



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN  
INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“DISEÑO DE UN SISTEMA EXPERTO PARA LA APLICACIÓN DEL  
BOMBEO HIDRÁULICO JET EN POZOS PRODUCTORES DE ACEITE”**

**TESIS**

**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA  
PETROLERA Y DE GAS NATURAL - ÁREA PRODUCCIÓN**

**P R E S E N T A:**

**HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES**

**DIRECTOR: M.I. SÁUL BAUTISTA FRAGOSO**

**CO-DIRECTOR: M.I. FRANCISCO SÁNCHEZ ARREDONDO †**

2012



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.

México D.F. Agosto de 2012.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Néstor Martínez Romero.  
Secretario: M. en I. José Ángel Gómez Cabrera.  
Vocal: M. en I. Saúl Bautista Fragoso.  
1er. Suplente: Dr. Fernando Sebastián Flores Ávila.  
2do. Suplente: M. en I. Felipe de Jesús Lucero Aranda.

Lugares donde se realizó la tesis:

UNAM, PEMEX

**DIRECTOR DE TESIS:**

M. en I. Saúl Bautista Fragoso

---

**FIRMA**

# CONTENIDO

I. Resumen	1
II. Objetivos	3
III. Introducción	4

## Capítulo I

1. Historia del Arte del Bombeo Hidráulico	8
1.1. Reseña Histórica	12
1.2. Evolución del Bombeo Hidráulico	14
1.3. Aplicaciones Mundiales del BHJ	14
1.3.1. Bombeo Hidráulico en Ecuador	15
1.3.2. Bombeo Hidráulico en Venezuela	18
1.3.3. Bombeo Hidráulico en Colombia	22
1.3.4. Bombeo Hidráulico en Canadá	23
1.4. Aplicaciones del BHJ en México	24

## Capítulo II

2. Generalidades del Bombeo Hidráulico	35
2.1. Equipo de Superficie	35
2.1.1. Sistema de Fluido Motriz	37
2.1.1.1. Sistema de Fluido Motriz Cerrado	38
2.1.1.2. Sistema de Fluido Motriz Abierto	40
2.1.2. Bombas de Superficie	44
2.1.3. Múltiple de Inyección	46
2.1.4. Válvulas de Control	47
2.1.5. Lubricador	48
2.1.6. Tubería de Alta Presión	49
2.1.7. Cabezal de Boca de Pozo	50
2.2. Equipo Subsuperficial	51
2.2.1. Disposición de Tubería	51
2.2.2. Bombas Tipo Pistón	61
2.2.3. Bombas Tipo Jet	64
2.2.3.1. Principio de Funcionamiento	64
2.2.3.2. Cavitación	66
2.2.3.3. Tamaño de Boquillas y Gargantas	68
2.2.3.4. Curva de Comportamiento de la Bomba Jet	71
2.2.3.5. Coeficiente de Pérdidas de Fricción	74
2.2.3.6. Ajuste por Presencia de Gas	74
2.2.3.7. Selección del Equipo	75
2.2.3.8. Accesorios	76

## Capítulo III

<b>3.</b>	Aplicaciones del Bombeo Hidráulico Jet	78
<b>3.1.</b>	Proyecto Integral Carmito-Artesa	78
<b>3.2.</b>	Campo Secadero	82
<b>3.2.1.</b>	Ubicación y Características	82
<b>3.2.2.</b>	Geología	83
<b>3.2.3.</b>	Historia de Presión	85
<b>3.2.4.</b>	Historia de Producción	86
<b>3.3.</b>	Caso de Estudio, Pozo Secadero 1	87
<b>3.4.</b>	Caso de Estudio, Pozo Secadero 1001	106

## Capítulo IV

<b>4.</b>	Diseño del Sistema Experto (SE)	126
<b>4.1.</b>	Análisis Cualitativo para el SE	127
<b>4.2.</b>	Diseño del Bombeo Hidráulico Jet en el SE	129
<b>4.2.1.</b>	Información Básica Requerida	129
<b>4.2.2.</b>	Cálculos Preliminares	131
<b>4.2.3.</b>	Modelos para Bombas Tipo Jet	138
<b>4.2.4.</b>	Procedimiento de Diseño	142
<b>4.2.5.</b>	Factores a Considerar en el Diseño	146
<b>4.3.</b>	Diagrama de Flujo del SE	147
<b>4.4.</b>	Análisis de Resultados del SE	148
<b>4.5.</b>	Análisis de Fallas	162
<b>5.</b>	Conclusiones	163
<b>6.</b>	Recomendaciones	165
<b>IV.</b>	Nomenclatura	167
<b>V.</b>	Anexos	168
<b>VI.</b>	Referencias	173

## ***I. RESUMEN***

Esta tesis está integrada por 4 capítulos y ofrece mediante la interfase de programación de Visual Basic 6.0, el desarrollo de un Sistema Experto (SE), que para un pozo en particular evalúa de forma cualitativa la aplicación de los sistemas artificiales de producción de Bombeo Mecánico (BM), Bombeo Electrocentrífugo (BEC), Bombeo Neumático Continuo (BNC), Bombeo Neumático Intermitente (BNI), Bombeo Hidráulico Jet (BHJ) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP), con el fin de proporcionar al ingeniero especialista una herramienta que permita tomar decisiones rápidas y eficientes en un corto periodo de tiempo. En caso de que el levantamiento artificial seleccionado sea el BHJ, el SE cuenta con un módulo, que permite elegir un modelo tipo Jet que puede ser el de Gosline & O'Brien, Cunningham o Petrie, con el cual se realiza el diseño del BHJ, determinando los parámetros de operación del equipo superficial y subsuperficial del sistema.

El **capítulo I** de este trabajo, describe una reseña histórica y la evolución del Bombeo Hidráulico a través del tiempo, asimismo, muestra casos exitosos y experiencias relacionadas con aplicaciones del Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ) a nivel mundial y nacional en PEMEX.

El **capítulo II** describe detalladamente el equipo superficial, tal es el caso de los sistemas de fluido motriz, bombas triplex, válvulas de control y accesorios especiales. De igual manera, menciona todo lo relacionado con el equipo subsuperficial, su principio de funcionamiento, selección del tamaño y coeficientes de pérdidas de fricción de toberas y gargantas, arreglos subsuperficiales, accesorios y selección del equipo.

El **capítulo III** muestra dos casos de estudio realizados en Pemex Exploración y Producción, los pozos Secadero 1 y 1001, los cuales resultaron exitosos y mostraron mejoras con la instalación del BHJ, debido a que incrementaron su producción de aceite y estabilizaron sus condiciones de operación.

El **capítulo IV** explica el procedimiento de diseño desarrollado para la construcción del Sistema Experto, tanto en la evaluación cualitativa de sistemas artificiales como en el diseño del BHJ, explicando a detalle las consideraciones, limitantes, variables, procesos y métodos utilizados tanto para la selección del SAP como para el diseño del BHJ. De igual manera, evalúa los casos de estudio del capítulo III, dando a conocer las desviaciones de los resultados reales de campo y los obtenidos con el Sistema Experto.

## II. OBJETIVOS

Actualmente en Pemex Exploración y Producción (**PEP**), especialmente en la Región Sur, operan pozos productores de aceite ligero con cortes de agua mayores al 30% y que requieren de un sistema artificial de producción (**SAP**) para operar. El 90% de estos pozos, utilizan el Bombeo Neumático (**BN**) y el Bombeo Mecánico (**BM**) como principales métodos. Sin embargo, existen pozos que requieren de un SAP y por limitantes de costos e infraestructura es imposible llevar el gas de BN o el suministro de energía hasta la localización. Con la finalidad de atenuar esta problemática, se origina este trabajo, el cual tiene como objetivos:

- 1) Desarrollar una metodología mediante un sistema experto que permita identificar y seleccionar pozos productores de aceite, candidatos a operar con el sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BHJ), con la finalidad de aplicar las ventajas, flexibilidad y bajos costos que ofrece este sistema.
- 2) En el caso de que el levantamiento artificial seleccionado por el SE sea el BHJ, el SE tiene un módulo, que permite seleccionar una de las tres marcas de bombas y uno de los métodos jet, que pueden ser el de Gosline & O'brien, Cunningham o Petrie, para realizar el diseño del BHJ.
- 3) Mediante el diseño de BHJ, el SE permite determinar los parámetros de operación superficiales y subsuperficiales del sistema, tales como: relación de diámetros tobera-garganta, presión y gasto de inyección, potencia y eficiencia de la bomba superficial, gasto de producción deseado, entre otras.
- 4) Debido a que la aplicación y experiencia operacional del BHJ en México está en desarrollo, en esta tesis se dan a conocer experiencias de campo, correcciones preventivas y correctivas, ventajas y fallas que se tienen al operar este Sistema, maximizando la ganancia a través de una administración inteligente de la inversión y los costos de operación, sin descuidar el medio ambiente.



### III. INTRODUCCION

Al inicio de la vida productiva de un yacimiento, los fluidos almacenados en el medio poroso pueden tener la energía suficiente para moverse desde el fondo del pozo hasta el separador, en este caso, se dice que el pozo produce bajo condiciones naturales. Sin embargo, con el paso del tiempo, esta energía declina continuamente debido al desplazamiento de masa en el medio poroso hasta que no es suficiente para llevar a la superficie los fluidos producidos, en consecuencia se hace necesario el uso de algún método de levantamiento artificial. Las consideraciones anteriormente expuestas pueden representar el principio básico de aplicación de éstos métodos, sin embargo, el uso de los sistemas artificiales se pueden aplicar en pozos con suficiente energía, con la finalidad de explotar de manera racional y/o extender la vida productiva del yacimiento.

En aquellos campos que se encuentren en la etapa de desarrollo, siempre se debe contemplar la posibilidad de implantar alguno de estos métodos, incluso antes de la perforación del pozo. Esto con el fin de disponer de terminaciones capaces de admitir la instalación de cualquiera de estos equipos, tales como, condiciones mecánicas del pozo (camisa de circulación), tipo de terminación, capacidad de la bomba, la cual se encuentra directamente afectada por el diámetro del pozo (entre más pequeño sea el tamaño de la TR, mas pequeña será la capacidad de la bomba).

El diseño y análisis de algún sistema de levantamiento artificial puede ser dividido en dos componentes fundamentales<sup>30</sup>:

**El primero**, está constituido por el yacimiento y su representación ésta dada por la curva de comportamiento de afluencia (**IPR**), que no es más que el potencial que tiene el yacimiento para aportar los fluidos hacia el fondo del pozo.

**El segundo** componente, lo forman el pozo y las líneas superficiales (tubería vertical, estrangulador, líneas de flujo, separador, válvulas, codos, sistema de levantamiento artificial, entre otros) y su representación se encuentra dada por la curva de la tubería de capacidad de transporte (outflow), que representa la habilidad que tiene el pozo y las líneas superficiales para llevar los fluidos producidos hasta el separador.

En consecuencia, la aplicación, selección y operación óptima del equipo de levantamiento artificial es complicada e implica la evaluación de las características del yacimiento, gasto de flujo, características geométricas del sistema de producción, propiedades físicas de los fluidos producidos por el pozo, cantidad y tipo de sólidos, instalaciones de superficie, tipo de localización y el tipo de energía para producir el levantamiento de los fluidos. En la actualidad existen diversos métodos de levantamiento artificial cuyo principio se basa en el uso de una bomba o en la inyección continua y/o intermitente de gas en el fondo del pozo, en cualquiera de los casos mencionados, se requiere que una determinada cantidad de energía sea adicionada a los fluidos producidos por el pozo. Aún cuando estos métodos de levantamiento artificial son utilizados para restablecer la energía perdida, éstos también han sido considerados para minimizar los requerimientos de energía, maximizando la diferencial de presión en la cara de la formación.

Los sistemas de levantamiento hidráulico representan otro método disponible para transmitir energía a los fluidos producidos por el pozo mediante el uso de una bomba tipo pistón o jet, ubicada en el fondo del mismo y accionada por un fluido motriz o de potencia inyectado desde la superficie a alta presión. Este método de levantamiento artificial se basa en el **Principio de Pascal**, el cual establece que ***cualquier cambio de presión aplicado a un fluido se transmite sin alteración a través de todo el fluido.***

Las bombas hidráulicas tipo pistón o reciprocante consisten de un mecanismo formado por un conjunto de pistones acoplados de tal manera que uno maneja el fluido de potencia y el otro bombea los fluidos aportados por el pozo a la superficie. Mientras que las bombas hidráulicas tipo jet, convierten el fluido de potencia presurizado (baja velocidad) en un chorro "jet" a alta velocidad, el cual se mezcla con los fluidos producidos por el pozo (**Principio de Bernoulli**), éstas bombas han estado en el mercado petrolero desde los años 70's y su popularidad se ha mantenido debido a su simplicidad, mínimo uso de partes móviles y tamaño pequeño.

La versatilidad de éste sistema de levantamiento artificial ha sido comprobada ampliamente a nivel mundial, en pozos verticales o desviados con profundidades desde

1,000 hasta 18,000 *pies* y gastos de flujo que pueden variar entre 100 y 10,000 bpd. La flexibilidad del sistema permite la fácil adaptación a equipos de control automatizados en superficie. Al fluido de potencia se le puede agregar químicos para el control de corrosión, parafinas y emulsiones, también puede servir como un efectivo diluyente para reducir la viscosidad de los fluidos producidos, entre otros usos.

El seleccionar en este trabajo el tema del Sistema Artificial de Bombeo Hidráulico tipo Jet (**BHJ**), se debe a que mundialmente en distintos países, existen aplicaciones exitosas en pozos que operan con este sistema, de hecho existen campos que más del 50% de su producción de aceite es debida a este sistema, sin embargo, por diversos factores, tales como; falta de difusión del sistema, compañías especialistas, software especializado, personal de diseño no capacitado, inexperiencia en su operación y en el diagnóstico de fallas, la aplicación en México ha sido limitada.

Es por ello que este trabajo ofrece la selección del Sistema Artificial de BHJ mediante un Sistema Experto (SE), que administra el conocimiento estructurado de la expertís del recurso humano (Ingenieros de Diseño y Campo que laboran en PEP y en la Industria Privada), mediante la implementación organizada de un conjunto de algoritmos con inferencias de decisión, diseños con simulación y evaluación económica. Este SE concentra en un banco de datos la expertís y el conocimiento teórico del ingeniero especializado, así como, reglas de campo de casos históricos, lo cual ayudará a mejorar la calidad y rapidez en las respuestas, dando lugar a una mejora de la productividad del experto. En el análisis, diseño, selección y especificaciones del Sistema Artificial de Producción de BHJ, deben considerarse los costos por compra y/o renta de equipo, con la finalidad de realizar la evaluación económica que permita visualizar la rentabilidad del Sistema.

Con la finalidad de implantar en México este sistema, Pemex Exploración y Producción (**PEP**), ha realizado varias pruebas piloto en pozos de la Región Marina Noreste, Región Norte y Región Sur, las cuales por diversas causas no fueron del todo exitosas y rentables. De estas pruebas resaltan las aplicaciones exitosas del Campo Secadero de la Región Sur de PEP, las cuales han abierto el camino para contemplar la

instalación del BHJ en otros pozos productores de aceite, difundiendo su aplicación a otros Activos de PEP. Los pozos Secadero 1 y 1001, no solo mantuvieron su producción, sino que la incrementaron y mejoraron sus condiciones de operación con este sistema, todo esto logrado mediante la realización de un análisis de ingeniería de diseño y beneficio-costo, el cual aseguró el éxito volumétrico y económico de los pozos.

Como resultado de estas pruebas, en el campo Humapa ubicado en el municipio de Francisco Z. Mena del estado de Puebla perteneciente a la Región Norte de PEP, se tienen 9 pozos que han incrementado su producción operando con el Bombeo Hidráulico Jet, mostrando una vez más la versatilidad, eficacia y rentabilidad que ofrece este sistema.

Es por ello que uno de los objetivos de este trabajo es el dar a conocer las aplicaciones directas y relación beneficio-costo que se tiene al utilizar el BHJ como método de levantamiento artificial, asimismo, es promover la aplicación del sistema a otros activos de PEP, con el fin de mantener e incrementar la producción de los pozos.

## CAPÍTULO I

### 1. HISTORIA DEL ARTE DEL BOMBEO HIDRÁULICO

La manera más conveniente y económica de producir un pozo es por flujo natural. Sin embargo, la condición de flujo natural puede desaparecer debido a la declinación de la presión estática del yacimiento o al aumento del peso de la columna de líquido en la tubería, lo que ocasiona que el sistema sea incapaz de llevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie, en éste caso, deberá considerarse el uso de algún método de levantamiento artificial.

La selección del sistema artificial adecuado es una tarea difícil, en especial, porque se debe disponer de información confiable para la selección del mismo, la cual en muchos casos resulta escasa o no disponible.<sup>30</sup> Los principales factores a considerar son:

- a) **Características de producción:** El gasto de producción del pozo debe considerar problemas por conificación de agua o gas, arenamiento, etc.
- b) **Características del fluido a producir:** Viscosidad, Densidad, Agua, Sal, etc.
- c) **Cantidad de gas producido:** Está reflejado en la relación gas –aceite (RGA), y es crucial al momento de seleccionar algún método. En sistemas de bombeo, la presencia de gas libre reduce la eficiencia del método.
- d) **Profundidad:** La temperatura afecta a los sistemas de bombeo que operan con bombas electrocentrífugas y/o de cavidades progresivas. Aún cuando la tecnología ha mejorado, la vida útil del motor, cable y elastómero se reduce a medida que aumenta la temperatura. En el caso del Bombeo Neumático, su limitante por profundidad se debe básicamente a la presión de inyección en superficie.
- e) **Presión estática del yacimiento (Pws).** La Pws juega un papel muy importante en la selección del método de levantamiento artificial, ya que existen métodos que aplican para Pws altas y otros para Pws bajas.
- f) **Índice de productividad del pozo (IPR).** La determinación o cálculo de un IPR erróneo, es vital en la selección de un sistema artificial, debido a que se pueden pronosticar incrementos de producción incorrectos.

- g) Problemas operacionales:** Presencia de arena, parafinas, escamas, emulsiones; problemas de corrosión por presencia de  $H_2S$  y  $CO_2$ , emulsiones que ocasionan pérdidas de presión en tubería; disponibilidad de personal técnico capacitado; disponibilidad de empresas de servicio con personal capacitado, repuestos y/o equipos; entre otros.
- h) Disponibilidad de fuentes de energía en superficie:** Plantas y/o estaciones de energía; plantas compresoras; entre otros.

Generalmente, la preselección de los métodos se realiza en función del gasto de producción, la profundidad de colocación del sistema y las características de terminación del pozo. **Lea & Nickens (1997)** propusieron un mapa (**figura 1.1**), el cual permite preseleccionar el método de levantamiento artificial más adecuado.

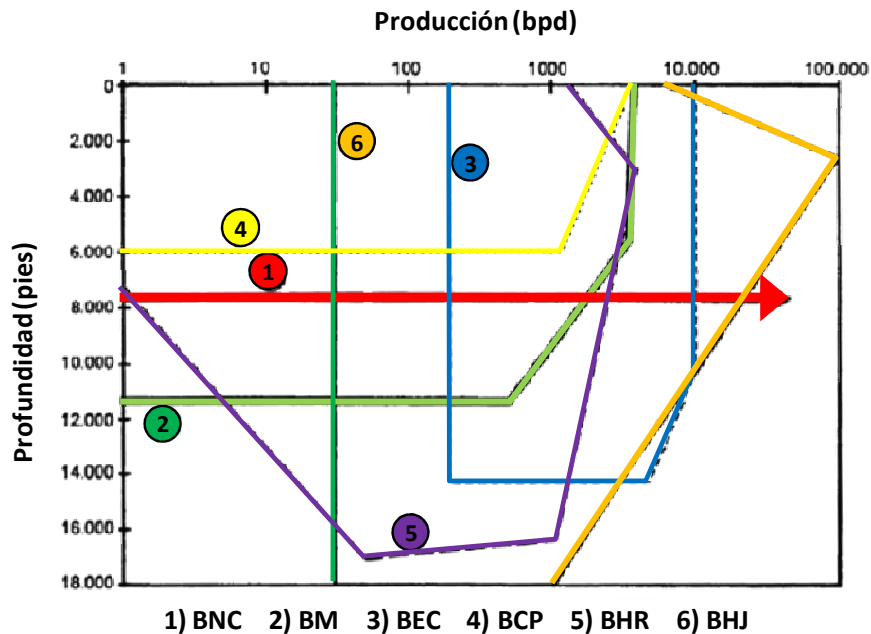


Figura 1.1. Mapa de Lea & Nickens, para la Selección de un Sistema Artificial.<sup>19</sup>

Otros autores como Brown (1982) y Clegg et al. (1992) han presentado trabajos donde se expone en forma tabulada las características más importantes de cada método de levantamiento artificial. Las comparaciones relativas y los límites establecidos para algunos parámetros de las tablas, se fundamentan en la experiencia a nivel mundial y están sujetas a cambios con la incorporación de nuevas tecnologías.

El levantamiento artificial de Bombeo Neumático Continuo, es el método que debe ser considerado en orden de prioridad, después del flujo natural. Mediante un análisis nodal, se determina el impacto que el gasto de inyección de gas tiene sobre el gasto de producción. Si la disponibilidad del gas es deficiente y el crudo producido es altamente viscoso y pesado, se debe descartar el uso de este método. El segundo sistema a considerar es el Bombeo Mecánico, este método es ideal en pozos con bajo índice de productividad (IPR), baja presión de yacimiento y crudos viscosos y pesados. El Bombeo Electrocentrífugo, es ideal en pozos con alta capacidad de aporte de fluidos y con altos cortes de agua, siempre y cuando se consideren los efectos de la producción en la formación y la conificación por agua y gas.

El método de Cavidades Progresiva es recomendable en pozos de baja a moderada capacidad de producción y crudos viscosos, aún cuando éste sistema se encuentra severamente afectado por la profundidad. El método de Bombeo Hidráulico Jet, es recomendable para pozos que producen de yacimientos muy profundos o que poseen serias limitaciones para la inyección continua de gas, así como producción de sólidos.

El Bombeo Neumático Intermitente, generalmente es considerado como la última opción de un sistema artificial y su aplicación es ideal en pozos con alta relación gas – aceite (RGA) y bajo índice de productividad (IPR).

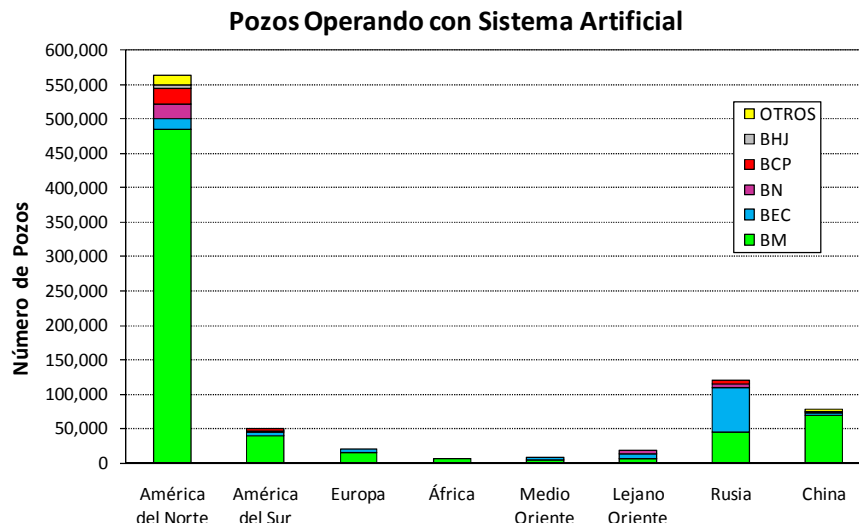
La selección final de un sistema artificial de producción, debe hacerse considerando todos y cada uno de aquellos aspectos referidos al diseño, instalación, tipo de fluido, disponibilidad de energía, servicio y costo.

Los métodos de levantamiento artificial más utilizados a nivel mundial son: Bombeo Mecánico (**BM**), Bombeo de Cavidades Progresivas (**BCP**), Bombeo Neumático (**BNC y BNI**), Bombeo Hidráulico Jet (**BHJ**), Bombeo Electrosumergible (**BEC**), Émbolo Viajero (**EV**), entre otros. Éste orden de clasificación varía de un país a otro, la aplicabilidad de cada método depende de muchas variables, características y/o condiciones mínimas que debe poseer un sistema yacimiento-pozo-superficie para decidir la sí o no instalación de alguno de estos métodos de levantamiento artificial.

En la **figura 1.2** se muestra una estadística del número de pozos que operan con sistema artificial de producción a nivel mundial. El Bombeo Mecánico representa sin duda el método más común; debido a que las bombas de varillas son fáciles de operar y en general su costo es menor al de otros sistemas de producción, aunque poseen menor capacidad de bombeo que otros métodos, especialmente en pozos que producen con altas RGL, TP's de diámetro reducido y/o pozos muy profundos, la cifra incluye la aplicación en los campos de Estados Unidos de América.

El sistema de Bombeo Electrosumergible (BEC), es utilizado en casi un 60% de los pozos que requieren un SAP diferente al Bombeo Mecánico (BM), actualmente Rusia es el país que utiliza más equipos BEC que cualquier otro país. Otro método muy usado en pozos de América del Norte y Sur, Medio y Lejano Oriente, Rusia y China, es el Bombeo Neumático, la inyección de gas es flexible sobre todo en pozos profundos, debido a que se aligera la columna de fluidos ayudando a llevarlos a la superficie.

El sistema de Bombeo Hidráulico, succiona fluido motriz de un tanque ubicado en superficie, lo pasa a través de una bomba reciprocante multi-etapa para incrementar la presión y lo inyecta al pozo a través de la tubería. La manera en como el fluido inyectado transmite energía al fluido del pozo, determina el tipo de método Pistón o Jet. La aplicación del sistema es limitada en el mundo, y aunque es eficiente y ha mostrado buenos resultados, países de América como Ecuador, Venezuela, Colombia y Canadá son los que más lo utilizan, sin embargo, su aplicación a nivel mundial es únicamente el 1% de los pozos que utilizan método de levantamiento artificial.



**Figura 1.2. Pozos operando con Sistema Artificial en el Mundo.**<sup>40</sup>



## 1.1. Reseña Histórica

Una bomba hidráulica es una máquina generadora que transforma la energía generalmente mecánica con la que es accionada la bomba en energía hidráulica del fluido incompresible que mueve. El fluido incompresible puede ser líquido o una mezcla de líquidos y sólidos como puede ser el hormigón antes de fraguar o la pasta de papel. Al incrementar la energía del fluido, se aumenta su presión, su velocidad o su altura, todas ellas relacionadas según el principio de Bernoulli. En general, una bomba se utiliza para incrementar la presión de un líquido añadiendo energía al sistema hidráulico, para mover el fluido de una zona de menor presión o altura a otra de mayor presión o altura.

La primera bomba conocida fue descrita en el siglo III a.C. por Arquímedes y se conoce como tornillo de Arquímedes (**figura 1.3**), aunque este sistema había sido utilizado anteriormente por Senaquerib, rey de Asiria en el siglo VII a. C. En el siglo XII, Al-Jazari describió e ilustró diferentes tipos de bombas, incluyendo bombas reversibles, bombas de doble acción, bombas de vacío, bombas de agua y bombas de desplazamiento positivo.

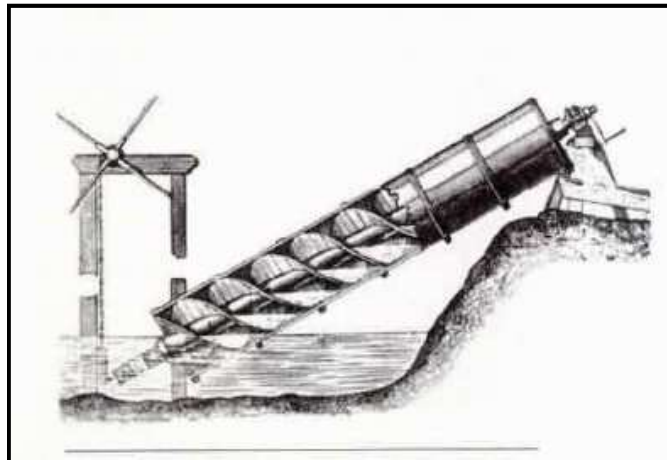


Figura 1.3. Tornillo de Arquímedes.

De acuerdo a Carvajal y Vásquez (1999), el principio básico del bombeo hidráulico fue utilizado por primera vez para producir petróleo en el año 1875 por un señor de apellido Faucett. La bomba Faucett fue un aparato accionado por vapor de agua, el cual podía

ser instalado en el subsuelo y requería un pozo de gran diámetro para operarla. Por esta exigencia en cuanto al diámetro, la bomba Faucett, no encontró muchas aplicaciones comerciales en el campo petrolero. El principio fundamental sobre el cual se basa el método de bombeo hidráulico es la ley de Pascal, enunciada en 1653 y la cual establece que: *“cualquier cambio de presión aplicado a un fluido se transmite sin alteración a través de todo el fluido”*. La aplicación de este principio permitió el considerar transmitir presión desde un lugar centralizado en superficie hasta cualquier punto en el fondo del pozo.

Las referencias técnicas sobre bombas jet pueden encontrarse desde 1852, pero no fue hasta 1933 que Gosline y O'Brien presentaron un trabajo referente a la aplicación de las bombas tipo jet en pozos productores de aceite. Sin embargo, su aplicación y total aceptación no fue posible hasta después de 1970, tal vez como consecuencia de la aparición de modelos computarizados que permitieron el correcto diseño de la relación boquilla-garganta asegurando el éxito comercial para ese entonces. Las bombas tipo jet no emplean partes móviles en su configuración mecánica, por lo que su acción de bombeo se debe básicamente al efecto de la transferencia de cantidad de movimiento entre el fluido motriz y el fluido producido. El mecanismo de operación de estas bombas está basado en el principio de Bernoulli, el cual enuncia que *“sobre un plano constante, la suma de las energías cinéticas y potencial de un flujo es constante; por lo tanto, si su velocidad aumenta, su presión disminuye y viceversa”*. Estas bombas poseen curvas de comportamiento similares a las bombas electrosumergibles, ya que para un tamaño de boquilla dado, es posible determinar una familia de curvas de comportamiento diferente para diferentes tamaños de gargantas. Por otra parte, las bombas tipo jet toleran el uso de fluidos corrosivos y/o abrasivos, debido a los materiales con que se construye la boquilla y la garganta.

## 1.2. Evolución del Bombeo Hidráulico

**1932** Primera bomba hidráulica de fondo instalada. Establecido como Kobe, Inc. por C.J. Coberly.

**1958** Fluid Packed Pump desarrolla Oilmaster balance de tipo Bomba hidráulica.

**1964** Kobe es comprado por Baker Oiltools. Sigue operando como Kobe, Inc.

**1972** Kobe, Inc. Corre la primera Bomba tipo Jet para producir en pozos petroleros.

**1972** Fluid Packed Pump introduce el patentado sistema Unidraulic´.

**1977** Fluid Packed Pump cambia el nombre por National Production Systems.

**1984** Kobe, Inc, es comprado por Trico Industries, manufacturera de varillas de Bombeo y varillas de bombas de fondo.

**1987** National Production System se asocia con Oilwell Supply Company.

**1987** Trico Industries es comprada por PACCAR Inc., manufacturera de camiones.

**1994** La línea de productos Oilmaster (línea de productos hidráulicos de National Oilwell) es comprada por Trico Industries.

**1997** Trico Industries es comprada por EVI.

**1998** EVI y Weatherford se fusionan para convertirse en Weatherford Internacional. Weatherford Artificial Lift Systems es una unidad operacional de la compañía.

**2001** Weatherford Artificial Lift Systems adquirió a Guiberson Hydraulic Pump Product line de Halliburton.

## 1.3. Aplicaciones Mundiales de Bombeo Hidráulico Jet

El porcentaje de utilización de los sistemas artificiales a nivel mundial se muestra en la **figura 1.4**, en ella se puede observar que únicamente el 1% de los pozos que utilizan sistema artificial opera con Bombeo Hidráulico. Lo que indica que a pesar de que el Bombeo Hidráulico es un sistema económico, versátil y con buenos resultados comparado con otros sistemas, su aplicación a nivel mundial es mínima. Lo anterior es una pauta que abre las puertas para la realización de este trabajo, el cual uno de sus objetivos es dar a conocer las ventajas, limitaciones, análisis de fallas y diseño del Bombeo Hidráulico, con la finalidad de incrementar su aplicación en México.

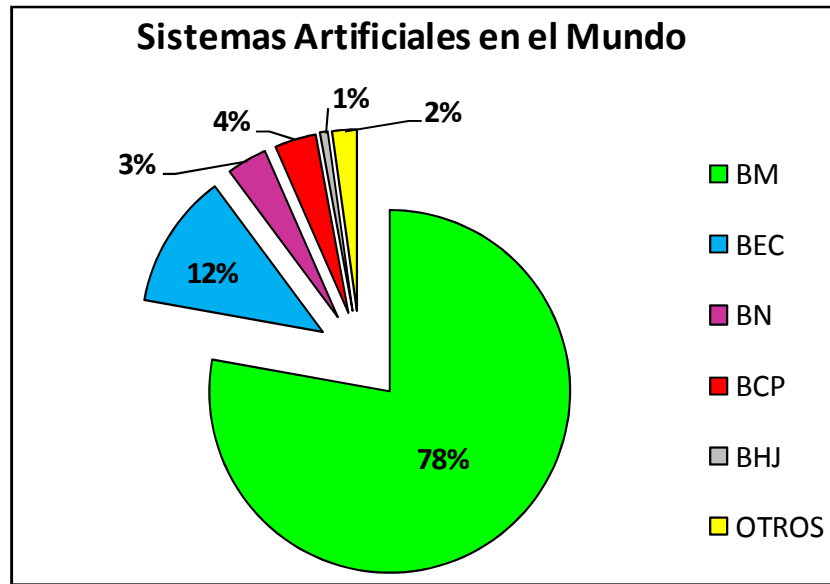


Figura 1.4. Aplicación de los Sistemas Artificiales a Nivel Mundial.<sup>30</sup>

### 1.3.1. Bombeo Hidráulico en Ecuador

Ecuador es un país que utiliza el Bombeo Hidráulico Jet (BHJ) en pozos productores de aceite, actualmente la Estatal PETROPRODUCCIÓN, opera aproximadamente 225 pozos con bombas hidráulicas, de las cuales 120 pozos lo hacen con bombas tipo Jet.

Existen dos empresas especialistas y que dan servicio de mantenimiento a bombas hidráulicas, SERTECPET que representa a la línea GUIBERSON y su propia línea de la Bomba Jet Claw opera aproximadamente 120 pozos, mientras que SOLIPET S.A. que representa a las líneas KOBE Y OILMASTER da servicio a los 105 pozos restantes.

**El campo Parahuachu en Ecuador**, tiene perforados 18 pozos, de los cuales 4 se encuentran cerrados y 14 operan con un sistema artificial de la siguiente forma: 8 con BEC, 1 con BHP y 5 con BHJ. Los pozos del campo están perforados en arenas a 1800 md de profundidad aproximadamente. La producción del campo inició en 1978 y la implementación del BHJ en 1997 mostró un incremento en la producción del campo, tal fue el éxito del sistema que con éste en 1999 el campo alcanzó su máxima producción de 240 bpd.

Actualmente la producción de los pozos del campo Parahuachu ha ido decreciendo, por lo que se ha visto la necesidad de realizar estudios de la situación actual, para plantear propuestas que permitan el incremento de la producción. Estos estudios están basados en analizar los parámetros de los pozos que hoy en día se encuentran trabajando con bombeo hidráulico tipo jet, tales como; producción actual, requerimientos de fluido motriz y equipo de fondo actualmente instalado, teniendo como objetivo plantear una nueva geometría para el equipo actualmente instalado que presenta problemas de sobredimensionamiento, reduciendo así energía, costos en fluido de potencia y ofreciendo una inversión económicamente recuperable a corto plazo.

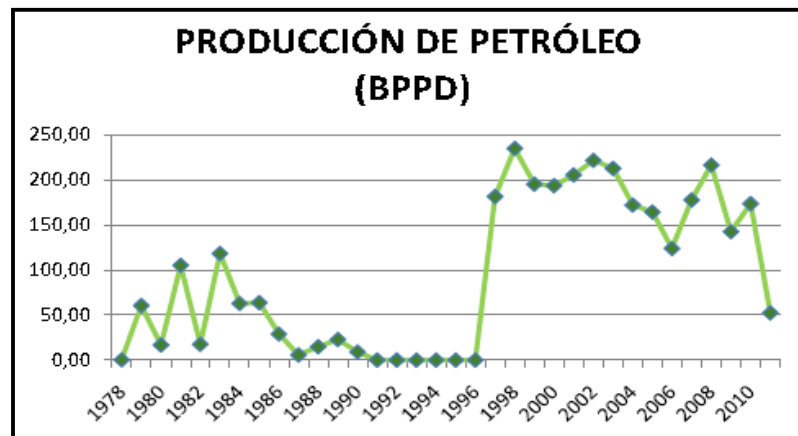


Figura 1.5. Historia de Producción del campo Parahuachu en Ecuador.

El método utilizado para realizar el rediseño del equipo de fondo, es el método de Smart, únicamente empleado para bombas tipo jet. Después de obtener la propuesta del nuevo equipo se procederá a realizar un estudio económico con diferentes escenarios de acuerdo a los costos del barril del petróleo, con ello se determinarán los indicadores económicos tales como el valor presente neto, tasa interna de retorno, relación beneficio costo, para indicar la rentabilidad del proyecto.

<sup>42</sup>**El campo Shushufindi en Ecuador**, es una de las áreas más importantes del Distrito Amazónico, tanto por la producción de crudo ligero como por las reservas existentes. El área está conformada por el campo Shushufindi-Aguarico, el cual se subdivide en cinco estaciones de producción que son: Aguarico, Shushufindi Sur, Shushufindi Suroeste, Shushufindi Central y Shushufindi Norte. Shushufindi se encuentra formado por tres arenas productoras de la formación Napo del Cretácico.

El área Shushufindi queda ubicada en el Centro Norte de la Cuenca Oriental en la Provincia de Sucumbios, como muestra la **figura 1.6**. Situándose a 250 km al este de la Ciudad de Quito y a 35 km al sur de la frontera con Colombia, teniendo al norte el Campo Libertador, al sur Limoncocha, al oeste Tarapoa y al este el Campo Sacha.

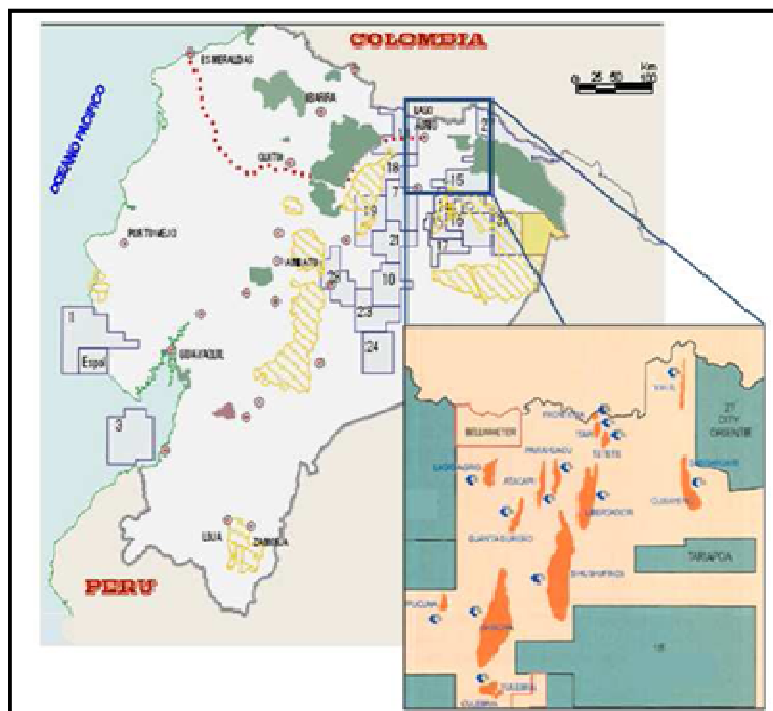


Figura 1.6. Localización del campo Shushufindi en Ecuador.<sup>42</sup>

El campo inició su producción en 1969 con el pozo exploratorio Shushufindi 1, el desarrollo del campo inicia en 1972, con densidades de 26.6°API para el yacimiento “U”, 32.5°API para el yacimiento “T” y 25.3°API para la arena “U”. El área de drenaje es de 500 acres y por más de dos décadas su producción fue de 100,000 bpd de aceite y actualmente con la implementación de sistema artificiales la producción promedio es de 20,000 bpd de aceite. En el campo operan con sistema artificial 77 pozos y la producción por sistema se observa en la **tabla 1.1**.

CAMPO SHUSHUFINDI				
SAP	No. Pozos	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Q líquido (bpd)
BN	4	2,953	1,269	4,222
BHJ	5	1,640	1,261	2,901
BEC	68	43,317	76,298	119,615
<b>TOTAL</b>	<b>77</b>	<b>47,910</b>	<b>78,828</b>	<b>126,738</b>

Tabla 1.1. Producción por Sistema Artificial, Campo Shushufindi en Ecuador.<sup>42</sup>

El porcentaje de la producción que aporta cada uno de los sistemas artificiales se muestra en la **figura 1.7**.

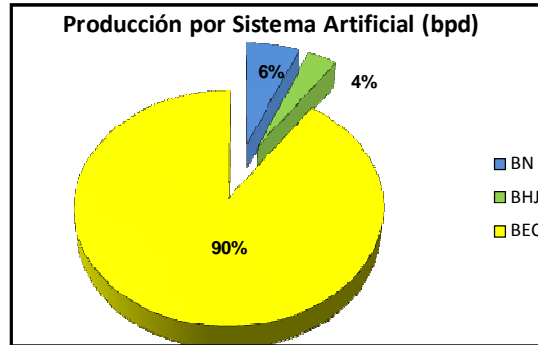


Figura 1.7. Producción de Aceite por Sistema Artificial, campo Shushufindi en Ecuador.<sup>42</sup>

### 1.3.2. Bombeo Hidráulico en Venezuela

La cuenca petrolera del lago de Maracaibo está ubicada en el Estado Zulia en Venezuela y los valles de Cúcuta y Catatumbo en el Norte de Santander en Colombia, **figura 1.8**. El **Campo Río Zulia** está al Norte de Santander a 40 km del noroccidente de Cúcuta, su producción máxima fue de 36,600 bpd de aceite en 1966, es productor de un aceite de 41° API, inicialmente bajosaturado de baja viscosidad pero con alta producción de parafinas, situación que obligó a dejar de operar los equipos de BHJ.



Figura 1.8. Localización del campo Río Zulia en Venezuela.<sup>43</sup>

**Los Campos Yariguí-Cantagallo** son dos pequeños campos petroleros enclavados en una de las riberas del río Magdalena, donde la naturaleza formó unas pequeñas islas, estos campos pertenecen a la Cuenca del Valle medio del Magdalena, la cual produce 99,000 bpd de aceite de densidades que van de los 14 a 40°API. El campo Yariguí-Cantagallo fue uno de los más destacados en la operación de Ecopetrol, al pasar de 5,023 bpd en 2003 a 8,017 bpd en 2004, es decir, la producción del campo aumentó en 59,6%. El repunte en la producción durante 2004 obedece a la implementación de proyectos como perforación de pozos en desarrollo, disparos, redisparos, optimización de pozos y sistemas artificiales, instalación de equipos de bombeo y recuperación secundaria. Inicialmente la producción se daba por flujo natural, luego se pasó a usar el bombeo mecánico y cuando éste dejó de ser viable, se implementó el bombeo hidráulico debido a que este es mejor en pozos desviados, observándose buenos resultados y un incremento en la producción de aceite con este sistema. Según especialistas de este campo, el bombeo hidráulico disminuye su eficiencia en yacimientos que producen con relaciones gas-aceite (RGA) mayores a 500 pies<sup>3</sup>/bl (90 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>), por lo que este sistema mostró buenos resultados en pozos que producen poco gas.

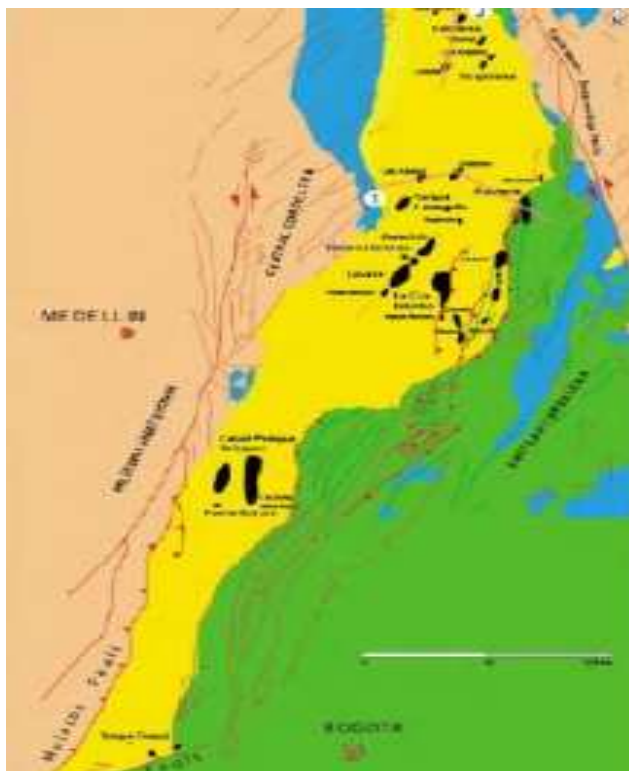


Figura 1.9. Localización de los Campos Yariguí-Cantagallo en Venezuela.<sup>43</sup>



<sup>43</sup>El campo **Urdaneta Oeste** se localiza a 60 km al suroeste de la Ciudad de Maracaibo en Venezuela, **figura 1.10**. Las empresas que operan el bombeo hidráulico en este país son Mixta Petroregional del Lago, S.A., PDVSA y PETROPERIJA, S.A.

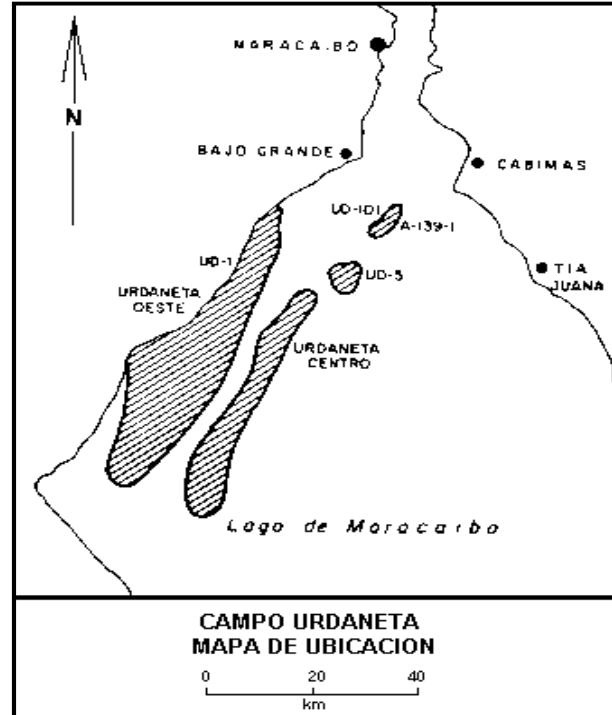


Figura 1.10. Localización del Campo Oeste Urdaneta en Venezuela.<sup>43</sup>

Las arenas de este campo, producen crudos de que van de 25 a 29°API en pozos de profundidades de oscilan entre 2400 y 2900 md. El 16% de la producción del campo Urdaneta Oeste se debe a pozos fluyentes y el 84% restante es por pozos que operan con sistema de levantamiento artificial, como se observa en la **figura 1.11**.

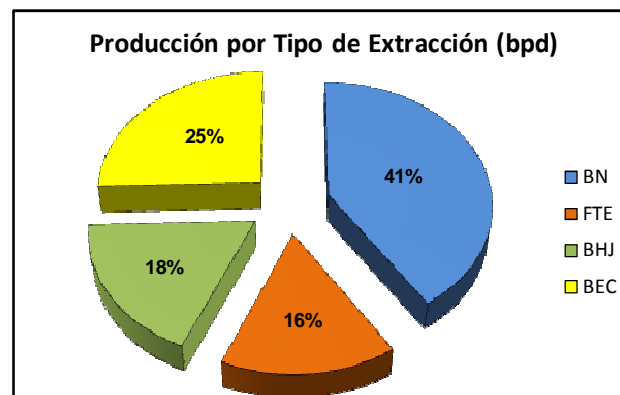


Figura 1.11. Producción de Aceite, campo Urdaneta Oeste en Venezuela.<sup>43</sup>

El Yacimiento ICOTEA-MISOA pertenece al campo Urdaneta Oeste, las características principales son; densidades del aceite producido de 12 a 15°API, RGA de 50 pies<sup>3</sup>/bl y viscosidades de 150 a 330 cp. El yacimiento tiene 33 pozos perforados y terminados, muchos altamente desviados (<80) de los cuales 16 están terminados con BHJ, 16 con BEC y 1 se encuentra cerrado. De los 16 pozos terminados con BHJ, 12 operan y 4 están cerrados por alta producción de agua, y de los 16 terminados con BEC, 14 operan. La producción total de líquido que aporta el BHJ es de 9,426 bpd, y la relación que existe entre el gasto de fluido motriz y el gasto de producción es de 3 a 1. Es decir, para producir un barril de líquido, se necesitan casi 3 barriles de fluido motriz, como se puede observar en la **tabla 1.2** y en la **figura 1.12**.

Pozo	Q bruto (bpd)	Q neto (bpd)	Agua (%)	Gasto Fluido Motriz (bpd)	Relación QFM / Qb
UD-484	780	460	41	1748	2.2
UD-490	932	746	20	2850	3.1
UD-512	380	338	11	1390	3.7
UD-550	748	688	8	2300	3.1
UD-601	737	700	5	1640	2.2
UD-669	2363	1371	42	3220	1.4
UD-553	929	892	4	1440	1.6
UD-563	163	147	10	470	2.9
UD-665	304	304	0	1510	5.0
UD-666	794	794	0	2339	2.9
UD-667	335	288	14	1312	3.9
UD-098	721	692	4	1995	2.8
UD-627	240	227	5.4	850	3.5
<b>TOTAL</b>	<b>9426</b>	<b>7647</b>	<b>12.6</b>	<b>1774</b>	<b>2.9</b>

Tabla 1.2. Producción por BHJ, Yacimiento ICOTEA-MISOA en Ecuador.

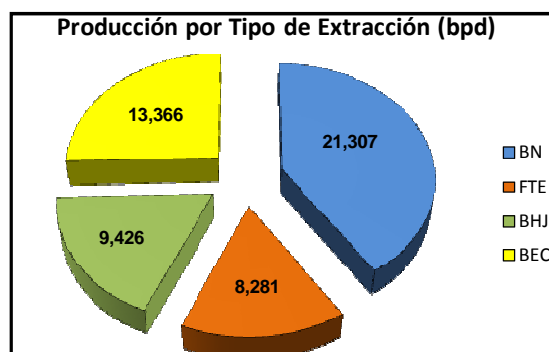


Figura 1.12. Producción de Aceite por Sistema Artificial, Yacimiento ICOTEA-MISOA, Venezuela.<sup>43</sup>

### 1.3.3. Bombeo Hidráulico en Colombia

**El Campo Guarilaque** está ubicado en la cuenca de los llanos Orientales de las compañías Ecopetrol y Perenco, es operado por la compañía Perenco Colombia Limited. A la fecha el campo produce 2,223 bpd de aceite y 0.01 mmpcd de gas. El campo posee un pozo muy particular, el pozo Guarilaque 5, el cual después de producir por flujo natural por determinado tiempo, se invadió de agua declinando con ello su presión de fondo, lo que obligó a implementar el sistema artificial de Bombeo Hidráulico Jet, con el cual opera actualmente y ha mostrado un incremento de producción y estabilidad en el sistema. **El pozo Guarilaque 5**, es un pozo que actualmente produce un alto corte de agua y opera con sistema de bombeo hidráulico, los parámetros de operación del pozo Guarilaque 5, se observan en la **tabla 1.3**.

Sistema de Levantamiento Artificial	Bombeo Hidráulico jet
Bomba Jet NCPC 2.0	2.0 MV
Corte de Agua	93.5%
IP	4.51 bpd/lb/pg <sup>2</sup>
Q líquido	3250 bpd
Presión de Inyección	2640 lb/pg <sup>2</sup>
Gasto de Fluido Motriz	2800 bpd
Potencia	140 HP
Objetivo	Utilizando la Bomba Jet New Coleman, incrementar 20 bpd la producción de aceite (300 bpd de líquido).
Resultados de la prueba con la Bomba Jet Coleman	P iny = 2960 lb/pg <sup>2</sup> Profundidad = 1500 m. Q Fluido Motriz = 3090 bpd Potencia = 138 HP Q líquido = 3630 bpd Qo = 290 bpd Corte Agua = 92% Pwh = 100 lb/pg <sup>2</sup>

**Tabla 1.3. Características de Operación del pozo Guarilaque 5, en Ecuador.**

Con la utilización de la bomba jet New Coleman, se obtuvo un incremento de 380 bpd de líquido (31 bpd de aceite), lo que resultó benéfico para el pozo.

### 1.3.4. Bombeo Hidráulico en Canadá<sup>46</sup>

Trico Industries, en 1995 probó en el **Campo Auk en Canadá** una bomba tipo Jet en un pozo horizontal. La bomba se corrió libremente y fue anclada y recuperada mediante la circulación del mismo fluido motriz. Este sistema se usó con sensores de presión de fondo con los cuales se obtuvieron datos de presión, temperatura y gasto, que permitieron determinar el comportamiento de afluencia o IPR del pozo, el arreglo subsuperficial de este pozo se muestra en la **figura 1.13**.

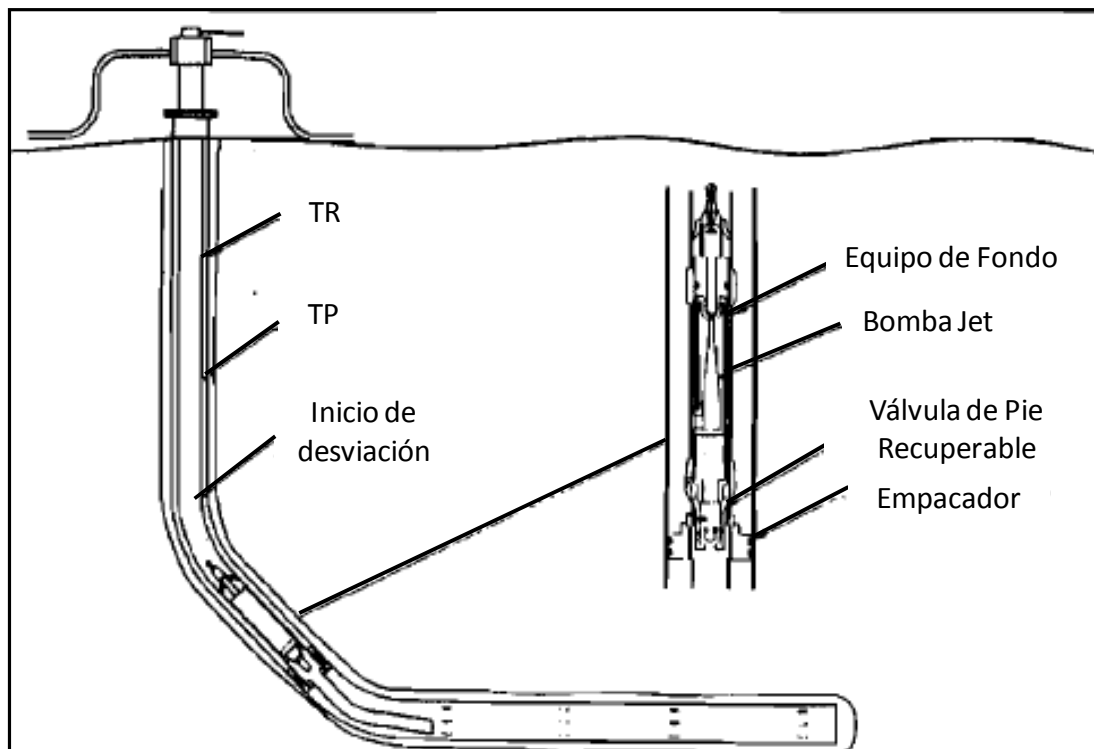


Figura 1.13. Bomba Jet Libre en un pozo horizontal, Tait, 1995.<sup>46</sup>

#### 1.4. Aplicaciones de Bombeo Hidráulico tipo Jet en México

En México se han realizado pruebas piloto para la aplicación del bombeo hidráulico tipo jet (BHJ) desde finales del siglo XX, ejemplo de ello fue la realizada en la **Región Marina de PEP**, en 1998 en el pozo Ek-Balam 91.

**El pozo Balam 91** pertenece a la **Región Marina Noreste de PEP** y se encuentra en la plataforma Balam-TE, inició a operar el 4 de Octubre de 1993 con una producción inicial de 6723 bpd y una presión de cabeza 1304 lb/pg<sup>2</sup>. Con el tiempo su presión de cabeza llegó a ser de 114 lb/pg<sup>2</sup> y 2070 bpd, hasta que en 1996 la presión y la producción declinaron tanto que fue cerrado. En Marzo de 1997 el pozo se abrió nuevamente, instalándole cerca de la cabeza del pozo un separador, el cual operaba a una presión de 21 lb/pg<sup>2</sup>. Aunque con este arreglo el pozo operó únicamente por 3 meses, la instalación del separador redujo la presión necesaria del pozo para que éste fluyera, permitiendo una producción continua de 912 bpd y separando el gas para bombear el aceite a la plataforma Akal-C.

De acuerdo al estado mecánico del pozo (**figura 1.14**), características del fluido producido y condiciones de operación, se ajustó el modelo del pozo usando software técnico y se realizó la simulación del pozo operando con BHJ, de la cual se obtuvieron los siguientes datos de diseño:

- Gasto de producción esperado: 1750 bpd
- Presión de inyección del fluido motriz: 3043 lb/pg<sup>2</sup>
- Gasto de inyección del fluido motriz: 1532 bpd
- Diámetro de la boquilla: 0.175 pg
- Diámetro de la garganta: 0.350 pg
- IP: 7.01 bpd/ lb/pg<sup>2</sup>

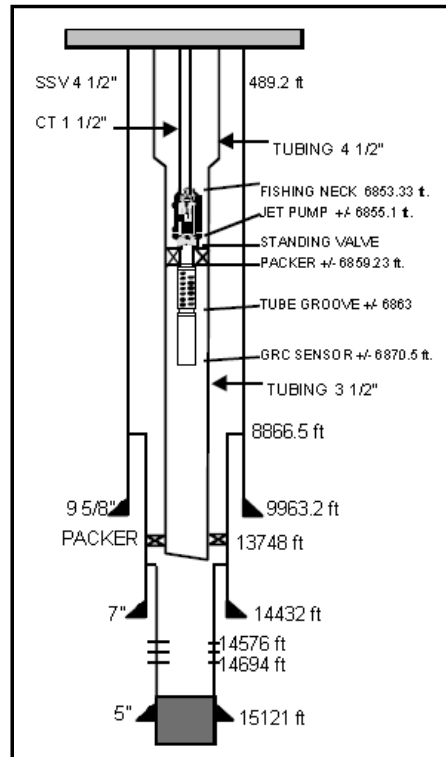


Figura 1.14. Estado Mecánico, Pozo Ek-Balam 91.<sup>32</sup>

En base al diseño del BHJ, se procedió a la instalación y al arranque del mismo (25-may al 12-jun de 1998), pero debido a un problema mecánico en la bomba triplex superficial, el equipo solo operó un día. La bomba triplex comenzó a operar nuevamente el 8 de Julio de 1998, con las condiciones de operación:

- Presión de inyección del fluido motriz: 3100 lb/pg<sup>2</sup>
- Presión en la cabeza: 12.8 lb/pg<sup>2</sup>
- Presión en el separador: 4.2 lb/pg<sup>2</sup>
- Gasto de inyección del fluido motriz: 1740 bpd
- Producción estimada: 600 bpd

Durante el desarrollo de la prueba, las condiciones de diseño no se lograron, por lo que se realizó una optimización en la bomba jet para mejorar el sistema. Durante la intervención al pozo (21-sep al 7-oct de 1998), se encontró material orgánico en las conexiones superficiales, las cuales se procedieron a eliminar mediante una limpieza.

Un estudio reveló que las muestras de material orgánico contenían los siguientes porcentajes: Parafinas y ceras 46.77%, Asfáltenos 29.65% y Sulfuro 1.99%. Finalmente, la bomba se instaló, finalizando satisfactoriamente la prueba el 31 de Diciembre de 1998. Las condiciones de operación del sistema de BHJ fueron:

- Gasto de producción esperado: 750 bpd
- Presión de inyección del fluido motriz: 3043 lb/pg<sup>2</sup>
- Gasto de inyección del fluido motriz: 1170 bpd
- Presión en la cabeza del pozo: 8.5 lb/pg<sup>2</sup>
- Diámetro de la boquilla: 0.138 pg
- Diámetro de la garganta: 0.260 pg

La **figura 1.15** presenta el comportamiento del gasto de flujo y de la presión de cabeza del pozo durante la prueba piloto del BHJ, usando un medidor de orificio, medidor de flujo y un manómetro. Se observa que el gasto inicial fue de 700 bpd, mostrando inestabilidad y gradualmente fue declinando producto de la depositación de material orgánico hasta llegar a los 300 bpd. Sin embargo, después de la reparación a la bomba y de que el material orgánico fuera removido, el gasto de producción alcanzado fue de 800 bpd, obteniendo un gasto promedio de 630 bpd durante el resto de la prueba.

En lo que se refiere a la presión en la cabeza, ésta osciló entre los 8.5 a 9.9 lb/pg<sup>2</sup>, suficiente presión como para que los fluidos producidos llegaran al separador. El arreglo de las instalaciones superficiales permitieron separar cerca del pozo y con la ayuda una bomba, la producción de aceite fue enviada a la plataforma de producción.

Para la recuperación de la bomba jet, la sarta debía incluir una válvula estática, la cual no se instaló por omisión de la compañía de servicio. Esto ocasionó el realizar combinaciones de herramientas especiales de pesca para recuperar la bomba jet con la unidad de línea de acero.

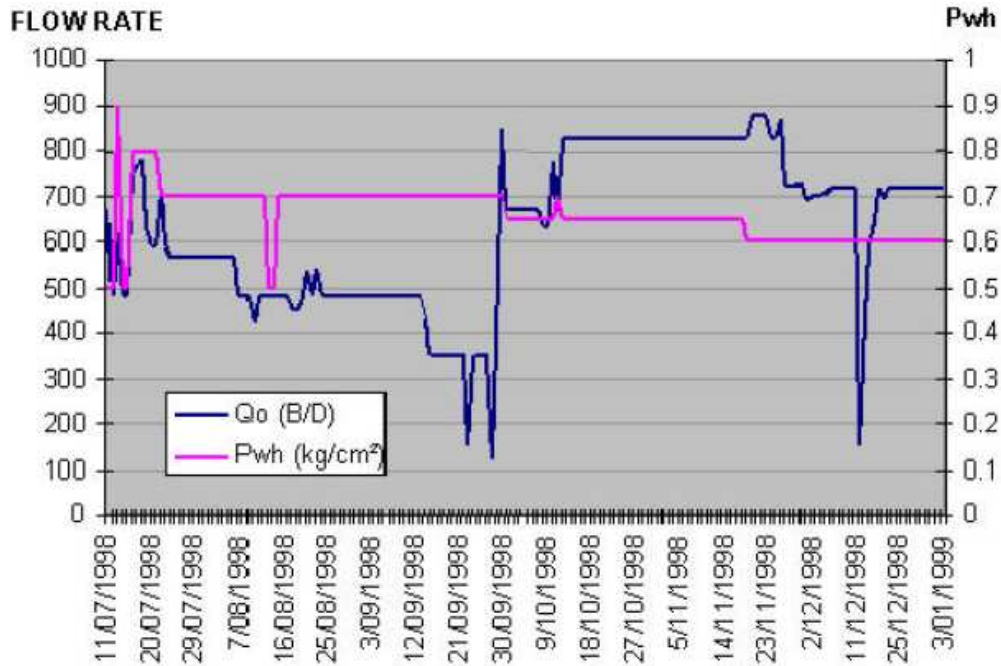


Figura 1.15. Comportamiento de la prueba de BHP en el Pozo Ek-Balam 91.<sup>32</sup>

El sistema BHP operó 170 días, con un rango de producción entre 350-900 bpd y una producción acumulada de aceite acumulada de 107,566 bls. El análisis económico de la prueba piloto fue considerado hasta el 31 de Diciembre de 1998, del cual se obtuvo un VPN = 0.211 MMUSD y un VPN/VPI = 0.40 en un horizonte de análisis de 6 meses, por lo que los indicadores económicos confirmaron la rentabilidad del proyecto y que la inversión realizada fue pagada. Para yacimientos que requieren de un SAP, el BHP representa una opción atractiva por su bajo costo y su flexibilidad operativa, sin embargo, en el caso del campo Ek-Balam, esto se considera temporal, debido a que se están esperando los resultados del BEC.



En la **Región Norte de PEP**, también se han realizado aplicaciones del Bombeo Hidráulico Jet, en el campo Agua Fría se tenía operando pozos con este sistema artificial, sin embargo, estos salieron de operación debido a que las bombas jet que fueron ancladas en la camisa de circulación no se pudieron recuperar, esto se debió a la formación de emulsiones que atraparon la bomba en la camisa. Sin embargo, en esa región este sistema ha mostrado buenos resultados, resaltando el campo Tajín donde se tienen operando 6 equipos de BHJ y el campo Humapa donde operan 9 equipos.

El **Campo Humapa** pertenece al proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), cubre una superficie de 3,815 km<sup>2</sup> y se localiza en el Municipio de Francisco Z. Mena en el Estado de Puebla a 250 km al noreste de la Cd. de México, ver **figura 1.16**.

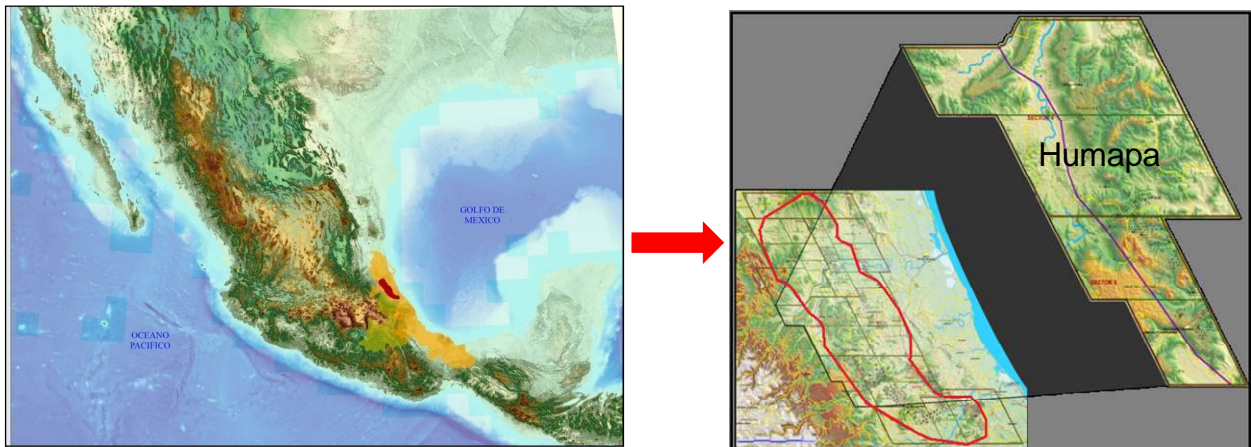


Figura 1.16. Ubicación del campo Humapa.<sup>48</sup>

Como se puede ver en la **figura 1.17**, actualmente el campo Humapa tiene una producción de 4,878 bpd y cuenta con 193 pozos, de los cuales 85 son fluyentes, 18 se encuentran en terminación, 4 en perforación, 8 se encuentran cerrados y 78 operan con sistema artificial. De los 78 que operan con SAP, 69 operan con bombeo mecánico y 9 con bombeo hidráulico. Es decir, el 22% del total de la producción del campo se debe al BM, el 6% al BHJ, el 1% al BN y el 71% restante la aportan los pozos fluyentes del campo.

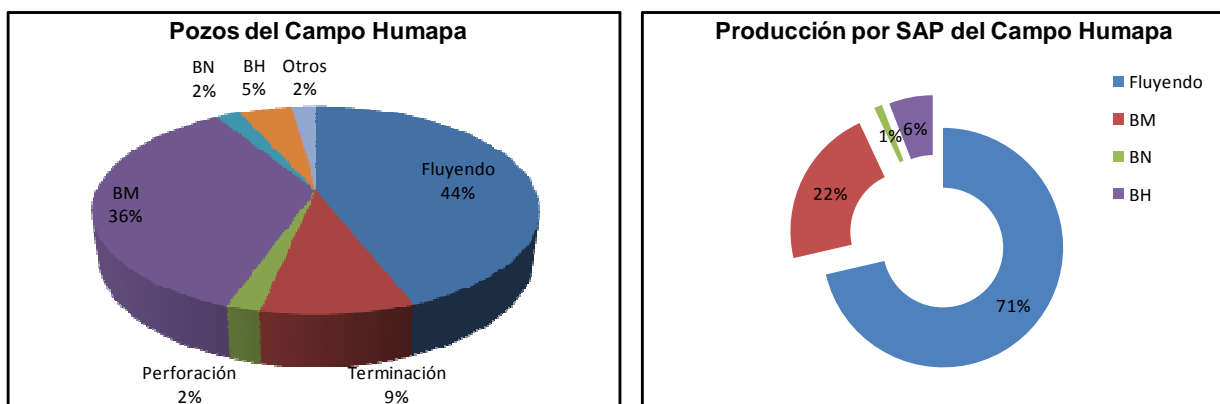


Figura 1.17. Porcentaje de pozos y producción por SAP del Campo Humapa.<sup>48</sup>

En junio del 2011, la empresa SIGAMA analizó 10 pozos de la Macropera Humapa 1622, utilizando bombas hidráulicas tipo jet Coleman. Este análisis se realizó tomando en cuenta la variación de la profundidad de asentamiento de la bomba subsuperficial y la relación del área adimensional tobera-garganta (R). Los incrementos de producción obtenidos con este análisis se muestran en la **tabla 1.4** y los parámetros de operación de las bombas Jet, se muestran en la **tabla 1.5**.

Asimismo, en enero de 2011 con el sistema de bombeo hidráulico jet, se obtuvo una producción real de 288 bpd, que equivale al 6% de todo el Campo Humapa.

Pozo	Gasto actual ( $Q_o$ ) [BPD]	Corte de Agua $\%(f_w)$	Gasto esperado ( $Q_o$ ) [BPD]
Humapa 1612	27	1	28
Humapa 1664	7	0	29
Humapa 1624	13	0	21
Humapa 1644	49	3	24
Humapa 1622	77	0	18
Humapa 1621	10	0	55
Humapa 1601	6	0	29
Humapa 1604	8	1	26
Humapa 1626	37	0	23
Humapa 1602	3	0	30
<b>Total Neto</b>			<b>283</b>

Tabla 1.4. Propuesta de incremento de producción con BHJ por Cía. SIGAMA en pozos de la Macropera Humapa 1622.

Pozo	Bomba Jet	Fluido Motriz	Gasto de Inyección [BPD]	Gasto de Producción [BPD]	Presión de operación [lb/pg <sup>2</sup> ]
Humapa 1612	A+2	Agua-Aceite	573	56	1500
Humapa 1664	A1	Agua-Aceite	402	36	1500
Humapa 1624	A1	Agua-Aceite	409	34	1500
Humapa 1644	A+1	Agua-Aceite	536	75	1500
Humapa 1622	A+1	Agua-Aceite	518	95	1500
Humapa 1621	A+1	Agua-Aceite	537	65	1500
Humapa 1601	A1	Agua-Aceite	406	35	1500
Humapa 1604	A1	Agua-Aceite	414	34	1500
Humapa 1626	A1	Agua-Aceite	555	60	1500
Humapa 1602	A1	Agua-Aceite	394	33	1500

**Tabla 1.5. Parámetros de Operación de las Bombas Jet de la Macropera Humapa 1622.**

El uso de sistemas artificiales en los diferentes campos petroleros de México genera una renta diaria dependiendo de las especificaciones técnicas del sistema, fluidos utilizados, profundidad, etc. En el Campo Humapa la renta de los sistemas artificiales de producción, bombeo hidráulico y bombeo mecánico es de 500 y 140 dlls por día respectivamente.

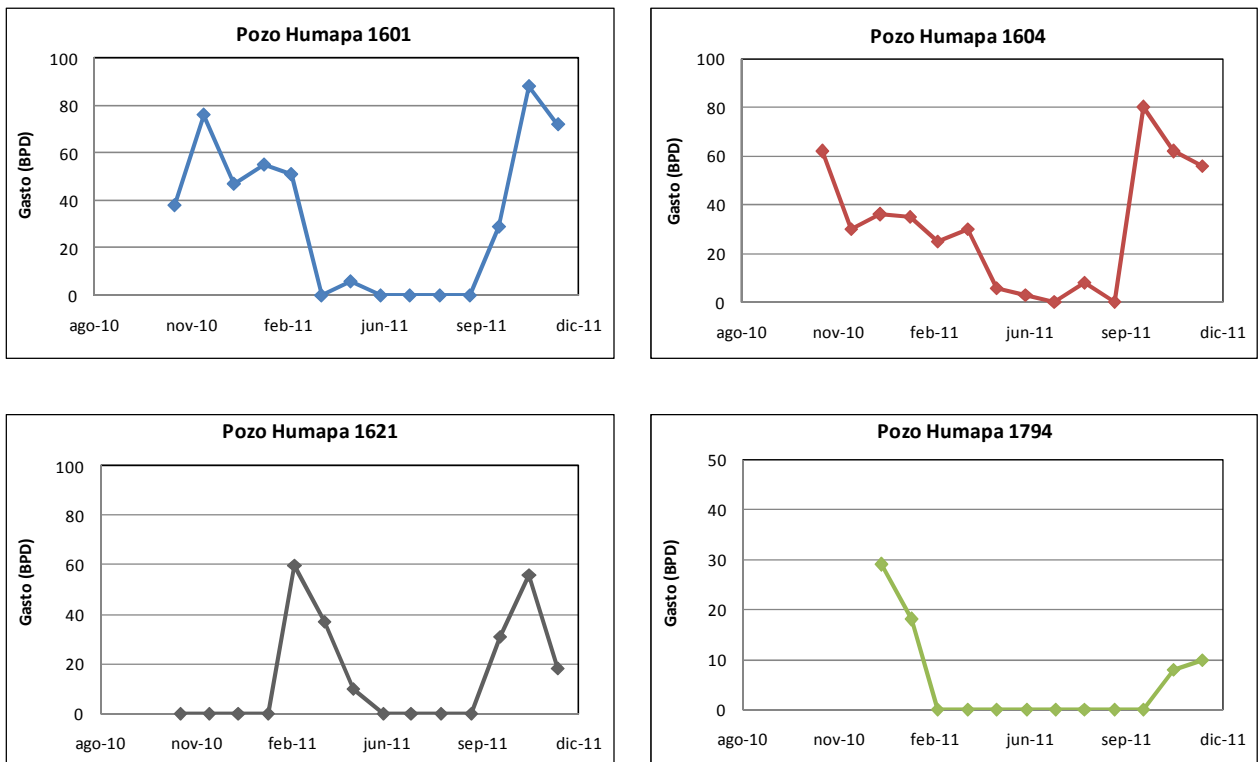
La inversión necesaria para instalar un equipo de BHJ en un pozo es aproximadamente 2,550,000 pesos, mientras que para instalar un sistema de BM es de 2,950,000 pesos, en ambos casos, la recuperación de la inversión es mayor a un año. Sin embargo, el costo de la renta del BHJ es casi 4 veces mayor al costo de renta del BM.

Los 9 pozos que operan con BHJ en el Campo Humapa producen 288 bpd, lo que da un promedio de 32 bl/pozo, para el BM, los 69 pozos del Campo Humapa producen 1053 bpd, lo que genera un promedio de 15.26 bl/pozo. Suponiendo un costo de 108 dlls/barril, el BHJ generará en promedio por pozo de 3,456 dlls/día y el BM 1,648 dlls/día. A este valor se le resta el costo por renta, resultando 2,956 dlls/día para el BHJ y 1,508 dlls/día para el BM.

Por lo tanto, con el BHJ obtenemos casi el doble de la ganancia por pozo se obtendría con el sistema de BM. Con este pequeño análisis podemos observar la rentabilidad del sistema de BHJ para el Campo Humapa. La **tabla 1.6** muestra un resumen de estas diferencias y la figura 1.18 muestra gráficas del comportamiento de producción de los pozos Humapa 1601, 1604, 1621 y 1794.

	Bombeo Hidráulico	Bombeo Mecánico
<b>Inversión [pesos]</b>	2,550,000	2,950,000
<b>Renta [dlls]</b>	500	140
<b>Producción promedio diaria por pozo [bpd]</b>	32	15.26
<b>Valor de la producción promedio por día [dlls]</b>	3,456	1,648
<b>Valor de la producción menos la renta [dlls]</b>	2,956	1,508

**Tabla 1.6. Comparación del BM y el BHJ en el Campo Humapa.**



**Figura 1.18. Comportamiento de producción de los Pozos del Campo Humapa.**

Al igual que en otras regiones, en la **Región Sur de PEP** se han llevado a cabo pruebas e instalaciones de equipos de BHJ en pozos productores de aceite, los resultados obtenidos con la implementación de este sistema se muestran en la **tabla 1.7** y en algunos casos han sido benéficos, sin embargo en otros casos se han tenido problemas operacionales y/o no se han visto mejoras en la producción de los pozos. Ejemplos de estos casos son las pruebas realizadas por las compañías SERTECPET y Weatherford en los pozos Cactus 3, Arroyo Zanapa 21, Topén 3, Samaria 162-B, Guaricho 501, Gaucho 3 y 301, Secadero 1 y 1001.

POZO	TIPO BOMBA JET	TIPO DE CAMISA	PROF. BOMBA (md)	COMPAÑÍA	SISTEMA	OBSERVACIONES
Cactus 3	Smart	CD-6000, Perfil BX (Baker), 2 7/8"	3646	X	Abierto	No levantó producción. No se recuperó la bomba ni con ULA ni con TF.
Arroyo Zanapa 21	Convencional Smart	XD, Perfil X (Halliburton), 2 7/8"	3957	X	Abierto	No se recuperó la bomba con ULA. Cayó al Fondo.
Topén 3	Convencional	CMD, Perfil F (Baker), 3 1/2"	3278	X	Abierto	No hubo mejora de producción.
Gaucho 3	Convencional Smart	CD-6000, Perfil F (Baker), 2 7/8"		X	Abierto	Operación Normal, menor producción que BN.
Secadero 1001	Convencional	XD, Perfil X (Halliburton), 3 1/2"	1976	X,Y	Abierto	Optimización. Opera normalmente. <b>EXITOSA.</b>
Gaucho 301	Convencional	CD-6000, Perfil F (Baker), 2 7/8"	2124	X	Abierto	No levantó producción. Fuga en bola colgadora.
Samaria 162-B	Smart	CD-6000, Perfil BX (Baker), 2 7/8"	4479	X	Abierto	No se recuperó la bomba con ULA, se recuperó con TF.
Guaricho 501	Convencional	XD, Perfil X (Halliburton), 2 7/8"	3415	X	Abierto	No levantó producción. La bomba se ancló en la camisa y no se recuperó ni con ULA ni con TF.
Secadero 1	Convencional	CD-6000, Perfil BX (Baker), 2 7/8"	1570	Y	Abierto	Opera normalmente. <b>EXITOSA.</b>

**Tabla 1.7. Pruebas de Pozos con BHJ en la Región Sur de PEP.<sup>49</sup>**

X Cía. SERTECPET

Y Cía. WEATHERFORD

De las pruebas realizadas en pozos de la Región Sur, resaltan los equipos que se instalaron en los pozos Secadero 1 y 1001, los cuales no solo incrementaron la producción de los pozos, sino que estabilizaron el sistema y que a la fecha siguen operando mostrando los beneficios del sistema de BHJ.

Dentro de las principales funciones de la camisa de circulación está el comunicar el espacio anular con la TP y alojar la bomba jet para operar el pozo con sistema artificial. En México comúnmente y debido a que hay pocos pozos que operan con BHJ, la camisa de circulación en los pozos únicamente se utiliza para comunicar el espacio anular y no se le pone el debido cuidado al número de serie de la misma. Debido a esto y a la falta de expertís para operar el BHJ, en algunos de los pozos mostrados en la **tabla 1.7** la bomba Jet no se ancló en la camisa y se alojó en el fondo del pozo o simplemente se atoró en los sellos o en los pines de la camisa sin poder recuperarse.

Es por ello que la hermeticidad en el sistema de producción, el modelo y el número de serie de la camisa de circulación, juegan un papel muy importante en el diseño y operación del BHJ. En la **figura 1.19** se muestra la Bomba Jet del pozo Guaricho 501 durante una prueba en superficie, y en la **figura 1.20** se muestra el conjunto camisa-bomba jet del mismo pozo. En ambas figuras se observa que la geometría de la bomba jet se inserta sin problemas en la camisa deslizable.



**Figura 1.19. Camisa Deslizable y Bomba Jet del pozo Cactus 3.**<sup>49</sup>



Figura 1.20. Conjunto Camisa y Bomba Jet del pozo Guaricho 501.<sup>49</sup>

En la **figuras 1.21 y 1.22**, se muestra la camisa y la bomba jet del pozo Samaria 162-B.



Figura 1.21. Camisa CD 6000 Perfil "BX" y Bomba SMART de 2 7/8", Pozo Samaria 162-B.<sup>49</sup>



Figura 1.22. Bomba Jet recuperada del pozo Samaria 162-B.<sup>49</sup>

## **CAPITULO II**

### **2. GENERALIDADES DEL BOMBEO HIDRÁULICO**

Los componentes que conforman el sistema artificial de bombeo hidráulico pueden ser clasificados en dos grandes grupos:

El primer grupo compuesto por el equipo de superficie, está integrado por las bombas de superficie, válvulas de control, lubricador, cabezal de boca de pozo, tubería de alta presión, múltiples de inyección y el tipo de sistema de fluido motriz, el cual puede ser abierto o cerrado.

El segundo grupo denominado equipo subsuperficial, se encuentra integrado básicamente por la tubería y el tipo de bomba de fondo (pistón o jet). La descripción a detalle de estos dos grupos se presenta a continuación.

#### **2.1. Equipo de Superficie**

La función del equipo de superficie es proporcionar un volumen constante y adecuado de fluido motriz para inyectar en los pozos, y así accionar la bomba subsuperficial. Existen dos tipos de instalaciones en superficie para bombeo hidráulico: La Planta Central y la Planta de Poder "In Situ".

La Planta Central acondiciona el fluido motriz para uno o más pozos, eliminando el gas y los sólidos. El fluido acondicionado se presuriza mediante una bomba a pistón, pasa por los múltiples de distribución y de ahí se va hacia los pozos. Un sistema de este tipo se muestra en **figura 2.1**. En base a esta figura, el equipo de superficie está conformado básicamente por:

El sistema de fluido motriz representado por el tanque "A", la bomba de superficie "B", el múltiple central o de distribución "C" y el cabezal del pozo "D".



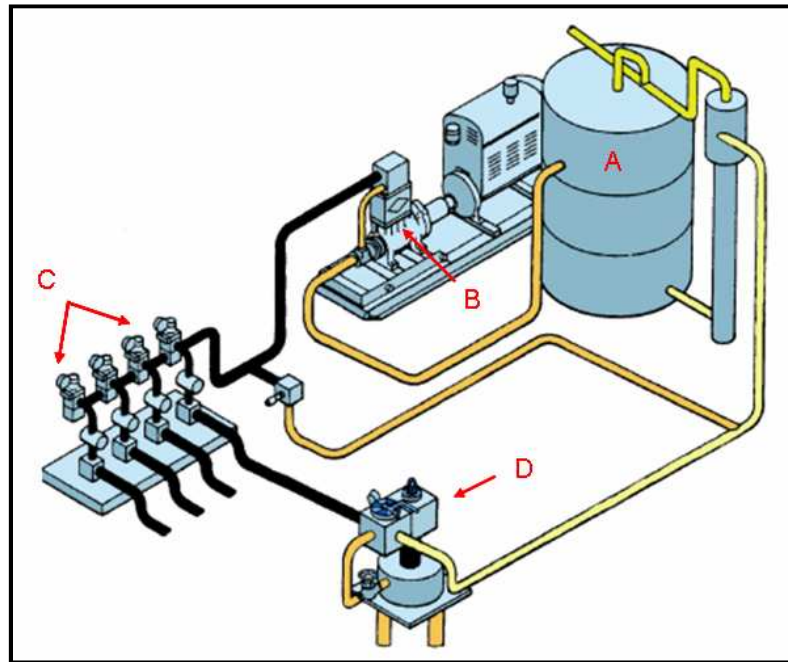


Figura 2.1. Equipo Superficial de un Sistema de Bombeo Hidráulico.<sup>1</sup>

La planta de Poder “In Situ”, también conocida como “Módulo Portátil de Acondicionamiento”, es un paquete completo de componentes, instalado justo en la pera del pozo o muy cerca de éste. Cumple con las mismas funciones que la planta central y entre sus componentes básicos, se encuentran: Un separador de trifásico, una o más centrifugas ciclónicas (desarenadoras para eliminar sólidos), y una bomba. Estas unidades portátiles, requieren un trabajo mínimo de instalación y eliminan la necesidad de contemplar a largo plazo un mantenimiento completo y costoso de una planta central.

Estas plantas o módulos portátiles son simples, flexibles y compactos, que son características de gran interés para el ingeniero de diseño, el encargado de la instalación y el operador, lo que ha creado una demanda tal, que este sistema de fluido motriz ha llegado a ser el más popular. **La figura 2.2** muestra una planta In Situ, con todos sus componentes.



Figura 2.2. Planta In Situ o Modulo Portátiles.

### 2.1.1. Sistema de Fluido Motriz

El éxito y la reducción de costos en la operación de cualquier instalación de bombeo hidráulico depende en gran medida, del contenido de sólidos presentes en el fluido motriz. La presencia de sólidos, además de un fluido indeseable como el gas o de materiales abrasivos como arena, afectará la operación normal no solo de la bomba subsuperficial, sino también de la unidad de potencia en superficie. El contenido de sólidos permisible variará dependiendo de lo que se defina como “vida útil” de la bomba y de la viscosidad de los fluidos. Un valor de sólidos contenidos en fluido motriz “FM” de 10 a 15 *ppm* puede considerarse aceptable en aceites de 30 a 40 grados *API*. En aceites de mayor densidad, habrá mayor desgaste y en consecuencia mayor tolerancia a la presencia de sólidos, mientras que para FM tipo agua, usualmente existe menor desgaste y por lo tanto, menor tolerancia a la presencia de sólidos.

Existen dos maneras de garantizar la calidad del fluido motriz y ello depende del tipo de sistema de fluido motriz a utilizar. En un sistema de **fluido motriz cerrado FMC**, el fluido motriz se mantiene dentro de un circuito cerrado y no se mezcla con el fluido producido. En un sistema de **fluido motriz abierto FMA**, el fluido motriz se mezcla con los fluidos producidos en el fondo del pozo y retorna a la superficie como una mezcla.

### 2.1.1.1. Sistema de Fluido Motriz Cerrado FMC

En un sistema cerrado *FMC*, el fluido motriz se mantiene en un circuito cerrado y no se mezcla con el fluido producido por el pozo, razón por la que no puede utilizarse en bombas de fondo tipo jet. La **figura 2.3** muestra una instalación superficial de un sistema de *FMC*. Dado que el equipo de superficie es relativamente pequeño, este sistema es popular en lugares urbanos y en plataformas costa afuera donde el espacio es limitado.

Frecuentemente, los sistemas de *FMC* usan como FM a alta presión agua en lugar de aceite, debido a que se reduce el riesgo y los problemas ecológicos. Al agua, se le debe agregar algún lubricante y/o inhibidor de corrosión, el cual debe considerarse en los costos de la inversión inicial.

Por otra parte, entre el 2 y el 10% del fluido motriz se pierde durante las operaciones de circulación y/o a través de los sellos de la bomba pistón de fondo y es producido junto con los fluidos aportados por el pozo. Es por ello que, con el tiempo se requerirá de un aporte adicional de fluidos y de un tanque para extraer las partículas abrasivas del fluido que reingresa al circuito y parte del fluido recirculado. Este *sistema no es utilizado con bombas de fondo tipo jet*.

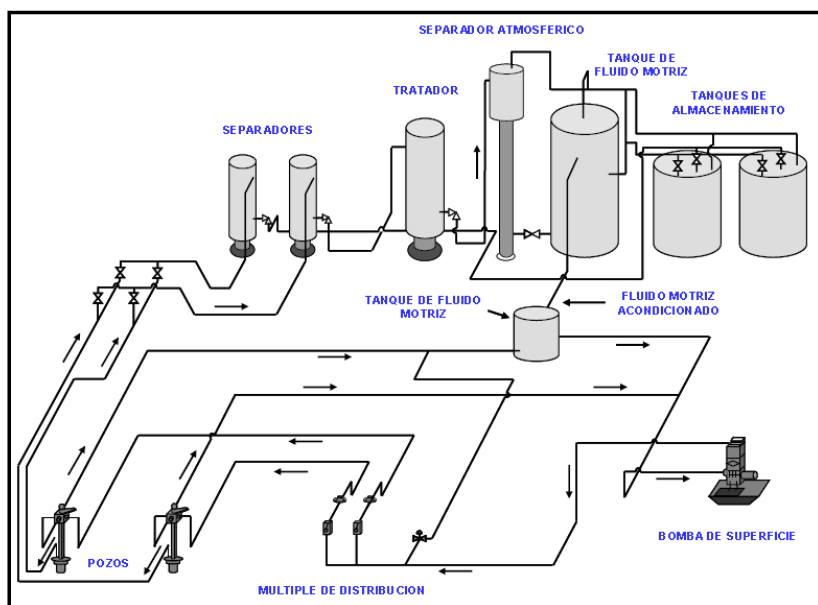


Figura 2.3. Sistema de Fluido Motriz Cerrado *FMC* en Superficie.<sup>1</sup>

De manera errada, se ha considerado que en un sistema de *FMC* se mantiene el fluido motriz limpio, ya que no tiene fuentes de contaminación. Sin embargo, en la práctica existen tres factores que desmienten esta teoría.

- El tanque de fluido motriz no separa totalmente todas las partículas sólidas del fluido que reingresa al circuito, resultando una limpieza relativa, no absoluta.
- El fluido motriz no es totalmente corrosivo. Una vez más, este factor es relativo y no absoluto y los productos de la corrosión generalmente son sólidos abrasivos.
- Cuando un fluido contiene sólidos, aunque sea en un porcentaje muy pequeño, en su fuga a través de los sellos de la bomba, los sólidos tienden a ser retenidos. Esto significa que el fluido que emerge de estos espacios está más limpio que el fluido que está intentando entrar en dichos espacios. La tendencia entonces es que el circuito de fluido motriz pierda fluido limpio y retenga las partículas sólidas.

A través del tiempo, estos tres factores hacen que el fluido motriz en un circuito cerrado llegue a ser “más sucio” que el fluido emergente o el fluido que entra al circuito cerrado, a menos que una parte (10% es razonable) del fluido motriz recirculado sea limpiado continuamente. Esta “limpieza continua de una parte del fluido recirculado” es una característica importante en el diseño del sistema *FMC*. Cuando se usa agua como fluido motriz, se pueden utilizar filtros en lugar de tanques decantadores para el proceso de limpieza. Estos filtros deben retener partículas de hasta 10 micrones. Cuando se usa aceite, la experiencia ha mostrado que el tanque decantador debe ser suficientemente grande, para mantener la velocidad ascendente del aceite menor a 1 *pie/hr*.

Por otra parte, un sistema de *FMC* debe considerar el uso de una tubería de producción adicional en la terminación del pozo, está es para retornar el fluido motriz a superficie. Esto hace que el sistema sea más costoso que el sistema de fluido motriz abierto *FMA* y, consecuentemente menos utilizado. La **figura 2.4** muestra un sistema de fluido motriz cerrado *FMC*, compuesto por una sarta de tubería para el fluido inyectado y una para el retorno del fluido motriz, sin permitir la mezcla con el fluido de producción.

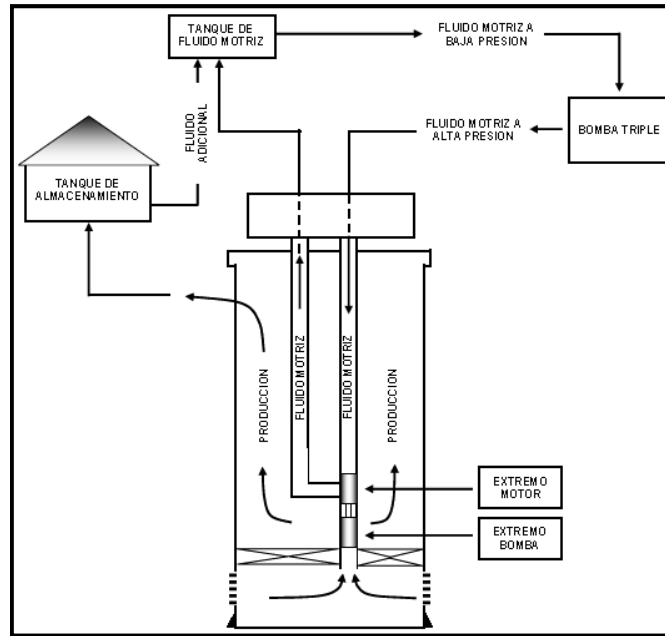


Figura 2.4. Terminación de un Pozo con un Sistema *FMC*.

#### 2.1.1.2. Sistema de Fluido Motriz Abierto *FMA*

En un sistema de fluido motriz abierto *FMA*, el fluido motriz se mezcla con los fluidos producidos por el pozo, y ambos fluidos mezclados retornan a la superficie. Cuando se usa agua como fluido motriz en este tipo de sistema, los productos químicos agregados para lubricación, inhibición y eliminación de oxígeno, son, en gran parte, perdidos cuando se mezclan con la producción del pozo, por lo que deben ser repuestos continuamente. Usualmente se utiliza el mismo aceite producido por el pozo como fluido motriz, en lugar de agua. La **figura 2.5** muestra una instalación del tipo *FMA*. La experiencia ha demostrado que el tanque de fluido motriz presenta un excelente diseño y han sido utilizados con muy pequeñas variaciones universalmente.

En un sistema abierto el aceite ingresa a un separador atmosférico conteniendo gas disuelto que no fue removido a la presión de operación del tratador. El propósito del separador atmosférico es quitar restos de gas, que de otra manera agitarían el tanque impidiendo la sedimentación. Para ser eficiente, el diámetro de la sección superior del separador atmosférico debe ser mayor a 36", aún con este diámetro, ocurren fluctuaciones de presión que hacen que el aceite sea enviado hacia arriba y pase por la línea de gas.

Para evitar que este exceso vaya a la parte superior del tanque y así alterar el proceso de sedimentación, se conecta la línea de gas del separador atmosférico con las líneas de descarga de gas del tanque, mediante una tubería auxiliar. El aceite desgasificado entra al fondo del tanque. Este aceite es fluido motriz más fluido de producción. En el punto medio vertical, la producción es removida a través de la tubería de subida exterior que mantiene el tanque lleno.

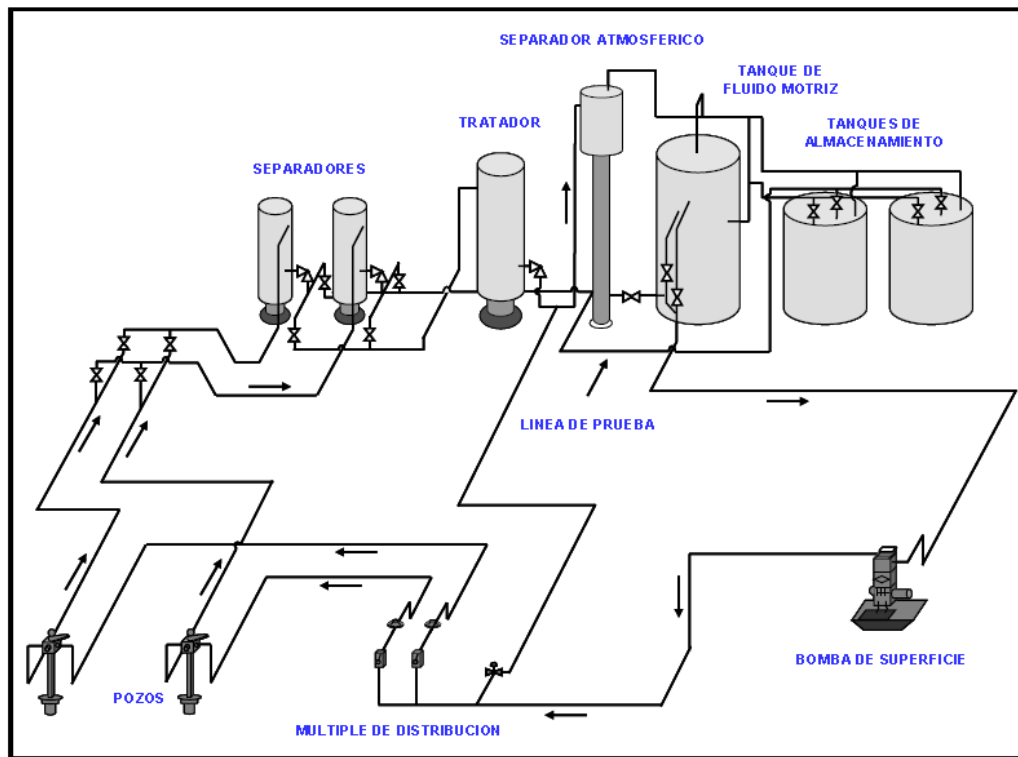


Figura 2.5. Sistema de Fluido Motriz Abierto *FMA*.

Desde el punto medio hacia arriba, se lleva a cabo el proceso de sedimentación del aceite motriz. Los sólidos livianos depositados son llevados con la producción a los tanques de almacenamiento, mientras que las partículas más pesadas se depositan en el fondo y deben ser retiradas periódicamente. Para asegurar una sedimentación adecuada de partículas, el tanque de fluido motriz debe ser de un tamaño tal que permita una velocidad ascendente, en la mitad superior, de menos de dos pies por hora. La velocidad debe ser inferior para aceites más densos de 30° *API* y para operaciones en climas extremadamente fríos.

El tanque del fluido motriz usualmente tiene una altura de 24 pies, lo que provee suficiente presión por fuerza gravitacional para enviar el fluido motriz a la bomba de superficie. Si se utiliza más de una bomba en superficie, se requerirá tanques individuales de este tipo para cada bomba o un solo tanque pero de mayor capacidad. Por otra parte, un sistema *FMA* necesita solamente dos conductos: uno para llevar el fluido motriz hacia la unidad de bombeo (tubería de inyección) y otro para llevar el fluido motriz de retorno y la producción hasta superficie. Estos conductos pueden ser dos sargas de tubería o una sarga de tubería y el espacio anular entre la tubería de producción (TP) y la tubería de revestimiento (TR). La simplicidad y la economía son las características más importantes en un sistema *FMA*. La **figura 2.6** muestra un sistema de fluido motriz abierto, donde el fluido motriz es inyectado a través de una sarga de tubería y retorna por el espacio anular mezclado con el fluido de producción del pozo.

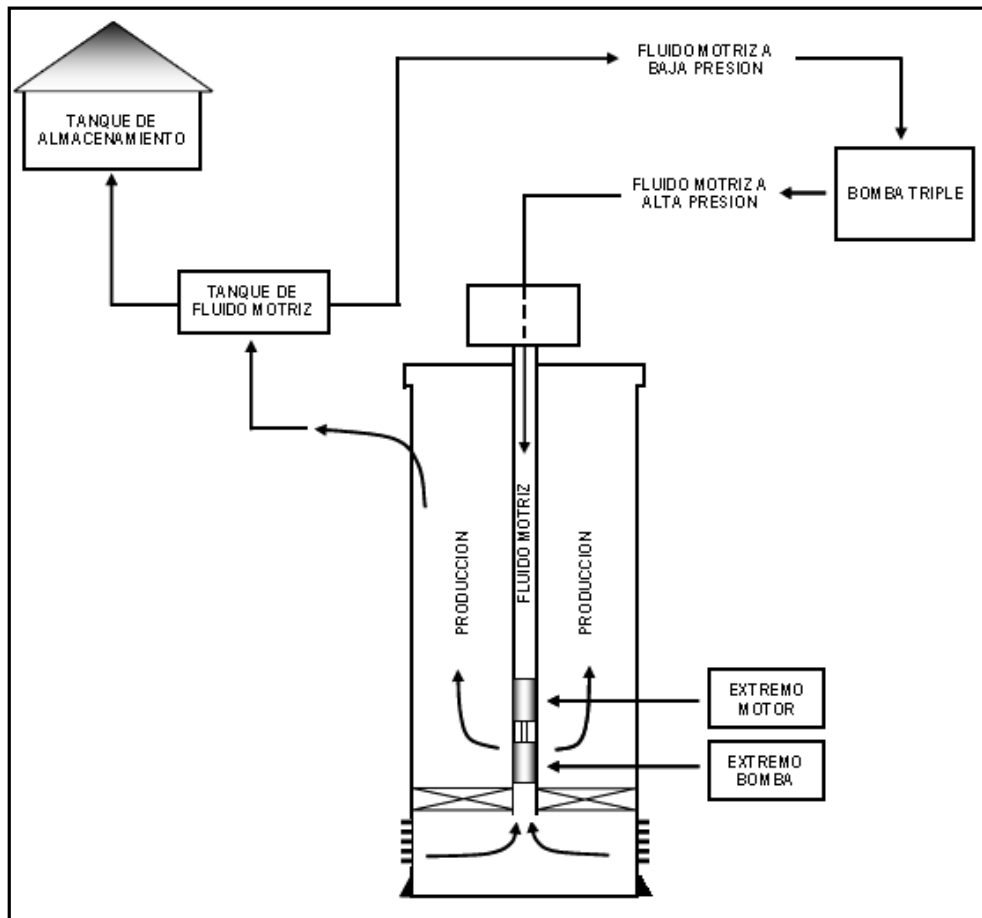


Figura 2.6. Terminación de un Pozo en un Sistema *FMA*.

La utilización de agua o aceite como fluido motriz dependerá de un gran número de factores, tales como:

- El agua es preferible, por razones de seguridad y ambiente.
- En sistemas *FMC*, la adición de químicos al agua, para lubricación y contra la corrosión, no es un factor que afecte mayormente a los costos (normalmente se usa agua fresca).
- En sistemas *FMA*, la adición de químicos al fluido motriz puede ser un significativo factor de costos, debido a que hay mezcla de los fluidos (motriz y de producción). Esto implica que deba hacerse una continua inyección de los químicos, lo cual se traduce en mayores costos operacionales.
- El tratamiento de un fluido motriz como aceite raramente es un factor que eleve los costos en forma significativa, puesto que el aceite pocas veces necesita aditivos químicos para la lubricación. Sin embargo, se da una excepción cuando se utilizan aceites muy ligeros a una alta temperatura de fondo, obteniéndose viscosidades menores a 1 *cstk*. En estos casos, se requiere de lubricantes para prolongar la vida útil de la bomba.
- El mantenimiento de las bombas de superficie es menor cuando se usa aceite como fluido motriz.
- Las bombas subsuperficiales son muy sensibles a la viscosidad del fluido motriz inyectado. Como el agua no tiene prácticamente ninguna capacidad de lubricación a temperaturas de fondo, puede, si no es adecuadamente tratada, contribuir a la reducción de la vida útil de la bomba.
- La prueba de producción en pozos de aceite está sujeta a una fuente adicional de error si se usa aceite como fluido motriz (esta afirmación no es válida cuando la planta se encuentra ubicada en el pozo mismo). El aceite motriz deberá ser medido a la entrada y salida del sistema *FMC* ya que pequeños errores en la medición podrían ser significativos cuando la razón de aceite motriz a aceite producido sea considerablemente grande. Esta consideración también resulta válida si el pozo produce con altos cortes de agua. Por ejemplo, si la razón aceite motriz a aceite producido es 10:1, un error del 2% en la medición del aceite motriz se transforma en un 20% de error en la medición del aceite producido.



- Usualmente, la presión de superficie requerida va a ser menor cuando se utiliza agua en lugar de aceite, como fluido motriz.
- Aunque las bombas hidráulicas manejan crudos viscosos de  $7 - 20^\circ API$ , estas podrían servir para otros propósitos, como por ejemplo utilizar aceites de alta gravedad como fluido motriz en un sistema *FMA* con el objeto de diluir el aceite pesado de producción y facilitar su transporte hasta la superficie.
- Si el espacio disponible en superficie es limitado, como en lugares urbanos o en plataformas costa afuera, o si factores ecológicos o estéticos son de importancia, elija un sistema de fluido motriz cerrado *FMC*. La utilización de agua reducirá a un mínimo el peligro de pérdidas causantes de problemas ecológicos o de incendio, aun cuando incremente el costo de la bomba de superficie y genere gastos adicionales de operación, debido a los aditivos (lubricante y barrido de oxígeno) utilizado por el fluido motriz.

### 2.1.2. Bombas de Superficie

Los sistemas de bombeo hidráulico han evolucionado hacia el uso de presiones relativamente altas y bajos gastos de flujo, con el propósito de reducir las pérdidas por fricción e incrementar la capacidad de levantamiento y la eficiencia del sistema. Las presiones de operación en superficie se encuentran usualmente entre 2000 y 4000  $lb/pg^2$ , con valores de presión mucho más altos en pozos muy profundos. Los gastos del fluido motriz varían desde muy bajos hasta valores superiores a los 3000 *bpd*. Algunas veces se utilizan bombas centrifugas multi-etapas cuando se requiere bombear a múltiples pozos desde una planta central. Por el contrario, cuando se tiene un solo pozo o un pequeño grupo de éstos, se recomienda el uso de bombas de desplazamiento positivo, las cuales proveen una alta presión de cabezal y bajos gastos de flujo. Estas bombas triplex o quíntuplex, son operadas por motores eléctricos o de combustión interna, una bomba triplex de superficie es mostrada en **figura 2.7**.

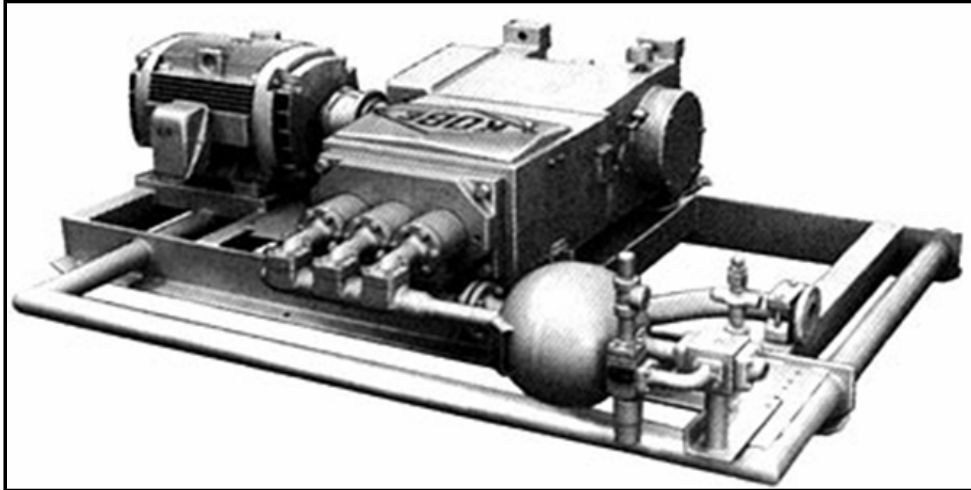


Figura 2.7. Bomba Triplex.<sup>15</sup>

Las bombas de desplazamiento positivo utilizadas en sistemas de bombeo hidráulico tienen una potencia que varía entre 30 y 625 *hp*, una longitud de embolada (stroke) entre 2 y 7 *pg* y un diámetro de pistón entre 1 y 2 ½" *pg*. Las especificaciones de este tipo de bomba comúnmente son suministradas por el fabricante. Generalmente, las bombas multi-etapas operan a baja velocidad para reducir la vibración y evitar problemas con dispositivos mecánicos, como las válvulas de descarga. Debido a que la mayoría de las aplicaciones se encuentran entre 200 y 450 *rpm* (velocidades muy por debajo a la velocidad de los motores eléctricos o de combustión interna), se requerirá del uso de un reductor de velocidad. Comúnmente se utiliza una caja de engranes, la cual generalmente forma parte integral del equipo. Sin embargo, los fabricantes ofrecen una amplia variedad de reductores de velocidad para cada serie de bombas.

Las bombas de desplazamiento positivo utilizan dos tipos de pistón, en sistemas donde se requiere el uso de aceite limpio a alta presión, estas bombas utilizan émbolos, camisas "metal a metal" y válvulas tipo bola, componentes que requieren de poco mantenimiento. En sistemas donde se bombea agua, el sistema metal-metal no es práctico ya que el espacio entre el émbolo y la camisa debe ser pequeño para permitir poca fuga del fluido motriz o por lo menos mantenerlo en un nivel o rango aceptable. Para resolver este problema, se utilizan sistemas de émbolos y camisas empaquetadas y válvulas de disco, las cuales no requieren de ajuste.

Con la aparición de materiales de alta resistencia y otros componentes para mejorar las características de fricción, se ha mejorado notablemente la capacidad de la bomba para manejar agua a alta presión por largos periodos de tiempo. Los sistemas que operan con agua, presentan mayores retos que los de aceite, sin embargo, estos sistemas han mostrado un mayor tiempo de vida útil si son operados a una presión inferior a las 3500 lb/pg<sup>2</sup>. Adicionalmente, las bombas de superficie requieren de ciertos equipos auxiliares, tales como: válvula de alivio, medidores de presión y dispositivos de seguridad.

### 2.1.3. Múltiple de Inyección

El múltiple de inyección se utiliza en sistemas de superficie que contemplan el uso de una planta central. Son construidos en secciones modulares, lo que permite ser agregados o retirados del sistema con facilidad, la **figura 2.8** muestra un equipo modular de este tipo. Adicionalmente, a la sección modular del múltiple de inyección se le puede integrar un equipo de medición global o individual para cada pozo.

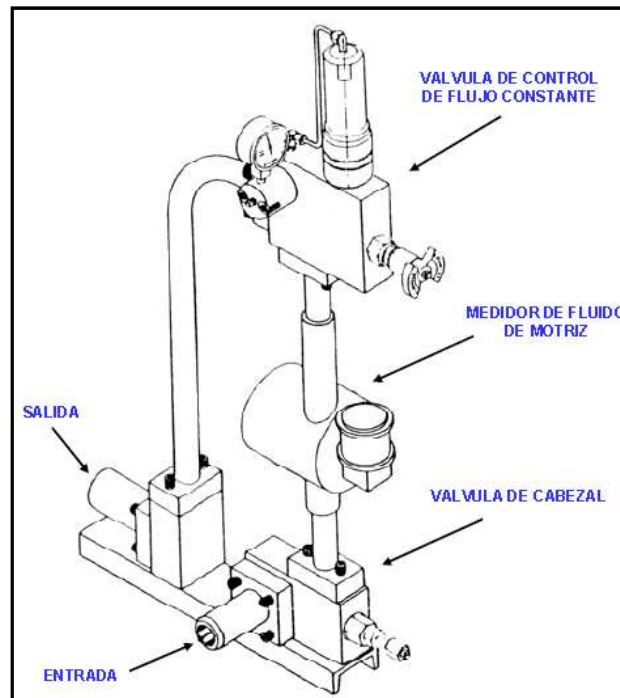


Figura 2.8. Módulo de Control del Fluido Motriz.<sup>15</sup>

### 2.1.4. Válvulas de Control

Las válvulas de control forman parte del múltiple de inyección y se utilizan para regular y/o distribuir el suministro del fluido motriz a uno o más pozos. En sistemas de bombeo hidráulico que utilizan una bomba recíprocante en el fondo del pozo, se hace necesario el uso de válvulas de control de flujo constante en superficie que regulen la cantidad de fluido motriz que va a cada uno de los pozos.

Por el contrario, en sistemas donde se usan bombas jet en el fondo del pozo, generalmente se utilizan válvulas de control de presión constante, lo que asegura la apropiada operación del equipo. La **figura 2.9** muestra las válvulas de control de presión y flujo constante.

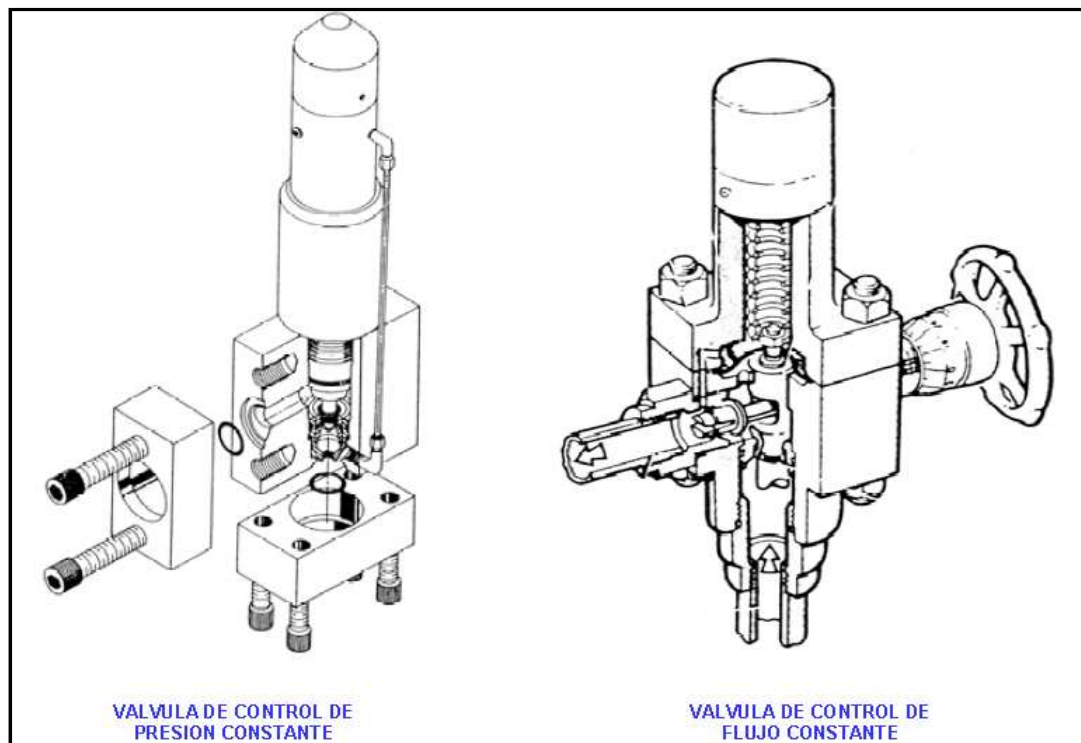
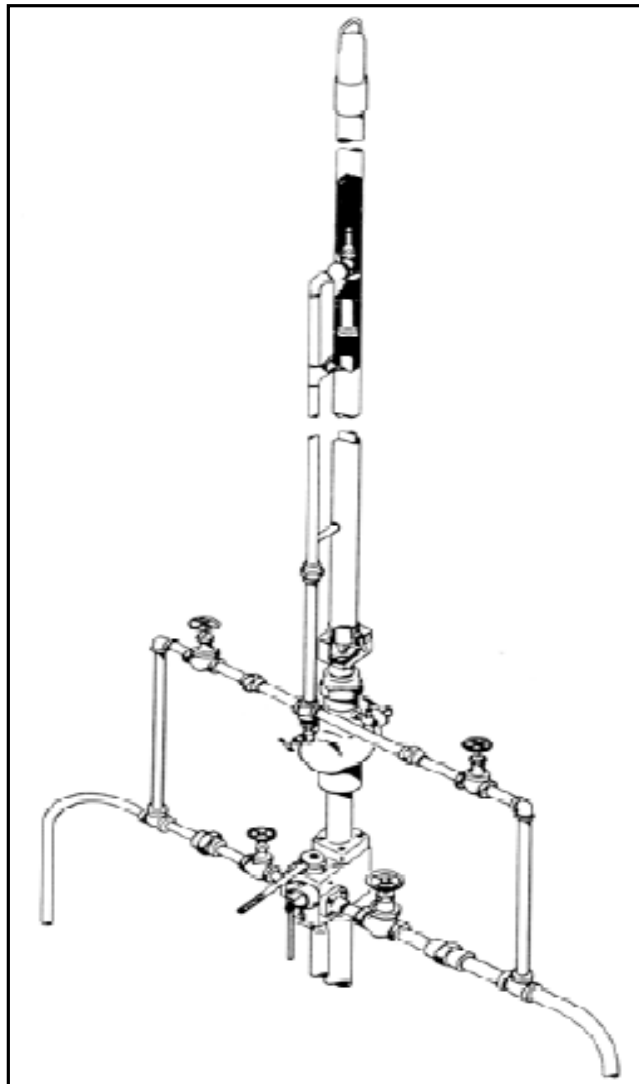


Figura 2.9. Válvulas de Control.<sup>15</sup>

### 2.1.5. Lubricador

Es un equipo opcional que es colocado en el cabezal del pozo y es principalmente una extensión de la tubería de producción, este equipo permite establecer un punto de comunicación con el pozo de forma segura. Se utiliza básicamente para remover y/o insertar alguna bomba de fondo en caso de presencia de  $H_2S$ , debido a que se restringe la apertura de la tubería de producción para insertar y/o reemplazar la bomba subsuperficial. En este caso, el lubricador permitirá que la válvula maestra debajo del cabezal sea cerrada y todo el equipo con la bomba adentro pueda ser removido del pozo, sin algún riesgo. La **figura 2.10** muestra un lubricador de típico de alta presión.



**Figura 2.10.** Lubricador de Alta Presión.

### **2.1.6. Tubería de Alta Presión**

Las líneas de flujo en este método de levantamiento juegan un papel muy importante, ya que permiten transmitir el fluido motriz a baja presión hacia plataformas de bombeo, y desde las plataformas de bombeo se inyecta a través de líneas de alta presión hacia los múltiples y pozos.

La mezcla de fluido motriz y los fluidos producidos por el pozo retornan al sistema a través de tuberías de baja presión, directamente hacia las estaciones de flujo. El fluido motriz descargado a baja presión desde la planta principal de producción o descargado a alta presión desde las plataformas de bombeo, pierde presión a medida que recorre las líneas. Estas pérdidas de presión, en combinación con la máxima velocidad del fluido motriz para evitar daños a la tubería, se pueden considerar como las principales limitaciones de este sistema.

Las pérdidas de presión a través de las tuberías representan una gran limitación para el eficiente trabajo de las bombas subsuperficiales tipo jet. Es recomendable reducir al máximo las pérdidas de presión, para lograr inyectar el fluido motriz a la mayor presión posible en las bombas tipo jet, de esta manera, reducir la cantidad de fluido motriz necesaria para recuperar el volumen máximo de aceite.

### 2.1.7. Cabezal del Pozo

El cabezal del pozo especial para BHJ, posee válvulas de cuatro vías, cuya función primordial es revertir el flujo de fluidos durante las operaciones cuando se instalan o recuperan las bombas subsuperficiales. Las funciones de este tipo de cabezal son:

- Dirigir el fluido motriz hacia el fondo del pozo para bajar y operar la bomba.
- Enviar el fluido motriz al conducto adecuado para levantar la bomba a superficie.
- Cerrar la línea de fluido motriz y ser un medio para liberar presión de la tubería.
- Atrapar y retener la bomba.
- Actuar como un dispositivo de seguridad, evitando que la alta presión sea aplicada accidentalmente a la tubería de revestimiento (TR).

La válvula de cuatro vías o válvula de control del cabezal del pozo se muestra en la **figura 2.11**. En aplicaciones prácticas, este cabezal no es muy utilizado, debido a que esta operación se lleva a cabo con el juego de válvulas que tiene el cabezal convencional que se instala en el pozo.

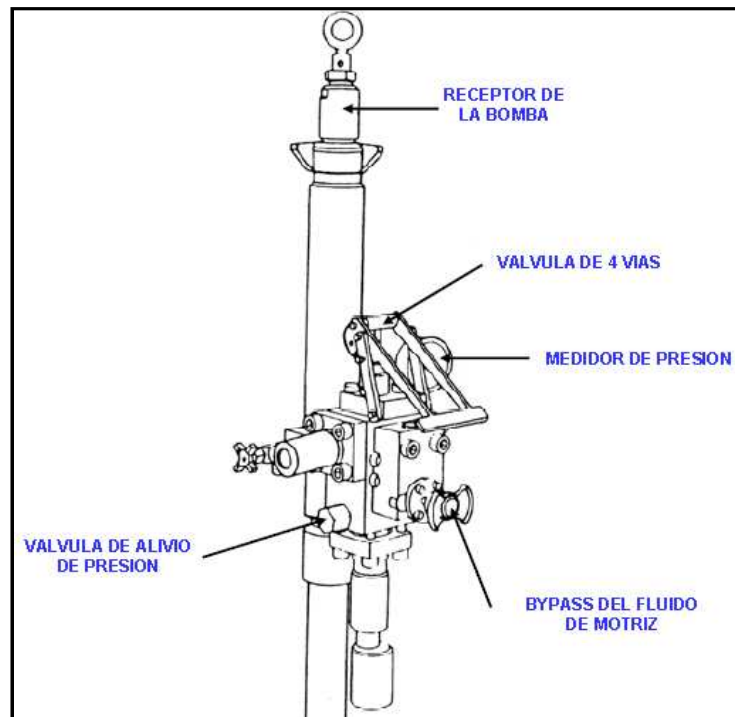


Figura 2.11. Válvula de Control del Cabezal del Pozo.

## **2.2. Equipo Subsuperficial**

En el equipo subsuperficial, no solo se considera el diseño del tipo o tamaño de la bomba de acuerdo a los requerimientos del pozo, sino también la disposición de la misma dentro de la tubería.

### **2.2.1. Tipos de Arreglos Subsuperficiales**

La mayoría de las bombas hidráulicas se instalan como bombas libres (o sea que circulan libremente desde el cabezal hasta el fondo del pozo y viceversa), también pueden ser instaladas de manera permanente. La decisión de instalar cualquiera de estos sistemas dependerá en cierta manera de parámetros, tales como: diámetro de TR, gasto estimado de producción, entre otros.

#### **Arreglos de Tuberías Libres**

El tipo libre, no requiere una unidad especial para colocar ni recuperar la bomba, por el contrario, la bomba queda dentro de la sarta de inyección de fluido motriz “libre”, para circularse hasta el fondo o de ser recuperada en superficie. Las instalaciones del tipo libre requieren que los ensamblajes de fondo, tales como la combinación anclaje-zapata y uno o más sellos utilizados para recibir y anclar la bomba, desciendan con la tubería.

Estos sellos son sólidos y de alta resistencia a la corrosión, por lo que tienen larga vida útil. Al correrlos sobre la tubería, permanecen en el fondo del pozo por años y la bomba de fondo puede ser recuperada e introducida en el pozo varias veces, para ser reparada o simplemente cambiar su tamaño. Hay dos tipos principales de diseño para la instalación de bombas libres: Libre Paralelo y TR libre.



### a. Libre con Tuberías Paralelas

El diseño libre paralelo para un sistema de fluido motriz abierto (*FMA*), considera al menos el uso de dos sarta de tubería, sin empacador. La sarta principal se utiliza para bombear el fluido motriz hasta la bomba. Después que el fluido motriz es utilizado (cuando haya pasado por la parte motriz de la bomba), sale de dicha sección para mezclarse con el fluido producido, esta mezcla retorna por la sarta paralela hasta la superficie. Este diseño de fondo permite que el gas se ventee por el espacio anular de la tubería de revestimiento y mejore la eficiencia volumétrica de la bomba, en especial, en aquellos pozos con alta *RGL*. La desventaja en el uso de este diseño es que requiere una tubería adicional para llevar los fluidos producidos a superficie, por lo que el tamaño máximo de las sarta lo determina el diámetro de la TR. Esto limita también el tamaño de bomba que podría introducirse y el volumen de fluido a producir. Usualmente, la sarta paralela es de menor diámetro, lo que produce mayores pérdidas de presión por fricción y por consiguiente la bomba superficial requiere mayor potencia. La **figura 2.12** muestra un sistema libre paralelo, donde las bombas son del tipo convencional y pueden ser desancladas por medio de la tubería de producción.

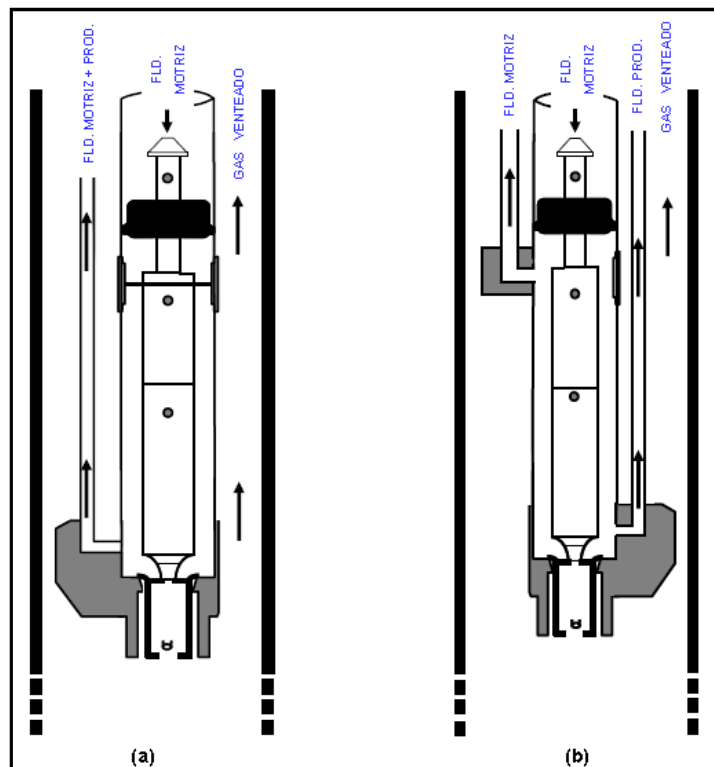
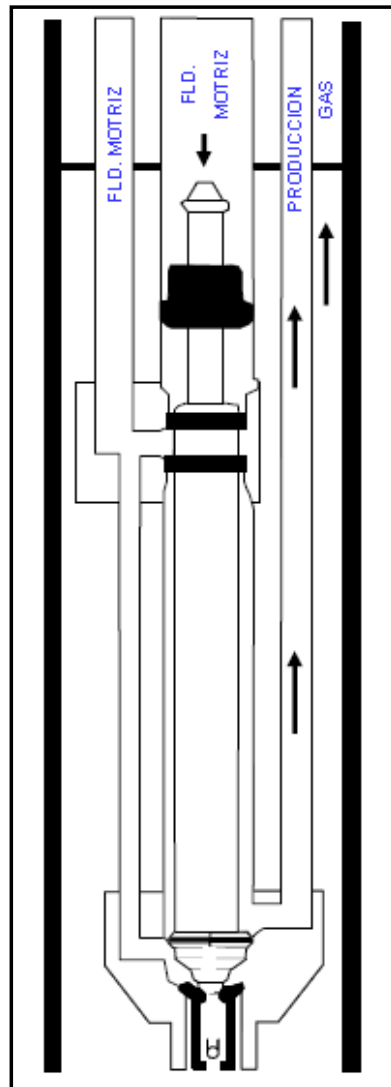


Figura 2.12. Sistema de Tubería Libre Paralelo, la Bomba es Desanclada con la TP.<sup>1</sup>

La **figura 2.13** muestra un sistema libre paralelo. En este caso, la bomba puede ser desanclada por la tubería principal utilizando el fluido motriz de retorno. **Las figuras 2.12 y 2.13** requieren de tres sartas de tubería paralelas; una para el fluido motriz, otra para el retorno del fluido motriz, y la tercera para la producción del pozo. En estos diseños, el tamaño de la bomba y de las sartas de tubería está limitado por el diámetro interno de la TR.



**Figura 2.13. Sistema de Tubería Libre Paralelo. La Bomba es Desanclada por el Fluido Motriz de Retorno.**

### b. TR Libre

El diseño TR libre es el menos complicado y costoso. Consiste en una sola sarta de tubería o TP, una cavidad y un empacador. Bajo condiciones operacionales, el fluido motriz es bombeado hacia abajo a través de la sarta de tubería, accionando la bomba hidráulica de fondo, para luego mezclarse con los líquidos y gases producidos. Esta mezcla de fluido motriz y fluidos producidos, retorna a la superficie por el espacio anular entre la TP y la TR. La **figura 2.14** muestra el diseño de TR libre, donde todo el gas producido pasa por la bomba. Si se trata de una bomba tipo pistón la eficiencia se afecta directamente, a diferencia de una bomba jet donde igualmente la eficiencia se ve afectada con una alta *RGL*, sin embargo, el sistema TR libre puede ser utilizado con un equipo adicional para ventear el gas. En este caso, una sarta paralela auxiliar puede ser introducida al pozo, en conjunto con un doble empacador, la cual deberá colocarse por debajo de la bomba con el fin de ventear el gas hasta la superficie. El fluido motriz y los fluidos producidos por el pozo regresan por el espacio anular entre la TP y la TR. Este tipo de configuración no se puede usar con el sistema de fluido motriz cerrado *FMC*.

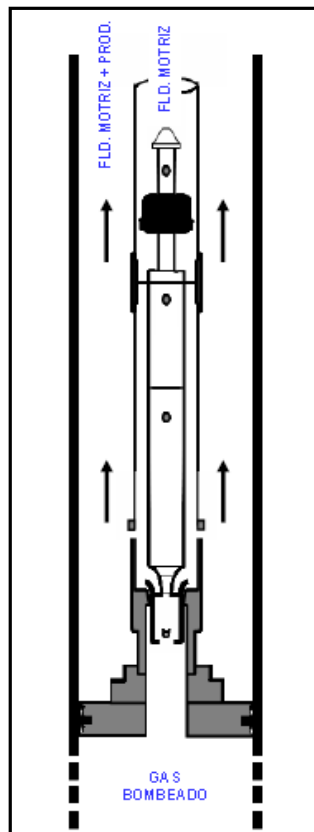


Figura 2.14. Sistema de Tubería TR Libre.

## Arreglos de Tuberías Fijos

En un **sistema fijo**, la bomba de fondo se conecta con la tubería de fluido motriz y se coloca en el pozo como una parte integral de la sarta de producción. Las bombas tienen que colocarse o recuperarse con el uso de equipo de reparación, con el cual se retira toda la tubería de producción para recuperar la bomba. Existen varias razones para seleccionar una bomba fija, tales como; levantar grandes volúmenes de líquido, baja *RGA* y disponer de grandes diámetros de TR.

Como el tamaño físico de estas bombas no está limitado por el diámetro interior de la tubería, se pueden utilizar pistones más grandes en el caso de bombas reciprocantes o bombas más grandes si se trata de bombas jet, lo que dará un mayor volumen. Para la instalación de bombas fijas se tiene el sistema **Fijo Insertable y TR Fija**.

### c. Fijo Insertable

En este tipo de instalación, se introduce una sarta principal de tubería de mayor diámetro hasta el fondo del pozo, luego, se coloca la bomba en una sarta de tubería de menor diámetro dentro de la principal y se ancla en una zapata. En este diseño, la sarta de menor diámetro transporta el fluido motriz a presión hasta la bomba. El fluido motriz usado y la producción del pozo, viajan hasta la superficie a través del espacio anular existente entre las tuberías concéntricas, ésta configuración se presenta en **figura 2.15**. Adicionalmente, este tipo de configuración permite que el gas se ventee libremente a través del espacio anular entre la TR y la tubería de mayor diámetro, con el fin de que la interferencia de gas no reduzca la eficiencia volumétrica de la bomba. Por otra parte, existe un arreglo del diseño fijo insertable, el cual tiene un empacador colocado debajo de la cavidad de la bomba, con el fin de que la bomba hidráulica jet maneje todo el gas producido. Este diseño resulta ventajoso cuando la TR está en malas condiciones, sobre todo en la parte superior del pozo o cuando se tiene otra zona productiva. Esta aplicación no se contempla en sistemas cerrados de fluido motriz (*FMC*).

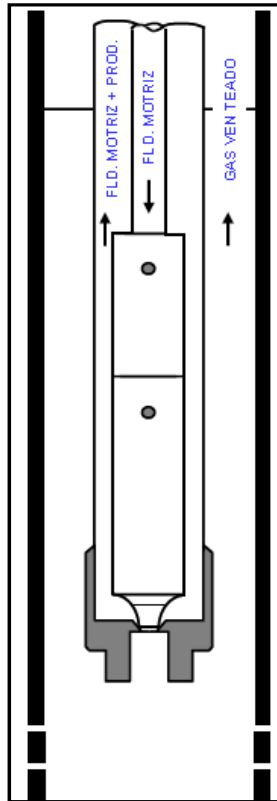


Figura 2.15. Sistema de Tubería Tipo Fijo Insertable.<sup>1</sup>

#### d. TR Fija

En instalaciones del tipo TR fija, la bomba se coloca en la sarta de tubería con un empacador por debajo de ésta, tal como puede apreciarse en **figura 2.16**. La tubería transmite hacia abajo el fluido motriz presurizado hasta la bomba. El fluido motriz utilizado para operar la bomba más la producción del pozo, regresan a través del espacio anular entre la tubería de inyección y la TR. En este diseño, el gas producido obligatoriamente deberá ser manejado por la bomba. En ocasiones, se utiliza una sarta separada para el venteo de gas. El venteo es necesario en aquellos pozos que producen una alta relación gas aceite (RGA) y por debajo de la presión de saturación. Este sistema es utilizado únicamente en sistemas abiertos (*FMA*).

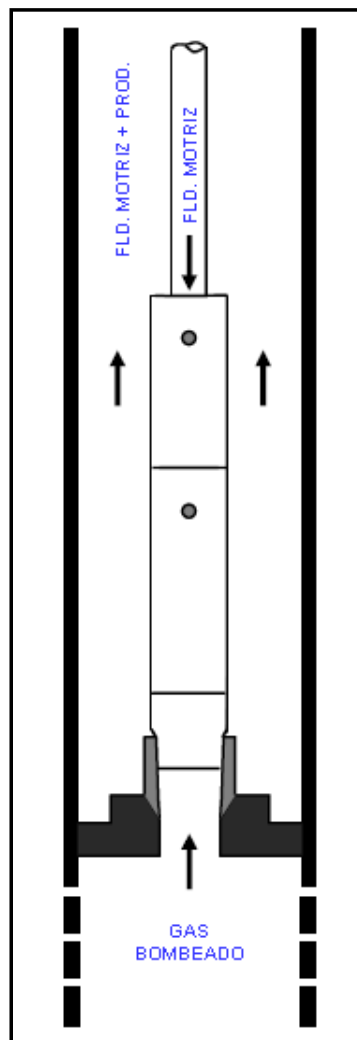


Figura 2.16. Sistema de Tubería de TR Fija.

### e. Otras Disposiciones

Las bombas hidráulicas pueden adaptarse casi a cualquier tamaño de tubería, en consecuencia, se dispone de bombas cuyos diámetros pueden variar entre 1 ¼” de diámetro interno hasta 4 ½” de diámetro externo.

#### ➤ *Circulación Inversa*

Este tipo de sistema utiliza un diseño libre paralelo, ligeramente modificado, donde el fluido motriz es dirigido hacia abajo a través de la sarta de menor diámetro, y la producción de los fluidos producidos por el pozo son enviados a superficie en conjunto con el fluido motriz mediante la sarta de mayor diámetro. Este sistema permite que el fluido motriz más la producción utilice la sarta de mayor tamaño para regresar a superficie y de esta manera minimizar las pérdidas en el sistema. De igual forma, permite ventear el gas al espacio anular y proteger la TR contra la corrosión. Este sistema es comúnmente utilizado con bombas jet, aunque ha sido utilizado en instalaciones con bombas tipo pistón. La bomba requiere de un dispositivo automático de cierre para mantener y fijar la bomba en el fondo durante la operación de bombeo y necesita de una herramienta que se deja caer para liberarla, antes de que la bomba sea llevada a superficie. La **figura 2.17** muestra un sistema de circulación inversa.

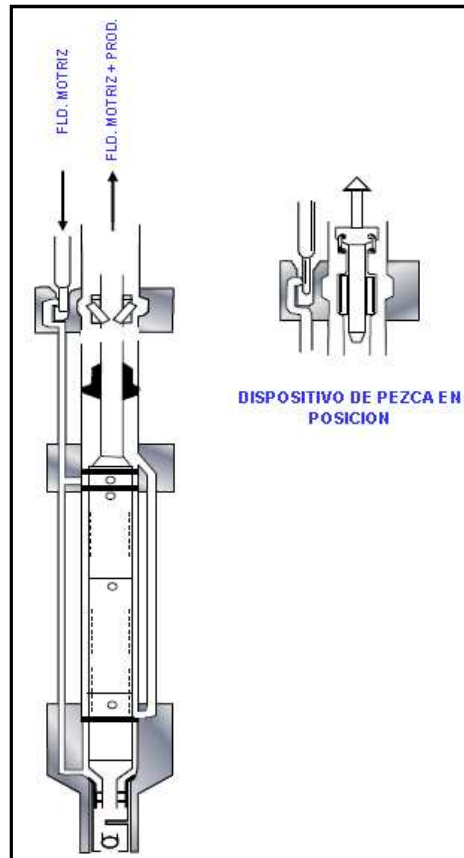


Figura 2.17. Arreglo de Tubería de Circulación Inversa.

### ➤ Pozos Duales

Cuando dos pozos tienen zonas con diferentes presiones de yacimiento, no resultaría práctico permitir la comunicación entre ellas por que los fluidos almacenados en la zona de alta presión fluirían hacia la zona de menor presión.

En consecuencia, si se requiere el uso de algún método de bombeo, lo conveniente sería utilizar dos bombas subsuperficiales para producir ambas zonas independientemente. Esto es porque ambas bombas necesitan diferentes gastos y presiones de fluido motriz en superficie y se deberá considerar una línea individual para el fluido motriz requerido para cada uno de los pozos, haciendo más compleja la terminación del pozo. En algunos casos, zonas duales han sido puestas a producción separadamente mediante el uso de una doble bomba accionada con un mismo motor de fondo.



➤ **Bombas en Paralelo o Tandem**

Cuando los requerimientos de producción de un pozo exceden la capacidad de una simple bomba es posible instalar dos bombas en paralelo o “Tandem” para duplicar la capacidad de desplazamiento del equipo de fondo. Cada bomba se encuentra físicamente conectada a una simple unidad, pero cada bomba es libre de operar independientemente. Las bombas en paralelo han sido históricamente utilizadas en sistemas de bombas reciprocantes, este arreglo de fondo se observa en la **figura 2.18**.

Es raro pero posible el utilizar en campo bombas tipo jet con este arreglo, debido a que es posible lograr suficiente capacidad de producción utilizando una simple bomba jet. Debido a esta particularidad de las bombas tipo jet, los sistemas tandem en bombas reciprocantes han dejado de ser utilizados.

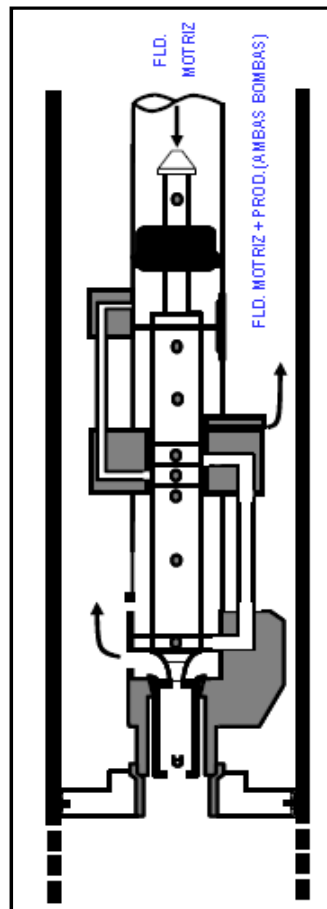


Figura 2.18. Bombas en Paralelo o “Tandem”.

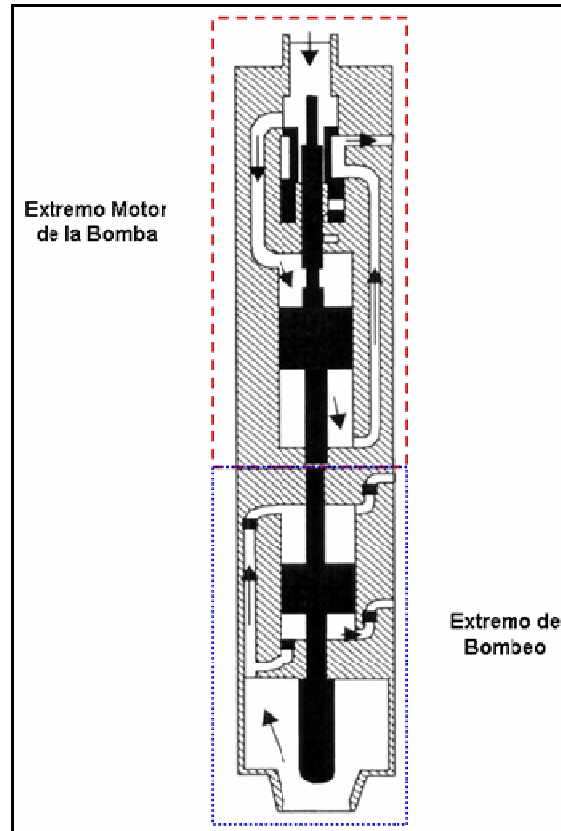
### ➤ **Válvula de Seguridad**

Los pozos costa afuera y los que se encuentran en centros urbanos generalmente requieren el uso de válvulas de seguridad en la tubería de producción. Estas válvulas requieren de cierto valor de presión para mantenerlas abiertas, la cual se obtiene del fluido motriz a alta presión. En caso de ocurrir un accidente en superficie, específicamente en el cabezal del pozo, la presión del fluido motriz se liberaría, ocasionando el cierre de la válvula y permitiendo mantener el control de la producción del pozo.

#### **2.2.2. Bombas Tipo Pistón<sup>1</sup>**

Una unidad de bombeo tipo reciprocante o pistón es un mecanismo formado por un motor hidráulico de fondo acoplado a una bomba. El pistón del motor es de diseño similar al pistón de la bomba y se encuentra expuesto a la presión del fluido motriz, el cual se encuentra bajo el control de la válvula del motor. La válvula del motor invierte la dirección de flujo del fluido motriz en forma alternada, lo que causa que el pistón del motor actúe recíprocamente hacia atrás y adelante. El motor utiliza válvulas de cuatro vías para cambiar de alta a baja presión del fluido motriz y descargar en ambos lados del pistón del motor de manera alternada. Estas válvulas del motor se utilizan en bombas de doble acción, para dar la misma fuerza en la carrera ascendente y descendente. Las válvulas de tres vías son utilizadas en motores con pistones de área diferente que siempre tienen fluido motriz de alta presión sobre un lado del pistón y cambia la presión del fluido motriz de alta a baja presión sobre la otra cara del pistón. Este tipo de válvula es común en bombas de simple acción, las cuales no requieren de una alta fuerza cuando no se encuentran desplazando fluidos a la superficie. Existen una gran variedad de modelos de bombas pistón y cada uno de estos es único en cuanto a diseño, sin embargo, su principio de operación es básicamente el mismo. Originalmente, el motor y la bomba fueron nombrados “Unidad de Producción”, pero en la práctica siempre se les ha llamado “Bomba”, con la particularidad que al motor se le

refiere como el “extremo motor de la bomba” y a la bomba como el “extremo de bombeo de la bomba”. La **figura 2.19** muestra una Bomba KOBE tipo “A” completa.



**Figura 2.19. Bomba Completa KOBE Tipo A.**

Considere el extremo motor de la bomba KOBE tipo “A”, tal como se muestra en la **figura 2.20**, donde en su carrera descendente, ver **figura 2.20 (a)**, puede notarse que el fluido motriz a alta presión es inyectado en la parte superior del pistón del motor, mientras que el fluido motriz de retorno, ubicado en el lado inferior del pistón, es descargado al exterior del motor a través de la válvula del motor. Cuando el pistón llega al final de la carrera descendente, el diámetro reducido en la parte superior del vástago de la válvula permite la entrada de fluido motriz de alta presión por debajo de la válvula del motor, tal como se aprecia en la **figura 2.20 (b)**. Debido a que la válvula del motor tiene mayor área en su parte inferior con respecto a la parte superior, ésta se desplazará hacia arriba como consecuencia de la fuerza resultante al actuar una misma presión de fluido sobre áreas distintas y en direcciones opuestas.

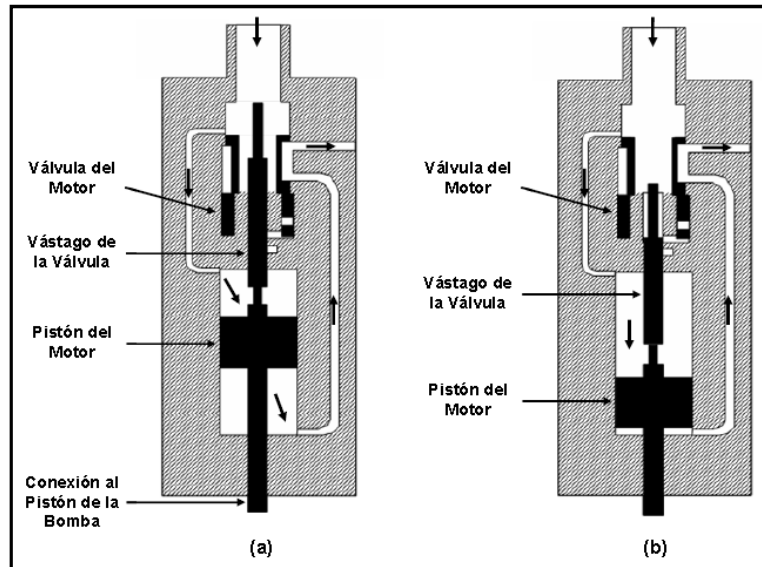


Figura 2.20. Bombas KOBÉ Tipo A. Carrera Descendente del Extremo Motor.

Con la válvula del motor en la posición superior, como se aprecia en la **figura 2.21 (c)**, la dirección de flujo del fluido motriz se invierte, y en consecuencia, el pistón comenzará su carrera ascendente. Cuando el pistón llega al final de la carrera ascendente, como se muestra en **figura 2.21 (d)**, el diámetro reducido del extremo inferior del vástago de la válvula conecta el área debajo de la válvula a la descarga, o zona de baja presión. Con la alta presión por encima de la válvula y solamente con presión de descarga abajo, la válvula se desplazará hacia arriba, para repetir el ciclo.

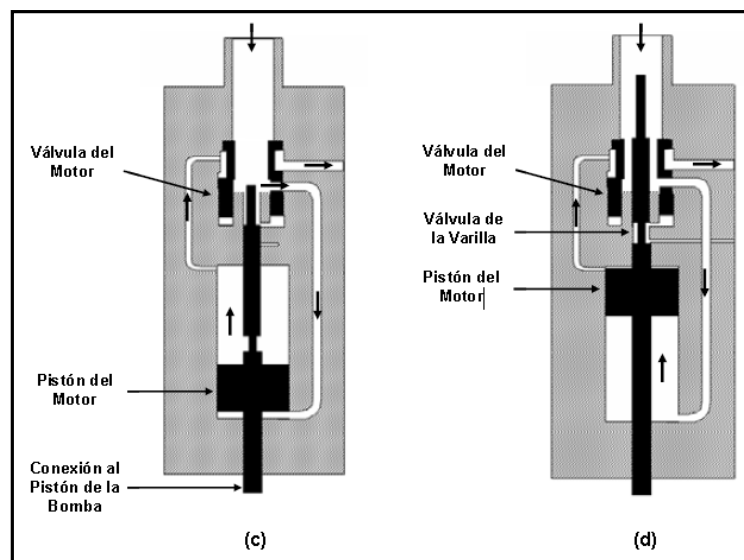


Figura 2.21. Bombas KOBÉ Tipo A. Carrera Ascendente del Extremo Motor.

### 2.2.3. Bombas Tipo Jet

Las bombas jet son otro tipo de bomba de subsuperficial que puede ser utilizado en sistemas de bombeo hidráulico. Este tipo de bomba ha sido adaptada a las características de diseño del ensamblaje de fondo, por lo que son una alternativa a las bombas convencionales del tipo pistón.

La característica más importante de este dispositivo es que no posee partes móviles (la acción de bombeo se logra a través de la transferencia de energía entre el fluido de potencia y el fluido producido) lo que permite tolerar fluidos abrasivos y corrosivos provenientes del pozo. La poca vibración y la característica de bomba libre es ideal para ser utilizadas con registradores de presión para monitorear ésta a diferentes gastos de producción. Las bombas jet son afectadas por el efecto de cavitación a la entrada de la garganta y a bajas presiones de entrada de la bomba, por lo que este efecto debe ser considerado en el diseño. Adicionalmente y debido a la naturaleza de las curvas de la bomba, los cálculos requeridos para el diseño de este tipo de instalaciones son complejos y requieren de procesos iterativos, lo que supone el uso de programas de cómputo.

#### 2.2.3.1. Principio de Funcionamiento

El principio de funcionamiento se debe básicamente al efecto de transferencia de cantidad de movimiento o momento, entre el fluido motriz y el fluido producido por el pozo. El mecanismo de operación se basa en el principio de Bernoulli, el cual enuncia que “sobre un plano constante, la suma de las energías cinéticas y potencial de un flujo es constante; por lo que, si su velocidad aumenta, su presión disminuye y viceversa”. La **figura 2.22** muestra las partes fundamentales de una bomba jet.

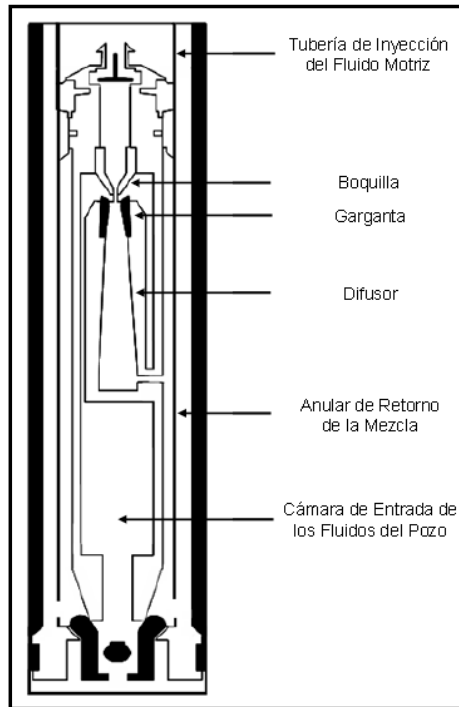


Figura 2.22. Esquema de una Bomba Jet.

La **figura 2.23** muestra los cambios que ocurren en el perfil de velocidad y de presión, cuando los fluidos pasan a través de la bomba tipo jet. El proceso de transferencia de energía es de la siguiente forma; El fluido motriz a alta presión es inyectado al pozo a través de la tubería de inyección, éste fluido al llegar a la bomba subsuperficial tipo jet, pasa a través de la boquilla donde se convierte en un chorro a baja presión (alta velocidad).

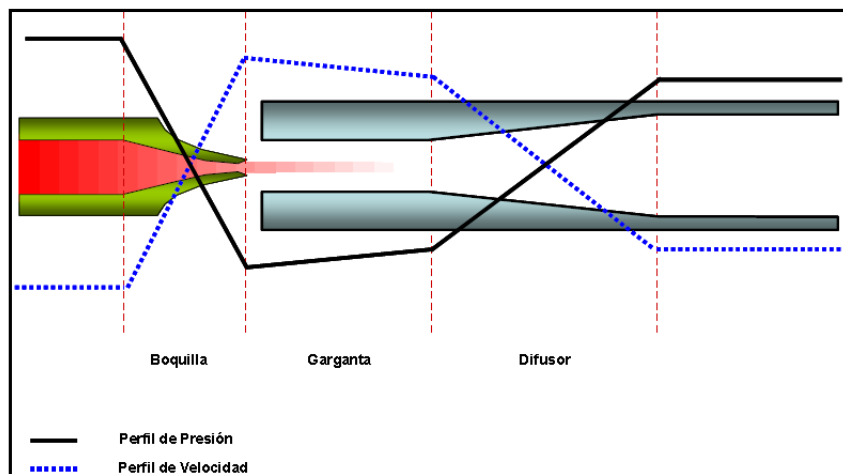


Figura 2.23. Cambios en el Perfil de Presión y Velocidad que Ocurre en una Bomba Jet.<sup>33</sup>

La presión a la entrada de la garganta es menor que la presión de entrada de los fluidos a la bomba, lo que garantiza el acceso de los fluidos producidos a la bomba misma. El fluido proveniente del fondo del pozo, luego de pasar por la cámara de entrada de la bomba, se pone en contacto con el fluido inyectado y ambos como una mezcla se dirigirán hacia la garganta donde ocurrirá la transferencia de energía. Posterior a la garganta, la mezcla de fluidos pasa por el difusor donde la velocidad se reduce por cambios en el área transversal al flujo, lo que genera un incremento en la presión de los fluidos, a tal punto que esta energía es suficiente para llevar la mezcla de fluidos hasta la superficie. La boquilla, la garganta y el difusor constituyen los principales elementos de estudio de estas unidades y la mayoría de los trabajos experimentales que se realizan sobre el tema se focalizan hacia un mejor entendimiento en cuanto a la óptima relación geométrica entre estos componentes. Para hacer una analogía con las bombas hidráulicas reciprocantes, se podría decir que la boquilla representa la sección motriz de la bomba, y la garganta y el difusor la sección de bombeo.

### 2.2.3.2. Cavitación

El fenómeno de cavitación ha sido tema de numerosas investigaciones. A la entrada de la garganta, la presión deberá permanecer por encima de la presión de vapor del agua, para evitar la formación de burbujas y así prevenir daños en la bomba por cavitación. La **figura 2.24** muestra el perfil de presiones de los fluidos que pasan a través de una bomba jet. La parte superior de la **figura 2.24** muestra que si la presión es inferior a la presión de vapor del agua, se estimulará la formación de burbujas y éstas, a su vez, actuarán como un estrangulador de flujo dentro de la garganta. El aumento de producción no será posible a esa presión de entrada de la bomba, incluso si la presión y el gasto del fluido motriz se incrementan. A medida que la presión de los fluidos se incrementa en el interior de la garganta ocurrirá el colapso o implosión de estas burbujas sobre la superficie de la misma causando ondas de choque, las cuales eventualmente erosionarían el área interna de la garganta.

Estos cambios geométricos influirán negativamente sobre el rendimiento y la eficiencia de la bomba. En consecuencia, para un determinado gasto de flujo y presión de entrada de la bomba, existirá una mínima área de flujo anular garganta-boquilla necesaria para mantener la velocidad suficientemente baja para evitar cavitación. En otras palabras, el punto de cavitación es también un punto de limitación para el flujo, ya que representa el máximo gasto que se puede obtener a una determinada presión de entrada a la bomba, sin causar daños a la garganta.

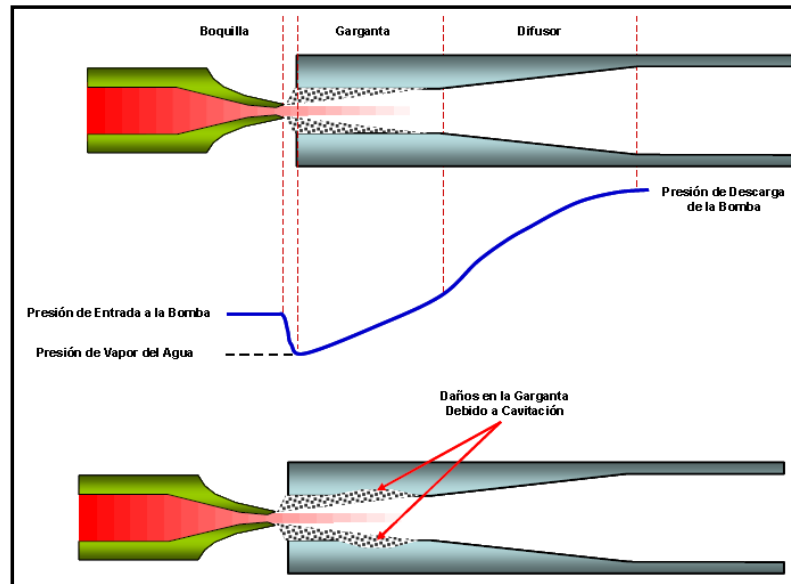


Figura 2.24. Efectos de la Cavitación en Bombas Tipo Jet.<sup>33</sup>

Aunque ningún análisis teórico sobre este fenómeno ha sido publicado, algunos fabricantes han desarrollado y presentado algunos gráficos basados en resultados experimentales, los cuales permiten predecir zonas de cavitación como función de la relación de área boquilla - garganta y condiciones de producción. Por otra parte, la experiencia de campo ha mostrado que en la mayoría de los pozos productores de aceite, la erosión ocasionada por este fenómeno es muy baja, probablemente porque el gas producido amortigua el sistema mediante la reducción de la velocidad de propagación de las ondas de choque de las burbujas colapsadas. Por el contrario, se ha aceptado que el fenómeno de cavitación ocurre solamente en pozos con muy alto corte de agua y poca presencia de gas. Bajo estas condiciones, se ha observado erosión por cavitación, incluso a muy bajos gastos de producción.



### 2.2.3.3. Tamaño de Boquillas y Gargantas

En la actualidad, las empresas proveedoras trabajan con tres marcas de bombas: TRICO (Kobe, OilMaster) y DRESSER (Guiberson). Estos fabricantes ofrecen diferentes combinaciones de boquillas y gargantas. Las bombas de las marcas TRICO (Kobe, OilMaster) incrementan las áreas de la garganta y la boquilla en base a una progresión geométrica definida. El factor de incremento de Kobe es  $10^{1/9} = 1.29155$  y el factor de OilMaster es  $4/\pi = 1.27324$ . El sistema de tamaños ofrecido por DRESSER (Guiberson) emplea un concepto de progresión geométrica similar, pero no usa el mismo factor para todo el rango de dimensiones. En tamaños más pequeños, el gasto de incremento en área es mayor que los utilizados por TRICO. En tamaños más grandes, donde se requiere sistemas de mayor potencia, el gasto de incremento en tamaño es menos rápido, comparado con otros fabricantes para limitar los requerimientos de potencia. Los tamaños ofrecidos por DRESSER cubren ligeramente un rango mayor que los ofrecidos por TRICO. Los tamaños de boquillas y gargantas ofrecidos por estos fabricantes se encuentran disponibles en **Tabla 2.1**.

TAMAÑOS DE BOQUILLAS Y GARGANTAS											
KOBE				OILMASTER				GUILBERSON			
Nozzle		Throat		Nozzle		Throat		Nozzle		Throat	
Nº	Area	Nº	Area	Nº	Area	Nº	Area	Nº	Area	Nº	Area
1	0.0024	1	0.0060	1	0.0024	1	0.0064	DD	0.0016	0	0.0044
2	0.0031	2	0.0077	2	0.0031	2	0.0081	CC	0.0028	0	0.0071
3	0.0040	3	0.0100	3	0.0039	3	0.0104	BB	0.0038	0	0.0104
4	0.0052	4	0.0129	4	0.0050	4	0.0131	A	0.0055	1	0.0143
5	0.0067	5	0.0167	5	0.0064	5	0.0167	B	0.0095	2	0.0189
6	0.0086	6	0.0215	6	0.0081	6	0.0212	C	0.0123	3	0.0241
7	0.0111	7	0.0278	7	0.0103	7	0.0271	D	0.0177	4	0.0314
8	0.0144	8	0.0359	8	0.0131	8	0.0346	E	0.0241	5	0.0380
9	0.0186	9	0.0464	9	0.0167	9	0.0441	F	0.0314	6	0.0452
10	0.0240	10	0.0599	10	0.0212	10	0.0562	G	0.0452	7	0.0531
11	0.0310	11	0.0774	11	0.0271	11	0.0715	H	0.0661	8	0.0661
12	0.0400	12	0.1000	12	0.0346	12	0.0910	I	0.0855	9	0.0804
13	0.0517	13	0.1292	13	0.0441	13	0.1159	J	0.1257	10	0.0962
14	0.0668	14	0.1668	14	0.0562	14	0.1476	K	0.1590	11	0.1195
15	0.0863	15	0.2154	15	0.0715	15	0.1879	L	0.1963	12	0.1452
16	0.1114	16	0.2783	16	0.0910	16	0.2392	M	0.2463	13	0.1772
17	0.1439	17	0.3594	17	0.1159	17	0.3046	N	0.3117	14	0.2165
18	0.1858	18	0.4642	18	0.1476	18	0.3878	P	0.3848	15	0.2606
19	0.2400	19	0.5995	19	0.1879	19	0.4938			16	0.3127
20	0.3100	20	0.7743	20	0.2392	20	0.6287			17	0.3750
		21	1.0000							18	0.4513
		22	1.2916							19	0.5424
		23	1.6681							20	0.6518
		24	2.1544								

Tabla 2.1. Tamaños Disponibles por Fabricantes de Gargantas y Boquillas.<sup>1</sup>

La progresión empleada por OilMaster y Kobe, determina una relación de áreas fija entre las boquillas y las gargantas. Para una boquilla dada, combinada con un mismo número de a garganta, siempre dará la misma relación de áreas; 0.383 para sistemas OilMaster y 0.4 para Kobe. A este tipo de relación de áreas se le denomina relación A. Tamaños sucesivos más grandes de gargantas combinados con una boquilla dada generan la relación de áreas B, C, D y E. Las **Tablas 2.2 y 2.3** muestran la relación de áreas mencionadas anteriormente.

AREA ANULAR BOQUILLA/GARGANTA (KOBÉ)						
Nozzle	A -	A	B	C	D	E
1		0.0036	0.0053	0.0076	0.0105	0.0143
2	0.0029	0.0046	0.0069	0.0098	0.0136	0.0184
3	0.0037	0.0060	0.0089	0.0127	0.0175	0.0231
4	0.0048	0.0077	0.0115	0.0164	0.0227	0.0308
5	0.0062	0.0100	0.0149	0.0211	0.0293	0.0397
6	0.0080	0.0129	0.0192	0.0273	0.0378	0.0513
7	0.0104	0.0167	0.0248	0.0353	0.0488	0.0663
8	0.0134	0.0216	0.0320	0.0456	0.0631	0.0856
9	0.0174	0.0278	0.0414	0.0589	0.0814	0.1106
10	0.0224	0.0360	0.0534	0.0760	0.1051	0.1428
11	0.0289	0.0464	0.0690	0.0981	0.1358	0.1840
12	0.0374	0.0599	0.0891	0.1268	0.1749	0.2382
13	0.0483	0.0774	0.1151	0.1633	0.2265	0.3076
14	0.0624	0.1001	0.1482	0.2115	0.2926	0.3974
15	0.0806	0.1287	0.1920	0.2731	0.3780	0.5133
16	0.1036	0.1668	0.2479	0.3528	0.4881	0.6629
17	0.1344	0.2155	0.3203	0.4557	0.6304	0.8562
18	0.1735	0.2764	0.4137	0.5885	0.8142	1.1058
19	0.2242	0.3595	0.5343	0.7600	1.0516	1.4282
20	0.2896	0.4643	0.6901	0.9817	1.3583	1.8444

**Tabla 2.2. Relación de Área Anular Boquilla/Garganta. Fabricante KOBÉ.**

AREA ANULAR BOQUILLA/GARGANTA (OIL MASTER)						
Nozzle	X	A	B	C	D	E
1	0.00	0.0040	0.0057	0.0080	0.0108	0.0144
2	0.0033	0.0050	0.0073	0.0101	0.0137	0.0183
3	0.0042	0.0065	0.0093	0.0129	0.0175	0.0233
4	0.0054	0.0082	0.0118	0.0164	0.0222	0.0296
5	0.0066	0.0194	0.0150	0.0208	0.0282	0.0377
6	0.0087	0.0133	0.0191	0.0265	0.0360	0.0481
7	0.0111	0.0169	0.0243	0.0338	0.0459	0.0612
8	0.0141	0.0215	0.0310	0.0431	0.0584	0.0779
9	0.0179	0.0274	0.0395	0.0548	0.0743	0.0992
10	0.0229	0.0350	0.0503	0.0698	0.0947	0.1264
11	0.0291	0.0444	0.0639	0.0888	0.1205	0.1608
12	0.0369	0.0564	0.0813	0.1130	0.1533	0.2046
13	0.0469	0.0716	0.1035	0.1438	0.1951	0.2605
14	0.0597	0.0914	0.1317	0.1830	0.2484	0.3316
15	0.0761	0.1164	0.1677	0.2331	0.3163	0.4223
16	0.0969	0.1482	0.2136	0.2968	0.4028	0.5377
17	0.1234	0.1888	0.2720	0.3779	0.5128	
18	0.1571	0.2403	0.3463	0.4812		
19	0.2000	0.3060	0.4409			
20	0.2546	0.3896				

**Tabla 2.3. Relación de Área Anular Boquilla/Garganta. Fabricante OILMASTER.**

El fabricante DRESSER utiliza una progresión para boquillas y gargantas que no es constante sobre todo el rango de opciones. Por lo tanto, las combinaciones boquilla/garganta no establecen una relación de áreas fijas. Sin embargo, las relaciones que resultan cubren similar rango al ofrecido por los otros fabricantes. En el sistema DRESSER (Guiberson), el tamaño de la boquilla y la garganta designan el tamaño de la bomba. La **Tabla 2.4** muestra diferentes combinaciones de boquilla/garganta ofrecidas por la empresa Guiberson.

RELACION AREA Y AREA ANULAR BOQUILLA/GARGANTA (GUIBERSON)									
Nozzle									
DD	Throats	0.0	0.0						
	R	0.36	0.22						
	AS	0.0028	0.0056						
CC	Throats	0.0	0.0	0.0	1.0				
	R	0.64	0.40	0.27	0.20				
	AS	0.0016	0.0043	0.0076	0.0115				
BB	Throats	0.0	0.0	1.0	2.0				
	R	0.54	0.37	0.27	0.20				
	AS	0.0032	0.0065	0.0105	0.0190				
A	Throats	0.0	1.0	2.0	3.0				
	R	0.53	0.39	0.29	0.23				
	AS	0.0048	0.0088	0.0133	0.0165				
B	Throats	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	
	R	0.92	0.65	0.50	0.40	0.30	0.25	0.21	
	AS	0.0009	0.0048	0.0094	0.0145	0.0219	0.0265	0.0357	
C	Throats	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	
	R	0.86	0.65	0.51	0.39	0.32	0.27	0.23	
	AS	0.0020	0.0065	0.0118	0.0191	0.0257	0.0330	0.0408	
D	Throats	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	
	R	0.74	0.56	0.45	0.39	0.33	0.27	0.22	
	AS	0.0064	0.0137	0.0203	0.0276	0.0354	0.0434	0.0528	
E	Throats	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0
	R	0.77	0.63	0.53	0.45	0.36	0.30	0.25	0.20
	AS	0.0074	0.0140	0.0212	0.0290	0.0420	0.0564	0.0722	0.0954
F	Throats	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	
	R	0.69	0.59	0.48	0.39	0.33	0.26	0.22	
	AS	0.0138	0.0217	0.0345	0.0490	0.0648	0.0880	0.1138	
G	Throats	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	
	R	0.68	0.56	0.47	0.38	0.31	0.26	0.21	
	AS	0.0208	0.0352	0.0510	0.0742	0.1000	0.1320	0.1712	
H	Throats	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	
	R	0.69	0.65	0.45	0.37	0.30	0.26	0.21	
	AS	0.0302	0.0534	0.0792	0.1112	0.1504	0.1945	0.2457	
I	Throats	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	
	R	0.72	0.59	0.48	0.40	0.33	0.27	0.23	
	AS	0.0339	0.0597	0.0917	0.1309	0.1790	0.2272	0.2855	
J	Throats	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	
	R	0.71	0.58	0.48	0.40	0.34	0.28	0.23	
	AS	0.0515	0.0908	0.1349	0.1871	0.2493	0.3256	0.4167	
K	Throats	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0		
	R	0.61	0.51	0.42	0.35	0.29	0.24		
	AS	0.1015	0.1537	0.2180	0.2922	0.3833	0.4928		
L	Throats	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0			
	R	0.63	0.52	0.44	0.36	0.30			
	AS	0.1164	0.1737	0.2543	0.3480	0.4590			
M	Throats	17.0	18.0	19.0	20.0				
	R	0.66	0.55	0.45	0.38				
	AS	0.1287	0.2050	0.2961	0.4055				
N	Throats	18.0	19.0	20.0					
	R	0.69	0.57	0.48					
	AS	0.1395	0.2305	0.3401					
P	Throats	19.0	20.0						
	R	0.71	0.59						
	AS	0.1575	0.2670						

Tabla 2.4. Relación de Área Anular Boquilla/Garganta. Fabricante GUIBERSON.<sup>37</sup>

La mayor parte de relaciones de áreas comúnmente utilizadas se encuentra entre un rango de 0.400 y 0.235. Una relación de áreas superior a 0.400 se utiliza en pozos muy profundos o cuando se dispone de una muy baja presión en superficie y se requiere de alto nivel de levantamiento. Relaciones de áreas menores a 0.235 son utilizadas en pozos someros o cuando se requiere de bajas presiones a la entrada de la garganta para evitar cavitación.

### 2.2.3.4. Curva de Comportamiento de la Bomba Jet

La mayoría de los fabricantes de bombas jet ofrecen un gran número de combinaciones de boquilla y garganta para diferentes condiciones de bombeo. Por cada tamaño de boquilla, se dispone en general de cinco o más tamaños de gargantas, debido a que no existe una estandarización de estos tamaños entre los fabricantes, el número de posibles curvas de comportamiento de la bomba se hace muy grande, por lo que, cada curva es realmente una familia de curvas que depende de la presión en la boquilla, por tal motivo, la selección apropiada de un cierto tipo de bomba para un pozo en particular puede resultar difícil y complicada.

Para simplificar este problema, se requirió de una representación matemática unificada, la cual consistió en adimensionar el sistema de ecuaciones de manera que las mismas puedan ser aplicables a cualquier tamaño de bomba. Inicialmente, es necesario definir algunas variables del tipo geométrico y de producción, las cuales intervienen en el sistema de ecuaciones mencionado anteriormente. De acuerdo a la **figura 2.25**,  $q_s$  y  $P_s$  representan el gasto de producción y la presión de succión de la bomba respectivamente.  $q_N$  y  $P_N$  definen el gasto y presión del fluido motriz en la boquilla, respectivamente.  $q_D$  y  $p_D$  denotan el gasto y presión de descarga en el difusor de la bomba, respectivamente.  $A_N$ ,  $A_T$  y  $A_S$  representan el área de la boquilla y garganta, así como la diferencia entre ambas, respectivamente.

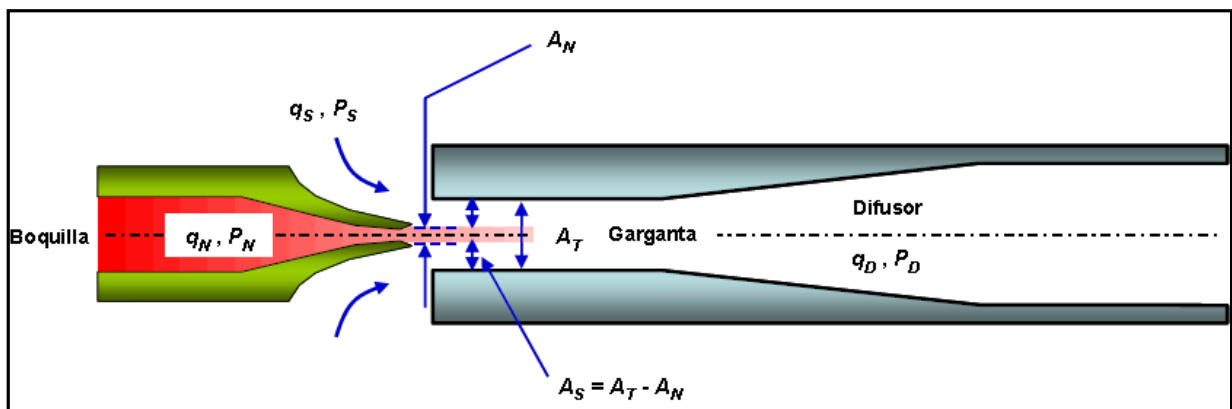


Figura 2.25. Efectos de la Cavitación en Bombas Jet.<sup>33</sup>

Existen tres importante variables adimensionales en la elaboración de las curvas de comportamiento de las bombas hidráulicas tipo jet, las cuales se explican a continuación.

### **a. Relación Presión Adimensional ( $N$ )**

Representa la relación adimensional entre el incremento de presión impartido al fluido producido por el pozo y la pérdida de presión experimentada por el fluido motriz en la bomba. Matemáticamente, esta relación está definida por la ecuación 2.1.

$$N = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.1}$$

### **b. Relación Flujo Másico Adimensional ( $M$ )**

Se define como la relación adimensional entre el flujo másico del fluido del pozo y el flujo másico del fluido motriz, esta relación se expresa en la ecuación 2.2.

$$M = \left( \frac{G_S}{G_N} \right) \frac{q_S}{q_N} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.2}$$

$G_S$  y  $G_N$  representan el gradiente del fluido producido y del fluido motriz, respectivamente.

### **c. Relación Área Adimensional ( $R$ )**

La ecuación 2.3 representa la relación adimensional entre el área de la boquilla y el área de la garganta de la bomba ( $R$ ).

$$R = \frac{A_N}{A_T} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.3}$$

De acuerdo a la **figura 2.26**, altas relaciones de  $R$  están asociadas a bajos valores de  $M$  y altos valores de  $N$ , lo que implica menor capacidad de producción (en volumen de fluido) y mayor capacidad de levantamiento. Igualmente se observa que bajas relaciones de  $R$  están relacionadas con menores valores de  $N$  y altos valores de  $M$ , lo que significa menor capacidad de levantamiento y mayor capacidad de producción (en volumen de fluido). En la **figura 2.27** se pueden observar éstas variables gráficamente.

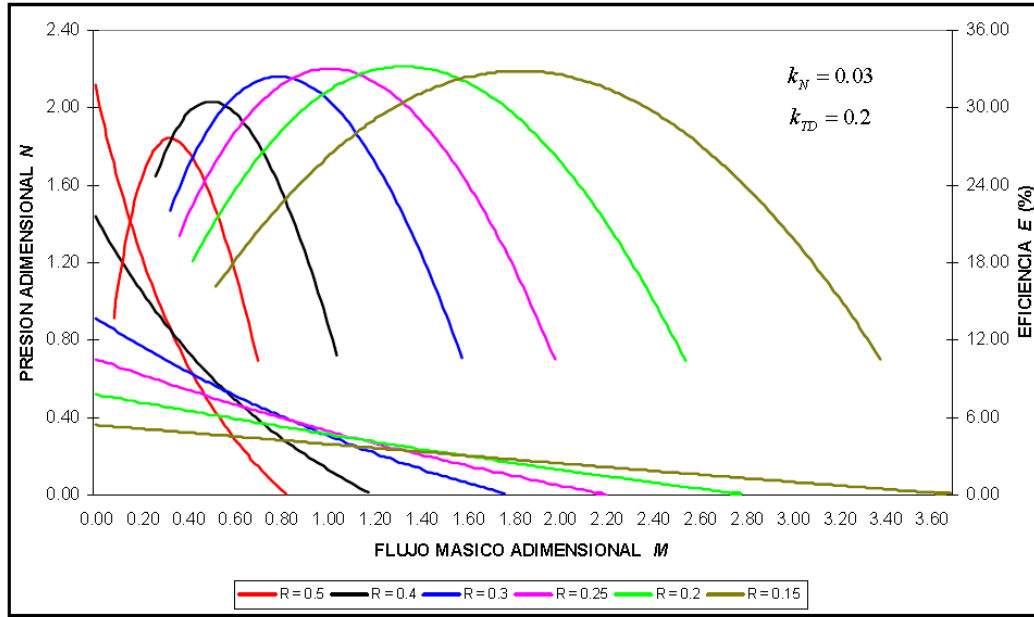


Figura 2.26. Representación típica de la curva de comportamiento de una bomba jet.<sup>23</sup>

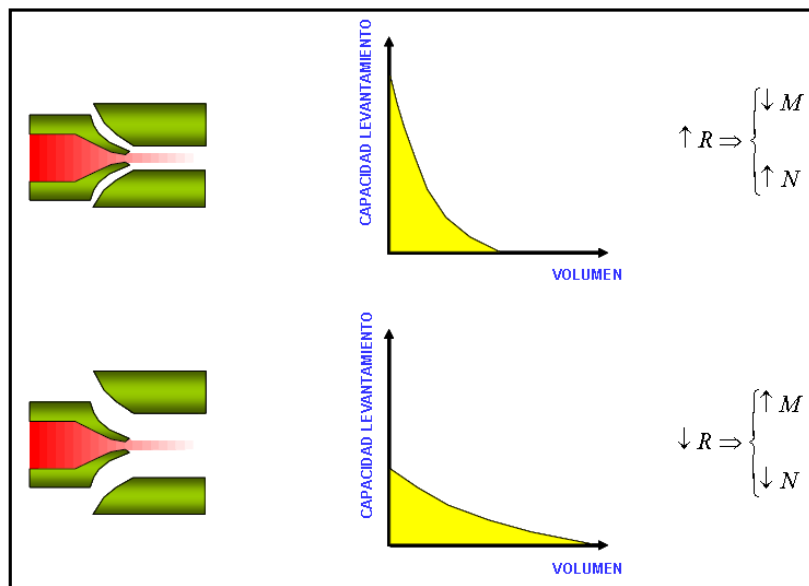


Figura 2.27. Efecto del Cambio de la Relación Área Adimensional, en Bombas Tipo Jet.<sup>23</sup>

### 2.2.3.5. Coeficientes de Pérdidas por Fricción

Para abordar el problema de explicar los procesos que tienen lugar dentro de una bomba hidráulica mediante un modelo matemático, los investigadores incluyeron dentro del balance de energía y cantidad de movimiento, tres coeficientes de fricción para considerar las pérdidas de energía sufridas por el fluido a su paso por las tres secciones más importantes de la bomba, las cuales son: boquilla, garganta y difusor. Los coeficientes fueron designados con la letra  $k$ , siendo:

$k_N$  coeficiente de fricción en la boquilla

$k_T$  coeficiente de fricción en la garganta

$K_D$  coeficiente de fricción en el difusor.

$k_T$  y  $k_D$ , para propósitos de cálculo, han sido combinados para obtener un coeficiente representativo de las pérdidas por fricción en la sección garganta-difusor  $K_{TD}$ . Los valores típicos, encontrados en la literatura, para los coeficientes de fricción  $K_N$  y  $K_{TD}$  son 0.03 y 0.2, respectivamente.

En la actualidad, todos los esfuerzos de investigación están dirigidos a obtener valores adecuados de estos coeficientes o plantear funciones matemáticas que permitan su determinación, con el fin de mejorar la precisión de los modelos de flujo propuestos y simular en forma adecuada las condiciones de operación en campo.

### 2.2.3.6. Ajuste por Presencia de Gas

La producción de un pozo se encuentra asociada a la presencia de gas y es éste afecta la eficiencia de cualquier método de levantamiento artificial por bombeo. Las ecuaciones utilizadas para el diseño de un sistema hidráulico tipo jet se han desarrollado asumiendo producción de líquido únicamente, por lo que se debe efectuar una modificación a las ecuaciones con el fin de considerar una mezcla multifásica.

En la literatura, algunas simples y prácticas aproximaciones han sido propuestas para considerar la presencia de Gas. Cunningham (1954) demostró que si el volumen de gas libre es adicionado al volumen de líquido, como si este fuera en verdad un líquido, el comportamiento de la bomba seguiría las curvas convencionales de manera aceptable. En consecuencia, la presencia de gas libre deberá ser considerada en el cálculo de la relación de flujo másico adimensional  $M$ , necesaria para estimar la eficiencia de la bomba jet  $E$  y la relación de presión adimensional  $N$ , a partir de la curva de comportamiento de la bomba jet. Por otra parte, se requerirá realizar ciertos ajustes y/o correcciones a los cálculos de área mínima requerida para evitar cavitación. En este caso, se deberá agregar al cálculo de área mínima un área adicional correspondiente al área ocupada por el gas, a través de la garganta.

#### 2.2.3.7. Selección del Equipo

Para diseñar una instalación de bombeo hidráulico, primero, deberá establecerse el tipo de fluido motriz, el tipo de arreglo de tubería y decidir si será o no venteado el gas a la entrada de la bomba. Una vez definidos estos aspectos, los parámetros de un sistema de bombeo hidráulico jet que se requieren determinar en el diseño son: Presión de operación de la bomba de superficie  $P_T$ ; Requerimiento de potencia del motor  $HP$ ; Presión y gasto del fluido motriz,  $P_N$  y  $q_N$ , respectivamente; Presión y gasto de producción a condiciones de succión de la bomba,  $P_S$  y  $q_S$ , respectivamente; Presión y gasto de la mezcla a condiciones de descarga,  $P_D$  y  $q_D$ , respectivamente; Relación de áreas boquilla-garganta ( $R$ ).

El tamaño de la boquilla y la garganta determinará el gasto de flujo. Por ejemplo, si se selecciona una garganta tal que el área de la boquilla represente el 60% del área de ésta, se obtendría una capacidad de levantamiento relativamente alta y un gasto bajo de fluido bombeado. Este tipo de bomba es recomendada para pozos profundos, en los que se requiere de una alta capacidad del levantamiento. Por el contrario, si se selecciona una garganta tal que el área de la boquilla represente el 20% de ésta, se podrá manejar un mayor gasto de producción, con una baja capacidad de levantamiento. Este tipo de bomba es recomendada en pozos someros, donde no se requiere de una alta capacidad de levantamiento.



Cualquier número de combinaciones de áreas son posibles para ajustarlas a distintos requerimientos de gasto o capacidad de levantamiento. Sin embargo, cualquier intento de producir a muy bajos valores de  $M$ , con una relación de área adimensional  $R$  del 20%, sería ineficiente debido a las altas pérdidas por turbulencia que se generarían en la sección de mezcla, entre la alta velocidad de chorro del fluido motriz y el bajo movimiento del fluido proveniente del pozo.

Del mismo modo, cualquier intento de producir a muy altos valores de  $M$ , con una relación de área adimensional ( $R$ ) del 60%, sería ineficiente debido a las altas pérdidas por fricción que se generarían cuando los fluidos producidos se mueven rápidamente a través de un área de garganta relativamente pequeña. La selección del mejor valor de ( $R$ ) implica un equilibrio entre las pérdidas por fricción y las pérdidas por turbulencia.

#### **2.2.3.8. Accesorios**

Existen ciertos accesorios de fondo para sistemas de bombeo hidráulico tipo jet. Los sistemas de bomba libre requieren el uso de una copa de suaveo “swab cup” y una válvula de pie fija “standing valve” para completar la operación de anclaje y desanclaje de la bomba. Las copas de suaveo son colocadas sobre un mandril, el cual se extiende por encima de la bomba. Las válvulas fijas son necesarias en sistemas de bombas libres, para crear un tubo en forma de “U” y prevenir la recirculación del fluido hacia el yacimiento. Durante las operaciones de bombeo, la válvula de pie fija se abre debido al flujo de fluidos desde la formación a la zona de succión de la bomba y en el momento en que se detenga la operación de la bomba, ésta válvula de pie fija cierra, evitando que los fluidos retornen al yacimiento.

Se dispone también de sensores de presión, los cuales se bajan en conjunto con la bomba jet y permiten obtener registros de presión en el fondo del pozo a diferentes gastos de flujo. Algunas veces, se utilizan bombas falsas “dummy pumps” para bloquear el flujo y verificar si una o más tuberías presentan fuga. Este tipo de herramientas son útiles en operaciones de acidificación y/o inyección de vapor. Por otra parte, se cuenta con rejillas y/o filtros que se bajan al fondo del pozo y filtran el fluido motriz para

proteger la bomba subsuperficial de partículas sólidas, especialmente al arrancar el equipo. Con el fin de aislar la formación, en ciertas áreas, se usan de válvulas de seguridad, cuando el ensamblaje de fondo se encuentra por encima del empacador. Las válvulas de seguridad se recuperan con línea y se instalan entre la válvula fija y el empacador. La válvula de seguridad se encuentra normalmente cerrada, a menos que fluido a alta presión sea suministrado desde la tubería principal de fluido motriz, justo encima de la bomba, por una tubería de diámetro pequeño. La presión de descarga de la bomba establece la presión de referencia a la válvula de seguridad, cuando la bomba es colocada en el fondo del pozo y la presión del fluido motriz es aplicada sobre ésta, la válvula de seguridad abre, permitiendo que el fluido producido por el pozo entre a la bomba. La **figura 2.28** muestra el uso de una válvula de seguridad o válvula de pie en el fondo del pozo.

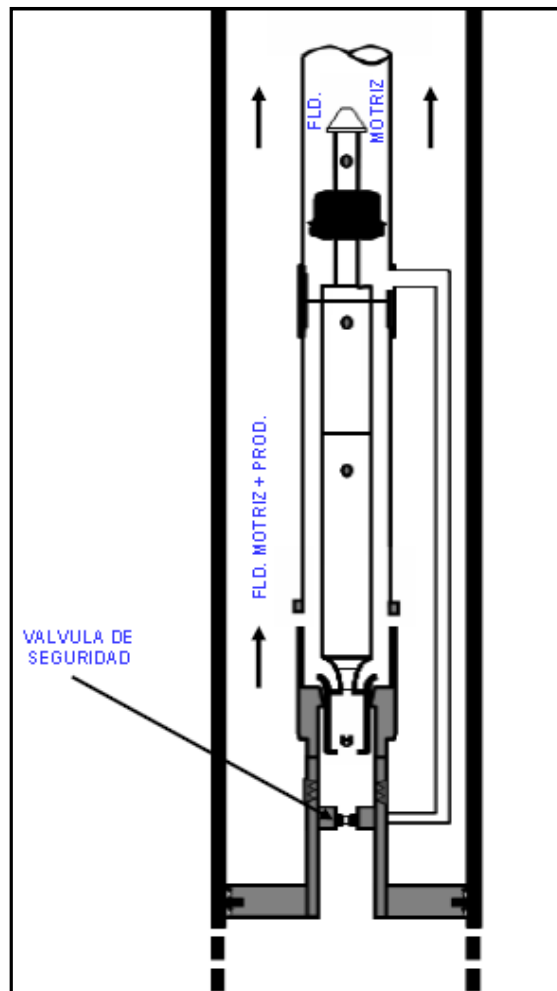


Figura 2.28. Instalación Hidráulica Tipo Jet con una Válvula de Seguridad.

## **CAPÍTULO III**

### **3. CASOS DE ESTUDIO Y APLICACIÓN DEL BOMBEO HIDRÁULICO JET**

En el presente estudio, se seleccionaron dos casos exitosos para visualizar de mejor manera la aplicación del sistema de Bombeo Hidráulico tipo Jet, los pozos seleccionados fueron el Secadero 1 y el Secadero 1001, los cuales han sido favorecidos con la implementación de este sistema, debido a que conservaron e incrementaron su producción de aceite y mantuvieron estables sus condiciones de operación. Estos pozos forman parte del campo Secadero, el cual pertenece al Proyecto Integral Carmito–Artesa en la Región Sur de Pemex Exploración y Producción, por lo que primeramente describiremos las condiciones actuales de explotación del Proyecto y del Campo.

#### **3.1. PROYECTO INTEGRAL CARMITO - ARTESA**

El Proyecto de Explotación Carmito-Artesa pertenece a la Región Sur de PEP, está integrado por los campos; Agave, Girdaldas, Carmito, Artesa, Gaucho, Secadero, Iris, Tapijulapa y Acuyo. Se encuentra localizado aproximadamente a 60 km al Noroeste de la Ciudad de Villahermosa Tabasco, en los municipios de Reforma, Juárez y Pichucalco del estado de Chiapas y los municipios de Huimanguillo y Jalapa del estado de Tabasco, ver **figuras 3.1 y 3.2**. Los campos que lo conforman se encuentran en etapa de madurez (más de treinta años de explotación) y los mecanismos de empuje que predominan son: expansión del sistema roca-fluidos y empuje hidráulico. En los campos del Proyecto de Explotación Carmito-Artesa, los principales retos son mantener la producción mediante el mantenimiento a pozos a través de reparaciones mayores y la aplicación de sistemas artificiales de producción (bombeo neumático autoabastecido, hidráulico tipo jet, tubería capilar, émbolo viajero, etc.), así como detectar zonas con posible acumulación de hidrocarburos. Adicionalmente, el proyecto contempla rehabilitar y mantener ductos (oleoductos, oleogasoductos y gasoducto), líneas de descarga, sistema de deshidratación de crudo e inyección de agua.



Figura 3.1. Ubicación del Proyecto de Explotación Carmito-Artesa.

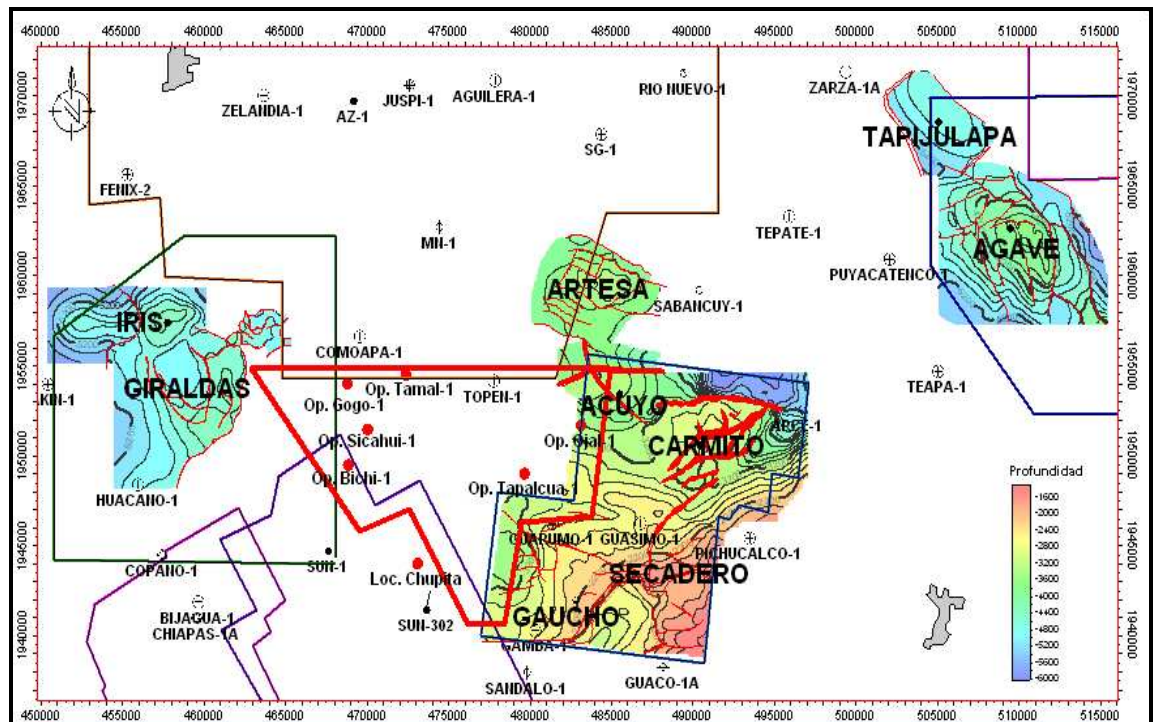


Figura 3.2. Ubicación de las estructuras del proyecto Carmito-Artesa.

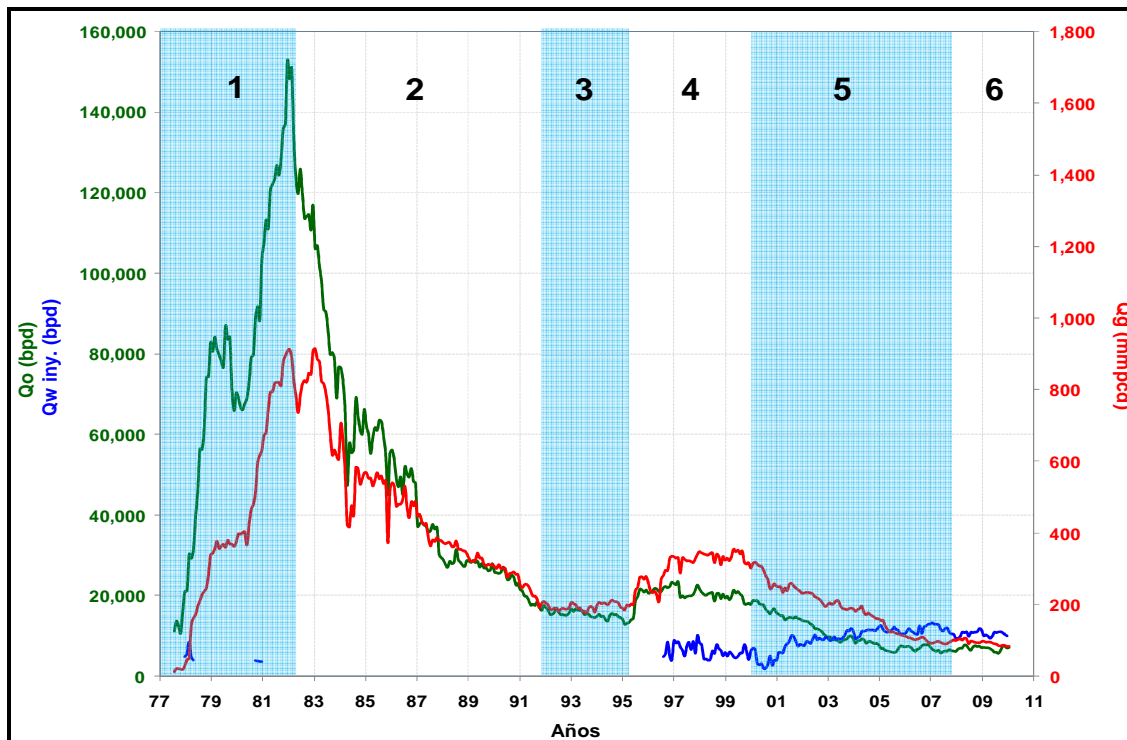
Campo	Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )	Presión actual (Kg/cm <sup>2</sup> )	Presión de saturación (Kg/cm <sup>2</sup> )
Giraldas	547	139	380
Gaucho	302	209	297
Agave A	498	365	408
Agave B	418	374	408
Secadero	230	222	226
Artesa	388	286	293
Iris	539	133	473
Carmito	348	270	338
Acuyo	440	355	235
Tapijulapa	506	430	310

**Tabla 3.1. Datos de presión de los campos del Proyecto de Explotación Carmito-Artesa.**

El comportamiento histórico de producción del proyecto se reduce a seis etapas, las cuales se describen a continuación y se muestran en la **figura 3.3**.

- **Etapa 1** (1977-1982). Se inicia la producción y el desarrollo de los campos Artesa (1977), Agave B-I (1977), Giraldas (1978), Carmito (1979), Agave B-II (1980), Iris (1979) y Tapijulapa (1982), alcanzándose una producción máxima de 153 mbpd de aceite (febrero 1982) y 950 mmpcd de gas (marzo 1983).
- **Etapa 2** (1983-1992). La explotación, el avance del agua del acuífero y la pérdida de presión en los yacimientos originaron una caída en la plataforma de producción llegándose a producir en el año de 1992 sólo 200 mmpcd.
- **Etapa 3** (1992-1995). Se logra mantener la producción con reparaciones y ampliación de pozos.

- **Etapa 4** (1996-1999). Se incrementa la producción de hidrocarburos con la perforación de pozos intermedios en el bloque SW del campo Agave y la apertura del campo Carmito. Inicia la inyección de agua residual en los campos Giraldas y Agave.
- **Etapa 5** (2000-2007). Entran a producción los pozos Gaucho 3, 10, 21, 35, 23, 301; el pozo Carmito 25 y el pozo Agave 1001. Inicia la inyección de CO<sub>2</sub> como proceso de recuperación mejorada en el campo Artesa (2001-2005). Se implementa el bombeo neumático autoabastecido en los pozos Gaucho 1 y 10, y BN con motocompresor en los pozos Artesa 22 y 15.
- **Etapa 6** (2008-2011). Se efectuó la reentrada al Secadero 1, se implementó el bombeo hidráulico tipo jet en el pozo Secadero 1 y 1001. Entró a producción el pozo Gaucho 23.

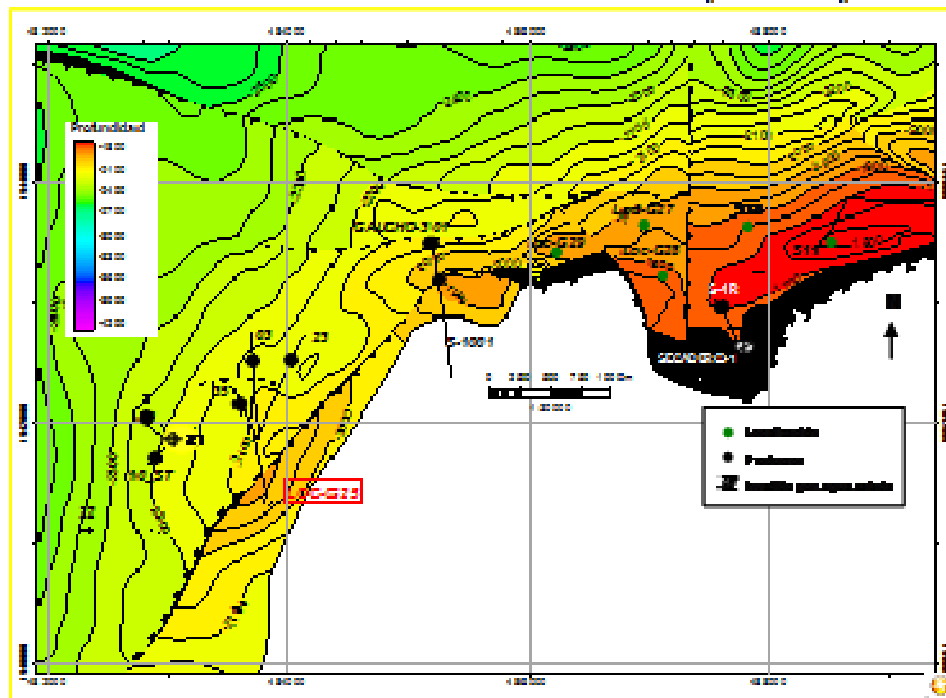


*Figura 3.3. Etapas de Producción del Proyecto Carmito-Artesa.*

## 3.2. CAMPO SECADERO

### 3.2.1. Ubicación y Características

El campo Secadero pertenece al Proyecto Carmito – Artesa de la Región Sur de PEP, se encuentra localizado a 50 km al Noroeste de la Ciudad de Villahermosa Tabasco, en el municipio de Pichucalco en el estado de Chiapas, cerca del Campo Gaucho. El campo Secadero es un campo productor de aceite ligero de 33°API, que produce en la formación KS a una profundidad promedio de 1955 md. Inició su producción en 1991 con la perforación del pozo Secadero 1, Actualmente el campo Secadero cuenta con dos pozos productores de aceite ligero, el Secadero 1 y el Secadero 1001, los cuales han disminuido su producción debido a la declinación de la presión del yacimiento. Cabe resaltar que para revertir la caída de producción de los pozos Secadero 1 y Secadero 1001, ambos operan con el sistema artificial de Bombeo Hidráulico tipo Jet, el cual se instaló en los años 2009 y 2010 respectivamente, y ha ayudado a mejorar las condiciones de producción y operación de los mismos. La **figura 3.4** y la **tabla 3.2** muestran el mapa y las características principales del Campo Secadero.



**Figura 3.4. Campo Secadero.**

CAMPO SECADERO	
Pozo descubridor	Secadero 1
Año de perforación del pozo descubridor	1991
Inicio de explotación	1991
YACIMIENTO	
Formación productora	Cretácico Superior
Tipo de yacimiento	Aceite ligero
Área (km <sup>2</sup> )	2.7
Espesor neto (m)	24
Profundidad media (mbNM)	1955
Tipo de empuje	Expansión sistema roca fluidos e hidráulico
Porosidad (%)	5
Permeabilidad (mD)	35
Temperatura (°C)	58
Densidad del aceite (°API)	33
Saturación de agua (%)	12
Salinidad (PPM)	1800
Contacto de agua- aceite original (mbNM)	1995

*Tabla 3.2. Características del Campo Secadero.*

### 3.2.2. Geología

En el área del campo Secadero, las rocas del Cretácico Medio está constituida por flujos de escombros de facies de talud provenientes de una plataforma y depósitos en una cuenca somera. Se identificó nummuloculina heime que definió una edad de Cretácico Medio, **figura 3.5**. El paso del Cretácico Superior trae como consecuencia un cambio en las condiciones sedimentológicas. Es probable que la plataforma en ésta época haya basculado hacia el Sureste dejando la parte Norte más elevada. Las facies depositadas en el campo Secadero están constituidas por mudstone-wackestone de bioclastos ligeramente arcillosos, parcialmente recristalizados y con intercalaciones de flujos de escombros constituidos por brechas en su matriz, **figura 3.6**.



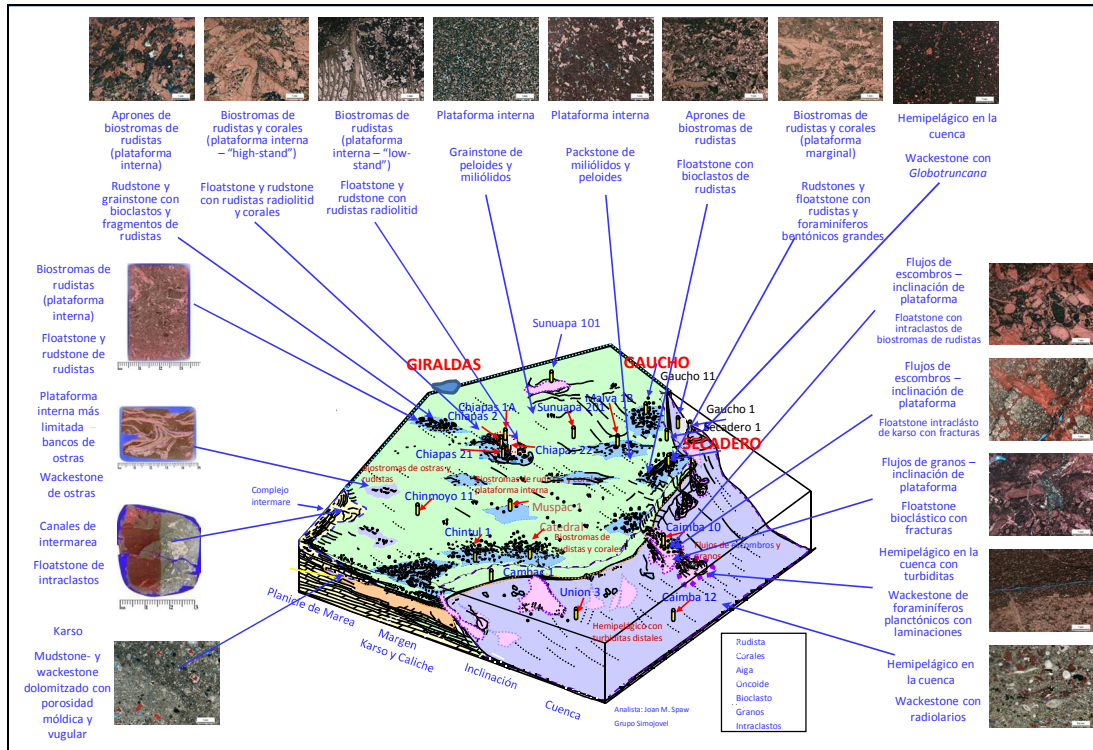


Figura 3.5. Modelo sedimentario para el Cretácico Medio Plataforma Artesa Mundo Nuevo.

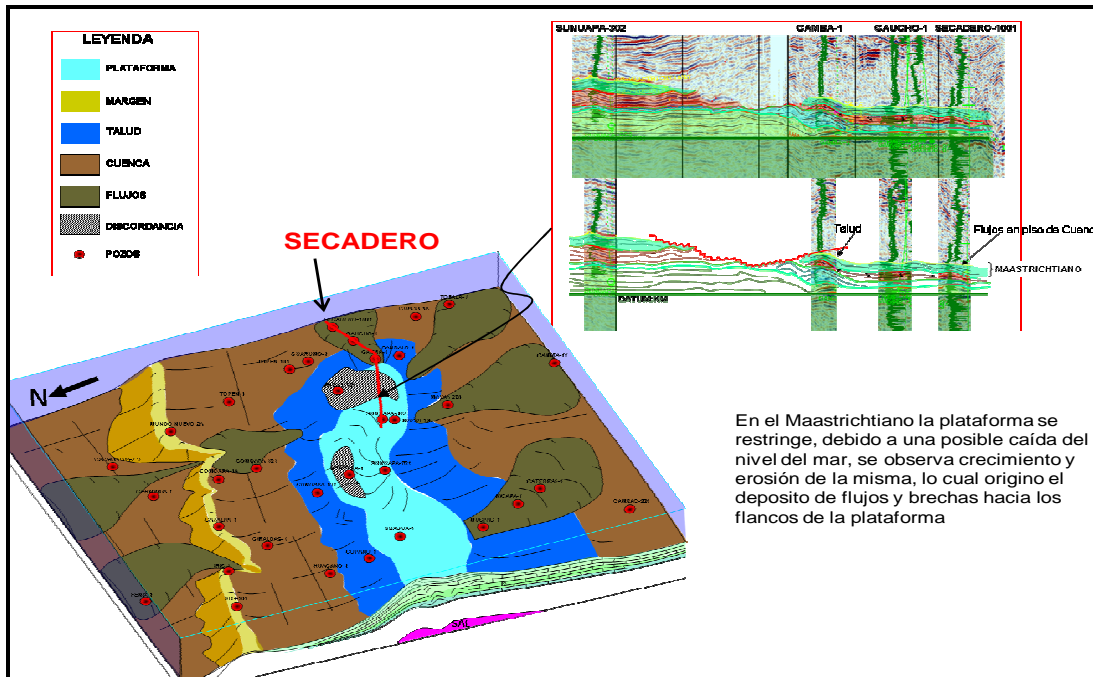
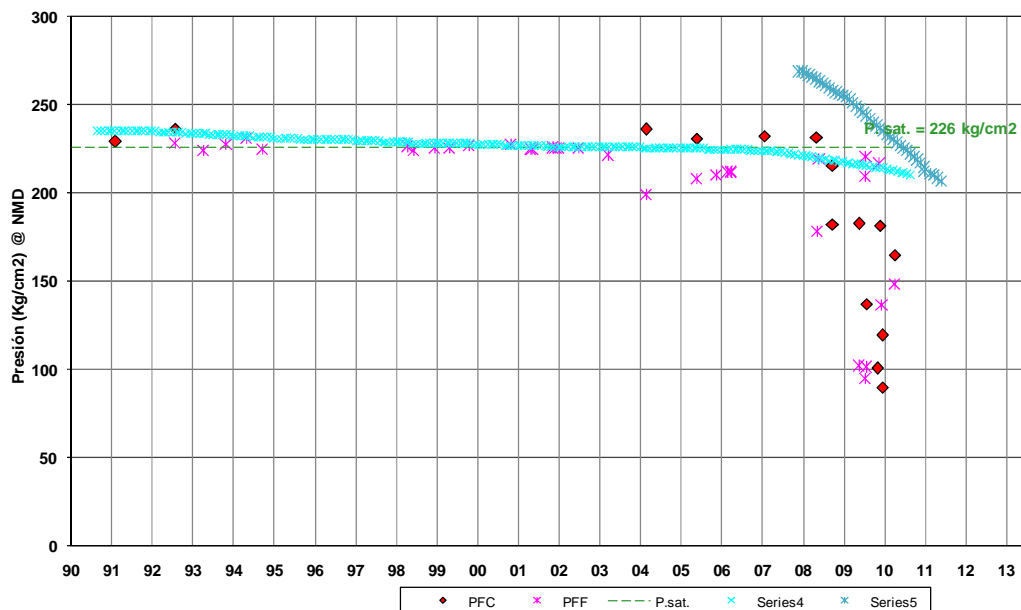


Figura 3.6. Facies del Cretácico Superior, campo Secadero.

### 3.2.3. Historia de Presión

En la **figura 3.7**, se observa que inicialmente el campo inició a producir muy cerca de la presión de saturación ( $P_b = 226 \text{ kg/cm}^2$ ), lo que ocasionó que rápidamente se alcanzara el flujo de dos fases, cabe mencionar que durante el periodo 1991-2007 únicamente operaba el pozo Secadero 1, por lo que la presión declinó ligeramente. En 2008, con la reentrada y el nuevo intervalo productor del pozo Secadero 1R, la presión cayó por debajo de los  $200 \text{ kg/cm}^2$ , adicionalmente a esto entró a producción en ese mismo año el pozo Secadero 1001, lo que ocasionó la conificación de agua y el rápido depresionamiento del yacimiento, por lo que fue necesario tomar medidas preventivas y correctivas para continuar con la explotación del campo. Asimismo, contemplar y evaluar la implementación de algún método de recuperación y/o de algún sistema artificial de producción, que permitiera continuar incrementando del factor de recuperación del yacimiento.

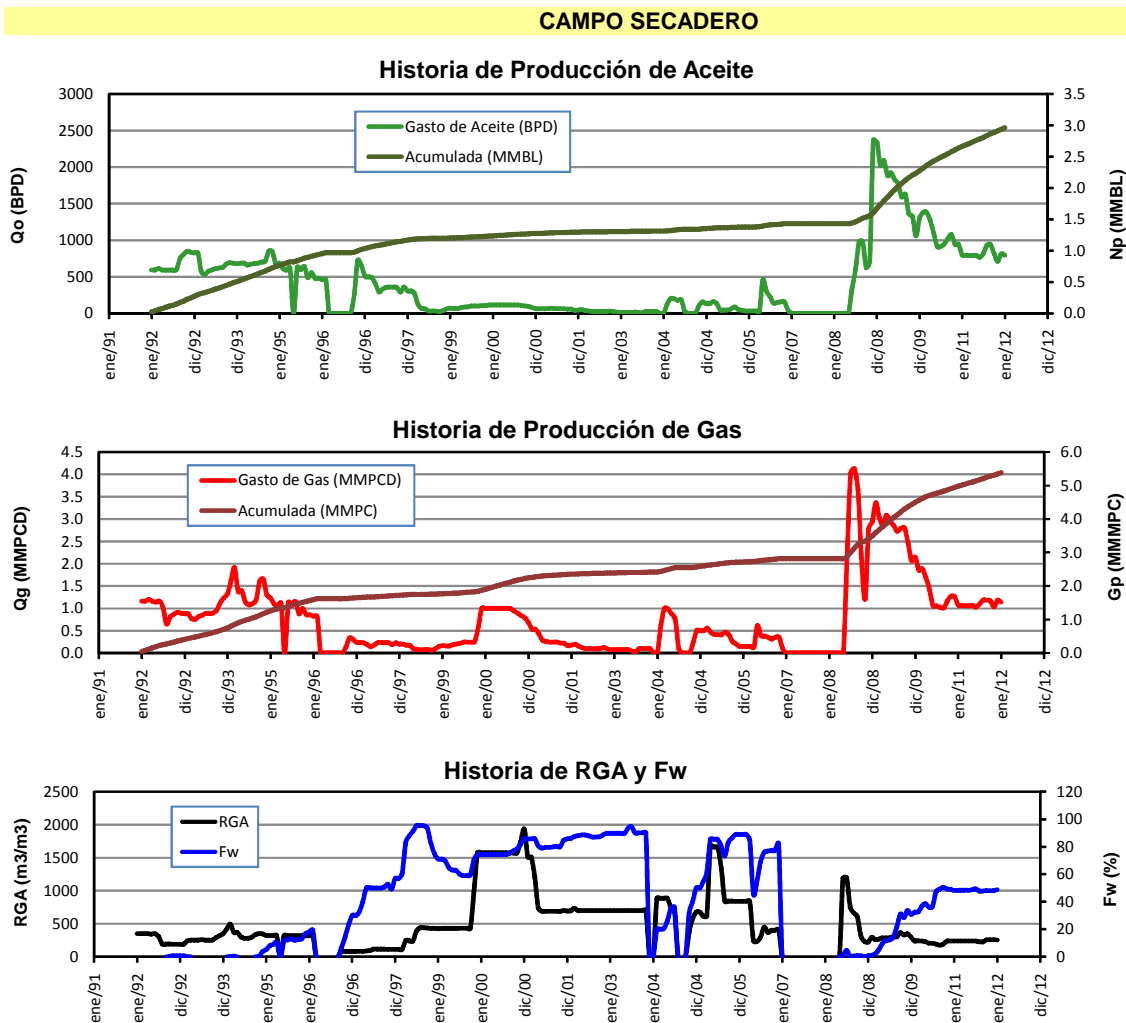
Después de evaluar diferentes alternativas de sistemas artificiales, se determinó que los sistemas más viables eran: Bombeo Neumático, Bombeo Electrocentrífugo, Bombeo Hidráulico Jet, Bombeo de Cavidades Progresivas y Bombeo Mecánico.



**Figura 3.7. Comportamiento de Presión, campo Secadero.**

### 3.2.4. Historia de Producción

En la **figura 3.8** se observa la historia de producción del campo Secadero, la cual comienza en el año 1991, con la incursión del pozo Secadero 1, la producción de aceite promedio de los primeros 6 años fue de 500 bpd, hasta que en febrero de 1998, la producción declina drásticamente hasta llegar a los 100 bpd hasta que en el año 2007 el campo se cerró por alta producción de agua. Para febrero de 2008, entra a producir el pozo Secadero 1R (Reentrada del Secadero 1), y en diciembre del mismo año entró a producción el pozo Secadero 1001, ocasionando que en ese mismo mes el campo alcanzara su máxima producción, llegando a los 2400 bpd y 4 mmpcd.



**Figura 3.8. Comportamiento de Producción, campo Secadero.**

### **3.3. CASO DE ESTUDIO, POZO SECADERO 1**

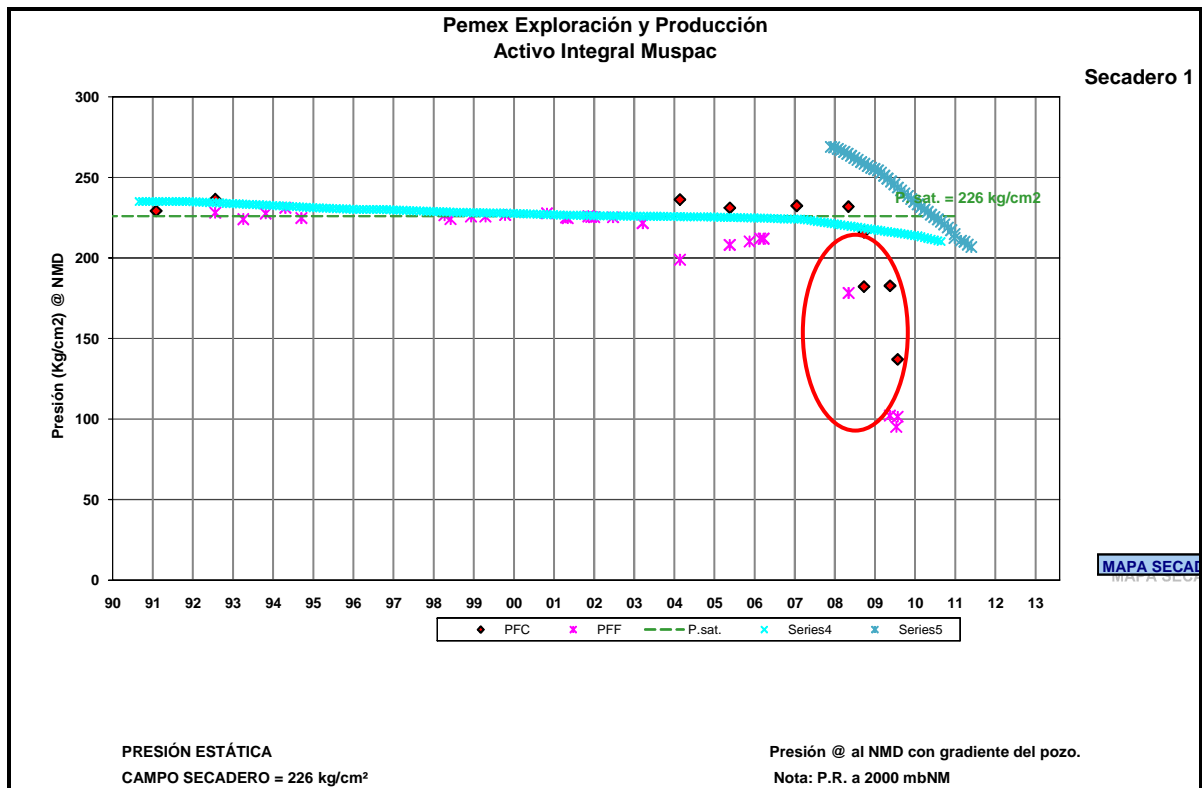
#### **3.3.1. Antecedentes**

El pozo Secadero 1 inició producción en 1991 aportando 600 bpd y 1.15 mmpcd, con la finalidad de mantener su producción se le realizaron distintas intervenciones, tales como limpiezas, estimulaciones, redisparos, etc; se igual forma se agregaron intervalos en zonas que tenían oportunidad, hasta que fue cerrado por alta producción de agua en el año 2007. En 2008 se propuso la realización de una Reparación Mayor con Equipo (RMA), la cual consistió en abrir una ventana a 1011-1015 md para direccionar el objetivo, resultando el pozo productor de aceite ligero.

Con esta intervención el pozo alcanzó su máxima producción cual fue de 1300 bpd de aceite y 4.1 mmpcd de gas, sin embargo, la sobreexplotación del pozo ocasionó un rápido avance del acuífero, alcanzando en los siguientes dos años un corte de agua del 30%, lo que originó la necesidad de pensar en la instalación de un sistema de levantamiento artificial que aportara al pozo la energía suficiente para llevar los fluido a la superficie. No obstante y debido a los beneficios y limitantes de los distintos sistemas que ofrece el mercado petrolero, surgió la necesidad de evaluar cada uno de ellos para decidir cuál sería el sistema adecuado para el pozo.

### 3.3.2. Historia de Presión

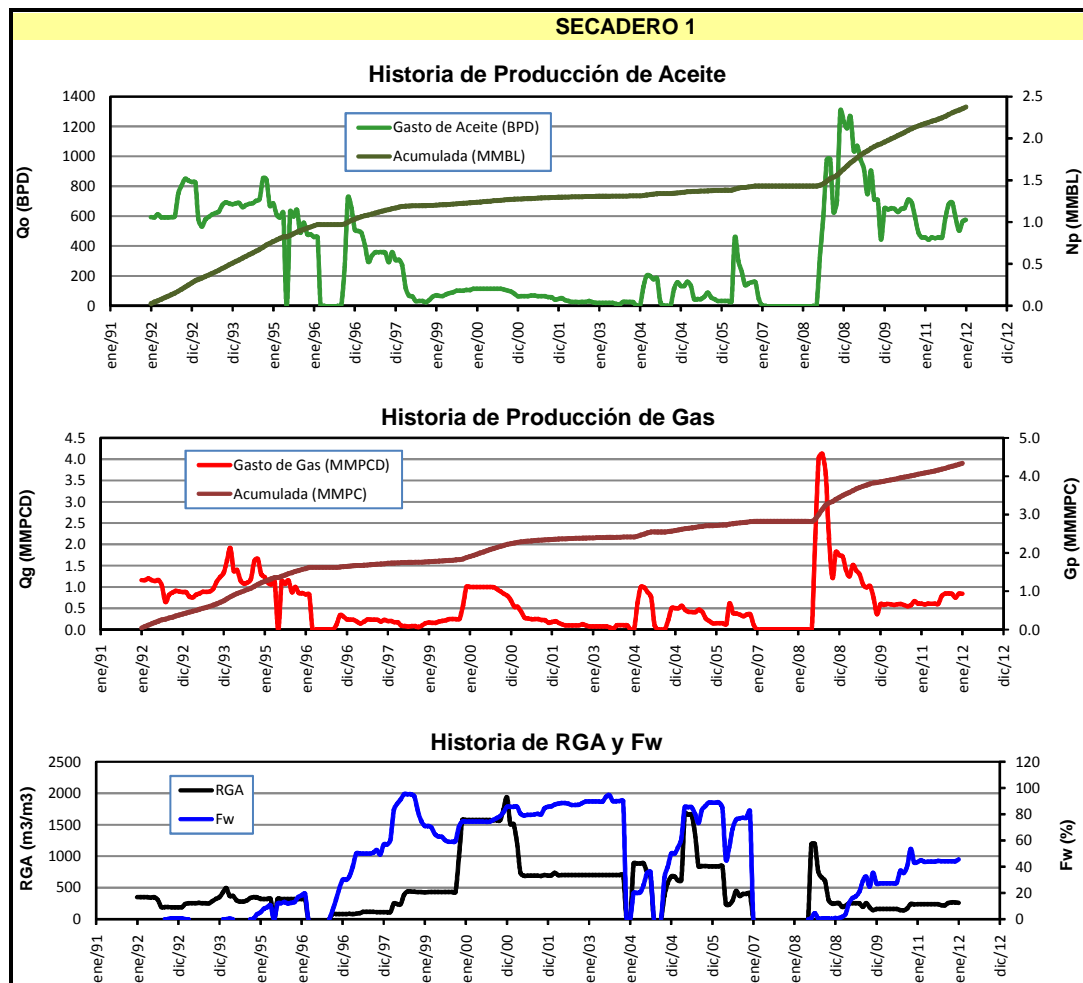
El pozo Secadero 1 comenzó a producir con una presión muy cercana a la presión de saturación, lo que hizo que rápidamente se saturara el fluido producido, incrementando con ello su Relación Gas - Aceite. La **figura 3.9** muestra el comportamiento de presión del pozo Secadero 1 en su intervalo original y en el intervalo actual con de la reentrada del Secadero 1R. Se observa que debido a que el intervalo productor de la reentrada Secadero 1R es más somero (1895-1975 md), éste tiene menor presión que el intervalo original del pozo Secadero 1. Éste depresionamiento fue una de las causas que obligó a requerir de manera temprana de un sistema de levantamiento artificial de producción, que para este caso fue el Bombeo Hidráulico Jet.



**Figura 3.9. Comportamiento de Presión, Pozo Secadero 1.**

### 3.3.3. Historia de Producción

En la **figura 3.10**, se muestra que el pozo Secadero 1 inició su producción en 1991 aportando 600 bpd de aceite y 1.15 mmcpd de gas. En el periodo de 1992 a 1996 se observa una declinación fuerte y constante de la producción. Para finales de 1996 se agrega un intervalo, lo que incrementa la producción de aceite pero también el corte de agua, hasta ser cerrado en el año 2007. Para 2008 el pozo entra nuevamente a producción con la reentrada del Pozo Secadero 1R, registrando su máxima producción en diciembre de 2008 con 1300 bpd de aceite y 4.10 mmcpd de gas. Los incrementos de producción de los años 2008 y 2009, se deben a estimulaciones realizadas. En agosto del 2009 antes de la instalación del BHJ, la RGA era de  $210 \text{ m}^3/\text{m}^3$  y el corte de agua era del 30%, parámetros que dieron pauta a la selección del sistema artificial.



**Figura 3.10. Historia de Producción, Pozo Secadero 1.**

### 3.3.4. Análisis PVT

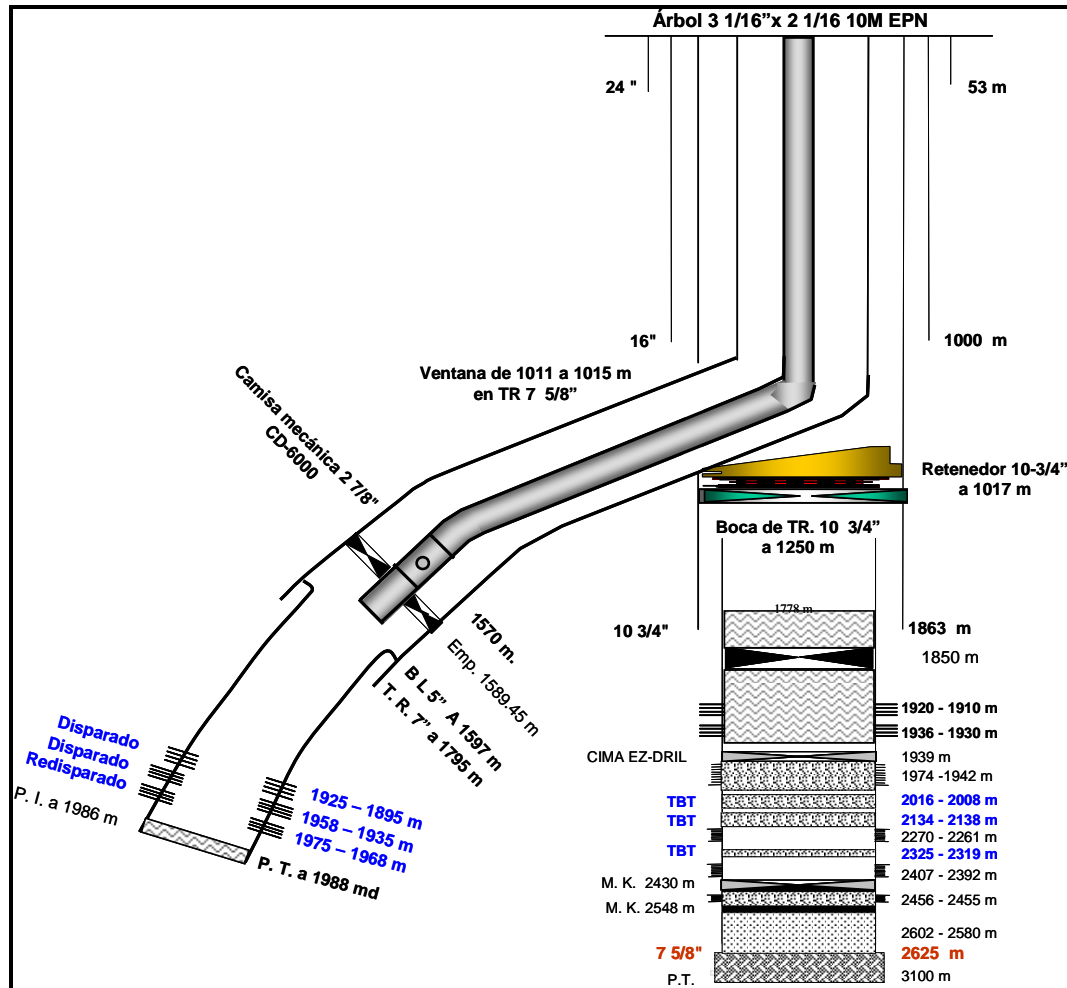
Del resultado del análisis PVT realizado en abril del 2008, se determinó que se trata de un aceite ligero de 33.8°API. La temperatura del yacimiento es de 53.2 °C, la presión de burbuja  $P_b = 207.94 \text{ kg/cm}^2$  y la compresibilidad a la  $P_b$  es de  $16.24 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$ .

COMPOSICIÓN DEL YACIMIENTO						
Componente	Gas del Flash		Líquido del Flash		Fluido del Yacimiento	
	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol
N2	5.124	4.921	0.000	0.000	0.891	2.902
CO2	5.765	3.524	0.000	0.000	1.002	2.078
H2S	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
C1	35.990	60.353	0.000	0.000	6.256	35.586
C2	14.465	12.942	0.033	0.201	2.542	7.713
C3	13.634	8.318	0.152	0.635	2.496	5.165
iC4	3.483	1.612	0.119	0.375	0.703	1.104
nC4	8.301	3.842	0.488	1.543	1.846	2.899
iC5	3.599	1.342	0.609	1.550	1.129	1.427
nC5	3.910	1.458	0.962	2.450	1.475	1.865
C6	3.421	1.068	2.619	5.583	2.758	2.921
C7+	2.308	0.620	95.018	87.663	78.902	36.340
<b>TOTALES</b>	<b>100.000</b>	<b>100.000</b>	<b>100.000</b>	<b>100.000</b>	<b>100.000</b>	<b>100.000</b>

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Densidad Aceite (gr/cm <sup>3</sup> )
353.300	1.392		0.7263
318.210	1.399		0.7228
283.130	1.406		0.7192
247.910	1.413		0.7154
219.850	1.420		0.7123
216.270	1.420		0.7119
212.000	1.421		0.7115
209.170	1.422		0.7111
<b>P<sub>b</sub> = 207.94</b>	<b>1.422</b>	<b>145.790</b>	<b>0.7110</b>
156.830	1.345	119.670	0.7334
121.680	1.289	97.300	0.7491
88.530	1.230	74.360	0.7675
51.510	1.170	51.610	0.7882
26.910	1.127	34.960	0.8033
14.392	1.099	25.010	0.8139
8.556	1.083	19.570	0.8202
1.033	1.029	0.000	0.8312

### 3.3.5. Estado Mecánico

La **figura 3.11** muestra el estado mecánico original del pozo Secadero 1, el cual fue terminado en una TR de 7 5/8" a 2625 md, y se puede observar que se agregaron, aislaron y obturaron diferentes intervalos. Con la propuesta de la reentrada del pozo Secadero 1R, el estado mecánico actual del pozo, muestra la apertura de una ventana a 1011-1015 md para direccionar el nuevo objetivo. El pozo Secadero 1R está terminando con un liner de producción de 5" y disparado en tres intervalos que van de 1895 a 1975 md en la formación productora KS, el aparejo de producción consta de una TP de 2 7/8" de diámetro y una camisa mecánica de igual diámetro modelo CD-6000.



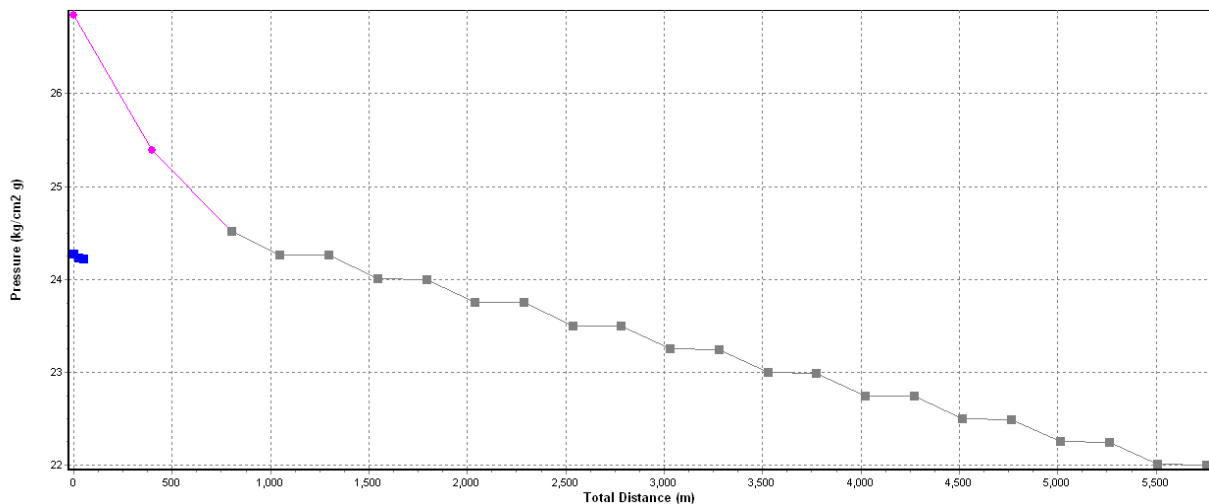
**Figura 3.11. Estado Mecánico, Pozo Secadero 1R.**



### 3.3.6. Infraestructura

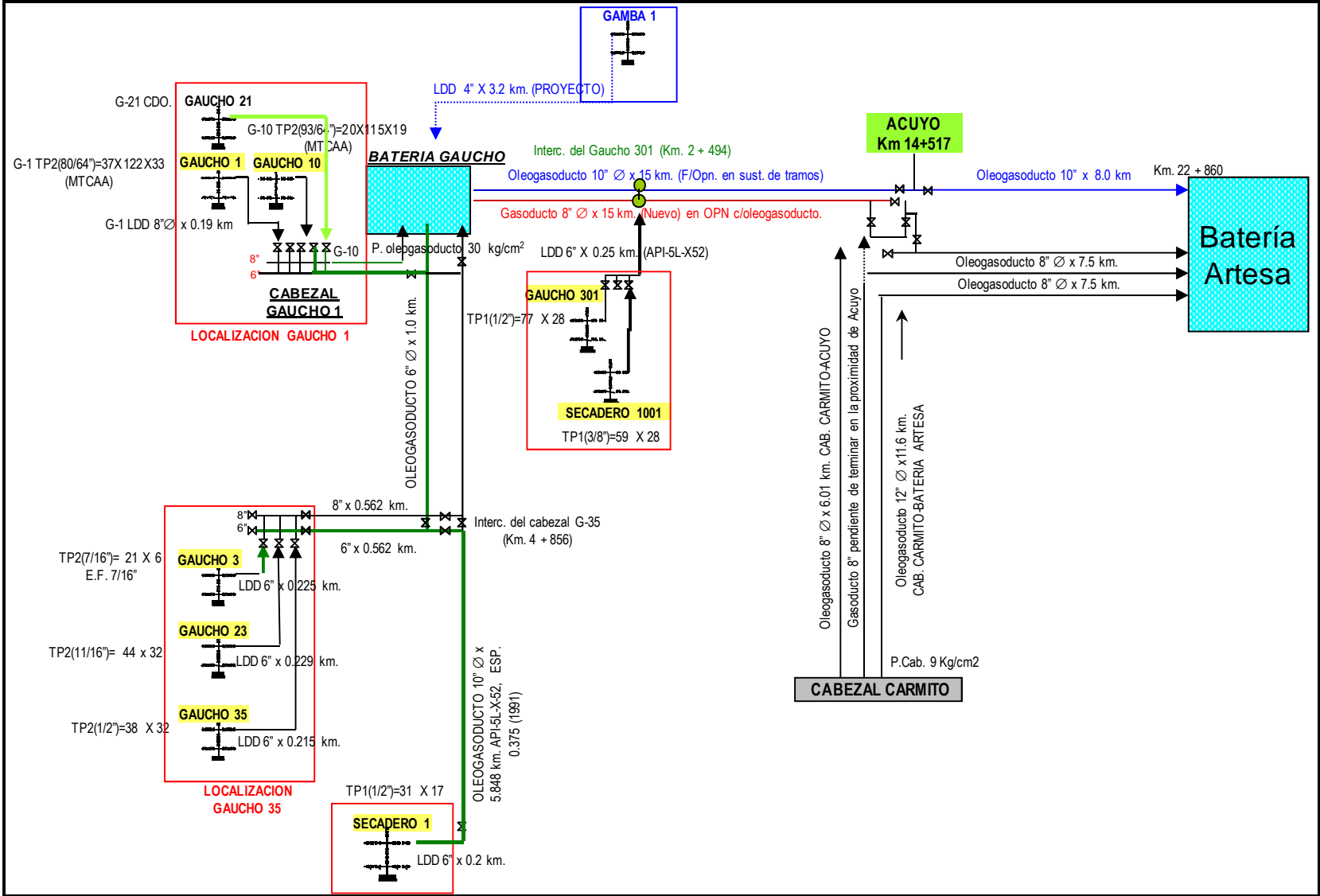
La infraestructura superficial del pozo Secadero 1 se muestra en la **figura 3.13**, donde se observan los pozos que concurren a las Baterías Gaucho y Artesa. El pozo Secadero 1 fluye por un oleoducto de 10" hacia Batería Gaucho, durante su recorrido de 5.8 km se incorporan a este oleoducto los pozos Gaucho 3 y Gaucho 10, llegando en corriente la producción de los tres pozos a Batería Gaucho, la cual separa a una presión promedio de 18 kg/cm<sup>2</sup>. Cabe resaltar que la pendiente de este oleoducto durante este tramo es cuesta arriba, con una topografía muy pronunciada y con varias cunetas, lo que crea acumulamiento de líquidos en el fondo del ducto debido al colgamiento de fluidos y crea un incremento de presión en el oleoducto, que llega hasta los 25 kg/cm<sup>2</sup>. Es decir, a la interconexión al oleogasoducto Gaucho –Artesa en 10" de diámetro por 23 km, se tiene una caída de presión de 5 kg/cm<sup>2</sup>, debida al perfil topográfico que guarda la línea, **figura 3.12**.

A la salida de Batería Gaucho los fluidos viajan 15 km por el oleogasoducto de 8" y 8 km por el oleogasoducto de 10" hasta llegar a Batería Artesa. Durante este recorrido se les incorpora la producción de los pozos Gaucho 1, 23, 35 y 301, Secadero 1001 y la corriente del campo Carmito. Por lo anterior, es válido mencionar que para evaluar individualmente la producción del pozo Secadero 1, es necesaria la instalación de un equipo de medición portátil.








**Figura 3.12. Comportamiento de presión en el ducto de Secadero 1-R a Secadero 11**

Figura 3.13. Instalaciones Superficiales, Pozo Secadero 1.



### 3.3.7. Análisis Cualitativo para la Selección del Sistema Artificial

Debido a la declinación de presión y de producción del pozo Secadero 1, se vio la necesidad de operar el pozo con un sistema artificial de producción, el cual proporcionara energía suficiente al mismo para mantener e incrementar su producción. La selección del Sistema Artificial de Producción más adecuado, se realizó en dos etapas. Primeramente se realizó una matriz para evaluar cualitativamente los parámetros de operación del pozo y del yacimiento, y así seleccionar el o los Sistemas Artificiales que pudieran aplicar. El resultado de esta evaluación se muestra en la **tabla 3.3**, donde se seleccionaron los sistemas artificiales de Bombeo Neumático Continuo, Bombeo Electrocentrífugo y Bombeo Hidráulico Jet.

PARÁMETROS EVALUADOS		 BNC	 BEC	 BHJ	 BCP	 BM	TC
TR	7" x 35 lb-pié	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	-----
LINER	5" x 15 lb-pié	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
TP	2 7/8" x 6.4 lb-pié	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Camisa	1570 md	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Prof. NMIP (md)	1955	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Ple (kg/cm2)	13	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Pws Decli.	30 kg/cm2/año	Evaluar	Evaluar	Evaluar	Evaluar	Evaluar	Evaluar
Pws (kg/cm2)	132.4	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Qob (bpd)	991	Evaluar	Aplica	Evaluar	Aplica	Evaluar	Aplica
Agua (%)	20	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Evaluar
Desviación DL Max. 730m	35.09 4.76 a 1260 md	Aplica	Evaluar	Aplica	Evaluar	Evaluar	Aplica
Tf (°C)	53.2	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
API	33	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Aromáticos	Xil. (0.36%), Tol. (0.36%), Ben. (2.8%)	Aplica	No Aplica	Aplica	No Aplica	No Aplica	Aplica
RGA (m3/m3)	180	Aplica	Aplica	Evaluar	Evaluar	Evaluar	Aplica
CO2 (%mol)	4.97	Aplica	Aplica	Aplica	Evaluar	Evaluar	Aplica
H2S (%mol)	0	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Sólidos (ppm)	No	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Parafinas Idd	Si	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	-----

**Tabla 3.3. Análisis Cualitativo, Pozo Secadero 1.**

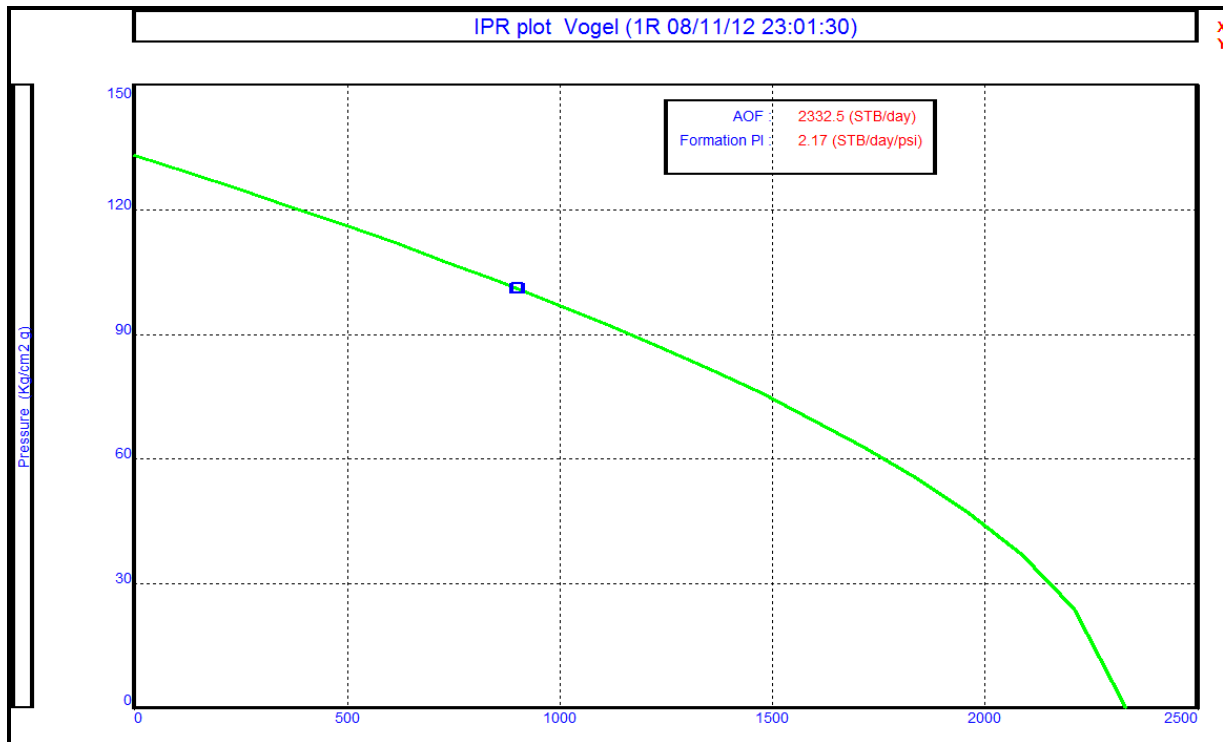
La segunda etapa consistió en evaluar cuantitativamente los tres sistemas seleccionados. De este análisis se descartó el Bombeo Neumático por los altos costos que se tendrían al construir infraestructura para llevar gas de BN hasta el pozo Secadero 1R (línea de inyección). De igual forma, se descartó el BEC por la falta de capacidad de la bomba para el manejo de gas. Asimismo, se descartaron los Sistemas Artificiales que utilizan elastómeros en su equipo subsuperficial (Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas), debido a que según resultados obtenidos en la caracterización de aceite y el PVT realizado en el año 2008, el pozo produce porcentajes de aromáticos considerables que dañan los equipos.

Como resultado final de este análisis, el sistema artificial de instalación rápida y sencilla que resultó ser más factible técnica y económicamente y ofertaba buen incremento de producción (150 bpd), fue el Bombeo Hidráulico Jet.

### 3.3.8. Modelo del Pozo y Diseño del Bombeo Hidráulico Jet<sup>50</sup>

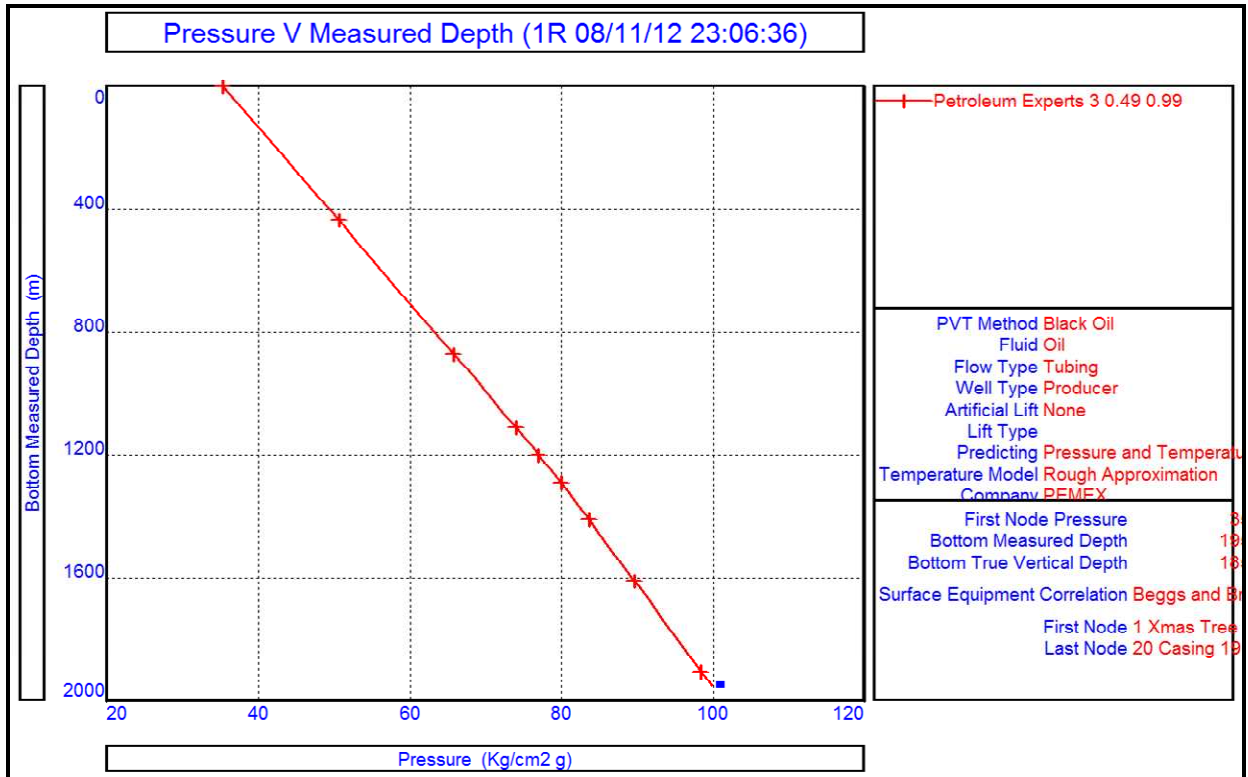
Debido a que el principio de operación del Bombeo Hidráulico Jet, es transmitir energía al fondo del pozo mediante la inyección a través de la tubería del pozo de un fluido presurizado llamado fluido motriz que puede ser agua ó aceite del mismo pozo, primeramente se procedió a tomar y recolectar información para la construcción del modelo de pozo ó análisis nodal, el cual se construyó con el uso de software comercial. Debido a que se trata de un yacimiento de aceite saturado, se utilizó el modelo de Vogel para calcular el potencial del pozo, el cual fue de 3369 bpd, ver **figura 3.14 (a)**.

Datos Utilizados para el Ajuste del Pozo Secadero 1				
$P_{ws} = 133 \text{ kg/cm}^2$	$P_{wf} = 101 \text{ kg/cm}^2$	$P_{wh} = 34 \text{ kg/cm}^2$	$Q_{líq} = 900 \text{ bpd}$	$RGA = 248 \text{ m}^3/\text{m}^3$
Agua = 20%	API = 34	$D_{gas} = 0.75$	$T_y = 53^\circ\text{C}$	$T_{wh} = 38^\circ\text{C}$



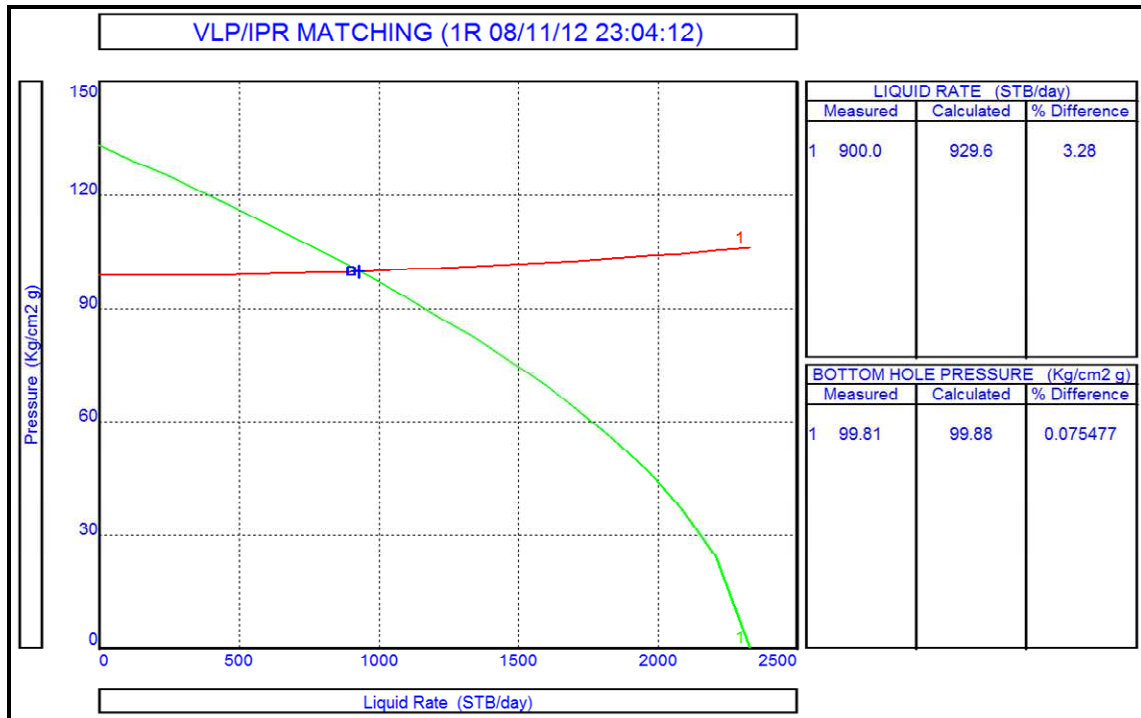
**Figura 3.14 (a). IPR del Pozo Secadero 1.**

Se realizó el ajuste del gradiente del pozo usando un registro de presión-temperatura en condiciones fluyente, ver **figura 3.14 (b)**. Para el ajuste de la tubería vertical, se utilizó del mismo software la correlación mecánica para flujo multifásico vertical Petroleum Expert 3.



**Figura 3.14 (b). Ajuste vertical del Pozo Secadero 1.**

La **figura 3.15**, muestra el ajuste del pozo en el fondo, aportando un gasto de líquido de 900 bpd y una presión de 101 kg/cm<sup>2</sup>.



**Figura 3.15. Ajuste del Modelo Fluyente del Pozo Secadero 1.**

Después de construir y ajustar el modelo del pozo en condiciones fluyente, se realizó con software especializado, la simulación del pozo operando con Bombeo Hidráulico Jet. La **figura 3.16**, muestra las curvas de IPR del pozo y de la bomba; y se observa que con el sistema de Bombeo Hidráulico Jet se puede obtener una producción máxima de líquido de 1500 bpd sin cavitación, ya que el gasto máximo de cavitación es de 1640 bpd. Los parámetros obtenidos para la bomba superficial y subsuperficial en esta simulación son:

#### **Bomba Superficial Tipo Quintuplex**

- Gasto de Inyección = 2483 bpd
- Presión de Inyección = 2546 lb/pg<sup>2</sup>
- Potencia Requerida = 173 HP

### Bomba Subsuperficial Tipo JET Modelo G-12

- Gasto de Líquido esperado = 1190 bpd
- Presión de Succión = 996 lb/pg<sup>2</sup>
- Presión de Descarga = 1727 lb/pg<sup>2</sup>
- Gasto de Cavitación = 1240 bpd

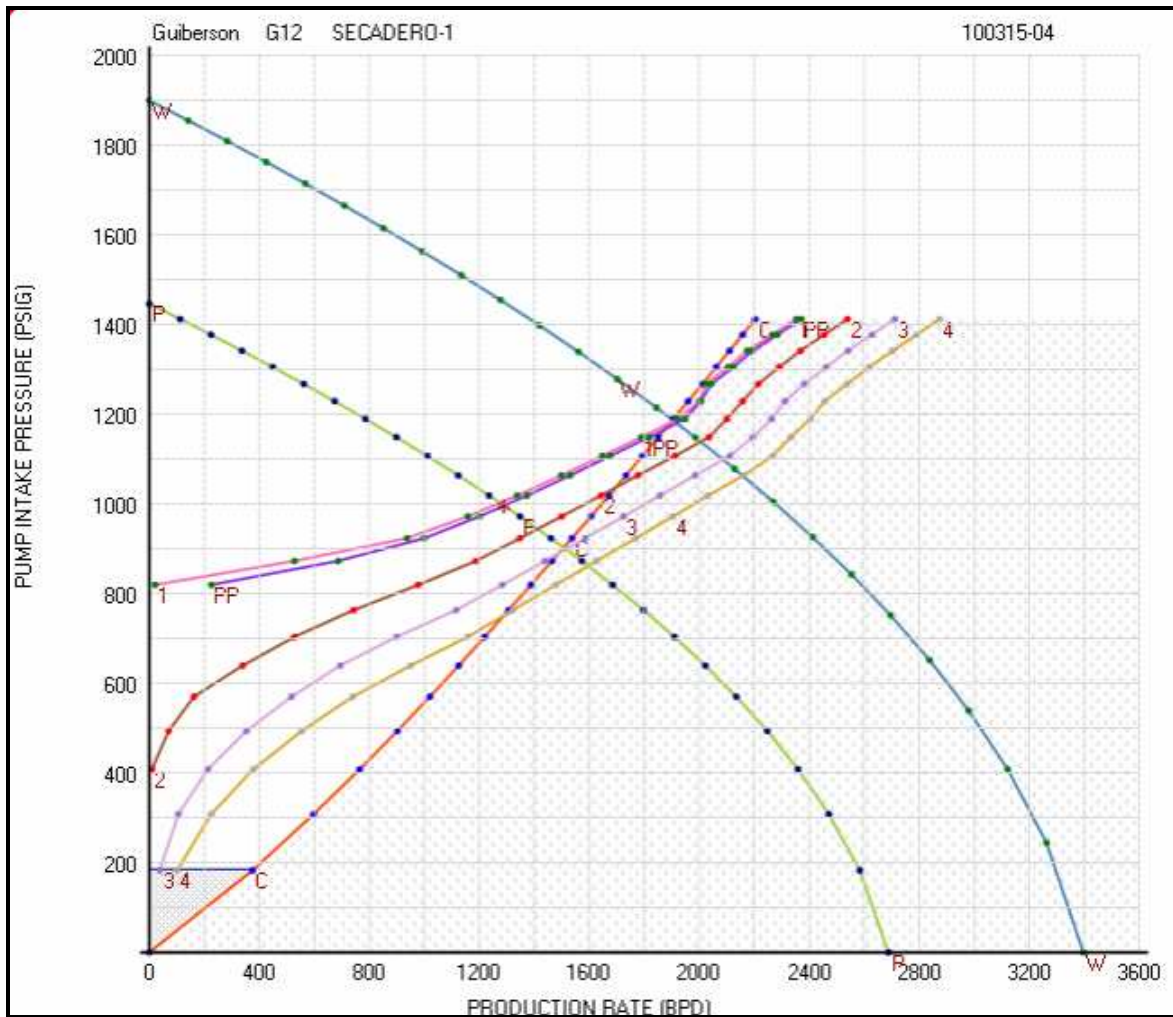


Figura 3.16. Curva de IPR del Pozo y la Bomba Jet, Pozo Secadero 1.



### 3.3.9. Instalación y Operación del Bombeo Hidráulico Jet<sup>50</sup>

Una vez obtenido el diseño, en septiembre del 2009 se llevó a cabo la instalación y puesta en marcha del equipo de BHJ, para ello previamente fue necesario abrir la camisa mecánica de circulación colocada a 1900 md, con el fin de comunicar el espacio anular de TR y TP y colocar en la misma la bomba Jet subsuperficial, la cual se ancló con unidad de línea de acero (**ULA**). El equipo superficial de Bombeo Hidráulico Jet instalado en el pozo Secadero 1R, consta de un paquete de separación modular (Dual - Vessel) integrado por un acumulador vertical, un separador ciclónico y un recipiente horizontal, asimismo cuenta con una bomba superficial tipo quintuplex, la cual transmite su potencia mediante un fluido presurizado (aceite del mismo pozo) que es inyectado a través de la tubería de producción (TP). La bomba quintuplex opera con un de combustión interna. Las **figuras 3.17 y 3.18** muestran las características del equipo superficial de Bombeo Hidráulico Jet instalado en el pozo Secadero 1, es decir, la bomba quintuplex superficial y el sistema Sistema Dual-Vessel. La **figura 3.19** muestra el diagrama de la instalación superficial completa de BHJ en el pozo Secadero 1.

#### Bomba Superficial

- Tipo Quintuplex
- Marca National Oil Well
- Modelo 300Q-5H de 300 HP



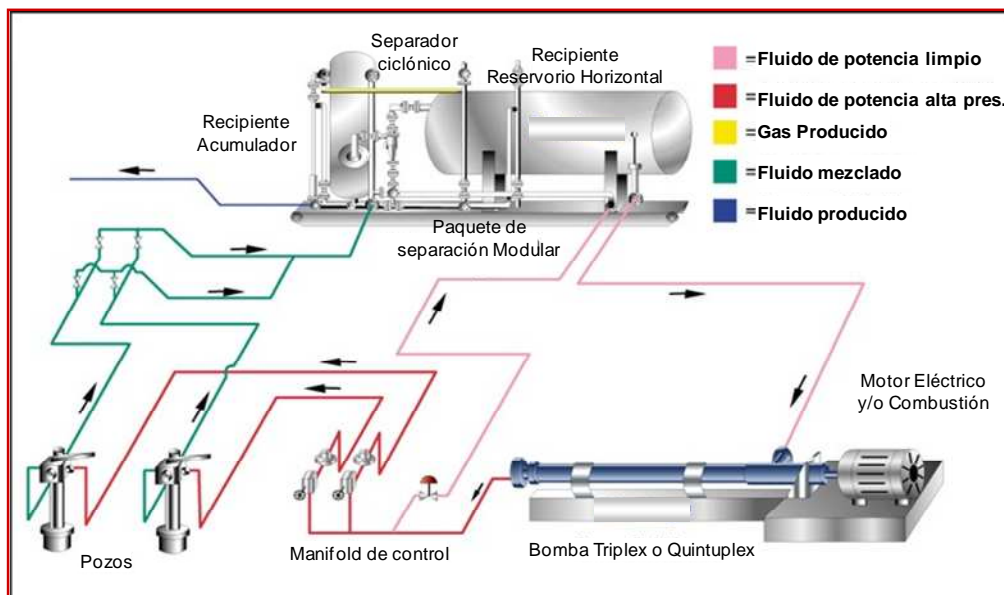
**Figura 3.17. Bomba Quintuplex Superficial instalada en el Pozo Secadero 1.**<sup>50</sup>

### Sistema de Separación Modular (Dual-Vessel)

- Acumulador vertical, el cual actúa como separador trifásico.
- Acumulador horizontal, actúa como tanque de almacenamiento para enviar el fluido motriz a la bomba superficial.
- Separador ciclónico, remueve los sólidos para enviar fluido limpio al tanque horizontal.



**Figura 3.18. Sistema Dual-Vessel, Pozo Secadero 1.<sup>50</sup>**



**Figura 3.19. Instalación Superficial de Bombeo Hidráulico Jet, Pozo Secadero 1.**

Debido a la topografía y el diámetro del oleogasoducto por el cual fluye el pozo Secadero 1 hacia Batería Gaucho, se tuvo represionamiento del mismo, ocasionando que el sistema Dual – Vessel operara ineficientemente, teniendo paros continuos y problemas para controlar el flujo de gas del pozo, esto debido a que el Sistema Dual – Vessel está calibrados a 300 lb/pg<sup>2</sup> (21 kg/cm<sup>2</sup>). Para solucionar este problema, se adicionó un separador horizontal trifásico de alta presión, el cual tiene como función principal el separar la mezcla multifásica para disminuir la cantidad de gas que entra al acumulador vertical del sistema Dual-Vessel. Las figuras 3.20 y 3.21 muestran imágenes del separador horizontal trifásico de alta presión.



**Figura 3.20. Instalación Superficial con el Separador de Alta Presión en el Pozo Secadero 1.**<sup>50</sup>



**Figura 3.21. Separador Horizontal Trifásico de Alta Presión (adicional), Pozo Secadero 1.**

El equipo subsuperficial de Bombeo Hidráulico instalado en el pozo Secadero 1, está integrado por la bomba hidráulica tipo jet, la cual transmite energía a los fluidos del yacimiento en el fondo del pozo y consta de tres partes principales, boquilla, garganta y difusor, y su principio de operación está basado en la ecuación de flujo de Bernoulli, la cual nos dice que las velocidades son inversamente proporcionales al área de la sección transversal por la que fluye el líquido. Los otros componentes subsuperficiales son: la válvula de pie, la cual está colocada en la camisa mecánica, y su instalación es opcional y depende de las condiciones mecánicas el pozo; y un sensor de memoria de fondo, el cual registra el comportamiento de presión de fondo del pozo.

La bomba subsuperficial que se muestra en la **figura 3.22**, fue instalada y anclada con línea de acero en la camisa mecánica del pozo (1570 md) y tiene las siguientes características:

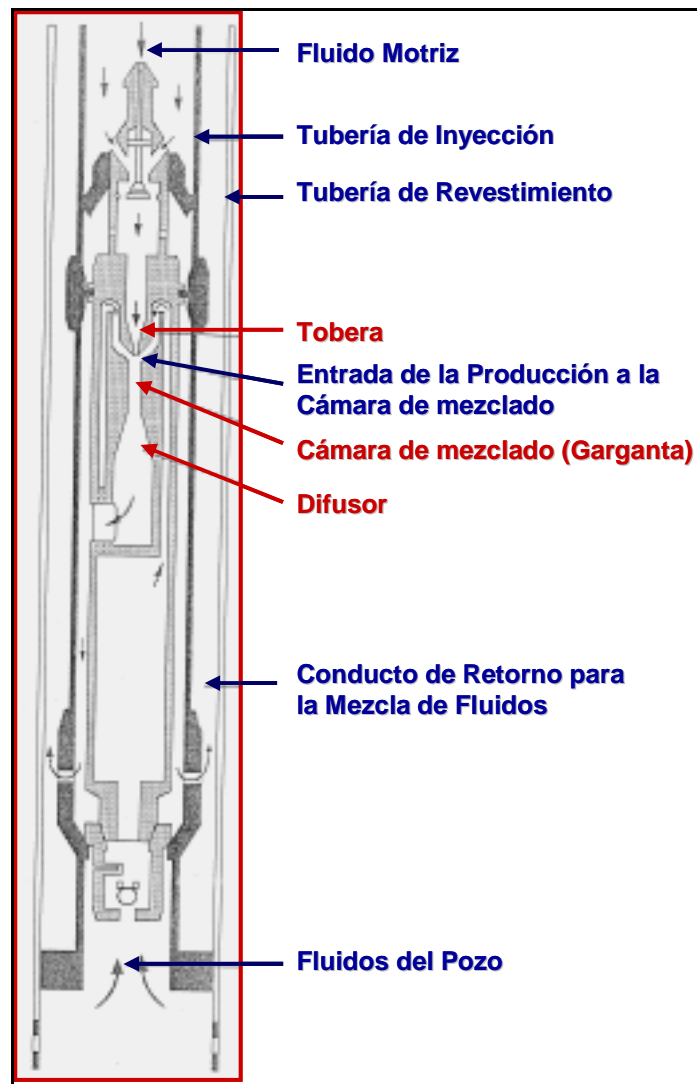
### Bomba Subsuperficial

- Bomba Giberson Modelo G-12 de 2.5" de diámetro.
- $R = 0.31$  (relación boquilla/garganta).
- Dos puntos de sello (superior-inferior).
- Perfil NO-GO (posiciona la bomba frente a los orificios de la camisa.).



**Figura 3.22. Bomba Subsuperficial Tipo Jet instalada en el Pozo Secadero 1.**

La **figura 3.23** muestra mediante un esquema los componentes y direcciones de flujo de una bomba tipo jet. El comportamiento de presión y de velocidad del fluido motriz a través de una bomba jet es variable, es decir, en la tobera la velocidad del fluido motriz aumenta y la presión disminuye, no así en la cámara de mezclado, donde la presión y la velocidad del fluido motriz no sufren cambios y se mantienen constantes, pero al entrar al difusor, la presión del fluido motriz incrementa y la velocidad disminuye, logrando así dar la suficiente energía a los fluidos del pozo para llevarlos a superficie.



*Figura 3.23. Esquemático de la Bomba Subsuperficial Tipo Jet del Pozo Secadero 1.*

### 3.3.10. Beneficios y Costos después de la Operación del BHJ

En la tabla 3.4 se muestran las mediciones oficiales de los fluidos del pozo Secadero 1, donde se observa que con la implementación del sistema artificial de BHJ, se obtuvo un incremento de 232 bpd de aceite, además de estabilizar en las condiciones de operación del sistema. Asimismo, se determinó que el sistema se pagaba con la producción de 23 bpd, por lo que restando la renta del equipo, se obtenía una ganancia de 209 bpd.

Pozo	Qlíquido (bpd)	Qaceite (bpd)	Qgas (mmpcd)	Agua (%)
Secadero 1 (FTE)	966	686	1.07	29
Secadero 1 (BHJ)	1275	918	0.81	28

**Tabla 3.4. Mediciones con Equipo Portátil antes y después de la instalación del BHJ. Pozo Secadero 1.**

En la **tabla 3.5** se muestran los de instalación y mantenimiento del equipo de BHJ del pozo Secadero 1.

BOMBEO HIDRÁULICO JET			
CONCEPTO	M. N.	USD	TOTAL (USD)
Ingeniería.	0.00	7,240.67	7,240.67
Diseño	0.00	5,171.90	5,171.90
Instalación Equipo Superficial del BHJ.	114,956.25	0.00	8,515.28
Instalación Equipo Sub-Superficial del BHJ.	2,207.60	2,446.11	2,609.64
<b>TOTAL</b>	<b>117,163.85</b>	<b>14,858.68</b>	<b>23,537.49</b>

BOMBEO HIDRÁULICO JET			
CONCEPTO	DÍA (M.N.)	DÍA (USD)	TOTAL DÍA (USD)
Operación Continua del Equipo BHJ.	7,381.92	612.48	1,159.29
<b>TOTAL</b>	<b>7,381.92</b>	<b>612.48</b>	<b>1,159.29</b>

PREMISAS		
Tipo de cambio =	13.50	MN / USD
Costo Barril =	50.00	USD / BL

**Tabla 3.5. Costos de Diseño y Operación de la Instalación del BHJ, Pozo Secadero 1.**

### 3.4. CASO DE ESTUDIO, POZO SECADERO 1001

#### 3.4.1. Antecedentes

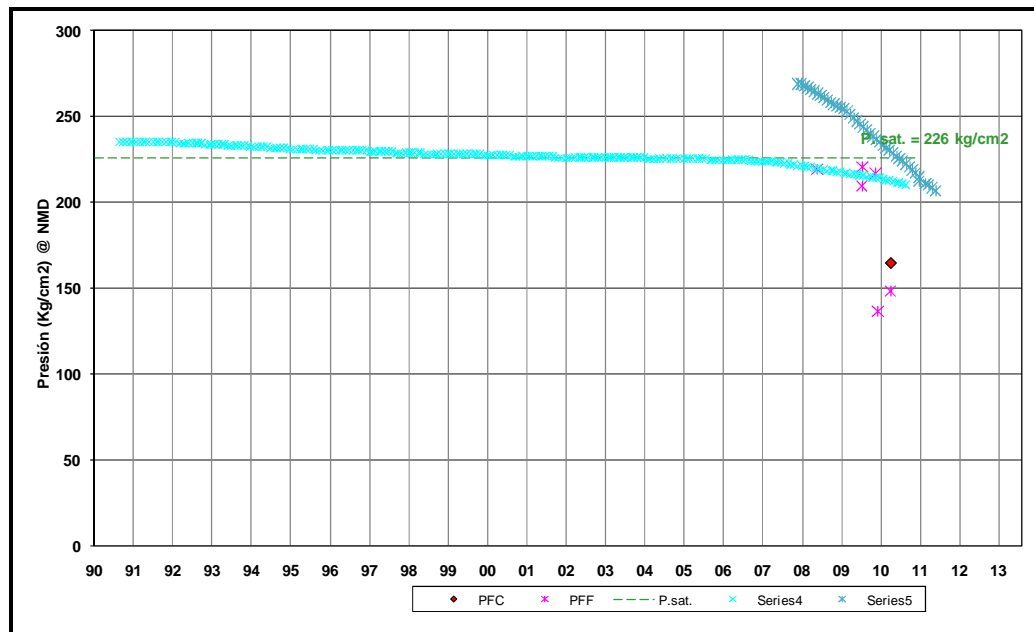
El pozo Secadero 1001, inició a perforarse en abril del 2008. Su periodo de terminación fue del 3 de octubre al 22 de noviembre del mismo año; entrando oficialmente a producción el mismo 22 de noviembre del 2008, aportando 1100 bpd de aceite y 1.0 mmpcd de gas. Como resultado de su terminación, se obtuvo un pozo productor de aceite ligero de 28°API. Inicialmente fue disparado en la TR de 7", en la formación KM en los intervalos 4170-4145 md y 4090-4080 md, los cuales fueron obturados. Actualmente el pozo produce en el intervalo 2665-2677 md.

Debido al incremento en el corte de agua, en diciembre de 2009 se instaló un estrangulador de fondo de 3/8" a 1950 md, sin embargo, no se obtuvieron los resultados deseados, debido a que la producción de agua tuvo un comportamiento muy inestable. En marzo de 2010, se cambió la herramienta y se ancló un estrangulador de fondo tipo jet del mismo diámetro y a la misma profundidad, con el cual en un principio fue controlada la producción de agua, observándose beneficios, pero lamentablemente en un futuro el pozo se igualó.

En abril del 2010, se retiró el estrangulador de fondo tipo jet y se estranguló el pozo en superficie por 3/8", asimismo se le realizó una prueba de potencial con tubería flexible, simulando un bombeo neumático con inyección de N<sub>2</sub> por TR. Los resultados de esta prueba fueron favorables y fue lo que abrió el camino para pensar en operar el pozo con un sistema artificial.

### 3.4.2. Historia de Presión

El pozo Secadero 1001 comenzó a producir con una presión menor a la presión de saturación que es de  $226 \text{ kg/cm}^2$ , lo que hizo que el fluido producido fuera saturado desde el inicio de su producción, incrementando con ello su Relación Gas - Aceite. La **figura 3.24** muestra el comportamiento de presión del pozo Secadero 1001 desde su intervalo original hasta su intervalo actual. Se observa que debido a la explotación del yacimiento, la presión del pozo ha declinado considerablemente, lo que ha obligado a los ingenieros, requerir de manera temprana de un sistema de levantamiento artificial de producción, que para este caso fue el Bombeo Hidráulico Jet.

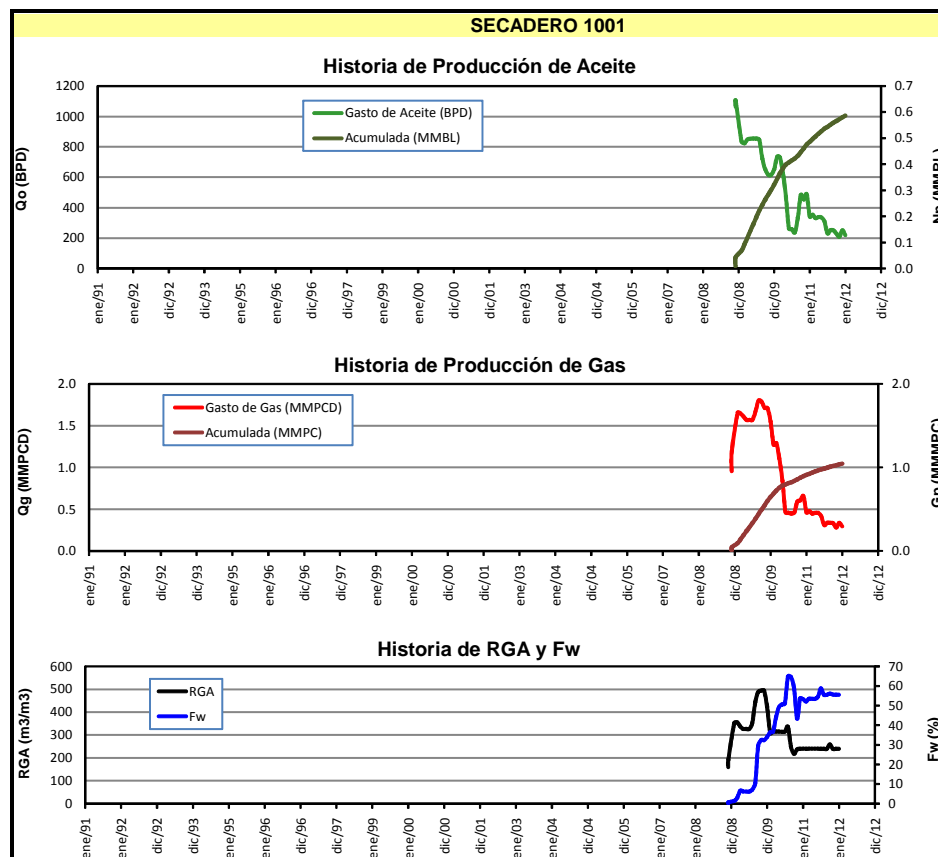


**Figura 3.24. Comportamiento de Presión, Pozo Secadero 1001.**



### 3.4.3. Historia de Producción

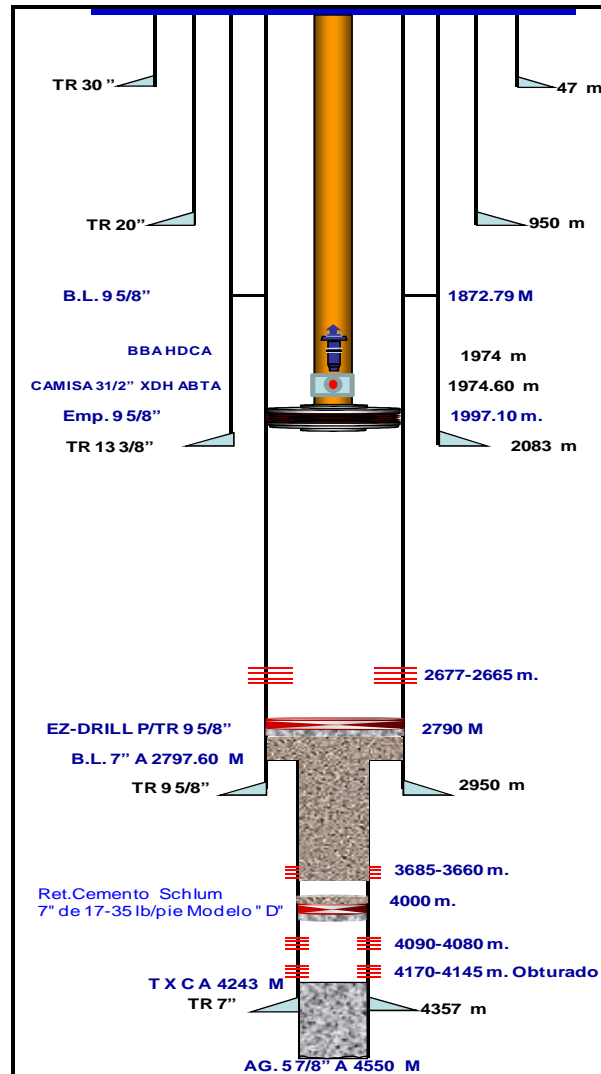
En la **figura 3.25**, se observa que el pozo Secadero 1001 inició su producción en noviembre de 2008 aportando 1100 bpd de aceite y 1.0 mmpcd de gas. Durante el primer año (2009), se observa una fuerte declinación de la producción del pozo debido al incremento en la producción de agua, motivo por el cual le fue instalado un estrangulador de fondo que lamentablemente no tuvo los mejores resultados. Durante este periodo se observan picos de incrementos de producción, los cuales se deben a distintas intervenciones, tales como limpiezas de aparejo y estimulaciones. Su máxima producción de aceite se registró al inicio de su explotación con 1100 bpd, y la de gas se registró en junio de 2009 con 1.70 mmpcd de gas. En julio del 2010 antes de la instalación del Bombeo Hidráulico Jet, la RGA del pozo era de 240 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> y el corte de agua del 50%, parámetros que dieron pauta para operar el pozo con un sistema artificial, el cual incrementó la producción de aceite, estabilizó el sistema y mejoró sus condiciones de operación.



**Figura 3.25. Comportamiento de Producción, Pozo Secadero 1001.**

### 3.4.4. Estado Mecánico

El estado mecánico del pozo Secadero 1001 mostrado en la **figura 3.26**, tiene una terminación convencional con tubería de revestimiento TR 9 5/8" x 53.5 lb/pie hasta 2950 md. La tubería de producción (TP) es de un diámetro de 3 1/2" x 9.2 lb/pie hasta 1994.2 md. El empacador está a 1997.1 md y la camisa mecánica modelo XD, Perfil X (Halliburton), de 3 1/2" de diámetro se encuentra a 1975.87 md. Los disparos de los intervalos productores están ubicados a 2665-2677 md en la formación KM. El pozo presenta una desviación máxima de 21° y una severidad de 2°/30 m. El rumbo 42.51° SE y Azimut 171° desplazamiento 1226.12 m.



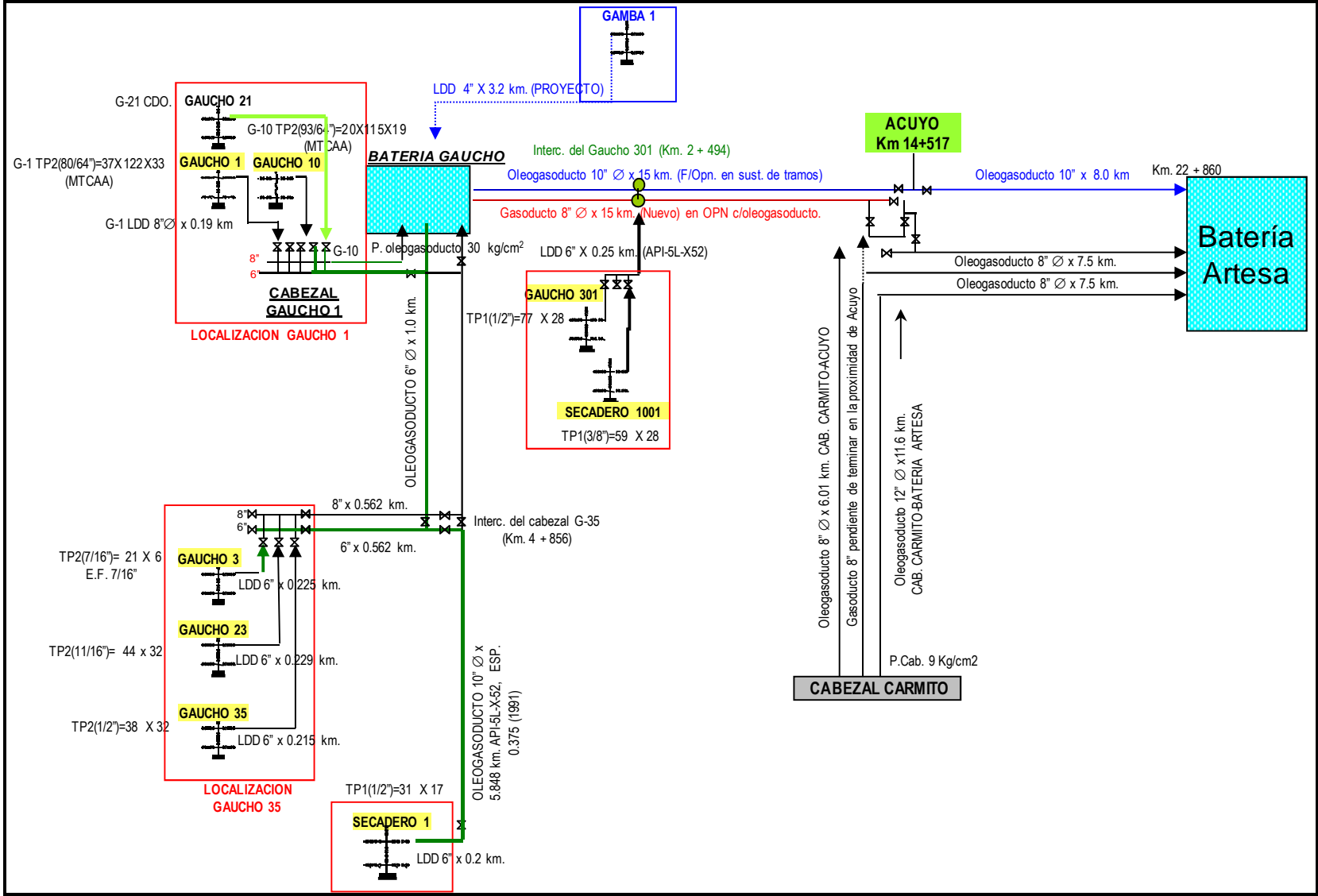
**Figura 3.26. Estado Mecánico, Pozo Secadero 1001.**

### 3.4.5. Infraestructura

En la figura 3.27, se muestra el sistema de producción y transporte, que consiste en que la producción de los pozos Secadero 1 y Gaucho 10 concurren en baja presión (BP) hacia la Batería Gaucho ( $2.5 \text{ kg/cm}^2$ ), el gas se envía al quemador y el líquido se bombea con una presión de  $26 \text{ kg/cm}^2$  hacia la Batería Artesa por medio del oleogasoducto de 10" x 23.5 km. Gaucho-Artesa, a este ducto se le incorporan la producción del pozo Gaucho 1, cabezal Gaucho 35 (Gaucho 23, 25, y 35), Gaucho 3 (actualmente cerrado), y los pozos Gaucho 301 y Secadero 1001. Los pozos Secadero 1 y Secadero 1001 que fluyen mediante el sistema artificial de producción de bombeo hidráulico Jet, mientras que los pozos Gaucho 1 y 10 operan con sistema de bombeo neumático autoabastecido y motocompresor a boca de pozo.






A la salida de Batería Gaucho donde concurren los pozos Gaucho 3, 10 y Secadero 1, los fluidos viajan 15 km por el oleogasoducto de 8" y 8 km por el oleogasoducto de 10" hasta llegar a Batería Artesa. Durante este recorrido se les incorpora la producción de los pozos Gaucho 1, 23, 35 y 301, la producción del campo Carmito y el pozo Secadero 1001. Por lo que, está por demás mencionar que para evaluar individualmente la producción del pozo Secadero 1001, es necesaria la instalación de un equipo de medición portátil, ya que éste fluye en corriente hacia Batería Artesa.

Figura 3.27. Diagrama de la Infraestructura Superficial, Pozo Secadero 1001.



### 3.4.6. Análisis Cualitativo para la Selección del Sistema Artificial

Debido a la declinación de la presión, producción y el incremento del corte a agua del pozo Secadero 1001, se vio la necesidad de operar el pozo con un sistema artificial de producción, el cual debería proporcionar la energía suficiente al mismo para mantener e incrementar su producción. La selección del Sistema Artificial de Producción más adecuado, se realizó en dos etapas. Primeramente se realizó una matriz para evaluar cualitativamente los parámetros de operación del pozo y del yacimiento, y así seleccionar el o los Sistemas Artificiales que pudieran aplicar. El resultado de esta evaluación se muestra en la **tabla 3.6**, donde se seleccionaron los sistemas artificiales de Bombeo Neumático Continuo, Bombeo Electrocentrífugo y Bombeo Hidráulico Jet.

PARÁMETROS EVALUADOS		 BNC	 BEC	 BHJ	 BCP	 BM	TC
TR	9" x 53.5 lb-pie	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	-----
LINER	9" x 53.5 lb-pie	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
TP	3 1/2" x 9.2 lb-pie	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Camisa	1975 md	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Prof. NMIP (md)	2671 md	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Ple (kg/cm <sup>2</sup> )	30	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Pws Decli.	30 kg/cm <sup>2</sup> /año	Evaluar	Evaluar	Evaluar	Evaluar	Evaluar	Evaluar
Pws (kg/cm <sup>2</sup> )	255	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Qob (bpd)	950	Evaluar	Aplica	Evaluar	Aplica	Evaluar	Aplica
Agua (%)	60	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Evaluar
Desviación DL Max. 730m	21 °	Aplica	Evaluar	Aplica	Evaluar	Evaluar	Aplica
Tf (°C)	53.2	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
API	28	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Aromáticos	Xil. (0.36%), Tol. (0.36%), Ben. (2.8%)	Aplica	No Aplica	Aplica	No Aplica	No Aplica	Aplica
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	450	Aplica	Aplica	Evaluar	Evaluar	Evaluar	Aplica
CO <sub>2</sub> (%mol)	4.97	Aplica	Aplica	Aplica	Evaluar	Evaluar	Aplica
H <sub>2</sub> S (%mol)	0	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Sólidos (ppm)	No	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Parafinas Idd	Si	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	-----

**Tabla 3.6. Análisis Cualitativo, Pozo Secadero 1001.**

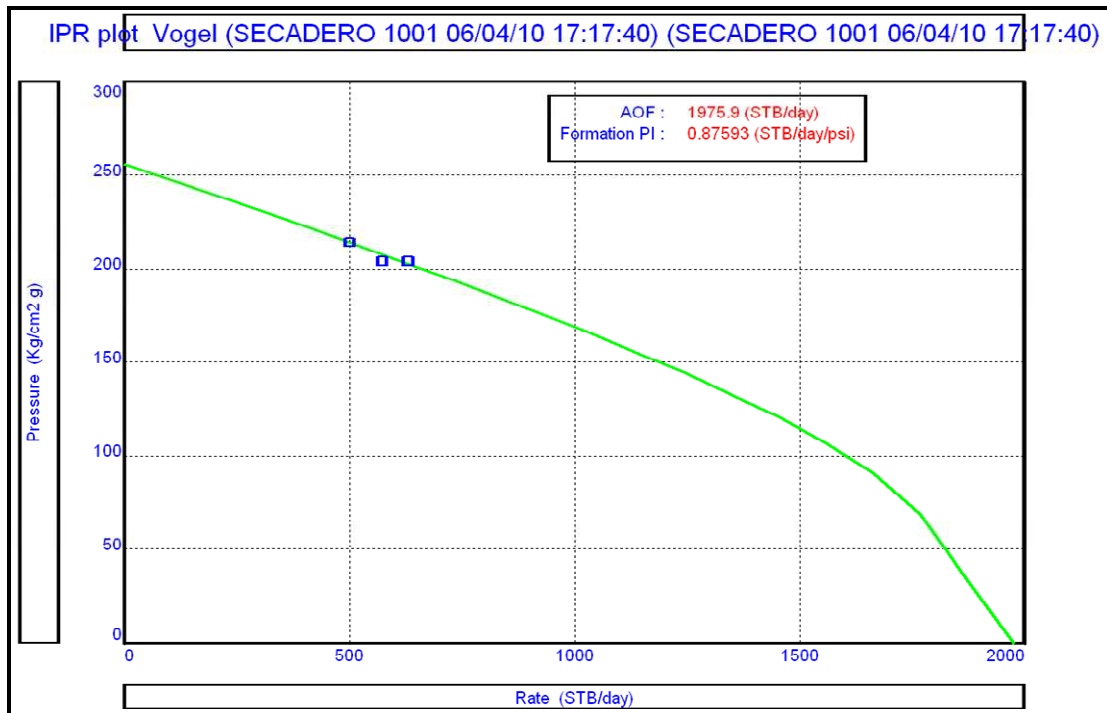
La segunda etapa consistió en evaluar cuantitativamente los tres sistemas seleccionados. De este análisis se descartó el Bombeo Neumático por los altos costos de infraestructura que se tendrían al construir líneas de inyección para llevar gas de BN al pozo Secadero 1001. De igual forma, se descartó el Bombeo Electrocentrífugo por la falta de capacidad de la bomba para el manejo de gas. Además, se descartaron los Sistemas Artificiales que utilizan elastómeros en su equipo subsuperficial (Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas), debido a que según resultados obtenidos en la caracterización de aceite y el PVT realizado en el año 2008, el pozo produce porcentajes de aromáticos considerables que dañan los equipos que utilizan elastómeros.

Como resultado final de este análisis, el sistema artificial de instalación rápida y sencilla que resultó ser más factible técnica y económicamente y ofertaba buen incremento de producción (180 bpd), fue el Bombeo Hidráulico Jet.

### 3.4.7. Modelo del Pozo y Diseño del Bombeo Hidráulico Jet

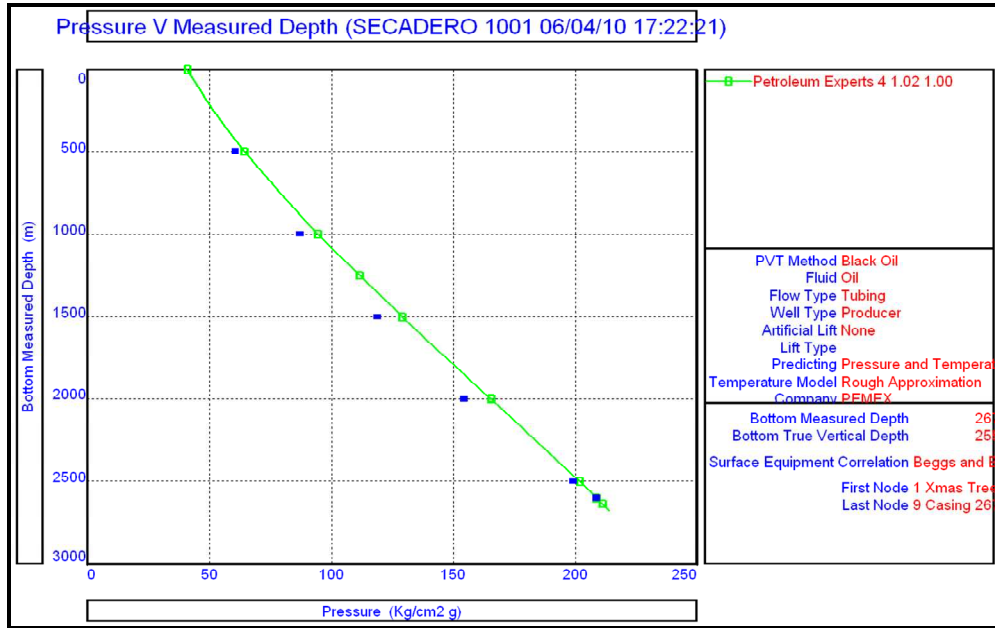
El cálculo de la presión estática y el IPR del pozo, se corroboró mediante una prueba de potencial, la cual se realizó mediante la inyección de nitrógeno ( $N_2$ ) por el espacio anular de TR, simulando con ello una prueba de bombeo neumático (BN) con diferentes gastos. Del resultado de esta prueba, se determinó el potencial máximo del pozo y se concluyó que éste tenía suficiente potencial para ser explotado con el sistema artificial de BHJ. Con la información obtenida de la prueba de BN, se construyó el modelo a pozo fluyente utilizando un software comercial. Del análisis PVT (3.3.4), podemos darnos cuenta que se trata de un yacimiento de aceite saturado ( $P_{ws} < P_b$ ), por lo que se utilizó el modelo de Vogel para determinar el potencial del pozo, el cual fue de 1976 bpd, ver **figura 3.28(a)**.

Datos Utilizados para el Ajuste del Pozo Secadero 1001				
$P_{ws} = 255 \text{ kg/cm}^2$	$P_{wf} = 214 \text{ kg/cm}^2$	$P_{wh} = 35 \text{ kg/cm}^2$	Qlíq = 501 bpd	RGA = $257 \text{ m}^3/\text{m}^3$
Agua = 60%	API = 28	Dgas = 0.72	Ty = $80^\circ\text{C}$	Twh = $39^\circ\text{C}$



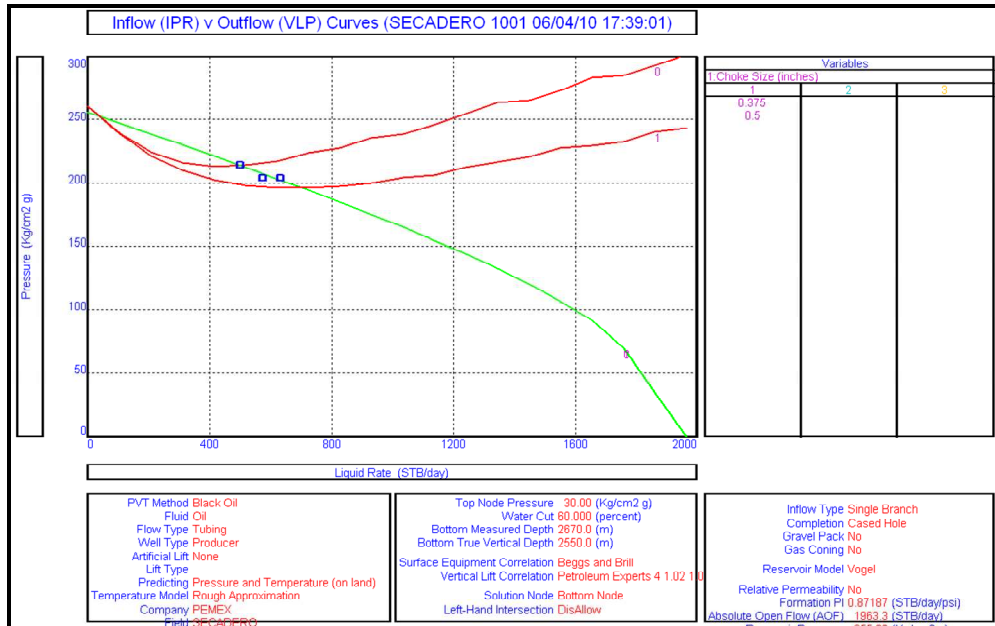
**Figura 3.28(a).** IPR del Pozo Secadero 1001.

Para realizar el ajuste del gradiente del pozo, se utilizó un registro de presión-temperatura en condiciones fluyente, ver **figura 3.28(b)**. Este ajuste se realizó con la correlación mecánica para flujo multifásico de Petroleum Expert 4, la cual es parte del mismo software con que se realizó el ajuste del modelo.



**Figura 3.28(b). Ajuste de la tubería vertical del Pozo Secadero 1001.**

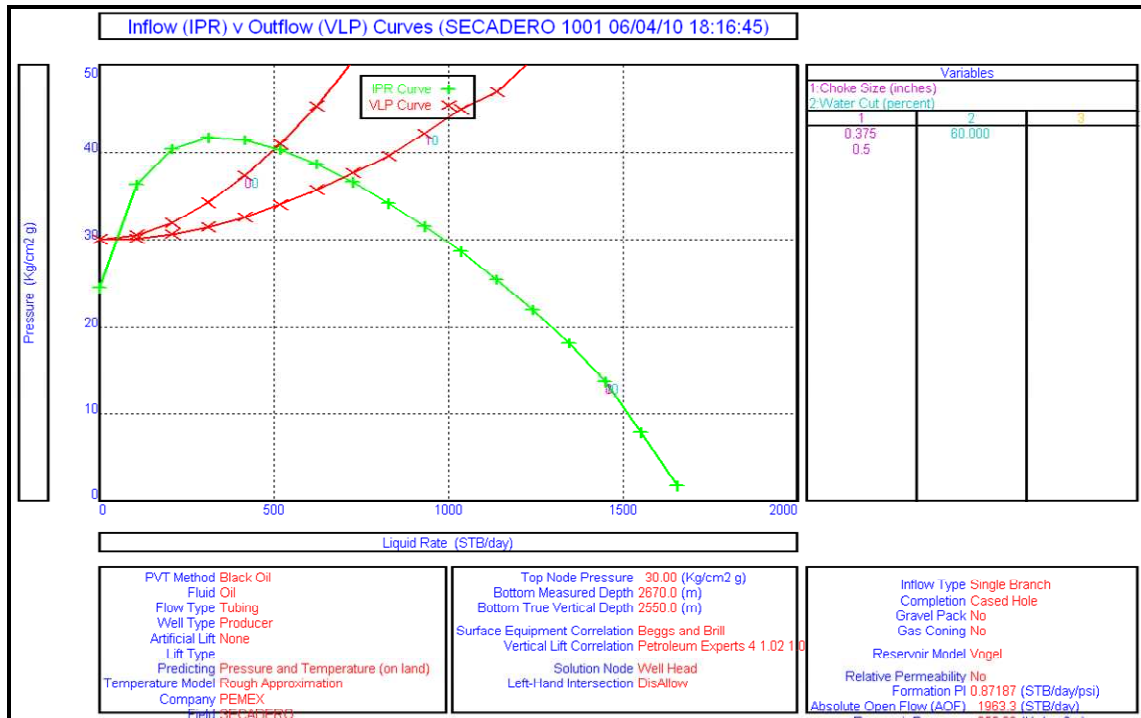
En la **figura 3.29(a)** se representan las condiciones de operación del pozo tomando como nodo solución el fondo.



**Figura 3.29(a). Ajuste del Modelo Fluyente, 3/8" y 1/2", en el fondo, Pozo Secadero 1001.**



En la **figura 3.29(b)** se representan las condiciones de operación del pozo tomando como nodo solución la cabeza.



**Figura 3.29(b). Ajuste del Modelo Fluyente, 3/8" y 1/2", en la cabeza, Pozo Secadero 1001.**

Posteriormente, con el IPR y el gradiente de presión de la tubería vertical ajustado, se procedió a realizar la simulación del pozo operando con el sistema artificial. El diseño del sistema artificial, consistió en la selección de los componentes en superficie y fondo que integran el sistema de producción de Bombeo Hidráulico Jet a instalar en el pozo Secadero 1001, tomando en cuenta las condiciones operativas actuales del pozo. En esta fase, comprende el análisis, selección, especificaciones técnicas y criterios del diseño del Bombeo Hidráulico Jet para operar el pozo en forma eficiente y segura. El modelo del sistema de Bombeo Hidráulico Jet consiste en reproducir el comportamiento de producción del pozo mediante la determinación del punto de operación, aplicando el procedimiento y secuencia de análisis de pozos y calibración del modelo. El modelo del pozo considera la curva de IPR ó comportamiento de afluencia y la curva del comportamiento de los fluidos dentro de la TP. Para el análisis del pozo Secadero 1001 con sistema de BHJ, se consideró lo siguiente:

- La bomba jet se asentará en la camisa de circulación de 3 ½" XDH de seal-bore de 2.75", instalada a una profundidad de 1975.87 md.
- Para el arranque del sistema se utilizará agua libre de impurezas como fluido motriz, la cual se irá remplazando por aceite del mismo pozo.
- La inyección del fluido motriz será por TP y el retorno de la mezcla de los fluidos producidos será por TR.
- La presión de operación del sistema se ajustó a 35 kg/cm<sup>2</sup>, debido a que la producción será enviada a Batería Artesa por la línea de alta presión.
- El diseño se realizó considerando un corte de agua del 60%, una densidad de 28°API y una RGA de 257 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (1500 pie<sup>3</sup>/bl).
- Actualmente, los fluidos producidos por el pozo no tienen presencia de parafinas, arena, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>.
- Se requiere la intervención de unidad de línea de acero para la instalación, desinstalación, reparación de la bomba y cambios de combinación boquilla-garganta, todo ello mediante la pesca de la bomba.

La simulación del BHJ se realizó tomando en cuenta una RGA 257 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, para un sistema BHJ de 300 HP, la producción máxima esperada es de 900 a 950 bpd de líquido. Del resultado de ésta simulación se obtuvo la grafica de la **figura 3.31**, donde las curvas azul y verde son el IPR del pozo y de la bomba jet respectivamente. Se puede ver que con el sistema de Bombeo Hidráulico Jet se obtiene una producción máxima de líquido de 950 bpd (**punto 2 de la figura 3.31**). El gasto máximo sin cavitación que puede manejar la bomba subsuperficial tipo jet es de 1076 bpd y los parámetros obtenidos en el diseño para la bomba superficial y subsuperficial en esta simulación fueron los siguientes:

#### **Bomba Superficial Tipo Quintuplex**

- Gasto de Inyección = 3,397 bpd
- Presión de Inyección = 2,924 lb/pg<sup>2</sup>
- Potencia Requerida = 173 HP

### Bomba Subsuperficial Tipo JET Modelo G-12

- Gasto de Líquido esperado = 950 bpd
- Presión de Succión = 1,480 lb/pg<sup>2</sup>
- Presión de Descarga = 2,933 lb/pg<sup>2</sup>
- Gasto de Cavitación = 1,076 bpd

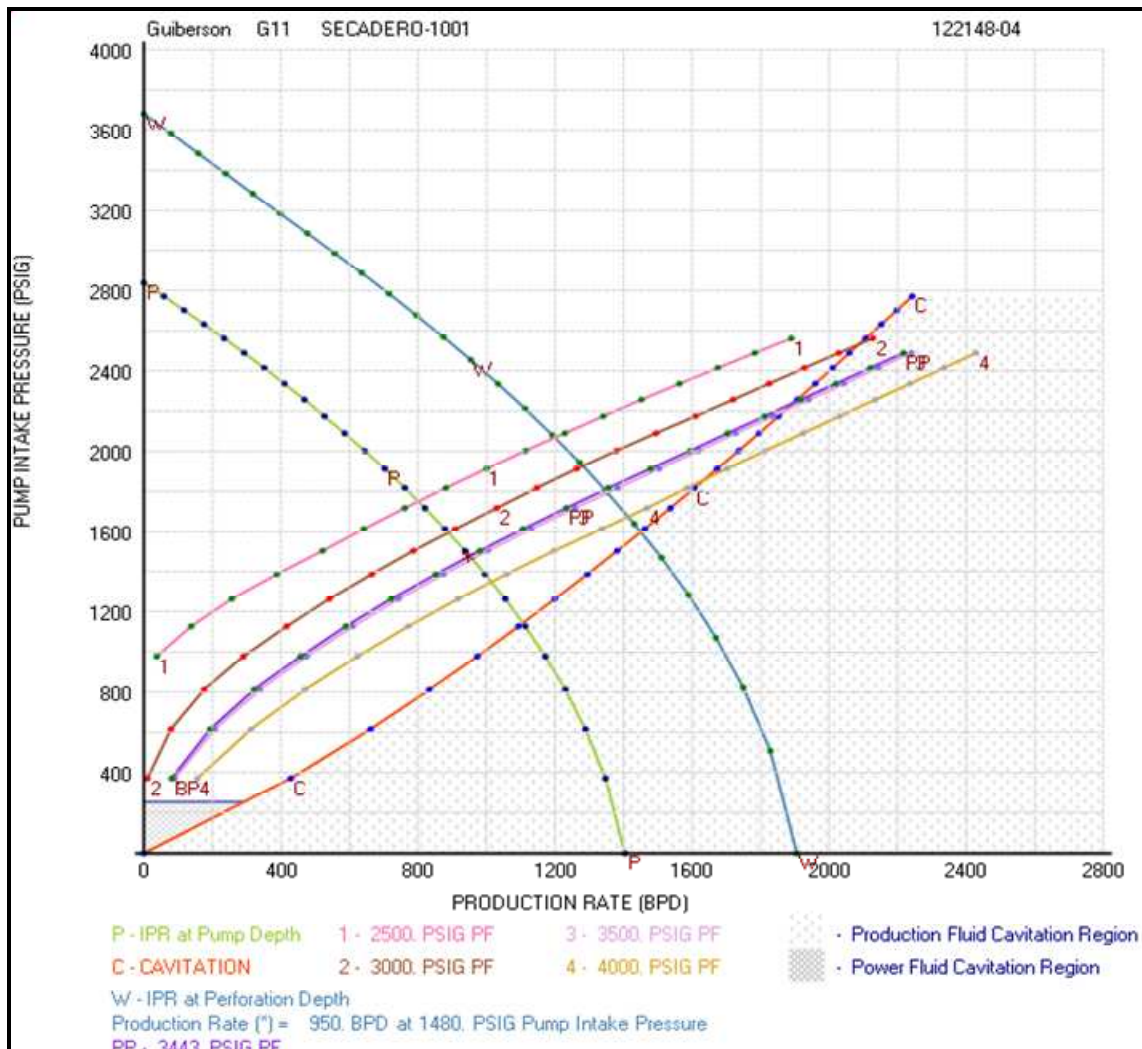


Figura 3.31. Curva de IPR del Pozo y de la Bomba Jet, Pozo Secadero 1001.

### 3.4.8. Instalación y Operación del Bombeo Hidráulico Jet<sup>51</sup>

Una vez obtenido el diseño del BHJ, en agosto del 2010 se procedió a la instalación y puesta en marcha del sistema, previo a la instalación fue necesario el abrir la camisa de circulación del pozo, con la finalidad de comunicar el espacio anular entre TP y TR y colocar en la misma la bomba Jet subsuperficial, la cual se ancló con unidad de línea de acero (**ULA**). El equipo superficial del pozo Secadero 1001 se seleccionó en base a los requerimientos obtenidos en el diseño. La **figura 3.32** muestra la bomba quintuplex superficial instalada en el pozo Secadero 1001.

#### Bomba Superficial

- Motor Diesel Caterpillar Modelo 3406 de 300 HP y 1800 rpm.
- Tipo Quintuplex, Marca National Oil Well.
- Modelo 300Q-5H de 300 HP.



**Figura 3.32. Bomba Quintuplex Superficial instalada en el Pozo Secadero 1001.**<sup>51</sup>

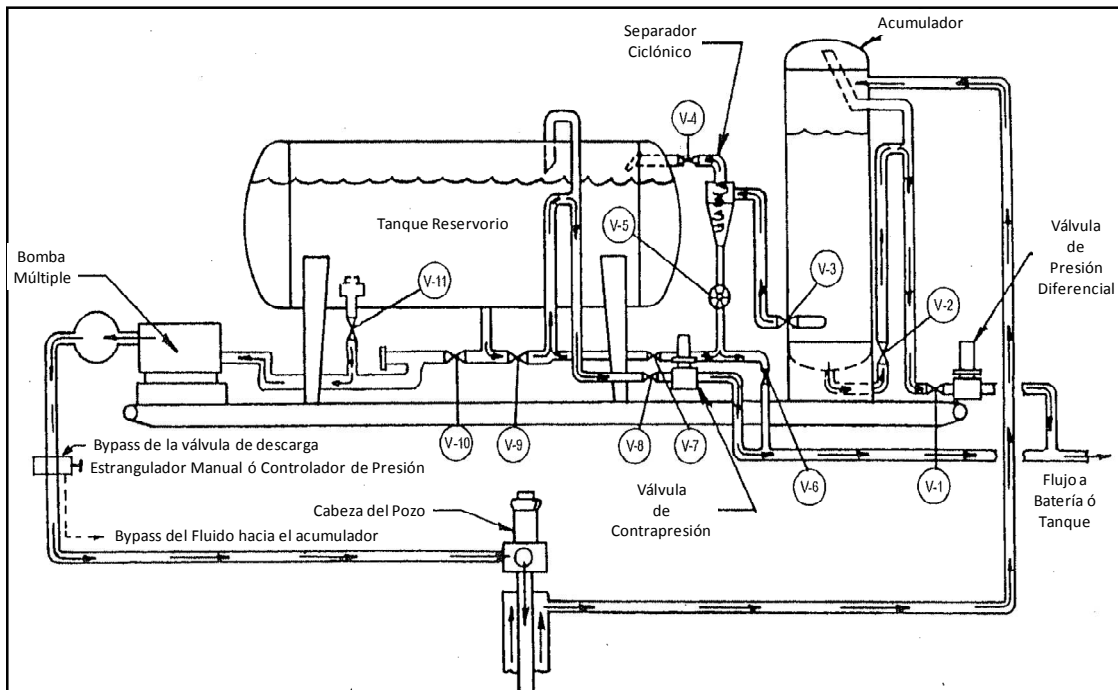
La **figura 3.33**, muestra el valor de la presión y gasto de inyección del pozo Secadero 1001 durante la puesta en operación del equipo, los cuales fueron 3200 lb/pg<sup>2</sup> y 3224 bpd respectivamente.



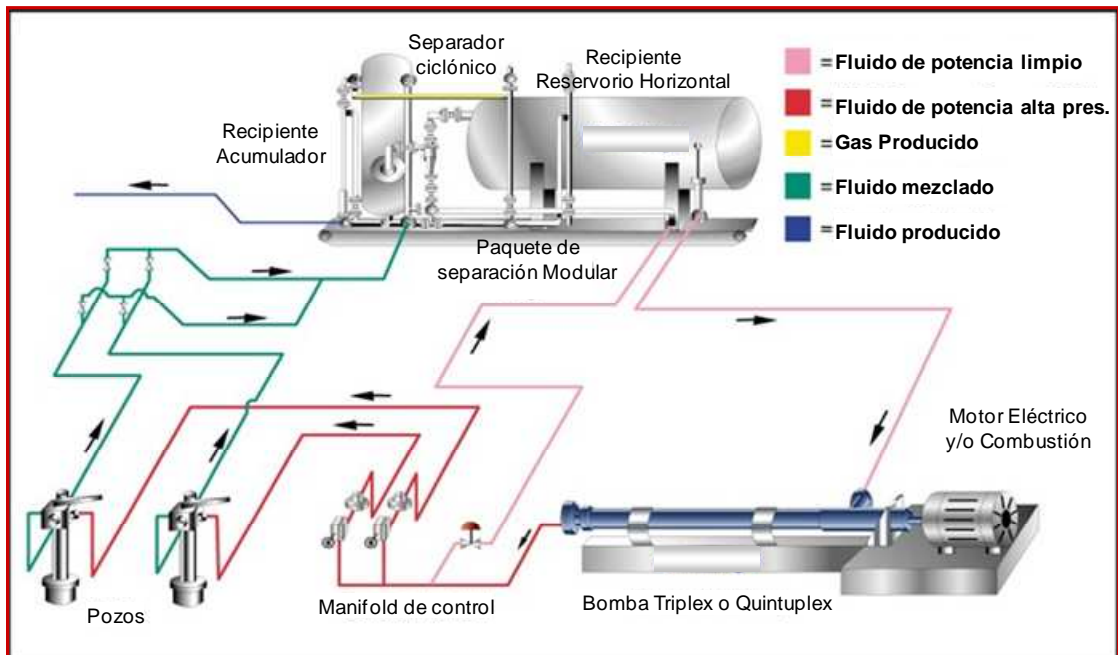
*Figura 3.33. Parámetros de Operación de la Bomba Quintuplex Superficial, Pozo Secadero 1001.*

### Sistema Dual Vessel

Se consideró un sistema Dual Vessel que en caso de ser necesario reutiliza el agua de producción, reinyectándola nuevamente al pozo como fluido de potencia. Este sistema consiste en dos tanques acumuladores de fluidos (producidos e inyectados), en los cuales entran al sistema acumulador que actúa como separador trifásico, posteriormente este fluido es descargado al segundo acumulador, el cual posee un hidrociclón para remover los sólidos del fluido, el cual cumplirá con las especificaciones para ser enviado e inyectado por la bomba quintuplex. La presión de calibración de este sistema es de 21 kg/cm<sup>2</sup> (300 lb/pg<sup>2</sup>), su esquemático, diagrama de instalación e imagen del sistema Vessel instalado en el pozo Secadero 1001, se muestran en las **figuras 3.33, 3.34 y 3.35** respectivamente.



**Figura 3.33. Diagrama Esquemático de Flujo en el Sistema BHJ.**



**Figura 3.34. Diagrama de Instalación Superficial del BHJ, Pozo Secadero 1001.**



**Figura 3.35. Sistema Dual-Vessel instalado en el Pozo Secadero 1001.**

Debido a la topografía, presión y diámetro del oleogasoducto por el cual fluye el pozo Secadero 1001 hacia Batería Artesa, se tuvo represionamiento en el sistema Dual Vessel, ocasionando que éste no fuera capaz de operar eficientemente y tuviera paros continuos, además de tener problemas para controlar el flujo de gas del pozo. Para solucionar este problema y eficientar la operación del sistema Dual Vessel, se modificó la instalación superficial, adicionando un separador trifásico de alta presión (**figura 3.36**), el cual tiene como función separar la mezcla multifásica para disminuir la cantidad de gas que entraría al acumulador vertical del sistema Dual Vessel.

### **Separador de Gas de Alta Presión**

- Dimensiones: 72" de diámetro y 20 pies de longitud.
- Capacidad Máxima de 10,000 bpd y 20 mmpcd.
- Presión Máxima de 70 kg/cm<sup>2</sup>.



**Figura 3.36.** *Instalación Superficial con el Separador de Alta Presión en el Pozo Secadero 1001.*

El equipo subsuperficial de Bombeo Hidráulico instalado en el pozo Secadero 1001, está integrado por la bomba hidráulica tipo jet, la cual transmite energía a los fluidos del yacimiento en el fondo del pozo y consta de una boquilla, garganta y difusor. Otros componentes subsuperficiales del equipo son: la válvula de pie, la cual está colocada en la camisa mecánica, y su instalación es opcional y depende de las condiciones mecánicas el pozo; y un sensor de memoria de fondo, el cual registra el comportamiento de presión de fondo del pozo. La bomba subsuperficial instalada y anclada con unidad de línea de acero en la camisa mecánica a la profundidad de 1975 md y se muestra en la **figura 3.37** y tiene las siguientes características:

### **Bomba Subsuperficial**

- Bomba Giberson Modelo G-12 de 2.75" de diámetro.
- $R = 0.31$  (relación boquilla/garganta).
- Dos puntos de sello (superior-inferior).
- Perfil NO-GO (posiciona la bomba frente a los orificios de la camisa mecánica).



**Figura 3.37.** *Bomba Subsuperficial Tipo Jet instalada en el Pozo Secadero 1001.*



### 3.4.9. Beneficios y Costos después de la Operación del BHJ

Las premisas consideradas en el análisis económico del BHJ en el pozo Secadero 1001 son:

- Horizonte de evaluación: 36 meses.
- Tipo de cambio: 11.7 pesos/USD
- Tasa de Interés Anual: 12%
- Precio del Crudo: 52 USD/bl en el horizonte de estudio.
- Precio del Gas: 6.1 USD/Mpc
- Incremento de Producción: 180 bpd

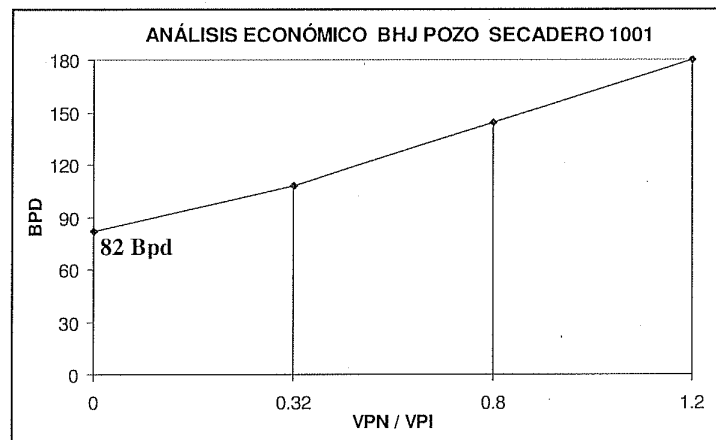
La **tabla 3.7** muestra los indicadores económicos obtenidos después de realizar la evaluación económica del BHJ en el pozo Secadero 1001, donde se observa un  $VPN/VPI = 1.20$ .

Bombeo Hidráulico Tipo Jet POZO SECADERO 1001		
Tasa de interés anual	12	%
Tipo de cambio	11.7	\$MN/\$USD
Horizonte de evaluación	36	Meses

PARAMETROS ECONOMICOS FINALES		
Valor presente neto (VPN)	1,790,295.91	\$USD
Tasa interna de retorno (TIR)	118.1%	%
Valor Presente de la inversión (VPI)	1,487,889.40	\$USD
Periodo de recuperación de la inversión (PR)	0.11	Meses
Relación VPN/VPI	1.20	
Relación beneficio costo (RBC)	2.01	

**Tabla 3.7. Indicadores Económicos del BHJ, Pozo Secadero 1001.**



**Figura 3.32. Análisis Económico del BHJ en el Pozo Secadero 1001.**

Con la puesta en marcha del sistema artificial de bombeo hidráulico en el pozo Secadero 1001, se obtuvo oficialmente un incremento de producción de 226 bpd de aceite y se tuvo una estabilización en las condiciones de operación del sistema y una disminución de 65% al 53% en el corte de agua del pozo. Asimismo y de acuerdo a la gráfica de la **figura 3.32**, se determinó que con una producción de 82 bpd el sistema pagaba los gastos de instalación, de igual manera, la renta diaria del equipo de BHJ se pagaba con 23 bpd, por lo que se obtenía una ganancia de 222 bpd.

## **CAPÍTULO IV**

### **4. DISEÑO DEL SISTEMA EXPERTO**

Como se ha venido mencionando en capítulos previos, la selección de un sistema artificial de producción (SAP) es una tarea difícil y complicada, ya que se tienen que considerar diversas variables y evaluar distintos parámetros sin dejar a un lado los factores que afectarán la eficiencia, selección y diseño del mismo. Es por ello que con la finalidad de minimizar esfuerzos y conjuntar estas variables de forma cualitativa para la mejor selección del SAP, se diseñó en la interfase de Visual Basic 6.0 un Sistema Experto (SE), el cual facilita al ingeniero de producción la evaluación y selección del sistema, consiguiendo que éste tenga una idea más clara y precisa del levantamiento artificial que se debe aplicar al pozo en estudio. El SE está compuesto por dos secciones y tiene como objetivo además de evaluar cualitativamente los distintos sistemas artificiales, llevar a cabo el diseño del sistema artificial seleccionado, que en este caso y para fines de este trabajo, únicamente cuenta con el diseño de Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

La primera sección evalúa cualitativamente diversas variables consideradas en el diseño de los sistemas artificiales, las cuales se ponderan y ayudan a definir cual o cuales son los sistemas que mejor pudieran aplicar al pozo estudio. La segunda sección, realiza el diseño del sistema artificial que es seleccionado en la primera sección, en este caso y para alcances de este trabajo únicamente se cuenta con el diseño del Bombeo Hidráulico Jet, pero la aplicación queda abierta para que en un futuro y en versiones posteriores se sumen los diseños de los sistemas artificiales faltantes. El diseño del Bombeo Hidráulico Jet, permite seleccionar diferentes marcas de bombas y métodos de diseño, dando como resultado el diámetro óptimo de tobera y garganta de la bomba jet, presión y gasto de inyección del fluido motriz, además de la potencia y eficiencia de la bomba superficial.

#### 4.1. Análisis Cualitativo para el Sistema Experto<sup>2, 30</sup>

La sección cualitativa del Sistema Experto evalúa los sistemas artificiales de Bombeo Mecánico (BM), Bombeo Electrocentrífugo (BEC), Bombeo Neumático Continuo (BNC), Bombeo Neumático Intermitente (BNI), Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) y Bombeo Hidráulico Jet (BHJ). Para realizar la evaluación de cada sistema se consideraron las variables más importantes en el diseño de cada uno de ellos, las cuales mediante una serie de ponderaciones ayudan a definir cuántos, cuáles y el porcentaje de los sistemas que mejor aplican al pozo en estudio. Las variables consideradas para la evaluación cualitativa de los sistemas artificiales se dividieron en Permisibles y Críticas. Las permisibles son aquellas que no castigan ni limitan el uso del sistema artificial, simplemente advierten que el sistema tendrá focos amarillos durante su instalación y operación, y son ponderadas dentro del SE para calcular el porcentaje de aplicación del SAP. Sin embargo, las variables críticas son focos rojos que si pueden restringir el uso de cualquier SAP por la limitación de alguna de estas.

##### Variabes Permisibles

Costo de inversión	Confiabilidad
Equipos de Fondo	Condiciones de Fondo
Eficiencia del Sistema	Nivel de Ruido
Flexibilidad	Equipo de Superficie
Problemas Operacionales	Facilidad para Diagnosticar Fallas

##### Variabes Críticas

Diámetro de TR	Aplicación en Pozos desviados
Límite de Profundidad	Gasto de líquido
Capacidad para manejo de gas	Ubicación (Marino o Terrestre)
Manejo de crudos viscosos	Disponibilidad de energía eléctrica
Manejo de Inorgánicos (H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> , etc)	Disponibilidad de compresión
Manejo de sólidos	Espacio en superficie
Temperatura de operación	Manejo de agua

Después de evaluar las variables mencionadas, el sistema experto permite introducir las propiedades PVT, ajustando y corrigiendo  $P_b$ ,  $B_o$  y  $R_s$  con el método numérico de Newton Raphson, ajustando y permitiendo seleccionar una de las correlaciones de propiedades de fluidos con que cuenta el SE (Standing, Vázquez u Oinstein), mostrando y graficando los valores calculados con cada una de ellas. El sistema experto también permite introducir los datos del pozo y de la tubería vertical, con la finalidad de presentar la curva VLP (Vertical Lift Performance), calculando las pérdidas de presión en la TP, graficando el IPR y el gradiente vertical del pozo, todo ello utilizando la correlación de Orkiszewsky.

El SE como su nombre lo indica, considera experiencias técnicas de ingenieros y prácticas de aplicación en campo del personal técnico especialista del área, es por ello que cada una de las variables anteriormente descritas cuenta con un valor, el cual es asignado en base a la aplicación tecnológica del sistema artificial y a la experiencia de los ingenieros especialistas, la suma de todos estos valores da como resultado el 100%. Con cada uno de estos valores y el valor del dato de la variable del pozo en estudio, el SE realiza una ponderación, para evaluar y decidir cuál o cuáles son los sistemas seleccionados y su porcentaje de aplicación. El resultado de esta evaluación, se presenta en una matriz de resultados mediante colores, la cual compara cada una de las variables vs los tipos de SAP. El color verde de la matriz de resultados, informa que el pozo en estudio es candidato para la aplicación de cierto SAP, el color amarillo advierte que el pozo es candidato, sin embargo, existe alguna variable que se debe considerar pero que no limita tecnológicamente la aplicación del SAP. Sin embargo, el color rojo simboliza que el SAP no puede ser instalado al pozo en estudio, esto debido a que existe una limitante tecnológica o el pozo no reúne las características necesarias para ser candidato a la instalación de determinado SAP. Asimismo, en caso de que el sistema artificial de BHJ sea el sistema candidato para ser instalado en el pozo, el SE cuenta con un módulo, el cual permite realizar el diseño de este sistema, calculando los parámetros de operación más importantes del BHJ. Cabe mencionar, que el objetivo de construir un SE, es facilitar a los ingenieros especialistas la selección del SAP, proporcionando de manera rápida y sencilla el porcentaje de aplicación de los SAP para el pozo en estudio. Al igual que pasa con la tecnología, el SE tendrá que ir

actualizándose, creciendo y mejorando, por lo cual se recomienda que en futuras versiones se adicionen los diseños de otros SAP, igualmente es importante mencionar que en ningún momento el SE reemplazará al ingeniero especialista, simplemente es una herramienta que sirve para toma de decisiones rápidas.

## **4.2. Diseño del Bombeo Hidráulico Jet en el Sistema Experto**

El diseño de una instalación de Bombeo Hidráulico, depende del tipo de bomba subsuperficial a utilizar, la cual puede ser Jet o Pistón. Al principio del diseño es necesario realizar una serie de cálculos básicos, los cuales pueden ser considerados de común importancia para el diseño de ambas bombas. Posterior a ello, la selección de una u otra bomba requiere procedimientos completamente diferentes, con suposiciones y/o criterios propios de cada sistema y una metodología especial para su operatividad y optimización. Este capítulo presenta una guía para la construcción y el diseño del SE, así como los procedimientos actualmente utilizados para el diseño del BHJ, el cual es presentado de forma clara, precisa y a detalle, lo que permite a cualquier ingeniero obtener las habilidades necesarias para la selección adecuada del equipo.

### **4.2.1. Información básica requerida**

En el pasado, el diseño de un sistema de levantamiento artificial se realizaba generalmente de manera manual, mediante el uso de modelos y correlaciones, o a través de gráficos de curvas de gradiente de presión, lo que permitía realizar cálculos relativamente sencillos. Sin embargo, debido a que la mayoría de los pozos petroleros producen una mezcla multifásica, la cual posee aceite, gas libre o en solución, agua y sólidos en suspensión, el establecer un sistema de ecuaciones que permita modelar el fenómeno resulta complicado, y más aún definir una metodología para resolver el mismo sistema. Es por ello que en la actualidad, la precisión en los cálculos y el tiempo de respuesta se ha reducido gracias al uso de sistemas informáticos que han dado paso al desarrollo de softwares especializados para el diseño de sistemas de levantamiento artificial. Ya sea de manera manual o mediante el uso de un simulador, el diseño de una instalación de levantamiento artificial requerirá cierta información básica,

como: IPR, propiedades físicas de los fluidos, tipo de terminación del pozo, comportamiento de producción, selección de la bomba, entre otros.

Dentro de las propiedades físicas de los fluidos, tenemos  $\rho_o$  o  $\%API$ ,  $R_s$ ,  $B_o$ ,  $\rho_g$ ,  $\rho_w$ ,  $\sigma$ ,  $\mu$ , entre otros. Se supone que la mayoría de estas variables son conocidas y su valor dependerá del tipo de yacimiento, sin embargo, se puede hacer uso de modelos y correlaciones para generar algunas de éstas a las condiciones dadas. Al referirse al tipo de terminación es necesario conocer el estado mecánico del pozo, así como la profundidad y el espesor del intervalo productor, radio del pozo y radio de drene, diámetro y rugosidad de TR y TP, temperatura de superficie y yacimiento, entre otros. Para el comportamiento de producción del pozo es necesario el valor de al menos una prueba de presión - producción, es decir, un valor de gasto ( $Q_L$ ) con su correspondiente presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) y presión de fondo estática ( $P_{ws}$ ). Para la selección de las bombas hidráulicas es necesario que además del tipo de terminación del pozo, conocer cierta información referente al tipo y sistema de fluido motriz empleado.

Las variables mencionadas, y/o cualquier otra adicional, representan apenas la base para el diseño de un sistema de levantamiento artificial, por lo tanto, entre los datos requeridos para un diseño hidráulico, se tiene:

Densidad $API$	Presión fondo fluyente $P_{wf}$ ( $lb/pg^2$ )
Gravedad Especifica del Agua $\gamma_w$	Presión de Cabeza $P_{wh}$ ( $lb/pg^2$ )
Gravedad Especifica del Gas $\gamma_g$	Relación de Solubilidad del Gas $R_s$ ( $pie^3/bl$ )
Agua y Sal (%)	Diámetro Tubería Producción $d_{tp}$ (pg)
$RGL$ ( $pie^3/bl$ )	Diámetro de TR $d_r$ (pg)
$RGA$ ( $pie^3/bl$ )	Diámetro Línea de Descarga $d_{LF}$ (pg)
Profundidad del Yacimiento $D_f$ (pies)	Rugosidad de la Tubería $\epsilon$ (pies)
Profundidad Asentamiento Bomba $D_{ab}$ (pies)	Permeabilidad del Yacimiento $k$ (md)
Temperatura del Yacimiento $T_y$ ( $^{\circ}F$ )	Espesor del Yacimiento $h$ (pies)
Temperatura del Separador $T_{sep}$ ( $^{\circ}F$ )	Radio de Drene $r_e$ (pies)
Temperatura Cabeza $T_{wh}$ ( $^{\circ}F$ )	Radio del Pozo $r_w$ (pies)
Presión del Yacimiento $P_{ws}$ ( $lb/pg^2$ )	Gasto de Diseño $q_{req}$ (bpd)
Presión del Separador $P_{sep}$ ( $lb/pg^2$ )	Sólidos en Suspensión ( $ppm$ )
Presión de Burbuja $P_b$ ( $lb/pg^2$ )	

La recopilación de información puede resultar una tarea difícil, ya que se requiere hacer una revisión preliminar de las carpetas de producción de los pozos para identificar y analizar información sobre la terminación, métodos de producción, informes de instalación y recuperación de equipos, reportes de barrena, parámetros de producción, registros de presión y temperatura, entre otros. La mayoría de las empresas disponen de bases de datos computarizadas que permiten mantener al ingeniero informado sobre cada una de estas actividades en el campo, desde la comodidad de su oficina. Una vez realizado el diseño, resulta recomendable el realizar una evaluación económica para determinar si se continúa con el desarrollo del proyecto o se cancela, a pesar de que técnicamente sea factible.

#### **4.2.2. Cálculos Preliminares**

Existen ciertos parámetros que deben ser calculados independientemente del tipo de bomba a utilizar, entre estas variables se encuentra: la presión de entrada y descarga de la bomba, el gasto de producción y la diferencia de presión que requiere generar la bomba para levantar el fluido del pozo a superficie.

##### **4.2.2.1. Determinación de la curva de oferta o *IPR***

La curva de oferta o *IPR* es la representación gráfica de los gastos de flujo y sus correspondientes presiones de fondo fluyendo, con la cual el yacimiento aporta los fluidos al fondo del pozo. La determinación de esta curva es posible mediante la ecuación de Darcy o a través de métodos empíricos, como el propuesto por Vogel (1968). La figura 4.1 muestra una curva típica de *IPR*.

El gasto de diseño  $q_d$  determinará la presión de fondo fluyente  $P_{wf}$ , la cual deberá ser equivalente a la presión de entrada de la bomba  $P_{IP}$ , siempre y cuando la bomba esté colocada a la misma profundidad que el intervalo productor.



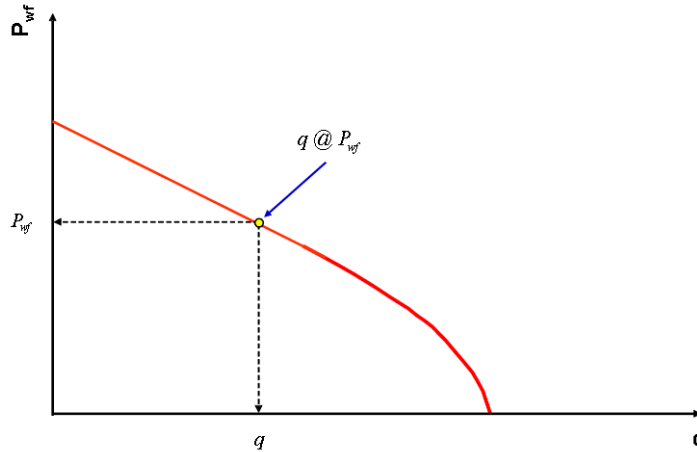


Figura 4.1. Curva Típica de IPR.

#### 4.2.2.2. Determinación de la curva de demanda o VLP

La curva de demanda permitirá determinar la habilidad que el pozo y líneas de flujo superficiales tienen para llevar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie. La curva VLP puede ser estimada a través de la solución de complejos modelos matemáticos o mediante el uso de curvas de gradiente dinámico, disponibles en la literatura.

En el caso de una simple fase, líquida o gaseosa, la curva VLP puede ser calculada fácilmente. Sin embargo, bajo condiciones de flujo multifásico los cálculos del gradiente de presión se complican, debido a que la variación de presión y temperatura del sistema afectan el comportamiento de las fases de cada uno de los componentes, teniendo como consecuencia cambios en densidad, velocidad, volúmenes de cada fase, entre otros. Tal vez, el hecho más característico del flujo multifásico es la variación en la distribución física de las fases, que ocurre a lo largo de la tubería y el cual es conocido como “Patrón o Régimen de Flujo”. Las curvas de demanda se encuentran afectadas básicamente por: diámetro de tubería, gasto de flujo, relación gas-líquido, relación agua-aceite, viscosidad, resbalamiento entre fases, grado de inclinación, entre otros. Para flujo horizontal, vertical e inclinado, existen un sin número de modelos mecanísticos y correlaciones que permiten construir la curva de demanda. Algunas de éstas han sido desarrolladas asumiendo flujo homogéneo, otras toman en cuenta el

resbalamiento entre las fases gas-liquido solamente, y otras, además del resbalamiento, consideran el patrón de flujo existente. De la selección del tipo de correlación y/o modelo, dependerá la exactitud en la predicción de esta curva. La figura 4.2 muestra una curva típica VLP de un pozo que requiere el uso de un sistema de levantamiento artificial. En la figura 4.2,  $P_{wfo}$  y  $P_{wfd}$  representan la energía del fluido que aporta el yacimiento y la energía requerida por el fluido que demanda la instalación, respectivamente.

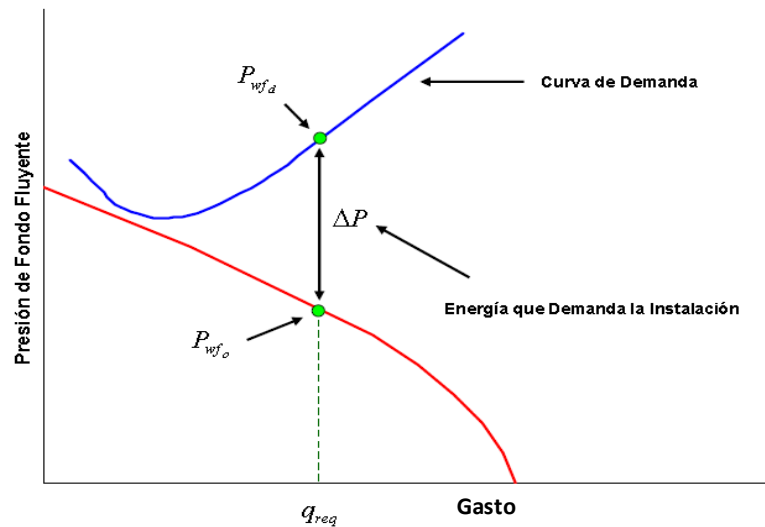


Figura 4.2. Curva Típica VLP.

#### 4.2.2.3. Cálculo del nivel dinámico en el espacio anular TP-TR.

El nivel dinámico puede ser determinado mediante el uso de registros acústicos o mediante el uso sencillas ecuaciones matemáticas, los cuales permiten estimar la profundidad de la superficie libre de la mezcla multifásica que se encuentra confinada en el espacio anular de un pozo. De acuerdo a la figura 4.3, el nivel dinámico  $N_{din}$  puede ser calculado con la ecuación 4.1.

$$N_{din} = D_p - h_{fp} \dots \dots \dots \text{ec. 4.1}$$

Donde:

$D_p$  representa la profundidad de las perforaciones, en *pies*.

$h_{fp}$  representa la altura de fluidos producidos por el pozo en el espacio anular, que se encuentran encima del nivel de colocación de la bomba, asumiendo que ésta está justo enfrente de las perforaciones.

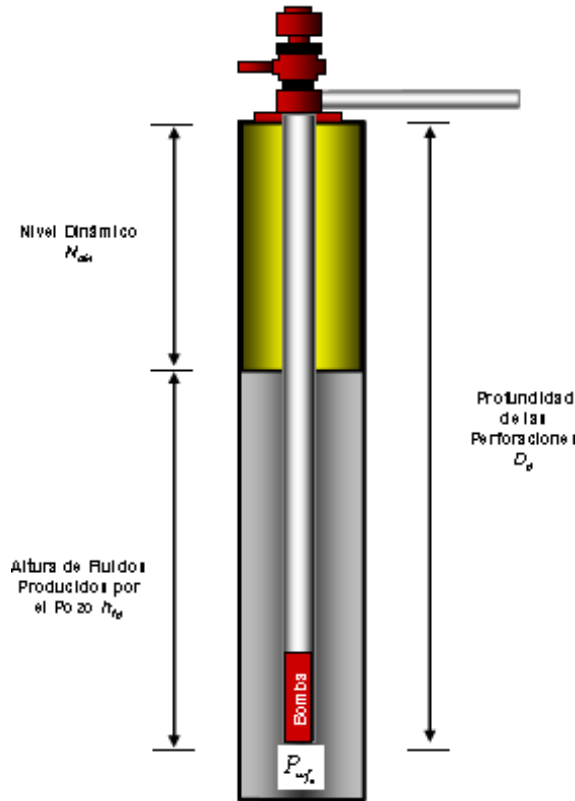


Figura 4.3. Nivel Dinámico.

$h_{fp}$  puede estimarse con la ecuación 4.2.

$$h_{fp} = \frac{P_{wfo}}{\gamma_{fp}} \dots\dots\dots ec. 4.2$$

Donde:

$\gamma_{fp}$  representa el gradiente del fluido producido por el pozo, expresado en  $lb/pg^2/pie$  y puede ser determinado mediante la ecuación 4.3.

$$\gamma_{fp} = 0.433\delta_{fp} \dots\dots\dots ec. 4.3$$

$$\delta_{fp} = \delta_o f_o + \delta_w f_w \dots\dots\dots ec. 4.4$$

$$\delta_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{API}} \dots\dots\dots ec. 4.5$$

$$\delta_w = 1.0 \dots\dots\dots ec. 4.6$$

$$f_o = \frac{q_w}{q_w + q_o} \dots\dots\dots ec. 4.7$$

$\delta_o$  y  $\delta_w$  representan la gravedad relativa del aceite y el agua, respectivamente.  $f_o$  es la fracción de aceite en la mezcla y se determina como una función de los gastos de aceite y agua,  $q_o$  y  $q_w$ , respectivamente.

#### 4.2.2.4. Temperatura de entrada a la bomba $T_{ent}$

La temperatura de entrada de la bomba se calcula con la ecuación 4.8.

$$T_{ent} = T_y - G_{td} (D_p - D_{ab}) \dots\dots\dots \text{ec. 4.8}$$

Donde  $T_y$  y  $D_{ab}$  representan la temperatura del yacimiento y la profundidad de asentamiento de la bomba. El gradiente de temperatura dinámico  $G_{td}$  puede calcularse con la ecuación 4.9.

$$G_{td} = 1.35 - \frac{11.02 \text{ Ln}(q_t)}{d_t^2} + 1.5 \text{ Ln}(Z) \dots\dots\dots \text{ec. 4.9}$$

Debido a que todos los fluidos se desplazan a través del espacio anular hasta la bomba, el gasto total  $q_t$ , que considera las fases gas, aceite y agua simultáneamente, se encuentra dado por la ecuación 4.10.

$$q_t = q_{req} \{ f_w B_w + (1 - f_w) B_o + [(1 - f_w)(RGA - R_s) - f_w R_{sw}] B_g \} \dots\dots\dots \text{ec. 4.10}$$

$q_{req}$  es el gasto requerido de diseño, en *bpd*.  $B$  y  $R_s$  representan el factor volumétrico y la solubilidad del gas, en *bl/sbl* y *pie<sup>3</sup>/bl*, respectivamente.  $RGA$  representa la relación gas-aceite, en *pie<sup>3</sup>/bl*.  $d_t$  es el diámetro de la tubería que transporta la mezcla, en *pg*.

El factor de compresibilidad del gas  $Z$ , puede estimarse con la ecuación 4.11.

$$Z = \frac{1}{1 + \left[ \frac{344,400 P 10^{1.785 \gamma_g}}{T^{3.825}} \right]} \dots\dots\dots \text{ec. 4.11}$$

Donde  $P$  y  $T$  representan la presión y temperatura promedio, en *lb/pg<sup>2</sup>* y  $^{\circ}R$ .

#### 4.2.2.5. Estimación de la fracción libre de gas $\lambda_g$

Para una condición homogénea,  $\lambda_g$  puede estimarse con la ecuación 4.12.

$$\lambda_g = \frac{\{(1-f_w)(RGA-R_S)-(f_w R_{sw})\}B_g}{\{f_w B_w+(1-f_w)B_o+[(1-f_w)(RGA-R_S)-f_w R_{sw}]B_g\}} \dots\dots\dots ec. 4.12$$

La ecuación 4.12 es útil porque permite estimar la fracción de gas libre frente a la entrada de la bomba. Según el criterio del ingeniero, este valor permite definir el uso o no de algún dispositivo especial para reducir la presencia de gas libre en la bomba.

#### 4.2.2.6. Estimación de la presión de entrada de la bomba $P_{IP}$

Si la profundidad de colocación de la bomba se encuentra justo a nivel de las perforaciones, puede asumirse que  $P_{IP} \cong P_{wfo}$ . En caso contrario, la  $P_{IP}$  deberá determinarse mediante alguna correlación de flujo multifásico a la profundidad de asentamiento de la bomba. En la práctica, un buen cálculo se obtiene con 4.13.

$$P_{IP} = 0.433 \delta_{fp} \Delta h_b \dots\dots\dots ec. 4.13$$

$\Delta h_b$  representa el nivel de sumergencia de la bomba, *pies*.

#### 4.2.2.7. Determinación de la presión de descarga de la bomba $P_{desc}$

La  $P_{desc}$  puede obtenerse de la curva VLP, asumiendo  $P_{desc} \cong P_{wfa}$ . Cuando no se dispone de la curva de demanda,  $P_{desc}$  puede estimarse con la ecuación 4.14.

$$P_{desc} = \Delta P_f + \Delta P_g + \Delta P_{sep} \dots\dots\dots ec. 4.14$$

Las pérdidas por fricción  $\Delta P_f$  se calculan con la ecuación de Hazen-Williams, 4.15.

$$\Delta P_f = \frac{\delta}{1075.48} \left( \frac{L_t}{1000} \right) \left( \frac{q^{1.85}}{d_{tp}^{4.8655}} \right) \dots\dots\dots ec. 4.15$$

Donde:

$L_t$  representa la longitud total de tubería que recorre la mezcla multifásica, en *pies*.

$q$  es el gasto que maneja la bomba, en *bpd*.

$d$  es el diámetro interno de la tubería, en *pg*.

$\delta$  representa la densidad relativa del fluido.

Las pérdidas gravitacionales  $\Delta P_g$  pueden calcularse con la ecuación 4.16.

$$\Delta P_g = 0.433\delta_{fp}Da_b \dots\dots\dots \text{ec. 4.16}$$

La presión de separación  $P_{sep}$  generalmente es conocida, esta variable en algunos casos puede ser sustituida por la presión de cabeza del pozo  $P_{wh}$ .

#### **4.2.2.8. Cálculo del $\Delta P_{req}$ requerido que necesita la instalación para llevar los fluidos del fondo del pozo hasta la superficie**

El  $\Delta P_{req}$  se calcula con la ecuación 4.17.

$$\Delta P_{req} = P_{desc} - PIP \dots\dots\dots \text{ec. 4.17}$$

### 4.2.3. Modelos para Bombas Tipo Jet

Existen varios procedimientos de diseño para bombas jet, propuestos en la literatura por distintos autores, y entre los cuales se destacan: el modelo de Petrie, Wilson y Smart (1983), el modelo de Gruppig et al. (1988), el modelo de Christ y Petrie (1989) y el modelo de Jiao et al. (1990). Debido a las diferencias que presentan uno u otro modelo, se hace necesario realizar un análisis comparativo entre estos modelos, a fin de determinar cuál de éstos resulta más ventajoso para el diseño de instalaciones hidráulicas. Carvajal y Vásquez (1999) presentaron un análisis de cada uno de los modelos anteriormente mencionados y cuyos resultados son detallados a continuación, asimismo se hace referencia que el SE desarrollado en este trabajo, considera los cálculos necesarios para el diseño de bombas tipo jet de los modelos mencionados.

#### ***Modelo de Petrie, Wilson y Smart<sup>44</sup>***

Petrie, Wilson y Smart presentaron un procedimiento de diseño de bombas tipo Jet, basado en las siguientes suposiciones:

- El fluido motriz y el fluido de producción tienen las mismas características, en cuanto a densidad y viscosidad. Esta es la razón por la cual estos valores no aparecen involucrados en las ecuaciones de diseño.
- Las ecuaciones están diseñadas para modelar únicamente dos tipos de arreglos, retorno de la mezcla por el espacio anular TR - Tubería de inyección, y retorno de la mezcla a través de una tubería paralela a la de inyección.
- Las ecuaciones presentadas aplican para flujo de líquidos, sin embargo, aunque no se hace un estudio riguroso, algunas de éstas fueron modificadas para el tratamiento de flujo multifásico.
- Utiliza gradientes de fluido estáticos para hacer los cálculos de presiones, en lugar de correlaciones de flujo multifásico vertical, a menos que  $RGL > 10 \text{ pie}^3/\text{bl}$ .
- En el cálculo del área anular mínima para evitar la cavitación en la garganta, supone que la presión de entrada a la garganta es un 35% de la presión de entrada a la bomba. Esto asume que la presión de vapor del fluido es cero.
- No incluye el modelaje de crudos viscosos. En crudos muy pesados con viscosidades mayores a 500 *cp* los cálculos causan significativas desviaciones, a

menos que el agua producida sea la fase dominante. Un fluido motriz menor a 22°API, produce efectos que no son modelados apropiadamente.

- La precisión del modelo en la predicción comienza a ser afectado cuando existe presencia de gas libre. Con un 90% de gas libre, los resultados son cuestionables, por lo que se sugiere un sistema de venteo de gas bajo estas condiciones.

El método de Petrie, Wilson y Smart ha sido el punto de partida para los trabajos subsecuentes. Establecieron las ecuaciones involucradas en los cálculos y un procedimiento iterativo para determinar el comportamiento de una bomba con una condición geométrica dada, que permite la selección de la boquilla-garganta óptima. Además, presentaron los resultados obtenidos por sus métodos de diseño para un amplio rango de condiciones, y los compararon con el comportamiento real de campo, obteniendo muy buena aproximación en la predicción de los gastos y las presiones calculadas. Adicionalmente, incluyeron el código de programación del método para calculadora manual y explicaron los posibles problemas de convergencia que se podían presentar en la iteración, y como solventarlos.

De acuerdo a Carvajal (1999), la presencia de gas afecta el modelo propuesto por Petrie et al., debido a las simplificaciones consideradas al suponer que el gas que entra a la bomba es líquido. Además, este modelo sobreestima el valor de  $N$  y por lo tanto afecta la eficiencia de la bomba.

### ***Modelo de Gruppig et al.***

Gruppig et al. (1986) llevaron a cabo una revisión de la teoría básica del funcionamiento de las bombas tipo Jet y de los factores que afectan su comportamiento. Propusieron un procedimiento para diseñar y seleccionar la geometría óptima de la bomba. Su trabajo, presenta en detalle el modelaje matemático del bombeo jet, destacando la inclusión de las propiedades de densidad del fluido de producción y el motriz, permitiendo una representación más general en el caso de que estas sean diferentes para un determinado sistema. Las conclusiones de este modelo son:



- Las condiciones de operación óptimas para una bomba tipo jet se logran cuando la condición de flujo a través de la garganta se encuentra en un rango de 0.3–0.7 y una alta eficiencia se obtiene cuando se bombea aceite de baja densidad con un fluido motriz de alta densidad. Adicionalmente, presentaron una lista con los valores más utilizados en los coeficientes de fricción, **Tabla 4.1**.

### **Modelo de Christ y Petrie<sup>44</sup>**

Christ y Petrie (1989) publicaron resultados de campo obtenidos en pozos profundos, sometidos a bajas presiones de fondo. Encontraron que los valores de sumergencia de la bomba, lejos de estar por encima de un 20%–30% como lo indicaba la experiencia previa, podían estar entre 2.7%–12.1%, con la bomba trabajando a un 17% de eficiencia. Adicionalmente, presentaron una expresión matemática para calcular la sumergencia mínima requerida para ciertas condiciones, por encima de la cual no habría cavitación. Según Flores y Levi (2006), el modelo propuesto por Christ y Petrie sobreestima el valor de  $N$  y por tanto la eficiencia de la bomba.

Autor	$K_S$	$K_N$	$K_T$	$K_D$	$K_{TD}$
Gosline & O'brien	--	0.15	0.280	0.100	0.38
Cunningham	--	0.10	--	--	0.30
Sanger	0.036	0.14	0.102	0.102	--
Sanger	0.008	0.09	0.098	0.102	--
Petrie et al.	--	0.03	--	--	0.20

**Tabla 4.1. Valores de Coeficientes de Fricción.<sup>14</sup>**

### **Modelo de Jiao et al.<sup>17</sup>**

Jiao et al. (1990) estudiaron el comportamiento de las bombas hidráulicas tipo jet, bajo condiciones de flujo bifásico. Para flujo monofásico, propusieron valores de  $k_N$  y  $k_{TD}$  de 0.04 y 0.1, respectivamente. Para una mezcla gas - líquido, se propuso un valor de  $k_N=0.04$  y para  $k_{TD}$  se propuso la ecuación 4.18.

$$K_{TD} = 0.1 + \alpha \left( \frac{P_D}{P_N} \right)^b (RGL)^c (R)^d \dots \dots \dots \text{ec. 4.18}$$

$P_D / P_N$  representa la relación entre la presión de descarga y la presión del fluido motriz en el difusor.  $RGL$  es la relación gas-líquido en  $pie^3/bl$ .  $R$  representa la relación entre el área de la boquilla ( $A_N$ ) y el área de la garganta ( $A_T$ ). Los valores de las constantes pueden ser obtenidos mediante un análisis de regresión múltiple. De acuerdo a Jiao et al. (1990), los valores de  $a$ ,  $b$ ,  $c$  y  $d$  son  $4.110^{-03}$ ,  $-2.6$ ,  $0.62$  y  $0.53$ , respectivamente. Según Carvajal y Velásquez, el modelo propuesto por Jiao et al. reduce el error estándar en la predicción del valor de  $N$  en un 18%, con respecto al modelo de Petrie et al. (1988).

De los modelos anteriormente mencionados, Carvajal y Velásquez (1999) recomiendan elegir, como método de diseño, el modelo de Petrie et al. (1988), por contar con una descripción detallada de las diferentes ecuaciones envueltas en el diseño, además de disponer de una serie de resultados de campo que ilustran el buen funcionamiento del método y su aplicabilidad a un amplio rango de condiciones de operación.

### **Modelo de Cunningham<sup>5,6</sup>**

La secuencia de cálculos previamente descrita aplica en líquidos con gas disuelto y líquidos con gas libre, y se ha encontrado que realizando aproximaciones simples es útil cuando se maneja gas. Cunningham encontró que si el volumen de gas libre es añadido al volumen de líquido como si fuera líquido, la eficiencia de la bomba se comporta conforme a las curvas estándar. Sin embargo, se requiere una corrección para evitar la cavitación, asumiendo que para que se evite ésta, se requiere un área adicional para el gas dentro de la garganta de la bomba jet.

#### 4.2.4. Procedimiento de Diseño<sup>1, 12</sup>

El procedimiento de diseño que se detalla a continuación fue propuesto por Petrie et al. (1988) y su elección es producto del análisis realizado por Carvajal y Velásquez (1999).

##### A. Cálculo del área anular mínima para evitar la cavitación $A_{ms}$

$A_{ms}$  puede ser estimado mediante la ecuación 4.19.

$$A_{ms} = qt \left[ \frac{1}{691} \sqrt{\frac{\gamma_{fp}}{P_{IP}}} + \frac{(1-W_C)RGA}{24650P_{IP}} \right] \dots\dots\dots ec. 4.19$$

Donde:  $A_{ms}$  está expresada en  $pg$ .  $q_t$  representa el gasto total de flujo a manejar por la bomba, en  $bpd$ .  $\gamma_{fp}$  y  $P_{IP}$  representan el gradiente del fluido producido por el pozo y la presión de entrada a la bomba, expresados en  $lb/pg^2/pie$  y  $lb/pg^2$ , respectivamente.  $W_c$  y  $RGA$  representan la fracción de corte de agua y la relación gas-liquida, respectivamente.

##### B. Selección del área de boquilla y garganta

El criterio de selección deberá cumplir el siguiente requerimiento:

$$A_s > A_{ms}$$

Donde:  $A_s$  representa la diferencia entre el área de la boquilla  $A_N$  y el área de la garganta  $A_T$ .

##### C. Cálculo de la presión de operación en superficie de la bomba $P_T$

**C.1. La determinación de  $P_T$  requiere de un proceso iterativo, el cual puede ser de dos maneras:**

###### C.1.a. Mediante la selección de varias bombas

En base al área anular mínima  $A_{sm}$ , seleccione varias bombas de las tablas del fabricante y su correspondiente relación de áreas  $R$ . Para un valor fijo de  $P_{IP}$  y  $q_t$ , estime el valor de  $P_T$  mediante un proceso iterativo.

###### C.1.b. Mediante la selección de una sola bomba

En base al área anular mínima  $A_{ms}$ , seleccione varias bombas de las tablas del fabricante y su correspondiente relación de áreas  $R$ . Para un valor fijo de  $P_T$ , determine los valores de  $P_{IP}$  y  $q_t$ , mediante proceso iterativo.

## C.2. Proceso iterativo

### C.2.1. Cálculo de $P_N$

**C.2.1.a.** Suponga un valor inicial de  $P_T$  (se recomienda entre 2000 y 4000  $lb/pg^2$ ).

**C.2.1.b.** Estime la presión en la boquilla  $P_N$ , con la ecuación 4.20.

$$P_N = P_T + (\gamma_{fm} D a_b) - \Delta P_{f_{fmi}} \dots\dots\dots ec. 4.20$$

Las pérdidas de presión por fricción  $\Delta P_f$  en  $lb/pg^2$ , pueden ser determinadas mediante la ecuación de Hazen-Williams (Ec. 4.15). Para flujo a través del espacio anular o tubería, se puede considerar la ecuación 4.21.

$$\Delta P_{f_{fmi}} = 20210^{-08} L \left( \frac{\mu}{\gamma} \right) \gamma q^{1.79} \left[ \frac{\left( \frac{d_1^2 - d_2^2}{d_1 - d_2} \right)^{0.21}}{(d_1 - d_2)(d_1^2 - d_2^2)^2 \left( \frac{d_1}{d_1 - d_2} \right)^{0.1}} \right] \dots\dots\dots ec. 4.21$$

Donde:

$d_1$  representa el diámetro interno de TR para flujo anular, o el diámetro interno de TP para flujo por TP, en  $pg$ .  $d_2$  representa el diámetro externo de la TP para flujo anular, o cero para flujo por TP.  $L$  es la longitud de tubería en  $pies$ .  $\mu$ ,  $\gamma$  y  $q$  representan la viscosidad, el gradiente del fluido y el gasto, en  $cps$ ,  $lb/pg^2/pie$  y  $bpd$  respectivamente.

### C.2.1.c. Estime el gasto del fluido motriz $q_N$

$$q_N = 832 A_N \sqrt{\frac{P_N - P_{IP}}{\gamma_{fm}}} \dots\dots\dots ec. 4.22$$

Observe que la ecuación 4.21 depende de un gasto  $q$ , igual a  $q_N$  en el caso de que se estén determinando las pérdidas por fricción en la tubería de inyección, lo que quiere decir que para calcular  $P_N$  se debe conocer  $q_N$ . Por otra parte, la Ec. 4.22 utilizada para la determinación  $q_N$  depende también de un valor  $P_N$ , el cual a su vez es dependiente de las pérdidas por fricción. En consecuencia, se requiere de un proceso de ensayo y error entre las Ecs. 4.20, 4.21 y 4.22, lo que obliga a suponer un valor de  $P_N$  para iniciar el proceso iterativo.

### C.2.1.d. Compare el valor de $P_N$ obtenido en el paso C.2.1.b. con el supuesto

Si son iguales, el proceso termina. De lo contrario, considere  $(P_N)_a = (P_N)_c$  y repita los pasos desde **C.2.1.b.** a **C.2.1.d.** hasta lograr la convergencia.

**C.2.2. Estime los siguientes parámetros básicos.****C.2.2.a.** Gasto del fluido de retorno  $q_D$ 

$$q_D = q_N + q_t \dots\dots\dots ec. 4.23$$

**C.2.2.b.** Determine el gradiente de los fluidos producidos  $\gamma_{fp}$ , con la ec. 4.3 y 4.4.**C.2.2.c.** Determine el gradiente del fluido de retorno  $\gamma_D$ 

$$\gamma_D = \frac{(\gamma_{fp}q_t) + (\gamma_{fm}q_N)}{q_D} \dots\dots\dots ec. 4.24$$

**C.2.2.d.** Determine el corte de agua en el fluido de retorno  $W_{CD}$ .

*Si maneja aceite como fluido motriz utilice la ecuación 4.25*

$$W_{CD} = \frac{q_t W_c}{q_D} \dots\dots\dots ec. 4.25$$

*Si maneja agua como fluido motriz utilice la ecuación 4.26.*

$$W_{CD} = \frac{q_N + (q_t W_c)}{q_D} \dots\dots\dots ec. 4.26$$

**C.2.2.e.** Determine la relación gas-liquido en el fluido de retorno  $RGL$ 

$$RGL = \frac{[q_t(1-W_c)RGA]}{q_D} \dots\dots\dots ec. 4.27$$

Dependiendo de los resultados obtenidos, se debe considerar el siguiente criterio:

$$\text{Si: } RGL \geq 10 \text{ pc/bl}$$

Es necesario utilizar una correlación de flujo multifásico vertical para determinar la presión de descarga  $P_D$ , utilizando los valores de las Ecs. 4.23 a 4.27 y la Ec. 4.29.

$$\text{Si: } RGL < 10 \text{ pc/bl}$$

Determine la viscosidad de la fase líquida del fluido de retorno  $\mu_D$ , para el cálculo de las pérdidas por fricción.

$$\mu_D = W_{CD}\mu_w + (1 - W_{CD})\mu_o \dots\dots\dots ec. 4.28$$

La Ec. 4.28 asume que el fluido motriz utilizado es aceite y tendrá la misma viscosidad que el fluido producido por el pozo sin producirse emulsiones.

**C.2.2.f.** Determine la presión de descarga  $P_D$ 

$$P_D = (\gamma_D D_{ab}) + \Delta P_{f_{fmr}} + P_{wh} \dots\dots\dots ec. 4.29$$

$\Delta P_{f_{fmr}}$  representa la caída de presión por fricción del fluido motriz en la tubería de retorno, en  $lb/pg^2$ , y es determinada por Ec. 4.21.

**C.2.2.g.** Calcule la relación de flujo másico adimensional  $M$

$$M = q_t \left\{ \left[ 1 + 2.8 \left( \frac{RGA}{P_{IP}} \right)^{1.2} \right] (1 - W_C) + W_C \right\} \left[ \frac{\gamma_{fp}}{q_N \gamma_{fm}} \right] \dots \text{ec. 4.30}$$

**C.2.2.h.** Calcule la relación de presión adimensional  $N$

El valor de  $N$  se determinará como una función de la relación de área adimensional  $R$  y de la relación de flujo másico adimensional  $M$ .

$$N = \frac{\left\{ 2R + \left[ \frac{(1-2R)(MR)^2}{(1-R)^2} \right] - (1+K_{TD})R^2(1+M)^2 \right\}}{(1+K_N) - \left\{ 2R + \left[ \frac{(1-2R)(MR)^2}{(1-R)^2} \right] - (1+K_{TD})R^2(1+M)^2 \right\}} \dots \text{ec. 4.31}$$

El valor de  $R$  fue seleccionado, previamente, en paso C.1. Petrie et al. recomendó utilizar para los coeficientes de fricción los valores de  $k_{TD}=0.2$  y  $k_N=0.03$ . También se puede utilizar la ecuación propuesta por Jiao et al. (1990).

**C.2.2.i.** Calcule  $N^*$

$$N^* = \frac{(P_D - P_{IP})}{(P_N - P_D)} \dots \text{ec. 4.32}$$

El valor de  $N^*$  será utilizado para recalculer el valor de la presión en la boquilla  $P_N$  (**caso C.2.1.b**) o la presión de entrada a la bomba  $P_{IP}$  (**caso C.1.b**). Esta acción permite determinar un nuevo valor de  $N$  en la Ec. 4.31, el cual debe ser comparado con el valor de  $N^*$ . Si los dos valores difieren en un valor superior a la tolerancia considerada, recalculer el valor de  $P_N$  (**caso C.2.1.b**) con la Ec. 4.33 y vaya al paso **C.2.1.c**.

$$P_N = \frac{(P_D - P_{IP})}{(N^*)} + P_D \dots \text{ec. 4.33}$$

De lo contrario, recalculer el valor de  $P_{IP}$  (**caso C.1.b**), con la ecuación 4.34 y vaya a paso **C.2.1.c**.

$$P_{IP} = P_D - N^*(P_N - P_D) \dots \text{ec. 4.34}$$

Se han detectado problemas de convergencia con presencia de gas libre y presión de entrada es baja. En este caso, se necesitan valores promediados de  $N$ , para amortiguar las oscilaciones inestables en los valores calculados de  $P_{IP}$ , es decir, en lugar de comparar  $N$  y  $N^*$ , se comparará con el  $N$  promedio de las dos iteraciones anteriores, reduciendo el número de iteraciones y cumpliendo con la tolerancia requerida.

**C.2.2.j.** Determine la nueva presión de operación en superficie  $P_T$  con la ec. 4.35.

$$P_T = P_N - (\gamma_{fm} D_{ab}) + \Delta P_{f_{fmi}} \dots \text{ec. 4.35}$$

**C.2.2.k.** Determine el máximo gasto posible sin cavitación  $q_{sc}$  con la ec. 4.36.

$$q_{SC} = \frac{q_t(A_T - A_N)}{A_{ms}} \dots \text{ec. 4.36}$$

**C.2.2.l.** Calcule la potencia de la bomba triplex al 90% de eficiencia con la ec. 4.37

$$HP = \frac{q_N P_T}{52,910} \dots \text{ec. 4.37}$$

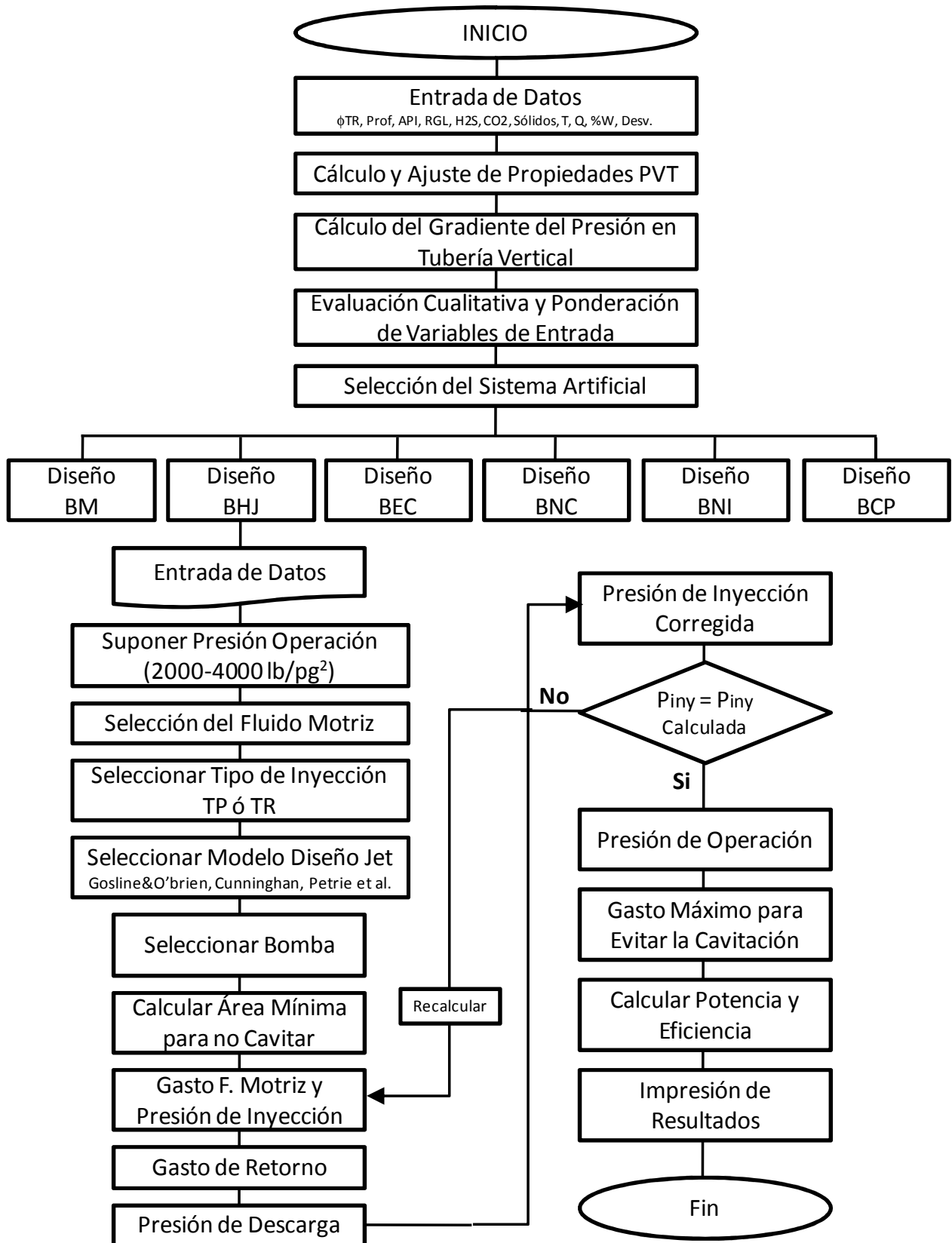
#### 4.2.5. Factores a Considerar en el Diseño

Al diseñar una instalación de bombeo hidráulico se deben tomar las siguientes decisiones:

- Elegir el tipo de circuito, ya sea cerrado (*FMC*) o abierto (*FMA*).
- Decidir por el venteo o por el bombeo de gas.
- Elegir la disposición o distribución de la tubería de producción.
- Elegir una bomba adecuada para la tubería y para las condiciones del pozo.
- Elegir una planta central o planta de poder "in situ".
- Elegir una bomba de superficie.
- Diseñar el sistema de limpieza del fluido motriz.

Las instalaciones con menor costo son aquellas que no ventean el gas, pero estas instalaciones no son factibles en pozos que tienen una baja presión de fondo y una alta relación gas-aceite. Generalmente el venteo de gas se convierte en una necesidad cuando la relación gas-líquido es mayor de  $500 \text{ pie}^3/\text{bl}$  y la presión de bombeo de fondo es menor de  $400 \text{ lb/pg}^2$ . Si la eficiencia volumétrica de la bomba es baja ( $30\text{--}50 \text{ lb/pg}^2$ ), se deberá ventear y no bombear el gas. En este punto se deberá determinar de la curva de *IPR* del pozo una mayor presión de fondo a fin de aumentar este valor. Si se decide ventear el gas, se deberá hacer a través de la TR, cuidando que ésta no sufra desgaste por corrosión debido a las impurezas que maneja el gas.

### 4.3. Diagrama de Flujo del SE





#### 4.4. Análisis de Resultados del SE

Con el propósito de garantizar la confiabilidad del SE, se utilizó la información de la operación real en campo del BHJ de los pozos Secadero 1 y 1001 con la finalidad de verificar si el BHJ fue una correcta selección, además de comparar la funcionalidad y los resultados del SE con los datos obtenidos por los ingenieros de PEP durante el diseño y la operación de los pozos de estudio. Los resultados obtenidos se compararon y se calculó la desviación estándar de cada variable.

##### 4.4.1. Pozo Secadero 1

La **figura 4.4** muestra la pantalla del SE para el ingreso de datos para realizar el análisis cualitativo. En la **figura 4.5** se ejemplifica el IPR del pozo calculado con el modelo de Vogel en el cual se observa que el pozo tiene un potencial de 2622 bpd. La **figura 4.6** muestra la pantalla para el ingreso de datos PVT del pozo en estudio y la **figura 4.7** se observa el ajuste gráfico de las propiedades de los fluidos.

The screenshot shows a software window titled 'Sistema Experto para la Selección del Sistema Artificial - [Secadero 1 : Análisis Cualitativo]'. The window contains a form titled 'Datos de Análisis Cualitativo' with the following fields and values:

Variable	Valor
Díámetro de TR [pg]	5
Prof. Operación [pies]	5151
API	34
RGL [pies3/bbl]	1685
Aromáticos [H2S, CO2 y N2]	Si
Presencia de Sólidos	Si
Temp de Fondo [°F]	128
Desviación Pozo [°]	90
Qliq Esperado [bpd]	1000
Localización	Tierra
Energía Eléctrica	Si
Compresión	No
Espacio Superficie	No
Corte Agua [%]	20
Angulo [°/100 ft]	1

A 'Continuar' button is located at the bottom right of the form area. The status bar at the bottom of the window displays: 'Estado: Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural', 'Inq. Horacio Andres Orteaga Benavides', 'NÚM', '10:46 p.m.', and '17/08/2012'.

**Figura 4.4. Entrada de Datos para Análisis Cualitativo.**

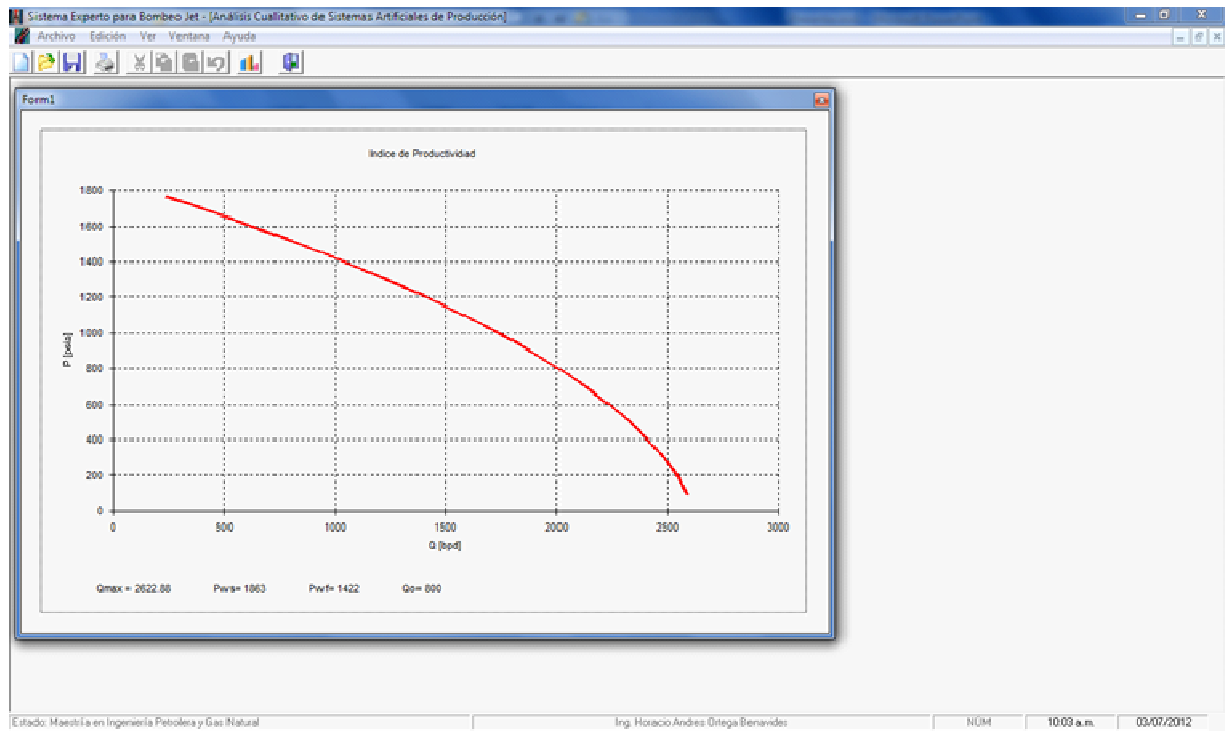


Figura 4.5. Modelo de IPR.

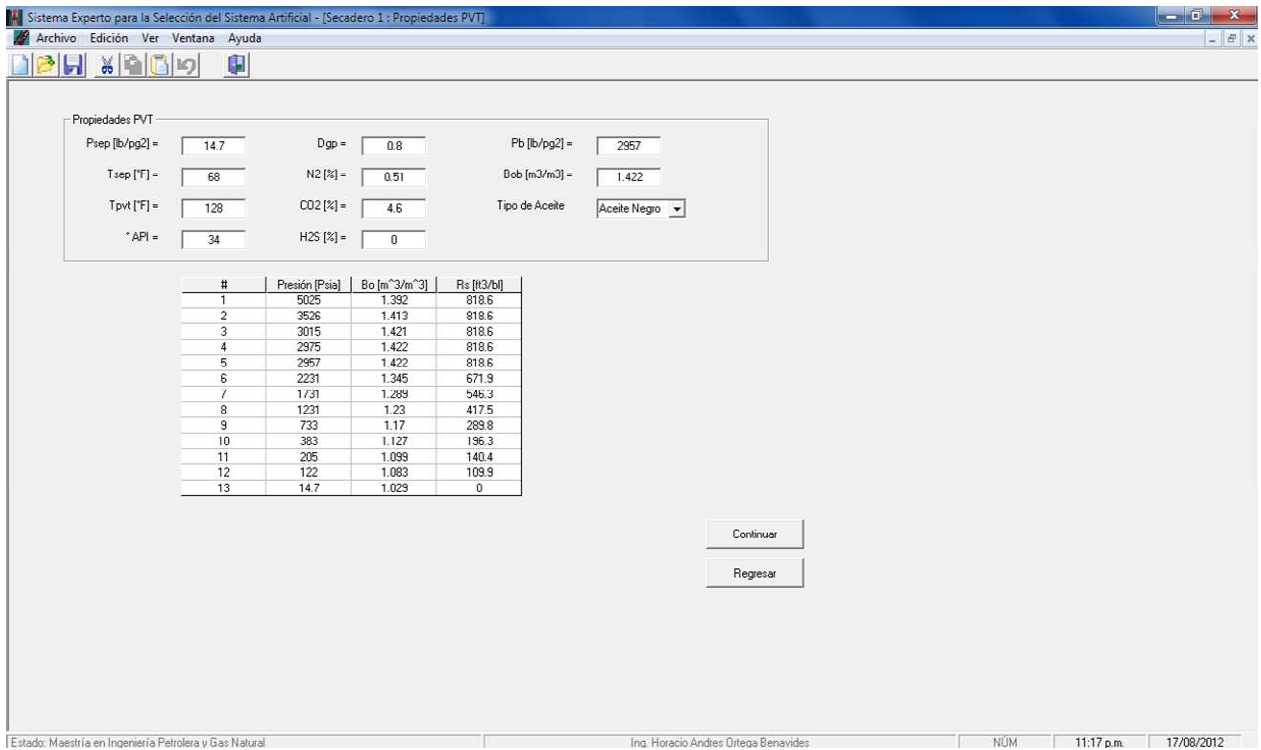


Figura 4.6. Datos PVT.

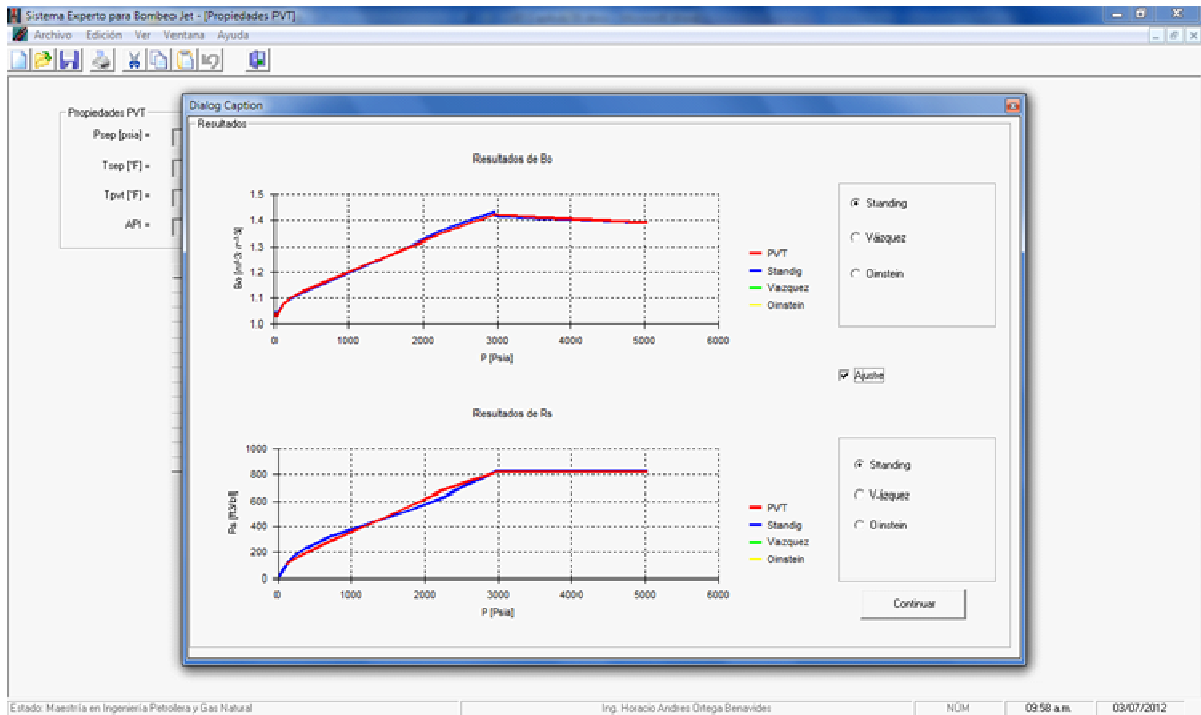


Figura 4.7. Ajuste y gráficas PVT.

La **figura 4.8** muestra una imagen de la pantalla del SE para el ingreso de datos del ajuste de la tubería vertical y en la **figura 4.9** se observa el gráfico del gradiente de presión de la tubería vertical.

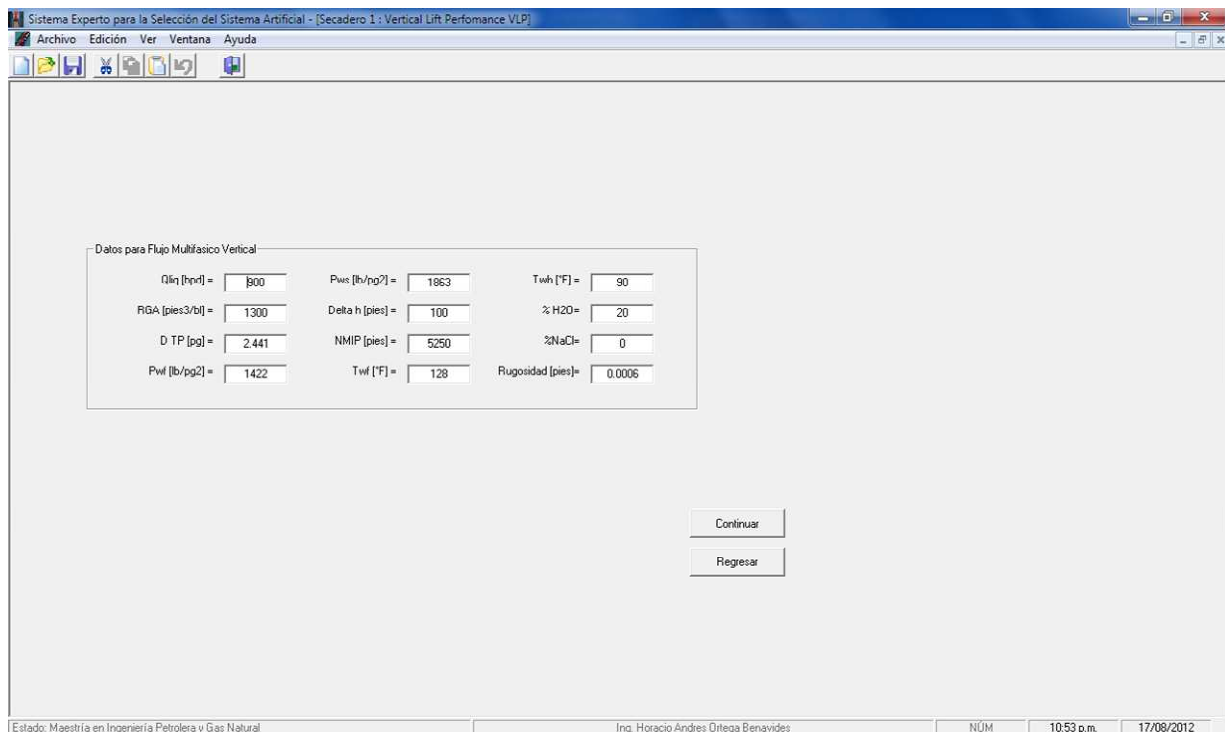


Figura 4.8. Datos de Entrada para Tubería Vertical (VLP).

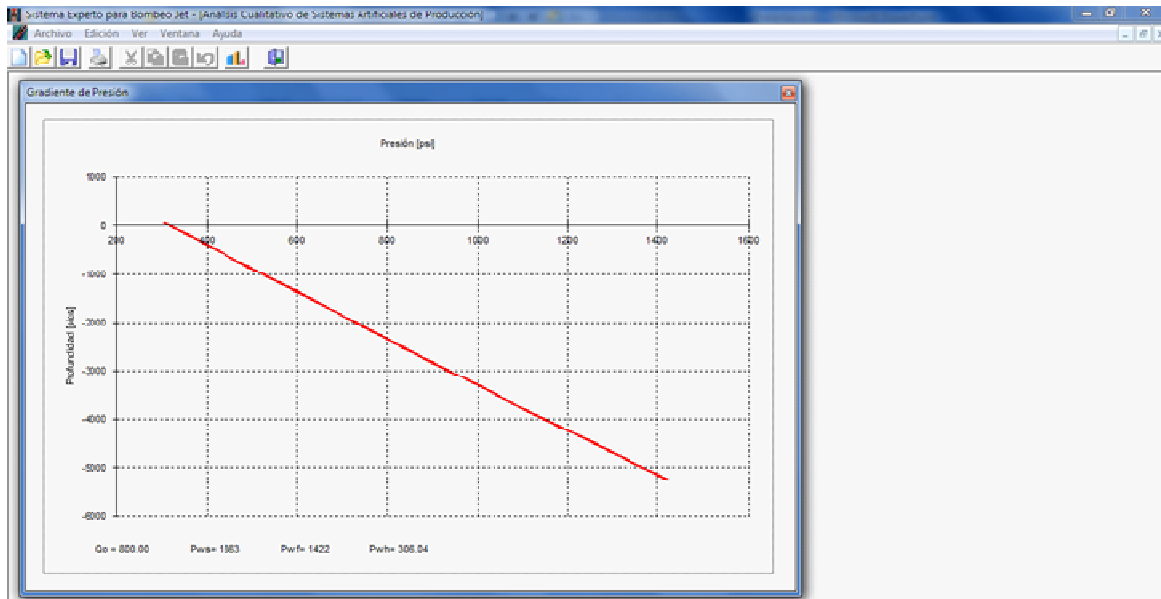


Figura 4.9. Gráfica VLP.

Después de haber proporcionado al SE los datos de las pantallas descritas anteriormente, el SE procede a ponderar cada una de las variables para evaluar cada uno de los SAP con que cuenta el SE. En la **figura 4.10** se muestra la matriz de resultados que proporciona el SE después de la evaluación cualitativa de los SAP. En ella se observa que el BHJ es el sistema que mejor aplicación tiene para las condiciones y características del pozo Secadero 1 con un 77%. El BN sería la segunda opción para operar el pozo con un 45%. Sin embargo, el BM, BEC y BCP no se recomiendan, ya que están limitados por manejo de sólidos, producción de inorgánicos y tamaño de TR, es por ello que estas variables se encuentran en color rojo.

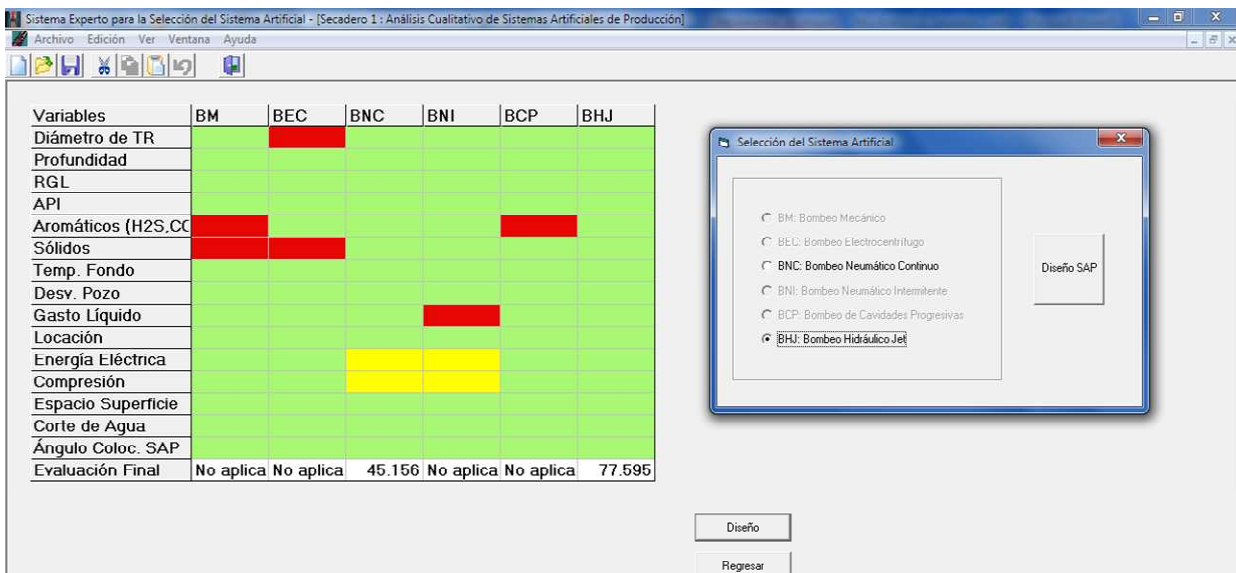
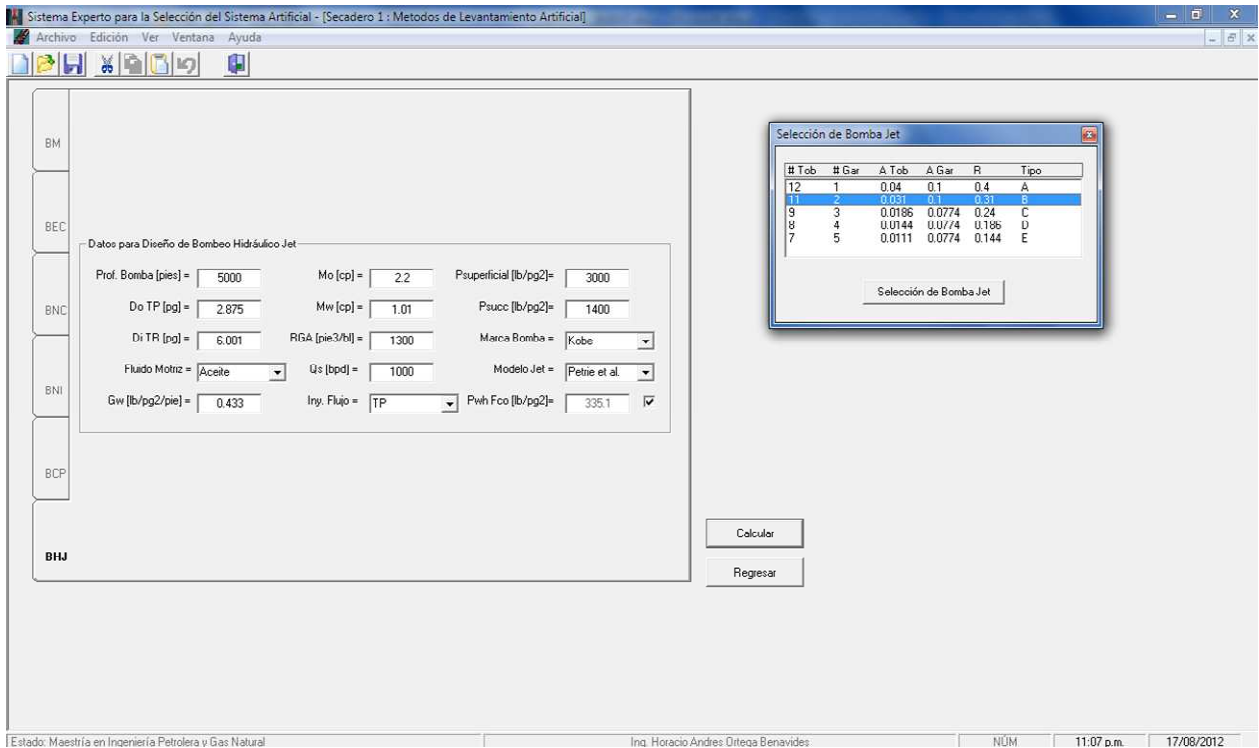


Figura 4.10. Matriz de Evaluación y Selección del Sistema Artificial.

Después de haber realizado la evaluación cualitativa mediante el SE y conocer el resultado del SAP adecuado, se puede realizar el diseño del BHJ, siempre y cuando este sistema sea seleccionado por el SE. En el caso de que el sistema seleccionado sea cualquier otro diferente al BHJ, el SE mostrará una pantalla donde indicará que no cuenta con el módulo para realizar ese diseño, sin embargo, se pretende que en futuras versiones se mejore el SE complementándolo con los diseños de los SAP faltantes.

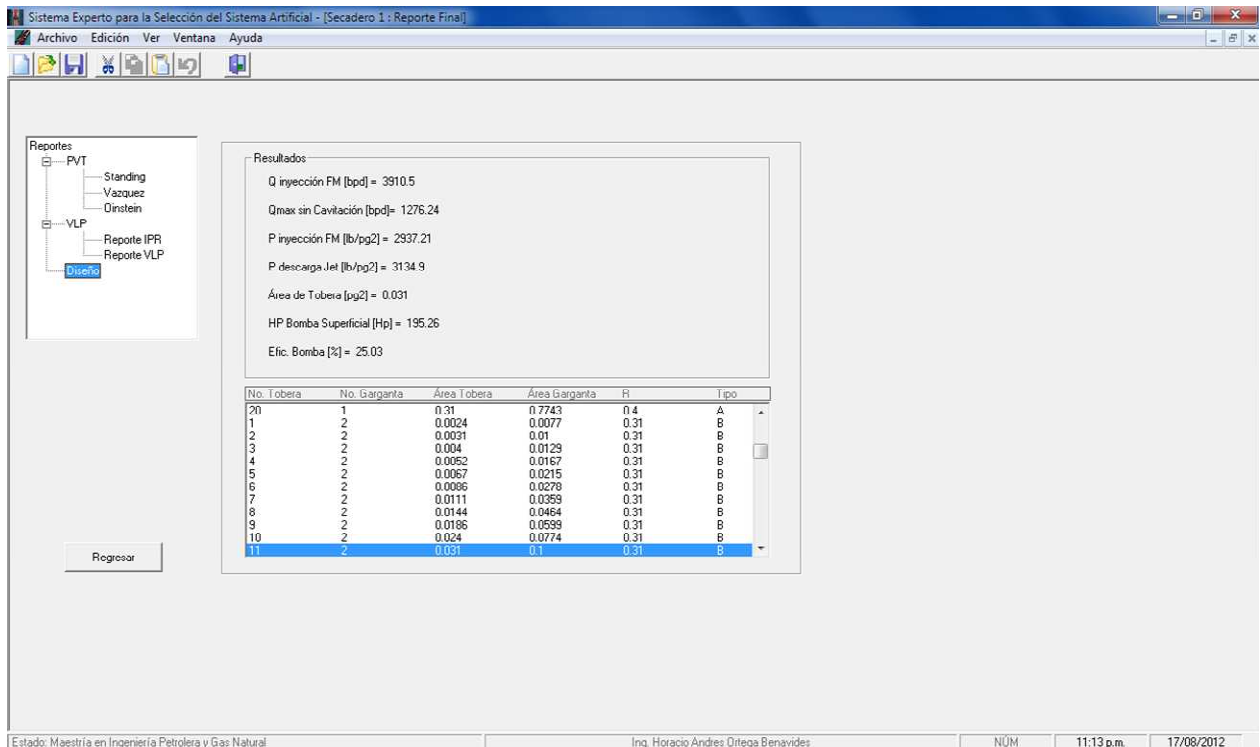
La **figura 4.11** muestra la pantalla de datos utilizados para el diseño del BHJ y la selección de la bomba jet, donde se observa que se eligió una bomba marca Kobe, tipo B, con una combinación 11-2 que significa un área de tobera de 0.031 y un área de garganta de 0.100 que equivale a una relación  $R=0.31$ .



**Figura 4.11. Diseño del Sistema Artificial de BHJ.**

La **figura 4.12** muestra la pantalla de los parámetros de operación calculados por el SE para el pozo Secadero 1, en los cuales se observa que se encuentran muy cercanos a los parámetros reales de operación en campo.

Gasto de Inyección = 3910 bpd  
 Presión de Inyección = 2937 lb/pg<sup>2</sup>  
 Gasto Máximo de Cavitación = 1276 bpd  
 Potencia = 195 Hp  
 Eficiencia = 25%



**Figura 4.12. Resultados del Diseño del Sistema Artificial de BHJ**

#### 4.4.2. Pozo Secadero 1001

La **figura 4.13** muestra la pantalla del SE para el ingreso de datos para realizar el análisis cualitativo. En la **figura 4.14** se ejemplifica el IPR del pozo Secadero 1001 calculado con el modelo de Vogel, en el cual se observa que el pozo tiene un potencial de 2049 bpd. La **figura 4.15** muestra la pantalla para el ingreso de datos PVT del pozo en estudio y la **figura 4.16** se observa el ajuste gráfico de las propiedades de los fluidos.

Sistema Experto para la Selección del Sistema Artificial - [Secadero 1001 - Analisis Cualitativo]

Archivo Edición Ver Ventana Ayuda

Datos de Analisis Cualitativo

Diámetro de TR [pg] =	3.875	Qliq Esperado [bpd] =	950
Prof. Operación [pies] =	6476	Localización =	Tierra
API =	28	Energía Eléctrica =	No
RGL [pies3/bbl] =	1257	Compresión =	No
Aromáticos [H2S, LU2 y N2] =	Si	Espacio Superficie =	No
Presencia de Sólidos =	Si	Corte Agua [%] =	60
Temp de Fondo [°F] =	128	Angulo [°/100 ft] =	1
Desviación Pozo [°] =	21		

Continuar

Estado: Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural Ina: Horacio Andres Orteaga Benavides NÚM 11:24 a.m. 17/08/2012

**Figura 4.13. Entrada de Datos para Análisis Cualitativo.**

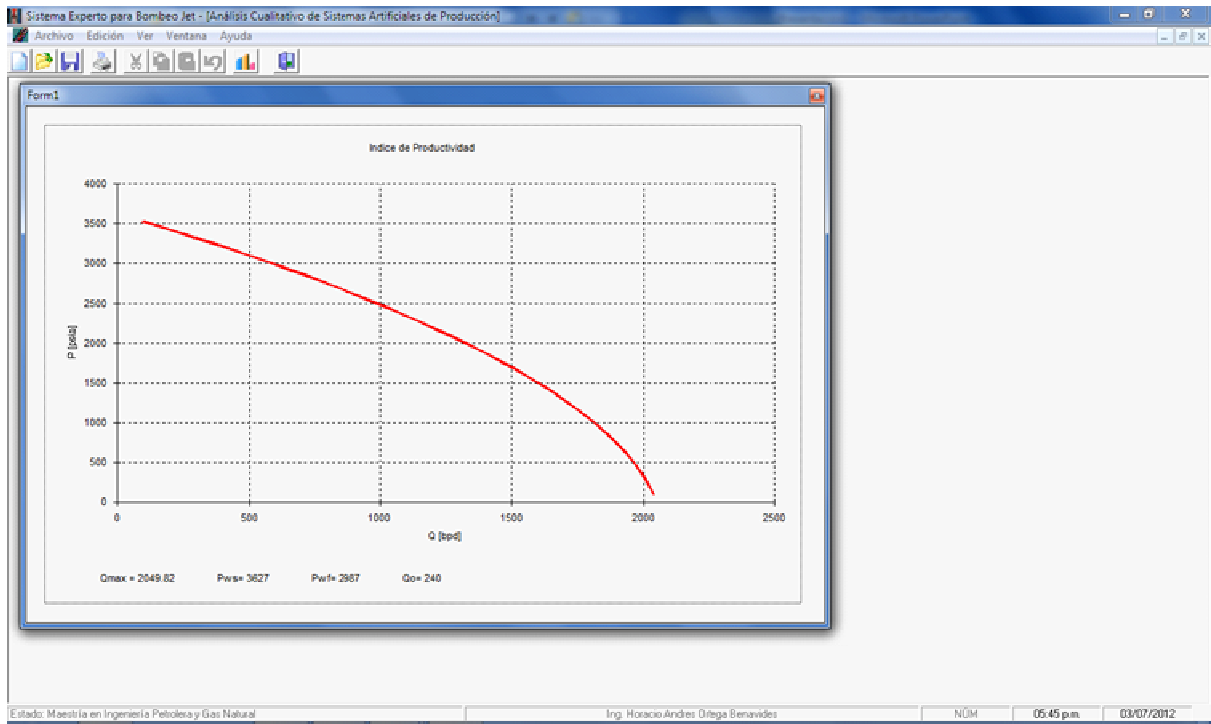


Figura 4.14. Modelo de IPR.

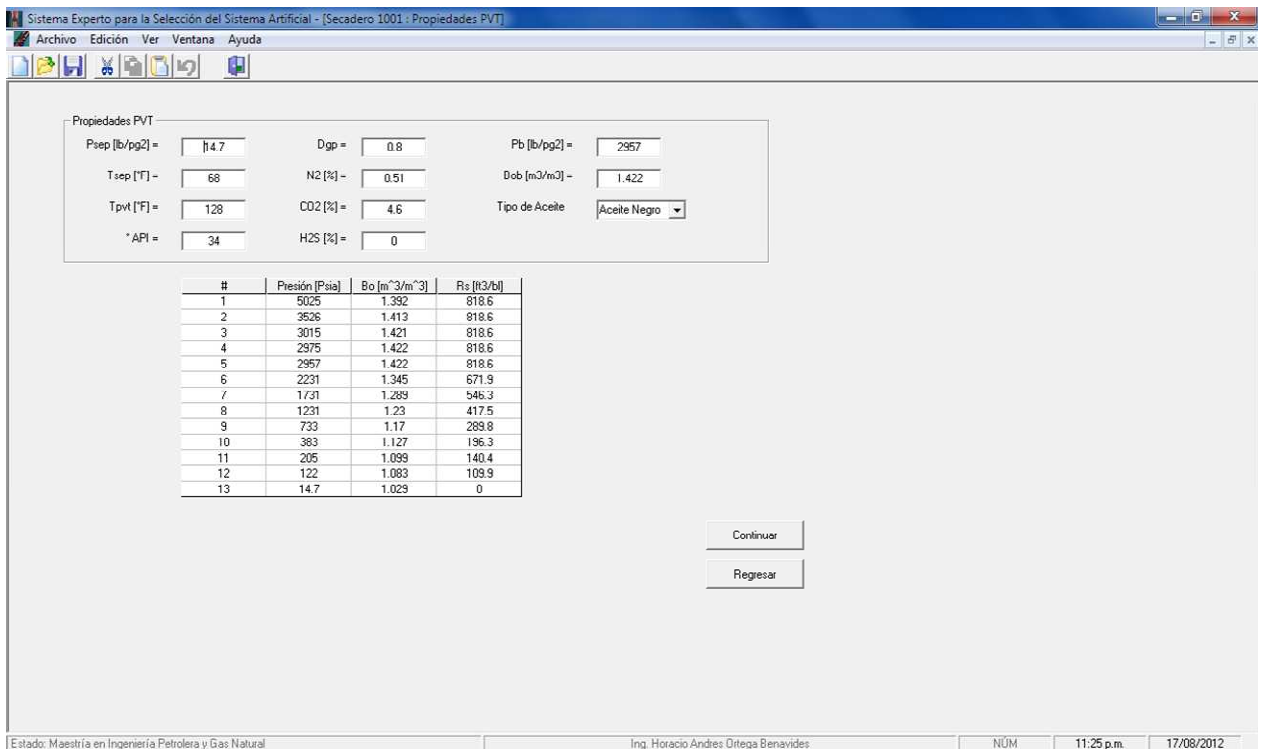


Figura 4.15. Datos PVT.



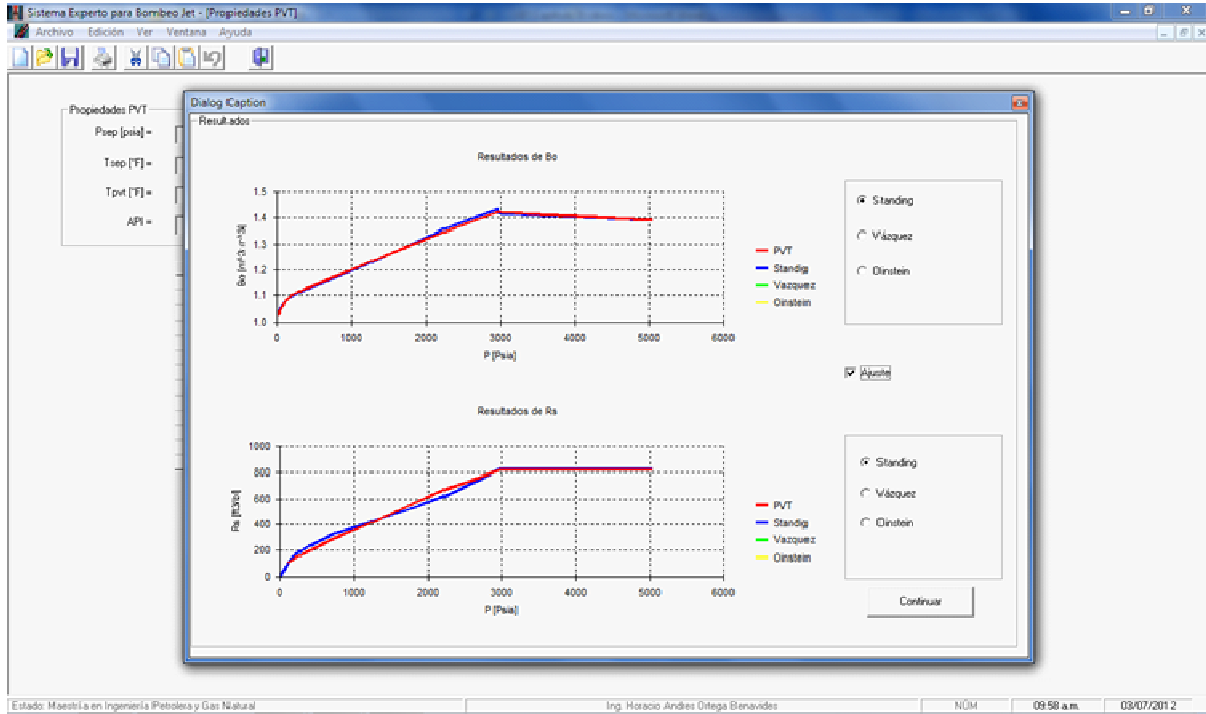


Figura 4.16. Ajuste y gráficas PVT.

La figura 4.17 muestra una imagen de la pantalla del SE para el ingreso de datos del ajuste de la tubería vertical y en la figura 4.18 se observa el gráfico del gradiente de presión de la tubería vertical.

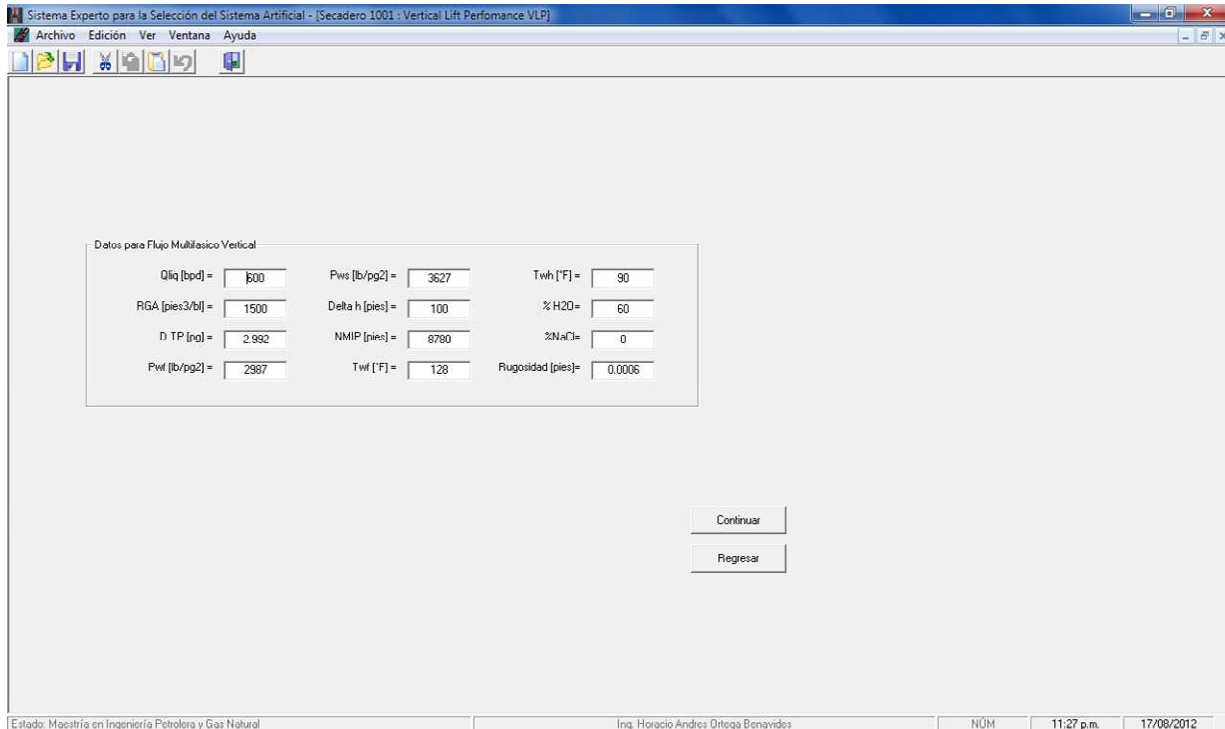


Figura 4.17. Datos de Entrada para Tubería Vertical (VLP).

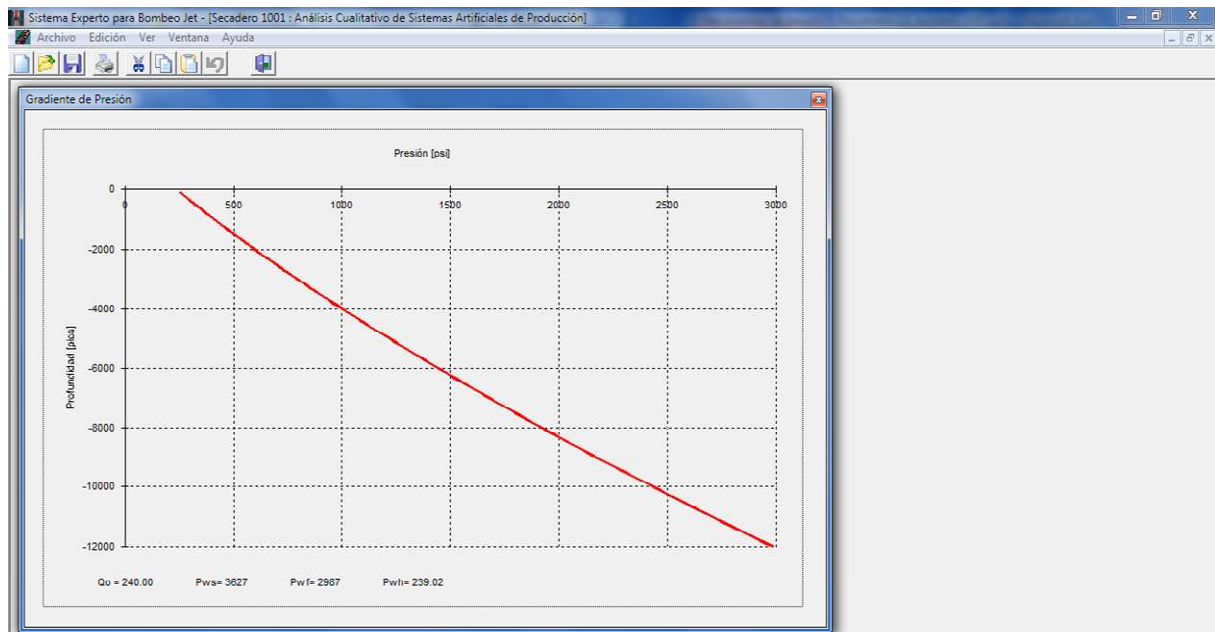


Figura 4.18. Gráfica VLP.

Después de haber proporcionado al SE los datos de las pantallas descritas anteriormente, el SE procede a ponderar cada una de las variables para evaluar cada uno de los SAP con que cuenta el SE. En la **figura 4.19** se muestra la matriz de resultados que proporciona el SE después de la evaluación cualitativa de los SAP. En ella se observa que el BHJ es el sistema que mejor aplicación tiene para las condiciones y características del pozo Secadero 1001 con un 85%, seguido del BN con un 76%. En este caso y debido a que los porcentajes de aplicación son cercanos, se decidió por el BHJ, debido a que en el pozo Secadero 1001 no se tienen líneas de inyección para suministro de gas de BN, por lo que la construcción de esta incrementaría los costos haciendo menos rentable la instalación del sistema. En el caso del BM, BEC y BCP no son recomendables, debido a que están limitados por manejo de sólidos y producción de inorgánicos, es por ello que estas variables se encuentran en color rojo.

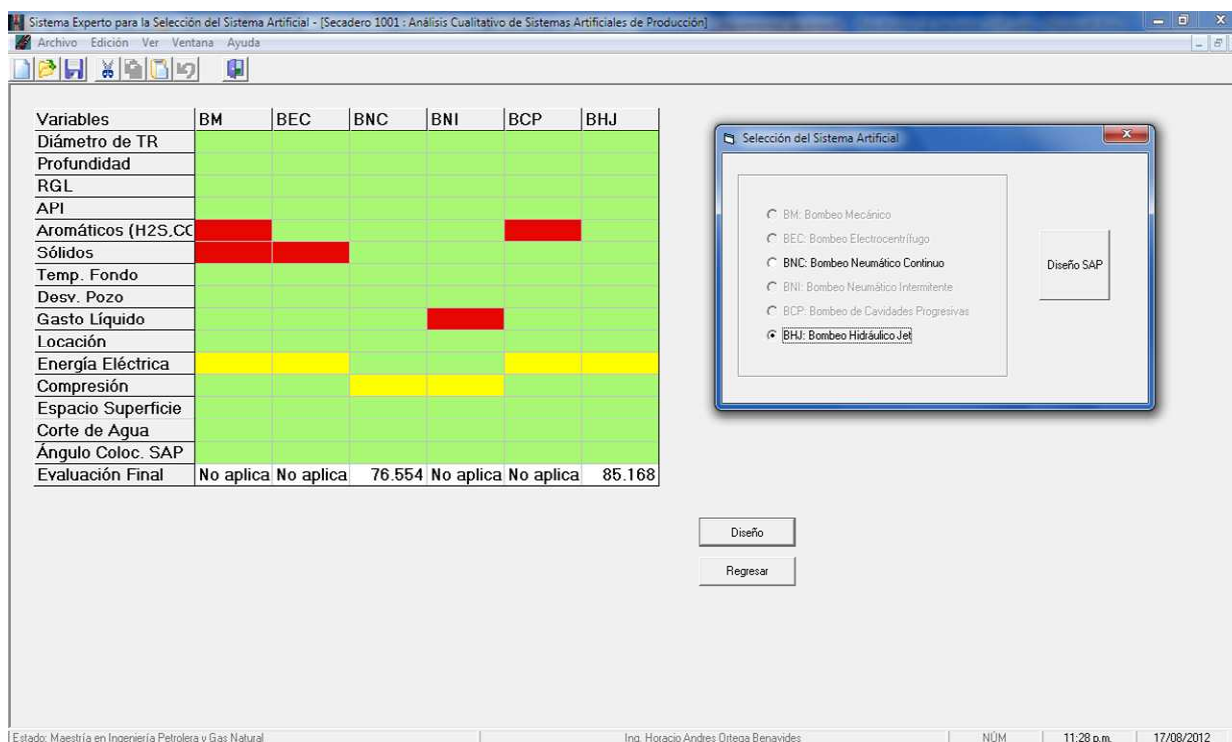


Figura 4.19. Matriz de Evaluación y Selección del Sistema Artificial.

Después de realizar la evaluación cualitativa mediante el SE y conocer el resultado del SAP adecuado, se puede realizar el diseño del BHJ, siempre y cuando este sistema sea seleccionado por el SE. En el caso de que el sistema seleccionado sea cualquier otro diferente al BHJ, el SE mostrará una pantalla donde indicará que no cuenta con el módulo para realizar ese diseño, sin embargo, se pretende que en futuras versiones se mejore el SE complementándolo con los diseños de los SAP faltantes.

La **figura 4.20** muestra la pantalla de datos utilizados para el diseño del BHJ y la selección de la bomba jet, donde se observa que se eligió una bomba marca Kobe, tipo B, con una combinación 9-2 que significa un área de tobera de 0.0186 y un área de garganta de 0.0599 que equivale a una relación  $R=0.31$ .

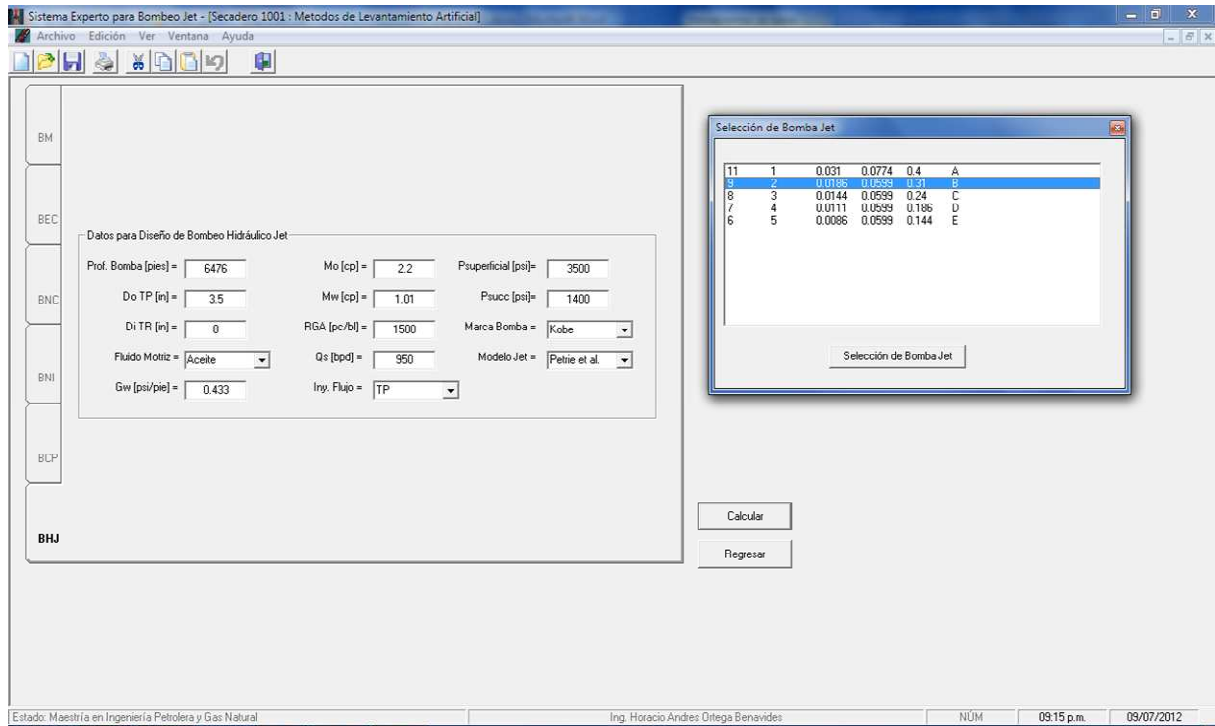


Figura 4.20. Diseño del Sistema Artificial de BHJ.

La **figura 4.21** muestra la pantalla de los parámetros de operación calculados por el SE para el pozo Secadero 1001, en los cuales se observa que se encuentran muy cercanos a los parámetros reales de operación en campo.

Gasto de Inyección = 3498 bpd  
 Presión de Inyección = 3310 lb/pg<sup>2</sup>  
 Gasto Máximo de Cavitación = 977 bpd  
 Potencia = 196 Hp  
 Eficiencia = 29%

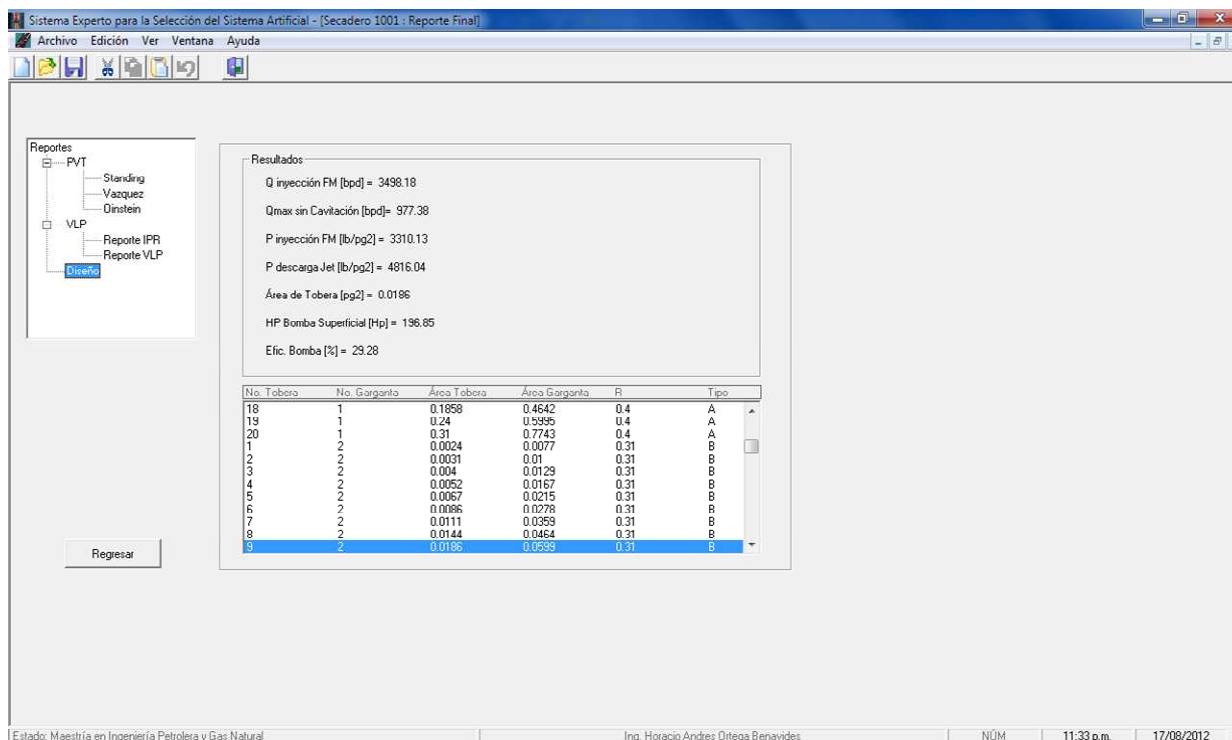


Figura 4.21. Resultados del Diseño del Sistema Artificial de BHJ

El comparativo de los parámetros reales con que opera el BHJ en los pozos Secadero 1 y 1001 y los resultados obtenidos en la simulación con el Sistema Experto, se muestran en la **tabla 4.2**. En base a estos resultados, para el pozo Secadero 1 se observa que la variable que mayor desviación tiene es el gasto de inyección con un 12%, por tal motivo, la potencia requerida por la bomba superficial tiene una desviación del 9%. También se puede ver que la presión de inyección del fluido motriz (FM) es muy parecida y únicamente tiene una desviación de menos del 1%, seguida del gasto máximo de cavitación, la cual tiene un valor de casi el 3% de desviación.

Para el pozo Secadero 1001 la mayor desviación se tiene en el cálculo del gasto máximo de cavitación con el 10%, en segundo término se encuentra la presión de inyección del FM con una desviación del 9%, seguida del gasto de inyección de FM con casi el 8%. En este pozo la variable que menor diferencia entre los datos obtenidos con el SE y los datos reales de operación es la potencia de la bomba superficial, esto se debe a que tanto los valores de presión y gasto de inyección son parecidos a los valores reportados en campo, ya que ambas son variables que afectan directamente la potencia de la bomba.

Parámetros	Pozo Secadero 1			Pozo Secadero 1001		
	SE	Operativos Medidos	Desviación (%)	SE	Operativos Medidos	Desviación (%)
Q inyección (bpd)	3,910	3,430	12.28	3,498	3,220	7.95
P Inyección (lb/pg <sup>2</sup> )	2,937	2,950	0.44	3,310	3,000	9.37
Qmax. Sin Cavitación (bpd)	1,276	1,240	2.82	977	1,076	10.13
Potencia (HP)	195	176	9.74	196	183	6.63
Eficiencia (%)	31	29	6.45	32	30	6.25
Marca Bomba Jet	Kobe	Guiberson	---	Kobe	Guiberson	---
R (A <sub>N</sub> / A <sub>T</sub> )	0.31	0.31	0.00	0.31	0.31	0.00

**Tabla 4.2. Resultados del SE vs Operativos Medidos para el diseño del Sistema Artificial de BHJ**

Al evaluar cualitativamente los pozos Secadero 1 y 1001 con el SE, se corrobora que para las condiciones que guardaban dichos pozos antes de la instalación del BHJ, la selección del mismo fue una decisión inteligente, debido a que en los resultados del Sistema Experto, el BHJ es el sistema que mayor porcentaje de aplicación y mejores beneficios ofrece para los pozos en estudio. De igual manera, al realizar el diseño del BHJ con el Sistema Experto, se observa que los resultados del Sistema Experto se asemejan a los datos de campo con los que opera actualmente el sistema de BHJ en los pozos Secadero 1 y 1001.

En el caso del pozo Secadero 1, se observa que el gasto de inyección es la variable que mayor desviación estándar tiene con 12.2%, seguida de la potencia de la bomba con 9.7%. Para el pozo Secadero 1001, se observa que el gasto máximo de cavitación es la variable que mayor desviación estándar tiene con 10.1%, seguida de la presión de inyección con 9.3%. En base a los resultados del SE, es recomendable modificar en campo la presión y gasto de inyección de los pozos Secadero 1 y 1001, con la finalidad de observar si existe alguna mejora en las condiciones de producción de los pozos y de operación del equipo de BHJ.

## 4.5. Análisis de Fallas

A manera de solución y de forma resumida, en la **tabla 4.3** se muestra el diagnóstico real de algunos de los problemas operacionales y experiencias de campo que se tuvieron antes, durante y después de la instalación del equipo de bombeo hidráulico tipo jet en los pozos Secadero 1 y 1001. De igual manera se presentan las posibles causas de las fallas y las soluciones en campo.

No. Falla	PROBLEMA	CAUSA POSIBLE	SOLUCIÓN
1	Repentino incremento en la presión de operación en superficie (la bomba toma fluido motriz).	a) Generación de parafinas u obstrucción en líneas de flujo, tubería de inyección o válvulas. b) Taponamiento parcial en la tobera de la bomba.	a) Circule un tapón soluble o aceite caliente, y remueva obstrucción. Ancle y desanque la bomba. b) Recupere la bomba y limpie la tobera.
2	Lenta disminución de la presión de operación en superficie (constante gasto o lenta disminución del fluido motriz, constante presión de operación).	a) Lenta generación de parafinas. b) Desgaste de garganta y boquilla.	a) Circule un tapón soluble o aceite caliente. b) Recupere la bomba y repare la misma.
3	Repentino incremento en la presión de operación (la bomba no toma fluido motriz).	a) Boquilla totalmente obstruida.	a) Recupere la bomba y limpie la boquilla.
4	Repentina disminución en la presión de operación en superficie (constante o repentino incremento del gasto de fluido motriz, constante presión de operación).	a) Posible hueco en tubería. b) Falla de los sellos de la bomba o boquilla rota.	a) Verifique la tubería y recupere y repare en caso de fugas. b) Recupere la bomba y repare la misma.
5	Pérdidas de producción (condiciones normales en superficie).	a) Desgaste de garganta y boquilla. b) Taponamiento de la válvula fija o bomba. c) Fuga o taponamiento del sistema de venteo del gas libre. d) Cambios en las condiciones del pozo.	a) Incremente la presión de operación. Reemplace la boquilla y garganta. b) Recupere la bomba y revise sus condiciones, remueva la válvula fija. c) Revise el sistema de venteo de gas libre. d) Instale un sensor de presión y rediseñe la bomba.
6	No existe incremento en la producción cuando se aumenta la presión de operación en superficie.	a) Problemas de cavitación en la bomba o alta producción de gas. b) Taponamiento de la válvula fija o bomba.	a) Disminuya la presión de operación o instale una garganta más grande. b) Recupere la bomba y revise sus condiciones, remueva la válvula fija.
7	Desgaste de la garganta (zonas de pequeños orificios).	a) Daños por cavitación.	a) Verifique posible taponamiento en bomba y válvula fija. Instale una garganta más grande. Reduzca la presión de operación.
8	Desgaste de la garganta (desgaste en forma de barril, de superficie lisa).	a) Deterioro por erosión.	a) Reemplace la garganta. Instale garganta con material especial. Instale una boquilla y garganta más grande para reducir velocidad.
9	La nueva instalación no permite alcanzar la producción estimada.	a) Incorrecta información de campo. b) Taponamiento de la válvula fija o bomba. c) Fugas en la tubería.	a) Instale un sensor de presión y rediseñe la bomba. b) Revise la bomba y la válvula fija. c) Revise la tubería, recupere y repare en caso de fugas.

**Tabla 4.3. Diagnóstico de Fallas y Problemas Operacionales en Bombas Tipo Jet.**

## 5. CONCLUSIONES

- La selección, diseño e instalación de un sistema artificial de producción es una tarea difícil de decidir, debido a que se involucra diversas variables que deben considerarse para la mejor decisión.
- La toma de decisión para seleccionar el método del sistema artificial más adecuado, debe considerar la factibilidad técnica y económica del SAP, por lo que se deben incluir los costos de inversión y mantenimiento.
- El cálculo del potencial del pozo es una tarea muy importante, debido a que de este dependerá el tener una idea más precisa del incremento de producción que se obtendrá al instalar determinado SAP.
- El tomar información de calidad mediante el monitoreo continuo del pozo es de suma importancia, ya que la incertidumbre, mala calidad o suposición de datos, causará error en los cálculos, repercutiendo en el resultado y ocasionando que el sistema seleccionado por el SE no sea el adecuado para el pozo en análisis.
- El Sistema Experto desarrollado en esta tesis, evalúa las variables técnicas y operativas de mayor relevancia para cada tipo de SAP, tales como: profundidad, RGL, diámetro de TR, manejo de sólidos e inorgánicos, Pws, Twf, Ql, % Agua, desviación del pozo, disponibilidad de energía eléctrica, compresión, ubicación del pozo, etc.
- Siempre y cuando se cuente con información suficiente y confiable, el tiempo que se invierte en el diseño de una instalación de BHJ es manejado fácilmente utilizando un programa de cómputo como el Sistema Experto, debido a que las variables son calculadas rápidamente en el proceso de diseño.
- El diseño y la construcción de un Sistema Experto (SE) de Análisis Cualitativo para Sistemas Artificiales, es una herramienta útil de aplicación en la industria petrolera, debido a que permite evaluar rápida y cualitativamente cuál o cuáles son los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) que mejor beneficio ofrecen para un determinado pozo, reduciendo con ello tiempo, costos y horas-hombre en la decisión y selección del SAP.



- La confiabilidad del SE, se evaluó con datos reales de operación de los pozos de estudio Secadero 1 y 1001, los resultados de esta evaluación en ambos casos dieron la selección del Bombeo Hidráulico Jet (BHJ) como el sistema que mejores beneficios ofrecía.
- El BHJ es un sistema que no tiene partes móviles, no está limitado por la temperatura y ofrece buenos incrementos de producción al operarlo en pozos profundos. El BHJ es rentable al manejar altos y bajos gastos de producción debido a que su inversión operativa es mínima por lo que sus costos no afectan el precio de barril producido. Al operarlo con presiones de yacimiento pequeñas ( $P_{ws} < 500 \text{ lb/pg}^2$ ), el efecto de cavitación puede aparecer y limitar sus gastos de producción.
- El módulo de diseño del BHJ en el SE tiene la opción de elegir 2 tipos de fluido motriz, 3 marcas de bombas y 3 modelos de cálculo para el diseño del BHJ.
- En la actualidad, la bomba jet ha sido instalada con mayor frecuencia en el área de sistemas artificiales y junto con el BN es uno de los métodos más usados en pozos con terminación marina.
- En la mayoría de los casos, las intervenciones del equipo subsuperficial de BHJ se realiza con línea de acero, sin necesidad de utilizar equipo de reparación de pozos.
- El SE está limitado en cuanto al diseño de los SAP exceptuando el BHJ, situación que se debe enriquecer en futuras versiones, añadiendo los respectivos módulos para el diseño de los SAP restantes.
- En el caso del pozo Secadero 1, la variable que mayor desviación estándar tuvo fue el gasto de inyección con 12.2%, seguida de la potencia de la bomba con 9.7%.
- Para el pozo Secadero 1001, la variable de mayor desviación estándar fue el gasto máximo de cavitación con 10.1%, seguida de la presión de inyección con 9.3%.
- El código de este programa queda abierto sin restricciones, para que en versiones posteriores, sea complementado y mejorado, agregando los diseños de los sistemas artificiales restantes.
- Los alcances de esta tesis se cumplieron, debido a que se desarrolló una herramienta eficiente que además de seleccionar el SAP, realiza el diseño de una instalación de BHJ, siempre y cuando este sea el sistema seleccionado.
- Un SE por ningún motivo reemplazará el expertís del ingeniero especialista, únicamente será una herramienta que ayudará a la toma de decisiones.

## 6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que una vez instalado cualquier sistema de levantamiento artificial, medir en campo el gasto de producción diario, el cual debe ser lo más parecido posible al gasto sugerido en el diseño. De no ser así, puede que el equipo no opere correctamente y en este caso el ingeniero de producción deberá detectar las variaciones y fallas, por lo que deberá tomar las medidas correctivas necesarias para restablecer la producción diferida.
- En el diseño de una instalación de BHJ se recomienda conocer previamente el valor de la presión de fondo cerrado, fluyente y de cabeza, el tipo de fluido producido, el estado mecánico del pozo y realizar el ajuste del pozo fluyente (análisis nodal).
- Después de tener construido y ajustado el modelo del pozo en condiciones fluyente, se deberá realizar el diseño de BHJ, decidiendo el tipo de inyección (TP o TR), el fluido motriz a utilizar (agua o aceite) y el modelo de bomba, todo ello a fin de calcular los parámetros superficiales y subsuperficiales del sistema (gasto de cavitación, área de tobera y garganta, presión y gasto de inyección, etc).
- Se recomienda contemplar una bomba triplex o quintuplex superficial de unos 50 Hp's adicionales a los sugeridos en el diseño, debido a que con el tiempo la presión declina y se requerirá mayor potencia en superficie para mantener la producción.
- En campos donde se haya implementado el BHJ, es recomendable que durante la terminación de un pozo, se contemple bajar junto con el aparejo de producción la camisa de circulación adecuada (tipo, modelo y número de serie), que permita alojar en un futuro la bomba jet sin problema alguno. Por experiencias de campo, se ha observado que sin la camisa adecuada, la bomba jet no ancla y en ocasiones se pasa alojándose en el fondo del pozo, sin ser recuperada.
- Es recomendable bajar junto con la bomba subsuperficial jet un sensor de fondo para monitoreo continuo de las variables de fondo involucradas en la operación del sistema. Esto con la finalidad de tener información real y confiable que permita la optimización del sistema para operarlo con la mayor eficiencia posible.
- Para aumentar la vida útil y reducir los costos de mantenimiento de una bomba jet, se debe contar con información de campo precisa, principalmente la presión de entrada de la bomba y el índice de productividad.

- En base a los resultados obtenidos en el diseño del BHJ con el SE, se recomienda la utilización del mismo. El SE fue evaluado con datos reales de campo de los pozos de estudio Secadero 1 y 1001, dando resultados similares a los valores con que operan estos pozos actualmente.
- Con el propósito de actualizar los rangos de aplicación de cada sistema, es recomendable que conforme la tecnología evoluciona renovar los rangos de aplicación de las variables involucradas en la selección del SAP del SE (profundidad, RGL, diámetro de TR, sólidos, inorgánicos, presión, temperatura, gasto, corte de agua, desviación del pozo, etc).
- El compartir las lecciones aprendidas y experiencias de campo de los ingenieros especialistas de este sistema de levantamiento artificial, incrementará el conocimiento del mismo, mejorando las tecnologías, diseños e instalaciones de producción, con el fin de que el BHJ sea considerado como una opción más viable a elegir entre los sistemas más utilizados a nivel nacional y mundial.
- Es recomendable evaluar todos los parámetros técnicos del sistema, sin descartar su vida útil, costos de mantenimiento, consumo de energía, flexibilidad operativa, costos por reintervención al pozo y posibilidad de mejoras tecnológicas.
- Se recomienda modificar en campo las condiciones de operación de los equipos de BHJ de los pozos Secadero 1 y 1001 de acuerdo a los parámetros obtenidos con el SE, con ello se observará si existe mejora en la producción de los mismos.

## IV. NOMENCLATURA

SIMBOLO	VARIABLE	UNIDADES
$A_N$	Área de flujo de la tobera.	$pg^2$
$A_S$	Área anular de flujo de la garganta, AT-AN.	$pg^2$
$A_{SM}$	Área anular mínima de flujo de la garganta para evitar la cavitación.	$pg^2$
$A_T$	Área de flujo de la garganta.	$pg^2$
$D$	Profundidad de asentamiento de la bomba.	pies
$D_1$	Diámetro interno de la tubería de inyección o T.R.	pg
$D_2$	Diámetro externo de la tubería interior en flujo anular.	pg
$Eff$	Eficiencia de la bomba jet.	%
$G$	Gradiente del fluido.	lb/pg <sup>2</sup> /pie
$G_D$	Gradiente de la mezcla del fluido motriz y fluido producido.	lb/pg <sup>2</sup> /pie
$GLR$	Relación gas-líquido de los fluidos de retorno a la superficie.	pies <sup>3</sup> /bl
$G_N$	Gradiente del fluido motriz pasando a través de la tobera.	lb/pg <sup>2</sup> /pie
$G_o$	Gradiente del aceite producido.	lb/pg <sup>2</sup> /pie
$GOR$	Relación gas-aceite.	pies <sup>3</sup> /bl
$G_s$	Gradiente del fluido producido del pozo.	lb/pg <sup>2</sup> /pie
$G_w$	Gradiente del agua.	lb/pg <sup>2</sup> /pie
$HP$	Caballos de fuerza	HP
$K_N$	Coefficiente de pérdida en la tobera.	Adim
$K_{TD}$	Coefficiente de pérdida en la garganta-difusor.	Adim
$L$	Longitud de la tubería.	pies
$M$	Relación de flujo.	Adim
$N$	Relación de presión.	Adim
$P_D$	Presión de descarga de la bomba.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_F$	Pérdida de presión por fricción en la tubería.	lb/pg <sup>2</sup> /pie
$P_{FN}$	Pérdida de presión por fricción en la tubería de inyección.	lb/pg <sup>2</sup> /pie
$P_{FD}$	Pérdida de presión por fricción en el conducto de retorno.	lb/pg <sup>2</sup> /pie
$P_N$	Presión en la entrada de la tobera.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_S$	Presión de succión de la bomba (presión de producción de fondo).	lb/pg <sup>2</sup>
$P_T$	Presión de operación en superficie.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{wh}$	Presión en la cabeza del pozo.	lb/pg <sup>2</sup>
$Q_D$	Índice de flujo de descarga de la bomba.	BPD
$Q_G$	Índice de flujo de gas a través de la bomba.	BPD
$Q_N$	Índice de flujo a través de la tobera.	BPD
$Q_S$	Índice de flujo de succión de la bomba (índice de producción).	BPD
$Q_{SC}$	Índice máx. de flujo en la succión de la bomba sin cavitación.	BPD
$R$	Relación del área de tobera y de garganta.	Adim
$WC$	Producción de agua.	%
$WCD$	Porcentaje de agua en el flujo de retorno.	%
$\Delta P$	Incremento de presión a través de la bomba (PD-PS).	lb/pg <sup>2</sup>
$\mu_D$	Viscosidad de los fluidos de retorno.	cp
$\mu_o$	Viscosidad del aceite.	cp
$\mu_w$	Viscosidad del agua (en programas se utiliza igual a 0.55).	cp

## V. ANEXOS “MANUAL DE USUARIO”

El Sistema Experto (SE) cuenta con un menú principal, el cual se puede ver en la figura A.1 y tiene las opciones Archivo, Edición, Ver, Ventana y Ayuda.

En el menú Archivo, se tienen los submenús con las opciones para crear un Archivo Nuevo, Abrir uno ya existente, renombrar un archivo con la opción Guardar como, enviar a impresión y Guardar.

En el menú Edición, se tienen los submenús con las opciones Deshacer, Cortar, Copiar, Pegar y Borrar.

En el menú Ver, se tienen los submenús con las opciones para visualizar la Barra de Herramientas y la Barra de Estado.

En el menú Ventana, se pueden visualizar las ventanas del SE en forma de Cascada, Mosaico Horizontal, Mosaico Vertical y organizar íconos.

En el menú Contenido, se puede visualizar el contenido, Buscar Ayuda y las propiedades Acerca del Programa.

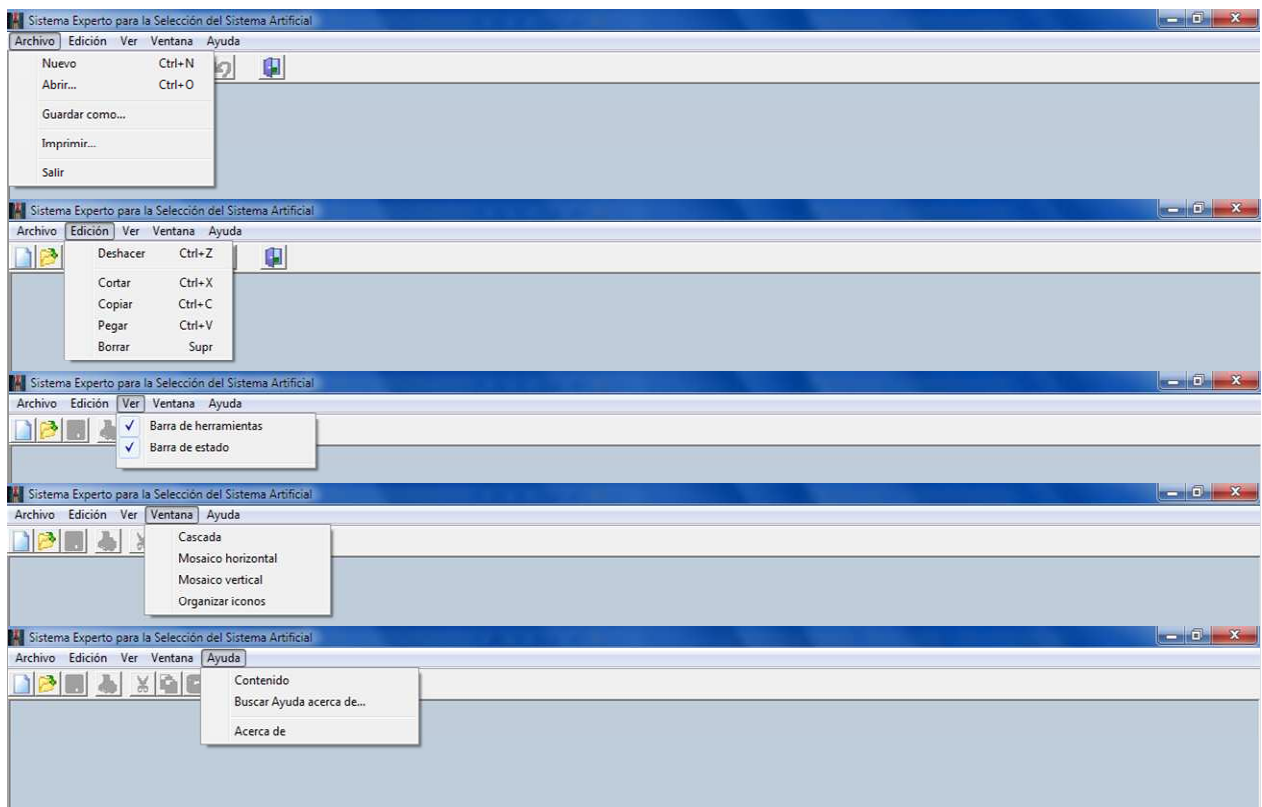


Figura A.1.

En la figura A.2, se muestran los datos que requiere el SE para realizar el análisis cualitativo, en esta pantalla se generarán archivos con extensión \*.acc.

**Figura A.2.**

No.	Descripción
1	Corresponde al diámetro interno de TR, se recomiendan diámetros mayores a 5 pg.
2	La profundidad de operación del SAP deberá ser menor a 15,000 pies.
3	Se recomiendan aceites con densidades entre 20 y 42° API.
4	La Relación Gas-Líquido debe ser menor a 2000 pies <sup>3</sup> /bl.
5	Indicar si el aceite producido tiene impurezas (H2S, CO2 y N2).
6	Indicar si los fluidos producidos tienen presencia de sólidos (arena).
7	Se recomienda utilizar pozos con temperaturas de fondo menores a 450°F.
8	Corresponde a la desviación que tiene el pozo a la profundidad de colocación del sistema.
9	Es el gasto de líquido esperado con la instalación del SAP.
10	Indicar si el pozo es marino o terrestre.
11	Indicar si se tiene disponibilidad de energía eléctrica en la localización del pozo.
12	Indicar si se tiene capacidad para comprimir gas en la localización del pozo.
13	Indicar si se cuenta con espacio disponible en la localización del pozo.
14	El corte de agua debe estar entre 0 y 99%.
15	Colocar el ángulo de desviación del pozo (giroscópico).

En la figura A.3, se muestran los datos que requiere el SE para realizar el ajuste de las propiedades PVT, en esta pantalla se generarán archivos con extensión \*.pvt.

**Figura A.3.**

No.	Descripción
16	Se deberá colocar en $\text{lb/pg}^2$ la presión de separación del PVT en estudio.
17	Se deberá colocar en $^{\circ}\text{F}$ la temperatura de separación del PVT en estudio.
18	Se deberá colocar en $^{\circ}\text{F}$ la temperatura a la cual está realizado el análisis PVT del pozo en estudio.
19	Insertar la densidad API del aceite del PVT.
20	Colocar la densidad del gas producido del PVT.
21	Colocar el porcentaje de $\text{N}_2$ del fluido producido por el pozo.
22	Colocar el porcentaje de $\text{CO}_2$ del fluido producido por el pozo.
23	Colocar el porcentaje de $\text{H}_2\text{S}$ del fluido producido por el pozo.
24	Colocar en $\text{lb/pg}^2$ el valor de la presión de burbuja del PVT.
25	Colocar el valor del factor de volumen del aceite a la presión de burbuja.
26	Elegir el tipo de fluido producido por el pozo.

En la figura A.4, se muestran los datos que requiere el SE para realizar el ajuste de la tubería vertical, en esta pantalla se generarán archivos con extensión \*.vlp.

Figura A.4.

No.	Descripción
27	Es el gasto de líquido en BPD que produce el pozo en condiciones fluyentes.
28	Es la RGA en $\text{pies}^3/\text{bl}$ que produce el pozo.
29	Es el diámetro interno de TP en pg.
30	Es presión de fondo fluyente que tiene el pozo en condiciones fluyentes en $\text{lb}/\text{pg}^2$ .
31	Es presión de fondo estática que del pozo en $\text{lb}/\text{pg}^2$ .
32	Es la delta h a la cual irá calculando las condiciones del pozo, se recomienda un valor de 100.
33	Es la profundidad del intervalo productor en pies.
34	Es la temperatura de fondo del pozo $^{\circ}\text{F}$ .
35	Es la temperatura en la cabeza del pozo $^{\circ}\text{F}$ .
36	Es el porcentaje de agua producido por el pozo.
37	Es el porcentaje de salinidad producido por el pozo.
38	Es la rugosidad de la tubería, se recomienda un valor de 0.0006 para tubería nueva.



En la figura A.5, se muestran los datos que requiere el SE para realizar el ajuste de la tubería vertical, en esta pantalla se generarán archivos con extensión \*.jet.

Figura A.5.

No.	Descripción
39	Es la profundidad de colocación de la bomba subsuperficial tipo jet en pies.
40	Colocar el diámetro externo de TP en pg.
41	Colocar el diámetro interno de TR en pg.
42	Elegir agua o aceite como tipo de fluido motriz.
43	Colocar el gradiente del agua, se recomienda un valor de $0.433 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$ .
44	Colocar la viscosidad del fluido producido en cp.
45	Colocar la viscosidad del agua del fluido motriz en cp.
46	Colocar la RGA producida por el pozo en $\text{pies}^3/\text{bl}$ .
47	Colocar el gasto deseado a producir con el sistema artificial tipo jet en bpd.
48	Elegir si la inyección del fluido motriz será por TP o por TR.
49	Colocar un valor de presión en superficie, se recomienda usar valores entre $2000$ y $4000 \text{ lb/pg}^2$ .
50	La presión de succión a la cual operará la bomba jet, es igual o parecida a la presión de fondo fluyendo.
51	Elegir una marca de bomba tipo jet.
52	Elegir un modelo para realizar el diseño del sistema de bombeo hidráulico tipo jet.

## **VI. REFERENCIAS**

1. Brown, K. E. y Beggs, H.D.: "The Technology of Artificial Lift Methods". PennWell Books. Vol. 1, 1977.
2. Brown, K. E.: "Overview of Artificial Lift Systems". SPE 9979 presented at the 1982. SPE Petroleum International Exhibition and Technical Symposium held in Beijing, March 18-26.
3. Bradley, H.B.: "Petroleum Engineering Handbook". Third Printing, Society of Petroleum Engineers. Richardson, TX, U.S.A. 1992.
4. Cunningham, R.G.: "The Jet Pump as Lubrication Oil Scavenge Pump for Aircraft Engines". Wright Air Development Center Technical Report 55-143. July 1954.
5. Cunningham, R.G.: "Gas Compression with the Liquid Jet Pump". J. Fluid Eng. (1974) 203-15, TRANS. ASME, Series I, 196.
6. Cunningham, R.G. and Dopkin, R.J.: "Jet Breakup and Mixing Throat Lengths for the Liquid Jet Gas Pump". J. Fluid Eng. (1974) 216-26, TRANS. ASME, Series I, 96.
7. Christ, F.C. y Petrie, H.L.: "Obtaining Low Bottomhole Pressures in Deep Wells with Hydraulic Jet Pumps". Paper SPE 15177, Aug. 1989.
8. Clegg, J.D., Bucaram, S.M. y Heim Jr., N.W.: "Nuevas Recomendaciones y Comparaciones para la Selección del Método de Levantamiento Artificial". Washington D.C., Octubre 1992.
9. CIED: "Ingeniería de Producción Nivel III". Manual de Métodos de Producción de PDVSA. Primera y Segunda Versión, 1995 y 1997, respectivamente.
10. Carvajal, R. y Vásquez, J.: "Modelo Computarizado para el Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico Tipo Jet". Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. Maracaibo 1999.
11. Ceschini, M. y Ramírez, P.: "Optimización del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico en el Bloque DZO". Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. Octubre 2003.
12. Flores, D. y Levy, B. "Programa Computarizado Para El diseño de un Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico". Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. Maracaibo 2006.

13. Gosline, J.E. and O'Brien, M.P.: "The Water Jet Pump". U. of California Publication in Eng. (1933).
14. Gosline, J.E. and O'Brien, M.P.: "Application of the Jet Pump to Oil Well Pumping". U. of California Publication in Eng. (1933).
15. Gruppig, A.W., Coppes, J.L. y Groot, J.G.: "Fundamentals of Oilwell Jet Pumping". Paper SPE 15670, Feb. 1988. Gruppig, A.W.: "Author's Reply to Discussion of Fundamentals of Oilwell Jet Pumping". Paper SPE 17113, May 1988.
16. García, D. y Villalobos, H.: "Uso del Bombeo Neumático Tipo Jet en el Levantamiento Artificial de Pozos Petroleros". Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. Maracaibo 1999.
17. Jiao, B.: "Performance Model for Hydraulic Jet Pumping of Two-Phase Fluids". Ph.D. Dissertation. University of Tulsa, 1985.
18. Jiao, B., Blais, R. y Schmidt, Z.: "Efficiency and Pressures Recovery in Hydraulic Jet Pumping of Two-Phase Gas/Liquid Mixtures". Paper SPE 18190, Nov. 1990.
19. Lea, J.F. y Nickens, H.: "How to Select Which Gas-Lift Wells Can Produce More With ESP's". Houston, April 1997.
20. López, K.: "Evaluación Técnico-Económica del Mantenimiento de Pozos Con Bombeo Mecánico Convencional y Bombeo de Cavidades Progresivas en la UE Tierra Oeste". Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. Maracaibo 2005.
21. Mukherjee, H. y Brill, J.P.: "Pressure Drop Correlations for Inclined Two-Phase Flow". J. Energy Res. Tech. (December 1985) 107, 549.
22. Pérez, J. y Quintero, A.: "Análisis e Interpretación para el Cálculo del Gradiente de Presión Aplicado a Tubería Horizontal. Estado del Arte". Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. Maracaibo 2005.
23. Petrie, H.L., Wilson, P.M. y Smart, E.E.: "Jet Pumping Oilwells". World Oil, Nov. 83, Dic. 83, Ene. 84.
24. Rosillo, A. y García, E.: "Evaluación del Cambio de Levantamiento Artificial por Gas a Bombeo Electrosumergible en los Campos Barua-Motatan y Bachaquero Lago Periodo 2000-2004". Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. Maracaibo 2005.

25. Rosillo, A. y García, E.: "Evaluación del Cambio de Levantamiento Artificial por Gas a Bombeo Electrosomergible en los Campos Barua-Motatan y Bachaquero Lago Periodo 2002-2004". Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Maracaibo, Julio 2005.
26. Rodríguez, V.: "Estudio de las Bombas de Cavidad Progresiva con Geometría Multilobular en Aplicaciones Específicas de Levantamiento Artificial de Crudo". Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Maracaibo, Noviembre 2005.
27. Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells". J. Pet. Tech., January 1968, pp. 83-93.
28. Villamizar, F.: "Análisis Integral de los Factores que Inciden en la Falla de los Equipos de Bombeo Electrosomergible en los Pozos A, B y C del Campo Rosario y Tarra Oeste". Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Maracaibo, Julio 2005.
29. Wilson, P.M.: "Introduction to Hydraulic Pumping". KOBE, INC. 1976.
30. J. D. Cleggs, S. M. Bucaram, N. W. Heln Jr. "Recommendations and Comparations for Selecting Artificial Lift Methods". JPT. December 1993.
31. M. Bucaram, J. C. Patterson. "Managing Artificial Lift". JPT. SPE 26212. April 1994.
32. H. Ramos Morales, H. Salgado Castro, O. Ruiz Maldonado and A. Salazar Munive. "Test of Hydraulic Jet Pump in The Balam 91 Well". SPE 59021.
33. "Manual de Instalación y Operación de Equipos de Bombeo Hidráulico Jet". Schlumberger. 2008.
34. "Hydraulic Jet – Lift Systems. Lifting recovery to new heights". Weatherford. 2009.
35. "Hydraulic Pumping Systems Brochure. Rotating Right". Calgary. 2010. [www.rotatingright.com](http://www.rotatingright.com).
36. Enrique Acevedo. "Bombeo Hidráulico". PEMEX. Abril 2007.
37. Peter Batho. "Sistemas de Bombeo Hidráulico". Schlumberger WCP. Artificial Lift. Abril 2002. Rev. 5.
38. F. K. Kpodo. "Optimizations in the Design and Operation of an Offshore Hydraulic Pumping System. Journal of Petroleum Technology". April 1988.
39. K. B. Nolen and S. G. Gibbs. "Subsurface Hydraulic Pumping Diagnostic Techniques". SPE 4540. 1973.

40. Charlie Cosad, Alex Kosmala, Steve Hudson, George Romero, Valli Shanmugam. "Examinando los Pozos Productores. Supervisión de los Sistemas ESP". Revista Oilfield Review. Schlumberger. Otoño 2004.
41. Ordoñez Pozo Diana Isabel. "Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico en el campo Parahuacu". Escuela Politécnica Nacional. Ecuador Quito, Octubre 2001.
42. Araya Cáceres Andrés Daniel. "Análisis Técnico Económico para el cambio de Levantamiento Artificial en cuatro pozos del campo Shushufindi". Escuela Politécnica Nacional. Ecuador Quito, Agosto 2009.
43. Molero González Angie. "Aplicación del Método de Producción de Bombeo a Chorro en Pozos del Campo Urdaneta Oeste" Venezuela Maracaibo, Junio 2008.
44. F. C. Christ & H. L. Petrie. "Obtaining Low Bottomhole Pressures in Deep Wells with Hydraulic Jet Pumps". SPE 15177. August 1989.
45. Baohua Jiao, Roger N. Blals & Zelimir Schmidt. "Efficiency and Pressure Recovery in Hydraulic Jet Pumping of Two Phase Gas-Liquid Mixture". SPE 15177. November 1990.
46. Maurer Engineering Inc. "Coiled Tubing Tecnology". April 1998.
47. Víctor Castillo. Nomenclatura y Formulación del Bombeo Hidráulico Jet. Maxi Oil & Gas de Venezuela C.A. 2003.
48. Revista de Ingeniería Petrolera. AIPM. Volumen LI. Número 10. México, Octubre 2011.
49. Rosales Rivera Salvador y Ramírez Espino Gonzalo. "Análisis Causa Raíz: Fallas Recurrentes Asociadas a Bombas Hidráulicas Tipo Jet en Pozos de la Región Sur de PEP". PEMEX. Marzo 2012.
50. Ortega Horacio, "Application of Hydraulic Jet Pump in Well Secadero 1". PEMEX. SPE, Cancún, March 2010.