

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESPECIALIDAD EN:  
SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN**

**PROYECTO FINAL**

**DISEÑO COMBINADO DE SISTEMAS  
ARTIFICIALES BOMBEO NEUMÁTICO A ALTA  
PRESIÓN Y BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO  
INVERTIDO CON SEPARADOR DE FONDO**

**AUTOR: ING. FÉLIX BAUTISTA TORRES**

**ASESOR: M.I. LUIS J. CARRANZA BECERRA**



**MÉXICO D.F.**

**2005**

m339942



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AUTORIZO a la Dirección General de Bibliotecas de INAM a difundir en formato electrónico e impresa el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: BAUTISTA TORRES FELIX

FECHA: 13-01-05

FIRMA: AUSENCIA: HUGO BECERRA TORRES





**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO  
FACULTA DE INGENIERÍA  
SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN**



- I. TÍTULO ( OBJETIVO, ALCANCES )
- II. RESUMEN
- III. AGRADECIMIENTOS
- IV. CONTENIDO
- V. LISTA DE TABLAS
- VI. LISTA DE FIGURAS
- VII. INTRODUCCIÓN
- VIII. REVISIÓN DE LITERATURA
- IX. DESARROLLO DEL TEMA
- X. CONCLUSIONES
- XI. NOMENCLATURA
- XII. REFERENCIAS

# **DISEÑO COMBINADO DE SISTEMAS ARTIFICIALES BOMBEO NEUMÁTICO A ALTA PRESIÓN Y BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO INVERTIDO CON SEPARADOR DE FONDO**

**OBJETIVO:** Maximizar la extracción de hidrocarburos, utilizando sistemas artificiales de producción al combinar el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo invertido con separación en el fondo agua-aceite.

## **ALCANCES:**

- ✓ Diseñar y evaluar la aplicación de los sistemas BEC-BN, para implantar en pozos del Campo.

Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Invertido con Separador de Fondo, separando el agua de producción en el fondo e inyectando a intervalos sin posibilidades de Explotación.

Sistema de Bombeo Neumático de alta presión con tubería flexible dentro del aparejo de producción, con la finalidad de optimizar la producción del pozo.

- ✓ Incorporar a la vida productiva pozos que operan intermitentemente o que están cerrados por alto porcentaje de agua.
- ✓ Reducción de costos de Infraestructura superficial, al no producir y manejar altos porcentajes de agua.
- ✓ Minimizar el impacto ambiental derivado del manejo del agua de desecho hacia los efluentes naturales o contaminación de aguas artesianas.

## RESUMEN

Este trabajo esta enfocado a realizar un estudio técnico para explotar pozos con porcentajes altos de agua, con la finalidad de producir el aceite aun presente en el yacimiento, por medio de la combinación de Sistemas Artificiales de Producción, para lo cual se analizó una alternativa de utilizando para esto una bomba electrocentrifuga invertida con un sistema de separación de fondo el cual inyectará el agua separada a formación, disminuyendo con esto la producción y manejo de agua en superficie y simultáneamente producir el aceite separado con un corte de agua menor aplicando bombeo neumático a alta presión.

Inicialmente se evaluó el pozo candidato Tecominoacán 117, y posteriormente se analizó un modelo hipotético del sistema BEC-BN para encontrar el gasto de líquido a manejar. Después se realizaron los diseños de bombeo electrocentrifugo invertido y neumático. Los diseños y sensibilidades de los diferentes escenarios, permitieron determinar cual es el efecto que se tendrá sobre la producción al manejar diferentes cortes de agua.

Los porcentajes de agua separados en el fondo con una eficiencia del 70%, nos dieron dos gastos de agua a manejar, el primero se inyectó a formación y el segundo se produjo junto con el aceite a superficie. Estos gastos se simularon partiendo de un gasto de Líquido de 3192 bpd, con un corte de agua de 30% y 70%, para los diseños del BEC y BN. Después se simularon los nuevos gastos de líquido de cada gasto, encontrando simultáneamente los nuevos porcentajes de agua a manejar en el pozo y las presiones de fondo fluyendo para cada caso.

Como el equipo BEC operará en forma invertida, y dado que no se pudo utilizar software, se realizó manualmente tomando en cuenta para el diseño todos los datos y consideraciones de pozo inyector. Para el diseño de la bomba se plantearon dos alternativas para manejar 30% y 70% del gasto de líquido del pozo, y se tomó en cuenta la carga dinámica total (TDH) que requiere el pozo, ya que con esto se aseguro que la presión de descarga de la bomba al pasar por el separador de fondo y la tubería de descarga (tubo cola de 835 m.) pueda vencer la presión de admisión del yacimiento.

En la simulación Bombeo neumático, se plantearon dos alternativas, uno manejando el agua del pozo sin separar en fondo y la otra considerando separación de agua. Para la primera alternativa el pozo fluye hasta con 10% y 20 % de cortes de agua, pero para cortes de agua mayores deja de fluir, y que para mantenerlo en producción requeriremos de volúmenes grandes de gas entre 1 a 3.5 MMpcd. En la segunda alternativa requerimos menos gas de inyección para producir los nuevos gastos de líquido y se pueden manejar cortes de agua mayores en el pozo cuando está se separa en fondo. De estos resultados se concluyó que separando en fondo se tendrían ahorros tanto en gastos operativos por consumo de gas de inyección como de infraestructura superficial para manejar el agua producida.

## **AGRADECIMIENTOS**

**A MI HIJO:**

**VÍCTOR ANGEL**

**POR TRAERNOS FELICIDAD Y COMO UN  
ESTIMULO PARA QUE SIEMPRE SIGA  
SUPERÁNDOSE EN LA VIDA.**

## **CONTENIDO**

### **I. HISTORIA DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN**

**I.1 ANTECEDENTES**

**I.2 CARACTERISTICAS**

**I.3 CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN**

**I.4 APLICACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN**

**I.5 SURGENCIA DE AGUA EN POZOS DEL CAMPO**

### **II SISTEMAS ARTIFICIALES DE EXPLOTACIÓN**

**II.1 BOMBEO NEUMÁTICO A ALTA PRESIÓN**

**II.2 BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO INVERSO**

**II.3 SISTEMA (HIDROCICLÓN) DE SEPARACIÓN DE FONDO**

### **III DISEÑO COMBINADO DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE EXPLOTACIÓN**

**III.1 POZO CANDIDATO**

**III.2 PLANTEAMIENTO DEL DISEÑO COMBINADO**

**III.3 SIMULACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO**

**III.4 SIMULACIÓN DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO Y SEPARADOR DE FONDO**

**III.5 INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS COMBINADOS Y RESULTADOS**



## LISTA DE TABLAS

- Tabla 1.- Información técnica del pozo Tecominoacán 117
- Tabla 2.- Relación de gastos manejados para corte de agua
- Tabla 3.- Nuevos cortes de agua y presiones de fondo a manejar en el pozo
- Tabla 4.- Relación de gas de inyección con y sin separador
- Tabla 5.- Condiciones de operación para los dos casos
- Tabla 6.- Especificación del Housing
- Tabla 7.- Condiciones de operación del motor @ 60 hrtz
- Tabla 8.- Corrección por temperatura para el cable

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.- Plano de localización del Campo Jujo -Tecominoacán
- Figura 2.- Historia de Presión – Producción del Campo Jujo -Tecominoacán
- Figura 3.- Rutas de invasión y avance de agua en el Campo Jujo -Tecominoacán
- Figura 4.- Acoplamiento del separador de fondo
- Figura 5.- Pozo con Tubería Flexible colgada
- Figura 6.- Componentes del Bombeo Electrocentrífugo
- Figura 7.- Arreglo del Bombeo Electrocentrífugo Inverso
- Figura 8.- Inyección de agua separada a zonas invadidas de agua
- Figura 9.- Principio de operación del Separador de Fondo
- Figura 10.- Acoplamiento del separador de fondo con Sistemas Artificiales
- Figura 11.- Configuración del Separador Hydrosep y Dimensionamientos
- Figura 12.- Combinación de Sistemas BEC-BN y Separador de fondo
- Figura 13.- Historia de producción del pozo Tecominoacán 117
- Figura 14.- Monitoreo del agua en superficie
- Figura 15.- Ajuste del pozo antes de presentar agua mayo/99, corte de agua cero
- Figura 16.- Ajuate del pozo después de presentar agua sep/2002, corte de agua 30%
- Figura 17.- Arreglo y distribución de los sistemas combinados dentro del aparejo del pozo
- Figura 18.- Planteamiento de variables involucradas para los diseños
- Figura 19.- Porcentajes de agua a manejar en el pozo para diferentes cortes de agua
- Figura 20.- Índice de inyectividad del pozo Tecominoacán 488
- Figura 21.- Comportamiento del pozo inyectando gas sin separar el agua en el fondo
- Figura 22.- Porcentajes de agua a manejar en el pozo
- Figura 23.- Comportamiento del pozo inyectando gas con separación de agua en el fondo
- Figura 24.- Comportamiento del pozo inyectando gas con y sin separador de fondo
- Figura 25.- Trabajo que realiza una Bomba
- Figura 26.- Perfil de presión de inyección en el pozo
- Figura 27.- Presión de descarga total requerida por la bomba
- Figura 28.- Porcentajes de agua a manejar para el diseño del BEC
- Figura 29.- Comportamiento de la Bomba seleccionada
- Figura 30.- Número de etapas y potencia requerida @ 60 hertz
- Figura 31.- Rango de operación del cable Redalead
- Figura 32.- VSD integrado a instalarse en el pozo para los dos casos
- Figura 33.- Diseño del Equipo BEC a instalar en el pozo

## INTRODUCCIÓN

El Campo Jujo - Tecominocán es el segundo más importante de la Región Sur, por sus reservas, volúmenes de extracción, tipo de hidrocarburos producidos y de alto valor comercial.

La presión actual del yacimiento está cercana a la de saturación dando inicio a la formación de casquetes de gas en las partes altas de la estructura. Por otro lado, la invasión de agua de formación en pozos estructuralmente altos, debido al alto grado de fracturamiento y a la presencia de fallas conductivas que provocan que el agua se desplace por canales preferenciales de flujo, impactando los ritmos de extracción. Adicionalmente la depositación de asfaltenos dentro de los aparejos de producción presentes prácticamente desde su inicio de la explotación del campo, han sido una problemática que nos lleva a convivir y a realizar limpiezas periódicas en todos los pozos y que hoy en día, se manifiestan en las vecindades de los intervalos disparados.

Durante la explotación del campo se han aplicado diversas tecnologías para el control del agua de formación y para evitar la depositación de asfaltenos, los cuales disminuyen la plataforma de producción. La inyección de gas natural al yacimiento esta por iniciarse como prueba piloto para implantar un proceso de mantenimiento de presión al yacimiento por medio de la inyección de nitrógeno.

En la explotación del Campo se han implantado sistemas artificiales de producción como el bombeo neumático a alta presión convencional o no convencional en sus distintas modalidades y bombeo electrocentrífugo sin tener resultados muy favorables, debido a la alta R.G.A. y a las geometrías de los aparejos de producción.

Con la finalidad de maximizar la recuperación de hidrocarburos, se presenta un estudio para combinar dos sistemas artificiales de producción; el bombeo neumático profundo por medio de la introducción de una tubería flexible colgada dentro del aparejo de producción y el bombeo electrocentrífugo con un separador de fondo por medio de una bomba invertida que inyectará el agua, separada a formaciones con intervalos invadidos o sin posibilidades de explotación, para evitar el manejo y deshecho de agua en superficie, optimizando el transporte del aceite desde el fondo hasta la batería de separación. Esto es posible aplicarlo en pozos destinados a cerrarse por altos porcentajes de agua o inclusive incorporar pozos que operan intermitentemente por problemas de invasión de agua.

## REVISIÓN DE LITERATURA

1. Inyección de gas dulce a alta presión utilizando compresores portátiles a boca de pozo (Tub. Flexible y/o Disparo Puncher / M. en I. L. Jorge Carranza Becerra, Narciso Ramos Rodríguez / AIPM Abril 1997.
2. Profitable continuous Flow Gas Lift In 18,000 ft Wells with Low reservoir Pressures / Demos, E:E., M.I. Salvador Sarmiento Mendoza, Ing. Saúl Ruíz García / Journal of Petroleum Technology / SPE Julio de 1998.
3. Estudio de Factibilidad para la aplicación de Sistemas Artificiales de Producción en los Campos Jujo y Tecominoacán / IMP / Marzo 2001.
4. Determining the Most Profitable Gas Injection Pressure for a Gas Lift Installation / Blan, J:R: y Williams J.D. / JPT Noviembre 1984.
5. New Gas Lift Design stabilizes Injection Rates: case Studies / T: Tokar, chevron , Z. Schmidt / University of Tulsa / SPE 36597.
6. Gas Lift Manual Section 5 / Teledyne Merla / 1982.
7. Diseño y Aplicación de Estranguladores de Fondo / M. en I. L. Jorge carranza Becerra, Ing. Félix Bautista Torres / Jornadas Técnicas AIPM Villahermosa Octubre 1998.
8. Estrangulador de fondo un método aplicado al Campo Jujo-Tecominoacán para retardar la surgencia del agua / Ing. Saúl Ruíz García, M. en I. L. Jorge Carranza Becerra; Ing. Alfredo Pérez F., Ing. Félix Bautista Torres / Jornadas Técnicas AIPM Villahermosa / Agosto del 2002.
9. Estudio teórico de procedimientos para prolongar la vida fluyente de los pozos / Ing. Francisco Garaicochea, Ing. Faustino Fuentes N. / AIPM junio de 1987.
10. Estudio y Aplicación para Optimizar el Sistema Integral de Producción del Pozo Jujo 3 / M. en I. L. Jorge Carranza Becerra; Ing. Félix Bautista Torres / Congreso Mérida AIPM Abril 1999.
11. Nueva Metodología de Limpieza de depositación de Asfaltenos (Superando Paradigmas) /Ing. Alfredo Pérez Fuentes, M. en I. L. Jorge carranza Becerra, Ing. Félix Bautista Torres / Jornadas Técnicas AIPM Villahermosa Agosto 2000.
12. Control de agua / Bill Bailey, Jon Elphick, Cristian Romano / Oilfield review / Verano del 2000.
13. Conocimiento y Aplicación de la Tecnología para control de agua en yacimientos fracturados y depresionados / Ing. Marco A. Martínez Herrera / SAO Ingeniería de Pozos.
14. Diseño y Planeación de una prueba de Inyectividad e Interferencia en seno de Acuífero Campo Jujo-Tecominoacán / Ing. Francisco Castellanos Páez, M. en I. L. Jorge Carranza Becerra; Ing. Alfredo Pérez F. / Jornadas Técnicas AIPM Villahermosa / Agosto del 2002.
15. Tallsmán Applications of Downhole Oil/Watre Separation systems in Southeast Saskatchewan / Scott sobre, Cam Matthews / Tallsmán Energy Inc. / Noviembre 1997.
16. PanCanadian Leads the Way in Downhole Oil/water separation / PanCanadian Petroleum limited / Noviembre 1997.
17. El Dilema de Instalar Bombeo Neumático o Electrocentrífugo en pozos / M.I. Salvador Sarmiento Mendoza, Ing. Saúl Ruíz García, Ing. Enrique de la Rosa Vidal, Ing. Juan Urbina Hernández / Congreso de la AIPM Mérida 1999.
18. Conservación del medio Ambiente y del Ecosistema mediante el Transporte e Inyección de Aguas de desecho generadas por el proyecto Olmeca / M. en I. L. Jorge Carranza Becerra, Ing. Alfredo Pérez Fuentes, Ing. Félix Bautista Torres / Jornadas Técnicas AIPM Villahermosa Agosto 2000.
19. Gas Lift Optimization using Nodal Analysis Zellmir Schmidt, Ph d, P:E

## I. HISTORIA DEL CAMPO JUJO - TECOMINOACÁN

### I.1 ANTECEDENTES

El Campo Jujo-Tecominoacán se localiza<sup>(1)</sup> en la parte Oeste del estado de Tabasco, aproximadamente a 63 Km. al suroeste de la Cd. De Villahermosa, Tab., perteneciente al Activo Jujo-Tecominoacán. Los campos Jujo y Tecominoacán fueron descubiertos a través de la perforación de los pozos exploratorios Jujo 2-A en octubre de 1980 y Tecominoacán 101-B en marzo de 1983, estudios posteriores concluyeron que ambos campos constitulan un mismo yacimiento (Figura 1).

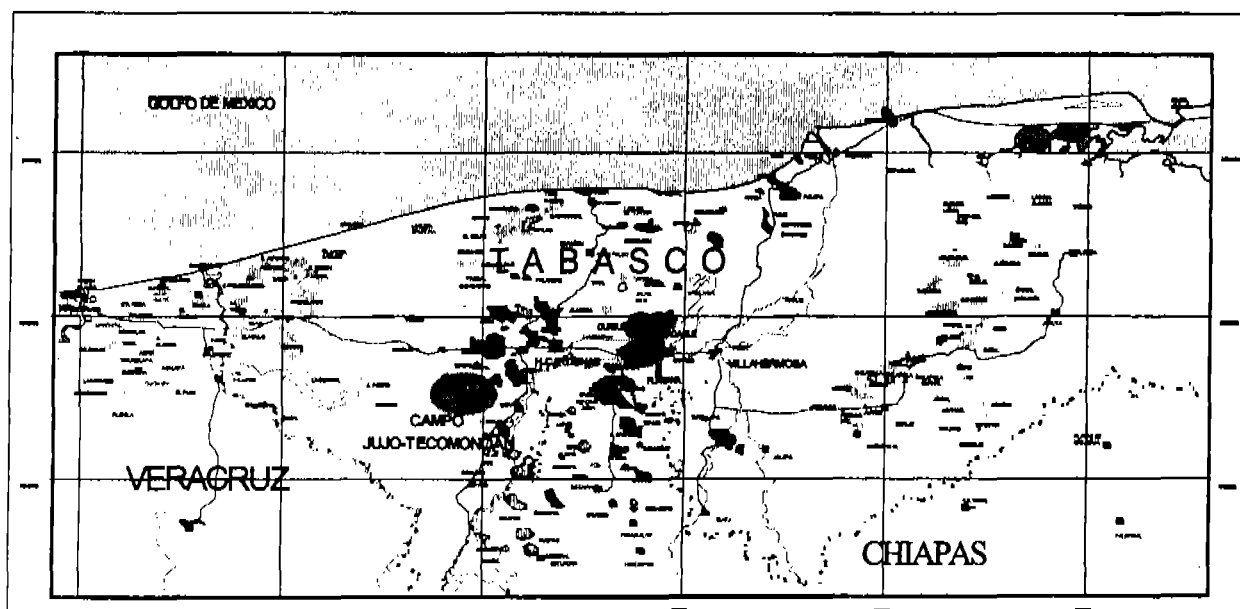


Figura 1.- Plano de localización del Campo Jujo-Tecominoacán

### 1.2 CARACTERÍSTICAS

El Campo Jujo-Tecominoacán<sup>(2,3)</sup> es un yacimiento naturalmente fracturado, su extensión de área productora es de 73.2 Km<sup>2</sup> con espesores de 100 a 800 m., con profundidad media de 5700 mbnm., porosidad promedio de 3%, saturación de agua del 15% y permeabilidad promedio de 10 a 100 md. La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico con orientación Noroeste-Sureste, sus formaciones productoras son el cretácico Inferior, Jurásico Superior Tithoniano y Kimmeridgiense, la columna geológica se subdividió en diez unidades estratigráficas las cuales están compuestas principalmente por calizas y dolomías.

### I.3 CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN

El Campo Jujo-Tecominoacán se ha caracterizado por mantener los compromisos de producción, sin embargo se encuentra en una etapa crítica debido a que la presión del yacimiento ya alcanzó la presión de saturación en las partes altas de la estructura, y en la actualidad cuenta con severos problemas de avance irregular de agua, invadiendo pozos a consecuencia de los ritmos de extracción, con un acuífero presente y de intensa manifestación en las capas de mayor producción, así como la depositación de asfaltenos que ha sido una problemática y característica distintiva de este Campo.

Las condiciones iniciales de explotación del campo consideraron un yacimiento de aceite volátil bajosaturado, con un aceite producido comercialmente de 38 API. La producción del campo ha causado que la presión promedio del yacimiento disminuya de una presión inicial de 703 Kg/cm<sup>2</sup> a aproximadamente 250 Kg/cm<sup>2</sup> presión por debajo de la presión de saturación de 262 Kg/cm<sup>2</sup>, por lo que la formación del casquete de gas ha empezado a formarse en la cima de la estructura de los campos Jujo y Tecominoacán. En la (Figura 2) se presenta el comportamiento<sup>(2,3)</sup> histórico de Presión-Producción del yacimiento.

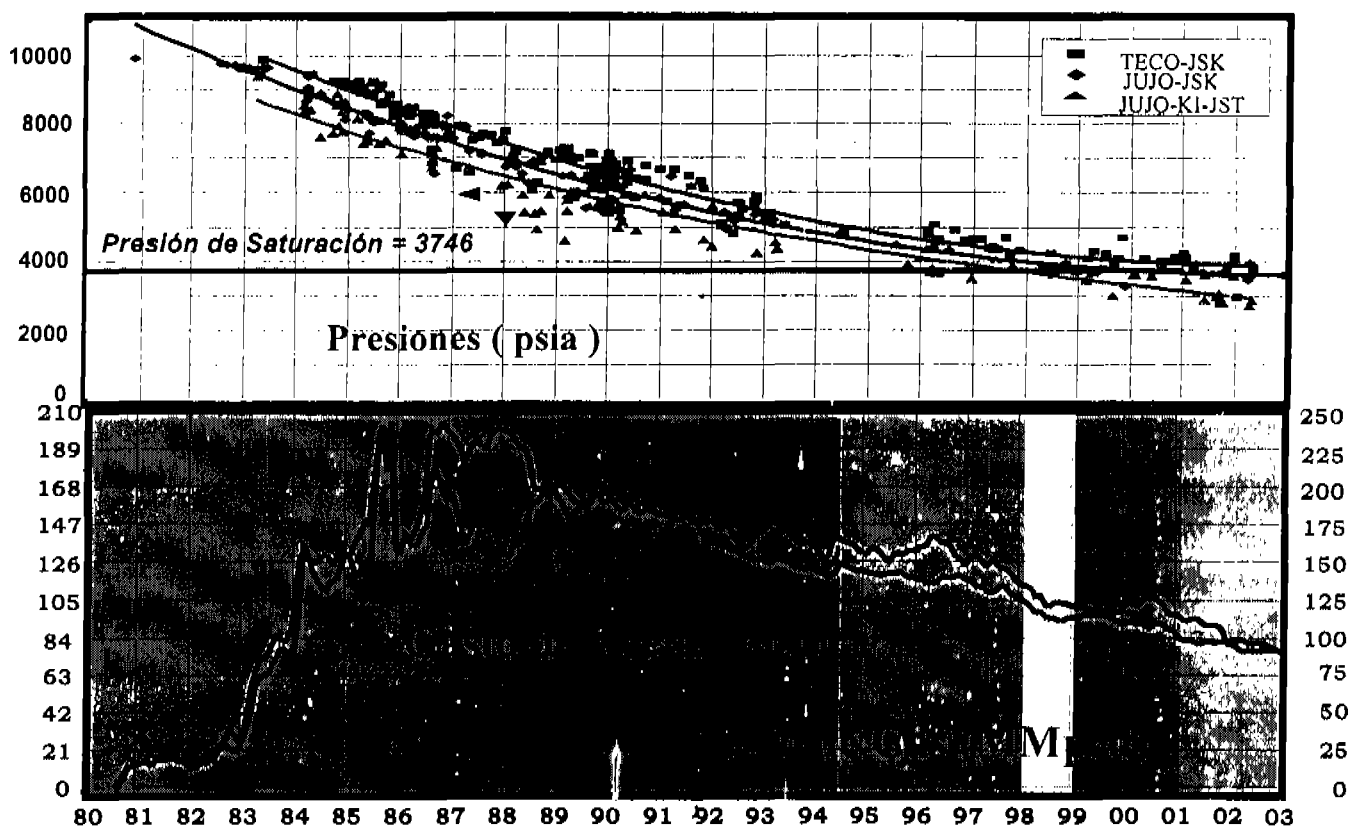


Figura 2.- Historia de Presión – Producción del Campo Jujo-Tecominoacán

Los datos históricos de producción del Campo Indican<sup>(1)</sup> que en febrero de 1987, alcanzó su máxima producción de 206,000 bpd de aceite y 245 MMpcd de gas. A partir del año 1988 la producción del Campo ha declinado gradualmente hasta junio de 1994, donde empezó a aumentar manteniéndose hasta el año de 1998, esto debido a la incorporación de pozos perforados de desarrollo y a la implantación del bombeo neumático en el Campo. Comenzando a declinar al año siguiente por la depositación de asfaltenos en las vecindades de los disparos y la invasión de agua en zonas productoras de Tecominoacán. Con el mantenimiento, limpiezas, estimulaciones y estranguladores de fondo se logró mantener la tendencia de la producción al final del 2000, pero al principios del año 2001 se presentó la surgencia de agua en la parte suroeste del campo Jujo, invadiendo pozos que posteriormente perdieron su producción (Figura 2). Sin embargo se han hecho esfuerzos considerables para mantener la producción.

La historia de presión de fondo en JSK de los pozo del campo Jujo muestran una excelente comunicación. La declinación indica que el empuje del acuífero es pobre; por lo tanto, el mecanismo de empuje predominante es el del gas disuelto liberado, mientras que en el KI se caracteriza por una menor productividad debido a que las propiedades de la roca es densa y de poco fracturamiento. En el campo Tecominoacán la productividad los pozos en JSK tienen una presión similar, lo cual indica una excelente comunicación de presión entre ellos.

#### I.4 APLICACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO

Durante las etapas de explotación del yacimiento se han implantado sistemas artificiales de producción (Bombeo Neumático a alta presión y Bombeo Electrocentrífugo); teniendo limitaciones en geometrías de aparejos, fluidos producidos (alta RGA), temperaturas altas, etc., sin embargo esto no a detenido ni limitado la implantación de éstos.

La implementación de bombeo neumático, se inició en el pozo Tecominoacán 125, el 27 de mayo de 1995 operando a la fecha en sus diferentes modalidades. A finales de 1995, se acondicionaron los pozos Jujo 26 y 27 para operar el sistema de Bombeo electrocentrífugo, pero como no se cumplió con el objetivo luego se convirtieron al sistema de bombeo neumático.

#### I.5 SURGENCIA DE AGUA EN POZOS DEL CAMPO

El agua de formación a afectado la vida productiva del campo, debido en gran parte por el alto grado de fracturamiento y fallas conductivas, creando trayectorias de alta velocidad de flujo de agua; provocando a menudo con esto invasión prematura de los pozos como ocurrió en la

parte noreste del campo Tecominoacán y sureste del campo Jujo, presentándose recientemente en la parte suroeste la invasión de los pozos Jujo 25, 5 y 9, los cuáles les llegó el agua entre febrero del 2001 y marzo del 2002, a tal grado de perder la producción de hidrocarburos. En la parte noreste del campo Tecominoacán se ha detectado un incremento del corte de agua en la mayoría de los pozos de esta zona.

Mediante dos pruebas de inyectividad<sup>(5)</sup> realizadas en el Campo Jujo y Tecominoacán, se visualizó que la entrada del agua al yacimiento ha sido a través de dos rutas (Figura 3), una en el flanco oeste y la otra por el flanco sureste de la estructura. La invasión y avance del agua en cada uno de los pozos ubicados en éstas áreas han sido corroboradas por la historia de explotación del campo. El avance del agua no se ha manifestado en forma vertical de las capas bajas hacia las más altas, sino que ha sido en forma lateral en la mayoría de los casos, sin embargo hay otros pozos que han sido invadidos en la capa JSK, y posteriormente en formaciones superiores como las capas KI y JST.



Figura 3.- Rutas de invasión y avance de agua en el Campo Jujo-Tecominoacán<sup>(5)</sup>

Es evidente que la situación del campo Jujo-Tecominoacán es crítica debido a la disminución en su producción y a que la presión está muy cerca de la de saturación, esto crea la necesidad urgente de implementar un proceso de mantenimiento de presión que permita también mantener la producción e incrementar el factor de recuperación.



## II SISTEMAS ARTIFICIALES DE EXPLOTACIÓN

El bombeo mecánico, neumático y electrocentrífugo son los sistemas artificiales más comúnmente usados en el mundo, y en menor proporción el bombeo hidráulico y de cavidades progresivas, cada uno de estos sistemas de levantamiento requieren de ciertas características y parámetros tales como: propiedades de los fluidos, gastos de producción esperados, temperatura de fondo, profundidad de colocación, configuración y geometrías de la TR's, ángulo de inclinación del pozo, por mencionar algunos, así como disponer de la infraestructura necesaria en superficie.

El avance del conocimiento y las experiencias de los diferentes métodos de extracción nos dan las bases necesarias para mejorar prudentemente la extracción del aceite donde se requieren implantar. A medida que pasa el tiempo ha sido posible la combinación de diferentes sistemas de levantamiento en un mismo pozo, como son el bombeo neumático y electrocentrífugo o bombeo hidráulico combinado con electrocentrífugo y cavidades progresivas manejadas por motores de fondo, etc., claro está sin olvidar mencionar que cuando designamos un sistema de levantamiento hay que considerar siempre los parámetros, tanto del pozo como del yacimiento.

El llevar los fluidos de producción a la superficie requiere de una energía tal que pueda vencer las pérdidas por fricción que se presenten a lo largo del sistema, sin embargo para esta propuesta se pretende aplicar arreglos de sistemas artificiales de producción combinados con objetivos diferentes aplicados simultáneamente para inyectar agua a la formación con bombeo electrocentrífugo acoplado con un separador de fondo (Figura 4), y producir aceite con cortes de agua menores a través del sistema de bombeo neumático.



Figura 4.- Acoplamiento del separador de fondo<sup>(8)</sup>

## II.1 BOMBEO NEUMÁTICO A ALTA PRESIÓN<sup>(7,8,9)</sup>

La implementación del Bombeo Neumático para esta propuesta se hará con tubería flexible colgada y motocompresor a boca de pozo. El diseño de esta modalidad se realizará para el arreglo del mismo aparejo del bombeo electrocentrifugo, lo cual implica hacer el estudio de bombeo por separado utilizando software especializado.

La finalidad de inyectar gas dulce a una profundidad y presión en forma continua, es la de aligerar la columna de líquidos dentro del aparejo de producción y reducir el área de flujo al introducir tubería flexible en el aparejo de 4 1/2"φ, para obtener una mejor dinámica de los fluidos dentro del aparejo evitando resbalamiento de líquidos (aumento de velocidad de flujo).

### DESCRIPCIÓN DE EQUIPO SUPERFICIAL

COMPRESOR PORTÁTIL : compuesto por los siguientes elementos:

- ✓ Compresor de dos pasos con carrera de 3" y 1800 rpm máximo.
- ✓ Motor de combustión interna a gas, con arrancador aire/gas.
- ✓ Patín para montar y transportar equipo.
- ✓ Presión de succión de 800 psi. (56 kg/cm<sup>2</sup>).
- ✓ Volumen máximo a inyectar de 2.0 Mmpcd.
- ✓ Presión de descarga máxima de 2500 psi. (176 kg/cm<sup>2</sup>).
- ✓ Conexiones adecuadas para instalar la succión y descarga del compresor.

TUBERÍA FLEXIBLE: Elementos que la constituyen

- ✓ Conector EZ
- ✓ Junta rodilla.
- ✓ Doble válvula check de charnela.
- ✓ Barra estabilizadora.
- ✓ Trompo difusor con 3 orificios, defasados 120 grados.
- ✓ Colgador resistente al H<sub>2</sub>S: se instala en la parte superior de la válvula maestra.

La ventaja de colgar tubería flexible de 1 1/2" es que se puede colocar el punto de inyección a mayor profundidad, y a la vez disminuir el área de flujo para aumentar la velocidad del flujo para que nos permita tener mejores condiciones de producción del aceite separado en fondo. El gasto y presión de inyección de gas se puede regular de acuerdo a lo que requiera el pozo (Figura 5).

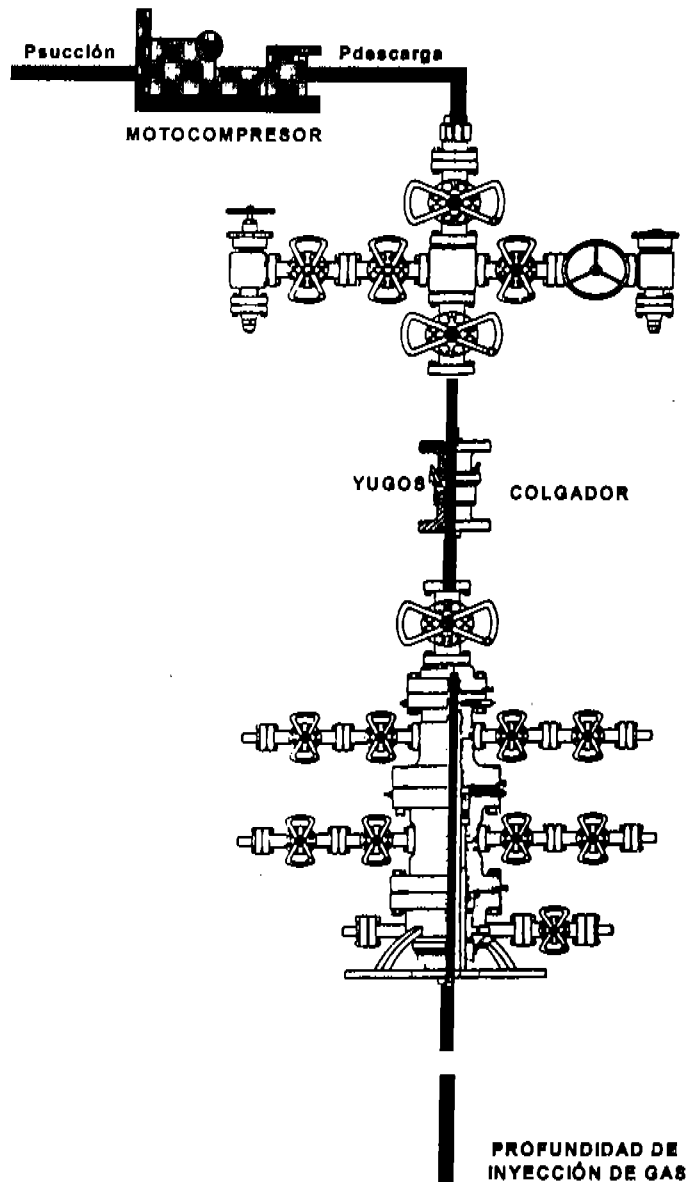


Figura 5.- Pozo con tubería flexible colgada

La tubería flexible se corre dentro del pozo a través del colgador, asentándose con cuñas en superficie por medio de tornillos hasta llegar a la profundidad deseada. El peso de la tubería flexible es descargado y las cuñas asentarán dentro del sello, aislando la presión de la cabeza del pozo.

Con el empleo de la tubería flexible colgada y el compresor portátil a boca de pozo, se puede llevar gas a profundidades mayores que las actuales, de preferencia utilizar tubería flexible nueva y darle mantenimiento periódico cada año.

## II.2 BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO INVERSO<sup>(10,11,12,13,14)</sup>

El sistema de bombeo electrocentrífugo es de los más empleados a nivel mundial después del bombeo mecánico y neumático. Consiste en instalar una bomba multietapas con motor eléctrico en el aparejo sumergido dentro del fluido del pozo. La electricidad es llevada desde superficie hasta la profundidad de colocación del equipo, a través de cable especial trifásico, y así desde el fondo adicionar energía a los fluidos para llevarlos hasta la superficie.

Por debajo de la bomba existe una entrada la cual provee un ingreso para el fluido del pozo, también provee una separación de gas si es necesario, en la parte inferior de la entrada de fluidos existe una sección de sello que se llama "protector" el cual aísla el fluido del pozo del motor, y finalmente el motor eléctrico que se encuentra en la parte mas baja y provee la potencia necesaria para mover la bomba (Figura 6).

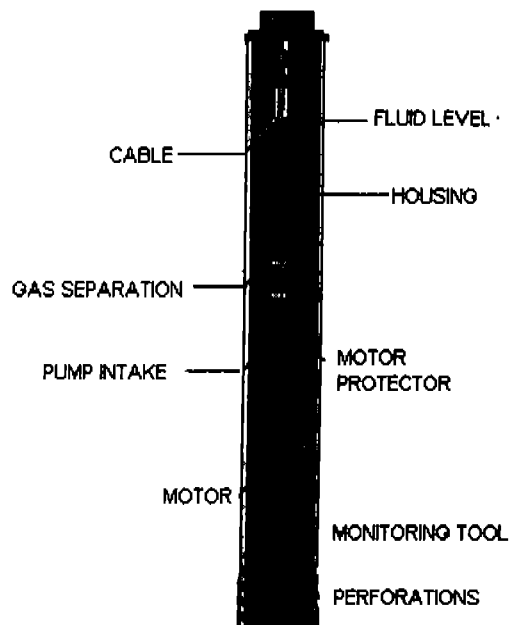


Figura 6.- Componentes del Bombeo Electrocentrífugo

Para esta propuesta se propone una ligera variación en el sistema convencional de colocar la descarga de la bomba en la parte inferior, para la inyección al yacimiento a alta presión, el fluido de inyección ingresará por el espacio anular, si se quiere producir e inyectar al mismo tiempo en diferentes capas se requerirá aislar ambas zonas.

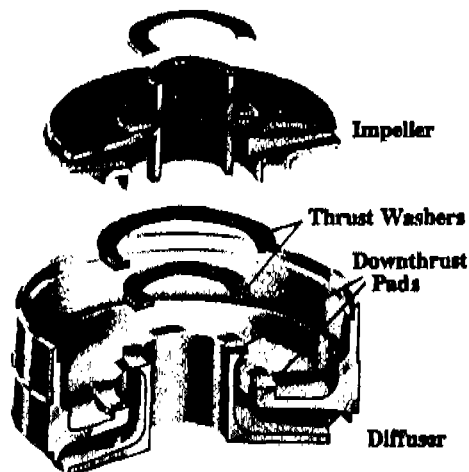
A continuación se describen brevemente cada uno de los componentes que integran el equipo de bombeo electrocentrífugo, el cual se dividirá en equipo superficial y subsuperficial.

A) EQUIPO SUBSUPERFICIAL	B) EQUIPO SUPERFICIAL
Bomba centrífuga multietapas.	Línea de transmisión eléctrica.
Motor sumergible.	Transformador reductor.
Protector.	Transformador acoplador.
Separador de gas o Intake.	Variador de velocidad o Switchboard.
Cable eléctrico de potencia.	Transformador elevador.
Sensor de Fondo.	Cabezal

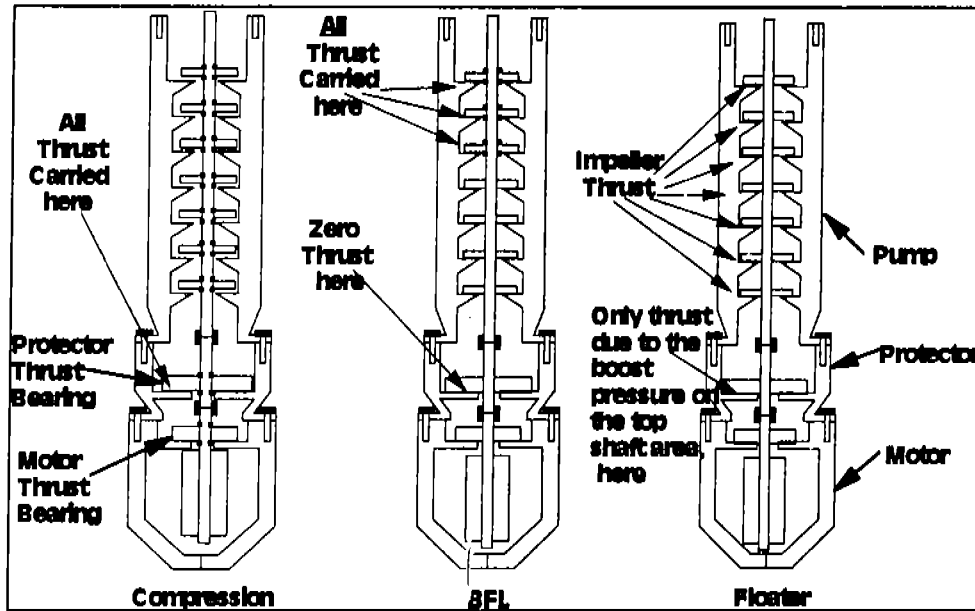
### A ) EQUIPO SUBSUPERFICIAL

#### Bomba Electrocentrífuga Multietapas

El corazón del sistema BEC es la bomba centrífuga multietapas, y el número de etapas dependerá de cada aplicación específica. Cada etapa está compuesta por un impulsor y un difusor. El impulsor da al fluido energía cinética y el difusor cambia esta energía cinética en energía potencial generando un levantamiento.



En pocas palabras, las funciones que realiza la unidad de bombeo es adicionar presión a los fluidos desde el fondo del pozo en forma de energía cinética independientemente de las características del fluido, si se aplica la misma velocidad (RPM), se levantará la misma altura de fluido, lo único que cambiará será la presión desarrollada.



### Motor de fondo

Los principios básicos de diseño y operación del motor para equipos sumergibles, son los mismos que los motores eléctricos normales de superficie. Es un motor de inducción, trifásico, tipo jaula de ardilla y con dos polos de inducción. Debido a la geometría requerida para utilizarlo dentro de una tubería de revestimiento, hay algunas diferencias en el diseño y construcción del motor del equipo. Los motores son llenados de un aceite mineral altamente refinado el cual lubrica los cojinetes y una vez definido el motor debe verificarse la temperatura de operación para las condiciones de diseño, y si la temperatura es muy alta, se debe seleccionar otro motor hasta obtener uno mejor para la aplicación específica.

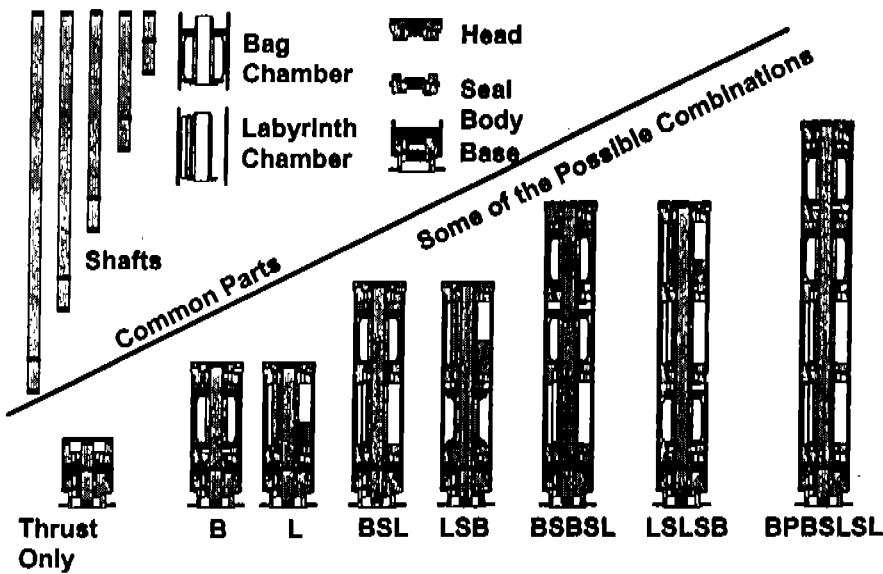
### Protector o Sello

El Protector está ubicado entre la entrada (intake) y el motor. El protector es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. A través del tiempo se han venido utilizando los protectores en diferentes configuraciones para cumplir con los requerimientos de las diferentes aplicaciones. Los protectores tipo laberinto y protectores de sello positivo tipo prellenados de bolsa simple y de doble bolsa han sido usados exitosamente alrededor del mundo por décadas.

### Protector

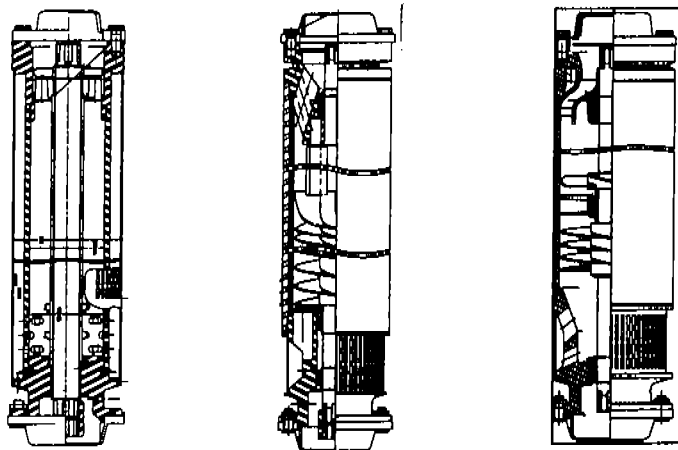
El protector esta conectado entre el intake y el motor, siendo una pieza importante en el ensamble, tiene tres funciones principales: Proveer un sello para evitar que el aceite del motor sea contaminado por el fluido del pozo, actuando también como un depósito de aceite para el

motor, soportar la carga axial desarrollada por la bomba, transmite el torque desarrollado en el motor hacia la bomba por el eje del protector.



### Separador de Gas

Un separador de gas es similar a un intake, pero con algunas partes especiales diseñadas para desviar al espacio anular la mayor cantidad de gas libre presente a la profundidad de la bomba. Los diseños de separadores de gas originales buscaban incrementar la separación de gas, forzando a que el flujo del fluido se revierta dentro de la entrada, antes de ingresar a la bomba, de allí viene el nombre de "separador de gas con flujo en reversa".



Estático

Dinámico KGS,GRS

Dinámico Vortex

### Sensor de fondo

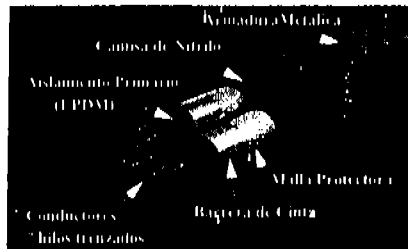
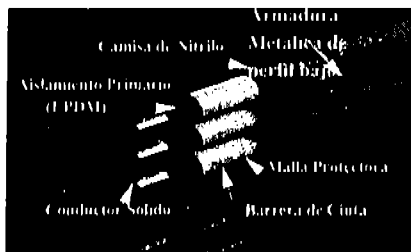
Es una de las partes más importantes del sistema B.E.C. ya que envía la Información en tiempo real de los parámetros de operación del equipo y del pozo como son temperaturas y presiones, las cuales se utilizan para determinar en que condiciones opera el equipo y así poder realizar alguna acción correctiva para mejorar la operación del sistema y diagnosticar un buen funcionamiento. La información es enviada a través del cable de potencia como una señal digital, la cual es decodificada en superficie por una computadora para mostrar los valores y tendencias.

### El cable de potencia

El cable de potencia es uno de los componentes más importantes y sensible en el Sistema de BEC, su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor, y transmitir las señales de presión, temperatura, etc., desde el Instrumento o dispositivo sensor de fondo (PSI, DMT, DMST, o PUMPWATCHER-QUARTZ) a la superficie.

La estructura del cable de potencia plano o redondo está conformada por los siguientes componentes:

- Conductor
- Aislamiento individual
- Barrera
- Fibra.
- Camisa.
- Armadura.



El éxito o fracaso del sistema BEC depende en gran manera de una buena selección e instalación del cable de potencia. En los pozos muy profundos, el cable puede ser el componente más costoso de la unidad.



**Descarga de la bomba.**

Es el componente que se utiliza para conectar el equipo de fondo con la tubería de producción y deberá estar diseñada para soportar la presión de descarga de la bomba.

**Bola Colgadora.**

Es el dispositivo en el cual el equipo y la tubería son colgados desde el cabezal además tiene el orificio para el paso del penetrador para conexión superficial y las líneas de control de la válvula de seguridad y la de venteo.

**Penetrador.**

Es el componente que permiten la continuidad de la conexión eléctrica en el empacador y la bola colgadora.

**B) EQUIPO SUPERFICIAL**

**Cabezal, Bonete y medio árbol de válvulas.**

El cabezal es la pieza donde se aloja la bola colgadora y se coloca el bonete el cual tiene un orificio para el paso del penetrador y para las líneas de control de la válvula de venteo y de seguridad por último se pone el medio árbol de válvulas con el estrangulador variable.

**Conector superficial.**

Este conector permite la conexión del cable subsuperficial con el de superficie para la alimentación eléctrica del motor de fondo. En este dispositivo se debe tener cuidado de no maltratar el cable que esta pegado al conector ya que en esta parte es muy rígido y pueden sufrir daño los sellos, permitiendo el paso de la humedad la cual puede ocasionar un corto y dañar los conectores del penetrador con lo cual el sistema quedaría fuera de operación hasta la llegada del equipo de reparación de pozos.

**Caja de venteo.**

Se utiliza para realizar la conexión del cable que viene del pozo con el del transformador elevador. Su función principal es que permite emigar al gas que pueda venir desde el cabezal evitando así que llegue al transformador elevador o al filtro de carga y evitar así una situación riesgosa.

**Transformador elevador.**

Este equipo se utiliza para elevar el voltaje de salida del variador (480 Max.) hasta el voltaje requerido por el equipo de fondo. Se tienen selectores para elegir la alimentación adecuada para el sistema.

**Filtro de Carga.**

Se utiliza para evitar que el sistema entre en la frecuencia de resonancia del circuito, con lo cual los picos de voltaje de salida del transformador elevador se multiplicarían dañando así el sistema de aislamiento del equipo de fondo y haciendo que el motor opere con mayor temperatura y menor eficiencia acortando la vida útil del equipo.

**Variador de velocidad.**

Como su nombre lo indica se utiliza para variar la velocidad del equipo de fondo y así poder optimizar el sistema B.E.C. Para lograr esto, se cambia la frecuencia de operación con la cual el equipo trabaja más rápido o más lento teniendo así mayor o menor producción respectivamente.

**Transformador acoplador o desfasador.**

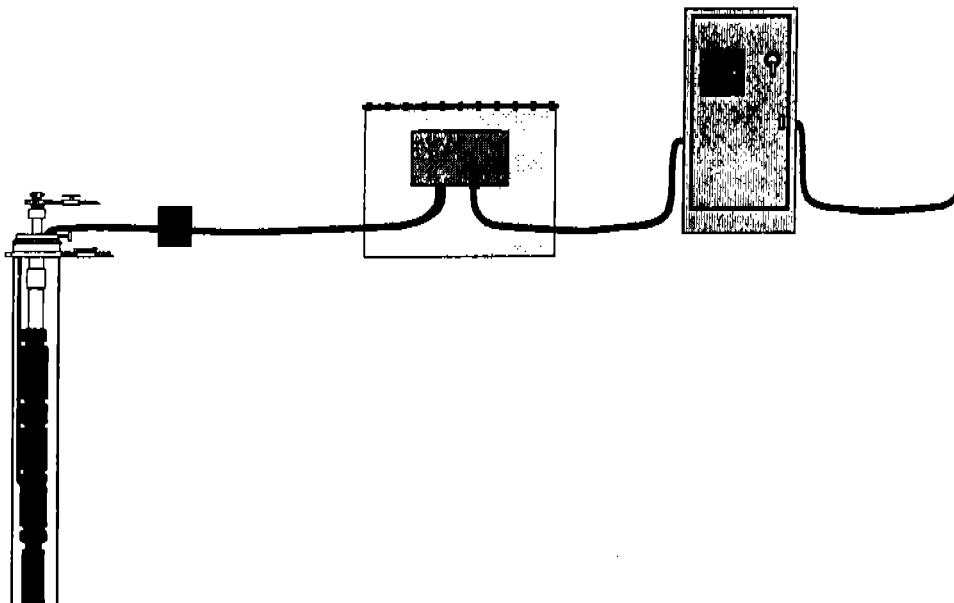
La función de este transformador es de tener tres fases de entrada y seis fases de voltaje en la salida. Esto debido a que se trabaja con un variador de velocidad de 12 pulsos.

**Transformador reductor de alto voltaje.**

Se utiliza para reducir el alto voltaje de 34.5 KV a 480 Volts.

**Seccionador de alto voltaje.**

En este equipo se reciben los 34.5 KV provenientes del anillo eléctrico del campo.



Una de las ventajas que existe entre el sistema de bombeo electrocentrífugo y el resto de los sistemas artificiales es que puede obtenerse información a tiempo real de las condiciones de operación, tanto del equipo como del pozo, con la ayuda de un sistema de medición en fondo. Los parámetros de medición son de gran utilidad para el buen desempeño del equipo.

Hay diferentes tipos de aplicación que se consiguen combinando los componentes de los sistemas de bombeo electrocentrífugo típicos o usando algunos con ciertas modificaciones, para satisfacer las más diversas necesidades de operación.

Actualmente existe la posibilidad de aplicar el sistema BEC con cable de acero o tubería flexible continua colgada, ésto permite instalar la unidad sin la necesidad de un equipo de reparación, permitiendo una rápida instalación. La aplicación de este sistema es útil en áreas donde el acceso es difícil y pozos someros con baja producción.

Para esta aplicación se deberá tomar en cuenta que el sistema tendrá una ligera variación con respecto al sistema convencional, ya que la colocación de la descarga de la bomba estará en la parte inferior del arreglo, para inyectar a alta presión el gasto de líquido del pozo (Figura 7), el cual entrará al separador de fondo y se inyectará el agua separada en fondo al yacimiento, por lo que se deberán tomar en cuenta las caídas de presión para el dimensionamiento correcto del número de etapas requeridas por la bomba.

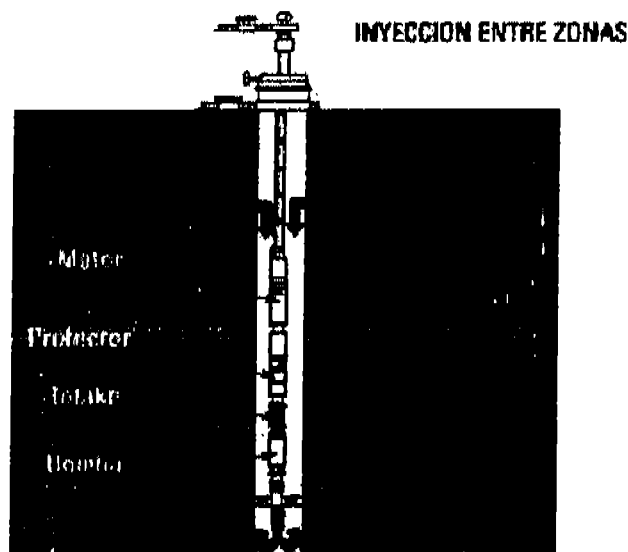


Figura 7.- Arreglo del Bombeo Electrocentrífugo Inverso

### II.3 SISTEMA (HIDROCICLÓN) DE SEPARACIÓN DE FONDO<sup>(15,16,17,18)</sup>

Esta tecnología permite producir aceite a la superficie mientras que simultáneamente se inyecta agua separada en fondo a zonas invadidas del mismo pozo, existen varias tecnologías con diferentes prototipos (Hydrosep, DHOWS). El separador es un dispositivo estático que emplea la energía proporcionada por una presión de descarga de una bomba para realizar una separación de líquidos en el fondo.

El sistema de separación en fondo utiliza separadores líquido-líquido (agua-aceite) de tipo ciclónico acoplados a algún sistema artificial de producción como es el bombeo electrocentrífugo, mecánico o de cavidades progresivas. El agua separada es inyectada al yacimiento en un estrato inferior al productor, o superior si las condiciones lo permiten (Figura 8), mientras que el aceite concentrado es enviado a la superficie.

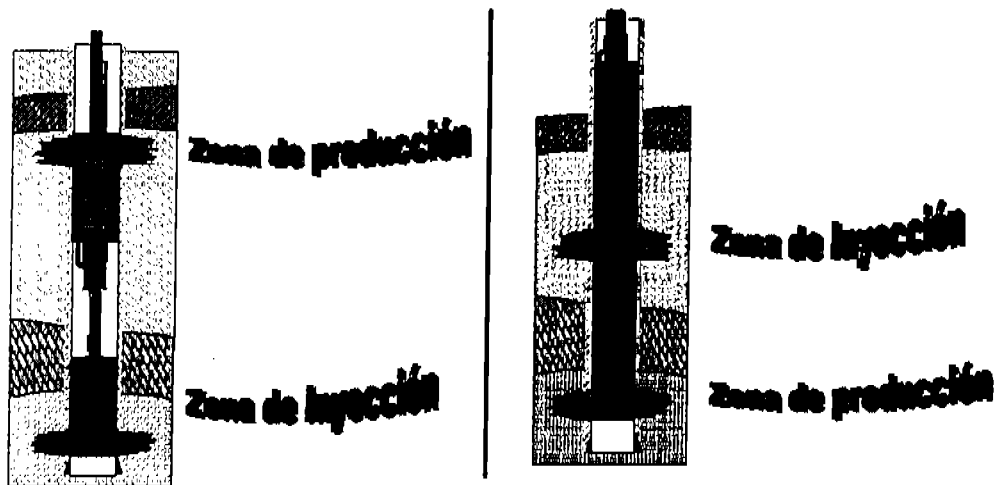


Figura 8.- Inyección de agua separada a zonas invadidas de agua

La descarga del fluido entra al separador tangencialmente al hidrociclón donde son separadas las corrientes de agua y aceite; el aceite es descargado a la succión de la bomba de producción o tubería de producción a través de tubos de transferencia para su envío a la superficie, mientras que el agua es descargada directamente a la succión de la bomba electrocentrífuga para inyectarla a la zona de interés.

El hidrociclón es ideal para esta aplicación ya que no contiene componentes móviles para su operación y es muy efectivo en la separación de aceite en fluidos con alto contenido de agua. La separación se logra mediante la fuerza centrífuga que se desarrolla dentro del diseño geométrico de las camisas. La figura 9 presenta un esquema de un hidrociclón donde se muestra la entrada tangencial de los fluidos producidos e inyectados.

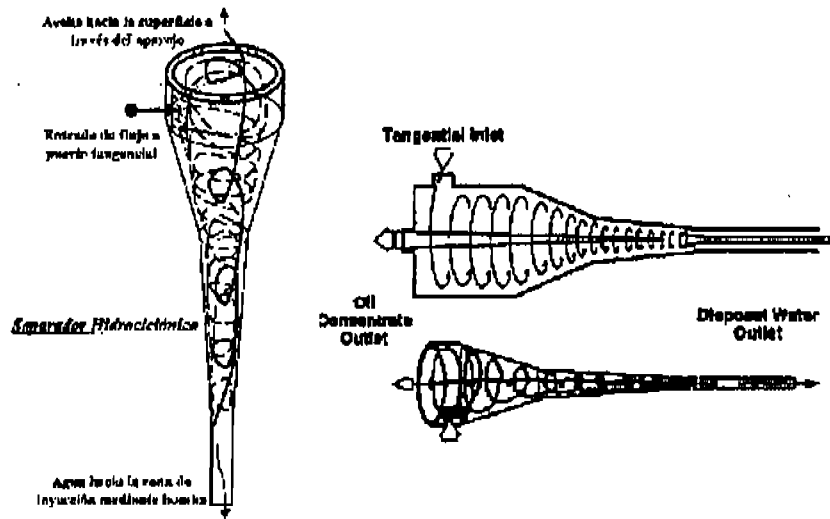


Figura 9.- Principio de operación del Separador de Fondo

El sistema separador utilizado ha sido desarrollado con las variaciones necesarias para cada aplicación. Inicialmente los sistemas de separación fueron diseñados para separar aceite y agua en instalaciones de producción y posteriormente fueron modificados para acoplarse a los sistemas artificiales de producción (Figura 10) con los que se han efectuado las pruebas para separar dichas fases en el fondo de pozos petroleros que producen altos porcentajes de agua.

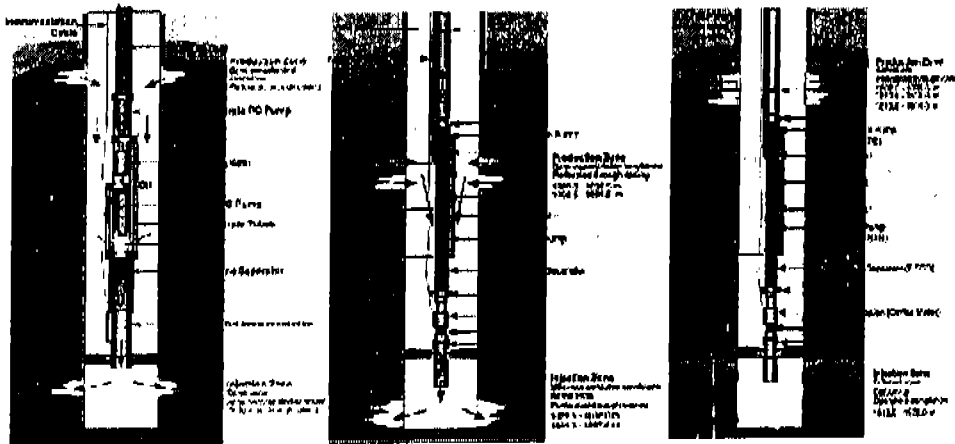


Figura 10.- Acoplamiento del separador de fondo con sistemas Artificiales

Para estas condiciones de operación se recomienda que la relación agua-aceite sea mayor al 60%, ya que porcentajes menores pueden conducir a una baja eficiencia de separación y dar como resultado la contaminación del agua inyectada en la zona receptora. Para aumentar la capacidad del sistema de separación, se puede tener un arreglo de varios hidrociclones en paralelo de tal manera que se adapten a los gastos manejados.

Para el sistema Hydrosep utiliza un hidrociclón vortoil, el cual es un dispositivo estático que emplea la energía proporcionada por la presión para realizar una separación rápida y eficiente de líquidos manejando las siguientes especificaciones (Figura 11).

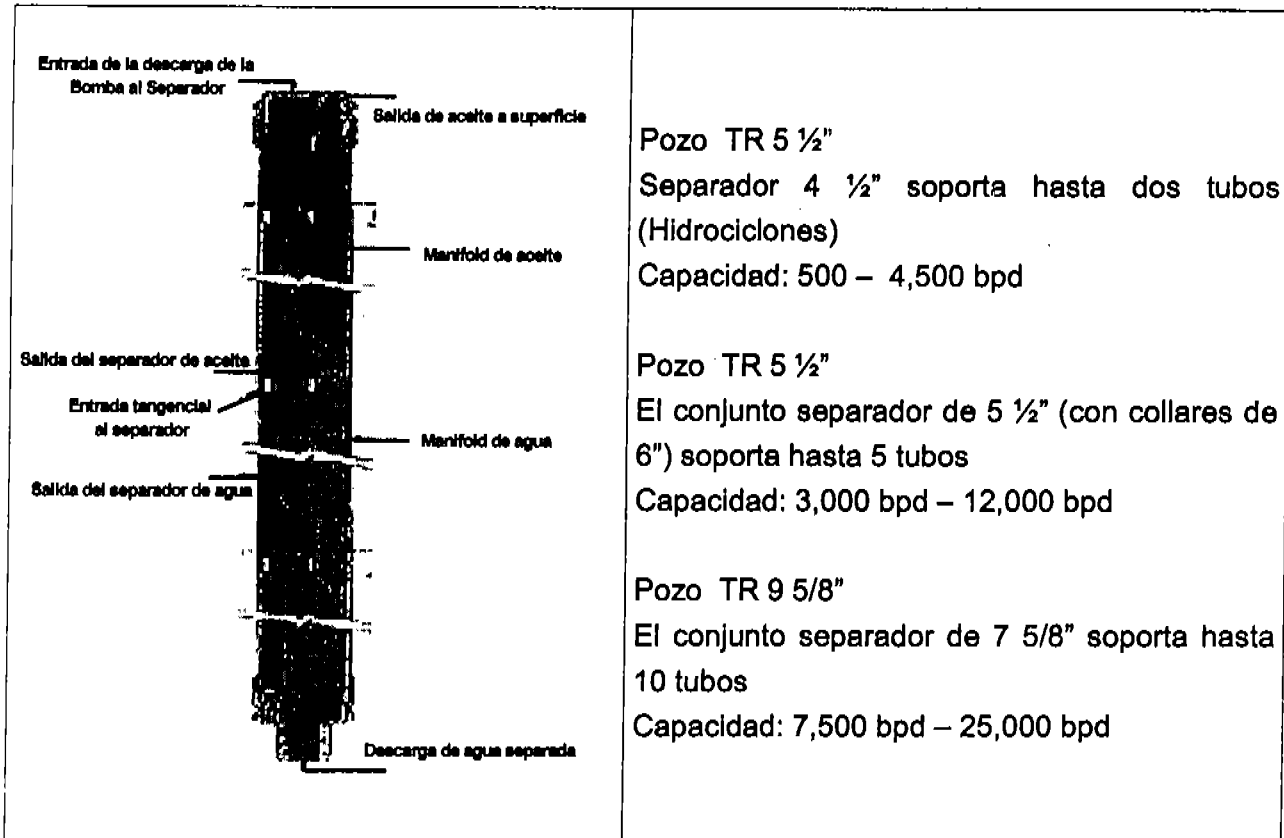


Figura 11.- Configuración del separador Hydrosep y dimensionamientos.

Para esta propuesta el separador se acoplará con una bomba electrocentrífuga, la cuál, proporcionará la presión necesaria para que la separación agua-aceite se logre mediante la fuerza centrífuga que se desarrollará dentro del serpentín. El sistema a instalar en el pozo candidato será para una TR 5 ½" y un separador de 4 ½" el cual soporta hasta dos tubos (Hidrociclones), para manejar una capacidad de 500 hasta 4,500 bpd .

### III DISEÑO COMBINADO DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE EXPLOTACIÓN

Dentro de la industria petrolera, los sistemas artificiales de producción para pozos petroleros tienen una importancia indiscutible, ya que en México como en otros países productores de petróleo, se utilizan para mantener los ritmos de producción.

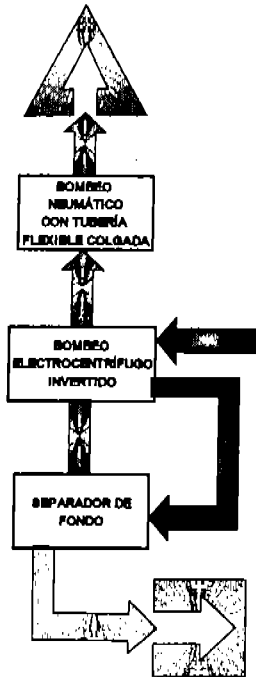
Cabe mencionar que el empleo de un sistema de bombeo o extracción, incrementa el costo de la explotación del yacimiento, pero por otro lado si este costo es mucho menor que los beneficios obtenidos del aceite extraído, no solo se cubrirá la inversión sino a su vez se tendrán ganancias adicionales.

Hoy en día con el avance de las tecnologías y el conocimiento de los diferentes métodos de levantamiento de fluidos, nos dan las bases para mejorar las técnicas de éstas, a tal grado que ya ha sido posible implantar la combinación de dos sistemas en un mismo pozo, por lo que es posible producir selectivamente zonas o yacimientos con diferentes tipos de fluidos, estos fluidos pueden ser aceite-aceite, aceite-gas o una zona de aceite y la otra con cortes de agua altos.

Esta combinación de dos sistemas diferentes o del mismo pueden ser arreglos tales como: bombeo electrocentrífugo doble, bombeo neumático o bombeo hidráulico combinado con electrocentrífugo y cavidades progresivas etc., de los cuales hay que tomar en cuenta las consideraciones de las compañías para que pueda tener un buen pozo candidato.

Una de estas alternativas analizadas, se estudia implantar mediante una prueba piloto en el campo Jujo-Tecominoacán objeto de este trabajo, con la finalidad de maximizar la recuperación de hidrocarburos en pozos con producción de cortes de agua altos. Utilizando para esto una bomba electrocentrífuga invertida con un sistema de separación de fondo el cual inyectará el agua separada a formación, disminuyendo con esto la producción y manejo de agua en superficie y simultáneamente producir el aceite separado con un corte de agua menor aplicando bombeo neumático a alta presión con la modalidad de inyección de gas con tubería flexible para aligerar la columna de líquido, optimizando así, la producción del pozo (Figura 12).

Los sistemas combinados a implantar cubren objetivos diferentes bien definidos en su aplicación, los cuales se describen a continuación.



**BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO INVERSO:** Inyectar el gasto de líquido a manejar, de tal manera que la presión de descarga de la bomba sea lo suficiente para inyectar el porcentaje de agua separada al yacimiento.

**SEPARADOR DE FONDO:** Separar en fondo el aceite-agua con una eficiencia del 70%, para inyectar el porcentaje de agua separada.

**BOMBEO NEUMÁTICO A ALTA PRESIÓN:** Aligerar la nueva columna de líquido mediante la inyección de gas a alta presión con tubería flexible y motocompresor a boca de pozo.

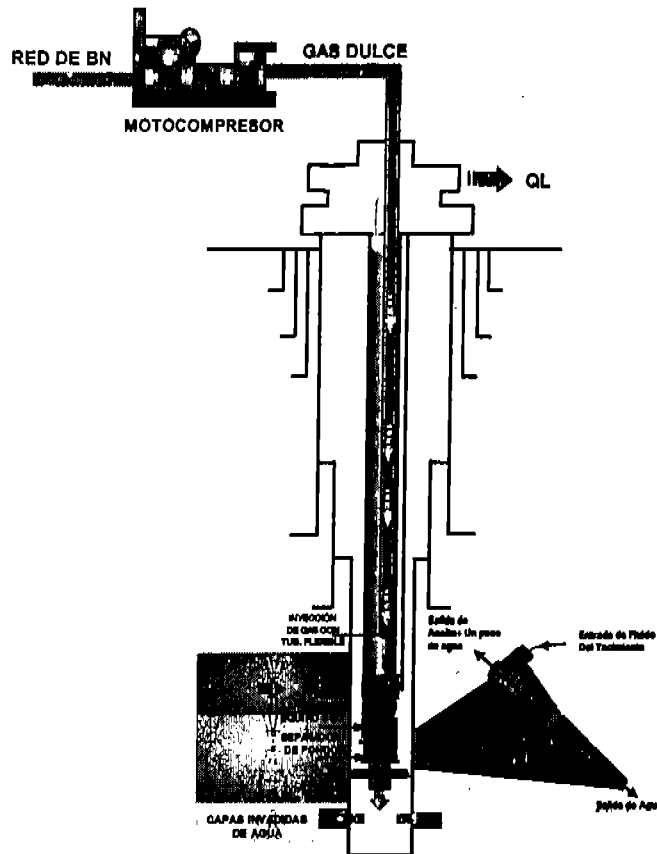


Figura 12.- Combinación de Sistemas BEC-BN y Separador de fondo



La implantación de los sistemas artificiales combinados BEC-Neumático con un equipo de separación de agua-aceite en el fondo, no sólo se aplicará para el levantamiento de la columna aceite y agua, sino también para inyectar el agua separada en fondo a capas invadidas de agua, lo cuál, permitirá manejar porcentajes de agua mínimos en superficie, ya que la extracción de ésta implicaría entre otras cosas, traerla a la superficie y tratarla, lo que requeriría de grandes inversiones para su tratamiento y el acondicionamiento de pozos letrina de aguas residuales.

Con esta propuesta se pretende además de maximizar la extracción de hidrocarburos en pozos con producción de agua, mantener o incrementar la plataforma de producción del campo, también se consideran opciones para evitar abandonar y/o obturen intervalos que pudieran dar información del yacimiento con el propósito de tener un mejor control en el monitoreo y del acuífero mismo, sin olvidar el ahorro de la infraestructura superficial y la conservación del medio ambiente.

Esta alternativa de explotación ya se intento implantar en México pero no se le dió el suficiente apoyo y seguimiento, por lo que no se tiene la experiencia suficiente en su aplicación; pero ha sido llevada a baja escala a nivel mundial sobre todo en Canadá aunque bajo otras condiciones, sin embargo con esta propuesta se pretende arrojar resultados favorables y convincentes para la explotación de pozos donde el control del agua ha sido una problemática.

### III.1 POZO CANDIDATO<sup>(1,4)</sup>

La selección del pozo candidato para esta prueba se decidió que fuera el pozo Tecominoacán 117, ya que se cuenta con información reciente y además por que tiene un arreglo de tuberías de revestimiento amplio, sin embargo existen varios pozos que cumplen con los requisitos para realizar su diseño e implantación de este sistema.

Este pozo fue de los últimos perforados en el Campo Tecominoacán, entrando a producción el 28 de octubre de 1996 con una producción inicial promedio de 2800 a 3200 bpd de aceite y 3.4 a 4.43 MMpcd de gas sin manejar cortes de agua. El 13 de julio de 1999, se le colocó un estrangulador de fondo<sup>(19)</sup> a 4548 m de diámetro de  $\frac{3}{4}$  pg manteniendo un comportamiento estable hasta que empezó a manifestar cortes de agua (Figura13).

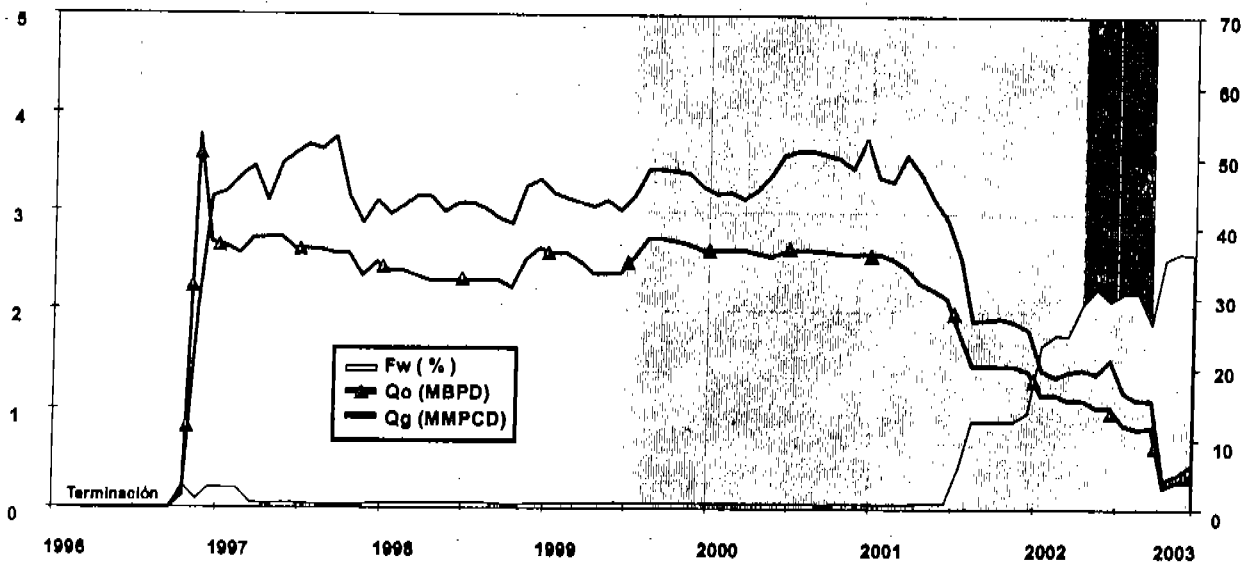
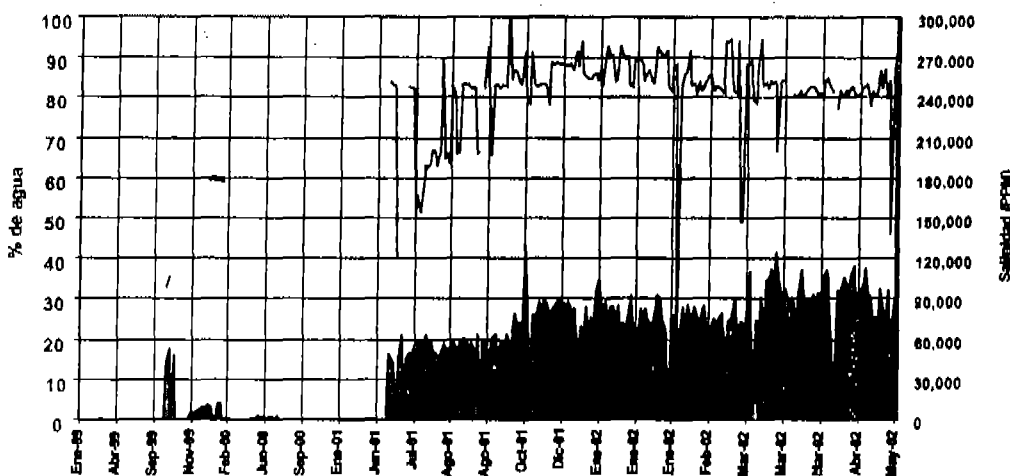


Figura 13.- Historia de producción del pozo Tecominoacán 117.

Debido a que desde el año pasado ha venido presentándose un incremento en el porcentaje de agua (16%) en el pozo (Figura 14), con el propósito de mantener la producción de éste se le dio mantenimiento y recuperó el estrangulador, realizando un nuevo diseño<sup>(20)</sup> de éste reduciéndose el diámetro original de  $\frac{3}{4}$  a  $\frac{1}{2}$  pg colocándose en marzo del 2002, al tratar de tomar un registro de presión de fondo fluyendo (RPF) tres meses después, la línea de acero detectó que el estrangulador se había desanclado cayendo al fondo. El pozo fluyó prácticamente 40 meses con los estranguladores de fondo; por otra parte el porcentaje de agua aumentó hasta un 30% como se muestra en la gráfica, sin embargo con el propósito de mantener en producción el pozo se tiene estrangulado a TP(1").

Muestra en superficie pozo Tecominoacán 117



CACIONES	mg/L	FACTOR	meq/l	ANIONES	mg/L	FACTOR	meq/l
SODIO	31583.32	0.0435	1373.87	CLORUROS	166767.80	0.0262	4420.67
CALCIO	66400.00	0.0499	2814.36	BICARBONATOS	156.0	0.0164	2.54
MAGNECIO	2860.00	0.0822	236.74	SULFATOS	60.0	0.0208	1.87
FERRO	0.38	0.0368	0.01	CARBONATOS	0.00	0.0233	0.00

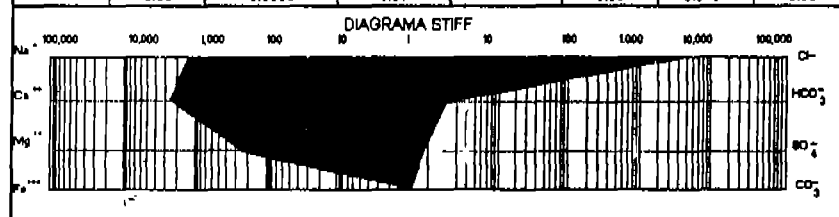


Figura 14.- Monitoreo del agua en superficie y diagrama Stiff

El pozo tiene un aparejo de 3 ½ y cuenta con tres intervalos disparados 5250-5280 m., 5305-5320 m. y 5385-5400 m. de los cuales por medio de un registro de producción PLT tomado en agosto de 1998, se determinó que el intervalo de abajo estaba invadido de agua y que la producción de aceite provenía de los otros dos intervalos. Recientemente se tomó otro registro PLT, observándose de la curva de gradientes que el intervalo de en medio también ya está parcialmente invadido, el registro de molinete nos muestra que la producción de éste intervalo está interfiriendo con la producción de aceite del intervalo superior.

Partiendo de estos antecedentes se procedió a realizar un análisis del pozo para ajustar éste. Inicialmente se procedió a recopilar y validar la Información (Tabla 1), como parte de la validación se ajustaron la presión de fondo fluyendo y la presión estática, ajustándose el comportamiento integral del pozo a mayo de 1999, ya que era cuando el pozo no presentaba corte de agua y no se había colocado el estrangulador de fondo (Figura 15).

Datos del Yacimiento

Datos	Valor
Presión estática (P <sub>sta</sub> )	4050
Temperatura de yacimiento (°F)	309
Presión de saturación	3746
Relación de solubilidad (ft <sup>3</sup> /bl)	1060
Presión de fondo (P <sub>sf</sub> )	3740
Temperatura de fondo (°F)	295

Datos de producción

Datos	Valor
Gasto de aceite (bpd)	2460
RGA (ft <sup>3</sup> /bl)	1089
°API	36.7
Densidad del gas	.885
Presión separación (P <sub>sa</sub> )	70
Temperatura superf. (°F)	95

Aparejo de Producción

Diámetro N. (pg's)	I.D. (pg's)	Peso (lbs/plé)	Profundidad		Pared del tubo (pg's)	Rugosidad (pg's)
			(m)	(m)		
5	4.276	4.8	5352	4598	0.362	0.001
3 1/2	2.992	9.2	4598	4552	0.254	0.001
2 7/8	2.441	6.4	4555	4547	0.217	0.001
3 1/2	2.992	9.2	4547	0	0.254	0.001

Líneas superficiales de flujo

Especificaciones	Bajante	Lien Para	De carga	Para llegada
Longitud (mts.)	10	35	2000	50
Diámetro Nominal (pg's)	4	8	10	6
Diámetro interno (pg's)	3.828	7.813	9.526	5.501
Elevación s/ Terreno (mts.)	4	0	0	-15
Pared del tubo (pg's)	0.337	0.406	0.594	0.562
Rugosidad del tubo (pg's)	0.001	0.001	0.001	0.001
Temperatura ambiente (°F)	86	86	86	86

Tabla 1.- Información técnica del pozo Tecominoacán 117

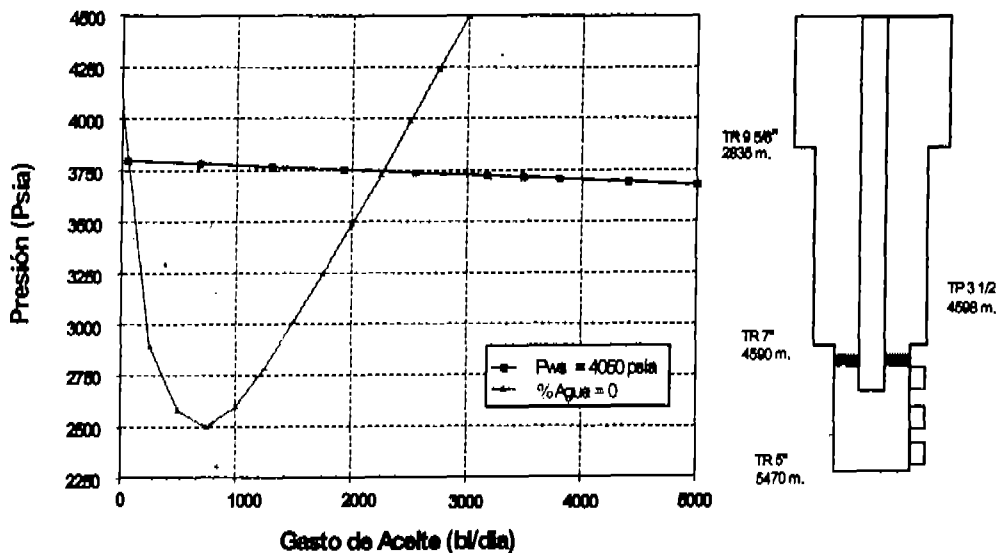


Figura 15.- Ajuste del pozo antes de presentar agua mayo/99, corte de agua cero

Ya que se reprodujeron las condiciones de operación, estas se llevaron hasta las condiciones de septiembre del 2002 con IPR's futuras, para encontrar la presión estática y reproducir las condiciones actuales; porque con estas condiciones y un aparejo de producción de 4 1/2" se realizarán los diseños de bombeo electrocentrífugo y de bombeo neumático, ya que con este arreglo van a trabajar los dos sistemas.

Una vez ajustado el pozo a condiciones actuales, se simuló el pozo manejando una producción de 3192 bpd, con un corte de agua del 30%, y una presión estática ajustada de 3535 Psia con una presión de fondo fluyendo de 3512 Psia (Figura 16).

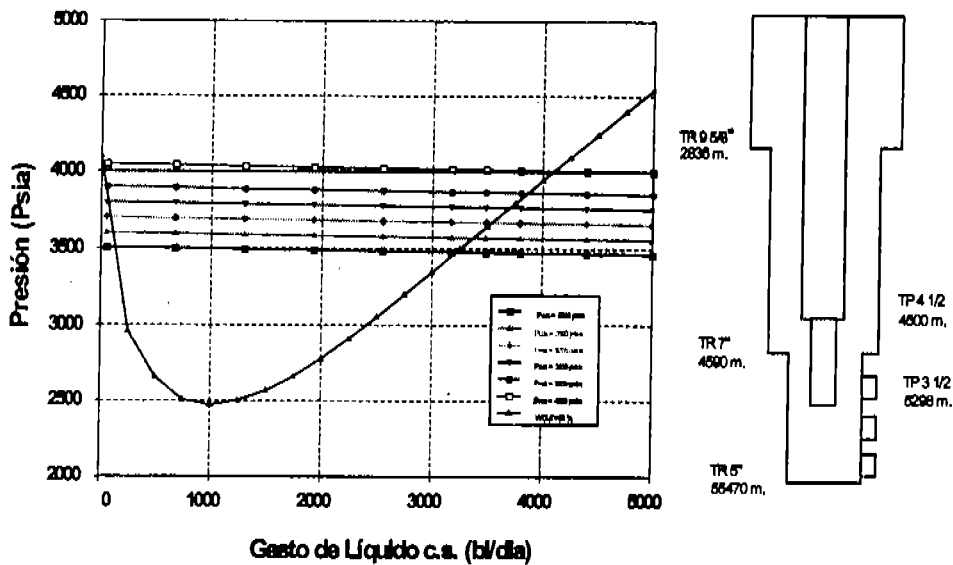


Figura 16.- Ajuate del pozo después de presentar agua sep/2002, corte de agua 30%

Ya ajustado el pozo a condiciones actuales, se presenta el arreglo con el cuál operarán los sistemas artificiales combinados y como estarán distribuidos dentro del aparejo de producción. Con este arreglo, se pretende tener las mejores condiciones de operación, ya que la bomba se colocó en la tubería de revestimiento de 7" con la finalidad de no restringir la selección de la bomba, acoplada con el separador de fondo y por debajo de ésta, una tubería cola de 3 1/2" hasta el intervalo donde se va a inyectar el agua separada, y produciendo simultáneamente el aceite separado con inyección de gas a 4000m con tubería flexible y motocompresor a boca pozo (Figura 17).

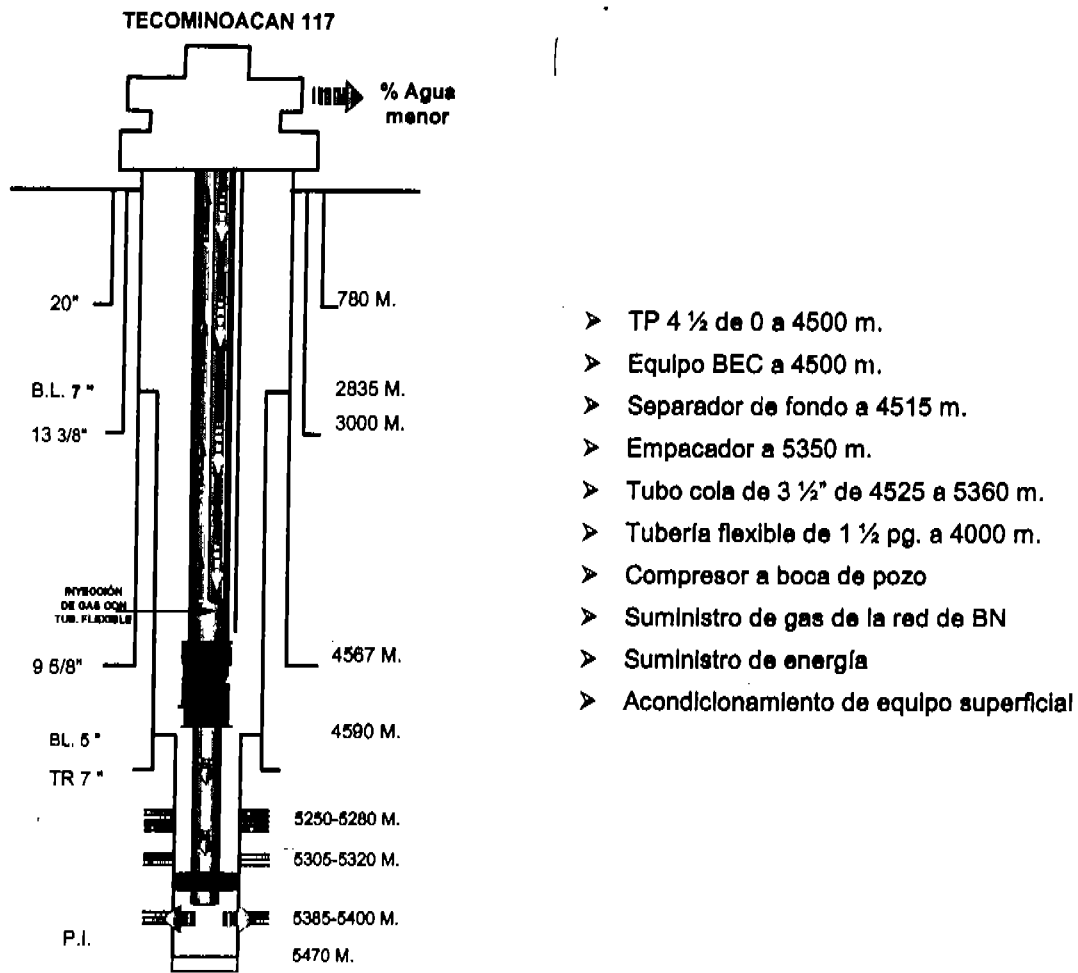


Figura 17.- Arreglo y distribución de los sistemas combinados dentro del aparejo del pozo

### III.2 PLANTEAMIENTO DEL DISEÑO COMBINADO

Como se requiere hacer los diseños de los sistemas por separado para el mismo aparejo propuesto, se tienen variables que se desconocen pero están involucradas para el diseño de cada uno, la primera variable es la presión de inyección a formación, ya que debe ser la suficiente para vencer la presión de admisión del yacimiento, otra es la presión de succión de la bomba, para lo cual se presenta el siguiente esquema para manejar los diferentes gastos del pozo como se ilustra en la siguiente (Figura 18).

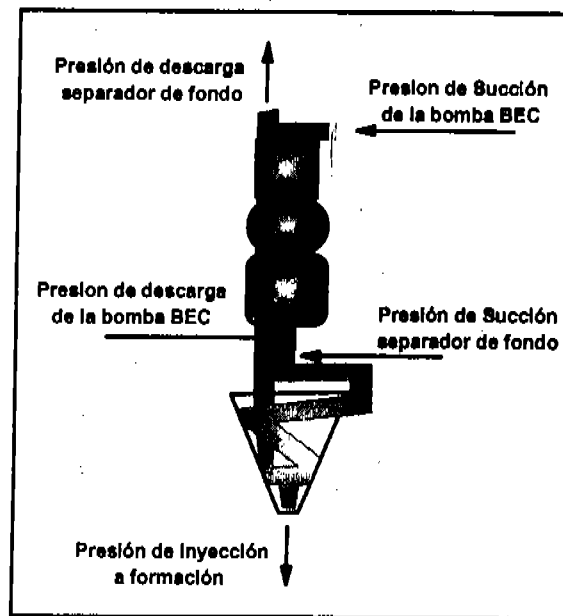


Figura 18.- Planteamiento de variables involucradas para los diseños

Se manejarán dos gastos de líquido, uno a la entrada succión de la bomba BEC pasando la descarga de esta a la succión del separador de fondo, donde se tendrán dos descargas de salida, una que maneja el agua separada para ser inyectada y la otra para manejar el aceite separado con un corte de agua menor, que sería el nuevo gasto de líquido a manejar en el pozo. Los porcentajes de agua separados en el fondo con una eficiencia del 70%, nos dan dos gastos de agua a manejar, el primero se inyectará a formación y el segundo se producirá junto con el aceite a superficie. Este planteamiento arrojó el manejo de un nuevo gasto de líquido; para tres gastos de agua a manejar en el pozo.

Caso a.- Una producción total de agua ( $q_w = 100\%$ ) para diferentes cortes de agua en el pozo.

Caso b.- Una producción de agua separada a producir junto con el aceite a superficie ( $q_{wp} = 30\%$  del 100% de agua total).

Caso c.- Una producción de agua separada a inyectar a la formación ( $q_{winy} = 70\%$  del 100% de agua total).

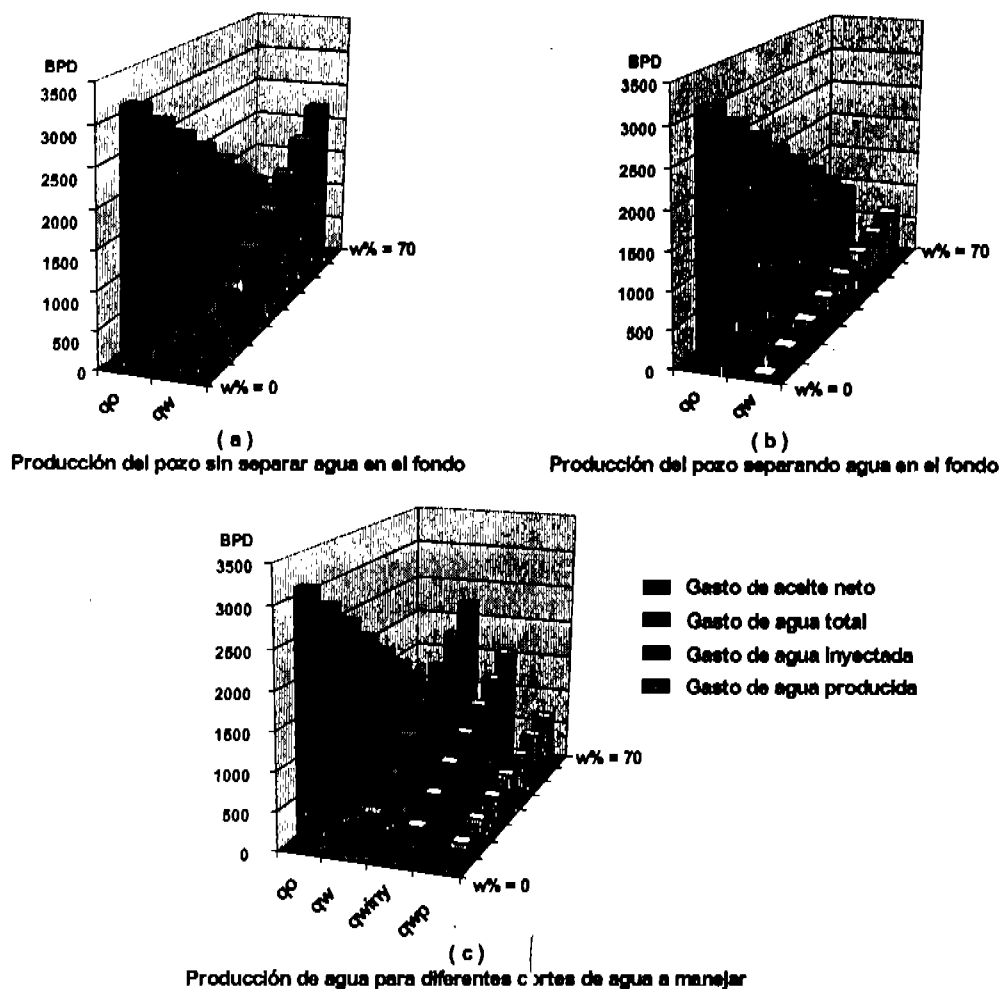
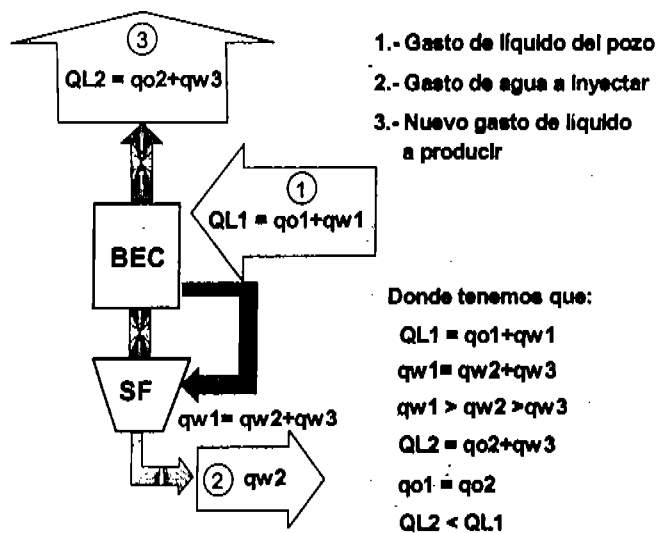


Figura 19.- Porcentajes de agua a manejar en el pozo para diferentes cortes de agua

Estos gastos de agua se representan en el siguiente esquema





Del planteamiento anterior necesitamos conocer primeramente la presión de succión de la bomba, para lo cual debe considerar para la descarga de la bomba, las caídas de presión del separador de fondo y las caídas de presión por fricción en la tubería cola de 3 ½ pg, ya que la suma de estas dos debe ser igual o mayor que la presión de admisión del yacimiento.

Para esto empezaremos por encontrar la variable de presión de admisión del yacimiento de la cual dependerán los diseños del bombeo electrocentrífugo y separador de fondo, para lo cual se tomó información reciente de una prueba de inyectividad realizada con agua en el campo Tecominoacán en la zona de interés, donde se pretende inyectar el agua separada.

La prueba consistió en inyectar agua a dos diferentes gastos durante 48 hrs. y una sonda en el fondo para monitorear la presión en el pozo Tecominoacán 488<sup>(5)</sup>, una vez terminada la prueba y procesado los datos, se tomaron dos gastos y presiones de fondo inyectando promedio  $q_1 = 6298$  bpd con  $P_{iny} = 6245$  psia,  $q_2 = 6823$  bpd con  $P_{iny} = 6190$  psia, con presión estática determinada de 4050 Psia, con estos datos se generó el comportamiento del índice de inyectividad del pozo con un simulador de pruebas de presión.

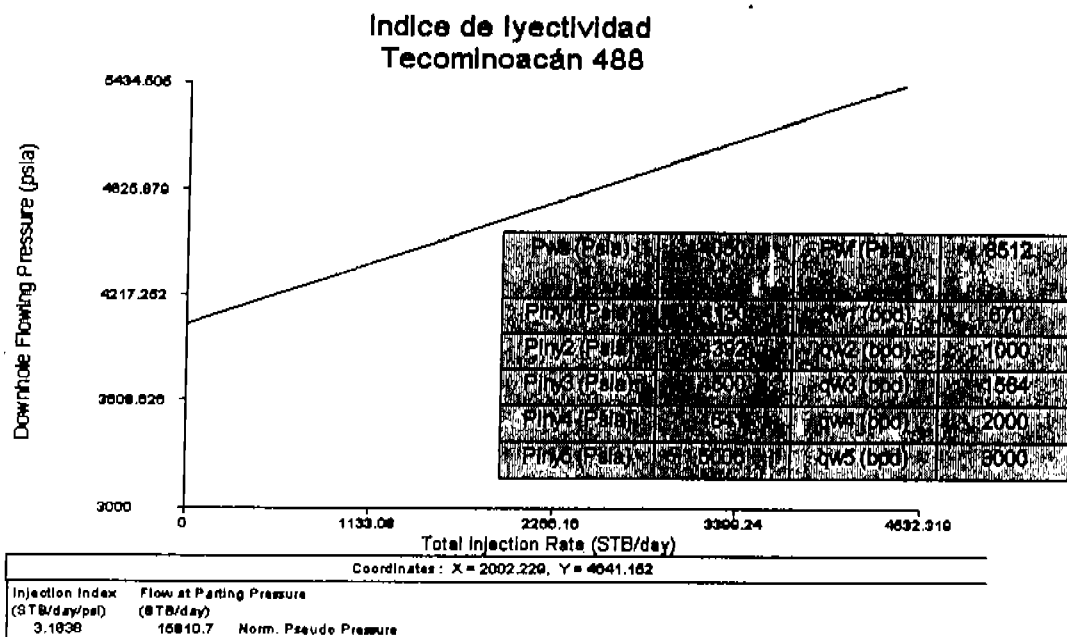


Figura 20.- Índice de Inyectividad del pozo Tecominoacán 488

De la curva generada se puede obtener para cualquier gasto de agua a inyectar la presión de admisión de la formación, por ejemplo para manejar 2002.22 bpd de inyección necesitamos una presión de admisión de 5006 psia, y así para cada gasto de inyección podemos encontrar el valor de la presión de inyección que se requiera en fondo (Figura 20).

Otra variable que podemos determinar es la presión de succión de la bomba, la cual se tomará igual a la presión de fondo fluyendo. Para el pozo se determinó que la presión de fondo fluyendo con 30% de agua es de 3512.7 Psia.

Con estas dos variables podemos realizar el diseño de bombeo electrocentrífugo, ya que conocemos la presión de succión y la presión de descarga, ésta debe ser igual o mayor que la presión de admisión de la formación para el gasto separado a manejar. La presión de descarga de la bomba debe tomar en cuenta la caída de presión del separador de fondo más las caídas de presión de la tubería cola, ya que la suma de estas más la diferencial de la bomba deberá ser igual o mayor que la presión de admisión del yacimiento.

Como necesitamos conocer la presión de succión que requiere la corrientes de agua-aceite al entrar al separador para alcanzar la fuerza centrífuga necesaria de separación, y los valores de las descargas, tanto del aceite separado como del agua a inyectar, por que estas tres variables nos darán la pauta para desarrollar los diseños de Bombeo Electrocentrífugo y Bombeo Neumático.

Para este trabajo se consideró una caída de presión a la descarga de agua para un gasto de líquido de 30% a 4 Kg/cm<sup>2</sup> y para 70% de agua de 5.5 Kg/cm<sup>2</sup>. El sistema a instalar en el pozo candidato se eligió para una TR 5 ½" y un separador de 4 ½" el cual soporta hasta dos tubos (Hidrociclones), para manejar una capacidad de 500 – 4,500 bpd.

La presión de descarga de aceite del separador de fondo se tomará como si fuera la presión de fondo fluyendo del pozo, con esta presión se procederá a diseñara el bombeo neumático.

La eficiencia del separador de fondo es del 70% , para lo cual se manejaran porcentajes de corte de agua menores en superficie. Este arreglo implicará realizar los diseños de los sistemas por separado para el mismo aparejo propuesto, por lo cual se tendrá que utilizar diferentes simuladores para ajustar las condiciones de operación de cada uno de los sistemas a implantar.

### III.3 SIMULACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO A ALTA PRESION

Para el diseño de bombeo neumático se supuso que la presión de descarga de aceite del separador de fondo a la superficie es igual a la presión de fondo fluyendo del pozo para ese corte de agua manejados por el pozo, para esto se plantearon dos casos, uno manejado el agua del pozo sin separar en fondo y el otro caso considerando separación de agua para los diferentes cortes de agua, los cuales se desarrollaran a continuación.

Caso 1.- Primero se realizaron las simulaciones sin considerar separador de fondo para un gasto de 3,192 bpd y cortes de agua de 0% a 70% con inyección de gas y tubería flexible a 4000 m., considerando para este caso manejar todo el porcentaje de agua producida, obteniéndose volúmenes de gastos de inyección altos (Figura 21).

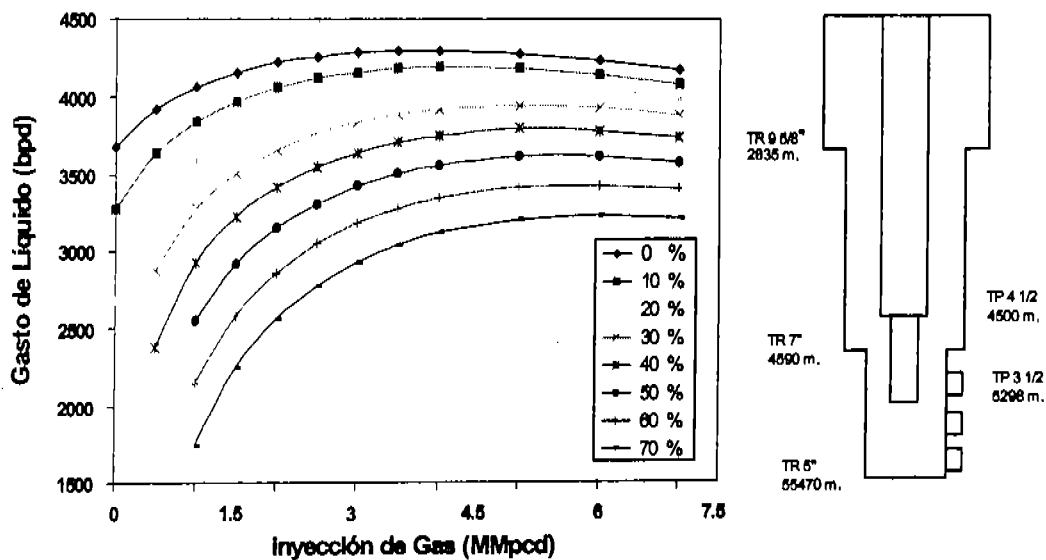


Figura 21.- Comportamiento del pozo inyectando gas sin separar el agua en el fondo.

Podemos observar de la gráfica generada que el pozo es fluente todavía al manejar 10% y 20 % de cortes de agua, y para cortes de agua mayores ya no fluye. De este caso se concluye que se requerirá de volúmenes grandes de gas para producir el gasto de líquido de 3192 bpd, ya que se cuelga el líquido por la columna de líquido pesada y requiere de más energía para levantarla.

Partiendo de esto, se planteó una segunda alternativa para manejar diferentes porcentajes de agua separados en el fondo con una eficiencia del 70%, obteniéndose dos descargas de fluidos, la primera descarga será la inyección de agua a la formación, y la segunda descarga

será el aceite separado con el 30% de agua no separada, esto resulta en un nuevo gasto de líquido a manejar en el pozo. Esto es, el 100% de agua producida por el pozo el 70% se inyectará al intervalo inferior y el otro 30% se producirá junto con el aceite del pozo. Por ejemplo, a continuación se presenta el esquema para manejar una producción de 3,192 bpd con un corte de agua del 30%, y se observa los diferentes gastos de líquidos a manejar en el pozo (Figura 22).

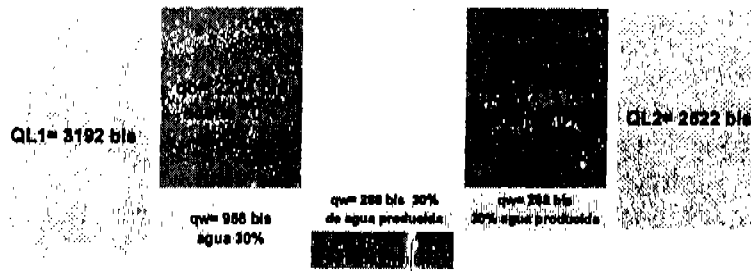


Figura 22.- Porcentajes de agua a manejar en el pozo

En este esquema se visualiza que el porcentaje de agua a manejar en superficie es menor y el gasto de líquido producido disminuye. Esta condición se simuló para gastos de agua producida con cortes de agua de 0 a 70%, de estos cortes se separó el agua inyectada y la que se produjo con el aceite (Tabla 2).

Gasto de Líquido QL1 (bpd)	Corte Agua w%	Gasto de Aceite Qo (bpd)	Gasto de agua Qw (bpd)	Efic. Separ. Fondo E%	G. de Agua Inyectada Qwiny (bpd)	G. de agua Producida Qwp	Gasto de Líquido producido QL2 (bpd)
3192	0	3192	0	70	0	0	3192
3192	10	2873	319	70	223	98	2969
3192	20	2554	638	70	447	191	2745
3192	30	2234	958	70	670	288	2522
3192	40	1915	1277	70	894	383	2298
3192	50	1596	1596	70	1117	479	2075
3192	60	1277	1915	70	1340	575	1852
3192	70	957	2235	70	1584	671	1628

Tabla 2.- Relación de gastos manejados para corte de agua

Caso 2.- Para este caso se hicieron las simulaciones desde 0 hasta un 70% en intervalos de 10% de corte de agua separada en el fondo, donde para cada caso se hicieron varias corridas de cada caso para encontrar la nueva presión de fondo fluyendo y el nuevo gasto de líquido a manejar en superficie, encontrando simultáneamente los nuevos cortes de agua a manejar siendo estos menores una vez que se separaron en el fondo. Estos gastos se simularon partiendo de un gasto de Líquido de 3192 bpd, con un corte de agua de 30%, utilizando el módulo experto del Pipesim, generando la siguiente tabla de resultados.

Gasto de Líquido QL1 (bpd)	Corte Agua w%	Gasto de Aceite Qo (bpd)	Gasto de agua total Qw (bpd)	G. de Agua Inyectada Qwiny	G. de agua Producida Qwp (bpd)	Gasto de Líquido producido QL2 (bpd)	Nvo.Corte Agua w%	Presión de Fondo Pwf(Pala)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
3192	0	3192	0	0	0	3192	0	3502
3192	10	2873	319	223	96	2969	5.2	3508
3192	20	2554	638	447	191	2745	10.31	3510
3192	30	2234	958	670	288	2522	14.85	3512.7
3192	40	1915	1277	894	383	2298	18.5	3514.7
3192	50	1596	1596	1117	479	2075	21.41	3516.8
3192	60	1277	1915	1340	575	1852	23.72	3518.81
3192	70	957	2235	1564	671	1628	25.43	3520.8

Tabla 3.- Nuevos cortes de agua y presiones de fondo a manejar en el pozo

Para obtener estos resultados se maneja primeramente los cortes de agua y aceite a manejar en superficie para cada porcentaje de agua (1)(2)(3)(4), encontrando los gastos de inyección de agua a formación y los gastos de agua a producir (5)(6). Después se simularon los nuevos gastos de líquido (7) en varias corridas para cada gasto, encontrando para esto simultáneamente los nuevos porcentajes de agua y las presiones de fondo fluyendo para cada caso (8)(9).

Tomando los valores simulados con inyección de gas con y sin separador (Tabla 4), se observa de éstos, que para los diferentes cortes de agua separados en fondo, se requirió de un mínimo de gas de inyección para producir el nuevo gasto de líquido, determinando que se puede manejar un corte mayor de agua en el pozo cuando se tiene separador de fondo como se muestra en la siguiente gráfica generada (Figura 23).

Gasto de Aceite Qo (bpd)	Corte Agua w%	Gasto de agua total Qw (bpd)	Gasto de gas Inyec. sin separar agua de Fond. Qginy (MMpcd)	Gasto de Líquido QL2 (bpd)	Nvo.Corte Agua w%	G. de Líquido Simulado QL2sim (bpd)	Gasto de gas Inyec. separando agua de Fond. Qginy (MMpcd)
3192	0	0	0	3192	0	3182	0
2873	10	319	0.6	2969	5.2	2984	.01
2554	20	638	1.3	2745	10.31	2750	0.3
2234	30	958	2.1	2522	14.85	2521	0.5
1915	40	1277	3.3	2298	18.5	2295	0.8
1596	50	1596	----	2075	21.41	2077	0.9
1277	60	1915	----	1852	23.72	1853	1.1
957	70	2235	----	1628	25.43	1628	1.2

Tabla 4.- relación gas de inyección con y sin separador de fondo

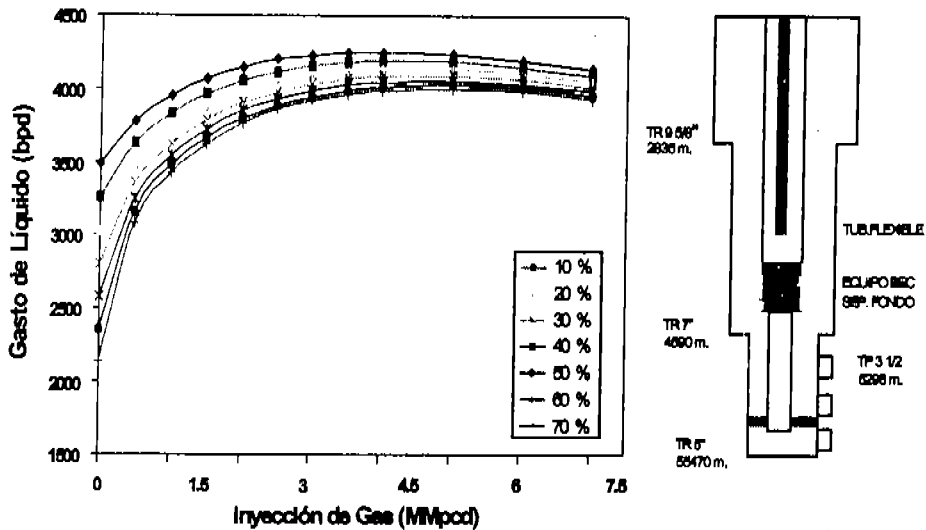


Figura 23.- Comportamiento del pozo inyectando gas con separación de agua en el fondo

Caso 3.- Para este caso se generó una gráfica comparativa para el caso donde se maneja un 30% de corte de agua en el pozo con y sin separación de agua en el fondo, observándose claramente que el volumen requerido de gas es menor cuando separamos en el fondo, esto debido a que la columna de líquido a manejar es menos pesada para levantar (Figura 24).

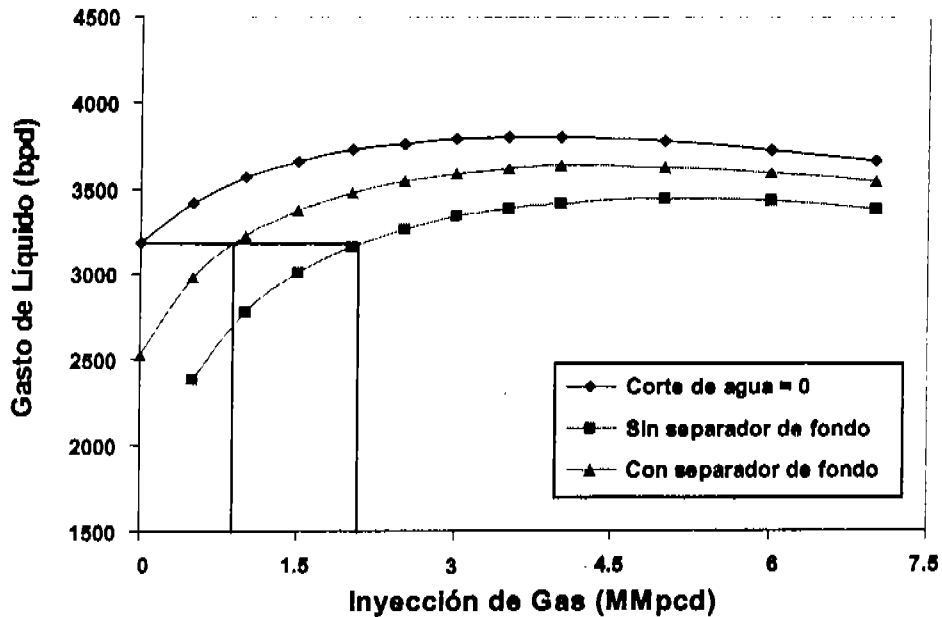


Figura 33.- Comportamiento del pozo inyectando gas con y sin separador de fondo

Concluyendo que separando en fondo, se tendría dos ventajas, una de estas, que no se produciría el agua de formación y la otra que se tendría un ahorro y reducción de infraestructura superficial.

### III.3 SIMULACIÓN DEL BOMBEO ELECTROCENTRIGO Y SEPARADOR

Para el diseño de este pozo se tiene que considerar que el bombeo electrocentrífugo tendrá como objetivo inyectar un gasto de líquido de 3192 bpd, de tal manera que la presión de descarga de la bomba al salir del separador de fondo y pasar por la tubería de cola de 835 m., deberá ser lo suficientemente grande para vencer la presión de admisión del yacimiento.

El equipo operará en forma invertida y dado que los softwares existentes no contemplan este módulo, el diseño se realizará manualmente como si fuera productor, pero tomando en cuenta todos los datos y consideraciones de pozo inyector, claro está sin olvidar las recomendaciones y consideraciones de los fabricantes para tener un mejor desempeño en el funcionamiento del equipo a instalar.

El trabajo que debe realizar la bomba electrocentrífuga, esta determinada por dos variables, una de ellas es el comportamiento del yacimiento (Índice de productividad) y la otra es la presión requerida de la bomba para producir el caudal deseado como se ilustra (Figura 25a), donde se muestra cuando un pozo llega al fin de su vida productiva con flujo natural y surge la necesidad de implantar un sistema que nos permita mantenerlo en producción. Para el desarrollo de este trabajo se manejara la inyección con bombeo electrocentrífugo, mostrando en la (Figura 25b) la diferencial de presión requerida y su nuevo perfil de presiones a desarrollar.

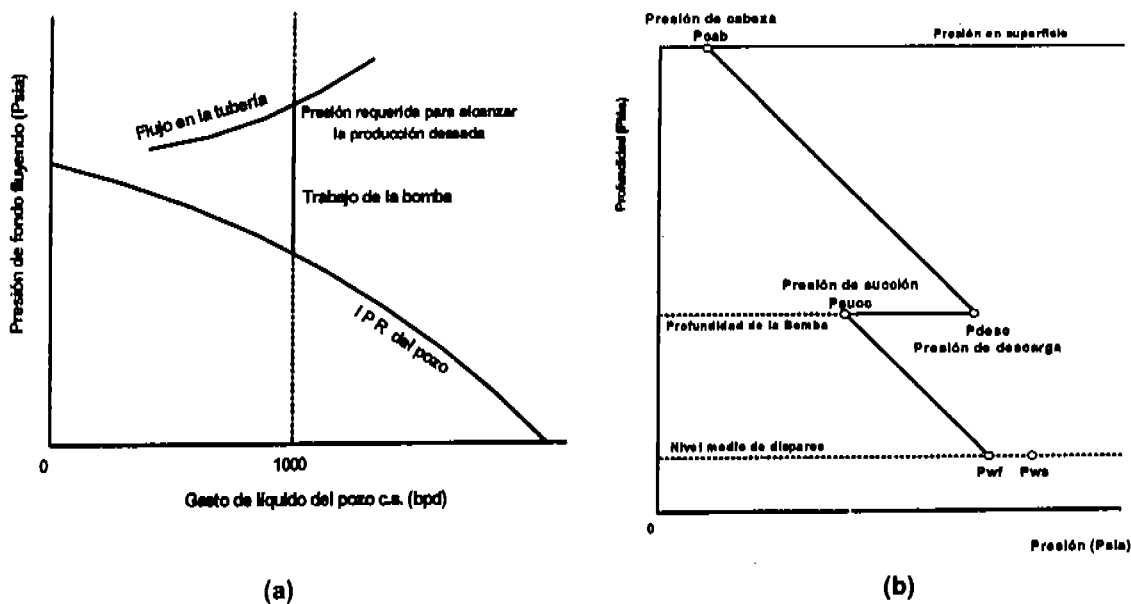


Figura 21.- Trabajo que realiza una Bomba

Pero para este caso, como tenemos un pozo inyector se tomará en cuenta el índice de inyectividad<sup>(5)</sup>, el cual se generó de una prueba realiza con agua en el pozo Tecominoacán 488 en la zona de interés y con propiedades similares.

Se manejará un perfil de presión de inyección como se ilustra en la (Figura 26a), donde el incremento de presión se generará a la misma profundidad de la bomba, y se muestra la diferencial total de presión que requerirá la bomba para inyectar el volumen de agua separada al yacimiento.

Para este diseño, debemos tomar la diferencial total de presión que va a manejar la bomba, ya que hay que adicionarle la caída de presión que tendrá flujo al pasar por el separador de fondo y también sumar las caídas de presión por fricción de la tubería cola, tomando en cuenta estas consideraciones, se tiene un nuevo perfil de presiones como se muestra en la (Figura 26b), con esto aseguraremos que la presión de descarga de la bomba al manejar el agua separada pueda vencer la presión de admisión del yacimiento (Figura 26c).

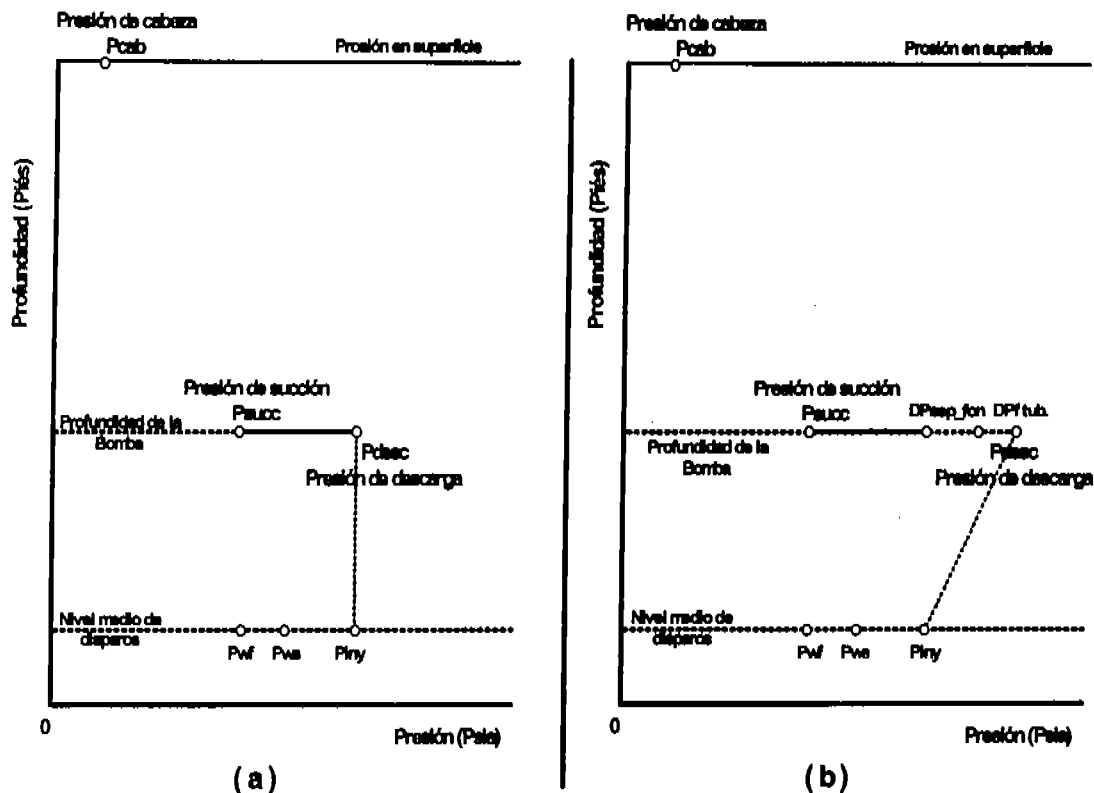


Figura 27.- Perfil de presión de inyección en el pozo



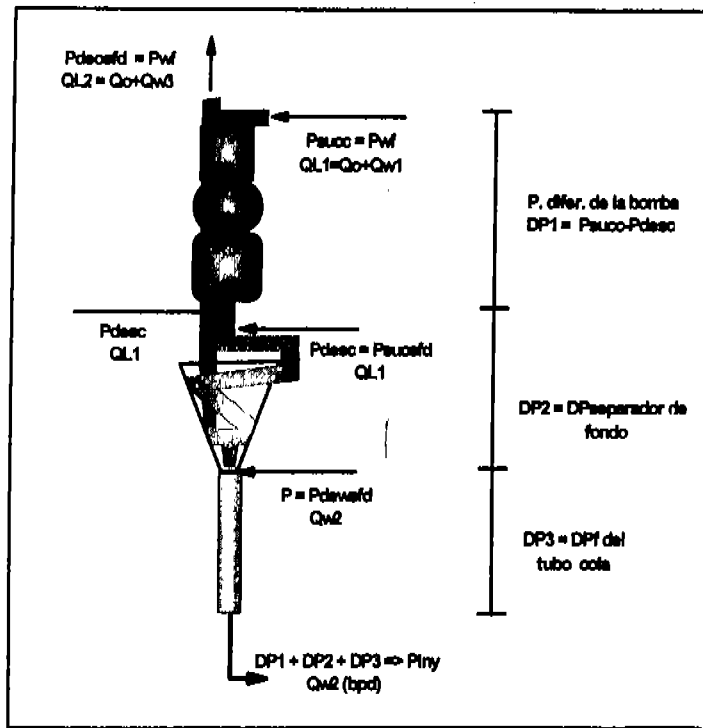


Figura 27.- Presión de descarga total requerida por la bomba

Tomando en cuenta estas consideraciones a continuación, se presenta una serie de pasos para realizar los cálculos de los diseños del equipo de bombeo electrocentrífugo para cuando el pozo maneje cortes de agua del 30% y 70% (Figura 28).

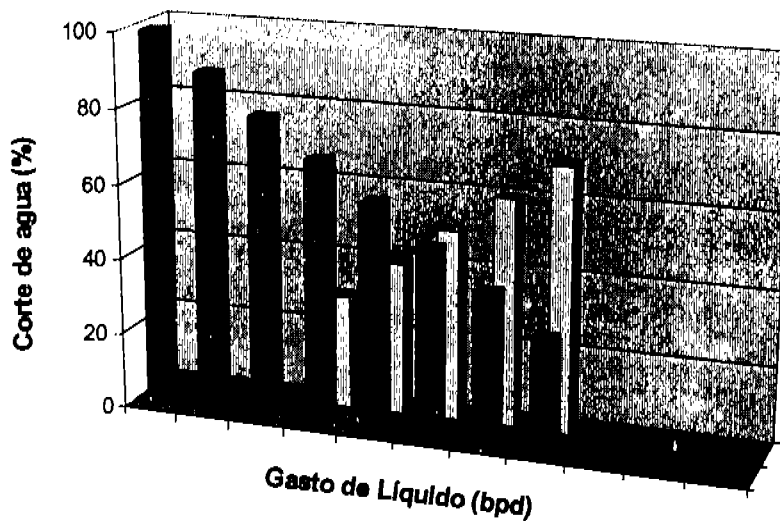


Figura 28.- Porcentajes de agua a manejar para el diseño del BEC

**Paso1.- DETERMINAR LA DENSIDAD DE LA MEZCLA**

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + 36.7} = 0.8412$$

$$\gamma_{M_{30\%}} = (0.3 * 1.02) + (0.7 * 0.8412) = 0.8948$$

$$\gamma_{M_{70\%}} = (0.7 * 1.02) + (0.3 * 0.8412) = 0.9663$$

**Paso 2.- DETERMINAR LA DIFERENCIAL TOTAL QUE MANEJARA LA BOMBA**

a) DP1 de la bomba: Se tomaran los valores correspondientes para cuando se manejan cortes de agua del 30% y 70% de la prueba de inyectividad, obtendremos los nuevos valores correspondientes para cada caso (Tabla 5).

Gasto de Líquido QL1 (bpd)	Corte Agua %	Gasto de Aceite Qo (bpd)	Gasto de agua Qw (bpd)	G. de Agua Inyectada Qwiny (bpd)	Presión de Fondo Pwf(Psi)	Presión de Inyección Piny(Psi)
3192	30	2234	958	670	3497.3	4115.3
3192	70	957	2235	1564	3505.9	4485.3

Tabla 5.- Condiciones de operación para los dos casos

30% Psucc = Pwf = 3497.2 Psi  
 Pdesc = Piny para (670 bpd) = 4115.3 Psi  
 DP1 = 4115.3 - 3497.3 = 618 Psi

70% Psucc = Pwf = 3505.9 Psi  
 Pdesc = Piny para (1564 bpd) = 4485.3 Psi  
 DP1 = 4485.3 - 3505.9 = 979.5 Psi

b) DP2 Separador de Fondo: Por falta de contacto con las compañías fabricantes, información técnica de catálogos y literatura ( artículos técnicos), y del poco conocimiento de las condiciones de operación, dimensiones, componentes (tubos de transferencia), así como de las variables del diseño, se supuso que la caída de presión de descarga del separador al separarse el agua del gasto de líquido para 30% es de 4 Kg/cm2 y para 70% es de 5.5 Kg/cm2 o sea (57 psi y 78 psi).

También se supuso que la presión de descarga del aceite con cortes de agua menores, es igual a la presión de fondo fluyendo del pozo para cada corte de agua manejado antes de separar en fondo. Con estas dos consideraciones podemos realizar los diseños de bombeo electrocentrífugo y del bombeo neumático.

- c) DP3 Caída de presión de la tubería cola: La tubería es de 3 ½" con diámetro interior de 2.992 pg., y longitud de 835 m. (2739 ft), para lo cual se calcularan las caídas de presión por fricción de la tubería, utilizando la siguiente ecuación.

$$DPf_{\%} = \frac{\gamma}{1075.45} * \frac{L}{1000} * \frac{qw^{1.85}}{\theta^{4.8655}} = (psi)$$

$$DPf_{30\%} = \frac{0.8948}{1075.45} * \frac{2739}{1000} * \frac{670^{1.85}}{2.992^{4.8655}} = 1.86 Psi$$

$$DPf_{70\%} = \frac{0.9663}{1075.45} * \frac{2739}{1000} * \frac{1564^{1.85}}{2.992^{4.8655}} = 9.6 Psi$$

$$DP_{Total(30\%)} = 618 + 57 + 1.86 = 676.86 Psi$$

$$\text{en pies de carga} = \frac{676.86}{0.433 * 0.8948} = 1747ft$$

$$DP_{Total(70\%)} = 979.5 + 78 + 9.6 = 1067.1 Psi$$

$$\text{en pies de carga} = \frac{1067.1}{0.433 * 0.9663} = 2550ft$$

Paso 3.- CARGA DINAMICA TOTAL: Es la altura total requerida para bombear los fluidos deseados, esta altura hace referencia al trabajo requerido para levantar una columna de fluido determinada, Tomando en cuenta el tipo de bomba empleada, el valor de TDH es usado para calcular el número de etapas necesarias para levantar la columna de fluido, pero para este caso la carga dinámica total será igual a la carga requerida para inyectar el agua a la formación, ya que es la que se calculo en el paso anterior, ya que el la bomba trabajará en forma invertida.

$$TDH_{30\%} = 1747 ft$$

$$TDH_{70\%} = 2550 ft$$

Paso 4.- SELECCIONAR LA BOMBA<sup>(13)</sup>: Para la selección de la bomba tomaremos como referencia el gasto de 3192 bpd y un diámetro de TR de 7 pg. Para el diámetro interno de la TR tenemos 6.004 y un drift de 5.879, por lo cual podemos trabajar con las bombas ( GN – 5.4 pg., SN – 5.38 pg. Y DN – 3.75 pg.). Haciendo el análisis de los accesorios y del cable se observa que el espacio requerido por el arreglo de los dos primeros modelos es mayor al diámetro de trabajo, por lo que se requiere de un arreglo con diámetro menor que permita introducir el equipo con seguridad, por lo que se escogió el modelo de bomba DN, encontrando el siguiente modelo (Figura 29).

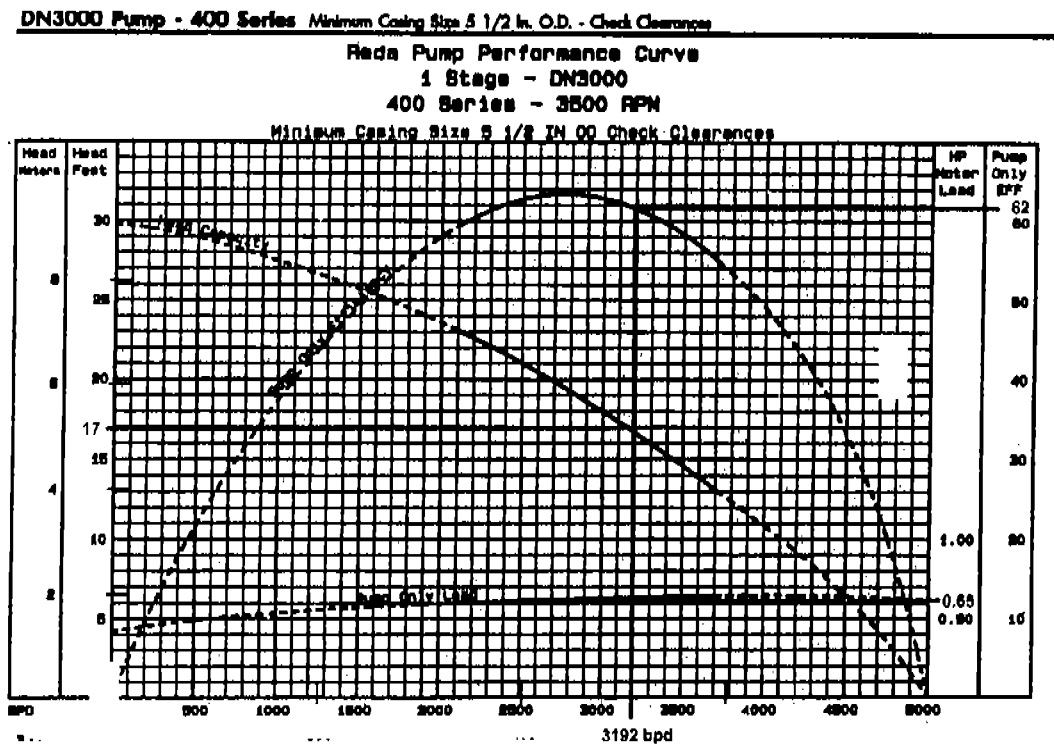


Figura 29.- Comportamiento de la Bomba seleccionada

DN 3000 serie 400 @ 60 Hz.: Este modelo tiene un rango de operación de 2000 a 3500 bpd, para el rango de gasto de 3192 bpd se encuentra un poco defasado a la derecha del punto medio pero se tiene una buena eficiencia. De la curva de desempeño de la Bomba correspondiente @ 60 Hertz, se tiene una altura por etapa de 17 ft/etapa y un consumo de potencia de 0.65 Hp/etapa.

Paso 5.- NÚMERO DE ETAPAS Y POTENCIA REQUERIDA<sup>(13)</sup>: Para el gasto de 3192 bpd, se calculará el número de etapas para manejar el gasto solicitado (Figura 30).

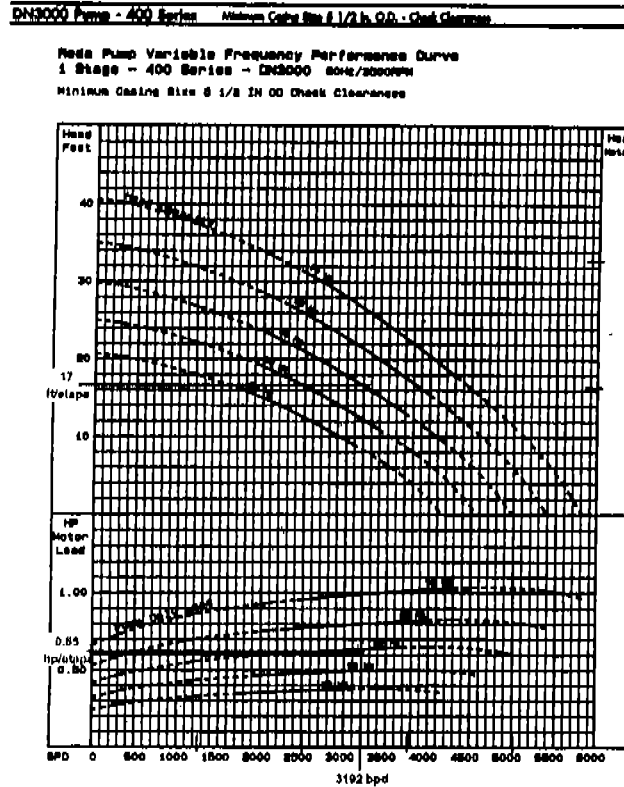


Figura 30.- Número de etapas y potencia requerida @ 60 hertz

$$(30\%) \text{ Número de etapas} = \frac{1747\text{ft}}{17\text{ft / etapa}} = 102\text{etapas}$$

$$\text{Potencia requerida por la Bomba} = \frac{0.65\text{HP}}{\text{etapa}} * \frac{102\text{etapas}}{\text{etapa}} = 66.5 \approx 67\text{Hp}$$

$$(70\%) \text{ Número de etapas} = \frac{2550\text{ft}}{17\text{ft / etapa}} = 150\text{etapas}$$

$$\text{Potencia requerida por la Bomba} = \frac{0.65\text{HP}}{\text{etapa}} * \frac{150\text{etapas}}{\text{etapa}} = 97.5 \approx 98\text{Hp}$$

Paso 6.- SELECCIÓN DEL HOUSING<sup>(13)</sup>: Con base al catalogo se tiene que para el número de etapas de los porcentajes: 30%- 102 etapas y 70% - 150 etapas., seleccionando para el primer caso uno y para el otro caso dos housing (Tabla 6).

DN3000 Pump - 400 Series Minimum Casing Size 5 1/2 In. O.D. - Check Clearances

Housing Number Stages	Abrasion Resistant	
	Carbon Steel FL-CT(1) Part Number	Redalloy FL-CT(1) Part Number
6	963116	TBA
14	963124	TBA
21	963132	TBA
29	963140	1034545
36	963157	1034552
44	963165	967513
51	963173	967521
59	963181	967539
66	963199	967547
74	963207	967554
81	963215	967562
89	963223	967570
96	963231	967588
104	963249	967596
111	963256	967604

Tabla 6.- Especificación del Housing

Paso 7.- SELECCIÓN DEL PROTECTOR<sup>(13)</sup>: Será el que corresponda con la serie de la bomba, se considerará una demanda promedio de 4 HP para su operación.

Paso 8.- SELECCIÓN DEL MOTOR<sup>(13)</sup>: La potencia requerida por el motor esta en función de la requerida por la bomba y el protector. La decisión final se basa generalmente en consideraciones económicas así como en experiencias previas. La potencia requerida por el motor es la siguiente considerando:

Para (30%) 102 etapas = 67 + 4 Protector = 71 Hp

Para (70%) 150 etapas = 98 + 4 Protector = 102 Hp

Con base en la potencia del HP del motor se selecciona el siguiente motor disponible por el fabricante. Se toma como criterio el drift de la TR (5.879") y la potencia calculada (Tabla 7).

	Serie	HP	Voltaje Nom.	Ampers Nom.	Tipo
30%	456	80	2382	22	S
70%	456	120	2480	30.5	S

436 Series Motors: VU-O Intermediate Type O.D. 4.84 Inches Per Application to 8,500' O.D. Or Lower Centre

Description - 60 Hertz	Description - 50 Hertz	Length	Weight	Carbon Steel		Redalloy	
				Part Number	Part Number		
HP Volts Amps	HP Volts Amps	Feet	Lbs.	Type			
30%	80 1140 47	21.1	980	S	1077791	1078732	
		21.1		UT	1078286	1079078	
		21.3		CT	1078427	1079201	
	60 1348 39	21.1	980	S	1077809	1078740	
		21.1		UT	1078294	1079084	
		21.3		CT	1078458	1079119	
80 2382 22	67 1964 22	21.1	980	S	1077817	1078787	
		21.1		UT	1078302	1079074	
		21.1		CT	1078443	1079227	
100 1130 85	83 988 85	28.9	1195	S	1077828	1078745	
		25.9		UT	1078310	1079102	
		26.1		CT	1078443	1079227	
100 1350 80	83 1128 80	28.9	1195	S	1077833	1078773	
		25.9		UT	1078328	1079110	
		26.1		CT	1078480	1079235	
100 2362 27	83 1968 27	28.9	1195	S	1077841	1078781	
		25.9		UT	1078326	1079128	
		26.1		CT	1078480	1079235	
120 1140 66.5	100 950 66.5	30.7	1460	S	1077858	1078799	
		30.7		UT	1078344	1079136	
		30.9		CT	1078448	1079243	
120 1300 58	100 1083 58	30.7	1460	S	1077866	1078807	
		30.7		UT	1078351	1079144	
		30.9		CT	1078476	1079250	
70%	120 2480 30.5	100 2066 30.5	30.7	1460	S	1077874	1078815
			30.7		UT	1078639	1079151

S-Single Section UT-Upper Tandem CT-Center Tandem

Tabla 7.- Condiciones del operación del motor @ 60 hertz

PASO 9.- SELECCIÓN DEL CABLE<sup>(13)</sup>: La selección del cable y su tamaño adecuado dependen de factores combinados de caída en el voltaje, amperaje y el espacio disponible, se recomienda que para el amperaje del motor seleccionados y la temperatura de fondo del pozo y la selección sea de un tamaño de cable tal de asegurar una caída de voltaje de 30 voltios por 1000 pies para asegurar la capacidad de transporte de corriente del cable (Tabla 8).

### Cable

#### PROCEDURE FOR SELECTING PROPER CABLE GAUGE

1. From the voltage drop chart, select a cable gauge that results in a three phase voltage drop that is less than 30 volts per 1000 feet.
2. Find the graph of maximum current vs. well temperature for the type of cable that has been selected.
3. Verify from the graph that the maximum current is greater than the expected current at the expected well temperature.
4. If the maximum current is exceeded, either go to a larger gauge (smaller AWG number) or change to a cable type with a higher temperature rating.

#### TEMPERATURE CORRECTION FACTOR (a) FOR VOLTAGE DROP (GAS FILLED PIPE)

CABLE TYPE	WIRE SIZE					
	#8	#6	#4	#1	#1/2	#3/8
REDALLOY (FOTR)	0.0281	0.0175	0.0097	0.0070	0.0048	0.0038
REDALLOY (PPED)	0.0189	0.0112	0.0062	0.0046	0.0031	0.0028
REDALLOY (RTKO)	0.0275	0.0189	0.0080	0.0068	0.0058	0.0048
REDALLOY (RTRO)	0.020	0.0117	0.0062	0.0046	0.0034	0.0027
REDALLOY (SEF)	0.0275	0.0187	0.0080	0.0064	0.0050	0.0038
REDALLOY (NMF)	0.0189	0.0115	0.0068	0.0043	0.0032	0.0025
REDALLOY (RLB)	0.0281	0.0189	0.0088	0.0064	0.0050	0.0038
REDALLOY (RLB)	0.0202	0.0118	30% 0.0088	0.0042	0.0031	0.0025

70%

Tabla 9.- Corrección por temperatura para el cable

Para este caso se selecciono el cable Redalead para el cual se seleccionará el tamaño y se verificará que su corriente de operación sea tres veces mayor a la requerida para asegurar el arranque, para los dos cortes de agua a manejar.

Corte de 30% =  $I = 3(22) = 66$  ampers

Corte de 70% =  $I = 3(30.5) = 91.5$  ampers

Se verificó la temperatura de operación

$$T_c = (0.0058 * I^2) + T_f$$

$$T_c = (0.0058 * 22^2) + 294 = 296 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$T_c = (0.0058 * 30.5^2) + 294 = 300 \text{ } ^\circ\text{F}$$

De la gráfica para el tipo de cable y tamaño, observamos que el cable seleccionado para el 30% agua será de calibre # 6 y para 70% del calibre # 4, los cuales cumplen con el rango de operación tanto de temperatura como del amperaje requerido (Figura 31).

### Cable Data

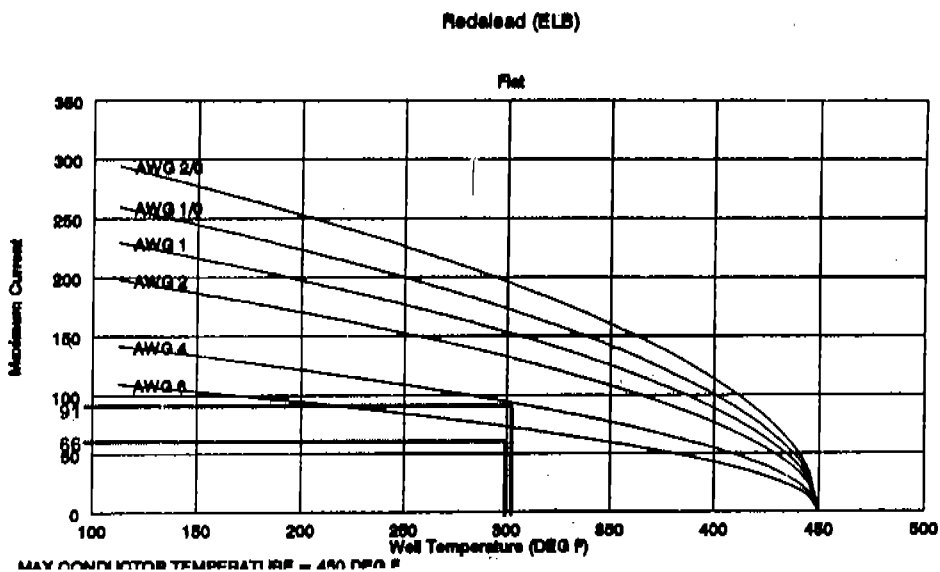


Figura 31.- Rango de operación del cable Redalead



PASO 10.- CALCULA DEL TRANSFORMADOR: Se determinó el voltaje requerido del motor; para determinar el voltaje en superficie suponemos que tenemos 50 m. de cable y una caída de voltaje de 110 volts., por lo tanto podemos determinar el voltaje en superficie requerido, que es igual al voltaje de la placa del motor más la caída del voltaje. Estos valores establecen el tamaño del tablero.

Voltaje de superficie (30%) = 2382 + 110 = 2492 volts

Voltaje de superficie (70%) = 2480 + 110 = 2590 volts

Ahora se pueden calcular los KVA del sistema

$$KVA = \frac{\text{Vol.en sup.} \cdot A.\text{del motor} \cdot 1.73}{1000} = Kva$$

$$KVA_{30\%} = \frac{2492 \cdot 22 \cdot 1.73}{1000} = 94.84 \approx 95 Kva$$

$$KVA_{70\%} = \frac{2590 \cdot 30.5 \cdot 1.73}{1000} = 136.66 \approx 137 Kva$$

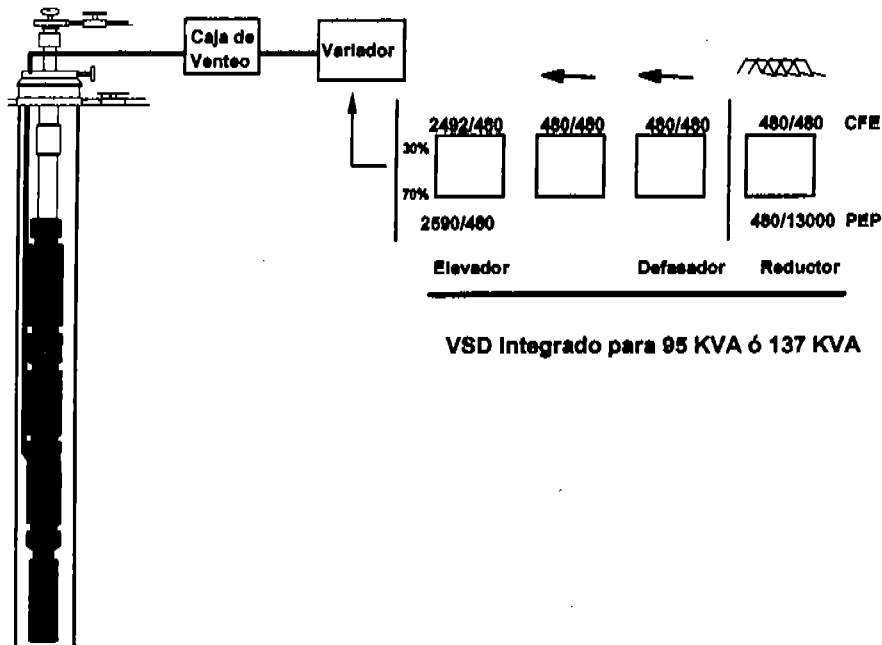


Figura 32.- VSD integrado a instalarse en el pozo para los dos casos

Una forma de operar las unidades de bombeo electrocentrífugo es utilizando variador de frecuencia (VSD). Un VSD es utilizado para cambiar la frecuencia fija de la forma de onda de corriente alterna de potencia de entrada, a otras frecuencias (usualmente entre 30 a 90 Hz), por lo que el VSD nos permite operar la unidad de BEC sobre un amplio rango de frecuencias en vez de estar limitado a la frecuencia de línea. El variador VSD que se para estos casos se pedirá integrado para manejar 95 KVA ó 137 KVA, que son los dos cortes de agua propuestos con los que operar el motor(Figura 32).

Paso 11.- RESULTADO FINAL: Este sería el diseño para el equipo de bombeo electrocentrífugo y su arreglo para operar en forma invertida, del cual hay que tomar en cuenta las consideraciones de los fabricantes para cada uno de los componentes y arreglos del sistema (figura 33).

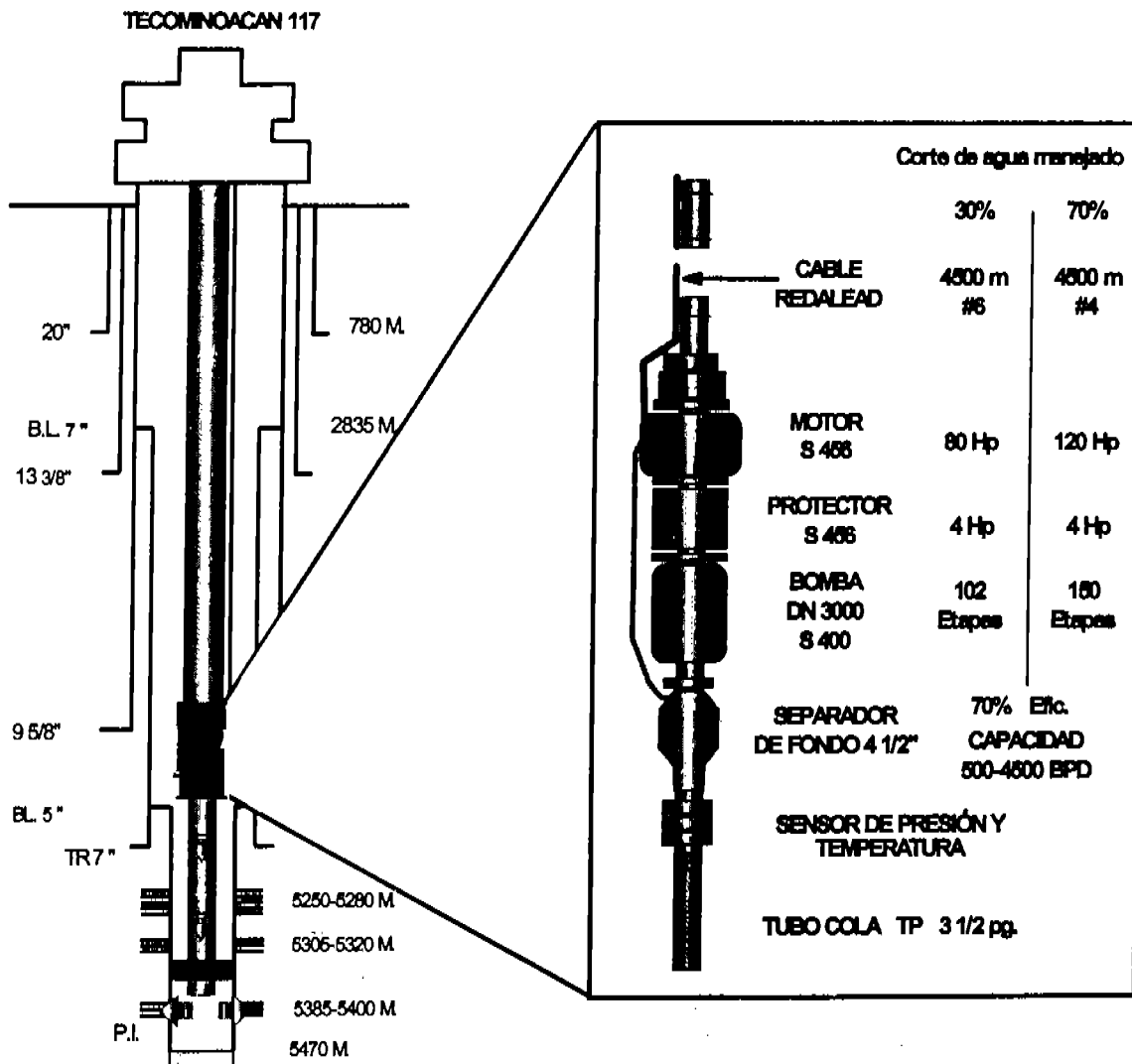


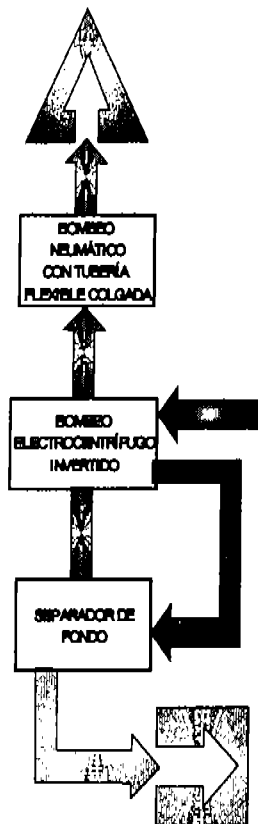
Figura 29.- Diseño del equipo BEC a instalar en el pozo

## IV.8 INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS COMBINADOS Y RESULTADOS

Si bien el análisis nodal es una metodología estándar para simular las respuestas de los pozos, es importante en este caso considerarla como una herramienta que nos permitió predecir los beneficios que se tendrán al implantar Sistemas Artificiales de Producción, por lo que fue necesario del uso de simuladores de flujo multifásico y softwares técnico especializado.

Para este caso existieron limitaciones para utilizar softwares de Bombeo Electrocentrifugo, por el arreglo del sistema Inverso y por el acoplamiento del separador de fondo, pero sin embargo, esto no fue impedimento para realizar los diseños. Para la simulación del Bombeo neumático se utilizó el software Pipesim, tanto para ajustar el comportamiento del pozo como para los diferentes escenarios de inyección de gas con tubería flexible.

Para lo cual se determinaron las condiciones de operación y requisitos de cada uno de los sistemas a implantar, claro esta, sin olvidar las recomendaciones de los fabricantes.



### BOMBEO NEUMÁTICO A ALTA PRESIÓN:

Compresor de dos pasos y 1800 rpm máximo

Presión de succión de 800 psi. (56 kg/cm<sup>2</sup>)

Volumen de gas requerido de 0.65 – 2.0 MMpcd

Presión de descarga máxima de 2500 psi. (176 kg/cm<sup>2</sup>)

Tubería flexible de 1 ½" a 4000 m

Conexiones adecuadas para instalar la tubería flexible

### BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO INVERSO:

Bomba DN 3000 S-400

Motor S-456

Protector S-456

Cable #4

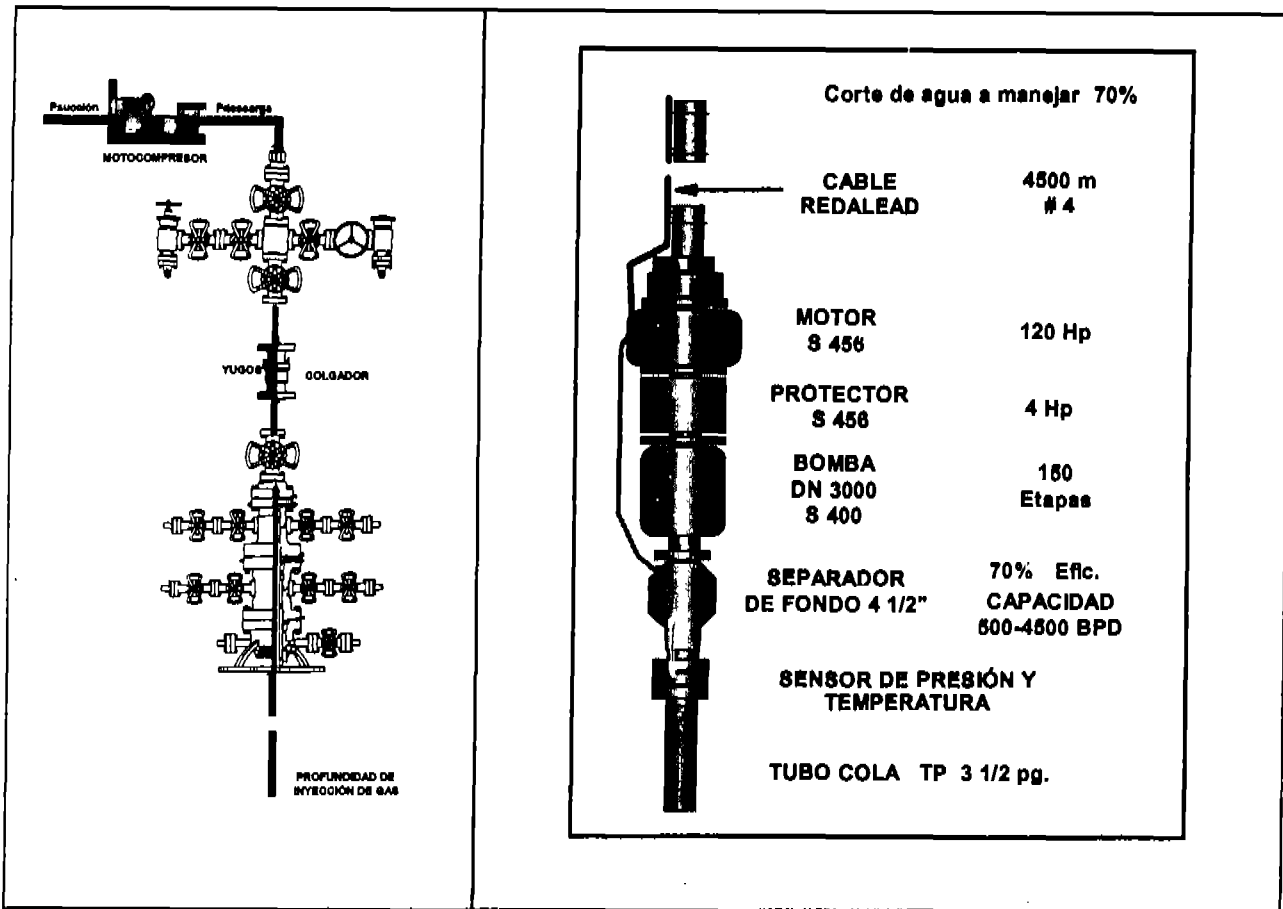
Sensor de Presión temperatura

### SEPARADOR DE FONDO:

Pozo TR 5 ½"

Separador 4 ½" soporta hasta dos tubos (Hidrociclones)

Capacidad: 500 – 4,500 bpd



De estos resultados se observó que cuando hay separación en fondo, se tendrá un ahorro en gastos operativos por consumo de gas de inyección, así como de la infraestructura superficial para manejar el agua. Para la implantación de los sistemas combinados, se presenta las ventajas y desventajas que se tendrían al aplicar estos en el Campo.

Aplicación de Sistemas Combinados	
Ventajas	Desventajas
Reactivar pozos destinados a cerrar por alto % de agua	Fuertes Inversiones de capital por utilizar doble sistema
Manejar volúmenes mínimos de agua en superficie	Mayor riesgo que las instalaciones convencionales
Prolongar la vida del Campo	Geometrías limitadas de TR's
Reducción de costos de Infraestructura superficial	Poca experiencia en este tipo de aplicaciones
Minimización del Impacto ambiental	

## CONCLUSIONES

La excesiva producción de agua extraída de los pozos petroleros en todo el mundo, ha fijado la atención de las compañías operadoras y de centros de Investigación, en el desarrollo de tecnología que, minimice el impacto de los costos de producción por manejo de agua. Este trabajo ha discutido una alternativa para soslayar el problema de agua a través de la implantación de los Sistemas Artificiales Combinados BEC-BN con separador de fondo.

La implantación de estos Sistemas, no sólo se aplicarán para el levantamiento de la columna de líquido, sino que también, para inyectar simultáneamente el agua separada en fondo a capas invadidas de agua o intervalos sin posibilidades de Explotación.

La separación en fondo permitió manejar volúmenes de agua menores en superficie a tratar, ya que la extracción de ésta implicaría entre otras cosas, traerla a la superficie y tratarla; por lo que evitarían inversiones en infraestructura para su tratamiento y acondicionamiento de pozos letrina para de aguas residuales. Adicionalmente con esta aplicación, se minimiza el impacto ambiental derivado del manejo de agua de deshecho hacia los afluentes naturales o contaminación de aguas artesianas.

Por otra parte, con este estudio se pretende maximizar la extracción de hidrocarburos en pozos con producción de agua, para mantener o incrementar la plataforma de producción del campo, así como también considerar la opción de evitar abandonar y/o obturar intervalos que nos puedan dar información para un mejor control en el monitoreo del yacimiento y el acuífero.

Una vez, que el agua se presenta en el pozo y se manifiesta en la superficie hay que buscar soluciones inmediatas y efectivas, y ésta alternativa resulta ser una buena opción.

En este estudio no se considero la parte económica, por lo que se recomienda hacer un análisis de rentabilidad, con la finalidad de evaluar técnica y económicamente la factibilidad de llevar acabo una prueba tecnológica, y de ser favorable ésta, continuar con su aplicación en pozos del campo.

## NOMENCLATURA

L	[ m ]	Metros
Pb	[ Psia ]	Presión de burbuja
Pdesc	[ Psi ]	Presión de descarga de la Bomba
Pdesosf	[ Psi ]	Presión de descarga de aceite del Separador de Fondo
Pdeswsf	[ Psi ]	Presión de descarga de agua del Separador de Fondo
Piny	[ Psia ]	Presión de Inyección a la formación
Psep	[ Psia ]	Presión de Separación
Psucc	[ Psi ]	Presión de succión de la Bomba
Psucsf	[ Psi ]	Presión de succión del Separador de Fondo
Pwh	[ Psia ]	Presión de Cabeza
Pwf	[ Psia ]	Presión de Fondo Fluyendo
Pws	[ Psia ]	Presión Estática
Qgas	[ bpd ]	Gasto de gas
QL	[ MMpcd ]	Gasto de líquido
qo	[ bpd ]	Gasto de aceite
qw	[ bpd ]	Gasto de agua
qwp	[ bpd ]	Gasto de agua producida
qwiny	[ bpd ]	Gasto de agua inyectado
RGA	[ ft <sup>3</sup> /bl ]	Relación gas-aceite
Rs	[ ft <sup>3</sup> /bl ]	Relación de solubilidad
TDH	[ ft ]	Carga Dinámica Total
Tc	[ °F ]	Temperatura de Operación
Tsup	[ °F ]	Temperatura de Superficie
Twf	[ °F ]	Temperatura de Fondo Fluyendo
Tyac	[ °F ]	Temperatura de Yacimiento
° API	[ Adim ]	Densidad del Aceite
θint	[ pg ]	Diámetro Interno
θext	[ pg ]	Diámetro Externo
γo	[ Adim ]	Densidad relativa del Aceite
γw	[ Adim ]	Densidad relativa del Agua
γm	[ Adim ]	Densidad relativa de la mezcla
w%	[ % ]	Corte de Agua
E%	[ % ]	Eficiencia
w%	[ % ]	Corte de Agua

## REFERENCIAS

1. Informe Anual y Memoria Descriptiva de las Instalaciones del Activo Jujo-Tecominoacán / Diseño de Explotación / 1997.
2. Recuperación mejorada de aceite en el yacimiento Jujo-Tecominoacán implantando un proceso miscible con Inyección de nitrógeno / Activo de Producción Jujo-Tecominoacán / Febrero del 2000.
3. Estudio de Factibilidad de una prueba piloto de Inyección de N<sub>2</sub> en el Campo Antonio J: Bermúdez y el Campo Jujo-Tecominoacán / Diseño de Explotación / Junio del 2001.
4. Historia de Producción del pozo Tecominoacán 117.
5. Diseño y Planeación de una prueba de Inyectividad e Interferencia en seno de Acuífero Campo Jujo-Tecominoacán / Ing. Francisco Castellanos Ramírez Páez, M. en I. L. Jorge Carranza Becerra; Ing. Alfredo Pérez F. / Jornadas Técnicas AIPM Villahermosa / Agosto del 2002.
6. Control de agua / Bill Balley, Jon elphick, Cristian Romano / Oilfield review / Verano del 2000.
7. Inyección de gas dulce a alta presión utilizando compresores portátiles a boca de pozo (Tub. Flexible y/o Disparo Puncher / M. en I. L. Jorge Carranza Becerra, Narciso Ramos Rodríguez / AIPM Abril 1997.
8. Coiled Tubing Operating and Services / Paul T. Brown / World Oil / Octubre 1992.
9. Profitable continuous Flow Gas Lift in 18,000 ft Wells with Low reservoir Pressures / Demos, E:E., Ing. Saúl Ruíz García / Journal of Petroleum Technology / SPE Julio de 1998.
10. Apuntes "Curso de Bombeo Electrocentrifugo" UNAM / Ing. David Corona / 17 al 21 de Junio del 2002.
11. Apuntes "Curso de Bombeo Electrocentrifugo" UNAM / Ing. Luis Alberto Moncada / 24 al 28 Junio del 2002.
12. Apuntes Curso de Bombeo Electrocentrifugo UNAM / Dr. Mauricio Prado / 7 al 11 de Octubre del 2002.
13. Submersible Pumps for the Petroleum Industry / Manual de REDA / 1992.
14. Apuntes de Producción de Pozos II Facultad de Ingeniería / Ing. Héctor Díaz Zertuche. / 1980.
15. Conocimiento y Aplicación de la Tecnología para control de agua en yacimientos fracturados y depresionados / SAO Ingeniería de Pozos / Ing. Marco A. Martínez Herrera / 1999.
16. Tallsmán Applications of Downhole Oil/Watre Separation systems in Southeast Saskatchewan / Scott sobre, Cam Matthews / Tallsmán Energy Inc. / Noviembre 1997.
17. PanCanadian Leads the Way in Downhole Oil/water separation / PanCanadian Petroleum Limited / Noviembre 1997.
18. El Sistema Hydrosep / Centrilift a Baker Hughes company / 1998.
19. Diseño y Aplicación de Estranguladores de Fondo / M. en I. L. Jorge carranza Becerra, Ing. Félix Bautista Torres / Jornadas Técnicas AIPM Villahermosa Octubre 1998.
20. Estrangulador de fondo un método aplicado al Campo Jujo-Tecominoacán para retardar la surgencia del agua / Ing. Saúl Ruíz García, M. en I. L. Jorge Carranza Becerra; Ing. Alfredo Pérez F., Ing. Félix Bautista Torres / Jornadas Técnicas AIPM Villahermosa / Agosto del 2002.