



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“Aplicación del Bombeo Hidráulico Tipo Jet en el Campo Humapa”

REPORTE DE TRABAJO PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ARMANDO BENAVIDES KURI

DIRECTOR:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.

MARZO DE 2012

Agradecimientos

Este trabajo está dirigido a todas aquellas personas que directa e indirectamente ayudaron a mi desarrollo académico y personal a lo largo de mi vida, a quienes agradezco infinitamente.

A continuación nombraré a algunos de ellos:

A mi mamá María Dolores Kuri Becerril que fue la única persona en el núcleo familiar que siempre creyó en mis capacidades, y día a día me alentaba con mucha comprensión y paciencia a ser mejor. Además de que estuvo conmigo en los momentos más difíciles.

A mi primo Ignacio Escudero Rangel quien fue mi primer mejor amigo y un ídolo a seguir por su enorme bondad y sus buenos consejos. Le agradezco mucho el tiempo y las atenciones que dedicó hacia mi persona.

A mi primo Israel Mora Farías ya que su compañía y sincera amistad nos han unido desde siempre.

A mis amiguitos de la Secundaria: Enrique Flores Rodríguez (el mollejas), Alan César García Ramírez (el gay), y Christian Ibarra Pardo (el gallego). Porque con ellos tuve momentos de inmensa diversión, e hicimos muchas travesuras.

A mis amiguitos de la Preparatoria: Sebastián Ruiz Noriega, Sergio González Gutiérrez (el luser), Aldo Mora Sánchez, Mario Victor Alexander de la Rosa Estrada (el atalaya), Victor Manuel Domínguez Briones (el dopes) y Jesús Giovanni Jiménez Sosa. Con quienes pasé los mejores años de mi vida haciendo travesuras, trabajando, estudiando, y viendo el mundo en la forma rebelde, romántica e idealista que caracteriza a esta hermosa etapa, que es la adolescencia.

A mis amigos de la Universidad: Julio César Trejo Martínez (el maestro limpio), José Luis Chávez Pérez, Jaime López Reyes, Aarón Retana Pérez, Crecencio Martínez Soriano, Jonathan García Blanco (el bagner), José Manuel Parrales Gallardo, Ricardo Borja Esquivel (el mala compita), Javier López Sánchez (el chabelo), y Juan Carlos López Arroyo (el chicarcas); quienes me tuvieron mucha paciencia y siempre hemos llevado una amistad basada en la solidaridad y el trabajo en equipo.

A Lorena del Carmen Lomelí Ramírez y a Víctor Hugo Lomelí, quienes me tendieron la mano amablemente y me dieron apoyo moral y material cuando atravesé por momentos muy difíciles.

A Verónica Ramos Corzo quien siempre me cuida y me hace sentir muy especial, con toda su dedicación y su bondad. Es una mujer muy bella y valiosa.

A el Dr. Rafael Rodríguez Nieto quien además de haber aportado mucho a la parte técnica de nuestra profesión, se ha empeñado en mejorar el aprendizaje de los alumnos; así como siempre hacernos patente la importancia que tiene la Ingeniería Petrolera en el desarrollo del país. También por recordarnos a cada momento la enorme responsabilidad que tenemos al ser parte de este gremio, representando a la Máxima Casa de Estudios de México. Un gran ser humano al que yo admiro mucho.

A el Ing. Israel Castro Herrera quien con mucha dedicación y gran profesionalismo contribuye ampliamente con nuestra amada Universidad a la formación de ingenieros de talla mundial.

A el M.I. José Ángel Gómez Cabrera quien tiene una gran trayectoria dentro de la industria petrolera.

“Se hace o no se hace, el intento no existe”

Julio César Trejo Martínez

Atte. Armando Benavides Kuri

Índice

INTRODUCCIÓN.....	1
1 ANTECEDENTES.....	2
1.1 Campo Humapa.....	2
1.1.1 Descripción estructural.....	3
1.1.2 Columna geológica.....	4
1.1.3 Eventos geológicos relevantes.....	4
1.2 Sistemas Artificiales de Producción.....	5
1.2.1 Índice de Productividad.....	8
1.3 Bombeo Hidráulico.....	9
1.3.1 Componentes del sistema.....	13
1.3.1.1 Equipo superficial.....	13
1.3.2 Equipo subsuperficial.....	15
1.3.2.1 Bombas de tipo pistón.....	15
1.3.2.2 Bombas de tipo jet.....	15
2 FUNDAMENTOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....	17
2.1 Tipos de Bombas.....	19

2.2 Principio de Operación.....	20
2.3 Teoría del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	21
2.3.1 Eficiencia.....	30
2.3.2 Cavitación.....	30
2.4 Diseño de las Instalaciones de la Bomba Tipo Jet.....	32
2.4.1 Toberas y gargantas para aplicación en el campo.....	32
2.4.2 Dimensionamiento de la bomba hidráulica tipo jet para un pozo.....	34
2.4.2.1 Cavitación y porcentaje de sumergencia en un pozo.....	34
2.4.2.2 Estimación de la presión de entrada.....	39
2.4.3 Procedimiento para el dimensionamiento de un pozo que no produce gas.....	40
2.4.3.1 Estimación de los gradientes de presión de las columnas de fluido.....	40
2.4.3.2 Rangos para diferentes relaciones.....	41
2.4.3.3 Presión de operación.....	42
2.4.4 Bombeo hidráulico tipo jet para un pozo con RGA mayor que 0.....	43
3 OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	48
3.1 Procedimientos Básicos.....	48
3.1.1 Llenado del separador bifásico.....	48
3.1.2 Recirculación del pozo para limpieza.....	48
3.1.3 Aplicación de un reactivo por medio del árbol de válvulas.....	49
3.1.4 Alineación a producción del separador y el árbol de válvulas.....	49
3.1.5 Limpieza de la mirilla.....	49
3.1.6 Suministro de un reactivo por medio de la mirilla.....	

3.1.7 Llenado del sistema para succionar con bomba triplex.....	50
	50
3.2 Procedimientos Intermedios.....	51
3.2.1 Puesta en servicio del sistema de Bombeo Hidráulico....	51
3.2.2 Sacar el bombeo de operación para checar los niveles de aceite.....	51
3.2.3 Vaciado del separador hacia la batería en operación.....	51
3.2.4 Circulación inversa para sopletear o limpiar la Bomba Jet Tipo Coleman.....	51
	52
3.3 Procedimientos Avanzados.....	52
3.3.1 Instalación de la Bomba Hidráulica tipo Jet Coleman.....	52
3.3.2 Extracción de la Bomba Hidráulica Tipo Jet Coleman.....	52
3.3.3 Disminución de la presión en la bomba triplex por algún mantenimiento si se encuentra operando.....	53
	53
4 EL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL CAMPO HUMAPA.....	55
4.1 Pozo Humapa 1601.....	56
4.2 El Pozo Humapa 1604.....	59
4.3 El Pozo Humapa 1621.....	61
4.4 El Pozo Humapa 1794.....	63
4.5 Propuesta de Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	65
4.6 Sistemas Artificiales del Campo Humapa.....	66
4.6.1 La inversión.....	67
4.6.2 La renta.....	67
4.6.3 Comparación entre los sistemas.....	67
	67

Conclusiones.....	69
Recomendaciones.....	70
Bibliografía.....	71

INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Artificiales de Producción son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada para que éstos puedan llegar a la superficie, superando las pérdidas de presión.

Estos sistemas son de vital importancia dentro de la industria petrolera desde sus inicios en el siglo antepasado. Uno de estos sistemas es el Bombeo Hidráulico, el cual ha tenido una mayor aplicación en los últimos años dentro de la industria del petróleo mexicana, especialmente en el Paleocanal de Chicontepec.

Las bombas de tipo jet fueron utilizadas desde mediados de 1800, pero es hasta 1930 que este tipo de bombas hidráulicas pueden patentarse.

Actualmente, el Campo Humapa, perteneciente al Paleocanal de Chicontepec, cuenta con 193 pozos de los cuales 9 poseen Bombeo Hidráulico. Estos 193 pozos aportan el 4.7 % de la producción diaria de Chicontepec. El tipo de bombeo hidráulico utilizado en los 9 pozos es tipo jet, con bombas jet tipo Coleman de la empresa GAMA.

Algunas de las ventajas que presentan este tipo de bombas son:

- No poseen partes móviles.
- Se pueden utilizar en pozos profundos.
- Pueden manejar arena y sólidos.
- Pueden manejar la producción de agua y gas.
- Se puede utilizar en pozos desviados y con terminaciones múltiples.
- Poseen un amplio rango de manejo de la producción.

Debido a sus características únicas bajo diferentes condiciones de bombeo, las bombas de tipo jet deben de considerarse como una alternativa a las bombas hidráulicas de pistones.

Éste trabajo está referido a la aplicación del Bombeo Hidráulico Tipo Jet en Campo Humapa, y menciona los procedimientos básicos que se realizan en la operación normal del sistema.

1 ANTECEDENTES

1.1 Campo Humapa

El campo Humapa se encuentra localizado dentro de la cuenca Tampico-Misantla, en el Paleocanal de Chicontepec (Antefosa de Chicontepec) en el cuarto sector. Esta cuenca está ubicada en el oriente de México y comprende desde el extremo Sur del estado de Tamaulipas hasta la parte central del estado de Veracruz, porciones orientales de San Luis Potosí, Hidalgo, Norte de Puebla y la plataforma continental hasta la isobata de 200 m. Este campo pertenece al Activo de Aceite Terciario del Golfo (Fig. 1.1 y 1.2).

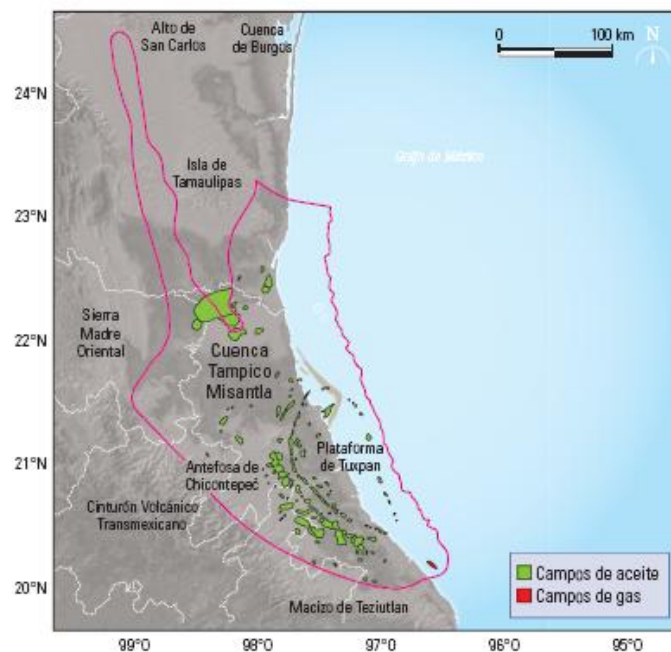


Fig. 1.1 Ubicación de la Provincia Tampico-Misantla y los principales campos de aceite y gas

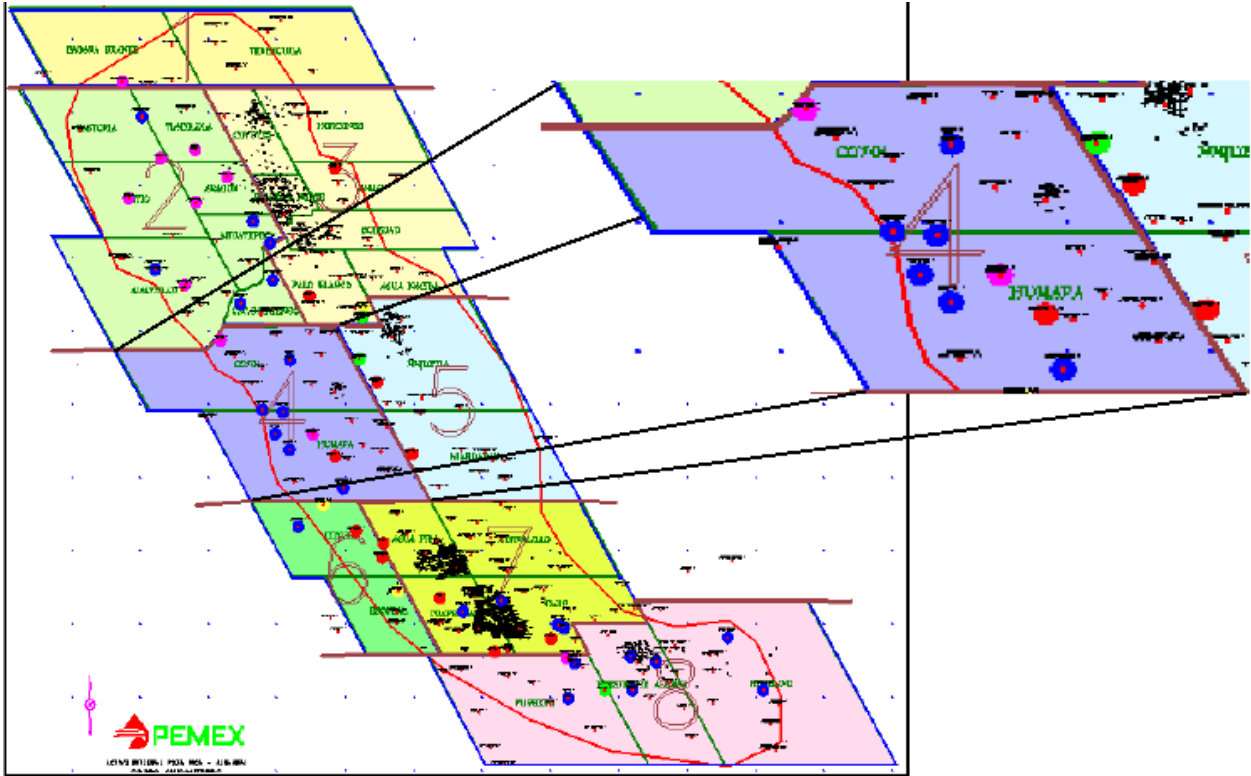


Fig. 1.2 Ubicación de Humapa en los 8 sectores de Chicontepec.

1.1.1 Descripción estructural

Geológicamente el Campo Humapa está entre la porción sur de la Cuenca de Tampico-Misantla y al occidente de la Plataforma de Tuxpan, esta cuenca se originó en el Paleoceno, al inicio de los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y fue afectada en su margen Oriental Sur-oriental por una depresión de gran magnitud, llamada Antefosa de Chicontepec. Se pueden destacar cuatro elementos del sistema de depósito de abanico: canal central, lóbulo, abanico medio y abanico externo en la mayoría de las unidades genéticas (Fig.1.3).

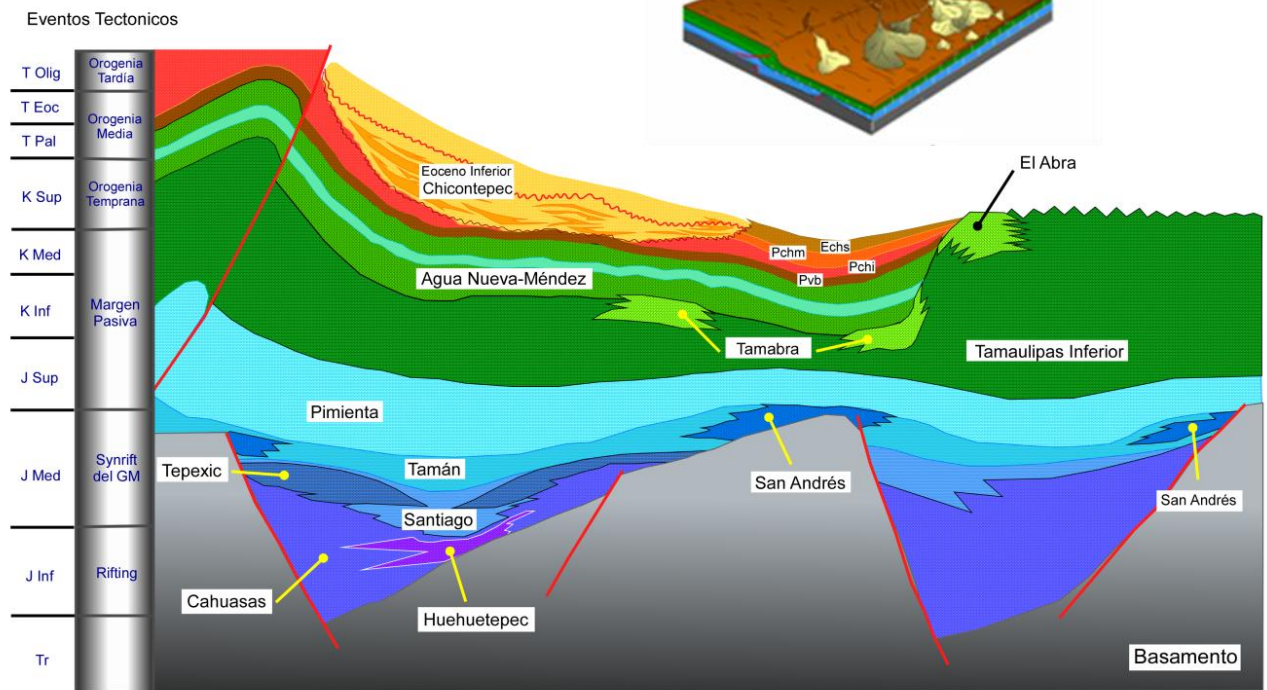


Fig. 1.3 Sistema de abanicos submarinos. Características de los depósitos: cuerpos arenosos discontinuos (areniscas y arcillas interestratificadas).

1.1.2 Columna geológica

La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, formando complejos abanicos y canales, constituidos por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. El modelo geológico está definido como una serie de eventos de múltiples episodios de depositación de abanicos submarinos, erosión y relleno.

1.1.3 Eventos geológicos relevantes

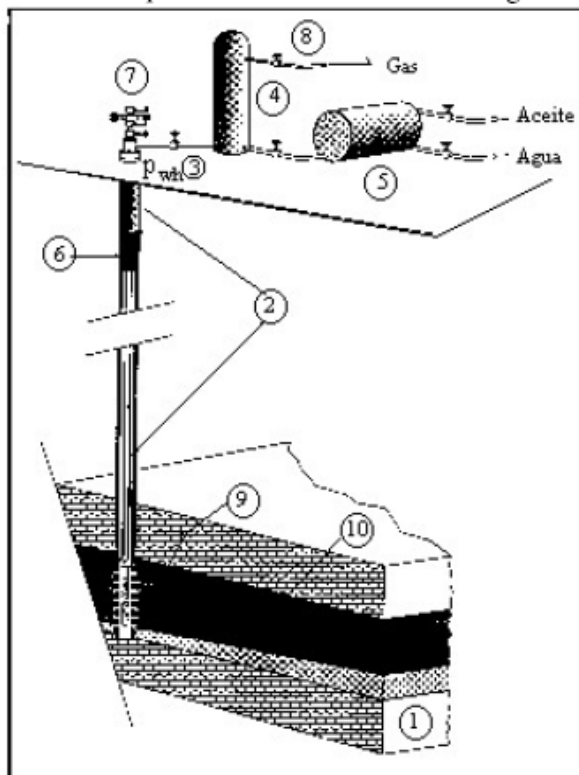
El entrapamiento de los hidrocarburos tiene una componente principalmente estratigráfica, el sello está formado por el gran espesor de lutitas de la Formación Guayabal, además cuerpos arcillosos intercalados entre las arenas objetivos (Fig.1.4).

SISTEMA	SERIE	PLAY PRODUCTOR	FORMACION	
			NORTE	SUR
TERCIARIO	OLIGOCEÑO SUPERIOR	●	HORCONES	PALMA REAL SUPERIOR
	OLIGOCEÑO INFERIOR		ALAZAN	PALMA REAL INFERIOR
	EOCEÑO SUPERIOR		TANTOYUCA	CHAPOPOTE
	EOCEÑO MEDIO		GUAYABAL	
	EOCEÑO INFERIOR		CHICONTEPEC SUPERIOR	ARAGON
	PALEOCEÑO SUPERIOR		CHICONTEPEC MEDIO	
	PALEOCEÑO INFERIOR		CHICONTEPEC INFERIOR	
			VELAZCO BASAL	

Fig. 1.4 Columna geológica de Humapan

1.2 Sistemas Artificiales de Producción

Un pozo en la industria petrolera es aquel que se perfora para proveer una conexión entre el yacimiento y las instalaciones superficiales. El propósito principal de los pozos es el de permitir que los fluidos almacenados en el yacimiento puedan ser producidos desde su ubicación original a un punto en la superficie donde pueden ser separados, tratados, procesados, transportados y finalmente vendidos. La Fig. 1.5 muestra el camino de los fluidos producidos.



- [1] Yacimiento
- [2] Tubería de producción
- [3] Estrangulador
- [4] Separador
- [5] Tanque de almacenamiento
- [6] Válvula tormenta
- [7] Cabeza del pozo p_{wh}
- [8] Gasoducto a refinación
- [9] Presión de fondo fluyendo p_{wf}
- [10] Presión de yacimiento p_y

Fig. 1.5 Recorrido de los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

Conforme un yacimiento va produciendo fluidos su presión va declinando naturalmente. Cuando se alcanza el punto de burbuja dentro del yacimiento se reduce la productividad de la fase líquida incrementando las pérdidas de presión dentro del medio poroso. Debido a estas pérdidas de presión existe una reducción en la capacidad del yacimiento para dar la energía suficiente a los fluidos después de las perforaciones, ocasionando que éstos no superen todas las pérdidas de presión a lo largo del sistema integral de producción.

Estas pérdidas de presión en el yacimiento causan que el equilibrio natural del gasto de los fluidos vaya declinando con el tiempo. En ocasiones este equilibrio desaparece o no existe, impidiendo que el pozo produzca naturalmente, no haya flujo y muera.

Para modificar la disminución natural en el gasto con el tiempo se puede actuar de 4 formas:

1. Modificar el sistema integral de producción para reducir las caídas de presión haciendo cambios en la configuración de:
 - a. Cambio de diámetros del estrangulador.
 - b. Cambio del diámetro de la tubería de producción.
 - c. Longitud de las líneas de producción.

- d. Equipos de producción.
 - e. Etc.
2. Modificar la naturaleza de los fluidos producidos:
 - a. Correcciones en la RGA (Relación Gas-Aceite).
 - b. Correcciones en la WOR (Relación Agua-Aceite).
 - c. Inhibidores de ceras.
 - d. Inhibidores de incrustaciones.
 - e. Etc.
 3. La instalación de dispositivos específicos que ayuden a los fluidos del pozo a superar las pérdidas de presión, tales como:
 - a. Un sistema de inyección de fluidos que reduzca las caídas de presión por elevación (bombeo neumático).
 - b. Utilizar una bomba que adicione presión al fluido para superar las caídas de presión del sistema.
 4. El incremento de la capacidad de entrega de fluidos del yacimiento a mayor presión en la tubería de producción:
 - a. Inyección de agua o gas al yacimiento.
 - b. Técnicas de estimulación.
 - c. Mayor densidad de disparos.
 - d. Etc.

En los inicios de la industria petrolera se creía que el yacimiento proveía la energía suficiente para levantar los fluidos a la superficie. Las técnicas que ayudan a los fluidos del yacimiento proporcionándoles la energía suficiente para superar las pérdidas de presión a lo largo del sistema de producción desde las perforaciones recibe el nombre de sistemas artificiales de producción.

En el área petrolera los Sistemas Artificiales de Producción son sistemas que se utilizan para realizar un incremento en el gasto de producción de los pozos fluyentes o para hacer producir los pozos que no pueden fluir de forma natural.

Los métodos de producción artificial más comunes son:

- Bombeo mecánico (BM).
- Bombeo neumático (Gas lift).
- Bombeo electrocentrífugo (BEC).
- Bombeo de cavidades progresivas (PCP).
- Bombeo hidráulico (BH).
- Émbolo viajero.
- Etc.

1.2.1 Índice de Productividad

La productividad de un pozo representa la capacidad del mismo para hacer levantar los fluidos. En la Fig. 1.6 se muestran las diferentes formas de las curvas de productividad. Por ejemplo, la presión de flujo contra el gasto puede ser esencialmente una línea recta (empuje hidráulico o cuando no se ha alcanzado el punto de burbuja). La habilidad del pozo para levantar los fluidos depende en gran medida del tipo de yacimiento, el mecanismo de empuje y las variables como presión del yacimiento, permeabilidad, etc.

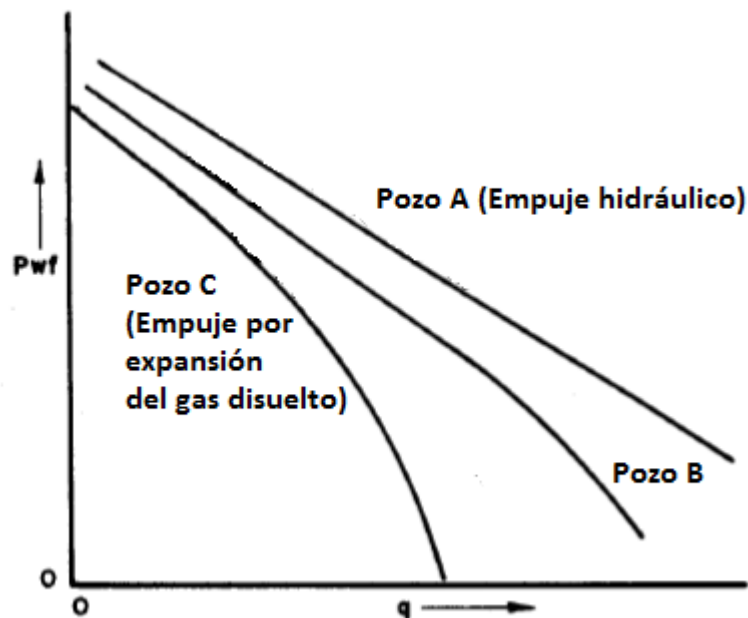


Fig. 1.6 Curvas típicas de productividad

El gasto dado por el yacimiento está en función de la presión en el punto medio de los disparos cuando los fluidos están siendo producidos. A esta relación entre el gasto y la presión se le llama IPR.

El IPR de un pozo es la capacidad del yacimiento para producir fluidos bajo una presión de fondo fluyendo impuesta (P_{wf}).

También existe un gasto de salida de los fluidos hacia el separador, que está en función de la P_{wf} en el punto medio de los disparos. A esta función se le llama función de entrada de la tubería de producción (OPR).

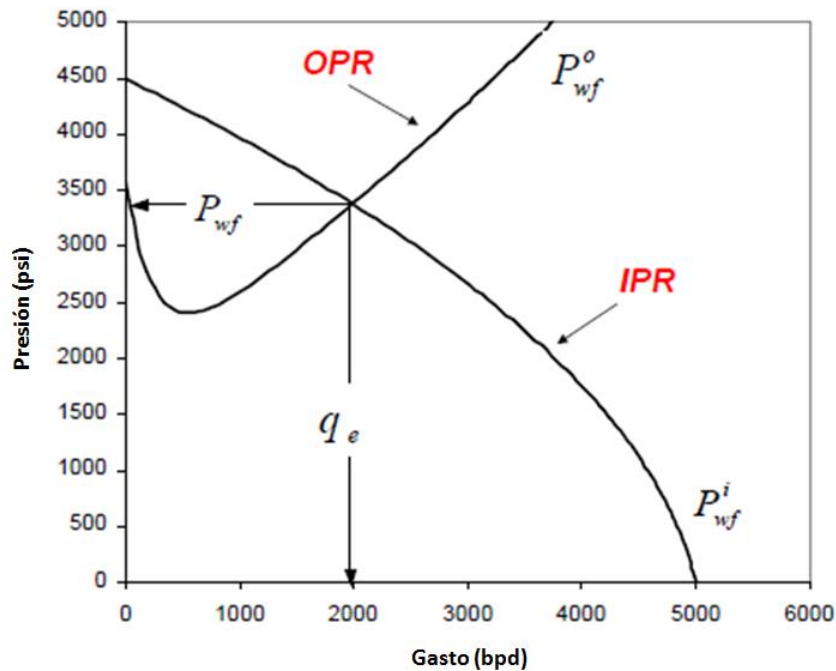


Fig. 1.7 Gasto de equilibrio

En ocasiones las curvas de IPR y OPR no llegan a juntarse provocando que el pozo no pueda fluir, la introducción de un sistema artificial de producción al pozo hace que estas dos curvas vuelvan a tener un punto de equilibrio.

1.3 Bombeo Hidráulico

En 1875 Faucett fue el primero en utilizar el concepto básico del Bombeo Hidráulico para recuperar aceite. La bomba de fondo era un dispositivo operado con vapor, que requería un diámetro muy grande del agujero para poder funcionar. Debido a este requerimiento la bomba de Faucett no tuvo realmente una aplicación comercial.

No es sino hasta los años de 1920, con el incremento en las profundidades en los pozos, que el concepto de Bombeo Hidráulico vuelve a tomarse en cuenta para mejorar la producción. La primera instalación formal de un sistema hidráulico se realizó el 10 de marzo de 1932 en Inglewood, California, y fue diseñado por C. J. Coberly. Coverly llevó el sistema de bombeo hidráulico al uso comercial con su configuración vertical en 3 modelos diferentes de tipo pistón.

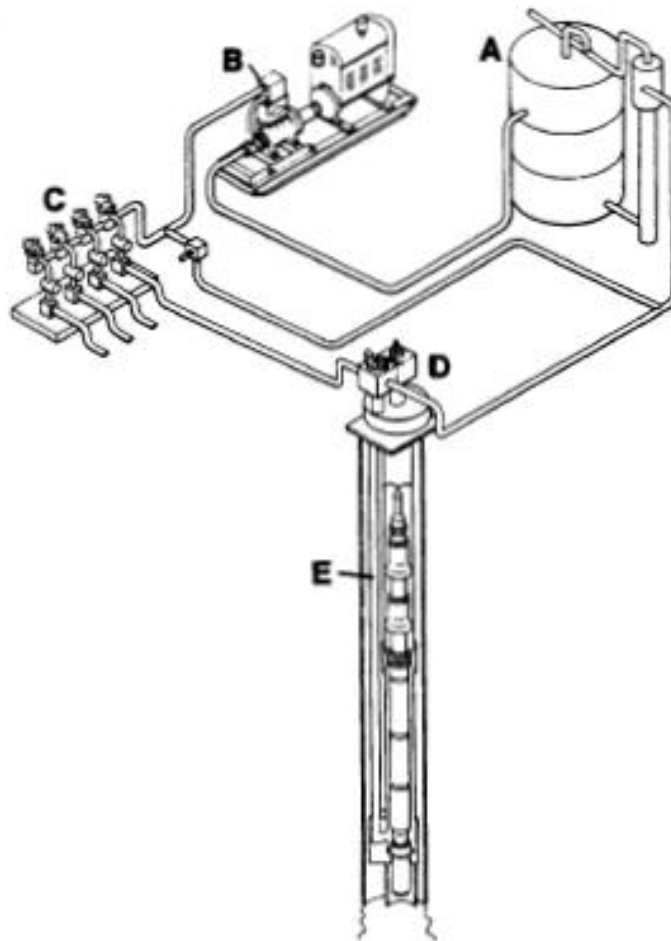


Fig. 1.8 Sistema de bombeo hidráulico completo A - Sistema del fluido motriz representado por el tanque, B - Sección de las bombas superficiales, C - Manifold de control, D - Cabeza del pozo, E - Tubería y arreglos de fondo

Las bombas jet por su parte fueron diseñadas como alternativa a las bombas de pistón y se pueden encontrar referencias técnicas desde 1832, pero no fue hasta 1933 que se publicó una representación matemática, Gosline y O'Brien, que hacía sugerencias de aplicación para pozos de aceite. Sin embargo, es hasta 1970 que las mejoras en el diseño y la introducción de modelos en computadora para dimensionamiento de la bomba correcta, hicieron que se empezaran a comercializar exitosamente las bombas de tipo jet en pozos de aceite.

Cerca del año 2000 la compañía Weatherford decidió realizar una prueba tecnológica, de este sistema, en el Activo Integral Poza Rica Altamira (AIPRA). El objetivo de esta prueba era el incremento de la producción de 295 barriles por día (BPD) a un rango de 507 a 720 BPD, los resultados no fueron favorables ya que la producción obtenida fue menor de lo esperado, produciendo cantidades menores

a los 400 BPD. Tiempo después la compañía SI GAMA logró con éxito este objetivo con unidades de bombeo hidráulico tipo jet.

El bombeo hidráulico ofrece gran variedad sistemas para el manejo de diferentes condiciones de pozo. La flexibilidad de estos sistemas se debe a que el gasto de bombeo en el fondo del pozo puede regularse con un amplio rango de fluidos de control en la superficie. Productos químicos para controlar la corrosión, parafinas y emulsiones pueden inyectarse con el fluido motriz, de igual forma puede inyectarse agua fresca para disolver los depósitos de sal. Cuando se bombean aceites pesados, el fluido motriz puede servir para diluir el aceite reduciendo la viscosidad de los fluidos producidos. El fluido motriz puede también calentarse para manejar fluidos pesados o de bajo punto de fluencia. Los sistemas de bombeo hidráulico pueden emplearse en pozos desviados que pueden traer problemas a otros sistemas artificiales de producción. Las instalaciones superficiales pueden tener un perfil bajo y agruparse en una batería central que de servicio a numerosos pozos. Esto puede representar una ventaja en lugares urbanos, mar adentro, áreas que requieran sistemas de agua (sistemas de aspersores) y áreas sensibles desde el punto de vista ecológico.

El buen uso de los sistemas de bombeo hidráulico debe de incluir el asentamiento de estos sistemas a profundidades que van de en un rango de los 500 a los 19,000 pies y manejar gastos de producción de los 200 a 20,000 BPD. Los sistemas de bombeo hidráulico transmiten la potencia al fondo del pozo por medio de un fluido presurizado que fluye a través de tuberías hacia el agujero. La transmisión de la potencia hidráulica al fondo del pozo puede realizarse por medio de pistones con una eficiencia razonablemente buena.

En el fondo del pozo la bomba actúa como un transformador que convierte la energía en presión para los fluidos producidos. Una de las formas comunes de una bomba hidráulica de fondo de pozo consiste en un grupo de pistones agrupados, uno movido por la potencia del fluido y los demás bombean los fluidos del pozo. Otra forma de bomba hidráulica es la de tipo jet, que convierte la potencia del fluido presurizado en un chorro a alta velocidad que se mezcla directamente con los fluidos del pozo. En la mezcla turbulenta, el momento y energía que proviene del fluido motriz se adicionan a la de los fluidos producidos. Existen dos tipos básicos de instalaciones para bombas subsuperficiales:

- **Fijas.** En el diseño de las instalaciones convencionales, con un inserto fijo (o comunicadas por el tubing), la bomba comúnmente se coloca en un niple de asiento de la tubería más grande. El fluido motriz se inyecta por la tubería interna y los fluidos producidos fluyen a la superficie por el espacio anular de ambas tuberías, dejando que el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción sirva para ventear el gas libre.

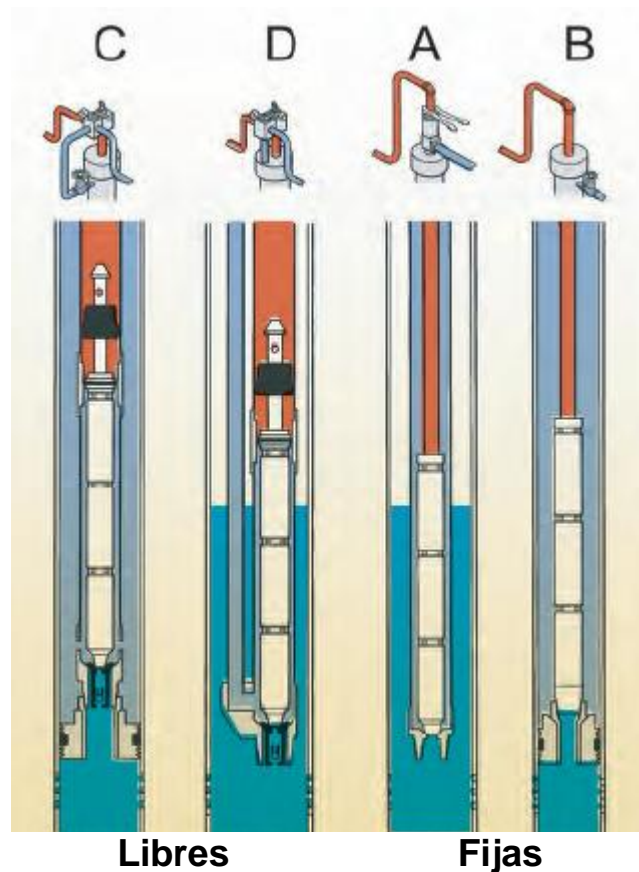


Fig. 1.9 Bombas de fondo fijas y libres, A - T/T Retorno por el espacio anular de los tubings, B – Retorno por la tubería de revestimiento, C - Retorno por la tubería de revestimiento, D – Retorno paralelo

En el diseño fijo a la tubería de revestimiento, la bomba se coloca en la parte más baja de la tubería de producción y se asienta en el empacador como se muestra en la Fig. 1.9 con esta configuración el fluido motriz se dirige directamente a la parte inferior del tubing y los fluidos regresan a la superficie por el espacio anular. Aunque ambos tipos de diseño ya no son comunes.

- **Libres.** La forma libre de las bombas es una de las ventajas más significativas de los sistemas de bombeo hidráulico. La instalación libre de las bombas permite la fácil recuperación de las bombas por medio de la circulación inversa para realizar reparaciones o cambios de diámetro en las bombas. Este tipo de instalación da beneficios tales como poder tener una bomba que se coloque o retire a través de la circulación del fluido motriz y la posibilidad de operar sin un cable, varilla o unidad para jalar la bomba en la tubería. Otra gran ventaja es que puede realizarse la instalación de

medidores de presión y temperatura en la bomba para monitorear las condiciones en el fondo del pozo a diferentes gastos de bombeo.

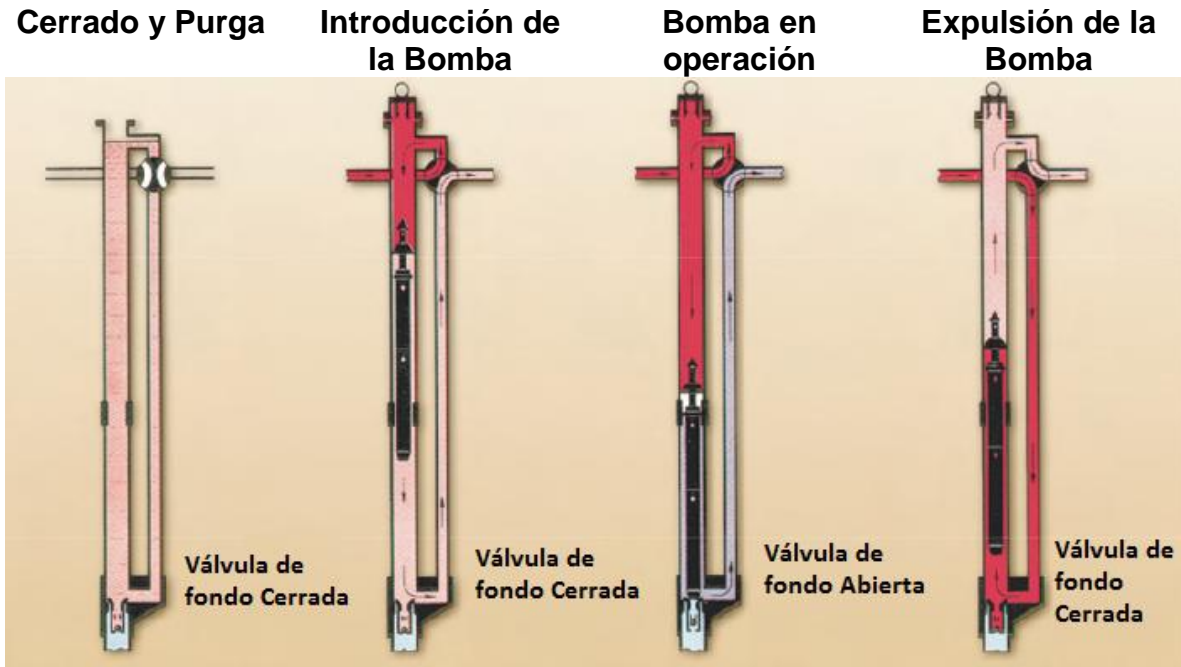


Fig. 1.10 Bomba libre (operaciones de colocación y expulsión de la bomba)

1.3.1 Componentes del sistema

1.3.1.1 Equipo superficial

El equipo superficial está compuesto por:

- **Unidad de potencia.** La potencia requerida por el fluido motriz está dada por una bomba oscilatoria de tipo triplex, que es accionada por un motor eléctrico o de combustión interna.
- **Cabezal de distribución.** El fluido proveniente de la bomba de tipo triplex se regula mediante dispositivos que se encuentran en el cabezal de distribución. Se tienen dos tipos de válvulas:
 1. Válvulas reguladoras de flujo.
 2. Válvulas reguladoras de presión.

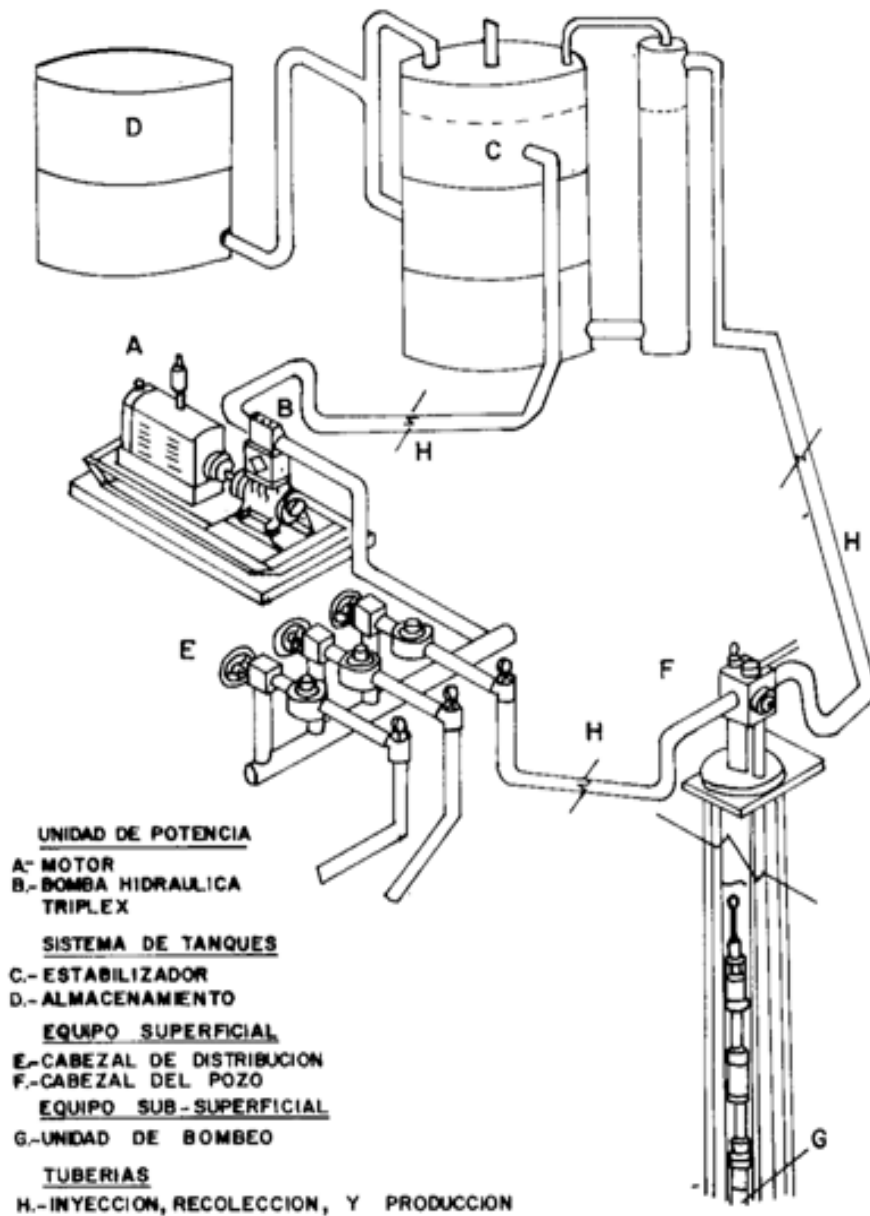


Fig. 1.11 Componentes del sistema de BH

- *Válvula de 4 vías.* Es un dispositivo instalado en la cabeza del pozo para regular el fluido motriz. Sus 4 posiciones permiten la introducción, operación y extracción de la bomba subsuperficial.
- *Conexiones superficiales.*
- *Tanques de almacenamiento y tratamiento para el fluido motriz.*

1.3.2 Equipo subsuperficial

1.3.2.1 Bombas de tipo pistón

Una bomba hidráulica de fondo de tipo pistón es un mecanismo que une una parte oscilatoria y otra de bombeo. La unidad se coloca por debajo del nivel dinámico del fluido del pozo, como se muestra en la Fig.1.8. La gran presión del fluido se dirige al mecanismo a través de un conducto que suministra el fluido motriz y la producción del pozo se dirige a la superficie a través de otro conducto. La alta presión en el fluido motriz ocasiona que el mecanismo empiece a oscilar tanto como un motor de combustión, con la excepción de que el fluido motriz actúa como los vapores de la gasolina.

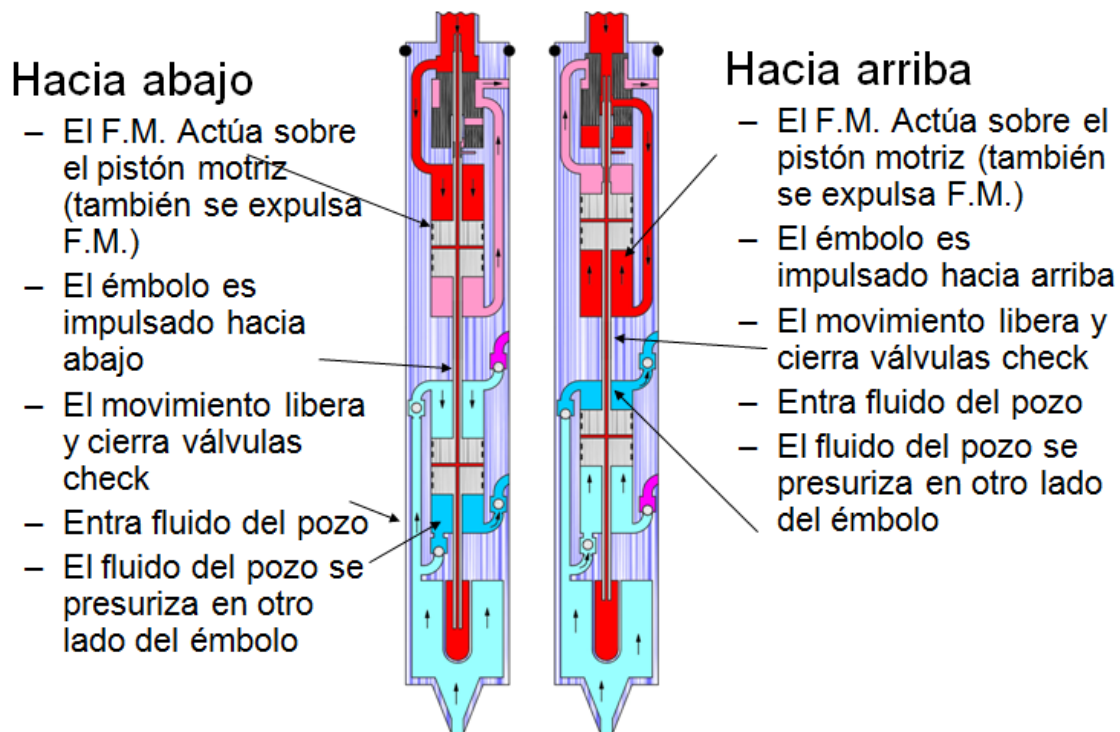


Fig.1.12 Funcionamiento de una bomba hidráulica de tipo pistón

1.3.2.2 Bombas de tipo jet

Las bombas de tipo jet son una clasificación especial de las bombas hidráulicas de fondo. Todas las bombas convencionales funcionan por medio del desplazamiento positivo oscilatorio de una bomba de tipo pistón dirigida por un conjunto de pistones. La bomba de tipo jet no emplea partes en movimiento, su acción de

bombeo se debe a la transferencia del momento entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

Un ejemplo típico de bomba de tipo jet se muestra en la Fig. 1.13.

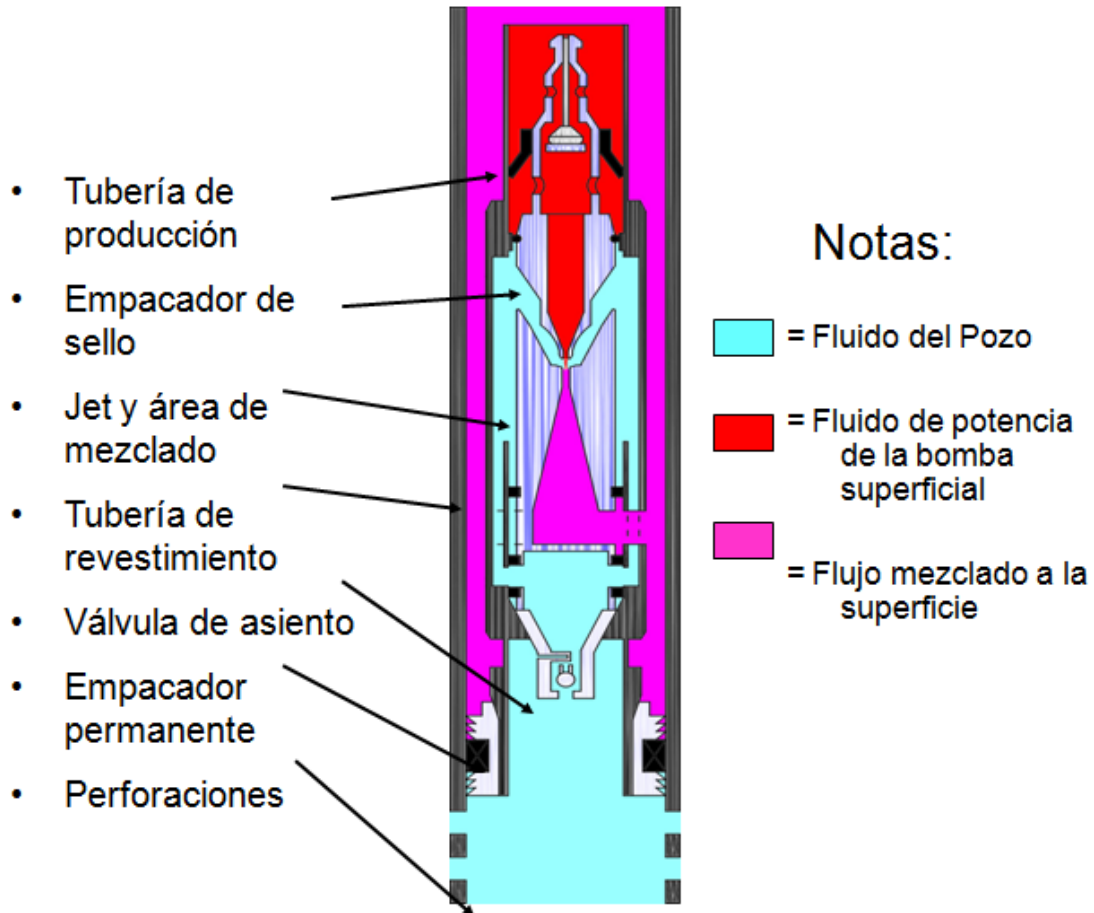


Fig. 1.13 Ejemplo de bomba hidráulica de tipo jet

2 FUNDAMENTOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

El bombeo tipo jet es una variante del bombeo hidráulico, el cual ha incrementado su aplicación debido a su flexibilidad y durabilidad. El principio básico de este sistema artificial de producción, es inyectar un fluido (fluido motriz) a alta presión hacia el fondo del pozo para transferir energía a la bomba de fondo y para que ésta pueda funcionar.

Existen referencias técnicas de las bombas hidráulicas tipo jet desde 1852, pero no es hasta 1933 que se creó una representación matemática consistente para el uso de este tipo de bombas. En 1864 Angier y Croker aplicaron para la patente de las bombas hidráulicas de tipo jet. En 1930 la patente de las bombas de tipo jet se le entregó a Jacuzzi y fueron utilizadas en pozos someros de agua con éxito. MacMahon obtiene las primeras 6 patentes de bombas de tipo jet utilizadas en la industria petrolera, aunque no tuvieron mucha aplicación. Es hasta 1970 que las mejoras en las piezas y las innovaciones computacionales hicieron que su uso fuera creciendo.

En la Fig. 2.1 muestra un arreglo de fondo típico de bomba hidráulica de tipo jet. La ventaja más significativa en este tipo de bomba es que no presentan partes móviles.

Algunas de las ventajas de este tipo de bombeo hidráulico son:

1. Se puede tener en aplicaciones difíciles tales como:
 - a. Pozos profundos.
 - b. Pozos con producción de arena y sólidos.
 - c. Pozos que produzcan fluidos corrosivos.
 - d. Manejo de gas y agua.
 - e. Aceites pesados y parafinas.
 - f. Pozos con terminaciones complejas.
 - g. Pozos desviados.
 - h. Pozos con terminaciones múltiples.

2. Su reparación y mantenimiento es bajo o fácil:
 - a. Se puede reparar en el campo.
 - b. No contiene partes móviles.
3. Es un método flexible, puede utilizarse en:
 - a. Localidades remotas o urbanas.
 - b. Plataformas costa afuera.
 - c. Amplio rango de capacidad de producción.
 - d. Pozos múltiples con un solo sistema superficial (reducción de costos).
4. Sistema ecológico:
 - a. Sistemas autocontenidos para recirculación del fluido de potencia.

Debido a sus características únicas bajo diferentes condiciones de bombeo, las bombas de tipo jet deben de considerarse como una alternativa a las bombas hidráulicas de pistones.

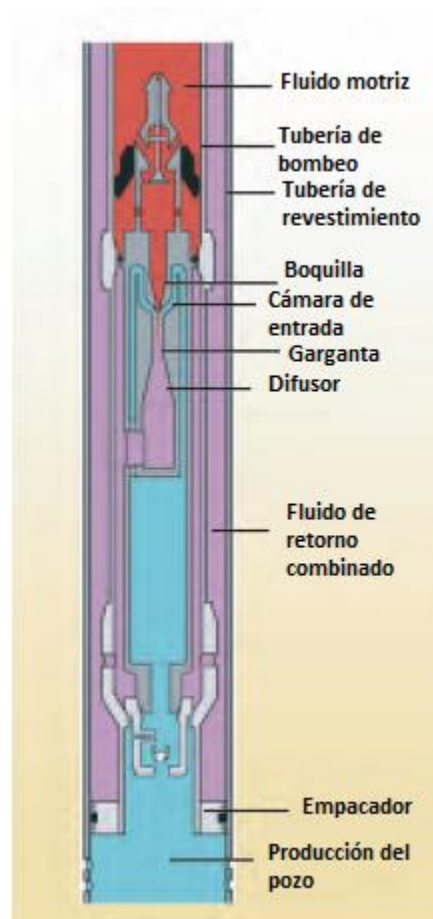


Fig. 2.1 Bomba hidráulica tipo jet convencional

2.1 Tipos de Bombas

La geometría básica de las secciones de trabajo de las bombas es muy similar, la diferencia está principalmente en la forma que se dirige el fluido adentro de la sección de trabajo y la forma en la que sale. La Fig. 2.2a muestra una bomba libre Kobe de jet, tipo A, en un arreglo de fondo de descarga por el espacio anular. El diseño A se refiere a un concepto de diseño que dirige ambos fluidos, el fluido motriz y los fluidos producidos, dentro de la bomba. La Fig. 2.2b muestra una bomba libre Kobe de jet, tipo B, en un arreglo de fondo de descarga por el espacio anular. En este tipo de bomba la succión se realiza desde el arreglo de fondo hacia la cámara de entrada, permitiendo de éste modo el uso de gargantas y boquillas mucho más anchas para gastos más amplios. Las bombas Tipo A pueden colocarse en cualquier tipo de arreglo de fondo, mientras que las Tipo B deben de colocarse en arreglos de fondo Kobe C, D ó E. La Fig. 2.3 muestra una bomba Oilmaster de tipo jet en un arreglo de fondo para descarga por el espacio anular. La característica de las bombas Oilmaster de tipo jet es el diseño de la boquilla dirigida hacia arriba y los pasajes que no tienen una reversa en la dirección. Este tipo de bombas pueden ajustarse a la mayoría de los arreglos de fondo.

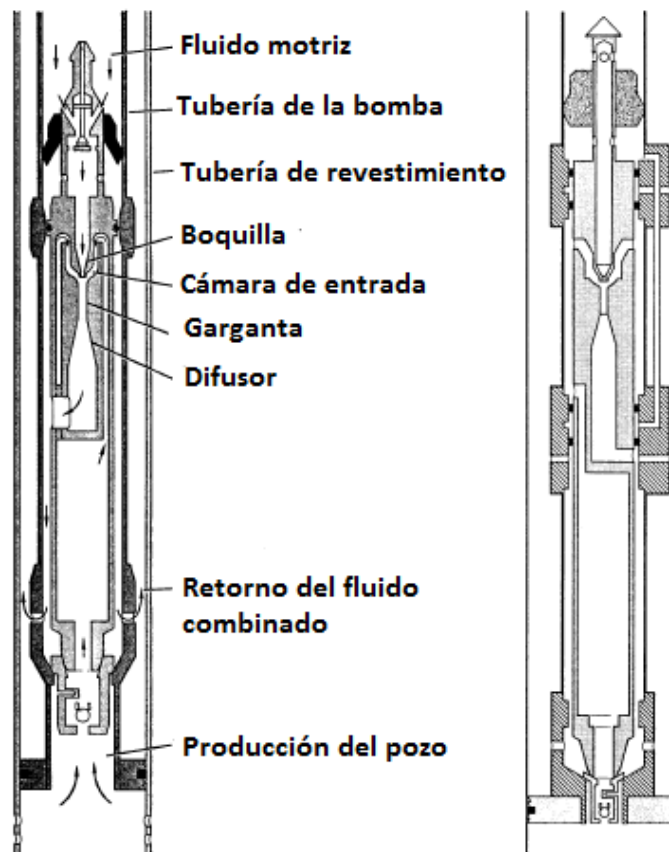


Fig. 2.2 a) Bomba Tipo A b) Bomba Tipo B

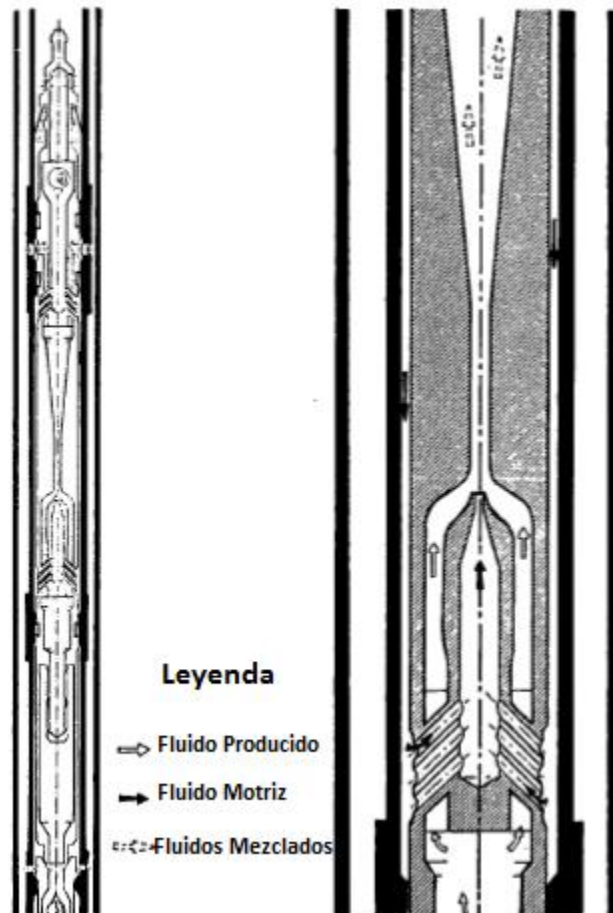


Fig. 2.3 Bomba tipo Oilmaster

2.2 Principio de Operación

El fluido motriz entra por la parte superior de la bomba en la tubería de bombeo, donde la presión estática del fluido motriz es convertida en energía cinética (velocidad) Fig. 2.4. El jet de la boquilla descarga en la cámara de entrada que está conectada a la formación. El fluido de la formación es succionado por el fluido motriz y los fluidos combinados entran a la garganta de la bomba.

En la garganta, que posee siempre un diámetro mayor que el de la boquilla, se da lugar a la mezcla total de los fluidos producidos con el fluido motriz. Durante este proceso, el fluido motriz pierde su momento y energía adicionándose al fluido producido. El fluido mezclado resultante tiene la suficiente fuerza para fluir en contra de la carga creada por la columna de retorno del fluido. Mucha de esta

carga total sigue estando en forma de energía cinética. La parte de trabajo final de la bomba de tipo jet es un difusor diseñado cuidadosamente como un área en que convierte la energía cinética en una carga de presión estática mayor que la carga estática generada por la columna de fluidos de retorno, permitiendo el flujo hacia la superficie.

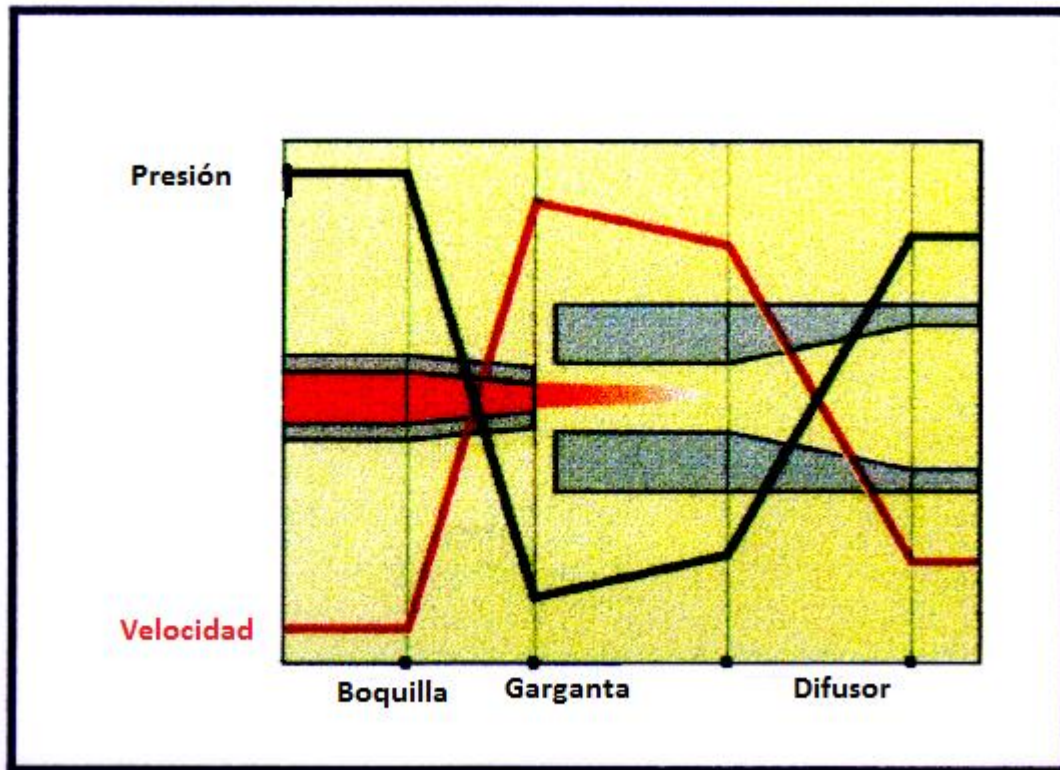


Fig. 2.4 Comportamiento de la presión y la velocidad de bomba hidráulica tipo jet.

2.3 Teoría del Bombeo Hidráulico Tipo Jet

La siguiente discusión sigue el formato utilizado por Gosline y O'Brien y se refiere a la Fig. 2.5.

Los términos definidos son:

$$\frac{q_3}{q_1} = M$$

$$q_1 = \frac{q_3}{M} \dots (2.1)$$

Donde:

q_1 = Gasto del fluido motriz.

q_3 = Gasto de succión.

M = Relación de flujo adimensional.

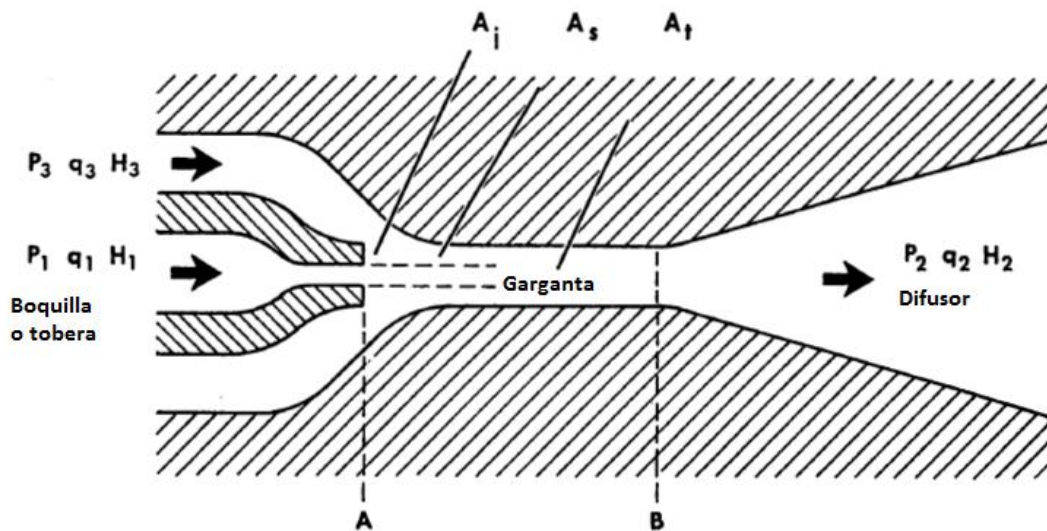


Fig. 2.5 Nomenclatura y esquema de funcionamiento de una bomba hidráulica tipo jet.

$$\frac{A_j}{A_t} = R \dots (2.2)$$

Donde:

A_j = Área de flujo de la boquilla.

A_t = Área de flujo total de la garganta de la bomba.

R = Relación adimensional del área, A_j / A_t .

Las correlaciones de continuidad son:

$$q_1 = A_j * v_j \dots (2.3)$$

$$q_3 = A_s * v_s \dots (2.4)$$

$$q_1 + q_3 = A_t * v_t = q_2 \dots (2.5)$$

$$A_s + A_j = A_t \quad \dots (2.6)$$

Donde:

q_1 = Gasto del fluido motriz.

q_3 = Gasto de succión.

A_j = Área de flujo de la boquilla.

A_t = Área de flujo total de la garganta de la bomba.

A_s = Área de gasto neto de producción en la garganta

Al juntar las ecuaciones (2.5) y (2.6) obtenemos:

$$v_t = \frac{q_3 + q_1}{A_s + A_j} = \frac{q_3 + q_1}{A_t} \quad \dots (2.7)$$

Donde:

v_t = Velocidad del fluido en la garganta.

q_1 = Gasto del fluido motriz.

q_3 = Gasto de succión.

A_j = Área de flujo de la boquilla.

A_t = Área de flujo total de la garganta de la bomba.

A_s = Área de gasto neto de producción en la garganta

Uniendo las ecuaciones (2.2) y (2.6) obtenemos:

$$\frac{A_s}{A_j} = \frac{A_t - A_j}{A_j} = \frac{\frac{1}{A_t}(A_t - A_j)}{A_j / A_t}$$

$$\frac{A_s}{A_j} = \frac{1 - \frac{A_j}{A_t}}{\frac{A_j}{A_t}} = \frac{1 - R}{R} \quad \dots (2.8)$$

Donde:

A_j = Área de flujo de la boquilla.

A_t = Área de flujo total de la garganta de la bomba.

A_s = Área de gasto neto de producción en la garganta

R = Relación adimensional del área, A_j / A_t .

El modelo de mezclado de Lorenz no toma en cuenta los detalles de flujo, pero, en una escala macroscópica, establece que las pérdidas de carga asociadas con la mezcla son proporcionales al cuadrado de la diferencia de las velocidades entre los gastos de la mezcla. Como una pérdida de energía por unidad de tiempo en la zona de mezcla de la garganta, se expresa como:

$$L = q_1 * \rho \frac{(v_j - v_t)^2}{2g} + q_3 * \rho \frac{(v_s - v_t)^2}{2g} \dots (2.9)$$

La energía de la boquilla por unidad de tiempo es:

$$E_j = q_1 * \rho(H_1 - H_2) \dots (2.10)$$

La energía por unidad de tiempo adicionada al fluido de producción es:

$$E_s = q_3 * \rho(H_2 - H_3) \dots (2.11)$$

La pérdida por unidad de tiempo debida a la resistencia por fricción a la salida de la cámara de mezcla es aproximadamente:

$$F_t = \rho * K_t(q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} \dots (2.12)$$

Donde v_t es la velocidad media de la ecuación (2.7) y K_t es un factor de resistencia calculado para el gasto en las tuberías.

De igual manera en el difusor, el circuito de succión y la boquilla:

$$F_d = \rho * K_d(q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} \dots (2.13)$$

$$F_s = \rho * K_s(q_3) \frac{v_s^2}{2g} \dots (2.14)$$

$$F_j = \rho * K_j(q_1) \frac{v_j^2}{2g} \dots (2.15)$$

La pérdida total de energía por fricción queda entonces:

$$F_f = \rho * K_t(q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} + \rho * K_d(q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} + \rho * K_s(q_3) \frac{v_s^2}{2g} + \rho * K_j(q_1) \frac{v_j^2}{2g} \dots (2.16)$$

Simplificando obtenemos:

$$F_f = \rho * (K_t + K_d)(q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} + \rho * K_s(q_3) \frac{v_s^2}{2g} + \rho * K_j(q_1) \frac{v_j^2}{2g} \dots (2.17)$$

Utilizando las ecuaciones (2.9), (2.10), (2.11) y (2.16), la potencia suministrada es igual al trabajo hecho por unidad de tiempo más las pérdidas por mezclado más las pérdidas por fricción:

$$q_1 \rho (H_1 - H_2) = q_3 \rho (H_2 - H_3) + q_1 * \rho \frac{(v_j - v_t)^2}{2g} + q_3 * \rho \frac{(v_j - v_t)^2}{2g} + \rho * (K_t + K_d)(q_1 + q_3) \frac{v_t^2}{2g} + \rho * K_s(q_3) \frac{v_s^2}{2g} + \rho * K_j(q_1) \frac{v_j^2}{2g} \dots (2.18)$$

Sustituyendo (2.1) y simplificando:

$$\rho (H_1 - H_2) = M \rho (H_2 - H_3) + \rho \frac{(v_j - v_t)^2}{2g} + M * \rho \frac{(v_s - v_t)^2}{2g} + \rho * (K_t + K_d)(1 + M) \frac{v_t^2}{2g} + \rho * K_s(M) \frac{v_s^2}{2g} + \rho * K_j \frac{v_j^2}{2g} \dots (2.19)$$

Ahora es necesario expresar v_s y v_t en términos de la velocidad en la boquilla. De la ecuaciones (2.1) y (2.4):

$$v_s = \frac{q_3}{A_s} = \frac{M q_1}{A_s} \dots (2.20)$$

Las ecuaciones (2.3), (2.20) y (2.8) dan:

$$v_s = \frac{M v_j A_j}{A_s} = M v_j \left(\frac{R}{1 - R} \right) \dots (2.21)$$

De las ecuaciones (2.1) y (2.7):

$$v_t = \frac{q_1 \left(\frac{q_3}{q_1} + 1 \right)}{A_t} = \frac{q_1 (M + 1)}{A_t} = \frac{v_j A_j}{A_t} (M + 1) = v_j R (M + 1) \dots (2.22)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.21) y (2.22) en la ecuación (2.19) y eliminando ρ obtenemos:

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{[v_j - v_j R(1 + M)]^2}{2g} + M \frac{\left[M v_j \frac{R}{1 - R} - v_j R(1 + M) \right]^2}{2g}$$

$$\begin{aligned}
 & + (K_d + K_t)(1 + M) \frac{[v_j R(1 + M)]^2}{2g} + K_s M \frac{\left(M v_j \frac{R}{1 - R}\right)^2}{2g} + K_j \frac{v_j^2}{2g} \\
 (H_1 - H_2) = & M(H_2 - H_3) + \frac{v_j^2}{2g} [1 - R(1 + M)]^2 + \frac{v_j^2}{2g} M \left[M \frac{R}{1 - R} - R(1 + M) \right]^2 \\
 & + (K_d + K_t)(1 + M) \frac{v_j^2}{2g} [R(1 + M)]^2 + K_s M \frac{v_j^2}{2g} \left(\frac{MR}{1 - R} \right)^2 + K_j \frac{v_j^2}{2g}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & (H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) \\
 & + \frac{v_j^2}{2g} \left\{ \begin{array}{l} K_j + K_s M^3 \left(\frac{R}{1 - R} \right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 \\ + [1 - R(1 + M)]^2 + M \left[M \left(\frac{R}{1 - R} \right) - R(1 + M) \right]^2 \end{array} \right\} \dots (2.23)
 \end{aligned}$$

Considerando las siguientes ecuaciones de Bernoulli para los circuitos de potencia, succión y descarga:

- Potencia

$$H_1 = \frac{P_a}{\rho} + (1 - K_j) \frac{v_j^2}{2g} \dots (2.24)$$

- Succión

$$H_3 = \frac{P_a}{\rho} + (1 - K_s) \frac{v_s^2}{2g} \dots (2.25)$$

- Descarga

$$\frac{P_b}{\rho} + \frac{v_t^2}{2g} = H_2 + K_d \frac{v_t^2}{2g} \dots (2.26)$$

La diferencia entre las ecuaciones (2.24) y (2.25):

$$H_1 - H_3 = (1 + K_j) \frac{v_j^2}{2g} - (1 - K_s) \frac{v_s^2}{2g} \dots (2.27)$$

Las ecuaciones (2.27) y (2.21) dan:

$$H_1 - H_3 = (1 + K_j) \frac{v_j^2}{2g} - (1 - K_s) \frac{v_j^2}{2g} M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 \dots (2.28)$$

Despejando $\frac{v_j^2}{2g}$ de la ecuación (2.29) obtenemos:

$$\frac{v_j^2}{2g} = \frac{H_1 - H_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s) M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2} \dots (2.29)$$

Sustituyendo (2.29) en (2.26):

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{H_1 - H_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s) M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2} \left\{ \begin{array}{l} K_j + K_s M^3 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 \\ + [1 - R(1 + M)]^2 + M \left[M \left(\frac{R}{1-R} \right) - R(1 + M) \right]^2 \end{array} \right\}$$

Simplificando:

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{H_1 - H_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s) M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2} \left\{ \begin{array}{l} K_j + K_s M^3 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 \\ + 1 - 2R(M + 1) + R^2(M + 1)^2 + M^3 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 \\ - 2M^2(1 + M) \frac{R^2}{1-R} + M(M + 1)^2 R^2 \end{array} \right\}$$

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + \frac{H_1 - H_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s) M^2 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2} \left\{ \begin{array}{l} (1 + K_j) + (1 + K_s) M^3 \left(\frac{R}{1-R} \right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 \\ + (K_t + K_d)(M + 1)^3 R^2 - 2R - 2RM \\ + R^2 + 2R^2 M + R^2 M^2 - 2 \frac{R^2}{1-R} M^2 - 2 \frac{R^2}{1-R} M^3 \\ + R^2 M + 2R^2 M^2 + R^2 M^3 \end{array} \right\}$$

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3)$$

$$+ \frac{H_1 - H_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \left\{ \begin{array}{l} (1 + K_j) + (1 + K_s)M^3 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 \\ + (R^2 + 3R^2M + 3R^2M^2 + R^2M^3) \\ - 2R - 2RM - 2\frac{R^2}{1-R}M^2 - 2\frac{R^2}{1-R}M^3 \end{array} \right\}$$

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3)$$

$$+ \frac{H_1 - H_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \left\{ \begin{array}{l} (1 + K_j) + (1 + K_s)M^3 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 \\ + R^2(1 + M)^3 - 2R(1 + M) - 2\frac{R^2}{1-R}M^2(1 + M) \end{array} \right\}$$

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3)$$

$$+ \frac{H_1 - H_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \left\{ \begin{array}{l} (1 + K_j) + (1 + K_s)M^3 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2 \\ + (1 + K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 \\ - 2R(1 + M) - 2\frac{R^2}{1-R}M^2(1 + M) \end{array} \right\} \dots (2.30)$$

Ahora la ecuación (2.30) ahora tiene la forma:

$$(H_1 - H_2) = M(H_2 - H_3) + N(H_1 - H_3) \dots (2.31)$$

Donde:

$$N = \frac{(1 + K_j) + (1 + K_s)M^3 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2 + (1 + K_t + K_d)(1 + M)^3 R^2 - 2R(1 + M) - 2\frac{R^2}{1-R}M^2(1 + M)^2}{(1 + K_j) - (1 + K_s)M^2 \left(\frac{R}{1-R}\right)^2} \dots (2.32)$$

Reacomodando la ecuación obtenemos:

$$1 = \frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2} M + \frac{H_1 - H_3}{H_1 - H_2} N \dots (2.33)$$

Hay que notar que:

$$\frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2} + 1 = \frac{H_1 - H_3}{H_1 - H_2} \dots (2.34)$$

Sustituyendo la ecuación (2.34) en (2.33):

$$1 = \frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2} M + \left(\frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2} + 1 \right) N \dots (2.35)$$

Definiendo:

$$H = \frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2}$$

Entonces:

$$1 = HM + (H + 1)N = HM + HN + H$$

$$H = \frac{1 - N}{M + N} = \frac{H_2 - H_3}{H_1 - H_2} \dots (2.36)$$

Donde M está definido por la ecuación (2.1) y N por la ecuación (2.32).

Una examinación de la ecuación (2.32) muestra que los parámetros K_j , K_s , K_t , K_d y R dependen de la geometría de la bomba, mientras que el parámetro M es función del gasto en la bomba. Entonces la ecuación (2.36) es función únicamente de M para una bomba dada. También, en la ecuación (2.36), la carga total se aproxima mucho a la presión estática en las aplicaciones de bombas hidráulicas, entonces:}

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} = \frac{1 - N}{M + N} = f(M) \dots (2.37)$$

Por lo tanto, la carga total H_i será igual a la presión estática P_i . La importancia física del parámetro H puede verse como la relación de incremento carga o presión experimentada por el fluido producido en la bomba entre las pérdidas de carga o presión sufridas por el fluido motriz en la bomba. Entonces, para grandes presiones de descarga, como las que se presentan en pozos muy profundos, la geometría de la bomba (descrita por R) y la relación del gasto deben de escogerse para arrojar un alto valor de H.

2.3.1 Eficiencia

La eficiencia de una bomba hidráulica tipo jet se define como la relación entre la potencia suministrada al fluido producido entre la potencia perdida por el fluido motriz.

La potencia suministrada a los fluidos del pozo es:

$$(HP)_{q_3} \propto q_3(P_2 - P_3) \dots (2.38)$$

Y la pérdida de potencia experimentada por el fluido motriz es:

$$(HP)_{q_1} \propto q_1(P_1 - P_2) \dots (2.39)$$

Las ecuaciones (2.38) y (2.39) llevan a la eficiencia:

$$E = \frac{(HP)_{q_3}}{(HP)_{q_1}} = \frac{q_3(P_2 - P_3)}{q_1(P_1 - P_2)} \dots (2.40)$$

Podemos apreciar que el lado derecho de la ecuación (2.40) es:

$$M * H = \frac{q_3}{q_1} * \frac{(P_2 - P_3)}{(P_1 - P_2)}$$

Por lo tanto:

$$Eficiencia = E = MH = \frac{q_3(P_2 - P_3)}{q_1(P_1 - P_2)} \dots (2.41)$$

2.3.2 Cavitación

Debido a que la producción debe de acelerarse a una velocidad relativamente alta (200 a 300 pie/s) para entrar en la garganta, la cavitación es un problema potencial. Las áreas de flujo de la garganta y la boquilla (tobera) crean un paso de flujo anular a la entrada de la garganta. En esta pequeña área, la mayor velocidad es generada por una cierta cantidad de fluido producido pasando a través de la garganta. La presión estática del fluido cae tanto como el aumento en el cuadrado de la velocidad, haciendo que se alcance la presión de vapor del fluido a altas velocidades. Esta baja presión causa burbujas de vapor (Fig.2.6), produciendo un proceso llamado cavitación. Esta cavitación ocasiona un flujo intermitente en la

garganta, impidiendo que ocurra un incremento de la producción, a esa presión de entrada, hasta que se incrementa el gasto del fluido motriz y la presión de entrada. Subsecuentemente el colapso de las burbujas de vapor, mientras se aumenta la presión en la bomba, puede causar erosión, de las partes de la bomba, conocida como daño por cavitación. Debido a esto, para una presión de entrada y un gasto dados, existe un área anular de flujo mínima que se requiere para mantener la velocidad lo suficientemente baja para evitar la cavitación. Este fenómeno ha sido sujeto a numerosas investigaciones, las más admirables son las hechas por Cunningham y Brown, que utilizaron los diseños actuales de las bombas para pozos de aceite que se utilizan a altas presiones en pozos profundos.

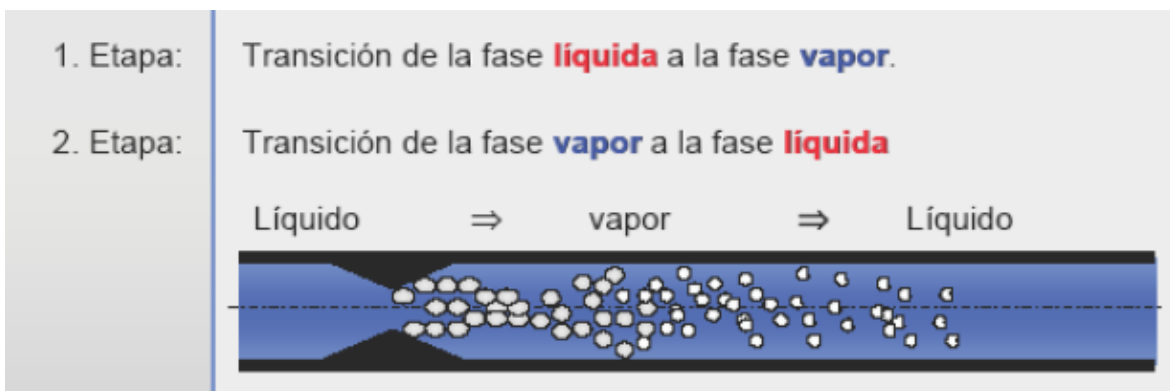


Fig. 2.6 Etapas de la cavitación.

La descripción del fenómeno de cavitación sugiere que si el gasto de producción se aproxima a cero, el potencial de cavitación desaparecerá porque la velocidad del fluido será muy baja. Bajo estas condiciones la diferencia de velocidades entre el fluido motriz y el fluido producido moviéndose lentamente está al máximo, lo que crea una zona tensión entre los fluidos, generando vórtices, en el centro de los cuales se reduce la presión. Las burbujas de vapor pueden formarse en el centro de los vórtices, causando la erosión de las paredes de la garganta cuando las burbujas colapsan debido al deterioro del vórtice y el aumento de la presión (Fig. 2.7). Las correlaciones experimentales predicen el daño por cavitación a bajos gastos y bajas presiones de entradas antes de que se genere un flujo intermitente. De cualquier forma, la experiencia de campo ha demostrado que en la mayoría de los pozos de aceite reales, la tasa de erosión en la región de operación es muy baja, probablemente debido a que el gas producido amortigua el sistema reduciendo la velocidad de propagación de las ondas de las burbujas colapsadas. Generalmente se está de acuerdo que este fenómeno solo concierne a pozos con un muy alto corte de agua que virtualmente no presenta gas. Bajo estas condiciones, la erosión por cavitación se ha observado aun a muy bajos gastos de producción; de cualquier forma, si una bomba de tipo jet se opera cerca de su punto de eficiencia más óptimo, los vórtices son claramente un efecto de segundo orden en el proceso de cavitación.

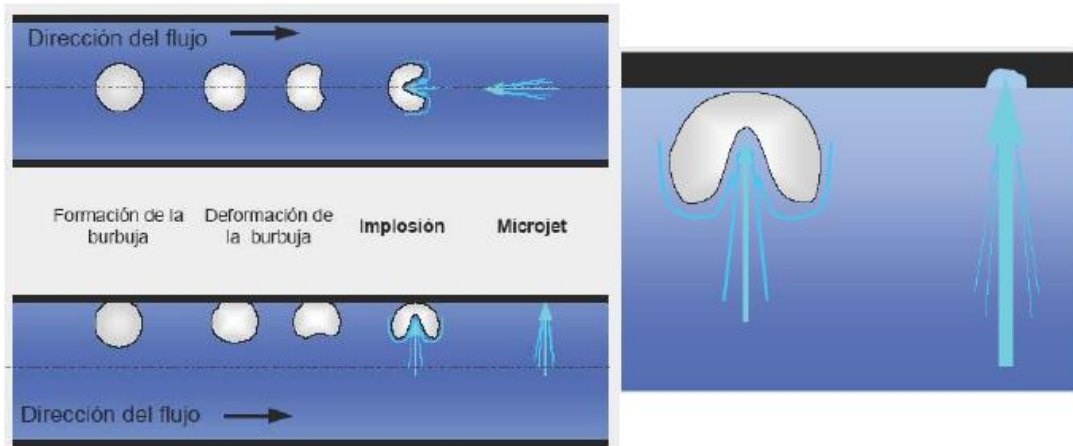


Fig. 2.7 Colapso de la burbuja y generación de las ondas de choque y microjets a gran velocidad

Cunningham y Brown demostraron que el valor limitante de M en el punto de la cavitación, puede predecirse por:

$$M_c = \frac{1 - R}{R} \sqrt{\frac{P_3 - P_v}{I_c H_v}} \quad \dots (2.42)$$

Donde:

H_v = Es la carga de la velocidad creada por el jet.

I_c = Índice de cavitación creado experimentalmente.

De ahí:

$$H_v = \frac{P_1 - P_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s) M_c^2 \left(\frac{R}{1 - R}\right)^2} \quad \dots (2.43)$$

2.4 Diseño de las Instalaciones de la Bomba Tipo Jet

2.4.1 Toberas y gargantas para aplicación en el campo

En el dimensionamiento de la bomba para un pozo en específico, el tamaño y proporción óptimo de la boquilla o tobera debe de determinarse. Debido a la existencia de diferentes gastos de producción en los pozos, desde menos de 100 BPD hasta pozos que producen más de 15,000 BPD, un rango amplio de boquillas debe de estar disponible.

Dicho set de boquillas se muestra en la Tabla 2.1 Las áreas de flujo de las boquillas, A_j incrementa de la tobera 1 a la 20 en incrementos del 25%. Esto quiere decir que la boquilla 2 tiene un área de flujo 25% más grande que la 1 y que la 3 tiene un área de flujo 25% más grande que la 2. El rango de las boquillas es tal que en la más pequeña se puede manejar un gasto de 200 a 300 BPD en un pozo típico y en las más amplias se pueden manejar gastos de 16,000 a 18,000 BPD en un pozo típico. El gasto actual para cada boquilla es, por supuesto, una función de las presiones P_1 , P_3 , su área de flujo y el peso específico del fluido motriz.

Tabla 2.1

DIÁMETROS Y ÁREAS DE LAS TOBERAS Y GARGANTAS

No.	Área de la boquilla	Diámetro	No.	Área de la garganta	Diámetro
1	0.00371	0.06869	1	0.00905	0.10733
2	0.00473	0.07680	2	0.01131	0.12000
3	0.00579	0.08587	3	0.01414	0.13426
4	0.00724	0.09600	4	0.01767	0.15000
5	0.00905	0.10733	5	0.02209	0.16771
6	0.01131	0.12000	6	0.02761	0.18750
7	0.01414	0.13426	7	0.03451	0.20963
8	0.01767	0.15000	8	0.04314	0.23438
9	0.02209	0.16771	9	0.05393	0.26204
10	0.02761	0.18750	10	0.06741	0.29297
11	0.03451	0.20963	11	0.08426	0.32755
12	0.04314	0.23438	12	0.10533	0.36621
13	0.05393	0.26204	13	0.13166	0.40944
14	0.06741	0.29297	14	0.16458	0.45776
15	0.08426	0.32755	15	0.20572	0.51180
16	0.10533	0.36621	16	0.25715	0.57220
17	0.13166	0.40944	17	0.32144	0.64974
18	0.16458	0.45776	18	0.40180	0.71526
19	0.20572	0.51180	19	0.50225	0.79968
20	0.25715	0.57220	20	0.62782	0.89407
			21	0.78477	0.99960
			22	0.98096	1.11759
			23	1.22620	1.24950
			24	1.53275	1.39698

2.4.2 Dimensionamiento de la bomba hidráulica tipo jet para un pozo

Las secciones anteriores solo han hablado de la bomba hidráulica tipo jet y no se han considerado los efectos de las variables del pozo tales como los gradientes de presión de la columna hidrostática de los fluidos, temperatura, RGA, la presión de suministro del fluido o las limitaciones de flujo.

La Fig. 2.8 muestra las presiones y las pérdidas por fricción que afectan a la bomba de tipo jet en el pozo. Una instalación de bomba tipo jet es del tipo de sistema abierto de fluido (OPF).

El procedimiento para el dimensionamiento de una bomba de tipo jet puede realizarse de diferentes formas. Una de ellas, puede ser, probar todas las combinaciones de boquillas y gargantas listadas en la Tabla 2.1 a diferentes presiones del fluido motriz y ver qué combinación da los parámetros óptimos de operación para la producción deseada. Con 5 correlaciones para cada tamaño de tobera los cálculos se hacen demasiado lentos y tediosos. Claramente, se necesita un método que evite los cálculos imprácticos de boquillas y gargantas que no sean óptimas. Por este motivo existen combinaciones prácticas, donde con cálculos detallados se puede realizar la selección de los parámetros óptimos.

Existen varias limitaciones en cuanto a presiones de operación y cavitación que limitan de forma severa el número práctico de combinaciones entre toberas y gargantas que puedan utilizarse en un pozo dado. Por lo tanto, el procedimiento de selección debe de enfatizarse en estas consideraciones.

2.4.2.1 Cavitación y porcentaje de sumergencia en un pozo

Un buen procedimiento para la estimación del límite de cavitación para una bomba hidráulica tipo jet en un pozo involucra el porcentaje de sumergencia. En la Fig. 2 podemos apreciar que la altura de la columna de fluido a levantar es h_1 y que la sumergencia es h_3 . Definiendo el porcentaje de sumergencia como:

$$f_{h_3} = \frac{h_3}{h_1} \dots (2.44)$$

Y las presiones P_1 , P_2 y P_3 como:

$$P_1 = h_1 G_1 - F_1 + P_s \dots (2.45)$$

$$P_2 = h_1 G_2 - F_2 + P_{wh} \dots (2.46)$$

$$P_3 = h_3 G_3 \dots (2.47)$$

Donde:

- h_1 = Profundidad de asentamiento de la bomba, pies.
 h_3 = Sumergencia de la bomba, pies.
 G_1 = Gradiente de presión del fluido motriz en la tubería, psi/pie.
 G_2 = Gradiente de presión de la columna de retorno, psi/pie.
 G_3 = Gradiente de presión del fluido de la formación, psi/pie.
 F_1 = Fricción en la tubería del fluido motriz, psi.
 F_2 = Fricción en la tubería de retorno, psi.
 P_s = Presión de operación en la superficie, psi.
 P_{wh} = Contrapresión en la línea de flujo superficial, psi.

Podemos ver que si $G_2 = G_3$ entonces:

$$\frac{h_3}{h_1} = \frac{P_3}{P_2} = f_{h_3} \quad \dots (2.48)$$

Haciendo que la fricción en la columna de retorno, F_2 , y la contrapresión en la línea de flujo, P_{wh} , no se tomen en cuenta.

De la ecuación (2.42) obtenemos:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{\frac{P_3 - P_v}{I_c H_v}} = \frac{1-R}{R} \frac{1}{\sqrt{I_c}} \sqrt{\frac{P_3 - P_v}{H_v}} \quad \dots (2.49)$$

Y 2.43 es:

$$H_v = \frac{P_1 - P_3}{(1 + K_j) - (1 + K_s) \frac{M_c^2 R^2}{(1 - R)^2}} \quad \dots (2.43)$$

Sustituyendo y simplificando la ecuación (2.43) en la (2.49), obtenemos:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \frac{1}{\sqrt{I_c}} \sqrt{\frac{(P_3 - P_v) \left[(1 + K_j) - (1 + K_s) \frac{M_c^2 R^2}{(1 - R)^2} \right]}{P_1 - P_3}} \quad \dots (2.49a)$$

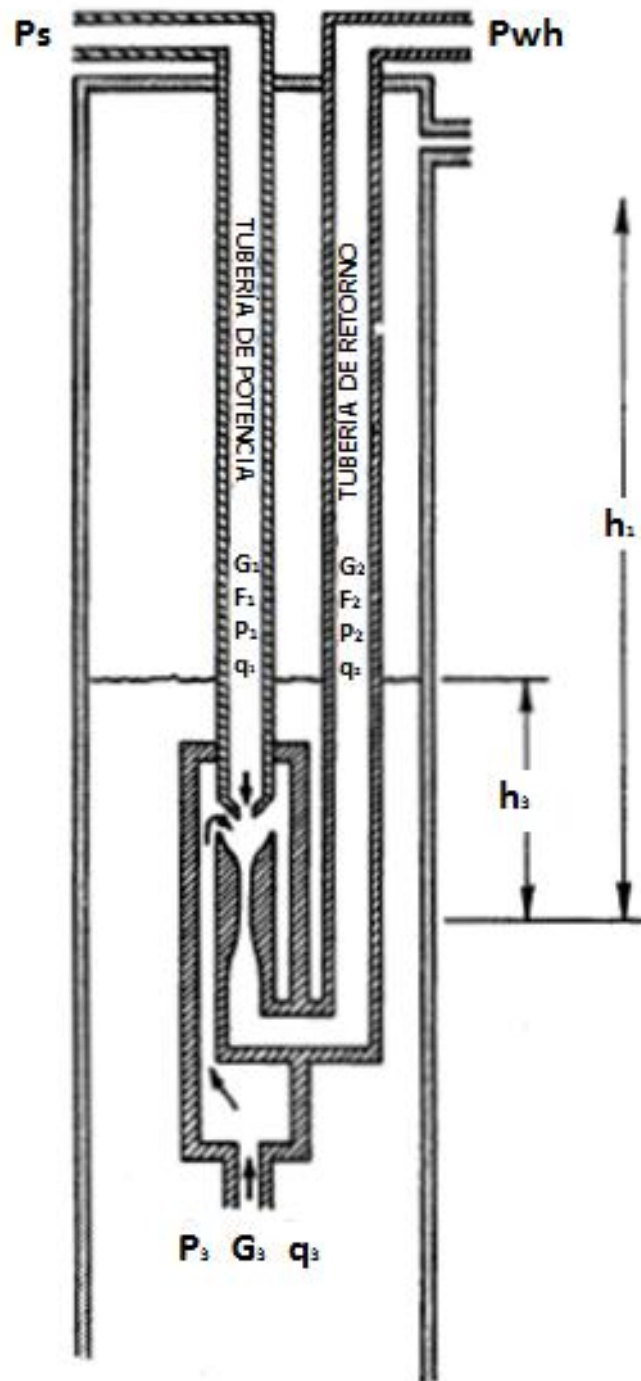


Fig. 2.8 Presiones y pérdidas por fricción que afectan la bomba tipo jet.

De la ecuación (2.48) obtenemos:

$$P_3 = f_{h_3} P_2 \dots (2.50)$$

Sustituyendo la ecuación (2.50) en la (2.37), nos da:

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} = \frac{P_2 - f_{h_3} P_2}{P_1 - P_2} \dots (2.51)$$

Resolviendo la ecuación (2.51) para P_1 , da:

$$HP_1 - HP_2 = P_2 - f_{h_3} P_2$$

$$P_1 = \frac{1}{H} (P_2 - f_{h_3} P_2 + HP_2)$$

$$P_1 = \frac{1}{H} [P_2(1 - f_{h_3} + H)] \dots (2.52)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.50) y (2.52) en (2.49a), deja a M_c en términos de f_{h_3} y P_2 :

$$M_c = \frac{1-R}{R} \frac{1}{\sqrt{I_C}} \sqrt{\frac{(f_{h_3} P_2 - P_v) \left[(1 + K_j) - (1 + K_s) \frac{M_c^2 R^2}{(1-R)^2} \right]}{\frac{1}{H} [P_2(1 - f_{h_3} + H)] - f_{h_3} P_2}}$$

Y si P_v y K_s son igual a cero:

$$M_c = \frac{1-R}{R} * \frac{1}{\sqrt{I_C}} * \sqrt{\frac{(f_{h_3} P_2)}{P_2 \left[\frac{1}{H} (1 - f_{h_3} + H) - f_{h_3} \right]} \left[(1 + K_j) - \left(\frac{M_c R}{1-R} \right)^2 \right]}$$

$$M_c = \frac{1-R}{R} * \frac{1}{\sqrt{I_C}} * \sqrt{\frac{f_{h_3}}{\frac{1}{H} - \frac{f_{h_3}}{H} + 1 - f_{h_3}}} * \sqrt{(1 + K_j) - \left(\frac{M_c R}{1-R} \right)^2} \dots (2.53)$$

Resolviendo la ecuación (2.53) para f_{h_3} :

$$\left(\frac{M_c \sqrt{I_C} R}{1-R} \right)^2 = \frac{f_{h_3}}{\frac{1}{H} - \frac{f_{h_3}}{H} + 1 - f_{h_3}} * \left[(1 + K_j) - \left(\frac{M_c R}{1-R} \right)^2 \right]$$

$$\frac{f_{h_3}}{\left(\frac{1}{H} + 1\right) - f_{h_3} \left(\frac{1}{H} + 1\right)} = \frac{I_c \left(\frac{M_c R}{1-R}\right)^2}{(1 + K_j) - \left(\frac{M_c R}{1-R}\right)^2}$$

$$\frac{f_{h_3}}{\left(\frac{1}{H} + 1\right) (1 - f_{h_3})} = \frac{I_c \left(\frac{M_c R}{1-R}\right)^2}{(1 + K_j) - \left(\frac{M_c R}{1-R}\right)^2}$$

Si hacemos la parte derecha igual a β_R , entonces:

$$\beta_R = \frac{I_c \left(\frac{M_c R}{1-R}\right)^2}{(1 + K_j) - \left(\frac{M_c R}{1-R}\right)^2} \dots (2.54)$$

De ahí:

$$\frac{f_{h_3}}{\left(\frac{1}{H} + 1\right) (1 - f_{h_3})} = \beta_R \dots (2.55)$$

Entonces:

$$f_{h_3} = \beta_R \left(\frac{1}{H} + 1\right) (1 - f_{h_3}) = \beta_R \left(\frac{1}{H} + 1\right) - \beta_R f_{h_3} \left(\frac{1}{H} + 1\right)$$

$$f_{h_3} \left[1 + \left(\frac{1}{H} + 1\right) \beta_R\right] = \left(\frac{1}{H} + 1\right) \beta_R$$

$$f_{h_3} = \frac{\left(\frac{1}{H} + 1\right) \beta_R}{1 + \left(\frac{1}{H} + 1\right) \beta_R} \dots (2.56)$$

Donde β_R está definido por la ecuación (2.55)

Ahora tenemos una expresión para f_{h_3} (el porcentaje de sumergencia), en términos de R (característica geométrica de la bomba), K_j e I_c (coeficientes obtenidos de forma experimental) y M_c (valor de M en el cual se presenta la cavitación).

Se puede tabular la ecuación (2.56) para ilustrar el porcentaje de sumergencia requerido para evitar la cavitación bajo diferentes condiciones de bombeo

(diferentes valores de M). Mirando a los puntos máximos de eficiencia para cada valor de R y 20% de eficiencia de cada lado.

La Tabla 2 muestra las mayores limitaciones de las bombas de tipo jet en un pozo. El porcentaje de sumergencia (f_{h_3}) requerido para evitar la cavitación es una función que depende fuertemente del valor M al cual funciona la bomba. Se utilizó un valor conservador de $I_c = 1.35$ y $K_j = 0.15$ para los cálculos en la Tabla 2, se requiere entre un 30 y 40% de sumergencia de la bomba de tipo jet para operar a su máxima eficiencia. Esto puede compensarse si se instala una bomba de gran tamaño que corra a bajos valores de M para la misma producción.

Se han hecho esfuerzos para reducir el porcentaje de sumergencia requerido, prestando especial atención en la forma y acabados de los pasajes de entrada, así como el espacio entre la boquilla y la garganta en las bombas tipo jet utilizadas en la industria petrolera y el coeficiente I_c puede tener valores muy cercanos a 0.8. Si $I_c = 0.8$ en una bomba con proporciones A (Tabla 2.2) con la bomba de tipo jet operando a su máxima eficiencia solo se requiere de un 20.6% de sumergencia en lugar de 30.5%.

Una regla muy práctica derivada de estas consideraciones, es que con una bomba cerca de su máxima eficiencia, se necesita un mínimo del 20% de sumergencia generalmente. La columna de retorno y las pérdidas por fricción pueden incrementar este requerimiento.

Tabla 2.2

Porcentaje de sumergencia (f_{h_3}) para evitar la cavitación

Ef.	A R = 0.410			B R = 0.328			C R = 0.262			D R = 0.210			E R = 0.168		
	M	H	f_{h_3} (%)	M	H	f_{h_3} (%)	M	H	f_{h_3} (%)	M	H	f_{h_3} (%)	M	H	f_{h_3} (%)
0.2	0.320	0.628	13.6	0.375	0.530	10.5	0.475	0.419	10.4	0.605	0.329	11.1	0.780	0.256	12.7
Máx.	0.475	0.475	30.5	0.675	0.365	34.5	0.900	0.282	37.4	1.150	0.223	39.6	7.425	0.180	40.7
0.20	0.655	0.308	55.7	0.965	0.207	65.3	1.925	0.155	69.4	1.660	0.120	72.0	2.060	0.097	73.0

2.4.2.2 Estimación de la presión de entrada

Tenemos que:

$$P_3 = P_1 - \left(\frac{q_1}{1214.5A_j} \right)^2 \gamma_1 \dots (2.57)$$

Como se indica en la Fig. 2, P_1 es igual a la presión de operación superficial (P_s) más la carga hidrostática (h_1G_1) menos las pérdidas por fricción del fluido en la tubería (F_1).

Entonces:

$$P_3 = P_s + h_1G_1 - F_1 - \left(\frac{q_1}{1214.5A_j} \right)^2 \gamma_1 \dots (2.58)$$

Donde:

P_s = Presión de operación en la superficie, psi.

h_1 = Profundidad de asentamiento de la bomba, pies.

G_1 = Gradiente de presión del fluido motriz en la tubería, psi/pie.

F_1 = Fricción en la tubería del fluido motriz, psi.

A_j = Área de flujo de la boquilla, pg^2 .

q_1 = Gasto del fluido motriz, BPD.

γ_1 = Peso específico del fluido motriz.

Con esta expresión puede calcularse la presión de entrada de la bomba si el gasto del fluido motriz y su presión pueden calcularse. Las pérdidas de presión por fricción del fluido motriz deben de calcularse.

2.4.3 Procedimiento para el dimensionamiento de un pozo que no produce gas

2.4.3.1 Estimación de los gradientes de presión de las columnas de fluido

El gradiente de la columna del fluido de retorno debe de determinarse por la mezcla del fluido motriz y los fluidos producidos. Si el fluido motriz es el aceite producido y no existe un corte de agua, entonces el gradiente en ambas columnas es idéntico. Si se presenta agua, ya sea en el fluido producido o en el motriz, el gradiente de la columna de retorno va a depender del valor de M al cual la bomba esté operando. Específicamente:

$$G_2 = 0.4331 \frac{psi}{pie} \left[\frac{q_1 \gamma_1}{q_1 + q_3} + \frac{q_3 f_w \gamma_w + q_3 (1 - f_w) \gamma_o}{q_1 + q_3} \right]$$

Donde:

q_1 = Gasto del fluido motriz, BPD.
 γ_1 = Peso específico del fluido motriz.
 q_3 = Gasto del fluido del pozo, BPD.
 γ_w = Peso específico del agua.
 γ_o = Peso específico del aceite.
 f_w = Corte de agua.

De la ecuación (2.1) tenemos que $q_1 = \frac{q_3}{M}$:

$$G_2 = 0.4331 \frac{psi}{pie} \left[\frac{\frac{\gamma_1}{M} + f_w \gamma_w + (1 - f_w) \gamma_o}{\frac{1}{M} + 1} \right] \dots (2.59)$$

Para una estimación inicial, cuando se desconoce M, se supone un valor de M =1. Entonces:

$$G_2 = 0.2166 \frac{psi}{pie} \left[\gamma_1 + f_w \gamma_w + (1 - f_w) \gamma_o \right] \dots (2.60)$$

2.4.3.2 Rangos para diferentes relaciones

La ecuación (2.37) puede ser expandida para incluir los efectos de la columna del fluido motriz y la presión superficial de operación.

Las ecuaciones (2.37), (2.45) y (2.46) dan:

$$H = \frac{(h_1 G_2 - F_2 + P_{wh}) - P_3}{(h_1 G_1 - F_1 + P_s) - (h_1 G_2 - F_2 + P_{wh})} \dots (2.61)$$

Para cálculos iniciales los términos F_1 y F_2 se desprecian:

$$H \cong \frac{(h_1 G_2 + P_{wh}) - P_3}{(h_1 G_1 + P_s) - (h_1 G_2 + P_{wh})} \dots (2.61a)$$

Comúnmente la presión P_3 es igual al 20% de la presión P_2 , por esto:

$$H = \frac{0.8(h_1 G_2 + F_2 + P_{wh})}{P_s + h_1(G_1 - G_2) - P_{wh} - F_1 - F_2} \dots (2.62)$$

Despreciando la fricción:

$$H = \frac{0.8(h_1 G_2 + P_{wh})}{P_s + h_1(G_1 - G_2) - P_{wh}} \dots (2.62a)$$

Normalmente la presión de operación superficial, P_s , se encuentra entre 1000 y 4000 psi. Insertando estos valores en la ecuación (2.62a) con los valores h_1 , G_1 , G_2 y P_{wh} del pozo se encontrará un rango de valores de H en los que se es posible operar.

En la Fig. 2 se muestra en que relaciones es aceptable el bombeo para estos rangos de H 's. La Tabla 2 incluye un ejemplo e ilustra las áreas de aplicación para varias relaciones. La contrapresión en la línea de flujo se toma como 80 psi y G_1 se asume igual a G_2 , con el valor de 0.355 psi/pie. Reduciéndose la ecuación (2.62a) a:

$$H = \frac{0.8[h_1(0.355) + 80]}{P_s - 80} = \frac{0.3465h_1 + 64}{P_s - 80} \dots (2.63)$$

La Tabla 2.3 está construida de la ecuación (2.63). Cabe recalcar que el levantamiento es del 80% de la profundidad de asentamiento. Las relaciones más eficientes están subrayadas.

Tabla 2.3

Rango de operación para valores de "H"

Profundidad de asentamiento (pies)	1000		2000		5000		8000	
	H	Relación	H	Relación	H	Relación	H	Relación
1000	0.45	<u>ABC</u>	0.82	<u>A</u>	1.95	-	3.08	-
2500	0.17	ABC <u>E</u>	0.31	ABC <u>E</u>	0.74	<u>AB</u>	1.17	-
4000	0.10	ABC <u>E</u>	0.19	ABC <u>E</u>	0.46	<u>ABC</u>	0.72	<u>AB</u>

2.4.3.3 Presión de operación

A una profundidad de asentamiento de 2,000 pies, cualquiera de las relaciones puede ser utilizada (ver Tabla 2.3). En tal caso, la decisión de elegir una relación para emplearla va a depender de la naturaleza particular de la instalación. También el operador puede preferir el uso de menos fluido motriz y correr a mayores presiones (relación E), para minimizar el gasto de fluido motriz (q_1), así como reducir la fricción en la tubería y el volumen del fluido a tratar en la superficie. Otros operadores pueden preferir manejar mayores volúmenes de

fluidos en la superficie en lugar de realizar menos mantenimiento de equipo superficial que está asociado con la operación a bajas presiones (relación A).

Las pérdidas por fricción en los conductos del fluido deben de ser menos, con pequeños volúmenes del fluido a alta presión, y el tratamiento superficial y separación de la mezcla del fluido motriz y el del pozo debe ser más fácil.

2.4.4 Bombeo Hidráulico Tipo Jet para un Pozo con RGA mayor que 0

La introducción del gas en solución altera el problema de la aplicación del bombeo de tipo jet en un pozo en cuatro aspectos significativos:

1. Las consideraciones para el tipo de arreglo de fondo. Cuando no hay gas, el arreglo de fondo se elige por su simplicidad y bajo costo. Una alternativa es tener una tubería de retorno paralela que permita el venteo del gas por el espacio anular de la tubería de revestimiento.
2. El efecto del gas en el gradiente de presión de la columna de retorno. Es necesario el uso de correlaciones para flujo multifásico, pero en la práctica esto se complica por la relación entre la producción y el fluido motriz (M) que no es constante con el bombeo tipo jet. Esto significa que la RGL depende de M. Un problema similar ocurre cuando hay presencia de agua, ya sea en los fluidos del pozo o en el fluido motriz, ya que el corte de agua de la columna de retorno es función de M, complicando los cálculos de fricción, gradiente o de flujo multifásico.
3. La cavitación. El concepto de cavitación se hace muy difícil de atacar cuando hay gas presente. En el laboratorio, las pruebas con agua para la cavitación son muy abruptas y predecibles. De manera similar, las pruebas con aceite son muy estables en presiones por debajo del punto de cavitación. El aceite crudo con gas en solución libera gas continuamente mientras se disminuye la presión por debajo del punto de burbuja. En términos de diseño del bombeo, esto crea un efecto de choque que va creciendo gradualmente mientras la presión decrece. De cualquier forma, la cavitación no tendría lugar, ya que existe evidencia que indica que la presencia del gas libre reduce en gran manera el daño resultante.
4. La presencia de dos fases y su afectación en la mezcla y la presión de recuperación de la bomba de tipo jet. Una cantidad dada de gas ocupará una porción de la garganta de la bomba, causando un aumento en las velocidades del fluido. Esto puede tener efectos significativos en las pérdidas por mezclado, la longitud de la garganta necesaria para completar el mezclado y la fricción. Adicionalmente, el diseño de difusores se

complica con el flujo multifásico, esto se asocia especialmente a la incertidumbre de los gastos a los cuales el gas vuelve a estar en solución. Todos estos efectos son sensibles a la forma de la bomba y pueden variar considerablemente según el proveedor.

Una suposición que lleva a predicciones razonables del desempeño de una bomba tipo jet con gas presente es que la bomba va a producir gas y líquido en la misma cantidad del pozo tomando como base el volumen. Esta suposición, es solo una aproximación, pero permite un bombeo razonable cuando el fluido producido a condiciones del pozo presenta una relación de 10 partes de gas por una de líquido.

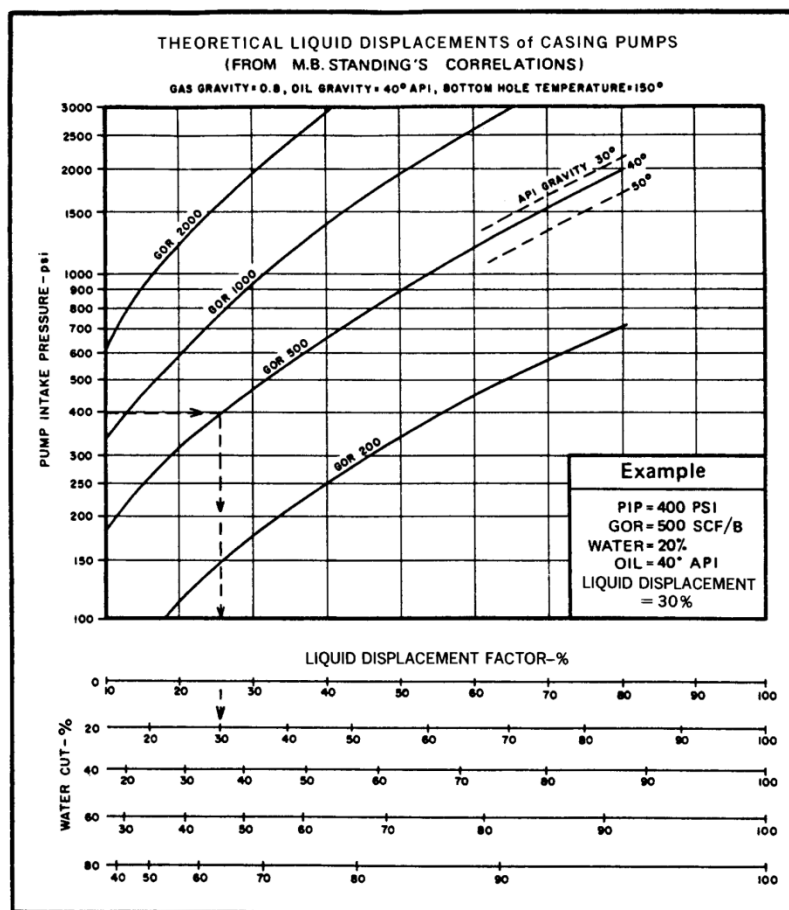


Fig. 2.9 Eficiencia volumétricas teóricas de las bombas

El procedimiento es entonces, asumir un valor para P_s , calcular H y hacer una corrección para M basada en la eficiencia volumétrica esperada que se obtiene de la Fig. 2.9. El efecto de levantamiento del gas en la columna de retorno puede hacer un cambio muy marcado en el valor de la presión de descarga de la bomba (P_2) cambiando H . Por esto el primer paso debe de ser calcular P_2 utilizando una

correlación para flujo multifásico apropiada o utilizando curvas de gradiente. Un valor de $M = 0.5$ es recomendado cuando hay gas presente, mientras se disminuye la eficiencia volumétrica de la bomba.

La RGL en la columna de retorno del fluido es función de M y está dada por:

$$RGL = \frac{RGA(\text{Producción de aceite})}{q_1 + q_3}$$

$$RGL = \frac{RGA(1 - f_w)q_3}{q_1 + q_3}$$

$$RGL = \frac{RGA(1 - f_w)q_3}{\frac{q_3}{M} + q_3} = \frac{RGA(1 - f_w)}{\frac{1}{M} + 1}$$

$$RGL = \frac{M * RGA * (1 - f_w)}{1 + M} \dots (2.64)$$

El corte de agua en la columna de retorno está dado por:

$$f_{w2} = \frac{\text{Total de Agua}}{\text{Total del fluido producido}}$$

Para aceite como fluido motriz:

$$f_{w2} = \frac{f_w q_3}{q_1 + q_3} = \frac{f_w q_3}{\frac{q_3}{M} + q_3}$$

$$f_{w2} = \frac{f_w M}{1 + M} \dots (2.65)$$

Para el agua como fluido motriz:

$$f_{w2} = \frac{q_1 + f_w q_3}{q_1 + q_3} = \frac{\frac{q_3}{M} + f_w q_3}{\frac{q_3}{M} + q_3}$$

$$f_{w2} = \frac{1 + f_w M}{1 + M} \dots (2.66)$$

Con los valores obtenidos en las ecuaciones (2.64), (2.65) y (2.66) se puede calcular el valor e H. Y como en el caso en que no hay producción de gas, la Fig. 2.10 mostrará qué relación provee la mejor eficiencia para el valor de H calculado. Aun así, el valor de M debe de multiplicarse por el valor de la eficiencia obtenido de la Fig. 5.43 para dar un valor actual M del líquido al cual la bomba opera.

El valor de M obtenido de esta forma debe después ser utilizado para recalculer las ecuaciones (2.64), (2.65) y (2.66), junto con los gradientes de presión del flujo multifásico vertical, arrojando un valor provisional para P_2 , H y M. Este proceso iterativo se repite hasta que se obtiene el grado de precisión deseado. Usualmente, una diferencia del 5% entre los valores iterativos de M es bien aceptada.

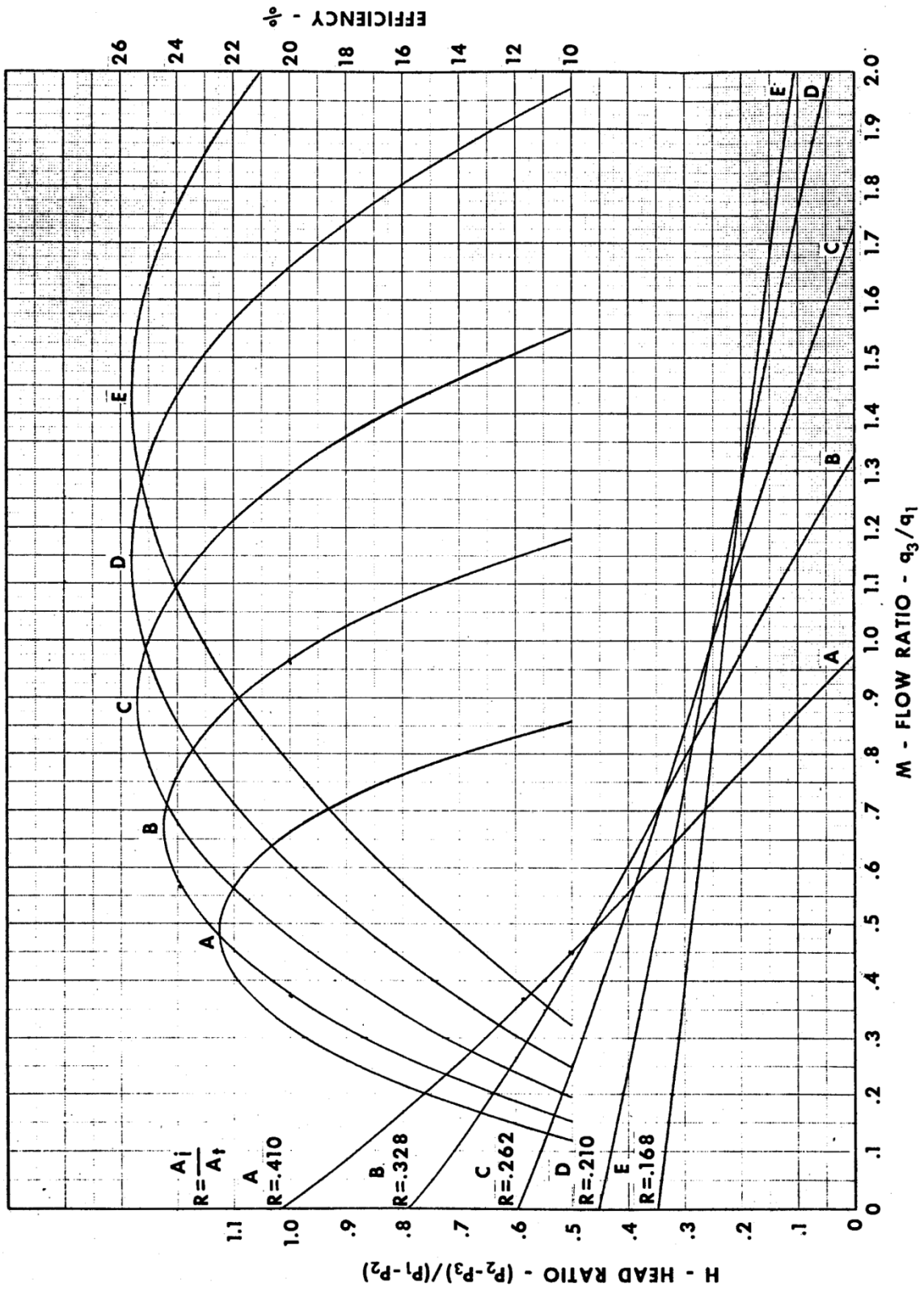


Fig. 2.10 Relaciones de gasto M

3 OPERACIÓN DEL SISTEMA

3.1 Procedimientos Básicos

3.1.1 Llenado del separador bifásico

Hay que depresionar el separador, abriendo la válvula que tiene un manómetro que da a la atmósfera y cerrando las demás válvulas. Después se conecta la manguera de la pipa a la válvula de llenado del separador, abriendo al mismo tiempo la válvula de llenado del separador y la bomba de la pipa. Se llena la mirilla hasta un 90% y se cierra la válvula de llenado del separador al momento de apagar la bomba de la pipa.

Al final se cierra la válvula de manómetro y se desconectan las mangueras.

3.1.2 Recirculación del pozo para limpieza

Para este procedimiento hay que alinear el equipo de bombeo hidráulico para realizar la circulación inversa. Cerramos la válvula de recirculación para manejar un volumen entre 1800 y 2400 BPD, dependiendo de las revoluciones del motor, para poder levantar de forma efectiva los sólidos, sin olvidar limpiar el colador.

Esta recirculación se lleva en un periodo que puede llevar de 24 ó 72 hrs. según la suciedad que se encuentre en el filtro del colador.

Una vez limpias TR y TP podemos introducir la bomba hidráulica de tipo jet.

3.1.3 Aplicación de un reactivo por medio del árbol de válvulas

Para aplicar un reactivo por medio del árbol de válvulas hay que abrir lentamente la válvula de recirculación y reducir las revoluciones del motor desembragándolo. Tenemos que cerrar la succión, inyección y la entrada y descarga del separador. Ya cerrado el árbol se comienza a abrir la válvula superior poco a poco para que se desaprisione. Una vez desaprisionada la válvula superior se limpian los posibles residuos que puedan encontrarse dentro de ella así como de la válvula maestra.

Ya limpio, agregamos el reactivo y cerramos la válvula superior y abrimos la válvula maestra, repitiendo este procedimiento las veces que se necesite.

Al final reabrimos lo que permanecía cerrado (inyección, succión, etc.), se embraga la bomba y se le aumentan lentamente las revoluciones hasta regularlas o se espera a que haga efecto el reactivo.

3.1.4 Alineación a producción del separador y el árbol de válvulas

Se abren las válvulas de 3 pulgadas del separador y los coladores, se cierran la válvula de descarga de 2 pulgadas (válvula de producción), así como las válvulas de los bypass.

Una vez cerradas las válvulas, se abre la válvula de inyección de 2 pulgadas que va a la TP. También se abre la válvula de recirculación de 1 pulgada a la mitad o dependiendo de la operación que se realice la de 1 pulgada que está antes de llegar al separador, verificando que la válvula superior se encuentre cerrada.

Para finalizar se abren la válvula maestra y la de TR que está conectada a la línea de dos pulgadas, ésta última poco a poco verificando la presión del separador.

3.1.5 Limpieza de la mirilla

Para limpiar la mirilla es necesario cerrar las válvulas de dos pasos donde se encuentra el nivel óptico, empezando con la válvula superior. Hecho esto, con la válvula inferior le quitamos presión a la mirilla y le quitamos su tapón, después cerramos la válvula de desfogue.

Rellenamos con diesel o gasolina, para limpiar posteriormente con un alambre, una vez limpio se abre y cierra la válvula de desfogue para sacar la gasolina o el diesel. Después, ponemos el tapón a la mirilla y abrimos las válvulas de dos pasos, iniciando por la superior para dejar entrar el fluido del separador.

3.1.6 Suministro de un reactivo por medio de la mirilla

Se tiene que bajar ligeramente el nivel del separador para que libere el fluido del conducto superior que va al separador. Cerramos las válvulas de dos pasos, quitándole presión a la mirilla con la válvula inferior, dejando la mirilla abierta.

Una vez abierta la mirilla, se aplica reactivo hasta que ésta quede llena. Después de esto, se pone el tapón a la mirilla y se abren las válvulas de dos pasos, iniciando por la superior, para dar paso del reactivo al separador.

Este procedimiento se realiza las veces que sea necesario.

3.1.7 Llenado del sistema para succionar con bomba triplex

Hay que abrir las válvulas de succión de 3 pulgadas y, también, la válvula de 3 pulgadas que se encuentra en la manguera de succión antes de llegar a la bomba, verificando que se encuentre empacada la línea de succión, esto se logra purgando las válvulas de succión de $\frac{1}{2}$ pulgada de la bomba triplex.

Una vez purgada la línea, se cierran válvulas de succión de $\frac{1}{2}$ pulgada de la bomba triplex cuando comience a salir el fluido. Después se abre la válvula de 2 pulgadas de la línea de inyección que llega a la bomba triplex, verificando que se encuentre empacada la línea de inyección, esto se logra purgando las válvulas de descarga de $\frac{1}{2}$ pulgada de la bomba triplex.

Una vez purgada la línea, se cierran válvulas de inyección o descarga de $\frac{1}{2}$ pulgada de la bomba triplex.

3.2 Procedimientos Intermedios

3.2.1 Puesta en servicio del sistema de bombeo hidráulico

Una vez que se han acabado de instalar el separador, paquete motriz (bomba-motor), el tanque de diesel, las conexiones a las líneas y las adaptaciones del árbol de válvulas. Se llena el separador a un 90% y se alinea abriendo la línea de succión, la de inyección, la entrada del separador. Y revisando que estén cerradas las válvulas de bypass, las de ½ pulgadas de succión y descarga de la bomba triplex, así como las del separador.

Se empaican las líneas de succión de 3 pulgadas y las de inyección de dos pulgadas, por medio de la bomba, hasta que salga el fluido. Cuando se empaca hay que revisar que no existan fugas.

Se alinea el árbol de válvulas y se abre TP, la válvula maestra y la TR, checando que la válvula de circulación de la batería esté abierta.

Ya que el equipo esté alineado y se hayan checado los niveles de los aceites se arranca el motor a pocas revoluciones, se embraga, y se checan las presiones a las que se trabaje o se indique un gasto de inyección de 1800 BPD.

3.2.2 Sacar el bombeo de operación para checar los niveles de aceite

Primero se abre lentamente la válvula de recirculación de 1 pulgada hasta que quede completamente abierta. Después se bajan las revoluciones del motor, se desembraga y se apaga.

Se tiene que esperar de 10 a 5 min a que se asiente el aceite y se checan los niveles de aceite del motor revisando que sean los adecuados.

3.2.3 Vaciado del separador hacia la batería en operación

Hay que abrir el bypass y alinearlos por la parte inferior del separador a la batería, cerrando la entrada del separador.

Si el separador está operando normalmente se abren las TP's que haya y se dejan abiertas. Después de esto, se cierran las válvulas maestra y de TR.

Hecho esto, se disminuyen o aumentan las revoluciones del motor, esto depende de la velocidad con que baje el nivel del separador. Ya vaciado, se bajan las revoluciones y se desembraga y apaga el motor.

3.2.4 Circulación inversa para sopletear o limpiar la Bomba Jet Tipo Coleman

Se tiene que abrir lentamente la válvula de recirculación de 1 pulgada, hasta que quede totalmente abierta. Se bajan las revoluciones del motor y se desembraga, después se apaga.

A continuación se abren las válvulas de TP-2 y TR-1, cerrando las válvulas de TP-1 y TR-2, manteniendo la válvula maestra abierta. Al haber cerrado las válvulas, se enciende el motor y se embraga para que comience a tomar fuerza.

Se cierra un poco la válvula de recirculación de 1 pulgada, para que lentamente empiece a levantarse la presión unos cuantos kilos, hay que checar en los manómetros o gráficas de inyección para ver si la presión está aumentando o no. Hay que subir la presión con la válvula de recirculación de manera lenta, ya que en algunos pozos se puede desanclar la bomba hidráulica de tipo jet Coleman a poca presión (30 kg/cm^2). Lo más común para reversar son 50 kg/cm^2 durante un periodo de 15 a 20 min (dependiendo de las condiciones del pozo puede tardar hasta 2 hrs cuando no se puede desanclar la bomba Coleman).

3.3 Procedimientos Avanzados

3.3.1 Instalación de la Bomba Hidráulica Tipo Jet Coleman

Para instalar la bomba Coleman, hay que parar el equipo de bombeo hidráulico y cerrar el árbol de válvulas. Se abre la válvula superior y se introduce la bomba tipo jet hasta que alcance la válvula maestra.

Hecho esto, se instala un cártcher que tenga el anillo adecuado para la bomba y se procede a abrir la válvula maestra para bajar por gravedad la bomba jet Coleman a la camisa deslizable.

Realizada esta operación, se alinea el pozo y el separador, después se abren las válvulas de succión, inyección, entrada al separador y la válvula de recirculación. Y así, se desplaza la bomba tipo jet en caída libre por alrededor de 15 min, teniendo el motor encendido previamente. Se embraga la bomba y se modifican los parámetros de operación, levantando un volumen de 1200 BPD hasta que la bomba quede asentada en la camisa deslizante. Cuando la bomba se asiente la presión irá aumentando y en ese momento debe de abrirse la válvula de recirculación para disminuir la presión de inyección.

3.3.2 Extracción de la Bomba Hidráulica Tipo Jet Coleman

Se efectúa el movimiento inverso en el árbol de válvulas para circular el fluido, bombeando el fluido de TR a TP con un volumen de inyección de 1800 BPD y según las condiciones para el desprendimiento de la bomba tipo jet Coleman se comienza a elevar la presión.

Ya despegada la bomba, esto ocurre cuando la presión decae bruscamente, el volumen de inyección se disminuye a 1600 BPD para que la bomba no llegue de golpe a la válvula superior.

Llegando al árbol de válvulas, la bomba, se asegura o se atrapa con la válvula maestra para sujetarla. Ya atrapada, se instala el catcher y se abre la válvula superior, cerrando TP para que se represione y que así se pueda subir la bomba al catcher y de este modo sujetarla con la válvula superior. Para estar seguros de que la bomba subió, se cierra la válvula maestra, se apaga el equipo y se cierra el árbol.

Ya estando arriba se libera presión con la válvula de aguja, se abre y se retira la bomba de tipo jet Coleman.

3.3.3 Disminución de la presión en la bomba triplex por algún mantenimiento si se encuentra operando

Hay que abrir la válvula de recirculación de 1 pulgada lentamente hasta que quede totalmente abierta. También, hay que disminuir las revoluciones del motor, desembragarlo y apagarlo. Hecho esto, se cierran las válvulas de 3 pulgadas que se encuentran cerca de la manguera de succión, antes de llegar a la bomba. En la línea de inyección, hay que cerrar las válvulas de recirculación y la de 2 pulgadas que se encuentra antes de llegar a la bomba triplex. En el árbol de válvulas se cierran TP, TR y la válvula maestra.

Se abren despacio las válvulas de $\frac{1}{2}$ pulgada que se encuentran en la inyección y succión para desaprisionar y no salpicar. Ya que no haya fluido ni gas en la bomba se dejan abiertas las dos válvulas y en ese momento el mecánico puede intervenir.



Fig. 3.1 Recuperación de una Bomba Hidráulica Tipo Jet

4 EL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL CAMPO HUMAPA

El Campo Humapa cuenta actualmente con 193 pozos, de los cuales:

- 85 se encuentran fluyendo.
- 18 se encuentran en terminación.
- 4 están en perforación.
- 69 cuentan con bombeo mecánico.
- 9 cuentan con bombeo hidráulico.
- 4 cuentan con bombeo neumático.
- Los 4 restantes presentan otras condiciones de operación.

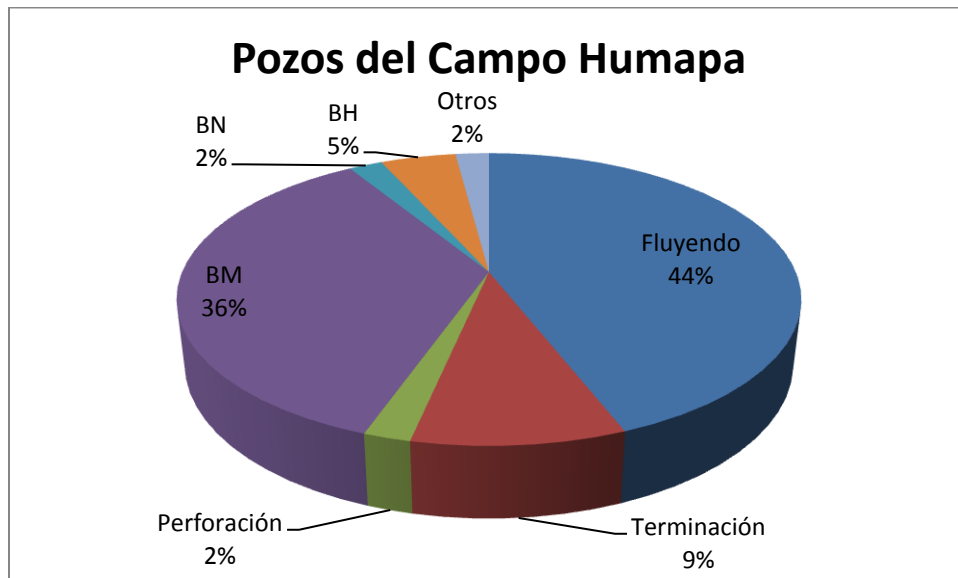


Fig. 4.1 Representación porcentual de los pozos del Campo Humapa

La producción de estos pozos es de 4,878 BPD. En la Fig. 4.2 se muestra el porcentaje de aporte a la producción por sistema.

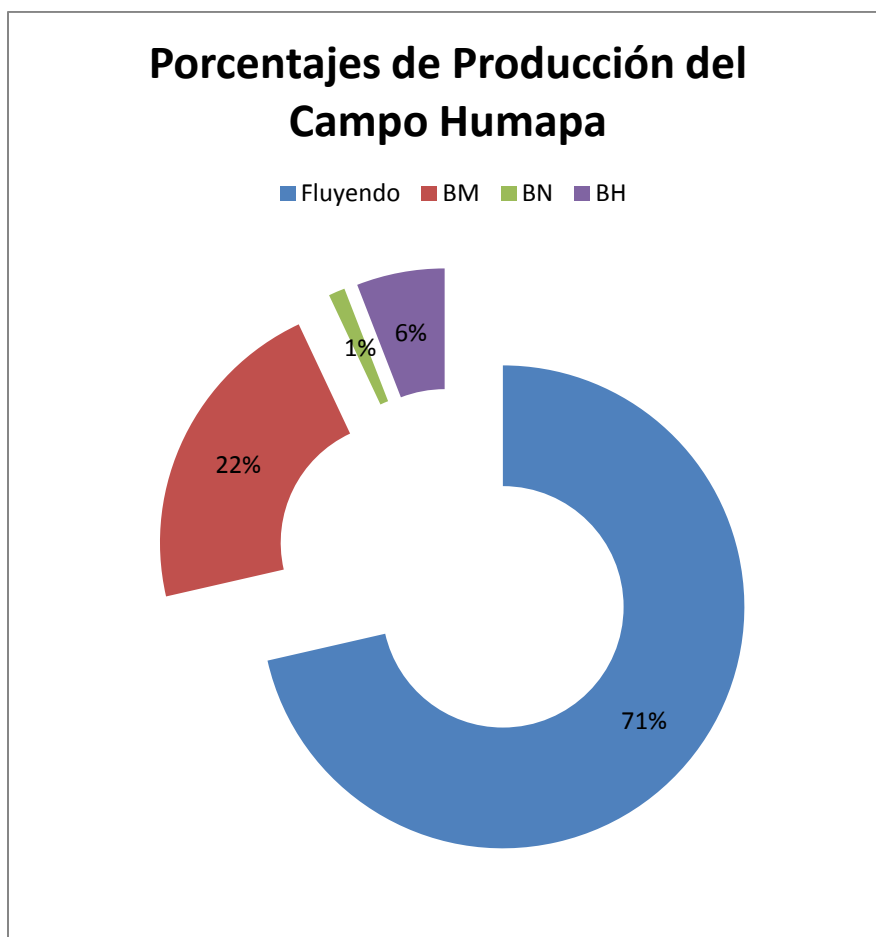


Fig. 4.2 Porcentajes de aporte a la producción el sistema utilizado en el Campo Humapa

Como podemos apreciar en la Fig. 4.2 el mayor aporte a la producción total del Campo Humapa proviene de los pozos que se encuentran fluyendo, seguido por los pozos que presentan bombeo mecánico (BM). En tercer lugar tenemos al bombeo hidráulico (BH) que representa el 6% de la producción diaria total, y con tan solo 9 pozos aporta el 27% de la producción que da el BM con sus 69 pozos.

A continuación describiré algunas de las condiciones operativas de los pozos con los que me ha tocado trabajar en estos meses. Los Pozos Humapa 1601 y 1794 producen en la misma arena.

4.1 Pozo Humapa 1601

El pozo Humapa 1601 (Fig. 4.4) fue abierto a producción el 6 de noviembre de 2010, teniendo una producción de 76 BPD con una presión de 62 kg/cm². Su producción fue declinando hasta 6 BPD y en junio del año 2011 dejó de fluir. Para septiembre del año 2011 se le realizó un ajuste para la instalación del bombeo

hidráulico (Fig. 4.5) y en octubre del mismo año el pozo ya estaba produciendo 29 BPD.

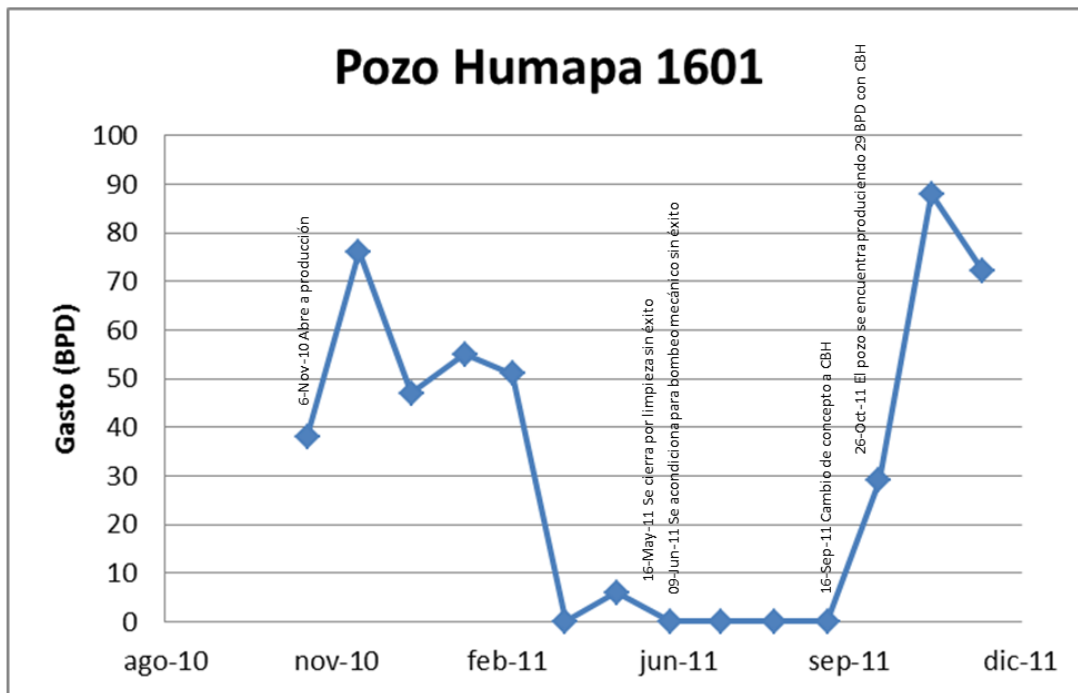


Fig. 4.3 Producción del Pozo Humapa 1601

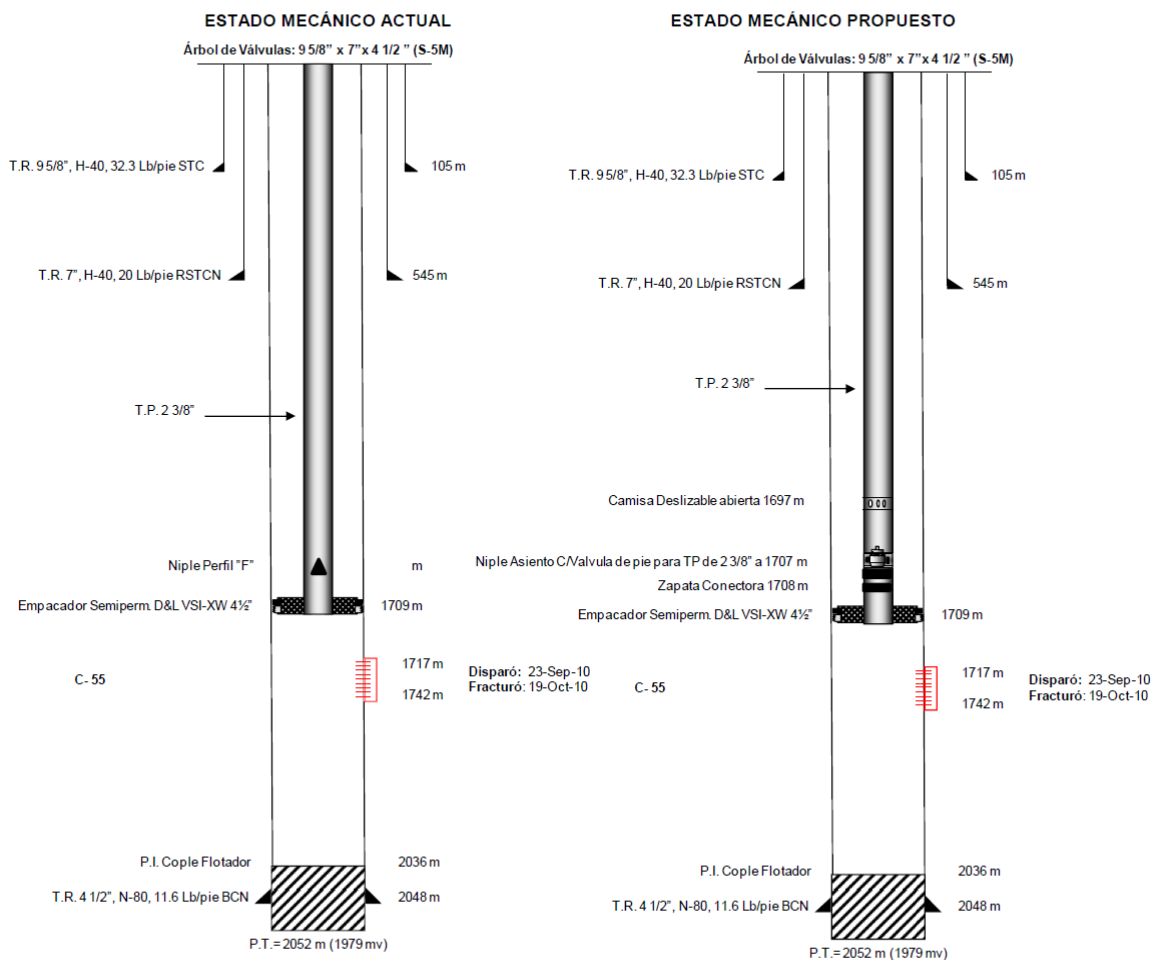


Fig. 4.4 Árbol de válvulas del pozo Humapa 1601



COORDINACIÓN DE ENLACE OPERATIVO
ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO

BASE DE USUARIO PARA LA CONVERSION A BOMBEO HIDRAULICO CON EQUIPO
DEL POZO HUMAPA 1601 (MP-HUM-1622) REV 2



Equipo Productividad de Pozos
Coordinación de Enlace Operativo, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo
Puerta dos, Interior del Campo PEMEX, Col. Herradura, C.P. 93370
Poza Rica, Ver., Tel. Conmutador 6 10 00 Ext. 3 45 08.

CBH-C/E-HUM-1601-SEPTIEMBRE-2011

Fig. 4.5 Estado mecánico inicial y actual de pozo Humapa 1601

4.2 El Pozo Humapa 1604

El pozo Humapa 1604 (Fig. 4.7) se abrió a producción el 6 de noviembre de 2010, con una producción de 62 BPD y una presión de 50 kg/cm². Su producción comienza a decaer y se le hacen varios tratamientos de limpieza, hasta que el 21 agosto del año 2011 se cierra el pozo para acondicionarlo para el uso del bombeo hidráulico (Fig. 4.8).

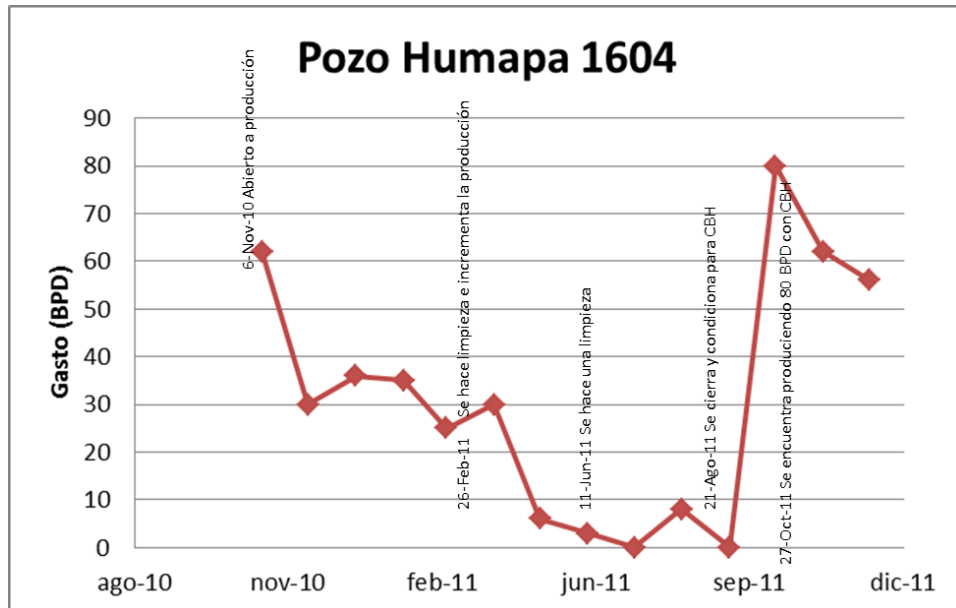


Fig. 4.6 Producción mensual del Pozo Humapa 1604

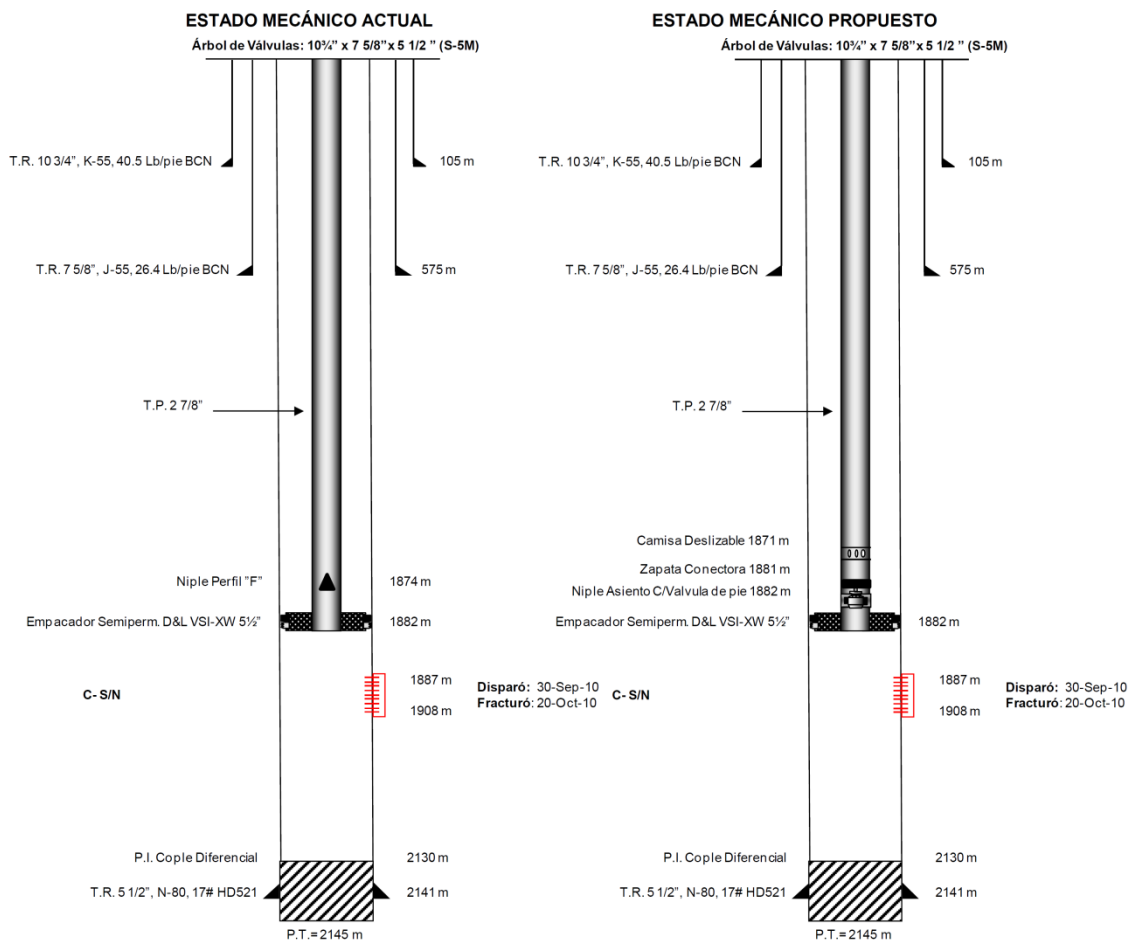


Fig. 4.7 Árbol de válvulas del pozo Humapa 1604



**COORDINACIÓN DE ENLACE OPERATIVO
ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO**

**BASE DE USUARIO PARA LA CONVERSION A BOMBEO HIDRAULICO CON EQUIPO
DEL POZO HUMAPA 1604 (MP-HUM-1622)**



Equipo Productividad de Pozos
Coordinación de Enlace Operativo, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo
Puerta dos. Interior del Campo PEMEX, Col. Herradura, C.P. 93370
Poza Rica, Ver., Tel. Conmutador 6 10 00 Ext. 3 45 08.

CBH-C/E-HUM-1604-JULIO-2011

Fig. 4.8 Estado mecánico inicial y actual de pozo Humapa 1604

4.3 El Pozo Humapa 1621

Este pozo (Fig. 4.9) fue terminado el 11 de noviembre del año 2010, pero se cerró y no es sino hasta el 6 de marzo del año 2011 que vuelve a entrar en operación con una producción de 60 BPD y una presión de 33 kg/cm². La producción de este pozo comenzó a decaer rápidamente hasta ya no producir. En septiembre del mismo año comienza su acondicionamiento para la instalación del bombeo hidráulico (Fig. 4.11) y en octubre del año 2011 ya se encuentra produciendo 15 BPD.

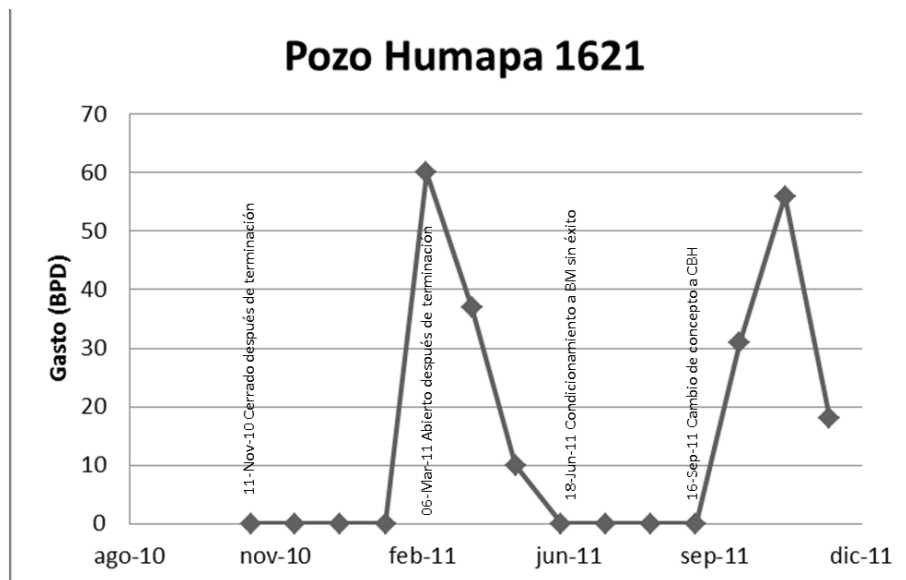


Fig. 4.9 Producción mensual del Pozo Humapa 1621

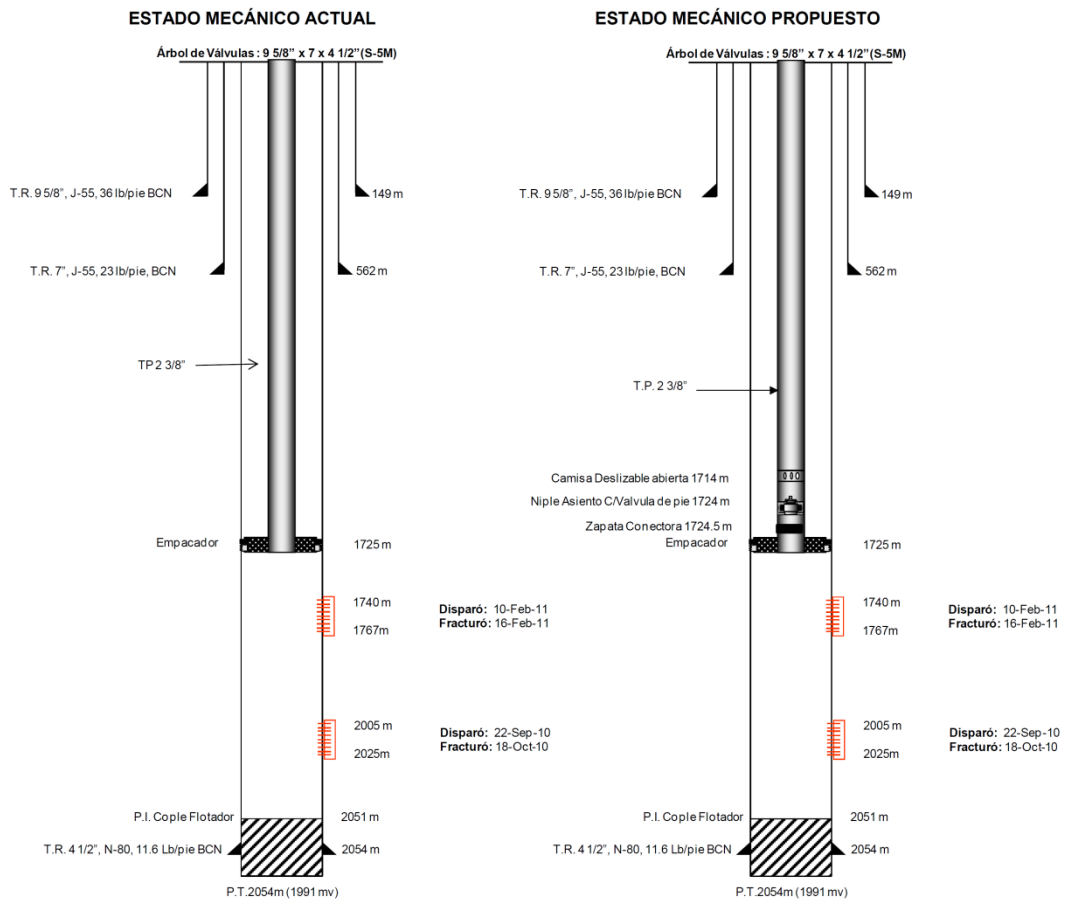


Fig. 4.10 Árbol de válvulas del pozo Humapa 1621



**COORDINACIÓN DE ENLACE OPERATIVO
ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO**

**BASE DE USUARIO PARA LA CONVERSION A BOMBEO HIDRAULICO CON EQUIPO
DEL POZO HUMAPA 1621 (MP-HUM-1622) REV 2**



Equipo Productividad de Pozos
 Coordinación de Enlace Operativo, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo
 Puerta dos, Interior del Campo PEMEX, Col. Herradura, C.P. 93370
 Poza Rica, Ver., Tel. Conmutador 6 10 00 Ext. 3 45 08.

CBH-C/E-HUM-1621-AGOSTO-2011

Fig. 4.11 Estado mecánico inicial y actual del pozo Humapa 1621

4.4 El Pozo Humapa 1794

Este pozo se abre a producción el 20 de enero de 2011, acondicionado para el uso de ya sea de bombeo hidráulico o mecánico, aunque el sistema artificial utilizado para la producción de este pozo es mecánico (produciendo 29 BPD). Su producción va disminuyendo hasta no producir y es en octubre del mismo año que se abre a producción, que al hacer un reanclaje se vuelve a hacer producir el pozo, produciendo en esta ocasión 8 BPD (Fig. 4.12), los cuales terminan siendo 10 BPD para diciembre de ese año, gracias a una optimización.

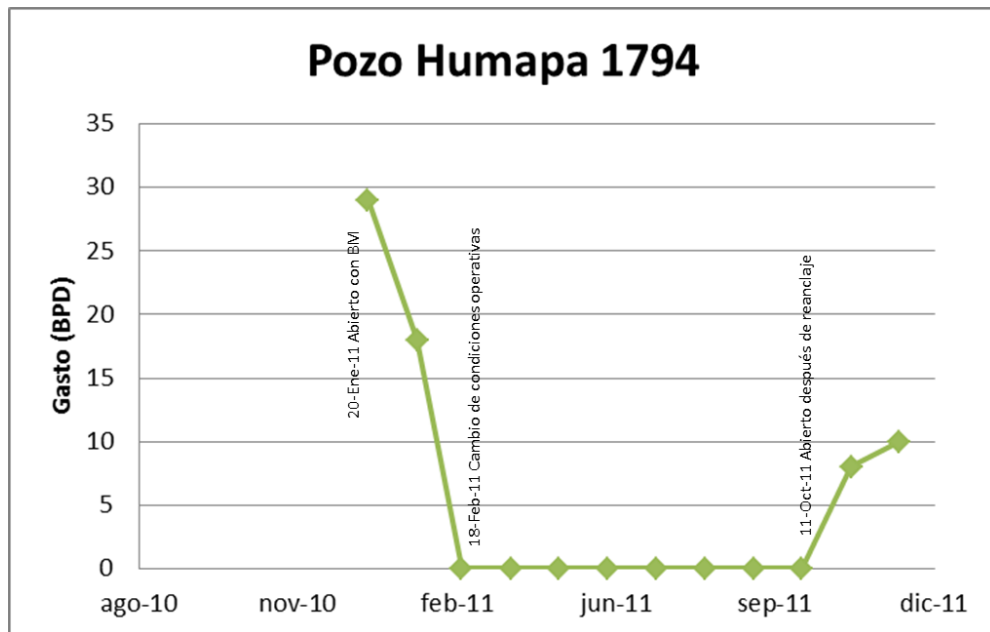


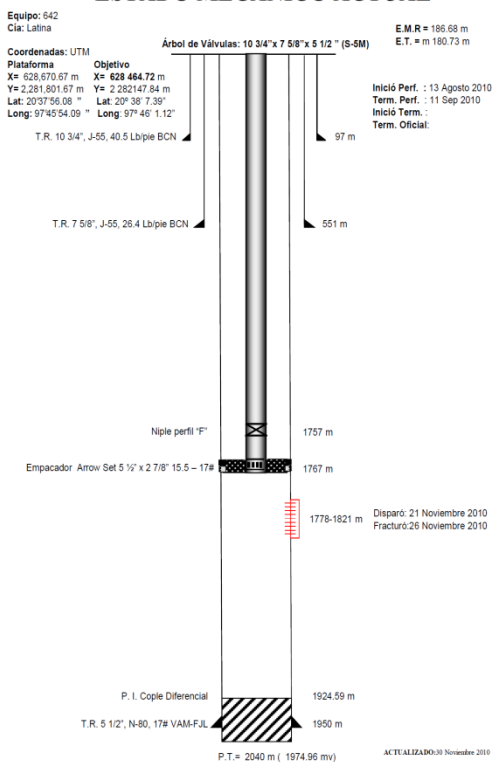
Fig. 4.12 Producción mensual del pozo Humapa 1794



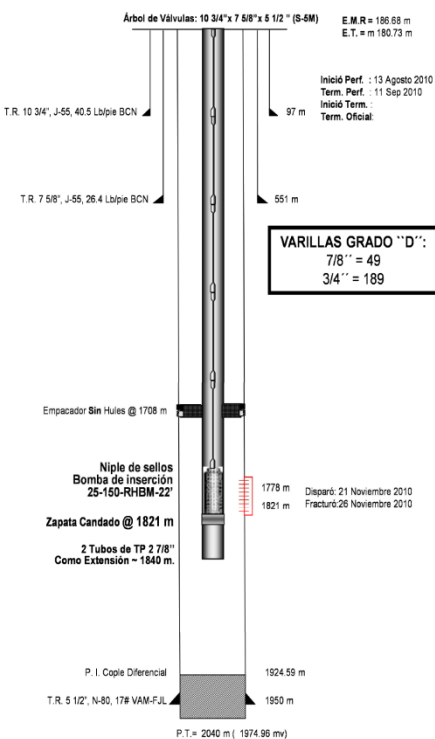
COORDINACIÓN DE ENLACE OPERATIVO ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO

BASE DE USUARIO PARA LA CONVERSION A BOMBEO MECÁNICO CON ETRP COMO COMPLEMENTO DE TERMINACIÓN DEL POZO HUMAPA 1794 (M-HUMAPA-1774)

ESTADO MECÁNICO ACTUAL



ESTADO MECÁNICO PROPUESTO



VARILLAS GRADO "D":
 7/8" = 49
 3/4" = 189

Condiciones de operación:

Torque (pg-lb)	314000
Carga máxima (lb)	15944
Carga mínima (lb)	7210
Esfuerzo Máximo en Varillas Grado "D" 7/8", 3/4" (%)	73, 73

Carrera (pg)	120
Velocidad (cpm)	1.5
Contrabalanceo (lb)	12311
UNIDAD	C-456-305-120

CTER - CBM - C/E - HUMAPA 1794 - DIC 10, Intervención con ETRP

Equipo Productividad de Pozos
 Coordinación de Enlace Operativo, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo
 Puerta dos, Interior del Campo PEMEX, Col. Herradura, C.P. 93370
 Poza Rica, Ver., Tel. Conmutador 6 10 00 Ext. 3 45 08.

Fig. 4.12 Estado mecánico inicial y actual del pozo Humapa 1794

4.5 Propuesta de Bombeo Hidráulico Tipo Jet

En junio del año 2011, la empresa SIGAMA hizo su propuesta para la Macropera Humapa 1622, utilizando sus bombas hidráulicas tipo jet Coleman. Se analizaron 10 pozos, resumiéndose la tabla de incrementos en la producción en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1

Propuesta de incremento de la producción en la Macropera Humapa 1622 de la empresa SIGAMA

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
Total Neto			283

Este objetivo se alcanzó, ya que en el reporte de los Seguidimientos Operativos del 20 de enero de 2011 marca una producción para los sistemas de bombeo hidráulico de 288 BPD, equivalente al 6% de todo el Campo Humapa, como ya se había mencionado anteriormente.

Estos sistemas de bombeo hidráulico fueron diseñados para la maximización del gasto de extracción. Para esto se realizó un análisis de sensibilidad en dos aspectos:

1. Variación de la profundidad de asentamiento de la bomba subsuperficial. Las variaciones hechas en este aspecto no arrojaron ningún resultado de incremento o decremento en la producción de aceite.
2. Variación en la relación del área adimensional (R). Arrojando la Tabla 4 con los valores geométricos óptimos para el uso del bombeo hidráulico para cada pozo.

Tabla 4.2

Parámetros operativos de las Bombas tipo jet en la Macropera Humapa 1622

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

4.6 Sistemas Artificiales del Campo Humapa

Los sistemas artificiales de producción utilizados en el Campo Humapa son básicamente dos:

- El Bombeo Mecánico (BM).
- El Bombeo Hidráulico (BH).

De estos dos sistemas, como ya se había mencionado anteriormente, el más utilizado es el BM.

4.6.1 La inversión

La inversión en el Campo Humapa, para los sistemas artificiales, depende del sistema que se vaya a utilizar. Por ejemplo, la inversión necesaria para el acondicionamiento del BM es de 2,950,000 pesos por pozo, mientras que para los

pozos de BH en este mismo Campo es, un poco menor, 2,550,000 pesos por pozo, en ambos casos la recuperación de la inversión depende de la producción que genere cada pozo. Para ambos sistemas en el Campo Humapa la recuperación de la inversión es mayor a un año.

4.6.2 La renta

El uso de sistemas artificiales en los diferentes campos petroleros de México genera una renta diaria dependiendo de las especificaciones técnicas del sistema, los 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 dls al día respectivamente.

4.6.3 Comparación entre los sistemas

En cuanto a la inversión necesaria para ambos sistemas es la del BH la que está por debajo de la que requiere un sistema de BM. Sin embargo, en cuanto a la renta, el costo del BH en el Campo Humapa es de casi 4 veces el costo de renta que genera el BM.

Los 9 pozos con BH en el Campo Humapa producen 288 BPD, lo que nos da un promedio diario de 32 bbls. Para el BM sus 69 pozos producen en el Campo Humapa 1053 BPD, esto genera un promedio por pozo de 15.26 BPD.

Suponiendo un costo de 108 dólares por barril (Pemex.com), el BH generaría en promedio por pozo 3,456 dls por día y para el BM el promedio es de 1,648 dls por día. Pero a este valor hay que restarle la renta quedando de este modo 2,956 dls por día para el BH y 1,508 dls por día para el BM. Por lo tanto, con el BH obtenemos casi el doble de la ganancia por pozo que obtendríamos con el sistema de BM tradicional.

Con este pequeño análisis podemos observar la rentabilidad del sistema de BH para el Campo Humapa. La Tabla 4.3 muestra un resumen de estas diferencias.

Tabla 4.3

<i>Diferencias entre los sistemas de BH y BM en el Campo Humapa</i>		
	Bombeo Hidráulico	Bombeo Mecánico
<i>Inversión [pesos]</i>	2,550,000	2,950,000
<i>Renta [dlls]</i>	500	140
<i>Producción promedio diaria por pozo [BPD]</i>	32	15.26
<i>Valor de la producción promedio por día [dlls]</i>	3,456	1,648
<i>Valor de la producción menos la renta [dlls]</i>	2,956	1,508

Conclusiones

En el AI ATG se tiene una gran necesidad de aumentar la producción, y esto se ha venido logrando gracias a la aplicación de las tecnologías convencionales; mismas que tenemos certeza de su buen funcionamiento. Pero adicionalmente se hacen pruebas tecnológicas, que consisten en la aplicación experimental de las mismas. Todo esto en la búsqueda incansable por aumentar la producción y hacer del AI ATG un activo exitoso y rentable.

El Sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet, es una tecnología ya probada en otros activos de producción, y su buen funcionamiento así como sus alcances son muy predecibles, por lo que se hace factible incorporar ésta tecnología a algunos pozos del activo. Aunque no se cuenta con gran experiencia de su aplicación en la localidad, el sistema ha demostrado ser efectivo y rentable.

Entre las desventajas de la aplicación del sistema se tiene que cada unidad debe contar con personal operando el sistema las 24 horas, ya que en superficie se manejan líneas de alta presión y los problemas tanto del equipo superficial, como del equipo sub superficial se pueden presentar en cualquier momento.

Las 3 partes involucradas en el sistema son: GPP (Grupo de Productividad de Pozos), COPIE (Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación), y GAMA (Compañía que renta el servicio). Y juntos deben formular y ejecutar el proceso para la optimización. En primera instancia se propone utilizar la herramienta "Echometer" para calcular la nueva IPR de cada pozo. Y en función de esto, diseñar una nueva geometría de boquilla y garganta que favorezca la producción.

La capacitación en materia de diseño y dimensionamiento del equipo es crucial y PEMEX deberá de contar con especialistas en el sistema, capaces de solucionar cualquier situación relacionada con el BH. Por lo que se recurrió a contratar una persona encargada de la capacitación del personal de PEMEX en materia del BH Jet.

Recomendaciones

Se recomienda involucrar a todo el personal de GPP en la aplicación del sistema de BH Jet ya que se han obtenido buenos resultados con él.

También se recomienda eliminar intermediarios en la medida de lo posible, ya que PEMEX es capaz de proporcionar personal e infraestructura propios, tanto en el diseño como en la operación de cada una de las unidades de BH Jet. Con esto se lograría una mayor rentabilidad del sistema.

En cuanto a la supervisión del sistema por parte de PEMEX, ésta se hace difícil, ya que el tiempo de viaje entre las oficinas de PEMEX y el Campo Humapa es de al menos 1:30 hrs., lo que a falta de telemetría se propone instalar manógrafos en cada pozo, tanto en inyección como en descarga, con el objeto de tener un seguimiento muy cercano del comportamiento de cada pozo las 24 horas.



Bibliografía

Brown, K. E.; *Artificial Lift Methods Volume 1*; Ed. PennWell Books; pp. 1-66.

Brown, K. E.; *Artificial Lift Methods Volume 2b*; Ed. PennWell Books; pp. 357-482.

Fretwell, James; *Petroleum Engineering Handbook Vol. IV Chapter 14: Hydraulic Pumping in Oil Wells*; pp. 713-756.

Gracey, M. T.; *High-Pressure pumps*; Ed. Gulf Professional Publishing, p. 8.

Prado, M.; *Artificial Lift*; Universidad de Tulsa, presentación de Power Point

Melo, V.; *Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet*; Universidad tecnológica Equinoccial; 2011.

Manual de Procedimientos de Operación: sistema de bombeo hidráulico de la bomba jet Coleman; Servicios integrales GAMA S.A de C.V.

Camacho V. R.; *El yacimiento de Chicontepec y su potencialidad futura*; presentación de Power Point.

Villegas, J. M. I.; *Sistemas Artificiales de Producción: Bombeo Hidráulico 2009-1*; Presentación de Power Point.

House, V. J. C.; Villacreces, Z. R. J.; *TESIS: Estudio para la implementación del bombeo hidráulico tipo jet de la compañía ECUAPET CIA. LTDA. en Petroproducción*; Escuela Politécnica Nacional de Quito; Julio 2010.

Benavides, S. A. A.; Vergara, C. E. D.; *TESIS: Estudio del sistema de bombeo hidráulico en el campo Shushufindi*; Escuela Politécnica Nacional de Quito; Enero 2011.

Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional: Chicontepec; PEMEX.

Base de usuario para la conversión a bombeo hidráulico con equipo del pozo Humapa 1601, PEMEX, 2011.

Base de usuario para la conversión a bombeo hidráulico con equipo del pozo Humapa 1604, PEMEX, 2011.

Base de usuario para la conversión a bombeo hidráulico con equipo del pozo Humapa 1621, PEMEX, 2011.

Base de usuario del pozo Humapa 1622, PEMEX, 2011.

Base de usuario para la conversión a bombeo hidráulico con equipo del pozo Humapa 1601, PEMEX, 2011.

Base de Datos COPIE AIATG, PEMEX, 2012.

Evaluación de RME ATG, PEMEX 2011.

Medición del pozo Humapa 1601, PEMEX, 2011.

Medición del pozo Humapa 1604, PEMEX, 2011.

Medición del pozo Humapa 1621, PEMEX, 2011.

Medición del pozo Humapa 1794, PEMEX, 2011.

Seguimiento de movimientos operativos ATG, PEMEX, 2011.

Referencias electrónicas

<http://www.oilwellhyd.com/history.html>

<http://www.pemex.com/>