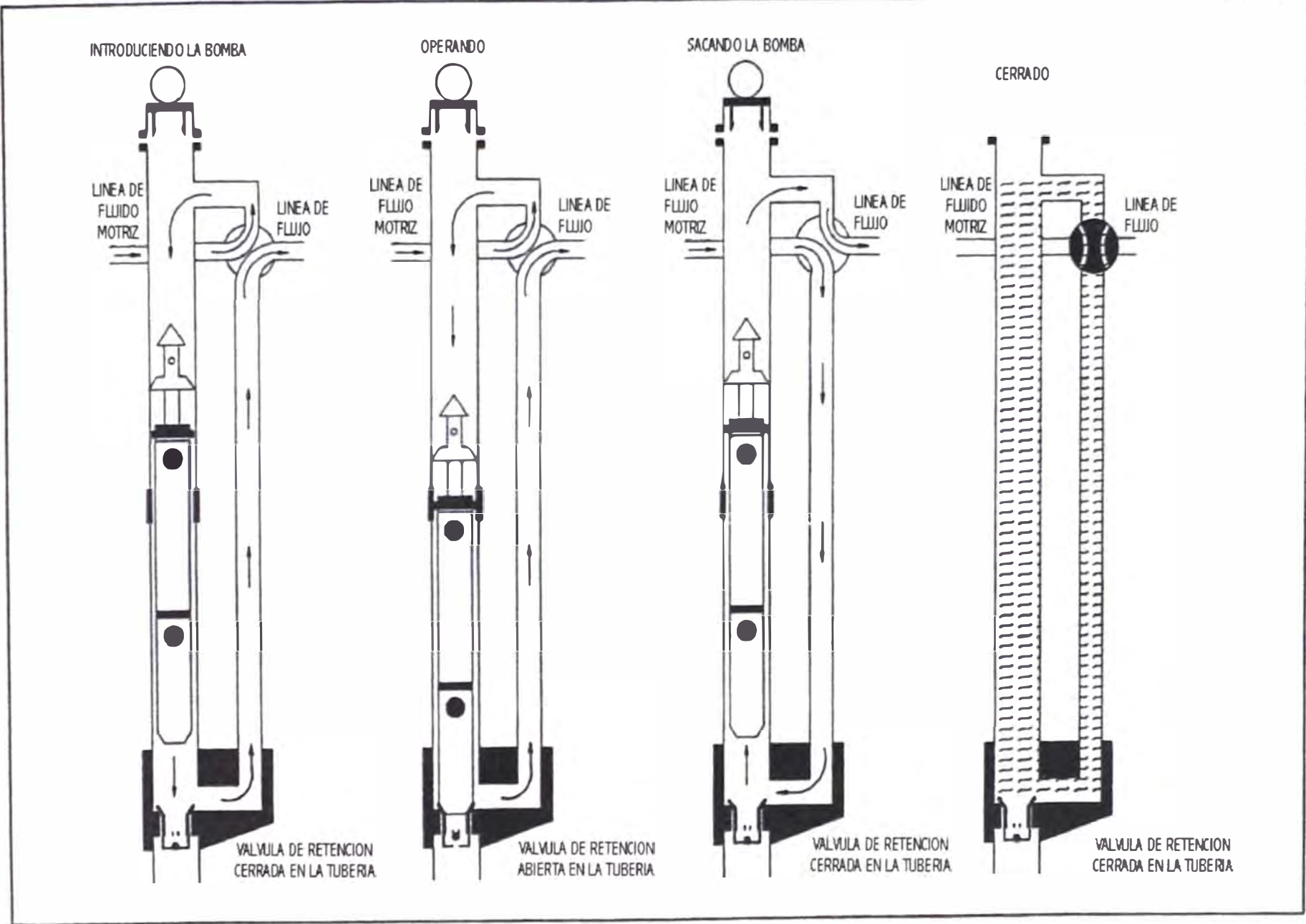


Gráfico N° 12: Secuencia de Operación de Bomba Libre

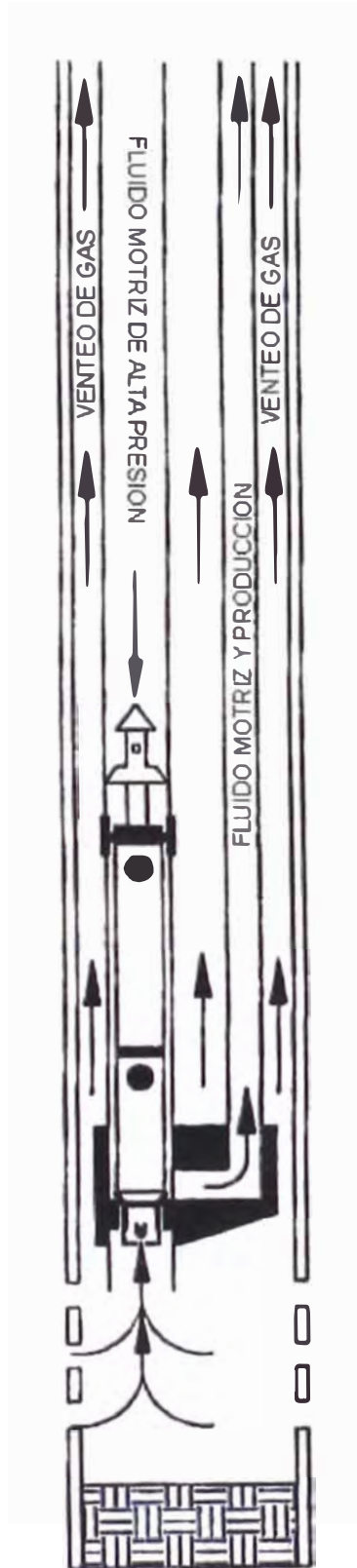


Gráfico N° 13 : Instalación Paralela Libre

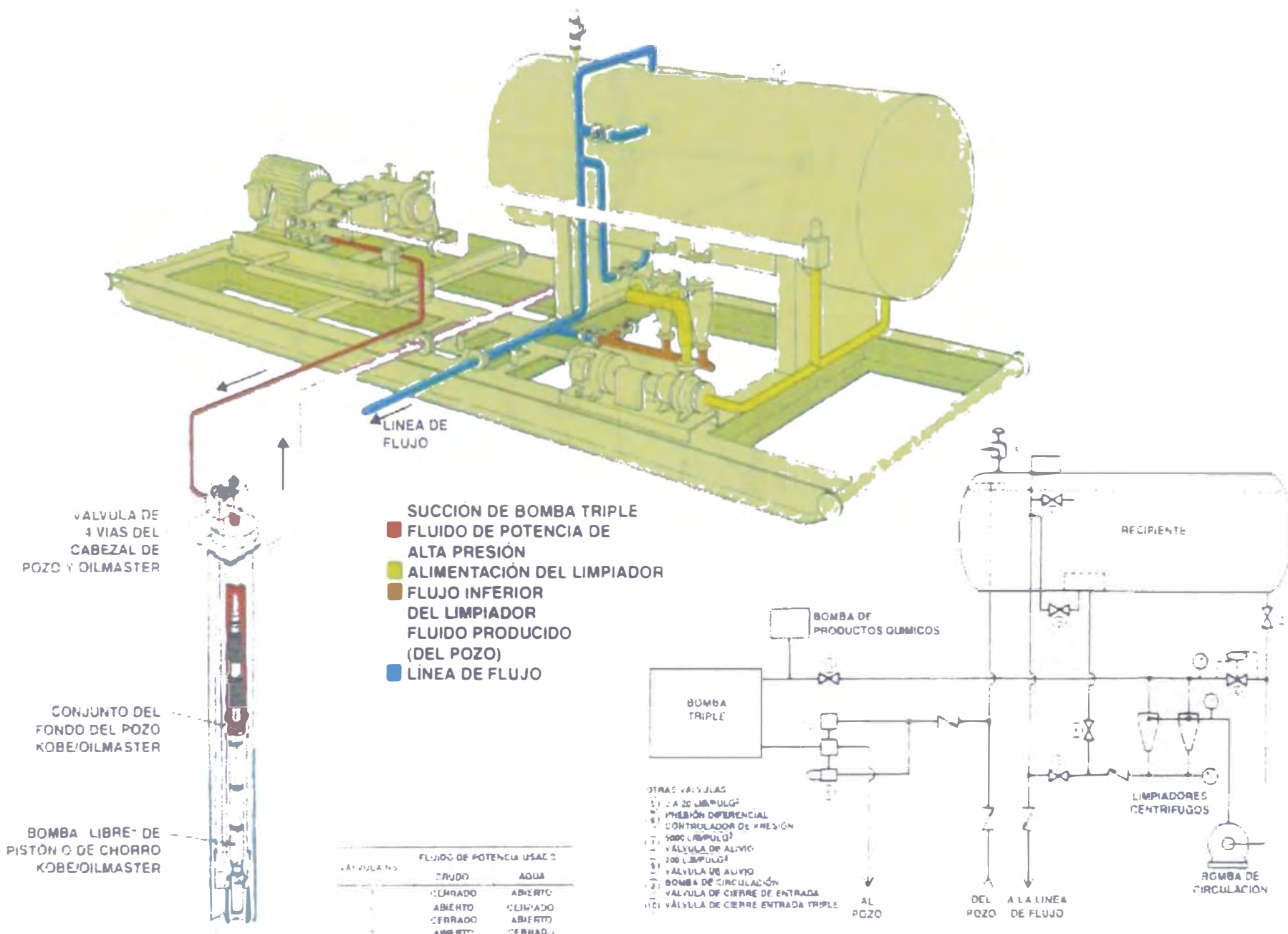


Gráfico N° 14 : Sistema UNIDRAULIC

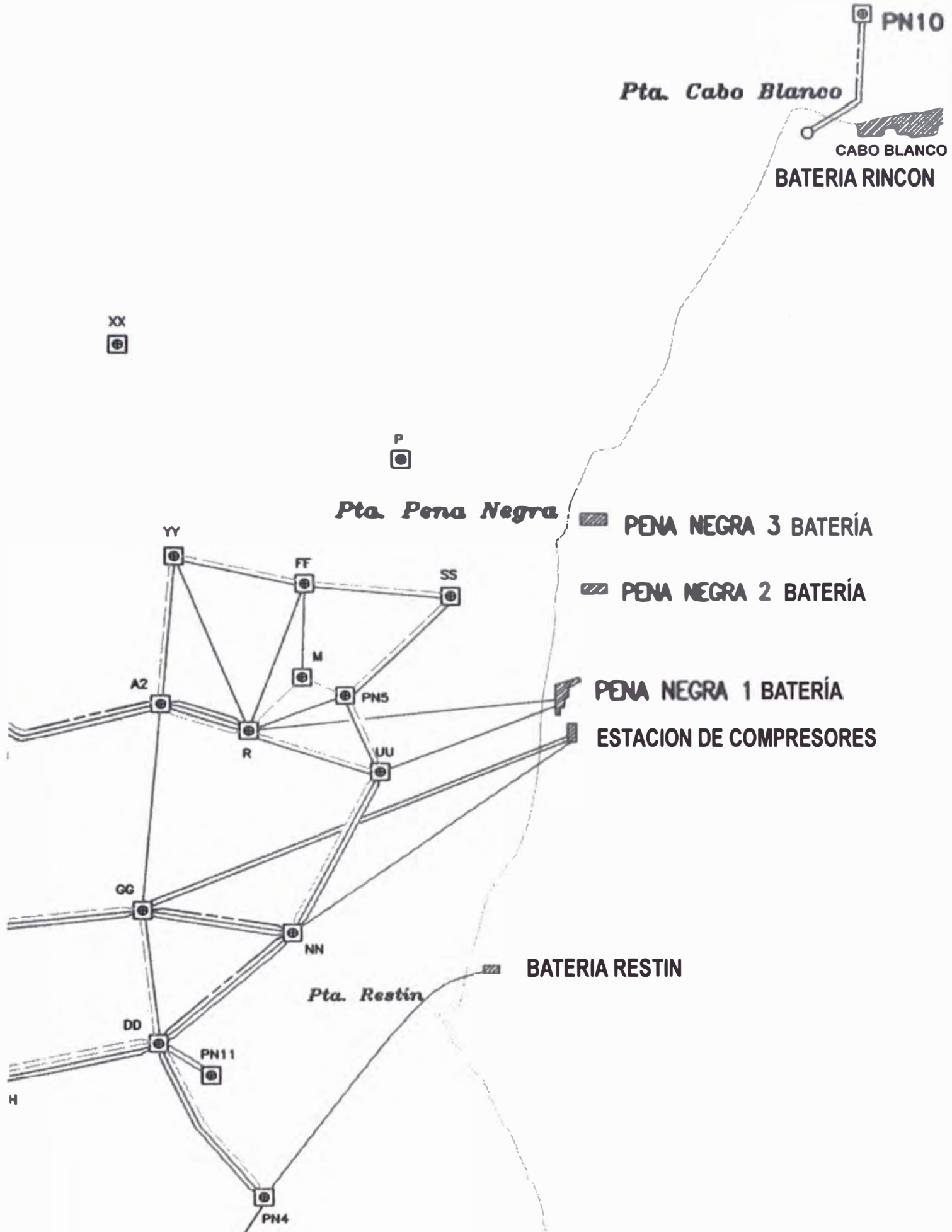
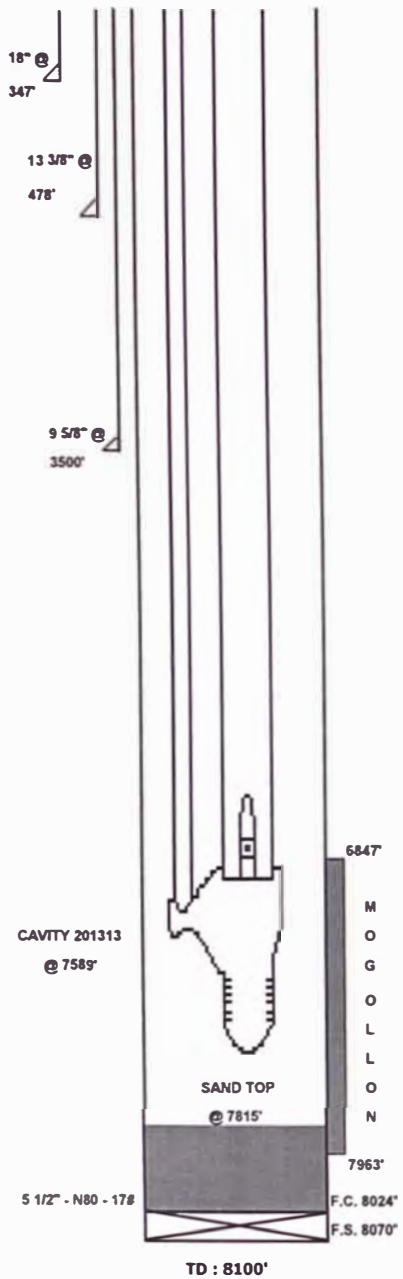
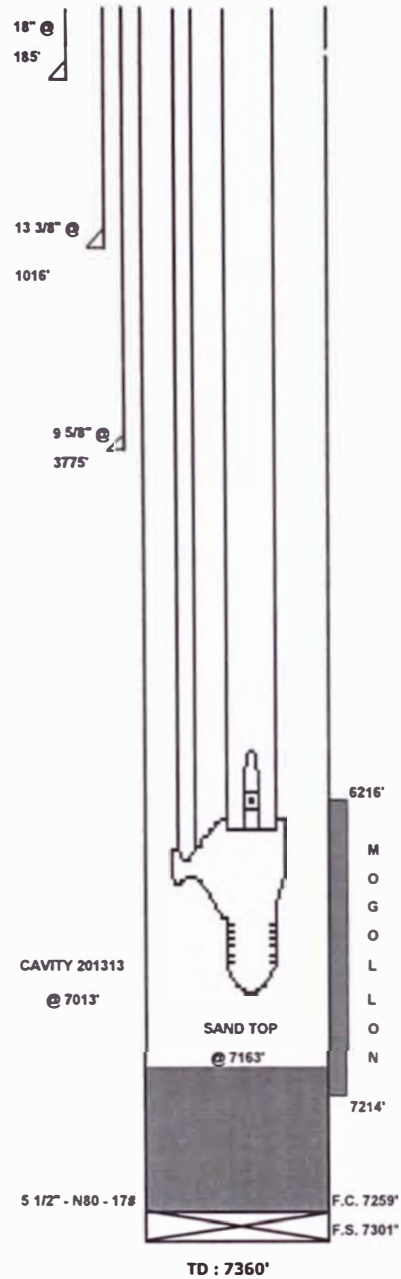


Gráfico N° 15 : Ubicación Geografica de la Plataforma PN10

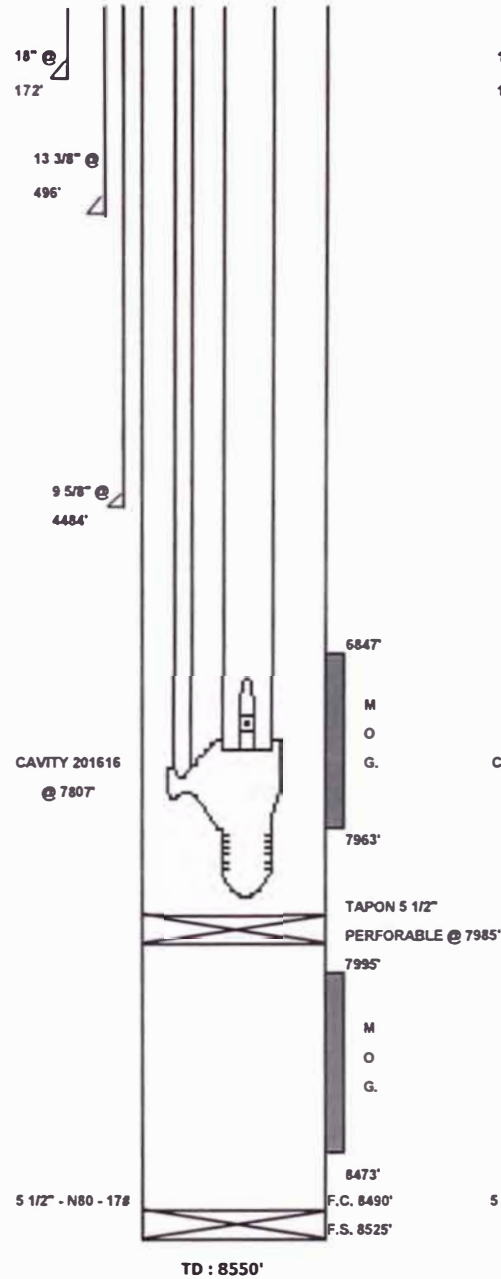
POZO : # 1



POZO : # 2



POZO : # 3



POZO : # 4

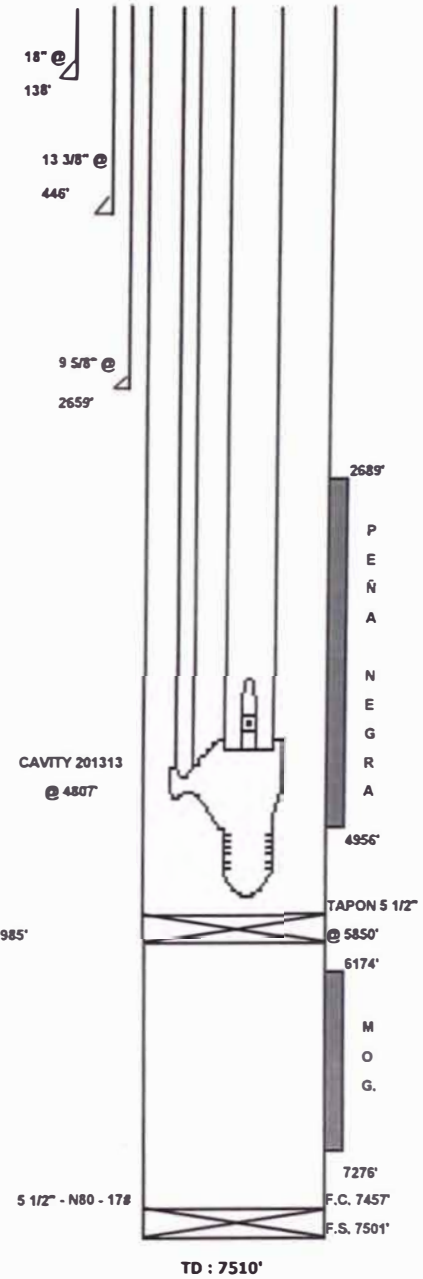
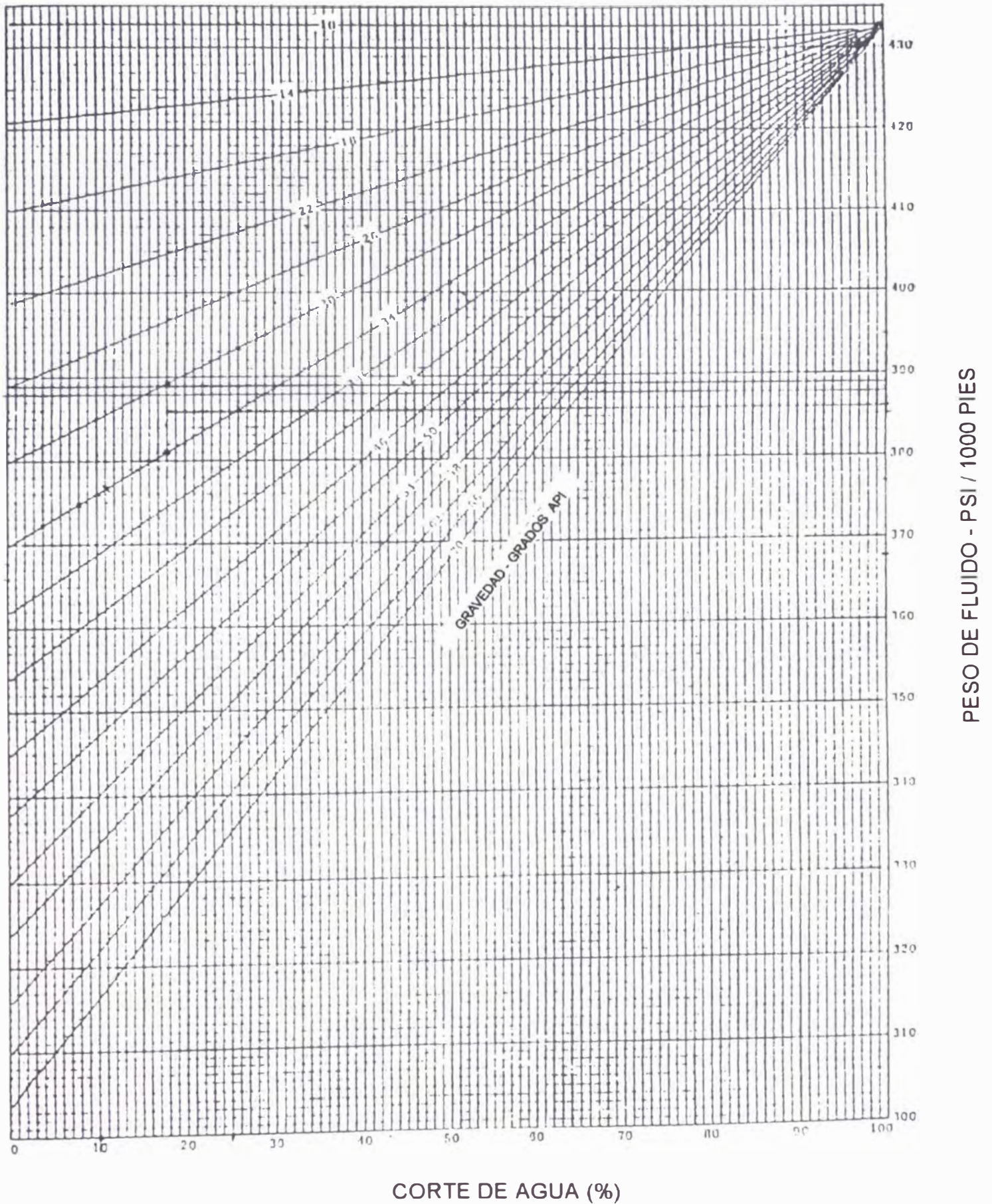


Grafico N° 16 : Diagrama de las Instalaciones de los Pozos en la Plataforma PN10

Gráfico N°17 : Conversión de Gravedad en Peso de Fluido



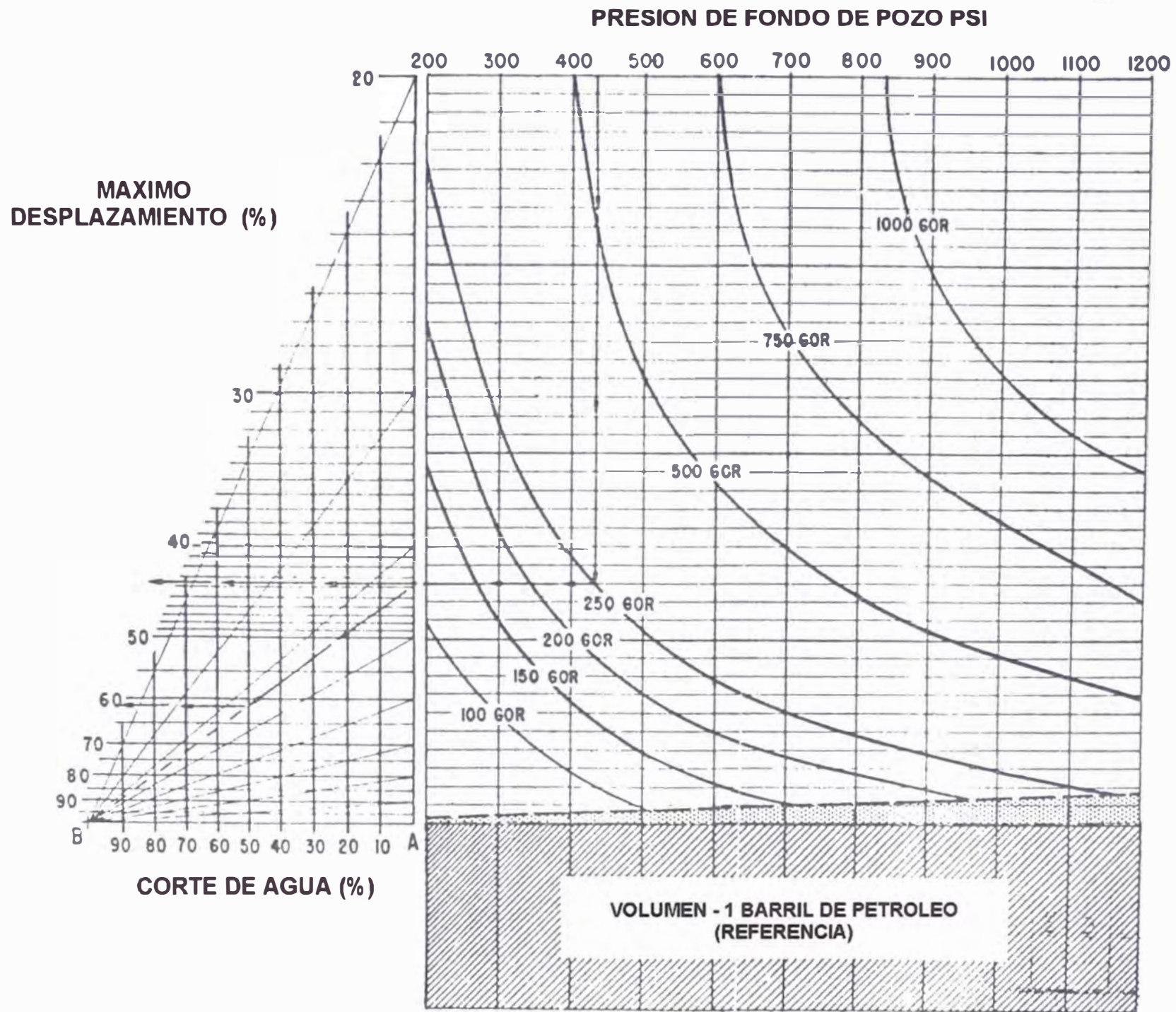


Gráfico N° 18 : Calculo de Maxima Eficiencia de Desplazamiento de la Bomba

MESA INFERIOR
2º NIVEL

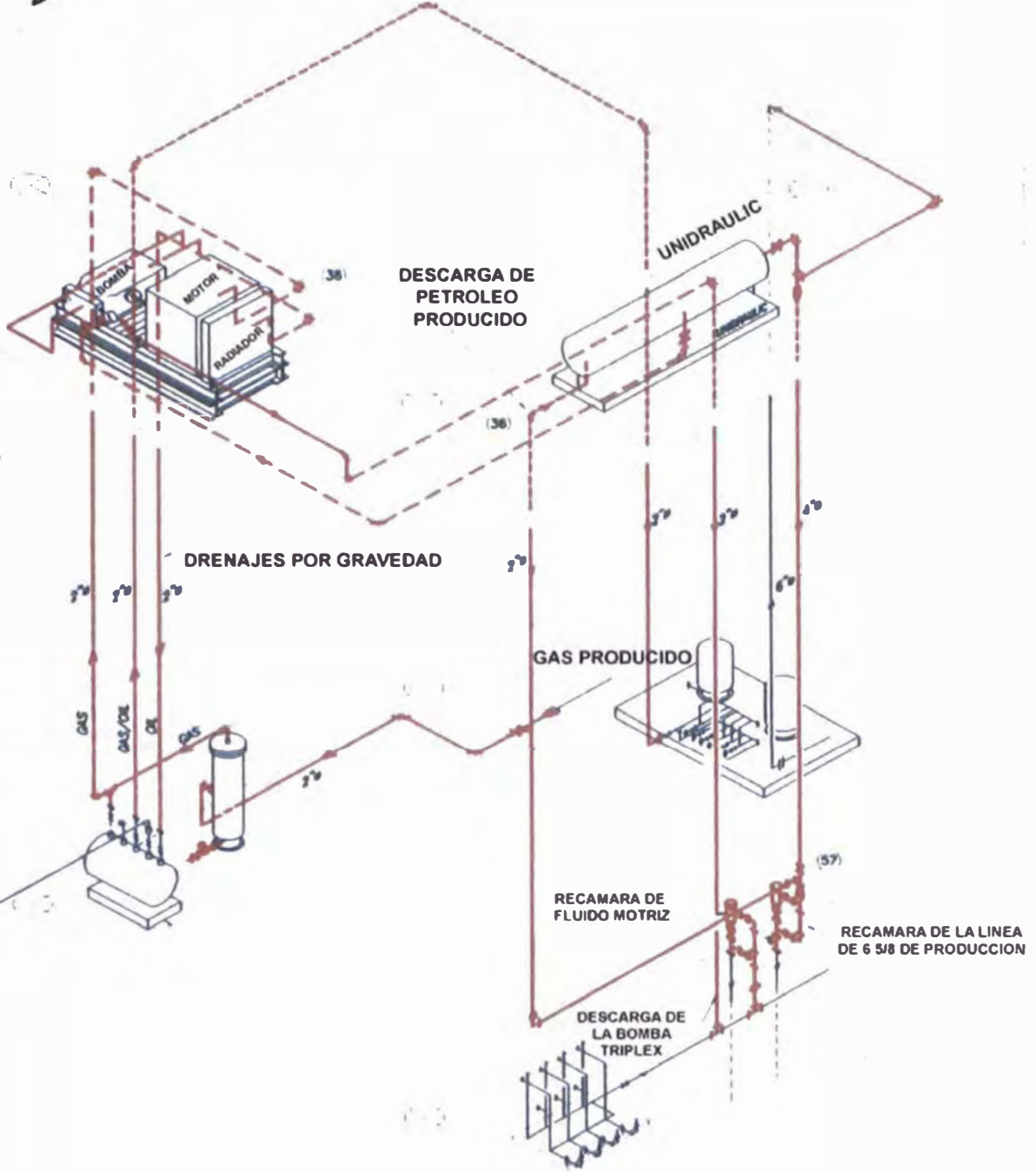
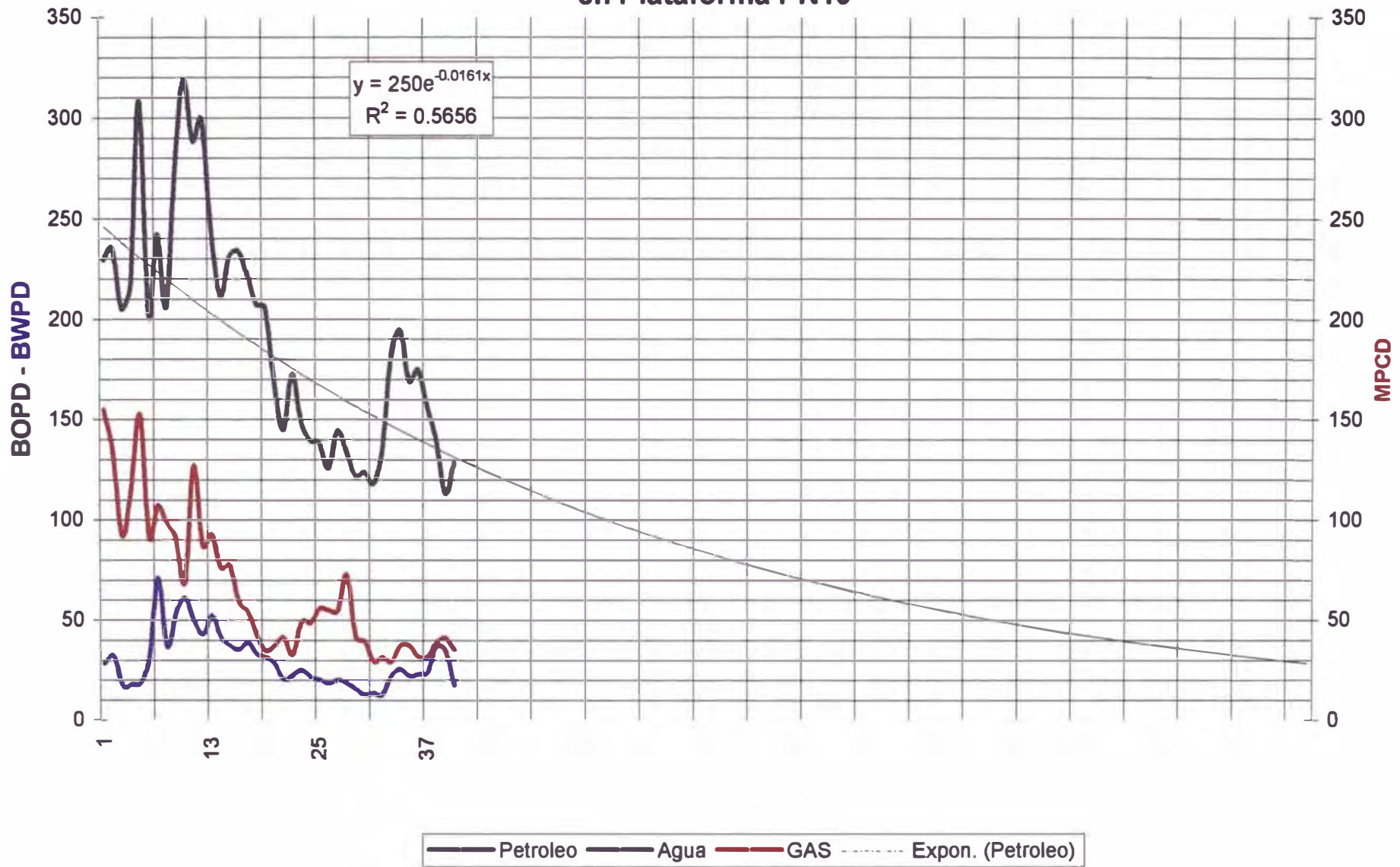


Gráfico N° 19 : Isometrico del Sist. Hidraulico en Plataforma PN10

Gráfico N° 20 : Comportamiento Productivo de los Pozos en Plataforma PN10



TABLAS

Selección de Bombas Triplex

J-30-PO Triplex (Potencia 30 HP a 500 RPM)

Diametro del Piston	Pulg.	1-1/8	1-1/4	1-3/8	1-1/2
Max. Presión de Desc.	psi	3600	2900	2400	2000
Desplazamiento	B/D				
Por RPM		89	1.09	1.32	1.57
@ 500 RPM		145	545	660	785

J-60-PO Triplex (Potencia 60 HP a 500 RPM)

Diametro del Piston	Pulg.	1-1/8	1-1/4	1-3/8	1-1/2	1-5/8
Max. Presión de Desc.	psi	4800	3900	3200	2700	2300
Desplazamiento	B/D					
Por RPM		1.33	1.64	1.98	2.36	2.77
@ 500 RPM		665	820	990	1180	1385

J-100-PO Triplex (Potencia 100 HP a 450 RPM)

Diametro del Piston	Pulg.	1-1/4	1-3/8	1-1/2	1-5/8	1-3/4	1-7/8
Max. Presión de Desc.	psi	5000	4450	3750	3200	2750	2400
Desplazamiento	B/D						
Por RPM		2.18	2.64	3.14	3.69	4.28	4.28
@ 450 RPM		980	1190	1415	1660	1925	1925

J-150-PO Triplex (Potencia 150 HP a 400 RPM)

Diametro del Piston	Pulg.	1-3/8	1-1/2	1-5/8	1-3/4	1-7/8	2	2-1/2
Max. Presión de Desc.	psi	6000	5050	4300	3700	3250	2850	2500
Desplazamiento	B/D							
Por RPM		3.30	3.93	4.61	5.35	6.15	7.00	8.00
@ 400 RPM		1320	1575	1845	2140	2460	2800	3165

J-250-PO Triplex (Potencia 250 HP a 400 RPM)

Diametro del Piston	Pulg.	1-3/8	1-1/2	1-5/8	1-3/4	1-7/8	2	2-1/2
Max. Presión de Desc.	psi	6000	5050	4300	3700	3250	2850	2500
Desplazamiento	B/D							
Por RPM		5.50	6.56	7.69	8.91	10.25	11.67	13.20
@ 400 RPM		2200	2625	3076	3567	4100	4668	5270

TABLA DE ESPECIFICACIONES DE BOMBA DE ACCION SIMPLE

BOMBAS DE ACCION SIMPLE								
NUMERO DE EMSAMBLAJE	DISEÑO DE BOMBA	LONGITUD DE CARRERA (PULG)	AREA DE VARILLA INTERMEDIA (PULG ²)	DESPLAZAMIENTO (BPD/SPM)		MAX. DESP. (BPD)	MAX. VELOCIDAD (SPM)	P/E
				MOTOR	BOMBA			
361-01845-0	2 X 1-5/8 X 1-1/16	49	0.358	15.08	6.45	225	35	0.52
361-01846-0	2 X 1-5/8 X 1-1/4	49	0.358	15.08	8.92	312	35	0.72
361-01847-0	2 X 1-5/8 X 1-1/2	49	0.358	15.08	12.85	450	35	1.03
361-07337-0	2 X 1-5/8 X 1-1/2	45.6	0.554	14.04	11.96	478	40	1.16
361-01859-0	2 X 1-5/8 X 1-5/8	49	0.358	15.08	15.08	528	35	1.21
361-07174-0	2 X 1-5/8 X 1-5/8	45.6	0.554	14.04	14.04	561	40	1.36
361-03546-0	2-1/2 X 2 X 1-1/16	66	0.358	30.77	8.69	191	22	0.32
361-01848-0	2-1/2 X 2 X 1-1/4	66	0.358	30.77	12.02	264	22	0.44
361-02378-0	2-1/2 X 2 X 1-1/2	66	0.554	30.77	17.30	467	27	0.68
361-02379-0	2-1/2 X 2 X 1-5/8	66	0.554	30.77	20.30	547	27	0.80
361-01850-0	2-1/2 X 2 X 1-3/4	66	0.554	30.77	23.56	636	27	0.93
361-07158-0	2-1/2 X 2 X 1-3/4	66	0.866	30.77	23.56	825	35	1.06
361-01851-0	2-1/2 X 2 X 2	66	0.554	30.77	30.77	831	27	1.21
361-07159-0	2-1/2 X 2 X 2	66	0.866	30.77	30.77	1078	35	1.36
361-02188-0	2-1/2 X 1-5/8 X 1-1/16	49	0.358	15.08	6.45	225	35	0.52
361-02189-0	2-1/2 X 1-5/8 X 1-1/4	49	0.358	15.08	8.92	312	35	0.72
361-02190-0	2-1/2 X 1-5/8 X 1-1/2	49	0.358	15.08	12.85	450	35	1.03
361-02191-0	2-1/2 X 1-5/8 X 1-5/8	49	0.358	15.08	15.08	528	35	1.21
361-04310-0	3 X 2-1/2 X 1-3/4	60	0.866	43.71	21.42	643	30	0.59
361-04309-0	3 X 2-1/2 X 2	60	0.866	43.71	27.98	839	30	0.78
361-04308-0	3 X 2-1/2 X 2-1/4	60	0.866	43.71	35.41	1092	30	0.98
361-04307-0	3 X 2-1/2 X 2-1/2	60	0.866	43.71	43.71	1311	30	1.21
Bombas de Estilo Fijo								
361-02290-0	2-1/2 X 1-5/8 X 1-1/16	66	0.358	20.32	8.69	235	27	0.52
361-02291-0	2-1/2 X 1-5/8 X 1-1/4	66	0.358	20.32	12.02	325	27	0.72
361-02292-0	2-1/2 X 1-5/8 X 1-1/2	66	0.358	20.32	17.31	467	27	1.03
361-02293-0	2-1/2 X 1-5/8 X 1-5/8	66	0.358	20.32	20.32	549	27	1.21

Tabla N° 2

TABLA DE ESPECIFICACIONES DE BOMBA DE ACCION DOBLE

NUMERO DE EMSAMBLAJE	DISEÑO DE BOMBA	LONGITUD DE CARRERA (PULG)	AREA DE VARILLA INTERMEDIA (PULG ²)	DESPLAZAMIENTO (BPD/SPM)		Max. DESP. (bpd)	Max. VELOCIDAD (spm)	P/E
				MOTOR	BOMBA			
361-08019-0	2 X 1-1/16	21	.248	12.10	5.53	597	108	0.524
361-08020-0	2 X 1-1/4	21	.248	12.10	7.65	826	108	0.725
361-08021-0	2 X 1-9/16	52	.248	26.35	30.00	1560	52	1.147
361-07293-0	2-1/2 X 1-1/4	24	.355	17.47	8.80	924	105	0.503
361-07294-0	2-1/2 X 1-1/2	24	.355	17.47	12.67	1330	105	0.725
361-07728-0	2-1/2 X 1-7/8	60	.355	43.57	49.91	2491	50	1.146

Tabla N° 3

Emsamblajes de Bombas de Chorro

Emsamblaje de Fondo de Pozo	Para tubería 2 3/8"	Para tubería 2 7/8"	Para tubería 3 1/2"
PL-JET (Short)	361-09200-0 *	361-09250-0 *	361-09300-0 *
PL-I	361-09201-0 *	361-09251-0 *	361-09301-0 *
PL-II	361-09202-0	361-09252-0	
FEB	361-09203-0	361-09253-0	
VFR	361-09204-0	361-09254-0	
VFR TANDEM	361-09205-0	361-09255-0	
KOBE B SINGLE	361-09206-0	361-09256-0	
KOBE E	361-09207-0	361-09257-0	
SARGENT	361-09208-0	361-09258-0	
PL-JET (Orig.)	361-09209-0	361-09259-0	
KOBE D SINGLE		361-09260-0	
KOBE B DOUBLE		361-09261-0	
KOBE A DOUBLE		361-09262-0	
V-21		361-09263-0	
CITRONELLE		361-09264-0	
VHT		361-09265-0	
NATIONAL HI VOL	361-09210-0	361-09266-0	

Emsamblaje disponibles resistentes a la corrosión

Tabla Nº 4

ANALISIS DE COSTO COMPARATIVO

	IMPLEMENTACION DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN PLATAFORMA PN10	BOMBEO HIDRAULICO CON UNIDRAULIC	BOMBEO NEUMATICO "GAS LIFT"
1-	Adquisición de Unidad UNIDRAULIC	\$80,000	
2-	Adquisición de Bomba Triples 150 HP	\$40,000	
3-	Instalación de la unidad UNIDRAULIC en plataforma	\$35,000	
5-	Instalación de tanque de 450 Bbls.en plataforma	\$35,000	\$35,000
6-	Requerimiento de Personal capacitado (02 personas)	\$24,000	\$24,000
7-	Movimiento de lanchas para Mantenimiento o Reparaciones (1.5 hrs./día) a \$ 55.4/hr en 12 meses	\$30,000	\$30,000
8-	Adquisición de Bomba de transferencia de Crudo	\$10,000	\$10,000
9-	Plantas para el tratamiento quimico	\$9,000	\$9,000
10-	Costo de 20,000 pies línea de 3 1/2" para gas de alta presión Instalado (\$ 9.4 /pie)		\$188,000
12-	Costo de 20,000 pies línea de 6 5/8" para gas de baja presión Instalado (\$ 16 /pie)		\$320,000
14-	Confección de múltiple de distribución de gas de alta para 06 pozos , accesorios y controles de ciclos		\$7,000
15-	Servicio de pozos para el cambio de instalación de Bombeo hidraulico a bombeo neumatico (04 pozos)		\$34,240
	COSTO TOTAL	\$263,000	\$657,240

**EVALUACION ECONOMICA
CON SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO "GAS LIFT"**

AÑOS	PRODUC. DE PETROLEO (BOPD)	INGRESOS (M\$)	COSTO DE OPERACIÓN (M\$)	DEPRECIACION (M\$)	AMORTIZACION (M\$)	RENTA GRABABLE (M\$)	INVERSION		IMPUEST. (M\$)	FLUJO DE CAJA	
							TANGIBLE (M\$)	INTANGIB (M\$)		ACTUAL (M\$)	DESCT. (M\$)
0							61	596		-657	-657
1	115	836	60	12	596	167	0	0	50	726	-26
2	95	690	60	18	0	612	0	0	184	446	311
3	80	580	60	16	0	505	0	0	151	369	554
4	65	471	60	9	0	402	0	0	120	290	720
5	55	398	60	4	0	334	0	0	100	238	838
6	45	325	60	1	0	264	0	0	79	186	918
7	35	253	60	0	0	193	0	0	58	135	969
8	30	219	60	0	0	159	0	0	48	111	1006
9	25	183	60	0	0	122	0	0	37	86	1030
10	20	146	60	0	0	86	0	0	26	60	1045
TOTAL	205000	4100	600	61	596	2843	61	596	853	2647	

PARAMETROS BASICOS

RESERVAS (Miles de Barriles)	205.00
INVERSION :	657.24
- TANGIBLE (M\$)	61.00
- INTANGIBLE (M\$)	596.24
PRECIO DEL CRUDO (\$/bbl)	20.00
IMPUESTO (%)	0.30
COSTO ANUAL DE OPERACION (M\$)	60.00
TASA DE DESCUENTO (%)	0.15

RESULTADOS

VAN 15% (M\$)	1044.82
TIR (%)	79.4
PAY OUT (MESES)	10.87
G/I DESCOTANDO (\$/\$)	1.59

**EVALUACION ECONOMICA
PARA SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO CON UNIDRAULIC**

AÑOS	PRODUC. DE PETROLEO (BOPD)	INGRESOS (M\$)	COSTO DE OPERACIÓN (M\$)	DEPRECIACION (M\$)	AMORTIZACION (M\$)	RENTA GRABABLE (M\$)	INVERSION		IMPUEST. (M\$)	FLUJO DE CAJA	
							TANGIBLE (M\$)	INTANGIB (M\$)		ACTUAL (M\$)	DESCT. (M\$)
0							174	89		-263	-263
1	115	836	60	35	89	651	0	0	195	580	242
2	95	690	60	52	0	578	0	0	173	456	587
3	80	580	60	45	0	476	0	0	143	378	835
4	65	471	60	27	0	384	0	0	115	296	1004
5	55	398	60	11	0	326	0	0	98	240	1123
6	45	325	60	3	0	261	0	0	78	186	1204
7	35	253	60	1	0	192	0	0	58	135	1255
8	30	219	60	0	0	159	0	0	48	111	1291
9	25	183	60	0	0	122	0	0	37	86	1316
10	20	146	60	0	0	86	0	0	26	60	1330
TOTAL	205000	4100	600	174	89	3237	174	89	971	2529	

PARAMETROS BASICOS

RESERVAS (Miles de Barriles)	205.00
INVERSION :	263.00
- TANGIBLE (M\$)	174.00
- INTANGIBLE (M\$)	89.00
PRECIO DEL CRUDO (\$/bbl)	20.00
IMPUESTO (%)	0.30
COSTO ANUAL DE OPERACION (M	60.00
TASA DE DESCUENTO (%)	0.15

RESULTADOS

VAN 15% (M\$)	1330.48
TIR (%)	200.1
PAY OUT (MESES)	5.44
G/I DESCONTANDO (\$/\$)	5.06