



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA**



**APLICACIONES DEL SISTEMA ARTIFICIAL
DE PRODUCCIÓN HÍBRIDO ESPCP:
BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS
ASISTIDA POR UN MOTOR ELÉCTRICO
SUMERGIDO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

GILBERTO SEBASTIÁN BARRERA

DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

Son demasiadas las personas especiales a las que con placer y gusto agradezco por su amistad, apoyo y compañía a lo largo de mi vida. Agradezco infinitamente a mi familia, ya que sin su apoyo, nada de esto hubiese sido posible.

Agradezco a mi madre por haberme educado y soportar mis errores. Ley doy Gracias por sus consejos, por el amor que siempre me has brindado y por cultivar e inculcar ese sabio don de la responsabilidad, pero sobretodo: ¡gracias por darme la vida!

Agradezco a mi abuelo por los ejemplos de perseverancia y empuje que lo caracterizan y que siempre tendré en mente.

Agradezco a mis tías por haberme mostrado el valor que tiene la educación en la formación íntegra de mi persona.

Agradezco a aquellas grandes personas que hacen posible el conocimiento en las aulas, por todos los buenos y malos momentos que viví con ellos. A todos los que alguna vez han compartido sus conocimientos para enriquecer a las nuevas generaciones.

Agradezco a mi asesor de tesis, el M.I. José Ángel Gómez Cabrera, ya que gracias a sus conocimientos invaluable que me brindó, fue posible la realización de este trabajo de investigación de tesis, así como también a los ingenieros que fungen como jurado de examen profesional.

Agradezco a los profesores de la facultad de ingeniería que han dejado una huella profunda en mi formación y que aseguro que siempre vivirán en mi mente y en mi corazón:

Ing. Mario Becerra Zepeda

M.I. José Carlos Delgado Chong

Dr. Rafael Rodríguez Nieto

M.I. Carlos Alberto Rosas Gutiérrez

M.I. Rosalba Rodríguez Chávez

Dr. Sergio Chávez Pérez

Dr. Edgar Ramírez Jaramillo

Ing. Israel Castro Herrera

Ing. Luis Flores Juárez

Ing. José Agustín Velasco Esquivel

*Agradezco con cariño a mi alma mater, la **Universidad Nacional Autónoma de México** y en especial a la **Facultad de Ingeniería**, las cuales me dieron la oportunidad de poder estudiar en sus aulas y con ello formarme como persona e ingeniero.*

Le doy gracias a la vida por darme la fortuna de conocer a todos y cada uno de ustedes.



¡Gracias Pomas!

Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido ESPCP: Bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido

Índice

Introducción	1
1. Fundamentos de los sistemas artificiales de producción	7
1.1. Pozos con sistemas artificiales de producción	8
1.2. Definición de un sistema artificial de producción	8
1.3. Clasificación de los sistemas artificiales de producción	8
1.4. Generalidades de los sistemas artificiales de producción	9
1.4.1. Bombeo Mecánico	9
1.4.1.1. Principio de operación del Bombeo Mecánico	10
1.4.1.2. Principios de funcionamiento de la bomba subsuperficial del Bombeo Mecánico	10
1.4.1.3. Componentes del Bombeo Mecánico	11
1.4.2. Bombeo neumático	13
1.4.2.1. Principio de operación	13
1.4.2.2. Tipos de bombeos neumáticos	13
1.4.2.3. Componentes principales	15
1.4.2.3.1. Componentes superficiales	15
1.4.2.3.2. Componentes subsuperficiales	16
1.4.3. Bombeo electrocentrífugo sumergido	18
1.4.3.1. Modo de funcionamiento	18
1.4.3.2. Componentes	19
1.4.4. Bombeo de Cavidades Progresivas	27
1.4.4.1. Principio de operación	27

Índice

Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido ESPCP: Bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido

1.4.4.2.	Componentes principales	27
1.4.5.	Bombeo Hidráulico	32
1.4.5.1.	Principio de operación	32
1.4.5.2.	Componentes básicos	33
1.4.5.3.	Tipos de bombeo hidráulico	34
1.5.	Comparación de los sistemas artificiales de producción	36
2.	Sistema artificial de producción híbrido ESP-PCP (ESPCP)	41
2.1.	Sistemas artificiales de producción híbridos	42
2.1.1.	Principio fundamental de los sistemas artificiales de producción híbridos.	43
2.1.2.	Clasificación y descripción general de los SAP híbridos	43
2.1.2.1.	Bombeo neumático – Bombeo hidráulico tipo jet	44
2.1.2.2.	Bombeo neumático - Bombeo de cavidades progresivas	44
2.1.2.3.	Bombeo neumático - Bombeo electrocentrífugo sumergido	45
2.1.2.4.	Bombeo neumático - Émbolo viajero	46
2.2.	Forma de operación del sistema ESPCP	46
2.2.1.	Sistema de suministro de energía	47
2.2.2.	Sistema de levantamiento de fluidos de producción	49
2.3.	Componentes principales y aspectos incluidos en el diseño del sistema ESPCP	50
2.3.1.	Bomba de cavidades progresivas	51
2.3.2.	Motor eléctrico sumergido	53
2.3.2.1.	Desempeño del motor	54
2.3.3.	Protector	54
2.3.4.	Reductor sumergible	55
2.3.5.	Eje flexible y entrada	56
2.3.6.	Variador de frecuencia	57

Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido ESPCP: Bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido

2.4. Instalación completa de un sistema ESPCP	57
2.5. Diseño estructural	62
2.5.1. Diferentes tipos de diseño de la estructural del sistema ESPCP	63
3. Aplicaciones del sistema ESPCP	67
3.1. La aplicación del sistema ESPCP en el mundo	68
3.2. Aplicación en pozos horizontales del campo Kulin	69
3.2.1. Alcance del proyecto	69
3.2.2. Fase preliminar del proyecto Kulin Horizontal Well	69
3.2.3. Fase de perforación de los pozos horizontales	71
3.2.4. Diseño de los sistemas ESPCP para pozos horizontales	71
3.2.5. Terminación de los pozos e instalación del sistema ESPCP	74
3.2.6. Resultados de campo	76
3.2.6.1. Producción en el pozo Kulin 082	77
3.2.6.2. Producción en el Pozo Kulin 083	79
3.3. ESPCP aplicación en el campo Zatchi	83
3.3.1. Generalidades del campo Zatchi	83
3.3.2. Descripción y retos de producción del yacimiento Zatchi B	84
3.3.3. Modelado del yacimiento	87
3.3.4. Perforación y diseño de la terminación del pozo ZAM-408ML	88
3.3.5. Terminación y diseño del método de levantamiento artificial	90
3.3.6. Sistema de levantamiento artificial	92
3.3.7. Desarrollo de la producción del pozo multilateral ZAM-408ML	93
3.4. Aplicación en el campo Bohai Bay	97
3.4.1. Rangos de trabajo del sistema ESPCP	98

Índice

Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido ESPCP: Bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumergido

3.4.2. Estadísticas de causa de fallas en los sistemas ESPCP	99
3.4.3. Casos exitosos de la instalación del sistema ESPCP	100
4. Análisis y discusión de las aplicaciones del sistema ESPCP	103
4.1. Aplicación del sistema ESPCP en pozos horizontales y multilaterales	104
4.2. Aplicación del sistema ESPCP en forma masiva	106
4.3. Observaciones de ahorro de energía	107
4.3.1. Sistema ESPCP Vs PCP: Comparación de ahorro de energía	107
4.3.2. Sistema ESPCP Vs ESP: Comparación de ahorro de energía	108
4.4. Ventajas del sistema ESPCP sobre los SAP convencionales	109
4.5. Metodología de selección del sistema ESPCP	111
Conclusiones y recomendaciones	115
Bibliografía	119

Introducción

Introducción

Aplicaciones del sistema ESPCP:

Bomba de cavidades progresivas asistida por motor un eléctrico sumergido

Introducción

En los últimos años se ha visto una importante reducción de recursos petrolíferos fácilmente recuperables, consecuentemente ha aumentado de manera considerable la cantidad de recursos no convencionales de crudo y gas. Esto representa un esquema técnico-económico que demanda formas de ingeniería más avanzadas para extraer dichos recursos. La disminución en las reservas de crudo, los altos precios de los energéticos y la necesidad de incorporar reservas están alentando a las compañías petroleras para desarrollar el área petrolífera de extracción que fue temporalmente paralizada por años sin ninguna razón de reto tecnológico o interés económico.

Un enorme número de yacimientos no convencionales de aceite han sido descubiertos alrededor del mundo, pero solo un pequeño porcentaje de éstos es producido o no está del todo desarrollado. La mayoría de los recursos petrolíferos del mundo corresponden a aceite pesado, la producción y refinación de estos hidrocarburos resulta costosa y difícil. En particular, el aceite pesado (densidad menor a 22.3 °API), el aceite extra pesado (densidad menor a 10° API) y el bitumen representan cerca del 70% de los recursos mundiales de petróleo, lo cual suena muy interesante si se toma en cuenta que el total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente $9 \text{ a } 13 \times 10^{12}$ (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m³]¹.

Los aceites pesados han llegado a ser un tema importante en la industria de los hidrocarburos con un incremento en el número de operaciones necesarias para su extracción. Algunos países realizan acciones para incrementar su producción, algunas de estas acciones son: revisar detalladamente las reservas de hidrocarburos estimadas, probar nuevas tecnologías de extracción e invertir en infraestructura. La extracción de recursos petrolíferos convencionales involucra procesos tales como la perforación y la terminación, sin embargo, cuando se desea extraer hidrocarburos en yacimientos no convencionales se debe recurrir a tecnologías

Bomba de cavidades progresivas asistida por motor un eléctrico sumergido

avanzadas de perforación y terminación de pozos. Por lo tanto, los procesos antes mencionados se han visto en la necesidad de evolucionar. Esto con el objetivo de aumentar el factor de recuperación de hidrocarburos. La evolución de estos sistemas comprende tendencias como perforación de pozos desviados, horizontales y multilaterales; así también terminaciones especiales (terminaciones con sistemas artificiales de producción).

Una consecuencia directa del uso de tecnologías más avanzadas utilizadas durante los procesos de perforación y terminación de pozos, es precisamente el hecho de que los sistemas artificiales de producción tradicionales se han visto forzados a evolucionar para poder ser instalados y operados de manera eficiente dentro de los pozos.

Los sistemas artificiales de producción convencionales están limitados en su capacidad de extracción de hidrocarburos por diversas razones, de las cuales destacan las siguientes:

- El uso de un sistema de bombeo subsuperficial impulsado por varillas de succión o torsión, está seriamente afectado por la fricción generada en pozos que presentan un grado de desviación muy severo.
- Algunas bombas subsuperficiales no están capacitadas para desplazar crudo pesado, polímeros y crudo con contenido de arena.
- Los sistemas artificiales de producción que son accionados por una sarta de varillas presentan una limitante en la velocidad de operación y colocación de la bomba, debido a la potencia demandada por la bomba.

Una respuesta correctiva a los problemas antes mencionados es precisamente la implementación de un novedoso sistema artificial de producción. Este sistema es llamado “Electrical Submersible Progressive Cavity Pump” (ESP²), la parte fundamental de este sistema consta de la combinación de una bomba de cavidades progresivas (PCP por sus siglas en inglés) con un motor eléctrico sumergido propio del bombeo electrocentrífugo sumergido (ESP por sus siglas en inglés).

Introducción

Aplicaciones del sistema ESPCP:

Bomba de cavidades progresivas asistida por motor un eléctrico sumergido

La combinación ESP-PCP (sistema ESPCP) es un sistema artificial de producción híbrido que integra tanto las ventajas del ESP como del PCP. Algunas de estas ventajas son³:

- ▶ No hay desgastes mecánicos de varillas o tubería de producción en pozos desviados.
- ▶ Puede ser utilizado con motores de 2 polos (más eficientes y menos costosos).
- ▶ El tamaño de la bomba no está limitado al tamaño de la tubería de producción.
- ▶ No presenta impacto o riesgos en la superficie del pozo, por ausencia de cabezal rotativo y de soporte.
- ▶ No presenta problemas de bloqueo debido al gas como en las bombas electrosumergibles.

El sistema ESPCP se divide principalmente en dos conjuntos de componentes: los componentes superficiales y los subsuperficiales.

En la parte superficial, el sistema ESPCP presenta una enorme similitud con el bombeo electrocentrífugo sumergido, ya que al igual que éste, tiene los siguientes equipos: línea de alimentación eléctrica, transformador, variador de frecuencia, tablero de control, caja de unión, etc.

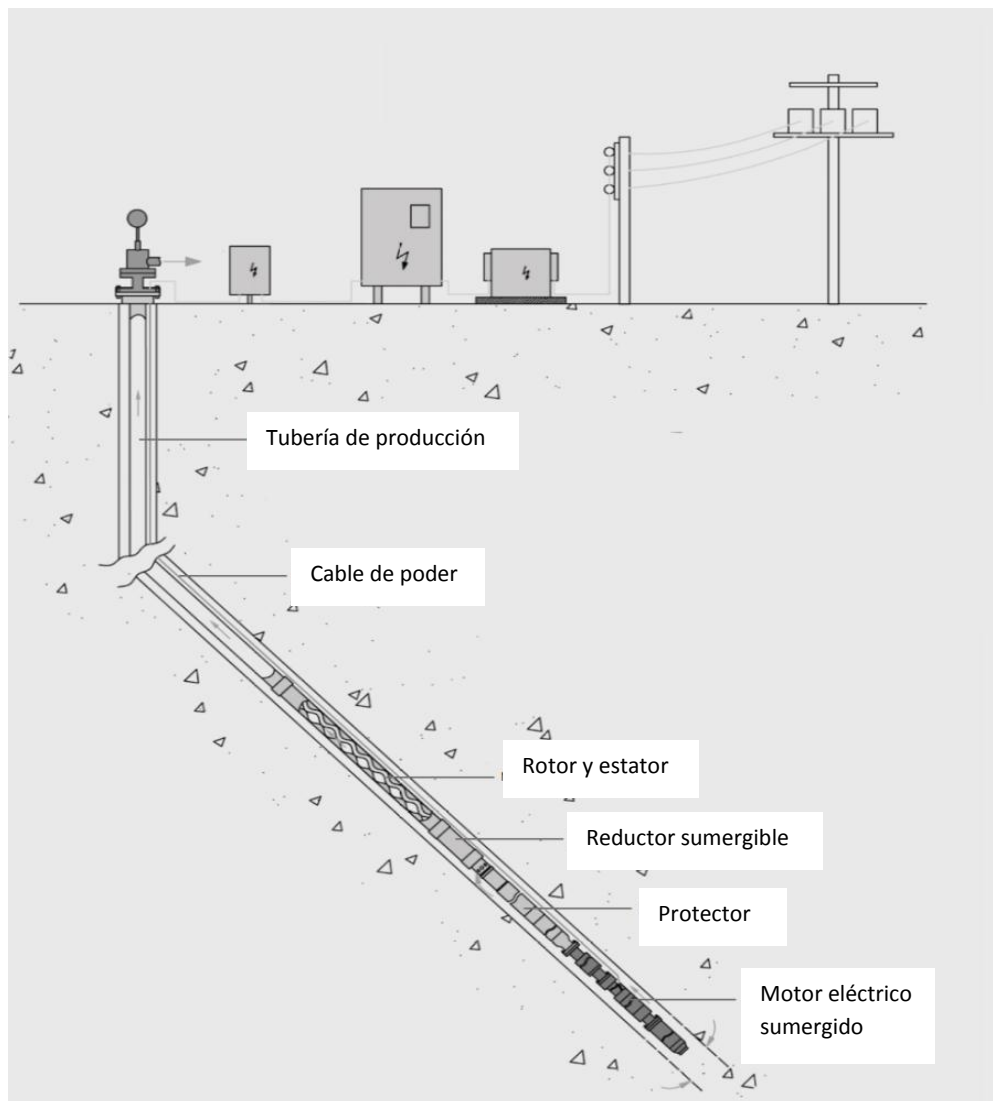
En la parte subsuperficial, este sistema cuenta con variados equipos, tales como lo son: motor eléctrico sumergido, sección de sello del motor, protector del motor, reductor sumergido, bomba de cavidades progresivas, cable de potencia, etc.

A pesar de que existen diferentes diseños en la estructura de un sistema ESPCP, los componentes mecánicos que lo conforman son exactamente iguales, las únicas diferencias son: el orden en que son colocados dentro del pozo y la instalación de componentes opcionales. Existen principalmente tres configuraciones subsuperficiales estructurales para este sistema: configuración tipo convencional, configuración invertida tipo domo y configuración invertida tipo flujo anular⁴.

Bomba de cavidades progresivas asistida por motor un eléctrico sumergido

El sistema expuesto con anterioridad representa una opción bastante atractiva para los requerimientos de extracción de hidrocarburos bajo condiciones desfavorables (condiciones de los yacimientos no convencionales).

El sistema ESPCP está considerado como el sistema artificial de producción más conveniente para algunas características especiales del crudo y condiciones específicas del pozo, tal como alta viscosidad del aceite, contenido de arena en el crudo, contenido de polímeros, pozos desviados, horizontales y multilaterales, etc.



Sistema ESPCP instalado en la parte desviada de un pozo⁵.

Introducción

Aplicaciones del sistema ESPCP:

Bomba de cavidades progresivas asistida por motor un eléctrico sumergido

Referencias

1. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.ashx
2. Progressing Cavity Pumping Systems ESPCP, Systems overview by Baker Hughes Incorporated.
3. Bao Feng, Sanyang Co. Ltd.; Weibin Meng, Indonesia Company,CNOOC; Anxia Li, Shengli Oilfield Company, SPE 136816. The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield.
4. Feng Bao. The Development and Application of ESPCP system. Oil Drilling & Production Technology [J], 2000, Volume 01.
5. Partnership in the oilfield, individual solutions for pump systems by Netzch Pumps.

Capítulo

1

Fundamentos
de los sistemas
artificiales de
producción

1.1. Pozos con sistemas artificiales de producción

Cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural, es decir, si la presión de fondo fluyendo a la cual se está produciendo llega a ser tal que el pozo no puede producir a un gasto deseado o peor aún, que no produzca nada, entonces surge la necesidad de instalar algún método de producción artificial para hacer producir de nuevo al pozo.

A través del análisis nodal es posible saber si un pozo requiere modificaciones menores, o en su caso, son aquellos que necesitan ser adicionados con algún tipo de energía ajena al yacimiento para que puedan aportar fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. Por otra parte, debe tenerse en cuenta que, el que un pozo sea capaz de fluir naturalmente no significa que no deba considerarse algún tipo de producción artificial para un tiempo determinado. La energía adicional puede ser suministrada indirectamente por inyección de agua o gas en el yacimiento para mantener la presión del mismo.¹

1.2. Definición de un sistema artificial de producción

Los sistemas artificiales de producción son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada. Existe una gran variedad de métodos de producción artificial, sin embargo, todos son variaciones o combinaciones de tres procesos básicos²:

- 1.-Aligeramiento de la columna de fluido, mediante inyección de gas (Bombeo neumático).
- 2.-Bombeo subsuperficial (Bombas hidráulicas, bombas electrocentrífugas, etc.).
- 3.-Desplazamiento con émbolo de baches de líquido (Émbolo viajero).

1.3. Clasificación de los sistemas artificiales de producción

Una clasificación de los sistemas artificiales de producción se establece con base en la existencia de una bomba subsuperficial en la configuración del sistema; la figura 1.1 muestra la clasificación de los sistemas artificiales de producción convencionales con base al criterio anterior.

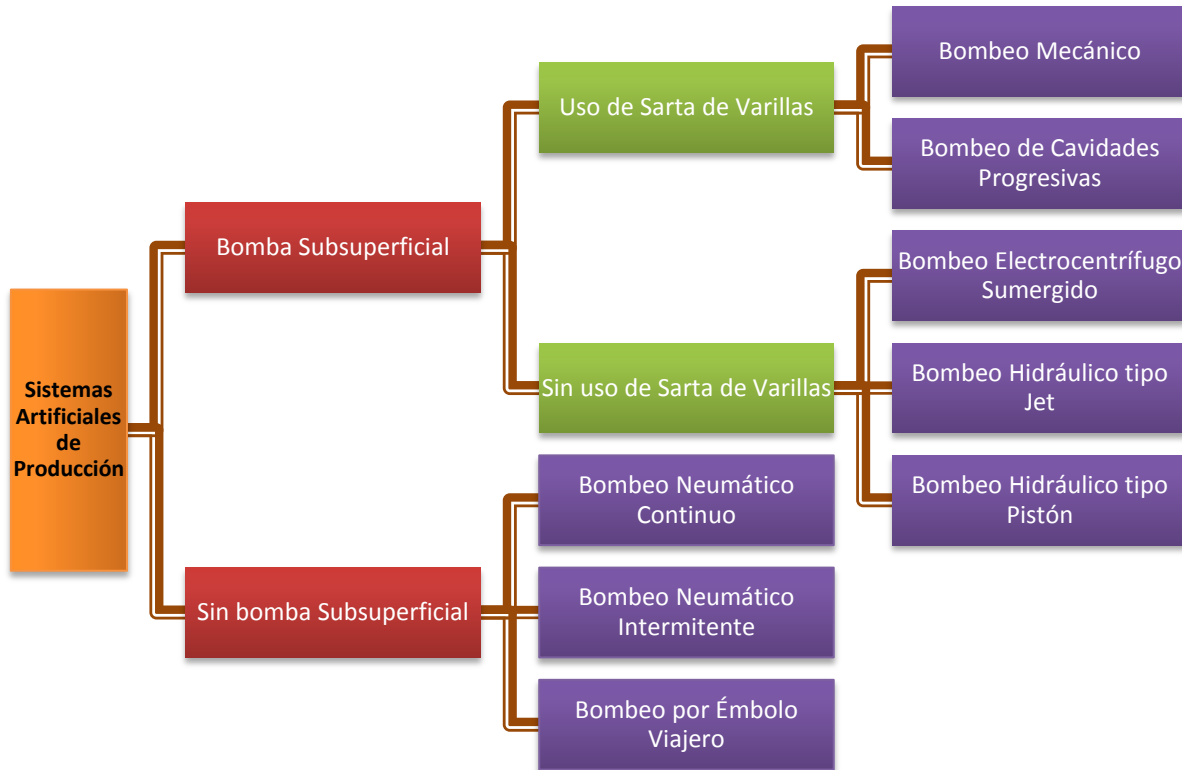


Fig. 1.1. Clasificación de los SAP.³

1.4. Generalidades de los sistemas artificiales de producción

A continuación se describen los principios fundamentales de funcionamiento de los métodos de levantamiento artificial, además se describen las funciones de los componentes básicos de cada uno de ellos.

1.4.1. Bombeo Mecánico

El bombeo mecánico es uno de los principales métodos de levantamiento artificial que se encuentran en uso actualmente; esto es debido a que este sistema presenta bajas inversiones

monetarias cuando se producen volúmenes bajos de hidrocarburos en profundidades someras e intermedias.

1.4.1.1. Principio de operación del Bombeo Mecánico

La configuración de sistema de levantamiento artificial conocido como Bombeo Mecánico permite extraer importantes volúmenes de hidrocarburos mediante un movimiento ascendente y descendente que se transmite por medio de una sarta de varillas a una bomba subsuperficial, dicha bomba está insertada dentro de la TP y es de desplazamiento positivo. Los fluidos de producción que se acumulan tanto en la TP como en el espacio anular son bombeados hasta la superficie a través de la TP. Dicho en otras palabras, el Bombeo Mecánico es un sistema artificial de producción (SAP) en el cual el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión.

1.4.1.2. Principios de funcionamiento de la bomba subsuperficial del Bombeo Mecánico

Cuando el émbolo inicia su carrera ascendente, se cierra la válvula viajera por el peso del aceite sobre ésta; la válvula de pie se abre y da paso al aceite del pozo, llenando la camisa de la bomba. Al descender el émbolo, se abre la válvula viajera y da paso al aceite de la camisa de la bomba hacia arriba, llenando el interior del émbolo, y cerrando la válvula de pie que impide que se regrese el aceite al pozo.

El émbolo es accionado desde la superficie por una Unidad de Bombeo Mecánico (U.B.M.), por medio de la varilla pulida y las varillas de succión. Al levantar el émbolo, desaloja hacia la superficie un volumen de aceite igual al contenido en la camisa de la bomba, cuyo volumen va a ser igual al producto del área de la sección transversal interior de la camisa, por la carrera del pistón, aproximadamente, ya que siempre se tiene alguna presencia de volumen de gas en el fluido procedente del yacimiento.

El objetivo primordial del Bombeo Mecánico es producir cierta cantidad de fluidos por día con un mínimo de: torsión, carga en la varilla pulida, rango de cargas en las varillas, requerimiento de potencia del motor principal, costos de combustible o energía, costo de mantenimiento de la

unidad, roturas de la varilla, producción diferida por rotura de varillas o por reparación y mantenimiento de la unidad, costo de instalación y costo inicial.

Existen variados diseños de bombeo mecánico, por lo que estos se clasifican de la siguiente manera (fig. 1.2).

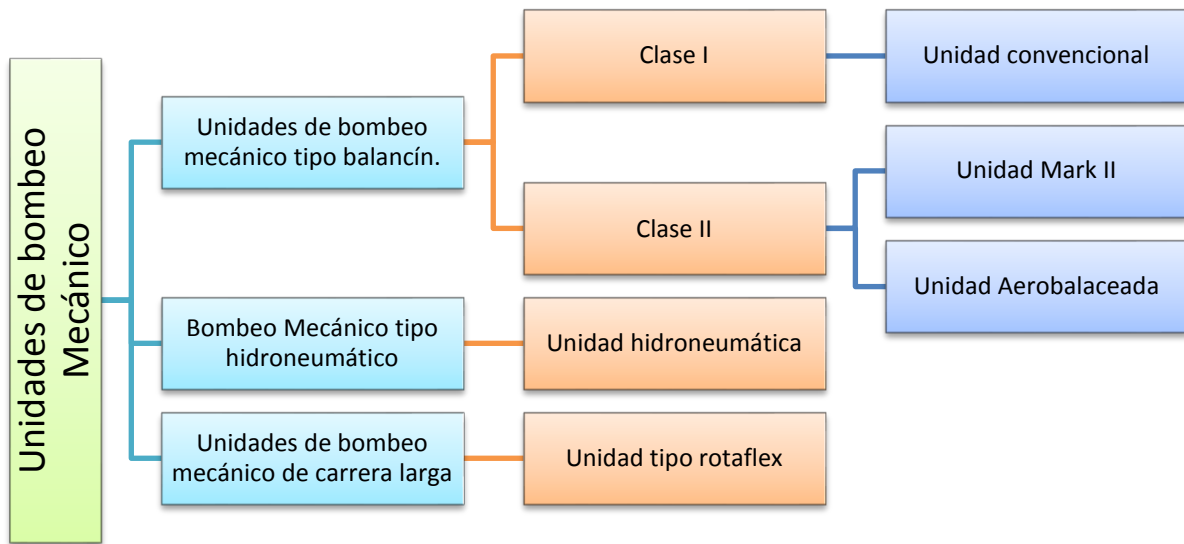


Fig. 1.2. Clasificación de los tipos de Bombeo mecánico.⁴

1.4.1.3. Componentes del Bombeo mecánico

El sistema artificial de producción conocido como Bombeo Mecánico consta de 5 partes fundamentales (fig. 1.3), las cuales son las siguientes:

Motor principal: Es la fuente principal de potencia para el proceso de bombeomecánico.

Reductor de engranes: Su función primordial consiste en reducir la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo. También está sujeto a una torsión máxima y la polea de esta unidad recibe la potencia del motor principal a través de un sistema de bandas.

Fundamentos de los sistemas artificiales de producción

CAPÍTULO 1

Equipo subsuperficial de bombeo: Este equipo cambia el movimiento rotatorio del motor principal, a un movimiento oscilatorio en las varillas de succión. Gracias a su configuración mantiene la verticalidad de la varilla pulida.

Sarta de varillas de succión: Su función es transmitir el movimiento de bombeo superficial y la potencia a la bomba subsuperficial. El máximo esfuerzo de trabajo para las varillas depende de su composición química y propiedades mecánicas, además de la naturaleza del fluido bombeado.

Bomba subsuperficial: Su función consiste en admitir fluido de la formación al interior de la sarta de producción y elevar el fluido admitido hasta la superficie.

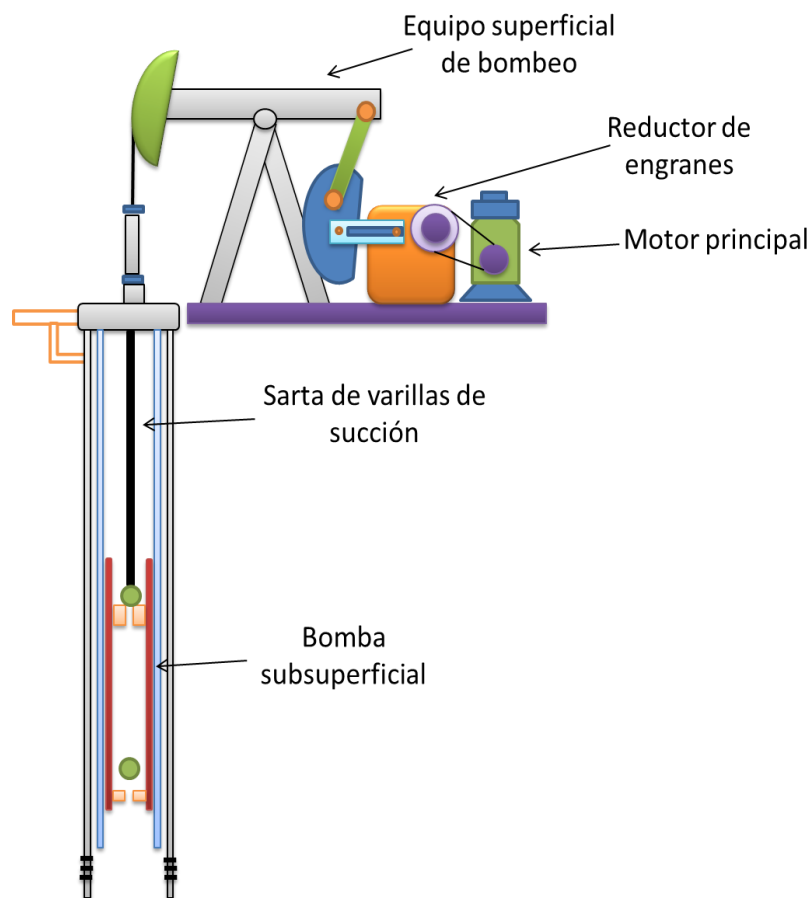


Fig. 1.3. Diagrama de un pozo con Bombeo mecánico.⁵

1.4.2. Bombeo neumático

1.4.2.1. Principio de operación

El bombeo neumático es un método de levantamiento artificial mediante el cual se inyecta gas de manera continua o cíclica a una presión relativamente alta para lograr un efecto de aligeramiento en la columna hidrostática en el pozo. El bombeo neumático es el sistema artificial de producción más utilizado en México, debido a que aproximadamente el 50% de los pozos productores opera con este sistema. La aplicación de este sistema artificial de producción resulta conveniente cuando los pozos presentan un índice de productividad alto (mayor a 0.5 BPD/PSI) y presiones de fondo fluyendo altas.

1.4.2.2. Tipos de bombeos neumáticos

Como se mencionó anteriormente, existen dos tipos de bombeo neumático:

- ▶ **Bombeo neumático continuo:** El gas es inyectado continuamente a una presión relativamente alta; a la presión de apertura de la válvula operante, el gas entra a través de ésta manteniéndola abierta. El gas se mezcla con el fluido del pozo produciendo un aligeramiento, lo que ocasiona el incremento de la relación de solubilidad del aceite, aligerando la columna y causando que la presión hidrostática de la formación disminuya, lo que permite el ascenso de las dos fases a la superficie.
- ▶ **Bombeo neumático intermitente:** En este caso un volumen de gas es inyectado a alta presión a través de la TR y mediante la válvula operante llega a la TP, el gas es acumulado en la TR mientras que en la TP se acumulan fluidos de la formación, después de cierta cantidad de fluidos acumulados el gas entra en contacto con éste desplazándolos en forma de pistón. El fluido dentro de la TP presenta la forma de bache o pistón el cual es impulsado por el acumulamiento de gas que la válvula operante depositó en la TR.

El equipo superficial y subsuperficial que conforma el BN (fig. 1.4) dependerá del tipo de flujo que se inyectará en la TR.

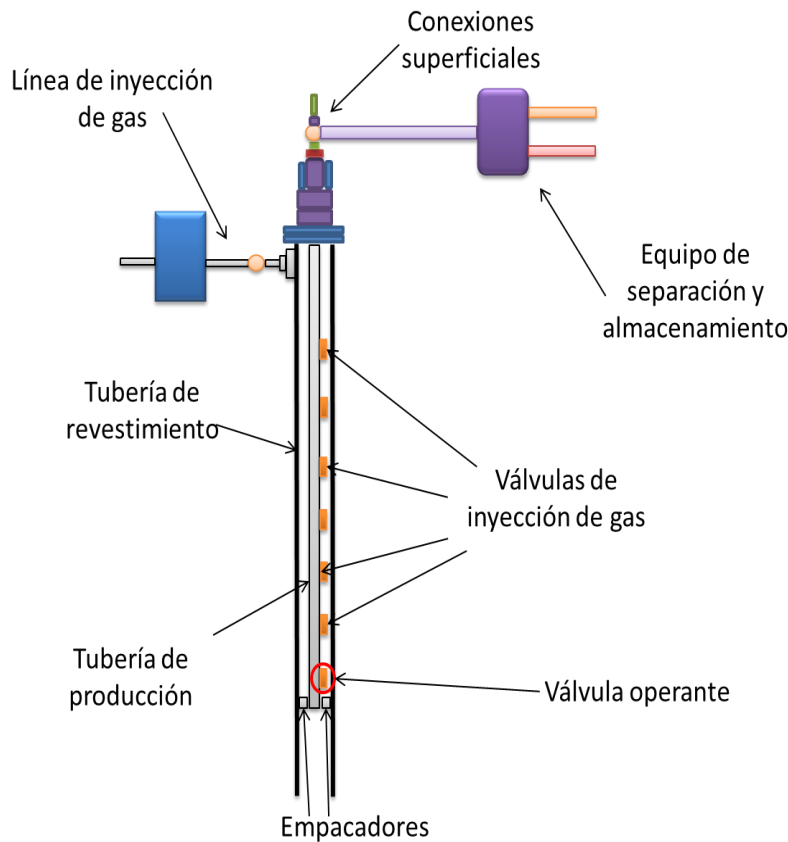


Fig. 1.4. Diagrama típico de una instalación de BN.⁵

Hay dos tipos de válvulas para el sistema de bombeo neumático, las cuales son:

- ▶ **Válvulas balanceadas:** Una válvula balanceada tiene la característica principal de no estar influenciada por la presión en la TP cuando está en la posición cerrada o abierta. Esto es porque la presión en la TR actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo, esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión.
- ▶ **Válvulas desbalanceadas:** Una válvula desbalanceada tiene la característica de abrir a una presión superior de apertura y luego cerrar con una presión más baja, es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

1.4.2.3. Componentes principales

1.4.2.3.1. Componentes superficiales

Son el conjunto de tuberías, conectores, válvulas, reguladores, etc., que se encuentran acoplados en función de las necesidades requeridas por las condiciones de operación y las propiedades de los hidrocarburos producidos. Esto es para poder conducir con seguridad los fluidos de producción en la superficie. Las conexiones superficiales están compuestas principalmente por las siguientes partes:

Árbol de válvulas: Es un componente superficial del pozo que está conformado por mecanismos de control de presión, monitoreo de producción y otros accesorios con el objetivo de controlar la producción del pozo. Sus componentes principales son válvulas, cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, y estranguladores. El árbol de válvulas tiene como fin proveer soporte para instalar el equipo de control superficial y bases para colocar las cuñas que soportan las diferentes tuberías de revestimiento y tuberías por donde conducir los fluidos de producción.

Bypass: Es un dispositivo superficial, que está colocada en un árbol de válvulas, el cual sirve para comunicar la TR con la TP, este equipo también permite corregir algunas fallas en el aparejo de las válvulas. Además es una unión de apoyo a las conexiones de superficie como la línea de descarga para asegurar el flujo hacia la batería de separación.

Línea de descarga: Consta de un equipo de tuberías de acero que parte del árbol de válvulas hacia la estación de separación. La finalidad de la línea de descarga es transportar el gas, aceite y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.

Línea de inyección de gas: Es un conjunto de tuberías y accesorios por medio del cual se conduce el gas a alta presión. Sus funciones sustantivas constan en medir, conducir, regular y controlar con seguridad y eficiencia la inyección de gas a alta presión para maximizar la recuperación de hidrocarburos durante el uso del bombeo neumático como sistema artificial de producción.

Equipo de separación y almacenamiento: Su función principal radica en el tratamiento de los fluidos producidos y el almacenamiento de los hidrocarburos comercialmente explotables. Este equipo consta de dos partes fundamentales, las cuales son las siguientes:

- ▶ Los separadores: Son equipos utilizados para separar el flujo multifásico compuesto principalmente por aceite, gas, agua y sólidos que proviene directamente de los pozos. En el sistema de bombeo neumático conviene recuperar en el separador el mayor porcentaje de gas inyectado para que éste sea nuevamente utilizado en el proceso de recuperación por medio de este sistema artificial de producción.
- ▶ Tanques de almacenamiento: Son recipientes de gran capacidad de almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento son estructuras cilíndricas de acero, dichos tanques pueden ser instalados en tierra firme, o bien, buque-tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera.

1.4.2.3.2. Componentes subsuperficiales

Tubería de Revestimiento: Consiste en un sistema de tuberías de acero concéntricas de diámetros variados, las cuales están alojadas en la pared del pozo. Este sistema tiene como objetivos primordiales: aislar zonas que contengan hidrocarburos, evitar la movilidad de los fluidos contenidos en cada zona, permitir producir y controlar el pozo.

Tubería de Producción: Es la tubería que nos permite obtener hidrocarburos en la superficie, ya que esta tubería está en contacto directo con los fluidos producidos. Esta tubería se encuentra alojada en el interior de la TR. La TP está sostenida en la superficie por el árbol de válvulas y en el fondo se sostiene gracias al uso de empacadores.

Válvulas de inyección de gas: Son mecanismos que permiten la inyección de un volumen controlado de gas. Las válvulas de inyección de gas son instaladas a diferentes profundidades, son espaciadas de acuerdo al tipo de bombeo neumático que desee aplicar. Cada válvulas de inyección se encuentra insertada en un receptáculo conocido como mandril y éste a su vez está insertado en la TP. La válvula más usual es la válvula operada por presión, la cual abre en respuesta a la

inyección de gas y a la presión proveniente de la TP, de esta manera la válvula abre, lo que permite el paso del gas acumulado en el espacio anular. Las válvulas de inyección de gas se clasifican de acuerdo a su extracción o introducción en el interior del pozo, entonces la clasificación es la siguiente:

- Válvulas convencionales: Son aquellas válvulas instaladas en un adaptador en el exterior del mandril, el cual se introduce al pozo como parte de la TP. Estas válvulas pueden ser de resorte o de carga de nitrógeno en el fuelle. Para recuperar la válvula es necesario extraer la TP del pozo.
- Válvulas recuperables: Este tipo de válvulas se localizan dentro del bolsillo de un mandril, el cual se introduce al pozo como parte de la TP del pozo, puede alojarse y recuperarse por los métodos de línea de acero excluyendo la necesidad de extraer la TP.

Válvula operante: Es la válvula por medio de la cual se inyecta gas al interior de la TP. Esta válvula se usa en caso de que exista un solo punto de inyección. Entonces todo el gas necesario para subir el bache de aceite se inyecta a través de ésta válvula. En dado caso de que el bombeo neumático cuente con punto múltiple de inyección, la expansión del gas actúa sobre el bache de aceite, empujándolo hacia una válvula posterior por medio de otra válvula que se encuentra inmediatamente debajo del bache. La válvula que se encuentra debajo actúa como la válvula de operación.

Empacador: Es un dispositivo el cual aísla la zona del espacio anular que hay entre la TP y la TR, lo que trae como consecuencia un incremento de la eficiencia de flujo. Este mecanismo presenta ventajas considerables, tales como el bloqueo del flujo de fluidos de la formación al espacio anular o del espacio anular al interior de la TP, aísla los intervalos productores y canaliza los fluidos corrosivos y abrasivos a través de la TP manteniendo la TR en buenas condiciones

1.4.3. Bombeo electrocentrífugo sumergido

1.4.3.1. Modo de funcionamiento

El sistema artificial de producción denominado como bombeo electrocentrífugo sumergido ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no siempre puede resultar el mejor sistema de levantamiento artificial. El modo de operación de este sistema artificial de producción consta de la siguiente manera: a través de una fuente superficial de alimentación (energía eléctrica) se hace funcionar un motor eléctrico sumergido dentro del fluido de producción. A su vez el motor eléctrico sumergido acciona una bomba centrífuga de múltiples etapas, la cual imprime a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo (fig. 1.5).

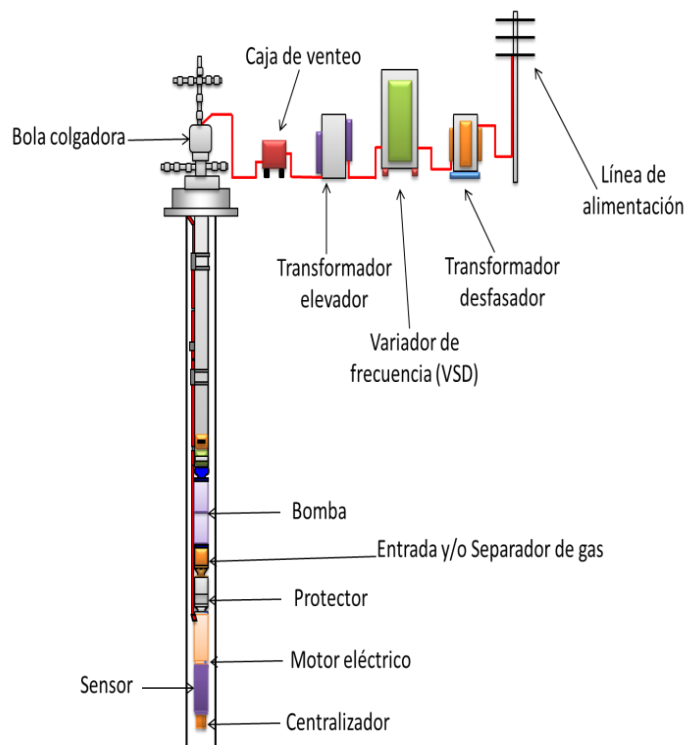


Fig. 1.5. Diagrama de instalación de un sistema de Bombeo electrocentrífugo sumergido.⁶

Un pozo que requiera un levantamiento artificial con bombeo electrocentrífugo sumergido, debe reunir características que no afecten el funcionamiento del sistema, tales como relaciones gas-aceite altas, temperaturas altas y presencia de arena en los fluidos producidos.

Entre las características únicas del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque su unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo, entonces, el aparejo de bombeo electrocentrífugo sumergido trabaja sobre un amplio rango de profundidades y gastos. Su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite. El sistema opera sin empacador, ya que este sistema se encuentra sumergido en el fluido de producción del pozo y suspendido en el extremo inferior de la TP, generalmente se coloca por arriba de la zona de disparos.

1.4.3.2. Componentes

Bola colgadora: Este dispositivo se coloca en un nido sobre el árbol de válvulas. Su función es sostener la TP, permitir su paso y el de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre TP y TR para evitar la fuga de fluidos a la superficie. Está construida de acero y cubierta de neopreno. En el caso de instalaciones marinas, el paso de los conductores del cable lo tiene integrado y su contacto es como el de la mufa.

Caja de venteo: Está ubicada entre el cabezal del pozo y el transformador, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de potencia del motor. Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de viento o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad.

Tablero de control: Es el componente desde el que se gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede ser

sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de depresionamiento de líneas, indicadores de la causa de paro, amperímetro, y otros dispositivos para control remoto.

Variador de frecuencia: Este dispositivo permite cambiar la frecuencia fija de la onda de corriente alterna suministrada a otras frecuencias (30 a 90 Hz). La alteración en la frecuencia del voltaje que alimenta al motor, modificará su velocidad de operación.

Un incremento en la frecuencia incrementará la velocidad de operación de la bomba y por consecuencia el gasto, una baja frecuencia trae consigo una disminución de la producción.

Cabe mencionar que a una mayor frecuencia se requiere una mayor potencia para operar el bombeo electrocentrífugo sumergido. Sin embargo, con el empleo del variador de frecuencia se logra concretar una gran flexibilidad de operación en la aplicación del bombeo electrocentrífugo sumergido; entonces, con el uso del variador de frecuencia es posible utilizar un solo tamaño de motor y de bomba para manejar un amplio rango de condiciones de operación.

Transformadores: Estos componentes se utilizan para elevar o disminuir el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores, que les dan mayor flexibilidad de operación.

Accesorios: Con el propósito de asegurar una mejor operación del equipo es necesario contar con algunos accesorios importantes, los cuales son los siguientes:

- ▶ **Válvula de contra presión:** Se coloca de una a tres lingadas de tubería por arriba de la bomba. Esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría.
- ▶ **Válvula de drene:** Se coloca de una a tres lingadas por arriba de la válvula de contra presión. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la TP, con el

propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla, se deja caer una barra de acero desde la superficie por la TP; la barra rompe un perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

Guía: Se utiliza para evitar que el equipo se vaya golpeando con las paredes de la TR durante la instalación o cuando entre a un liner. Si existiera una obstrucción primero golpearía a la guía protegiendo así al sensor de fondo.

Sensor de fondo: Es una de las partes más importantes del bombeo electrocentrífugo sumergido ya que envía la información de los parámetros de operación del equipo y del pozo, como son temperaturas y presiones. Estos datos se utilizan para determinar en qué condiciones opera el equipo y así poder realizar alguna acción correctiva para mejorar la operación del sistema.

La información es enviada a través del cable de potencia como una señal digital, la cual es decodificada en superficie por una computadora para mostrar los valores y tendencias. Los parámetros que registra el sensor son:

- ▶ Presión de Entrada.
- ▶ Temperatura de Entrada.
- ▶ Temperatura del Motor.

Conexión del motor (Mufa): Este dispositivo se utiliza para obtener una conexión entre el motor y el cable de potencia para el suministro eléctrico.

Motor eléctrico: Este componente normalmente consiste de una carcasa de acero al bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijas en su interior alineadas con las secciones del rotor y del cojinete respectivamente. El motor eléctrico es colocado en la parte inferior de aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la TR existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia.

La parte interior del motor es llenada con aceite mineral, éste aceite tiene las siguientes características: Presenta una alta refinación, muestra buena conductividad térmica, tiene la capacidad para lubricar las partes internas móviles. El aceite tiene la función de transferir el calor generado por el motor a carcasa y de ésta a los fluidos del pozo que pasan por la parte externa de la misma, de esta manera los fluidos producidos enfrían la carcasa del motor. Debido a lo anterior, se recomienda colocar el aparejo arriba del intervalo disparado.

Debido a que los motores utilizados en el bombeo electrocentrífugo sumergido cuentan con un diámetro reducido para poder ser insertados dentro de la TR del pozo, existe una limitación en las opciones de diseño del motor, entonces para obtener cantidades elevadas de potencia es necesario aumentar la longitud del motor. En algunas instalaciones (colocación del motor por debajo de los disparos o colocación de la bomba debajo del motor) se requiere el uso de una cubierta para forzar a los fluidos a enfriar al motor.

La profundidad de colocación del aparejo es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido a las pérdidas de voltaje en el cable. Cuando la pérdida de voltaje es demasiado grande, se requiere un motor de más alto voltaje y menor amperaje. En pozos muy profundos, la economía es un factor importante: con un motor de más alto voltaje es posible usar un cable más pequeño y más barato. Sin embargo, puede requerirse un tablero de control de más alto voltaje y de mayor costo.

Protector: Este componente también llamado sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba. Está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo. Adicionalmente tiene las siguientes cuatro funciones básicas:

- ▶ Conecta la carcasa de la bomba con la del motor y une rígidamente la flecha impulsora del motor con la flecha de la bomba.
- ▶ Aloja un cojinete que absorbe el empuje axial desarrollado por la bomba.
- ▶ Evita la contaminación del aceite lubricante del motor con el fluido del pozo.

- Provee un receptáculo para compensar la expansión y contracción del aceite lubricante del motor, debidas al calentamiento o enfriamiento de éste, cuando la unidad está trabajando o cuando está sin operar. Esta función equivale a igualar la presión interna en el motor con la presión externa en el pozo.

Existen dos tipos de protectores: el convencional y el de tres cámaras aislantes. La diferencia principal está en la forma como el aceite lubricante del motor es aislado del fluido del pozo. El protector convencional, protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha. El contacto directo entre el fluido del pozo y del motor es considerado como el único medio de igualar presiones en el sistema de sellado. El protector de tres cámaras, constituye realmente tres sistemas de sellos en uno. Cada cámara consiste de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción. Este tipo de sección sellante proporciona la mejor protección disponible contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes propios de los fluidos de producción.

Separador de gas: El separador de gas es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como sección de entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación a altos gastos, y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas. Los separadores o también conocidos como manejadores de gas se pueden clasificar tanto en estáticos como en dinámicos.

- **Separadores estáticos:** El diseño original de los separadores de gas estáticos se basaba en el incremento de la separación por medio de la inversión de la dirección del flujo en la sección de entrada a la bomba. Por esto se les conoce como separadores de gas de flujo inverso. Dentro de los ejemplos de separadores estáticos se encuentra el separador de gas convencional, el cual invierte el sentido de flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe con su trayectoria ascendente hacia el espacio anular, se recomienda para pozos

donde las cantidades de gas libre no son muy altas a la profundidad de colocación de la bomba.

- ▶ **Separadores dinámicos:** Este tipo de separador se puede dividir en cuatro secciones: succión, cámara de incremento de presión, cámara de separación y By-pass. En la primera sección después de la succión, el inductor aumenta la presión de la mezcla. En la cámara de separación las fases se separan dependiendo del tipo de separador rotativo. Puesto que la fase líquida es más pesada, ésta es expulsada hacia afuera (contra la pared interna) y la fase gaseosa se concentra en el centro por ser más liviana. En la parte superior del separador los fluidos de producción son redireccionados, el gas que venía por la parte central es desviado al espacio anular y la fase líquida desde el exterior es dirigida hacia la bomba por la parte interior del By-pass. Los ejemplos de separadores dinámicos son entonces.
 - **Separadores centrífugos:** En sus orificios de entrada recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta, la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; por diferencia de densidades el líquido va hacia las paredes internas del separador y el gas permanece en el centro. Unas aletas guías convierten la dirección tangencial del flujo, en dirección axial; entonces el líquido y gas se mueven hacia arriba, pasan a través de un difusor que conduce a los líquidos a la succión de la bomba y desvía al gas hacia los orificios de ventilación, donde el gas libre va al espacio anular por fuera de la turbina de producción.
 - **Separadores tipo Vortex:** Se consideran la línea de separadores dinámicos de última generación. Es un separador que utiliza el efecto remolino (Vortex) que se genera en el fluido al pasar éste por los puertos de entrada, inductor, propulsor y By-pass de descarga. El separador Vortex también utiliza el sistema de cojinetes flexibles resistentes a la abrasión. Bajo este esquema de direccionamiento de los fluidos es posible obtener mucho mejor rendimiento y durabilidad en el manejo de fluidos severamente abrasivos.

La eficiencia de separación no es un valor fácil de predecir debido a la cantidad de variables que intervienen como tamaño del casing, características del fluido, velocidades, caudal, tipo de flujo,

dimensiones de los equipos, velocidad de rotación, etc. Algunos valores promedio comúnmente usados para la eficiencia de separación son los mostrados en la tabla 1.1.

Tipo de separador usado	Eficiencia de separación (%)	% de gas libre que pasa a la bomba
Entrada estándar	0 - 20	80 - 100
Flujo Inverso	25 - 50	50 - 75
Rotativo	80 - 95	5 - 20

Tabla 1.1. Eficiencia de separación de los diferentes tipos de separadores.⁷

Bomba centrífuga sumergida: La función básica de las bombas centrífugas sumergibles es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo. Las bombas sumergibles son bombas centrífugas de etapas múltiples. El tipo o geometría de la etapa determina el volumen de fluido que la bomba puede manejar, mientras que el número de etapas de la bomba determina la altura dinámica total (TDH). La altura dinámica total se integra de 3 factores:

- ▶ La distancia neta que el fluido de producción debe ser levantado.
- ▶ La pérdida de presión por fricción en la TP.
- ▶ La presión del cabezal del pozo que la bomba debe vencer para poder elevar los fluidos de producción hasta la superficie.

Cada etapa de la bomba centrífuga sumergible consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de éste número depende la potencia requerida. La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible depende de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido bombeado. Una interpretación diferente del concepto anterior, es que cada etapa de la bomba imprime a los

fluidos un incremento de presión exactamente igual. Las condiciones indeseables que provoca la presencia de gas en el interior de la bomba centrífuga son las siguientes:

- ▶ El comportamiento de la bomba cambia drásticamente creando fallas en su interior.
- ▶ Se reduce la eficiencia.
- ▶ Fluctuación de carga en el motor.
- ▶ Posible efecto de cavitación.

Cable de potencia: Es un componente de suma importancia para el bombeo electrocentrífugo sumergido, ya que a través de él se comunica desde la superficie la energía eléctrica necesaria para impulsar el motor. Dicho cable de potencia debe elegirse de tal manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento necesarias para resistir la temperatura, la presión y los agentes corrosivos y abrasivos propios de los fluidos de producción. Otra función importante del cable de potencia es transmitir las señales de presión, temperatura, etc., desde el instrumento sensor de fondo hasta la superficie. El cable de potencia consiste de tres fases de conductores aislados individualmente. Los conductores se cubren con un material protector y finalmente se protegen del daño químico, abrasivo y mecánico con una cubierta y un blindaje de plomo. Los cables estándar tienen una duración aproximadamente de 10 años de vida a una temperatura máxima de 167 °F. El sistema de cables de potencia usados en el bombeo electrocentrífugo sumergido permite diseñar la configuración adecuada para las condiciones específicas de aplicación.

Los cables de potencia están disponibles en configuración redonda y plana, de tal manera que si el cable seleccionado no encaja en las dimensiones del pozo, se tendrán las siguientes opciones de corrección:

- ▶ Reducir el tamaño del cable conductor, lo que aumenta la pérdida de voltaje en el cable.
- ▶ Cambiar la geometría del cable de potencia, de redonda a plana.

El éxito o fracaso de la instalación depende en gran parte de la adecuada selección del cable de potencia para las condiciones de operación. En pozos muy profundos que requieren cables especiales, el cable puede ser el componente más costoso del sistema.

1.4.4. Bombeo de Cavidades Progresivas

1.4.4.1. Principio de operación

El bombeo por cavidades progresivas es un sistema artificial de producción en el cual se hace uso de una bomba subsuperficial de desplazamiento positivo (bomba de cavidades progresivas) que suministra energía adicional a los fluidos de producción para que éstos puedan vencer las caídas de presión y puedan llegar hasta la superficie. El bombeo de cavidades progresivas probablemente debe ser la primera opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo debido a los siguientes factores:

- ▶ Relativa baja inversión inicial.
- ▶ Bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento.
- ▶ Bajo impacto visual y muy bajos niveles de ruido.
- ▶ Requerimientos mínimos de espacio físico tanto en el pozo como en almacén.

Las bombas de cavidades progresivas constituyen una alternativa técnicamente apropiada para la evaluación del potencial de pozos, la optimización y reducción de costos de capital y operación.

Las condiciones de aplicación del bombeo de cavidades progresivas son:

- ▶ Extracción de crudo pesado hasta con 50% de arena.
- ▶ Extracción de crudo ligero limitado en el contenido de agentes corrosivos e hidrocarburos aromáticos.
- ▶ Extracción de agua de pozos productores de gas.
- ▶ Capacidad de manejo de fracción de gas alrededor del 40%.
- ▶ Extracción de crudo intermedio limitado en el contenido de H₂S.
- ▶ Explotación de hidrocarburos en yacimientos maduros con flujo de agua.

1.4.4.2. Componentes principales

Los componentes principales (fig. 1.6) del sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas, se instalan de tal manera que, presentan una configuración sencilla.

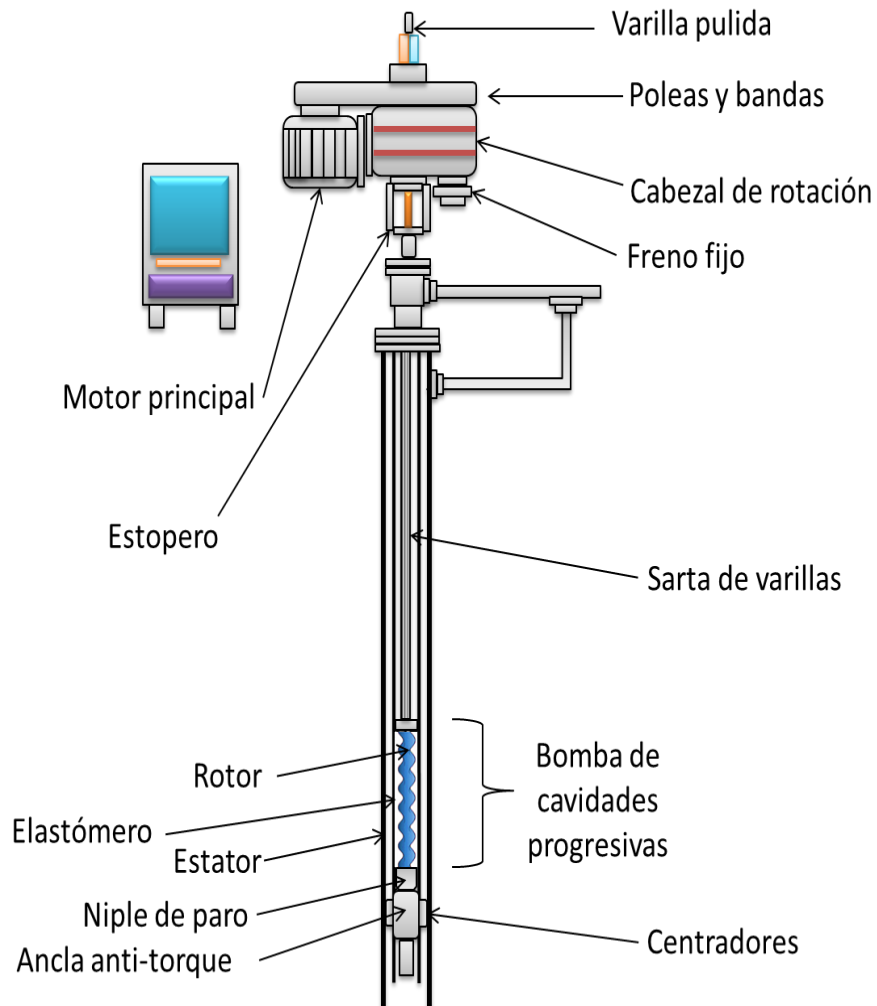


Fig. 1.6. Diagrama de instalación de un Bombeo de cavidades progresivas.⁸

Cabezal de rotación: Genéricamente los cabezales son requeridos en sistemas convencionales de bombeo de cavidades progresivas para transferir potencia desde el motor principal a la bomba, la cual es manejada por la sarta de varillas. Otras funciones importantes del cabezal de rotación son:

- ▶ Proporcionar el sello en la superficie para el fluido de producción.
- ▶ Soportar el peso de la sarta de varillas y la acción de la bomba.
- ▶ Soportar el efecto del mecanismo de frenado.

Los cabezales de rotación están integrados básicamente por tres secciones:

- ▶ La ventana del cabezal.
- ▶ La cámara de rodamientos.
- ▶ La cámara de prensaestopa.

El accionamiento del equipo en la superficie está integrado por un conjunto de equipos electromecánicos, los cuales generan la potencia necesaria y soportan el torque requerido para inducir y mantener el movimiento del conjunto varilla-rotor.

Motor principal: Es el equipo que suministra el movimiento mecánico rotatorio a la sarta de varillas. Usualmente en el bombeo de cavidades progresivas se utilizan motores eléctricos, sin embargo, en ocasiones se tiene que utilizar motores de gasolina, diesel o gas, debido a que algunos lugares donde se instala el bombeo de cavidades progresivas están aislados y no es posible y/o resulta relativamente caro llevar energía eléctrica. En cuanto a la selección del motor para este sistema, se tiene que tomar en cuenta las condiciones máximas de operación: viscosidad, presión de trabajo de la bomba, ritmo de producción deseado, etc.

Estopero: Es un mecanismo integrado en la parte inferior del cabezal de rotación. Su función principal es el aseguramiento de flujo, lo cual se logra proporcionando un sello que impide la fuga de fluidos de producción hacia la superficie.

Varilla pulida: Es un equipo de unión directa entre la caja de engranes y la sarta de varillas. Su fabricación se basa en acero con aleaciones de manganeso níquel y molibdeno. Esta varilla está diseñada de tal manera que no daña los sellos propios del estopero.

Reductor de engranes (sistema de frenado): Es básicamente un sistema diseñado para transmitir la potencia generada en el motor a la sarta de varillas.

Este equipo establece el medio para reducir la velocidad de rotación de la flecha del motor a una velocidad adecuada. La velocidad de rotación variará en función de la relación de diámetros existentes entre la polea montada sobre el motor y la polea montada sobre el cabezal.

La forma de transmisión del movimiento rotativo del motor al reductor de engranes, se lleva a cabo por medio de bandas que corren sobre las poleas.

En el caso en el que el eje de la flecha del motor se encuentre en posición horizontal, el reductor de engranes permite transformar el movimiento giratorio horizontal de la flecha del motor en movimiento giratorio vertical sobre la varilla pulida.

Controladores: Es la parte del sistema de cavidades progresivas a través del cual se alimenta de energía eléctrica al motor principal. Esta energía proviene de una línea de suministro doméstico, por lo que en algunos casos se requiere del uso de un transformador, para elevar o disminuir el voltaje requerido por el motor de la unidad.

Bomba de cavidades progresivas: A grandes rasgos, la bomba de cavidades progresivas está compuesta por el rotor y el estator. El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al rotor.

El estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado elastómero. La bomba de cavidades progresivas utiliza un Rotor de forma helicoidal de n lóbulos dentro de un Estator en forma de helicoide de $n+1$ lóbulos.

Las dimensiones del Rotor y el Estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades.

Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga.

Las bombas pueden clasificarse de distintas formas tomando en consideración su instalación y geometría.

Por su instalación se clasifican en:

- ▶ **Insertables.** El estator y el rotor son ensamblados de tal manera que ofrezcan un conjunto único. Este ensamblaje se baja al pozo con la sarta de varillas hasta conectarse a un niple de asiento instalado en la TP.
- ▶ **Tubulares.** El estator se baja al pozo conectado a la TP y el rotor se baja con la sarta de varillas, por lo que el rotor y estator son elementos totalmente independientes. Este tipo de bomba ofrece mayor capacidad volumétrica que la bomba de inserción.

Por su geometría se clasifican en:

- ▶ **Simple.** La geometría de la bomba se define por la relación existente entre los lóbulos del rotor y el estator, en este caso la bomba presenta un rotor externamente helicoidal simple y un estator internamente helicoidal doble, la relación existente entonces es 1:2.
- ▶ **Multilobulares.** Para este tipo de bomba se presenta una configuración en la cual el rotor presenta externamente una forma helicoidal doble, triple, etc., y el estator internamente presenta una forma helicoidal que excede en un lóbulo al rotor; las relaciones que pueden generarse son por ejemplo 2:3, 3:4, 4:5, etc.

Sarta de varillas: Se utiliza para transmitir el movimiento rotatorio desde los equipos de superficie hasta el rotor de la bomba. La sarta de varillas está diseñada para soportar las cargas mecánicas e hidráulicas que se generan durante la operación del sistema.

Niple de paro: El niple de paro es un tubo de pequeña longitud, el cual se instala bajo el estator y cuyas funciones principales son:

- ▶ Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
- ▶ Brindar un espacio libre al rotor de manera de permitir la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema.

- ▶ Impedir que el rotor y/o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- ▶ Servir de punto de conexión para accesorios tales como anclas de gas o anti-torque, filtros de arena, etc.

Ancla anti-torque: Se encuentra situado debajo del niple de paro y se fija a la TR mediante cuñas verticales. Al momento de comenzar a trabajar la bomba, el torque generado hace que las cuñas se aferren a la TR, lo que impide el giro del estator.

Centralizadores: Su función es mantener centralizado el aparejo del bombeo de cavidades progresivas y de esta manera evitar que haga contacto con la superficie interna de la TP. Los centradores son colocados en las uniones o cuellos de las varillas, cuando el sistema esté trabajando con altas velocidades.

1.4.5. Bombeo Hidráulico

1.4.5.1. Principio de operación

El bombeo hidráulico es un sistema artificial de producción que se caracteriza principalmente por generar y comunicar energía al fondo del pozo por medio de un fluido (fase líquida) a alta presión.

El fluido presurizado que utiliza este sistema artificial de producción es inyectado desde superficie a través de unatubería de inyección, hasta una unidad de bombeo subsuperficial, la cual se coloca dependiendo del nivel de la columna de fluido a producir.

El fluido a alta presión se conoce como fluido de potencia o fluido motriz y puede ser agua, diesel o crudo ligero. El fluido motriz acciona una bomba subsuperficial, la cual funciona como untransformador para cambiar la energía potencial del fluido motriz en una carga de presiónestática, la cual es transmitida a los fluidos del pozo para que estos puedan ser transportados hasta la superficie.

1.4.5.2. Componentes básicos

Los componentes básicos (fig. 1.7), tanto del bombeo hidráulico tipo jet como del tipo pistón son los enunciados a continuación.

Tanque para fluido motriz: En esta unidad se almacena el fluido de potencia (únicamente fluido de potencia libre de contaminantes) que será succionado y posteriormente inyectado al pozo con la ayuda de una unidad de potencia.

Equipo de separación: En este punto es donde llega la mezcla del fluido motriz y los fluidos del pozo. La función principal es separar tanto el fluido motriz (para ser reinyectado en el pozo) como el fluido de producción (para ser almacenado y conducido a su refinamiento o venta).

Unidad de potencia: Es un equipo de alta potencia superficial que es principalmente una bomba accionada por un motor. Esta unidad suministra la potencia demandada por el sistema para inyectar el fluido motriz y operar una o varias unidades de producción subsuperficiales.

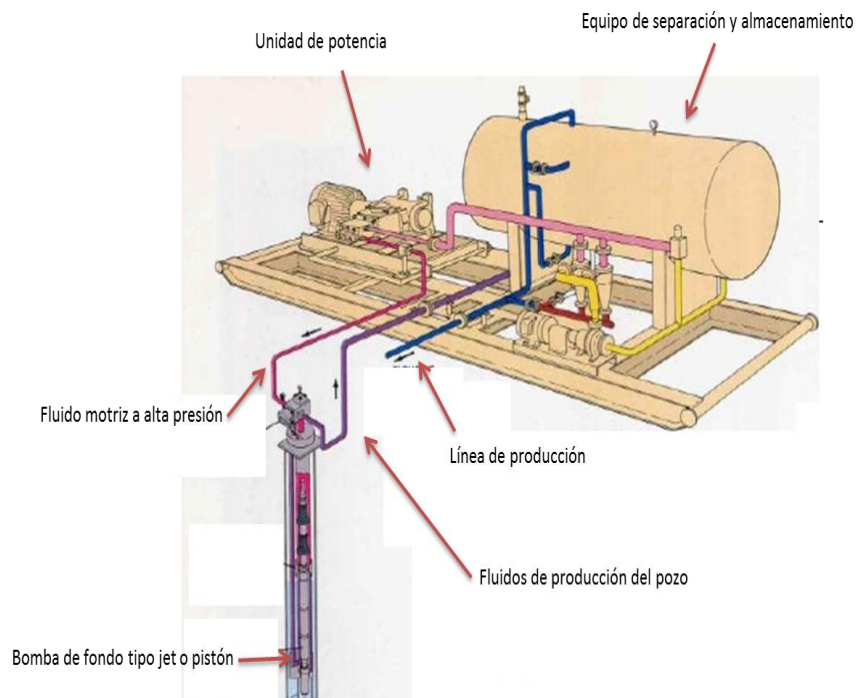


Fig. 1.7. Componentes medulares de una instalación de Bombeo hidráulico.⁹

Bomba subsuperficial: Es considerada como una unidad de producción subsuperficial, la cual convierte la energía potencial del fluido motriz en una carga de presión estática suficiente para transportar los fluidos producidos hacia la superficie.

1.4.5.3. Tipos de bombeo hidráulico

En función del tipo de bomba subsuperficial que se usa, el bombeo hidráulico se clasifica como bombeo hidráulico tipo pistón y tipo jet.

Bombeo hidráulico tipo pistón: La bomba utilizada en este sistema artificial de producción (fig. 1.8) consta fundamentalmente de dos pistones unidos entre sí, por medio de una varilla. Uno superior denominado “pistón motriz”, que es impulsado por el fluido motriz y que comunica potencia al pistón inferior o “pistón de producción”, el cual a su vez, impulsa el aceite producido.

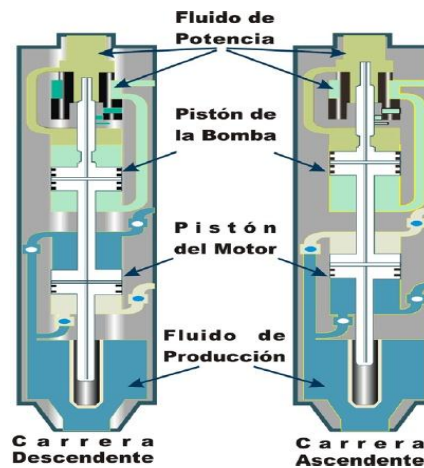


Fig. 1.8. Estructura interna de una bomba hidráulica tipo pistón.¹⁰

Para este tipo de bombeo Existen dos tipos básicos de sistemas de inyección de fluido motriz:

- ▶ Sistema cerrado: El fluido motriz superficial y subsuperficial permanece en un conducto cerrado y no se mezcla con los fluidos producidos.
- ▶ Sistema abierto: El fluido motriz se mezcla con el fluido producido en el fondo del pozo. Ambos fluidos retornan a la superficie mezclados.

Ventajas del bombeo hidráulico tipo émbolo.

- Puede operarse en pozos direccionales.
- Es de fácil adaptarse para su automatización.
- Fácil para agregar inhibidores de corrosión.
- Puede instalarse como un sistema integral.
- Es adecuado para el bombeo de crudos pesados.
- Puede instalarse en áreas reducidas (plataformas o áreas urbanas).
- Resulta económico.

Bombeo hidráulico tipo jet: En este sistema artificial de producción el fluido motriz entra en la parte superior de la bomba tipo jet (fig. 1.9) y pasa a través de una tobera, donde virtualmente la presión total del fluido motriz es convertida a una carga de velocidad. Inmediatamente después de la tobera, el fluido motriz es mezclado con los fluidos producidos en la cámara de mezclado de la bomba. Mientras los fluidos son mezclados, parte de la cantidad de movimiento del fluido motriz es transferido al fluido producido.

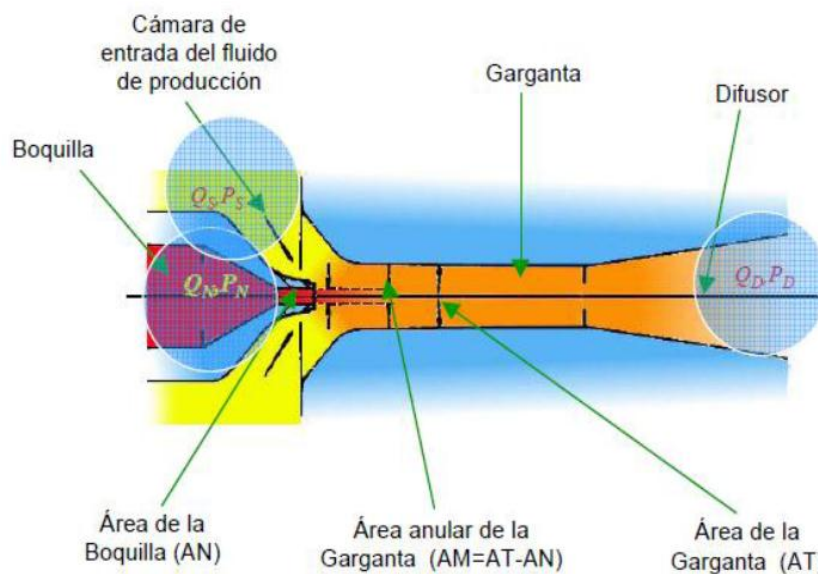


Fig. 1.9 Configuración de una bomba tipo jet.¹¹

La mezcla de fluido resultante en la cámara tiene suficiente carga total para fluir contra el gradiente de los fluidos producidos. La mayor parte de esta carga, sin embargo, aún se encuentra en forma de una carga de velocidad. La sección final de trabajo de la bomba tipo jet, es el difusor, de mayor área que convierte la carga de velocidad a una carga estática de la columna de fluidos, permitiéndoles fluir hacia la superficie.

La bomba tipo jet ofrece la ventaja de no tener partes móviles, la cual permite producir cualquier tipo de fluido motriz o producido. Además, este tipo de bombas pueden ser utilizadas a cualquier profundidad, facilitando así, su instalación en cualquier pozo.

Por otra parte, las desventajas de la bomba tipo jet son su baja eficiencia (generalmente en un rango de 20-30 %) y la necesidad de emplear altas presiones de succión para evitar cavitación en la bomba. Inherentemente en el Bombeo hidráulico tipo jet, el sistema de inyección utilizado es exclusivamente el abierto ya que el fluido siempre es mezclado con los fluidos producidos.

Ventajas del bombeo hidráulico tipo jet

- ▶ La bomba jet puede tolerar fluidos de menor calidad, ya sea fluido motriz o del pozo, ya que no contienen componentes mecánicos reciprocantes.
- ▶ La bomba jet puede ser adaptada a casi cualquier conexión de fondo.
- ▶ Pueden ser obtenidos mejores índices de productividad en comparación con una bomba hidráulica convencional, siempre y cuando se utilice el mismo tamaño de tubería.

1.5. Comparación de los sistemas artificiales de producción

La aplicación de un sistema artificial de producción está totalmente sujeta a los resultados de extracción que éste puede arrojar, por lo tanto, conviene tomar en cuenta múltiples aspectos técnicos. A continuación se presentan tablas comparativas de los SAP, las propiedades de escrutinio que se compara para todos los SAP se engloban dentro de tres aspectos predominantes: Propiedades del yacimiento, propiedades de los fluidos de producción y condiciones mecánicas del pozo (tablas 1.2, 1.3 y 1.4 respectivamente).

Condición	Valor específico	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	Bombeo Hidráulico	Bombeo de Cavidades progresivas
Temperatura	Menor a 121°C	*	*	*	*	*
	121 a 177°C	*	*	*	*	***
	Más de 177°C	*	*	**	*	***
Barreras de Seguridad	0	*	*	*	*	*
	1	*	*	*	**	*
	2	*	***	**	***	***
Presión de fondo fluyendo	Más de 70 Kg/cm ²	*	*	*	*	*
	7 a 70 Kg/cm ²	**	*	*	*	*
	Menos de 7 Kg/cm ²	***	*	*	*	*
Acceso al yacimiento	Requerido	*	***	**	***	***
	No requerido	*	*	*	*	*
Tipo de terminación	Simple	*	*	*	*	*
	Múltiple	*	***	**	***	*
Estabilidad de operación	Estable	*	*	*	*	*
	Variable	*	*	**	*	*
Tipo de recuperación factible	Primaria	*	*	*	*	*
	Secundaria	***	*	*	**	*
	Terciaria	**	**	**	**	**
Ubicación	Tierra	*	*	*	*	*
	Costa afuera	*	***	*	*	**
Energía eléctrica	Red de distribución	*	*	*	*	*
	Generación	*	**	**	*	**
Restricciones de espacio	Si	**	***	*	**	**
	No	*	*	*	*	*

Simbología: *→Bueno a excelente, **→Regular a bueno, ***→No recomendable

Tabla. 1.2 Comparación de los SAP en función de las propiedades del yacimiento.³

Fundamentos de los sistemas artificiales de producción

CAPÍTULO 1

Condición	Valor específico	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	Bombeo Hidráulico	Bombeo de Cavidades progresivas
Corte de Agua	Bajo	*	*	*	**	*
	Moderado	**	*	*	*	*
	Alto	***	*	*	*	*
Viscosidad	Menos de 100 cp	*	*	*	*	*
	100 a 500 cp	*	*	*	*	*
	Más de 500 cp	**	*	***	**	*
Corrosivos	Sí	*	**	**	**	**
	No	*	*	*	*	*
Arenas y Abrasivos	Menos de 10 ppm	*	*	*	*	*
	10 a 100 ppm	*	**	**	**	*
	Más de 100 ppm	*	***	***	***	*
RGA	Menos de 90 M ³ /M ³	**	*	*	*	*
	90 a 356 M ³ /M ³	*	**	*	**	**
	Más de 356 M ³ /M ³	*	***	**	**	**
RGL	Menos de 0.1	**	*	*	*	*
	0.1 a 1.0	*	**	**	**	**
	Más de 1.0	*	**	**	***	**
Contaminantes	Parafinas	**	**	**	**	*
	Asfaltenos	**	**	**	**	*
Tratamientos	Inhibidor de corrosión	*	*	**	*	**
	Solventes	*	*	**	*	***
	Ácido	*	**	**	**	**

Simbología: *→Bueno a excelente, **→Regular a bueno, ***→No recomendable

Tabla. 1.3. Comparación de los SAP en función de las propiedades de los fluidos de producción.³

Condición	Valor específico	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	Bombeo Hidráulico	Bombeo de Cavidades progresivas
Número de Pozos	1	***	*	*	**	*
	1 a 20	**	*	*	*	*
	Más de 20	*	*	*	*	*
Ritmo de Producción	Menos de 1000 bpd	**	*	**	*	*
	1000 a 10000 bpd	*	**	*	**	**
	Más de 10000 bpd	*	***	*	***	***
Profundidad	Menos de 750 m	**	*	**	**	*
	750 a 2290 m	*	**	*	**	**
	Más de 2290 m	*	**	*	*	**
Dimensión del Casing	4.5 pg	**	*	**	*	*
	5.5 pg	*	*	*	*	*
	7 pg	*	**	*	**	**
	Mayor a 9.625 pg	*	**	*	**	***
Inclinación	Vertical	*	*	*	*	*
	Horizontal	*	**	*	**	**
	Desviado	*	**	*	**	**
Severidad de Desviación	Menos de 3° por 100'	*	*	*	*	*
	3 a 10° por 100'	*	**	*	*	**
	Más de 10° por 100'	*	***	**	*	***

Simbología: *→Bueno a excelente, **→Regular a bueno, ***→No recomendable

Tabla. 1.4. Comparación de los SAP en función del estado mecánico del pozo. ³

Referencias

1. Maggiolo Ricardo, Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. ESP OIL Engineering Consultants. Julio de 2008.
2. Ramírez Sabag Jetzabeth Dra., Productividad de Pozos Petroleros. Facultad de Ingeniería, UNAM, México 2007.
3. Lucero Aranda, Felipe de Jesús, Apuntes de sistemas artificiales de producción. Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009.
4. Brown Kermit E., The Technology Of Artificial Lift Methods, Vol. 2a. University of Tulsa. Penwell Publishing Co. 1980, Tulsa Ok.
5. Economides, Michael J. Petroleum Production Systems, Prentice Hall PTR, Upper Saddle River, New Jersey, 1993.
6. Díaz Z. H. Bombeo neumático y Bombeo electrocentrífugo sumergido. Facultad de Ingeniería. UNAM. 1986
7. Ramirez M. Bombeo Electrosumergible: análisis, diseño y trouble shooting. ESP oil, julio 2004, Managas Venezuela.
8. Nietzsche Downhole Pumps. Construction of downhole Pumps system.
9. SLB. Bombeo Hidráulico. <http://www.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-hidraulico-tipo-piston>
10. Badillo D. 8479/d/34746650/34-BOMBEO-HIDRÁULICO-TIPO-PISTÓN
11. jet: <http://cmtoti.blogspot.mx/2010/12/software-diseno-bombeo-hidraulico-tipo.html>

Capítulo

2

**SISTEMA
ARTIFICIAL DE
PRODUCCIÓN
HÍBRIDO ESP-PCP
(ESPCP)**

2.1. Sistemas artificiales de producción híbridos

Los sistemas artificiales de producción representan estadísticamente la forma de extracción de hidrocarburos más grande, ya que de los 890 000 pozos productores de aceite, el 94% utilizan alguna forma de levantamiento artificial. De este porcentaje de pozos que utilizan un levantamiento artificial, el 40% utiliza Bombeo Mecánico, el 34% utiliza Bombeo Neumático, el 18% utiliza Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, el 5% cuenta con un equipo de Bombeo por Cavidades Progresivas, el 1% utiliza Bombeo Hidráulico y el 2% utiliza otros tipos de sistemas artificiales de producción (fig. 2.1).

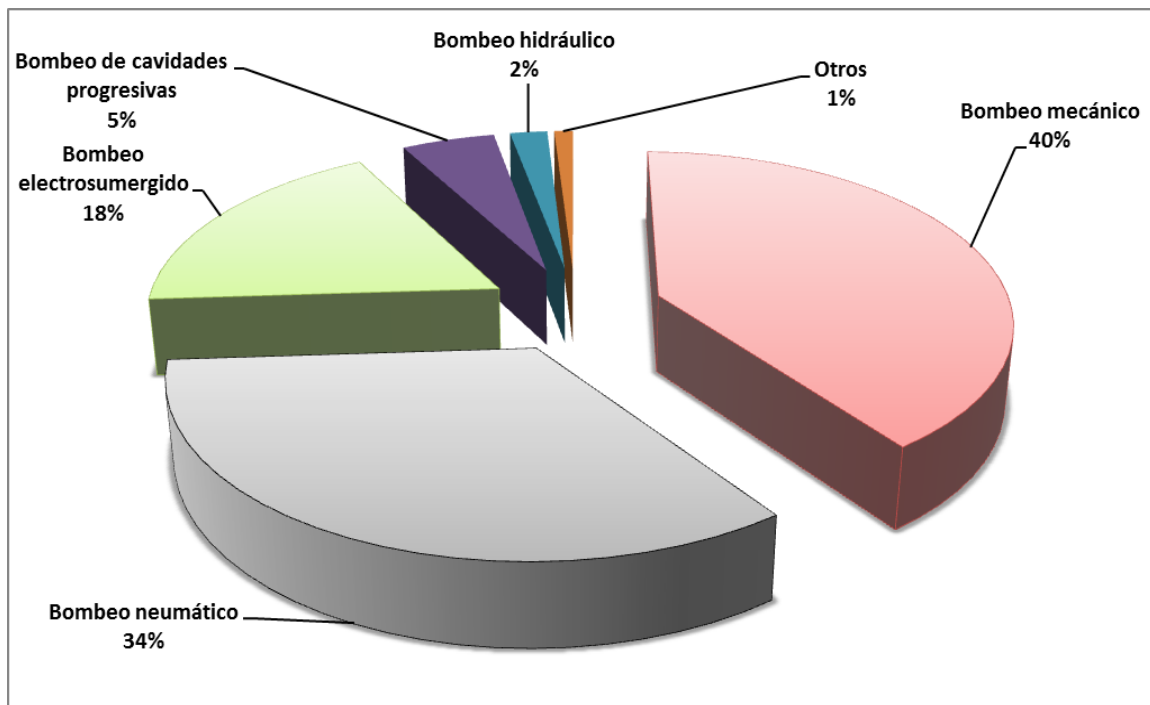


Fig. 2.1. Porcentajes de aplicación de los SAP alrededor del mundo.¹

El hecho es que los sistemas artificiales requieren innovaciones que les permitan extraer la mayor cantidad de hidrocarburos con un menor costo monetario, por lo tanto, la ingeniería de producción se ha visto obligada a enfrentarse a problemas económicos, referidos a la eficiente extracción de hidrocarburos. Estos factores corresponden a los costos de capital (capex) y los costos de operación y mantenimiento (opex).

Para reducir los costos de extracción de hidrocarburos antes mencionados, se han desarrollado novedosas tecnologías para la recuperación de hidrocarburos. Las empresas de servicio son los principales entes desarrolladores de dichas tecnologías novedosas. Estas compañías de servicio se han dado a la tarea de combinar sistemas artificiales de producción convencionales (o solo partes de ciertos sistemas) para crear nuevos sistemas (sistemas híbridos). Dicho en otras palabras, gracias a la combinación parcial de sistemas artificiales de producción convencionales se han podido reducir o eliminar parámetros de limitación que presenta un sistema artificial de producción por sí mismo. Como resultado de estas innovaciones en el área de los sistemas artificiales de producción, se han obtenido sistemas de levantamiento artificial híbridos que pueden manejar rangos de operación más amplios (comparados con los sistemas artificiales de producción convencionales); además dichos sistemas elevan considerablemente la producción de hidrocarburos, y por consecuencia el factor de recuperación de éstos.

2.1.1. Principio fundamental de los sistemas artificiales de producción híbridos.

Como se mencionó con anterioridad, los sistemas artificiales de producción híbridos constan de la combinación parcial de dos sistemas artificiales de producción convencionales, dicha combinación obedece principalmente a que la bomba del sistema recibirá energía adicional, lo que significa que un sistema artificial de producción mejorará la eficiencia de otro; además, esta combinación resulta muy ventajosa cuando se avería alguno de los SAP convencionales que integran al sistema híbrido, ya que en el momento en que uno de estos SAP no funcione, el otro seguirá operando; dicho en otra palabras, funciona como sistema alternativo de producción.

2.1.2. Clasificación y descripción general de los SAP híbridos

No existe una clasificación general de los sistemas artificiales de producción híbridos, esto es debido a que hay variados criterios sobre los cuales se podría hacer una clasificación, tales criterios son:

- ▶ Ubicación del lugar de instalación de la bomba.
- ▶ Fuente energética a utilizar.

En este trabajo de investigación se realiza una clasificación de los SAP híbridos (fig. 2.2) en función de la dependencia de éstos al consumo de gas.

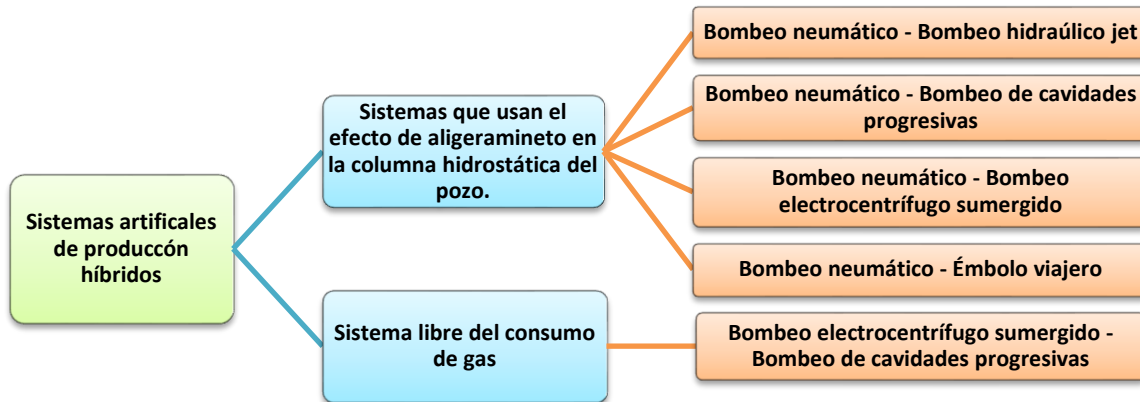


Fig. 2.2. Clasificación de los SAP híbridos en función del uso de gas.

2.1.2.1. Bombeo neumático –Bombeo hidráulico tipo jet²

Este tipo de sistema artificial de producción usa generalmente con una sarta concéntrica (espiral) dentro de la tubería de producción. Se inyecta un fluido motriz (agua o aceite) debajo de la tubería en espiral; al final de dicha tubería la bomba Jet imprime energía al fluido motriz para que este se mezcle con los fluidos de producción.

Una vez que los fluidos de producción y el fluido motriz se encuentran en la cámara de mezclado, un volumen de gas a alta presión es inyectado encima de la Bomba Jet que nuevamente aligera la columna de fluidos producidos, lo que trae como consecuencia el mejoramiento de la eficiencia de la bomba.

2.1.2.2. Bombeo neumático - Bombeo de cavidades progresivas²

Este tipo de sistema artificial de producción híbrido consiste en colocar válvulas de bombeo neumático sobre una bomba de cavidades progresivas. Esto es para que los fluidos de producción que son bombeados hacia la superficie con ayuda de la bomba de cavidades progresivas sufran un efecto de aligeramiento al inyectarle gas a alta presión. Esta combinación de sistemas artificiales

de producción mejora la eficiencia de la bomba ya que ésta demandará menor energía procedente de la superficie.

2.1.2.3. Bombeo neumático - Bombeo electrocentrífugo sumergido²

En un sistema de producción híbrido Bombeo neumático - Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (fig. 2.3), existe un efecto de aligeramiento en la columna del fluido de producción mediante la inyección de gas por arriba del aparejo de bombeo Electrocentrífugo sumergido. El aparejo de producción de este sistema híbrido consiste esencialmente en la instalación de un empacador que sella el espacio anular por encima del aparejo de Bombeo Electrocentrífugo y con una válvula de Bombeo Neumático colocada por encima de ese empacador se inyecta gas a alta presión dentro de la tubería de producción para aligerar el peso de la columna de los fluidos de producción.

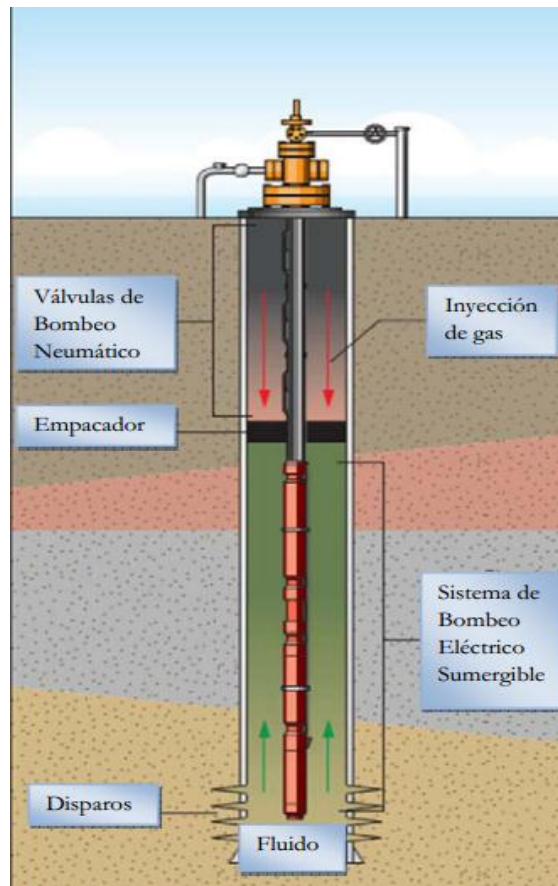


Fig. 2.3. Diagrama de instalación de un sistema BN-BES.²

2.1.2.4. Bombeo neumático - Émbolo viajero²

El objetivo de este sistema artificial de producción es mejorar la eficiencia de elevación en pozos que producen intermitentemente. El mejoramiento de la eficiencia se logra gracias a la disminución del escurrimiento del fluido producido. La función del Sistema de Émbolo Viajero es proveer una interface mecánica entre el líquido producido por el pozo y el gas inyectado por las válvulas de bombeo neumático. Esta interface elimina el escurrimiento y aumenta considerablemente la eficiencia.

2.2. Forma de operación del sistema ESPCP

Los actuales sistemas artificiales de producción convencionales están limitados en su capacidad de extracción debido al incremento de recursos de crudo y gas no convencionales y a tecnologías más avanzadas usadas en perforación y producción.

Por ejemplo, el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BES) presenta problemas operacionales en el manejo de agentes abrasivos, corrosivos y polímeros, además, su capacidad de producción está limitada

La limitante de la varilla que maneja el Bombeo de cavidades progresivas (BCP) es la desviación del pozo; la fuerza de la sarta de varillas también ha limitado la velocidad de la bomba y la profundidad de colocación de ésta.

El sistema ESPCP es una combinación de una Bomba de Cavidades Progresivas (BCP) y un motor eléctrico de un Bombeo Electrocentrífugo Sumergible (BES) que da como resultado un sistema artificial de producción relativamente nuevo en la industria petrolera.

Entonces el sistema ESPCP tiene integradas las ventajas del PCP y del ESP. Esta combinación está considerada como el sistema artificial de producción más conveniente para algunas cualidades especiales del crudo o condiciones del pozo, tal como alta viscosidad del aceite, contenido de arena en el crudo, pozos desviados u horizontales y plataformas costa fuera.

El principio de operación del sistema ESPCP puede ser expresado de por medio de dos procedimientos de trabajo simples, una de ellos es el sistema de suministro de energía y el otro es el sistema de levantamiento fluidos de producción.

Ambos sistemas abarcan componentes mecánicos tanto en superficie como en el subsuelo, entonces los dos sistemas pueden ser expuestos como sigue a continuación.

2.2.1. Sistema de suministro de energía

Se mencionó con anterioridad la similitud que existe entre el sistema ESPCP y el ESP, por lo tanto los componente superficiales son prácticamente los mismos. El sentido que lleva el sistema de suministro de energía va de la superficie hacia el fondo del pozo.

Este sistema inicia en la línea de suministro de energía eléctrica, la cual proporciona la energía total que será consumida por el motor eléctrico sumergido.

Después, la energía eléctrica es transmitida al transformador eléctrico, el cual cambia el voltaje original de la línea de alimentación a un voltaje conveniente.

Consiguientemente este voltaje modificado pasa a través del variador de frecuencia (VSD), el cual tiene como función primordial cambiar la frecuencia del voltaje, esto trae como consecuencia un aumento o disminución de la velocidad de rotación del motor según sea el caso, ya que con una frecuencia alta, aumenta la velocidad de rotación y aumenta el ritmo de producción; y con una frecuencia baja disminuye la velocidad de rotación y disminuye obviamente el gasto.

Una vez condicionados tanto la frecuencia como el voltaje, se procede a alimentar el motor eléctrico sumergido, pero para realizar tal acción, primero se debe unir el cable de potencia (cable que llega hasta el motor de fondo) con el cable de superficie.

Esto se logra gracias a la caja de venteo en la superficie (juntion box), la cual nos permite ventear a la superficie ciertos volúmenes de gas que pueden viajar dentro de las cavidades del cable de potencia.

Sistema artificial de producción híbrido ESP-PCP (ESPCP)

CAPÍTULO 2

El objetivo (de expulsar estas cantidades de gas hacia la superficie en la caja de venteo) es impedir que entre en contacto el gas con el variador de frecuencia o el transformador (el contacto del gas con éstos componentes provocaría un incendio).

Una vez que están verificados los componentes del suministro de energía, es posible iniciar con seguridad la operación del motor eléctrico sumergido, dicho motor representa el último componente del sistema de suministro de energía (fig. 2.4) y el primero del sistema de levantamiento de fluidos.

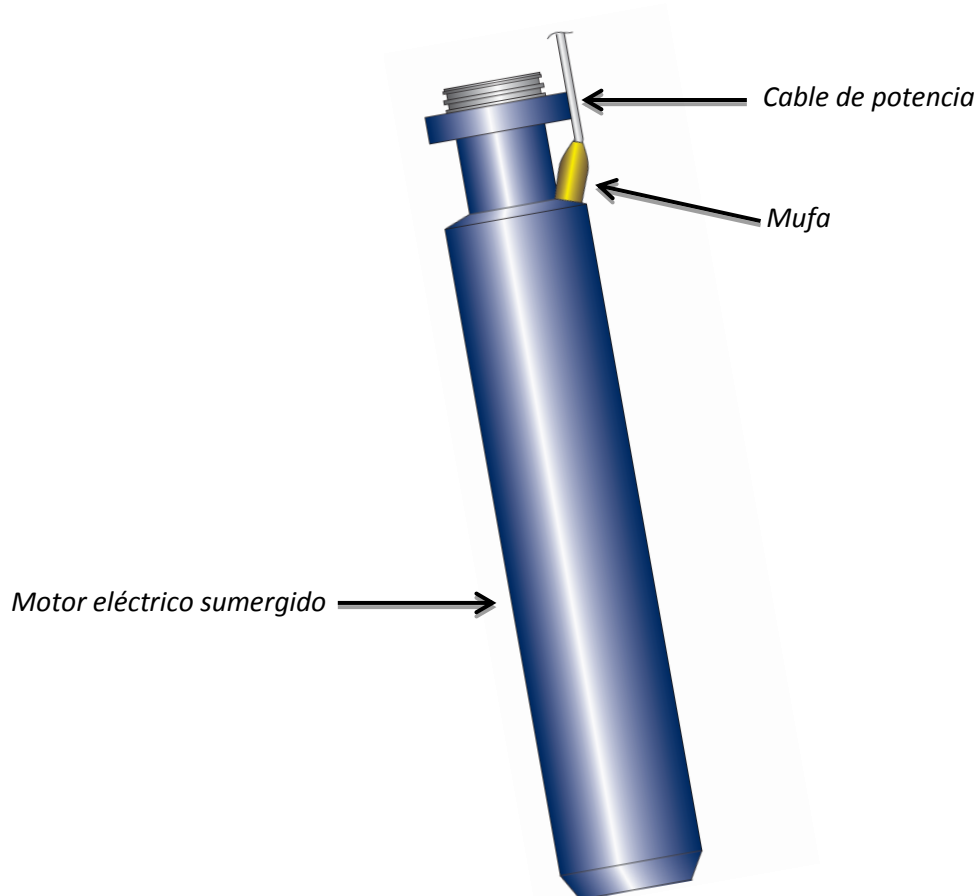


Fig. 2.4. Sistema de suministro de energía en el fondo del pozo (cable de potencia y motor)³.

2.2.2. Sistema de levantamiento de fluidos de producción

El sentido de este sistema de levantamiento de fluidos comienza en el fondo del pozo y termina en la superficie, y como es de suponerse, en él se integran componentes tanto del bombeo de cavidades progresivas como del bombeo electrocentrífugo sumergido (fig. 2.5).

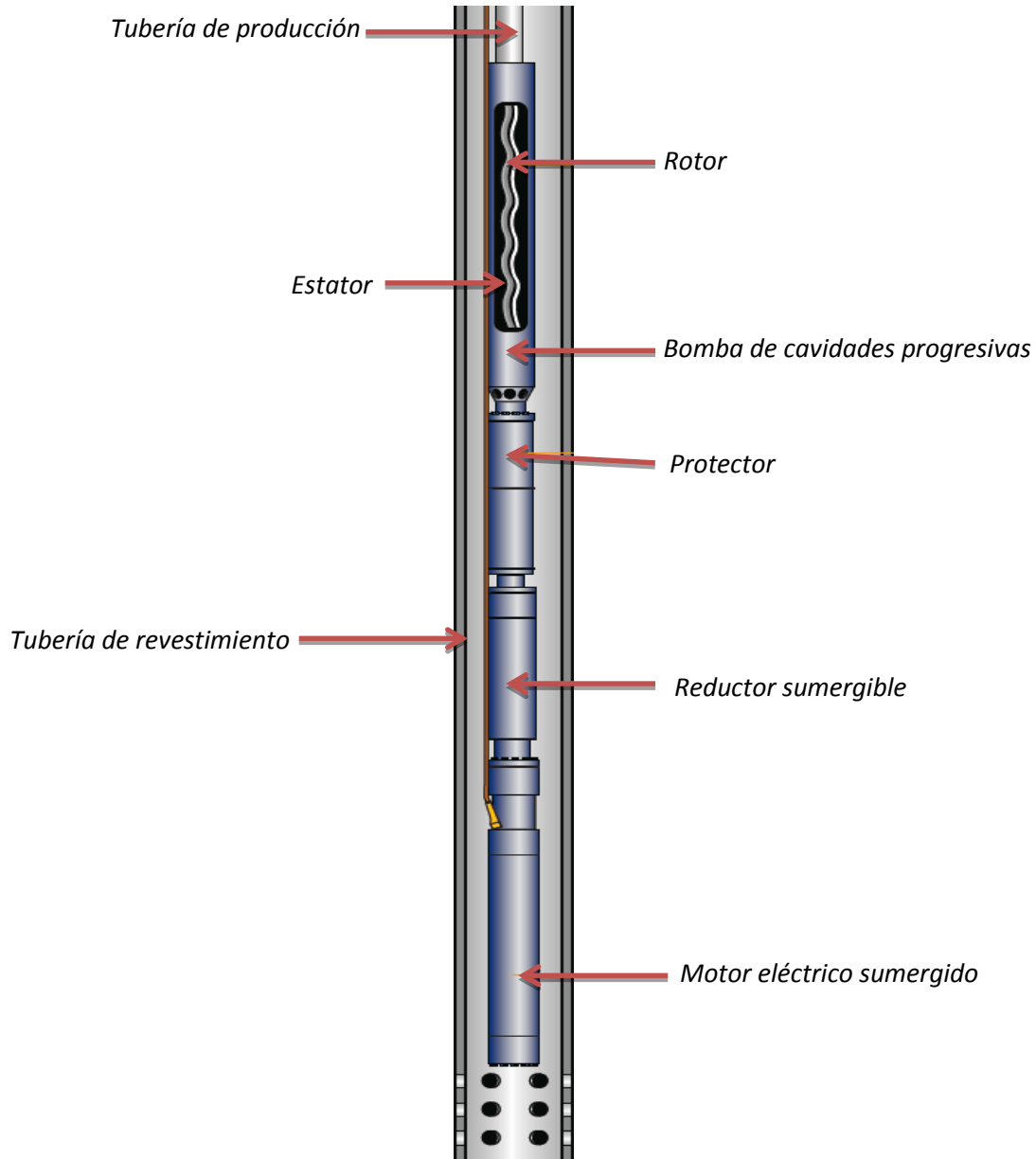


Fig. 2.5. Sistema de levantamiento de fluidos en el fondo del pozo.³

Sistema artificial de producción híbrido ESP-PCP (ESPCP)

CAPÍTULO 2

Este sistema de levantamiento inicia con el accionamiento del motor eléctrico sumergido (el motor es accionado por energía eléctrica procedente de la superficie y que es comunicada por medio del cable de potencia).

Una vez que el motor eléctrico arranca, el torque generado es transmitido al reductor sumergible, el cual tiene como función sustantiva alterar el torque proveniente del motor, esto nos permite ajustar la velocidad de rotación para que la bomba de cavidades progresivas opere convenientemente.

Una vez que ya es ajustada la velocidad de rotación, el torque es comunicado al eje flexible, el cual nos permite transformar el movimiento concéntrico generado por el motor a un movimiento excéntrico demandado por la bomba de cavidades progresivas.

Después de que la bomba de cavidades progresivas es accionada, los fluidos de producción comienzan a entrar en la sección de entrada de la misma. La bomba de cavidades progresivas nos permite imprimir energía adicional a los fluidos del yacimiento para que estos lleguen hasta la superficie. La conducción de los fluidos de producción se realiza a través de la tubería de producción (o en unos casos a través del espacio anular) hasta llegar a la cabeza del pozo.

A diferencia del bombeo de cavidades progresivas, en la cabeza de pozo de un sistema ESPCP no existen conexiones para cabezales rotativos ni de soporte, por lo tanto, es posible obtener mayor seguridad en las instalaciones superficiales.

Una vez que los fluidos de producción llegan al cabezal del pozo, son conducidos con seguridad a través de la línea de producción, para después separar y almacenar los hidrocarburos económicamente comerciables.

2.3. Componentes principales y aspectos incluidos en el diseño del sistema ESPCP

Como se mencionó anteriormente, el sistema ESPCP es una bomba de cavidades progresivas impulsada por un motor eléctrico de fondo. Esta configuración genera un sistema libre de varilla, el cual elimina las pérdidas de potencia por fricción generadas por el roce entre la sarta de varillas y la tubería de producción.

A continuación se procede a describir explícitamente los componentes básicos que integran un sistema ESPCP, también se dan valores de los rangos de operación de cada componente y las consideraciones de diseño para dicho sistema.

2.3.1. Bomba de cavidades progresivas

La bomba de cavidades progresivas que se utiliza en este sistema consta de un rotor helicoidal, el cual rota excéntricamente en el interior del estator (fig. 2.7). La bomba de cavidades progresivas es una bomba de desplazamiento positivo, ya que al girar el rotor dentro del estator, el fluido se mueve a través de la bomba de cavidad a cavidad.

Este proceso (fig. 2.6) ocurre debido a que cuando una cavidad cierra, su cavidad opuesta abre a un ritmo exactamente igual, lo cual trae como resultado un flujo pseudocostante. La bomba de cavidades progresivas puede manejar fluidos con viscosidades altas y contenido de sólidos. Los rotores estándar están hechos de acero inoxidable, y una dura placa de cromo para la protección de agentes abrasivos. El elastómero del estator está hecho de una mezcla de compuestos diseñados para manejar una amplia variedad de fluidos de producción, sólidos y gases.

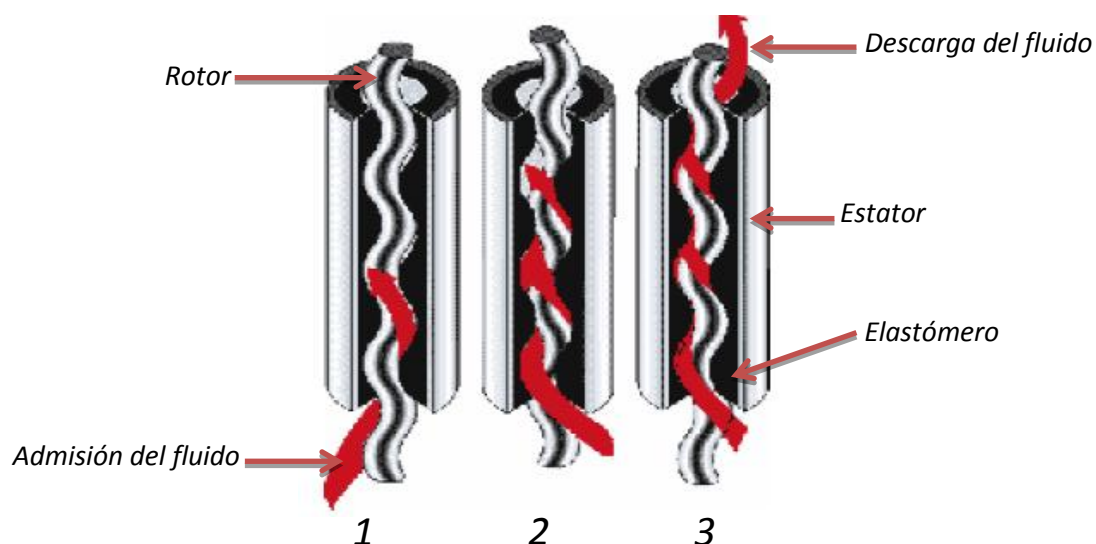


Fig. 2.6. Proceso de formaciones de cavidades en la bomba.⁴

Los fabricantes de bombas de cavidades progresivas ponen a la venta un amplio rango de tipos de elastómeros. El elastómero del estator generalmente presenta una limitación asociada con la temperatura del fondo del pozo. Algunos productos que están disponibles en el mercado

Sistema artificial de producción híbrido ESP-PCP (ESPCP)

CAPÍTULO 2

presentan un amplio rango de resistencia a la temperatura. Estos rangos varían hasta temperaturas máximas de 95° C (203 °F), 105 °C (221° F), 135° C (275° F) y 150° C (302° F).

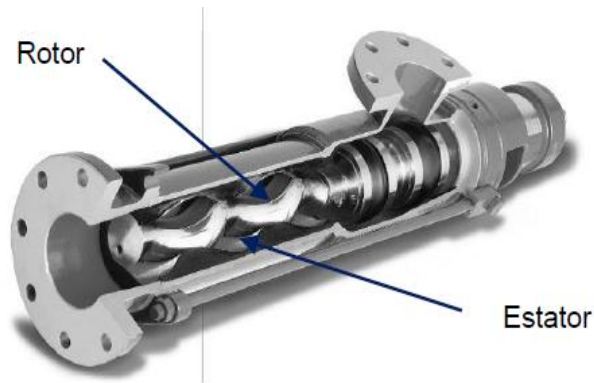


Fig. 2.7. Bomba de cavidades progresivas.⁵

Otra consideración cuando se diseña una instalación que utilizará una bomba de cavidades progresivas, es determinar el tipo de elastómero que será compatible con el contenido de aromáticos presentes en el fluido de producción.

Otro parámetro de importante consideración es la capacidad de cabeza la bomba de cavidades progresivas, la cual está en función del número de etapas del estator. La capacidad volumétrica del BCP está en función de los siguientes parámetros⁶:

$$Q = 4 * E * D * Ps * n \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

Q = Ritmo de producción (pulgadas³/minuto)

E = Excentricidad (pulgadas)

D = Diámetro del rotor (pulgadas)

Ps = Paso de estator (pulgadas)

n = Velocidad del rotor (rpm)

De acuerdo con el diseño de los motores de fondo del pozo, el rango de velocidad de la bomba comprende de 280 rpm o 350 rpm a 50 Hz, dicha velocidad de rotación también puede ser controlada por VSD en la superficie. Esto significa que la velocidad de PCP con respecto al sistema ESPCP es normalmente más rápida que el PCP impulsado por un sistema de varillas.

2.3.2. Motor eléctrico sumergido

Los motores eléctricos sumergidos (fig. 2.8) que pueden impulsar a la bomba de cavidades progresivas son de tres tipos: trifásicos, de jaula de ardilla y de inducción, estos motores se encuentra llenos de aceite para enfriamiento y lubricación. La velocidad de rotación de un motor está en función del número de polos contenidos dentro de él.

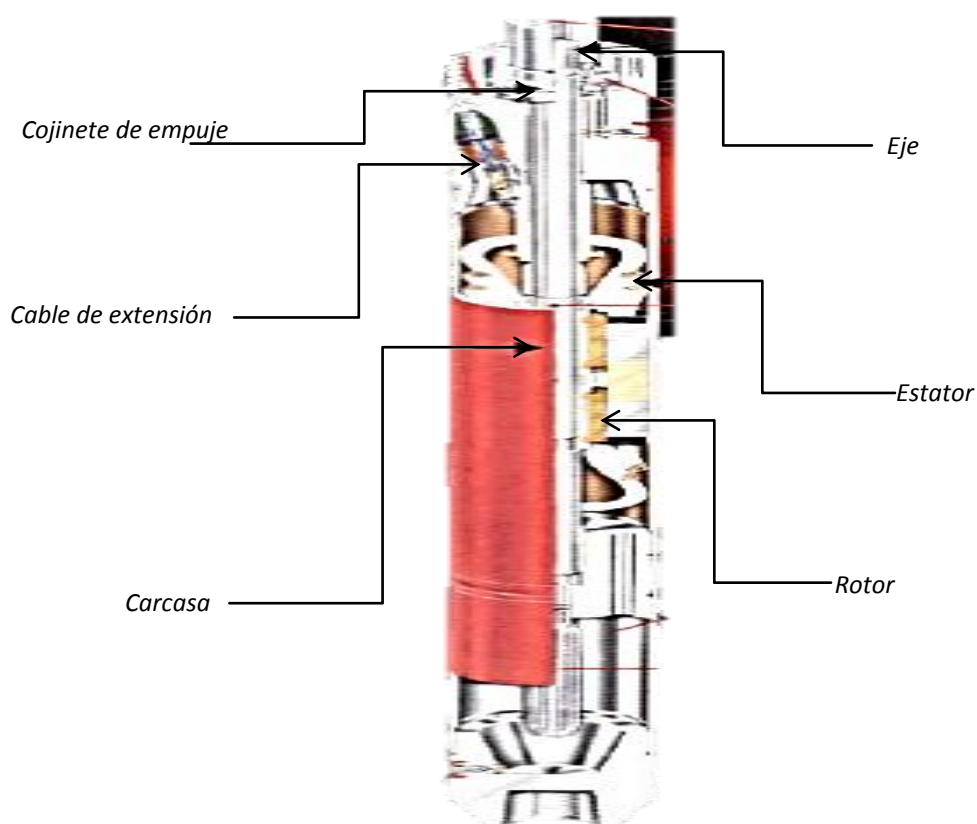


Fig. 2.8. Configuración de un Motor eléctrico sumergido.⁷

Sistema artificial de producción híbrido ESP-PCP (ESPCP)

CAPÍTULO 2

El tamaño del motor eléctrico sumergido es determinado en función de tres parámetros básicos:

- La potencia requerida para el arranque y la operación de la bomba de cavidades progresivas.
- Las dimensiones para la inserción del motor (diámetro de la tubería de revestimiento).
- La temperatura del fondo del pozo (temperatura de los fluidos de producción).

Los motores eléctricos sumergidos convenientes para el sistema ESPCP son de dos polos, los cuales funcionan con los siguientes rangos de frecuencia y velocidad de rotación.

- Motor con frecuencia de 50 Hz a una velocidad de rotación de 2917 rpm.
- Motor con frecuencia de 60 Hz a una velocidad de rotación de 3500 rpm.

El motor de fondo de 4 y 6 polos ha sido desarrollado con base en el motor de dos polos. Y el motor sumergido de fondo de 4 es comúnmente el más utilizado, sus parámetros están listados en la tabla 2.1.

Serie del motor	Relación máxima de torque	Relación de arranque del torque	Factor	Eficiencia
5.62''	2.1	2	0.70	0.79
7.25''	2.3	2	0.77	0.75

Tabla 2.1. Parámetros del motor de 4 polos.⁸

2.3.2.1. Desempeño del motor

Un motor tiene valores característicos (proporcionados por el fabricante) de potencia, y voltaje. En aplicaciones de campo, el desempeño del motor depende de la carga sobre éste, la potencia de salud (del motor), el voltaje y las variaciones o condiciones de los fluidos de producción; por lo que los valores proporcionados por el fabricante tienden a ser técnicamente ideales.

2.3.3. Protector

El protector es colocado entre el reductor y el motor eléctrico sumergido para proveer sellar mecánicamente al motor eléctrico sumergido y al reductor. Este sello ayuda a impedir que los fluidos provenientes de la formación penetren en el motor y el reductor. La cámara superior del

protector contiene aceite para el reductor y la cámara inferior contiene aceite del motor eléctrico sumergido. El protector permite que el aceite del motor y el aceite del reductor se expandan o se contraigan cuando las condiciones de presión o temperatura en el fondo del pozo varíen de manera considerable. Esto también, iguala la presión interna del motor y la presión del reductor con la presión de fondo fluyente del pozo. El protector puede ser equipado con unos cojinetes de apoyo para absorber la fuerza de empuje generada en la parte inferior de la bomba de cavidades progresivas. El consumo de fuerza del protector depende de su tipo de sello, de sus dimensiones y de la capacidad de absorción de los cojinetes de apoyo. Los fabricantes de protectores proveen correlaciones el consumo de potencia. El consumo de potencia del protector es relativamente pequeño, generalmente, el consumo de potencia de un protector se encuentra en el rango de 0.1 hp y 2 hp.

2.3.4. Reductor sumergible

Por razones de trabajo y eficiencia, una bomba de cavidades progresivas tiene una velocidad de operación máxima de 500 rpm en aplicaciones de campo. A 60 Hz, normalmente las velocidades usadas para motores de 2 o 4 polos son aproximadamente 3500 rpm o 1700 rpm respectivamente.

La función primaria del reductor sumergible es proveer una velocidad de rotación que sea aceptable para la bomba de cavidades progresivas. El rango normal de rotación para la bomba de cavidades progresivas es de 100 a 500 rpm. La función secundaria del reductor sumergible es incrementar el torque disponible para la bomba de cavidades progresivas.

Existen diferentes tipos de reductores y son seleccionados dependiendo de la relación de reducción de reducción que convenga (tabla 2.2). Por lo tanto la eficiencia del reductor es principalmente afectada por la relación de reducción utilizada, la velocidad rotacional proveniente del motor, la geometría de los engranes de reducción, y la fuerza a la que son sometidos los cojinetes de apoyo. La combinación más eficiente en aplicaciones petroleras es seleccionar un reductor con una relación de reducción de 9:1 para un motor de dos polos o 4:1 para un motor de cuatro polos. Los reductores pueden ser equipados con cojinetes de apoyo para manejar las fuerzas de tensión y compresión generadas por el manejo de fluidos en la bomba de cavidades progresivas. Los cojinetes de apoyo en el reductor nos ayudan a mantener el rotor (de la bomba)

dentro del estator cuando el rotor gira en sentido contrario. Los fabricantes de reductores ofrecen un amplio rango de reductores, sin embargo, el diseño y selección del reductor sumergible está principalmente en función de la velocidad de rotación del motor sumergible.

Velocidad del motor sumergible (rpm)	Relación del reductor	Velocidad del rotor de la bomba (rpm)
3500 (2 polos)	9:1	389
1700 (4 polos)	4:1	425
1430 (4 polos)	5:1	286
	4:1	357
920 (6 polos)	5:1	184
	4:1	230

Tabla 2.2. Relaciones disponibles del reductor sumergible.⁸

2.3.5. Eje flexible y entrada

La configuración del eje flexible (fig. 2.9) está diseñada para convertir la rotación concéntrica comunicada por el reductor sumergible a la rotación excéntrica requerida por la bomba de cavidades progresivas, resiste altas cargas generadas por el torque, y además se encuentra protegido por sellos mecánicos que impiden la entrada de fluidos de la formación. La sección de entrada a la bomba permite una entrada máxima de flujo de 9000 bpd (1430 m³/d).

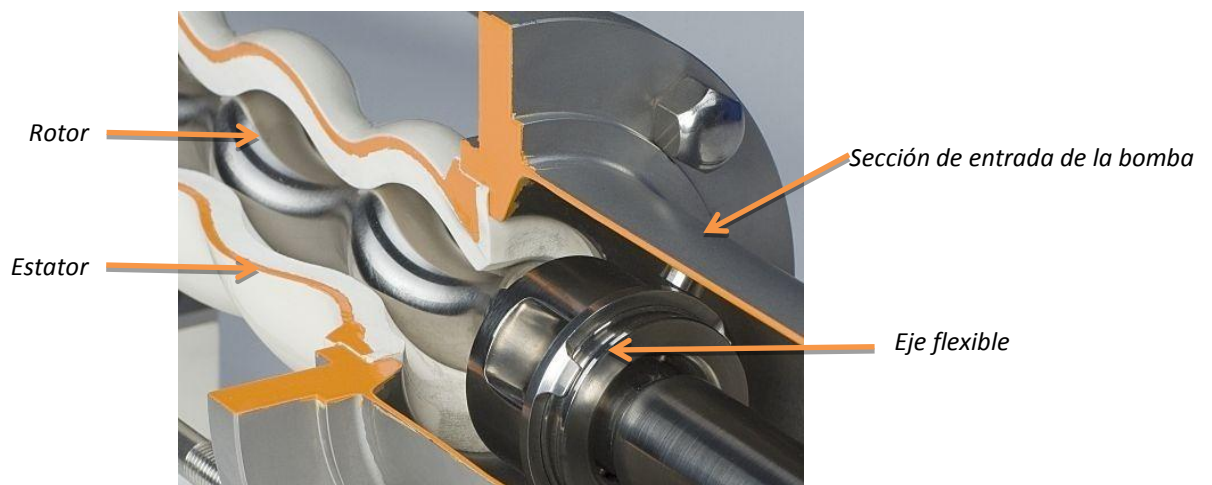


Fig. 2.9. Eje flexible y sección entrada de la bomba.⁹

2.3.6. Variador de frecuencia

Para el control del ritmo de producción y la eficiencia de la bomba, el sistema ESPCP utiliza un variador de frecuencia (VSD), el cual es operado en la superficie. Para ajustar la frecuencia, el equipo VSD (fig. 2.10) proporciona el voltaje necesario para optimizar la producción (por medio de la flexibilidad de bombeo) y reducir costos de operación y mantenimiento. Adicionalmente también se obtienen otros beneficios tales como la extensión de la vida útil del equipo de fondo, arranque suave, velocidad controlada automáticamente y eliminación de estrangulamientos superficiales.



fig. 2.10. Variador de frecuencia.³

2.4. Instalación completa de un sistema ESPCP

Se ha señalado con anterioridad los componentes principales que integran el sistema ESPCP, sin embargo, existen variados accesorios que ayudan a que este sistema opere de manera eficiente y segura. Esto nos lleva a visualizar una instalación completa, así como el orden y la configuración de todos los equipos y accesorios que caracterizan una instalación completa de un sistema ESPCP. En la figura 2.11 se ilustra una configuración completa de un sistema ESPCP.

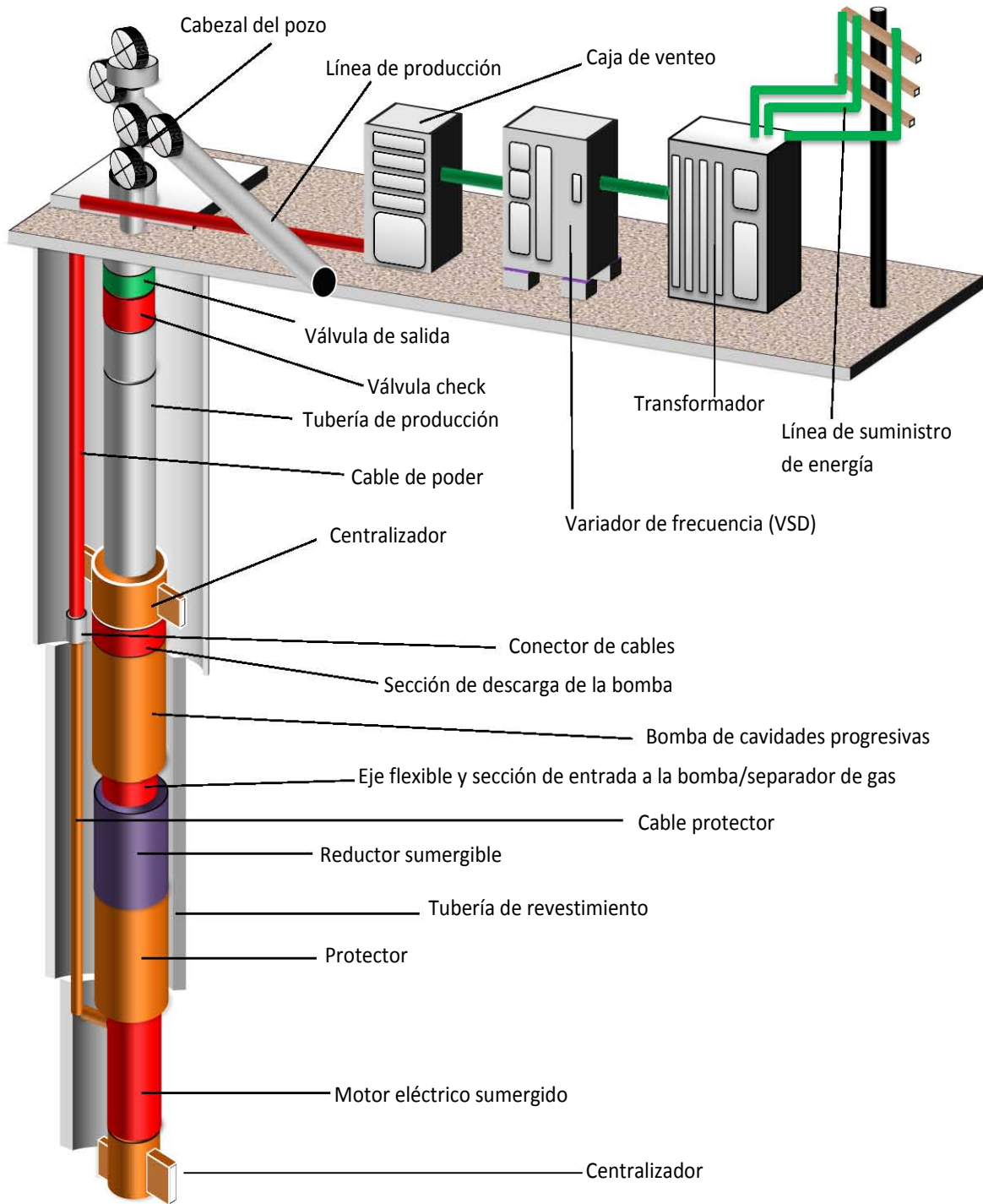


Fig. 2.11. Componentes de fondo y de superficie de un sistema ESPCP.

La descripción de los accesorios sobresalientes que se ilustran en la figura 2.11 es la siguiente:

Centralizadores de TP: Usualmente son colocados en lugares estratégicos para evitar que las tuberías (en este caso tubería de producción) y los equipos entren en contacto con las paredes del pozo o con la tubería de revestimiento, y de esta manera evitar el desgaste por fricción (fig. 2.12).



Fig. 2.12. Centralizador de TP. ¹⁰

Separador de gas: Es un equipo colocado en la sección de entrada de la bomba y es un accesorio opcional, existen dos tipos de separadores (fig. 2.13) y su instalación no está sujeta a la cantidad de gas libre presente en los fluidos de producción, ya que al ser la bomba de cavidades progresivas de tipo de desplazamiento positivo, no presenta candado de gas cuando a través de dicha bomba entra una cantidad considerable de gas libre. Entonces, el separador de gas es usado principalmente para mejorar la eficiencia de la bomba.



Fig. 2.13. Separadores de gas (estático y dinámico). ¹¹

Sistema artificial de producción híbrido ESP-PCP (ESPCP)

CAPÍTULO 2

Conector de cables de potencia: Regularmente es un accesorio que se coloca en la sección de inicio del sistema ESPCP. Este accesorio sirve para comunicar potencia eléctrica entre el cable de potencia redondo y el plano; además la configuración del conector del cable de potencia debe ser tal que impida que el gas libre penetre dentro del el cable redondo y plano (fig. 2.14). El cambio de la configuración de cable de potencia se debe a las restricciones espaciales del estado mecánico del pozo.

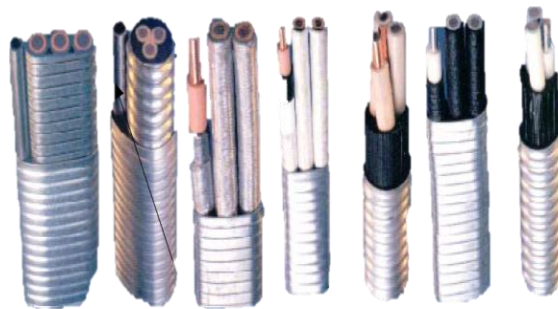


Fig. 2.14. Diferentes arreglos de cables de potencia.¹⁰

Camisa del motor: Este accesorio aumenta la eficiencia de la bomba, esto es porque ayuda a disminuir la viscosidad del aceite, lo cual se logra gracias a que la camisa del motor induce a los fluidos de producción a entrar en contacto con la superficie del motor, durante este contacto, el motor cede calor al fluido de producción en proceso de transferencia por convección; su configuración es mostrada en la figura 2.15.



Fig. 2.15. Camisa del motor.¹²

Válvula check: Esta válvula (fig. 2.16) permite el flujo de un fluido en una sola dirección impidiendo así el regreso del fluido cuando se presentan contrapresiones. El diseño de esta válvula permite manejar fluidos líquido o en flujo multifase. La válvula tipo check es la más usada en la instalación de un sistema ESPCP, ya que evita el retroceso del fluido, además sirve como un dispositivo de seguridad cuando se presentan fugas en los componentes de la tubería de revestimiento.



Fig. 2.16. Válvula tipo Check.¹³

Válvula de aspersion o limpieza (Flushing valve): Un tipo de válvula de aspersion o también llamada de circulación inversa es instalada arriba de la bomba, la cual ofrece una manera fácil de limpiar el pozo sin tener que extraer la tubería de producción.

Ancla de torque y centralizador de la bomba: Se instala simultáneamente un ancla de torque (fig. 2.18) y un centralizador de la bomba (fig. 2.17), con el fin de controlar y reducir la vibración de la Bomba de Cavidades Progresivas,



Fig. 2.17. Centralizador de la bomba.¹⁰

El propósito del ancla de torque es colocar y fijar la bomba dentro de la tubería de revestimiento, apoyando a la bomba y reduciendo la vibración. Los dientes del ancla de torque están hechos de un material metálico suave, lo cual no produce daño en la tubería de revestimiento y amortigua las vibraciones. El ajuste de la fuerza del ancla de torque está únicamente en función de los

Sistema artificial de producción híbrido ESP-PCP (ESPCP)

CAPÍTULO 2

cambios de presión en la bomba, este ajuste es directamente proporcional a los cambios de presión y vibración de la bomba. El propósito del centralizador de la bomba es absorber la vibración de la bomba y centrarla dentro de la tubería de revestimiento.



Fig. 2.18. Ancla de torque.¹⁰

Existen diferentes fabricantes de sistemas ESPCP, los cuales ofrecen en sus productos variados rangos de aplicación, e incluso ofrecen distintos modelos para aplicaciones específicas (tabla 2.3).

Tamaño de TR (pulgadas)	Características de la bomba de cavidades progresivas			Potencia del motor (KW)
	Velocidad de rotación (RPM)	Desplazamiento de la bomba m ³ /d	Capacidad de levantamiento (m)	
Max. 5-1/2"	80-360	10-60	1000-1800	12-30
Max 7"	80-360	30-120	1000-1800	22-43
9-5/8	80-360	50-200	900-1800	32-80

Tabla 2.3. Rangos de aplicación de la bomba de cavidades progresivas.⁸

2.5. Diseño estructural

Durante la aplicación de un sistema artificial de producción, se debe tomar en cuenta los gastos monetarios referentes a trabajos de reparación y mantenimiento. Técnicamente, estas operaciones dependen del estado mecánico del pozo y de la configuración de la sarta de producción. Consecuentemente, el orden en que se colocan los componentes del sistema de producción híbrido ESPCP es crucial para comprender la magnitud de costos monetarios para

reparaciones que se realizarán en algún futuro. Hay dos categorías de diseño del sistema ESPCP, el modelo convencional y el modelo invertido. El modelo invertido puede ser dividido en dos tipos, el tipo domo y el tipo de flujo anular. Las figuras 2.19, 2.20 y 2.21 muestran esquemáticamente las tres diferentes configuraciones.

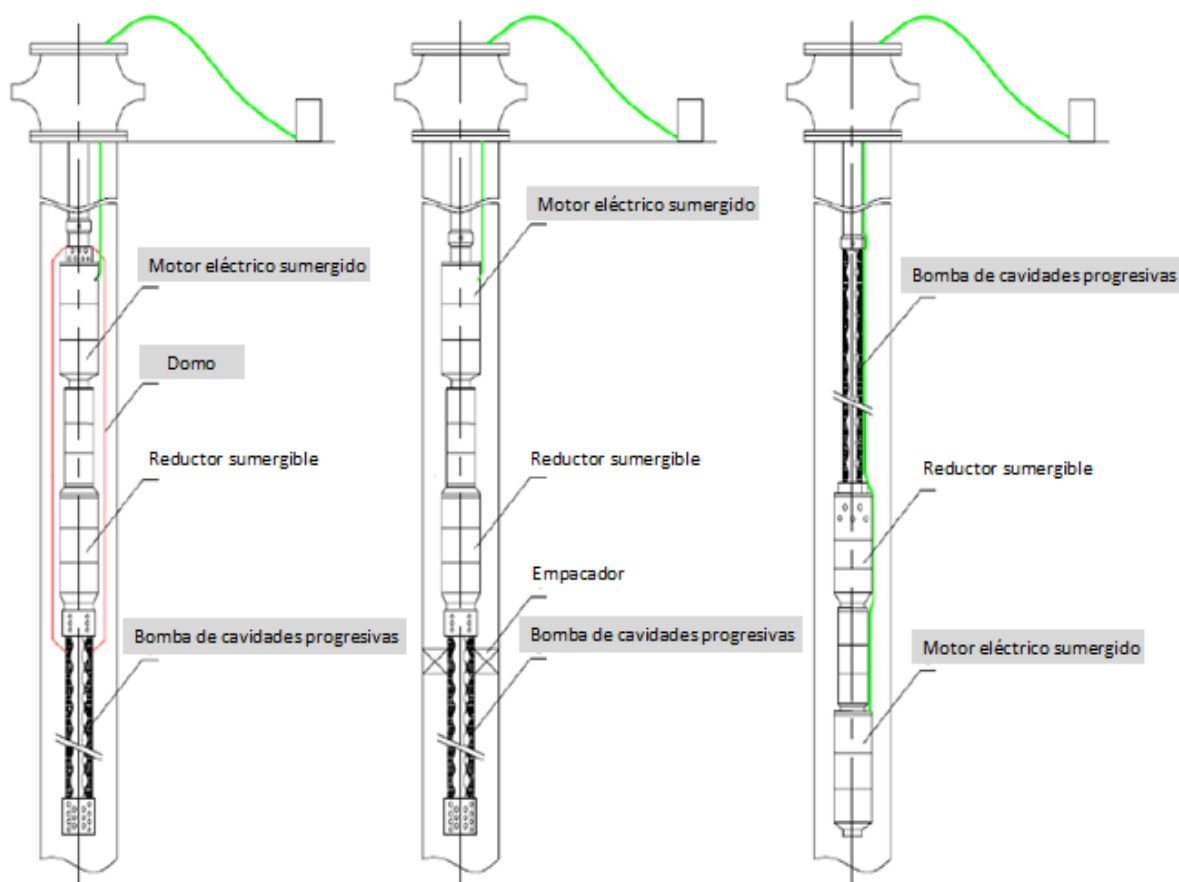


Fig. 2.19. Modelo tipo domo.⁸ Fig. 2.20. Modelo de flujo anular.⁸ Fig. 2.21. Modelo convencional.⁸

2.5.1. Diferentes tipos de diseño de la estructural del sistema ESPCP

Existen variadas combinaciones de los componentes del sistema ESPCP (Bomba de cavidades progresivas, motor eléctrico sumergido y reductor sumergible principalmente) que se instalan según sea el caso de aplicación, sin embargo, cabe resaltar que el tipo de estructura convencional es el más utilizado, ya que presenta ventajas notorias sobre los demás modelos estructurales. En la tabla 2.4 se muestra la descripción de las diferentes configuraciones del sistema ESPCP.

Tipo de estructura		Modelo estructural	Descripción del diseño	Propiedades particulares del diseño estructural
Modelo invertido	Tipo Domo	Fig. 2.19.	Este diseño del sistema ESPCP está equipado con una cubierta (domo) que alberga el reductor sumergible y el motor eléctrico sumergido. La instalación de este domo permite recuperar los fluidos del yacimiento a través de la tubería de producción, sin que estos fluidos circulen por el interior del motor y del reductor. Ya que como lo muestra el diseño, la sección de salida de la bomba de cavidades progresivas está igualmente contenida dentro del domo y dicho domo obliga a los fluidos producidos a entrar en la tubería de producción a través de una sección de admisión localizada en la parte superior del motor eléctrico sumergido.	El ritmo de extracción de hidrocarburos es muy bajo. Mejora la velocidad en superficie de los fluidos de producción gracias al motor eléctrico sumergido.
	Tipo Flujo anular	Fig. 2.20.	Es una instalación especial, ya que este tipo de diseño se utiliza solo en aparejos de producción que debido a las dimensiones de la tubería de producción no pueden manejar un ritmo de extracción alto, por lo que se debe hacer uso del espacio anular para conducir los fluidos a la superficie. Este tipo de estructura se caracteriza principalmente por contener un empacador a nivel de la bomba de cavidades progresivas que impide que los fluidos que salen de la sección de salida de la bomba generen un efecto de	Es un diseño usado solo en casos especiales y es el diseño que utiliza el tamaño radial de flujo más grande disponible.

Tabla 2.4. Descripción de las diferentes configuraciones del sistema ESPCP.⁸

			<p>contrapresión en el fondo del pozo.</p> <p>Entonces el empacador tiene la función de aislar los fluidos de producción que ya han sido bombeados hacia la superficie con los que solo fluyen con la energía propia de la formación.</p>	
<p>Modelo convencional</p>		<p>Fig. 2.21.</p>	<p>Esta configuración del sistema ESPCP es la más usual y está configurada de la siguiente manera: En la parte inferior se coloca el motor eléctrico sumergido, el cual es accionado por energía eléctrica procedente de la superficie. El torque generado es transmitido al reductor sumergible (para ajustar la velocidad de rotación), después, dicho torque es comunicado al eje flexible (para transformar el movimiento concéntrico en excéntrico).</p> <p>Posteriormente, este el torque acciona la bomba de cavidades progresivas, lo cual nos va permitir que los fluidos de producción sean admitidos en la sección de entrada de la bomba. La bomba de cavidades progresivas nos permite imprimir energía adicional a los fluidos del yacimiento para que estos lleguen hasta la superficie.</p>	<p>Es el tipo de estructura más comúnmente usada. De los tres modelos estructurales del sistema ESPCP, es el que más se asemeja al Bombeo Eléctrico Sumergido (ESP)</p>

Tabla 2.4. Descripción de las diferentes configuraciones del sistema ESPCP (continuación).⁸

Cabe mencionar dos aspectos sumamente importantes en los diseños estructurales del sistema:

- En los dos casos de modelos invertidos, para hacer reparaciones en el sistema ESPCP (especialmente en la bomba) es necesario extraer todo el aparejo de producción.
- Para realizar reparaciones menores en el modelo convencional, es posible extraer únicamente la bomba (si es el caso), esto se logra a través de un proceso de desconexión apoyado con línea de acero.

Referencias

1. Presentación “Lunch Learn Artificial Lift”, Schlumberger, Junio de 2005.
2. Marcelino Gómez V. y Neri U. Tesis. Factibilidad Técnico-Económica de Sistemas Artificiales Híbridos. Universidad Nacional Autónoma de México.
3. Baker Hughes. Artificial Lift Electrical Submersible Progressing Cavity Pumping Systems ESPCP systems. overview. <http://www.bakerhughes.com/assets/media/>
4. Mazzone Stefano.Eni Group. Techniques of artificial lift for viscous oil. San Donato Milanese – October the 22nd-23rd 2007
5. Ruiz G. E. Bombeo de cavidades progresivas, una ventana de oportunidades en México. Facultad de Ingeniería UNAM.
6. SPE 93594 Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells M. Taufan, SPE, R. Adriansyah, SPE, and D. Satriana, SPE, P.T. Caltex Pacific Indonesia.
7. REDA. ESP Advanced operations course.
8. SPE 136816. The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield Bao Feng, Sanyang Co. Ltd.; Weibin Meng, Indonesia Company, CNOOC; Anxia Li, Shengli Oilfield Company,SINOPEC; Xiaocheng Zhang,Tianjin Company,CNOOC; Liangchuan Li, Jidong Oilfield Company,CNPC; Bingchang Wu, Xin Li, PCM.
9. China Manufacturers and Suppliers of Oil, Gas and Petroleum Equipment. Screw Pumps for Oilfields. Electrical Submersible Progressive Cavity Pump.
10. Ramirez M. Bombeo Electrosumergible: análisis, diseño y trouble shooting. ESPOil, julio 2004, Managas Venezuela.
11. Lucero Aranda, Felipe de Jesús, Apuntes de sistemas artificiales de producción. Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009.
12. OTC 19451. Multilateral Wells to Improve Production Performance in Heavy-Oil Reservoirs: The Challenges of the ZAM-408ML Well D. Baldini, L. Tealdi, F. Okassa, L. Riccobon, D. Isella, A. Baioni, G. Obondoko, H. Malonga, F. Itoua Konga, M. Rampoldi, Eni Congo.
13. CAMERON, <<http://cameron/productsandservices>>

Capítulo

3

**APLICACIONES
DEL SISTEMA
ESPCP**

3.1. La aplicación del sistema ESPCP en el mundo

El concepto del sistema ESPCP fue introducido primeramente hace 50 años, pero las investigaciones más profundas han comenzado hace alrededor de una década. En este capítulo se describen los casos de aplicación del sistema ESPCP en diferentes campos alrededor del mundo (fig. 3.1).

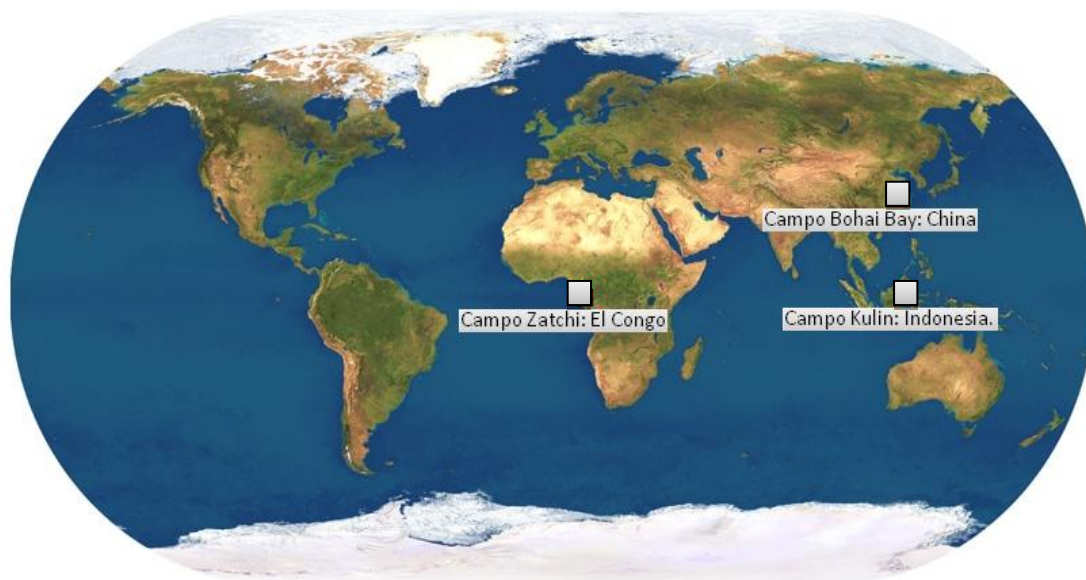


Fig. 3.1. Ubicación de campos con aplicaciones del sistema ESPCP

Los campos Zatchi y Kulin muestran información más detallada sobre las características de los yacimientos, procesos de perforación, datos de instalación del sistema ESPCP; estos dos campos muestran las dos principales aplicaciones para pozos desviados en las que el sistema ESPCP es elevadamente suficiente (pozos horizontales y pozos multilaterales). La aplicación del sistema ESPCP en los campos Kulin y Zatchi se lleva a cabo como una prueba, la que tiene como objetivo mejorar las condiciones de extracción en ambos casos. En el capo Bohai Bay, la aplicación del sistema ESPCP no corresponde a una prueba, esto es porque en dicho campo se han instalado poco más de 100 sistemas ESPCP. A pesar de que no existan detalles de los procesos de perforación y de terminación de los pozos de dicho campo, el gran numero de sistemas ESPCP instalados nos proporciona datos muy valiosos que son de gran importancia para realizar ciertos análisis estadísticos. A continuación de expondrán con detalle los campos antes situados.

3.2. Aplicación en pozos horizontales del campo Kulin

3.2.1. Alcance del proyecto

El alcance original del proyecto “Kulin Horizontal Well” fue el de perforar dos pozos horizontales e instalar en cada uno de ellos un sistema de levantamiento artificial ESPCP. Este objetivo se planteó con base en la extracción óptima para pozos que presentan variados problemas, de los que destacan principalmente:

- ▶ Alto corte de agua en los fluidos de producción.
- ▶ Producción con contenido de arena considerable.

3.2.2. Fase preliminar del proyecto Kulin Horizontal Well

Durante la fase de previa a la ejecución del proyecto, el equipo multidisciplinario previsto para ejecutar el proyecto de los dos pozos horizontales de Kulin, hizo una evaluación para identificar el método de levantamiento artificial más apropiado para el proyecto de los dos pozos horizontales. Esta evaluación contempla como factores primordiales la optimización de la operatividad de las bombas y la producción de los pozos. Los pozos horizontales localizados en el campo Duri (Campo adyacente) fueron usados para evaluar la producción con el uso del bombeo de cavidades progresivas. Este análisis fue trascendental para comprender los factores críticos que afectan el rendimiento de la bomba. El campo Duri presenta arena no consolidada con una alta temperatura en el yacimiento. Estadísticamente, la eficiencia de bombeo en los 25 pozos horizontales del campo Duri es un tanto baja (tabla 3.1). El promedio de eficiencia de bombeo es menor a 30% con un promedio de tiempo de operación de las bombas de 118 días.

Año	Número de bombas instaladas	Eficiencia de bombeo promedio (%)
1999	6	20
2000	15	27
2001	19	43
2002	7	29

Tabla 3.1. Cantidad y eficiencia de bombas instaladas en el campo Duri.¹

Aplicaciones del sistema ESPCP

CAPÍTULO 3

Aplicación en el campo Kulin

Algunos factores que han causado baja eficiencia de bombeo en los 25 pozos horizontales del campo Duri son:

- ▶ Altas pérdidas de presión por fricción que impiden un adecuado desplazamiento de la bomba.
- ▶ Excesiva producción de arena que daña demasiado al pistón de las bombas.

Aunque algunas modificaciones han sido hechas para reducir las pérdidas de presión por fricción debido a la instalación de guías giratorias en las sargas de varillas de succión, las fallas en las bombas son frecuentes. Las guías giratorias son dañadas debido a la elevada producción de arena, lo cual es causado por el mal manejo del control de arena en los pozos horizontales. La mayoría de los pozos horizontales del campo Duri utilizan tuberías cortas de producción (liners) pre-perforadas en agujeros descubiertos para controlar la producción de arena, sin embargo, esta medida ha fracasado en el control de la producción de arena.

El campo Kulin presenta arena no consolidada y los pozos horizontales fueron diseñados usando una terminación similar con tuberías cortas pre-perforadas en agujero descubierto, sin embargo, el equipo asignado para la ejecución tomó la iniciativa para identificar otras alternativas de levantamiento artificial.

Las características deseadas de este nuevo sistema fueron las siguientes:

- ▶ El sistema artificial de producción no debe ser impulsado por varillas (rodless).
- ▶ Los componentes del sistema que se encuentren en contacto con los fluidos de producción deben resistir la erosión causada por la producción excesiva de arena.

El equipo multidisciplinario de ejecución del proyecto ha considerado por separado tanto el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido como el Bombeo de Cavidades Progresivas. Pero el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido no está diseñado para manejar producción de arena, y el Bombeo de Cavidades Progresivas es un sistema que utiliza sargas de varillas de succión que es propenso a presentar fallas en pozos horizontales.

Entonces el equipo multidisciplinario de ejecución decidió utilizar el sistema ESPCP para solucionar los problemas antes mencionados.

3.2.3. Fase de perforación de los pozos horizontales

El proyecto de perforación de los pozos del proyecto Kulin Horizontal Well comenzó en inicios de 2002 y terminó en febrero de 2003. El primer pozo horizontal fue Kulin 082 (KL082) y el segundo pozo fue Kulin 083 (KL083).

Los pozos horizontales fueron diseñados y perforados con una tubería de revestimiento de 9-5/8" con una tubería de producción de 8.5" conteniendo una tubería corta de terminación pre-perforada (liner) de 7".

Las propiedades de los pozos horizontales del campo Kulin se exponen a manera de resumen en la tabla 3.2.

Propiedad	Pozo KL082	Pozo KL083
Porosidad	33%	25%
Permeabilidad	5000 md	2131 md
Espesor de la capa de arena	34 pies	18 pies
Presión de fondo	220 psi	235 psi
Temperatura de fondo	150° F	135° F
Gravedad del aceite	20° API	16° API

Tabla 3.2. Propiedades de la roca y los fluidos de producción en los pozos horizontales KL082 y KL083.¹

3.2.4. Diseño de los sistemas ESPCP para pozos horizontales

El principio de diseño de los sistemas ESPCP está por arriba de un máximo de severidad de desviación de 15°/100 pies en la sección tangente.

Aplicaciones del sistema ESPCP

CAPÍTULO 3

Aplicación en el campo Kulin

El elastómero del estator dentro de la bomba de cavidades progresivas es operado con temperaturas que varían entre 135°F y 150°F, este rango se encuentra por debajo de la temperatura máxima que limita al elastómero.

El ritmo de producción y la eficiencia de bombeo del sistema ESPCP se controlan usando un variador de frecuencia (VSD).

Para prevenir la fricción entre el cable de potencia y la tubería de revestimiento, el cable ha sido aislado por un cable protector multicapas.

Los motores electrocentrífugos sumergidos que fueron instalados a ambos pozos horizontales de Kulin presentan las siguientes características.

- ▶ Motor eléctrico de dos polos.
- ▶ Frecuencia promedio de operación de 60 HZ.
- ▶ Velocidad de operación de 3500 rpm.
- ▶ Potencia suministrada al sistema igual a 38 hp.
- ▶ La diferencia de potencial requerida es de 453 Volts con una intensidad de 53 amperes.

Las condiciones actuales de operación de la bomba son: frecuencia de 40 Hz y velocidad de rotación de 2333 rpm.

El diámetro exterior del motor eléctrico es 6.52'' con una longitud de 6.98 pies. El motor 562 series es apropiado para ser instalado para un tamaño mínimo de tubería de revestimiento de 7''.

Los dos pozos horizontales de Kulin están usando una relación de reducción 9:1; con 40 Hz con una velocidad de rotación de 2333 rpm. El cálculo de la velocidad de operación de la bomba se muestra en las ecuaciones 3.1 a 3.3.

$$Vel_{bomba} = (Vel_{motor}) * (Relación_{reducción}) \quad Ec. 3.1$$

$$Vel_{bomba} = (2333 [rpm]) * \left(\frac{1}{9}\right) \quad Ec. 3.2$$

$$Vel_{bomba} = 259 \text{ rpm} \quad Ec. 3.3$$

El cálculo de torque del motor se ilustra en las ecuaciones 3.43, 3.5 y 3.6.

$$Torque_{motor} = \frac{Potencia_{motor} * 5252}{Vel_{motor}} \quad Ec. 3.4$$

$$Torque_{motor} = \frac{38 [HP] * 5252}{2333 [rpm]} \quad Ec. 3.4$$

$$Torque_{motor} = 86 [ft lbs] \quad Ec. 3.6$$

El Torque de salida del reductor se determina por medio de las ecuaciones 3.7, 3.8 y 3.9.

$$Torque_{reductor} = Torque_{motor} * \frac{1}{Relación_{reducción}} \quad Ec. 3.7$$

$$Torque_{reductor} = 86 [ft lbs] * \frac{1}{\frac{1}{9}} \quad Ec. 3.8$$

$$Torque_{reductor} = 774 \text{ pies} - \text{lbs} \quad Ec. 3.9$$

El modelo conveniente de bomba de cavidades progresivas es de serie 054-12-045 con capacidad de 340 BFPD/100 rpm.

Entonces el ritmo de producción se determina con las ecuaciones

$$Prod_{bomba} = Vel_{bomba} * Capacidad_{bomba} \quad Ec. 3.10$$

$$Prod_{bomba} = 259 [rpm] * 340 \frac{BFPD}{100 \text{ rpm}} \quad Ec. 3.11$$

$$Prod_{bomba} = 881 [BFPD] \quad Ec. 3.12$$

La dimensión del diámetro exterior de la bomba es 4.25'' con 13.3 pies de longitud de estator.

Aplicaciones del sistema ESPCP

CAPÍTULO 3

Aplicación en el campo Kulin

La tabla 3.3 resume el diseño del sistema ESPCP que fue instalado tanto en el pozo Kulin 082 y Kulin 083.

Velocidad de operación del motor (rpm) @ 40 Hz	2,333
Relación de reducción	9:1
Velocidad de operación de la bomba (rpm)	259
Capacidad de la bomba de cavidades progresivas (BFPD/100 RPM)	340
Ritmo de bombeo (BFPD)	881

Tabla 3.3. Diseño del sistema ESPCP.¹

3.2.5. Terminación de los pozos e instalación del sistema ESPCP

Después de que los trabajos de perforación fueron concluidos, los pozos fueron terminados usando el sistema ESPCP como método de levantamiento artificial. Los sistemas ESPCP en ambos pozos horizontales del campo Kulin (KL082 y KL083) fueron instalados en secciones tangenciales con una severidad de desviación menor a 2°/100 pies dentro de una tubería de revestimiento de 9-5/8".

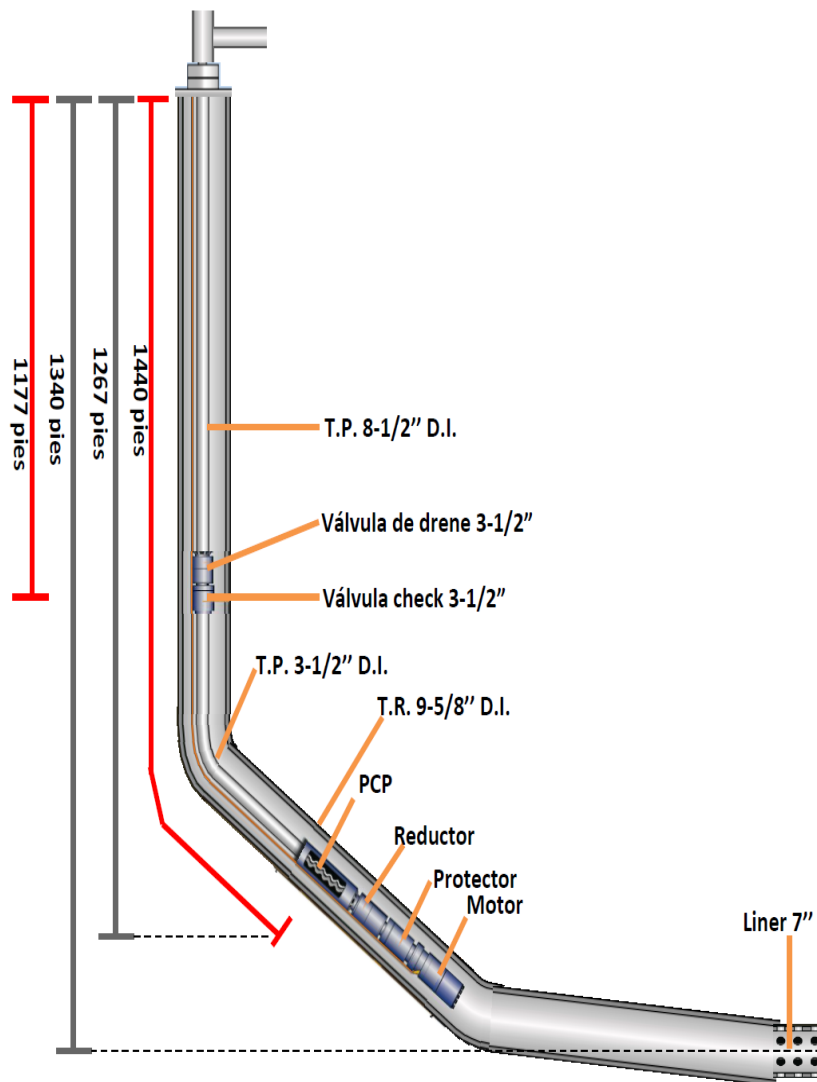
Ambos sistemas ESPCP fueron instalados en el periodo comprendido entre mediados de junio de 2004 e inicio de agosto de ese mismo año.

La instalación de sistema ESPCP en los dos pozos horizontales del Campo Kulin (KL082 y KL083) ha considerado la máxima inclinación permisible para la instalación de la bomba.

El sistema ESPCP tiene la capacidad de ser operado en pozos horizontales con menos de 15°/100 pies de sección transversal.

El sistema ESPCP en el pozo Kulin 082 (fig. 3.2) fue instalado con 64° de inclinación con 1.6°/100 pies de severidad de desviación dentro de una tubería de revestimiento de 9-5/8". La profundidad

de colocación de la bomba es 1440 pies en profundidad desarrollada o 1267 pies en profundidad vertical.



POZO KULIN 082

Fig. 3.2. Estado mecánico del pozo Kulin 082¹.

El sistema ESPCP en el pozo Kulin 083 (fig. 3.3) fue instalado con 58° de inclinación con 1.5°/100 pies de severidad de desviación. La profundidad de colocación de la bomba es 1014 pies en profundidad desarrollada o 891 pies en profundidad vertical.

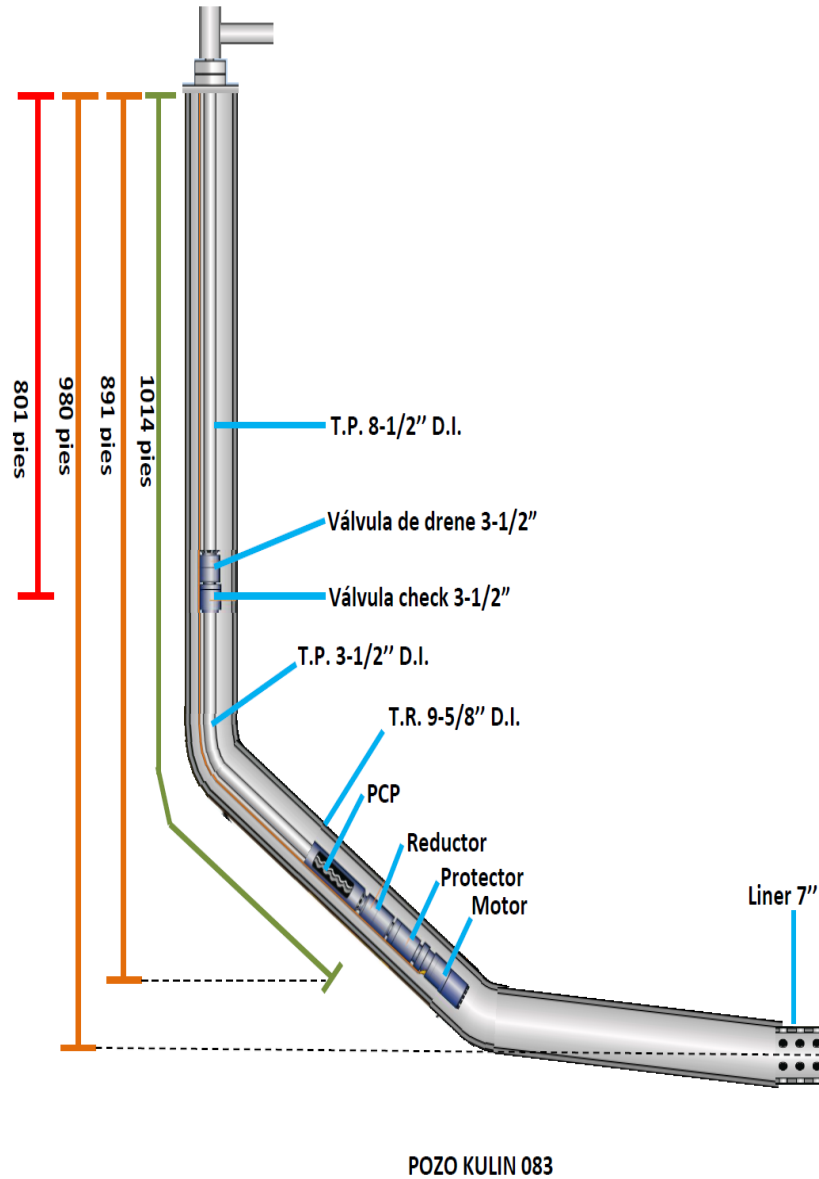


Fig. 3.3. Estado mecánico del pozo Kulin 083¹.

Las bombas fueron instaladas usando una tubería de producción de 3-1/2" y equipadas con una válvula check de 3-1/2" y una válvula de drene 90 pies arriba de la bomba.

3.2.6. Resultados de campo

Algunos problemas operacionales fueron encontrados al inicio de la ejecución de los pozos, estos problemas ocurrieron cuando aun no se producía fluido alguno. Esto fue mientras se probaba el equipo de bombeo. Un peritaje de nivel del fluido también indicó un nivel alto de fluido sobre la bomba. El equipo de ejecución del proyecto supuso que algo había obstruido la entrada a la bomba. Para esto, el equipo multidisciplinario de ejecución del proyecto utilizó de manera exitosa la técnica de drene de la bomba por rotación inversa del motor (backflushing) para regresar el pozo a producción. Por medio de la rotación inversa del motor en un par de minutos y accionando después al motor en rotación normal, el pozo fue nuevamente puesto a producción normal. Desde junio de 2004, los sistemas ESPCP que son instalados en ambos pozos horizontales del campo Kulin han sido operados por encima de 450 días y 800 días respectivamente sin algún problema mecánico referente a la bomba de cavidades progresivas o al motor eléctrico sumergido. La producciones de los pozos horizontales de Kulin son aproximadamente 2.5 y 3.5 veces superiores al promedio de producción de los pozos verticales de ese campo. El pozo KL082 está produciendo arena procedente de la formación Duri E con 1340 pies de profundidad vertical total, este pozo cuenta con 393 pies de longitud lateral. Por su parte el pozo KL083 produce arena de la formación Duri B con 980 pies de profundidad vertical total, la longitud lateral de este pozo es de 1214 pies.

3.2.6.1. Producción en el pozo Kulin 082

La producción del pozo Kulin 082 comenzó en el mes de abril del 2002. La producción inicial fue de 708 BFPD, 531 BOPD y un corte de agua de 25%. La producción promedio de los pozos es de 445 BFPD con un corte de agua cuyos valores varían de 20% a 30%. La figura 3.4 muestra el historial de producción del pozo Kulin 082.

Desde la producción inicial el corte de agua se ha mantenido constante, ya que el rango que presenta es de 20% a 25%. Este porcentaje de corte de agua incrementó un poco a inicios de marzo de 2004. La figura 3.5 muestra la tendencia del corte de agua referente a la producción del pozo Kulin 082.

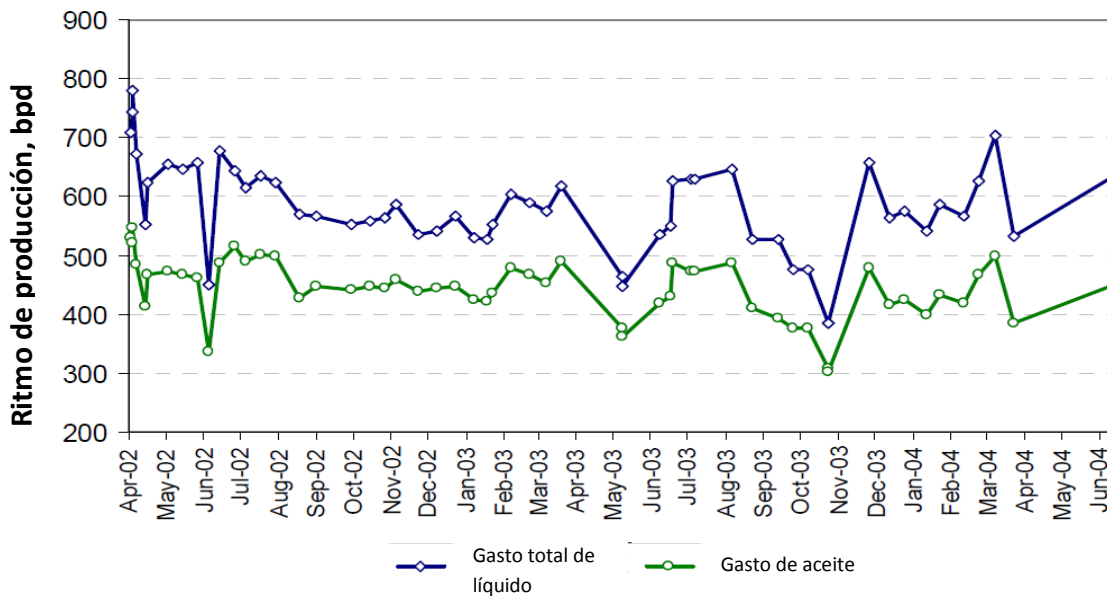


Fig. 3.4. Historial de KL082.¹

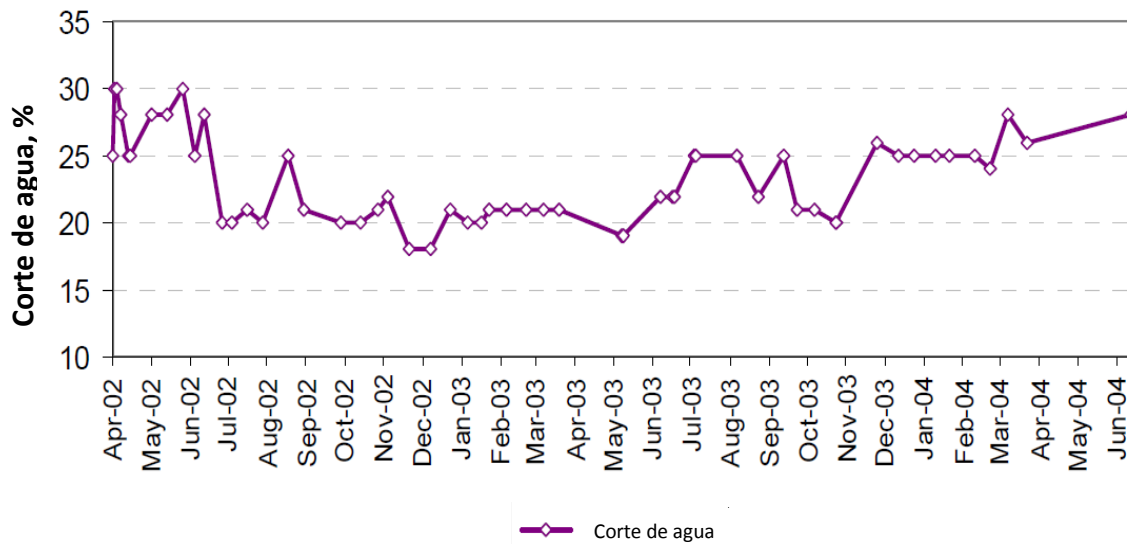


Fig. 3.5. Comportamiento del corte de agua en KL082.¹

El sistema ESPCP ha mejorado la eficiencia de bombeo comparado con la eficiencia de bombeo en los pozos horizontales del campo Duri. El promedio de eficiencia de bombeo en el pozo Kulin 082 (fig. 3.6) desde comenzó a producir es 66%. Después de mas de 800 días (2.2 años) de tiempo de producción no han existido indicios de fallas en la bomba. La grafica siguiente muestra la eficiencia de bombeo en el pozo Kulin 082.

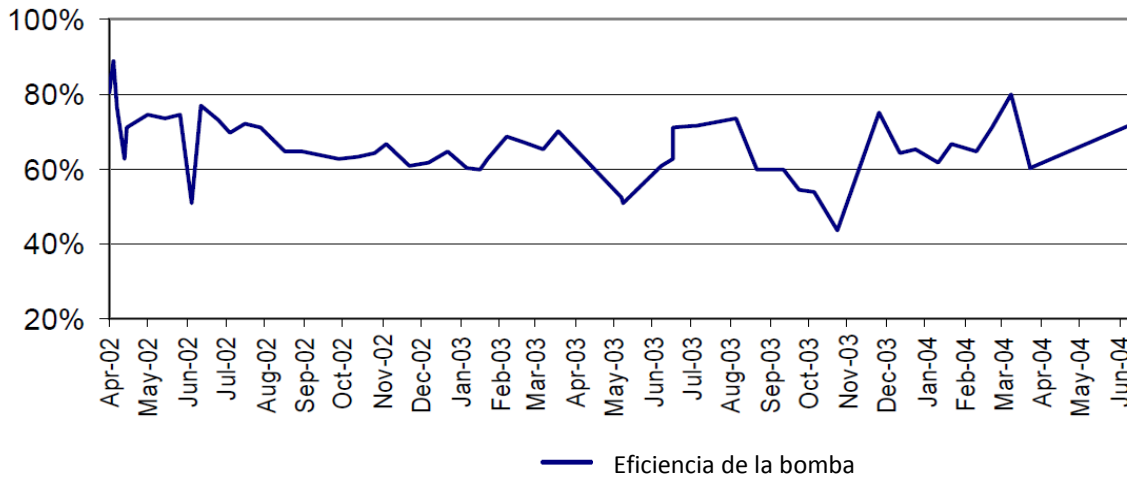


Fig. 3.6. Eficiencia de bombeo en KL082.¹

3.2.6.2. Producción en el Pozo Kulin 083

La producción del pozo Kulin 083 comenzó en el mes de marzo de 2003. La producción inicial de este pozo fue de 518 BFPD, 394 BOPD y un corte de agua de 24%. Existieron algunos problemas al inicio de la vida productiva de este pozo. La alta viscosidad del aceite con una gravedad de 16° API y cerca de 2000 metros de línea de producción de 4", generan una alta contrapresión en la línea de producción.

Cuando comenzó a funcionar la bomba durante las primeras 24 horas, la presión en la cabeza del pozo llegó a ser de 200 psi y fue incrementándose continuamente. El personal de operación decidió interrumpir la operación de la bomba mientras se llevaba a cabo un trabajo de drene en la línea de producción.

El trabajo de drene de la línea de producción indicó que no hubo materiales que obstruyeran la línea de producción. El equipo personal de operación entonces decidió unir la línea de producción del pozo Kulin 083 con la línea de producción del pozo Kulin 073, el cual presenta un alto ritmo de producción con un alto corte de agua, con un promedio de 90% de corte de agua y 900 BFPD. La producción combinada de estos dos pozos trajo consigo la reducción de la presión en la cabeza del pozo Kulin 083 (cerca de 130 psi).

El pozo Kulin 083 mostró un incremento en el porcentaje del corte de agua de 30% a 64%, lo que ha resultado en una baja producción de aceite. El promedio de producción de aceite en los primeros 6 meses fue de 400 BOPD y ha decrecido a 150 BOPD. Las figuras 3.7 y 3.8 muestran el historial del ritmo de producción (gasto total de fluido y gasto de aceite) y la tendencia del porcentaje del corte de agua del pozo Kulin 083.

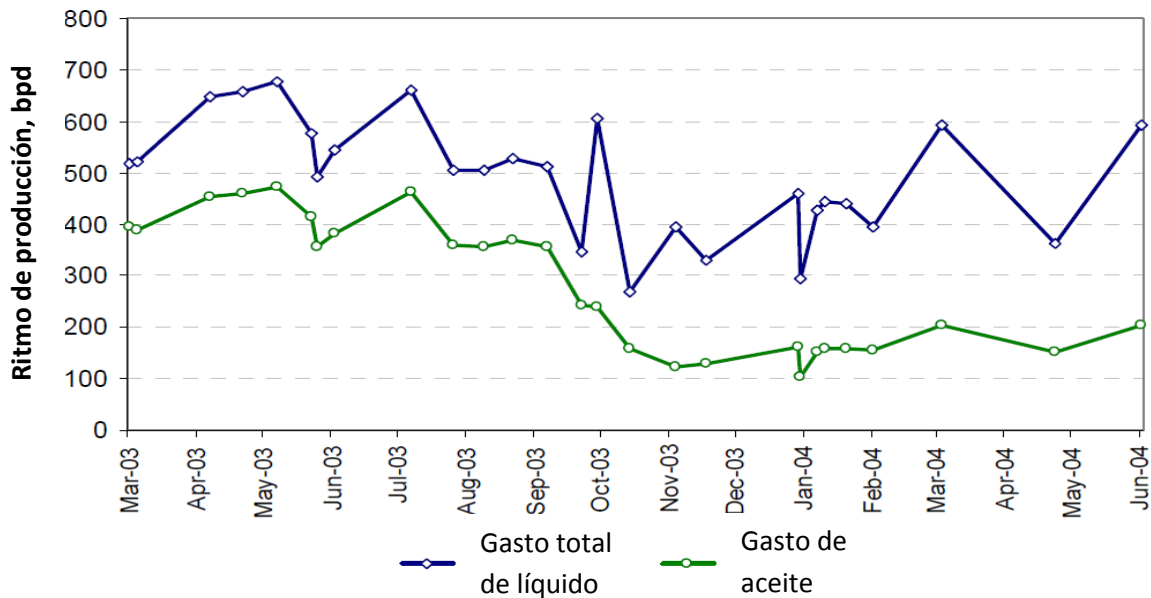


Fig. 3.7. Historial de producción KL083. ¹

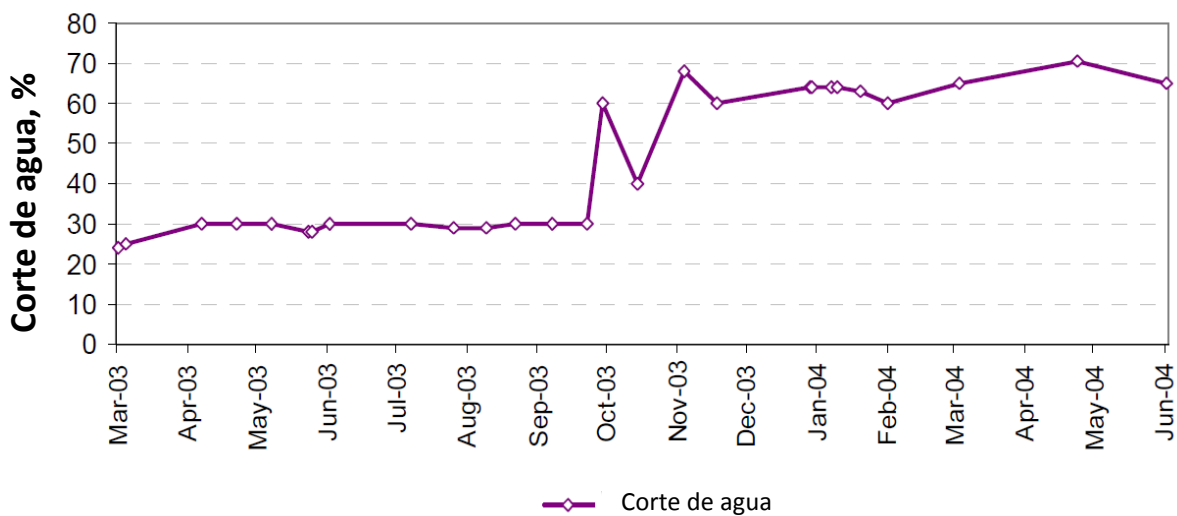


Fig. 3.8. Comportamiento del corte de agua en KL083. ¹

Aún en junio de 2004, el desempeño del sistema ESPCP en el pozo Kulin 083 excedía las expectativas planteadas por el equipo de ejecución del proyecto Kulin Horizontal, ya que la duración del tiempo de ejecución del sistema ESPCP sobrepasa los 450 días.

No existió la necesidad de implementar una nueva configuración de la bomba o un trabajo de extracción del aparejo durante el periodo de operación (Marzo 2003 – Jun 2004) del sistema ESPCP.

Sin embargo, hubo eventos de paralización de la bomba por periodos cortos de tiempo, pero estos sucesos no son asociados con fallas en la bomba. Más bien, la suspensión del proceso de bombeo fue debido a fallas relacionadas con el suministro de energía y cuestiones no relacionadas con el desempeño de la bomba.

La eficiencia promedio de bombeo desde que el pozo fue puesto a producción es de 56%. La figura 3.9 muestra la eficiencia de bombeo en el pozo Kulin 083.

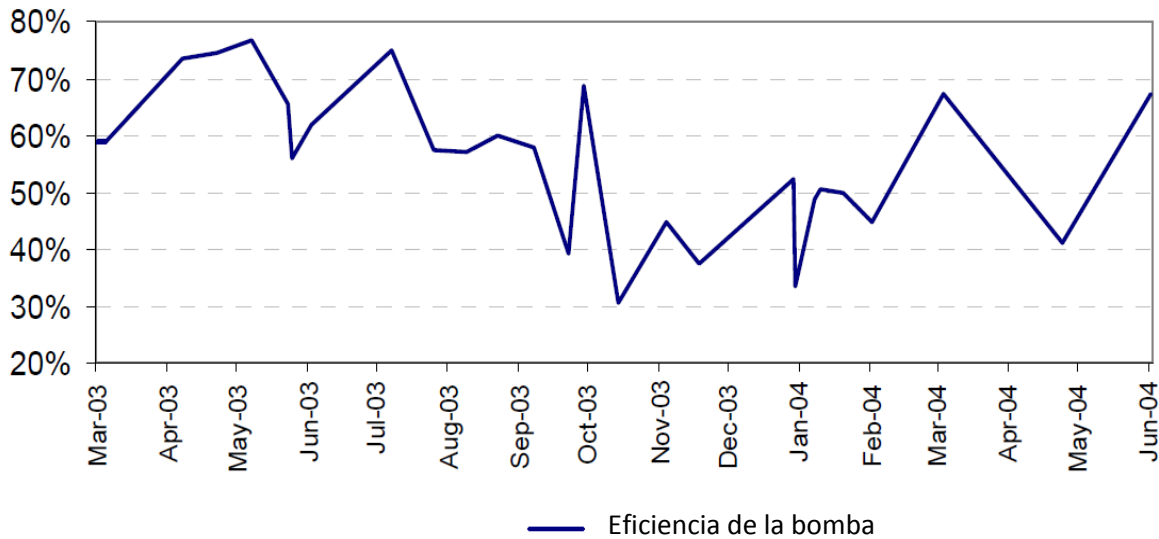


Fig. 3.9. Comportamiento de la eficiencia de la bomba en KL083.¹

Otra ventaja del sistema ESPCP es que durante las operaciones de inicio de la producción y transcurso de la producción nada de aceite es derramada en la superficie.

Esto es posible porque el sistema ESPCP es un sistema libre de varillas, que elimina la fricción entre la sarta de varillas y la caja de empaques que contribuye a que los derramamientos de aceite en la superficie sean pequeños durante los trabajos de extracción e inserción de los aparejos de producción.

La producción de aceite de los dos pozos horizontales contribuye significativamente con la producción total del campo Kulin. La producción incremental proveniente de los dos pozos horizontales es alrededor del 17% de la producción total del campo Kulin. La figura 3.10 muestra el impacto de la producción de los dos pozos horizontales sobre la producción total del campo Kulin.

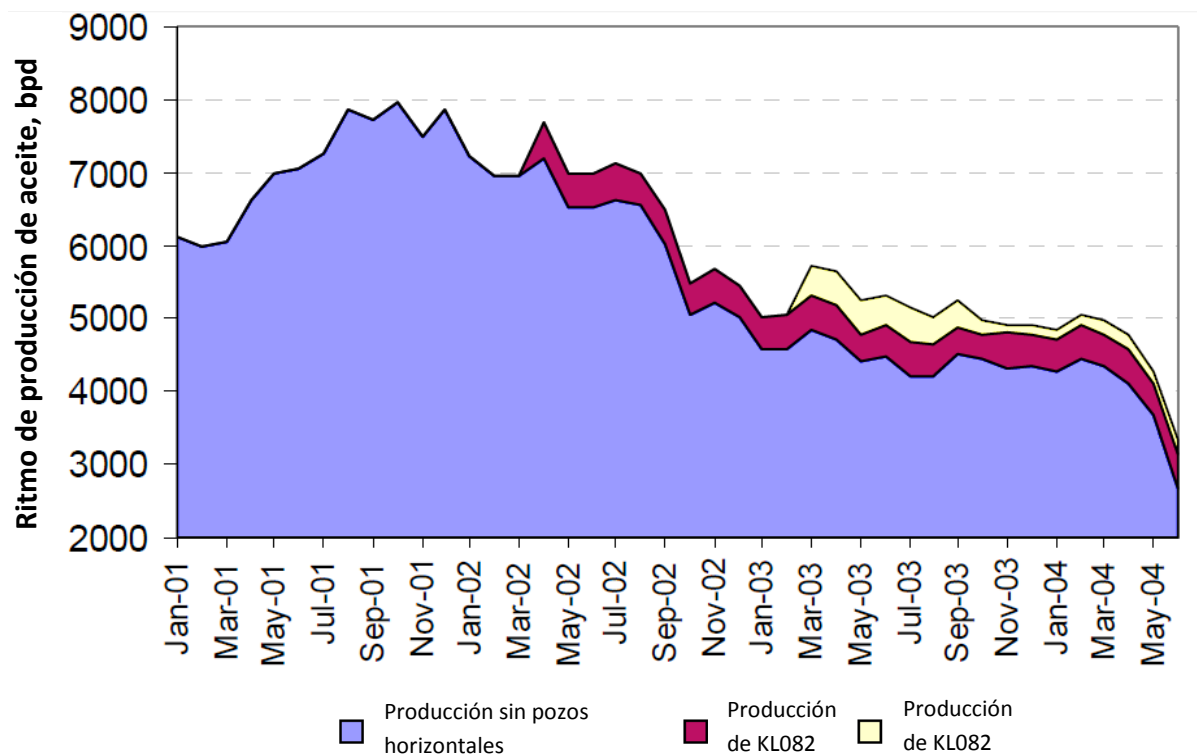


Fig. 3.10. Producción incremental relacionada con KL082 y KL083.¹

Desde el mes de mayo de 2008, algunos pozos en el campo Kulin fueron cerrados debido a asuntos relacionados con seguridad, lo que trajo como resultado un decremento significativo en la producción del campo.

3.3. ESPCP aplicación en el campo Zatchi

3.3.1. Generalidades del campo Zatchi

El campo Zatchi, localizado costa fuera en la cuenca del Congo (fig. 3.11), consta de un yacimiento multi-estratos de la era cenomaniano/albiano (fig. 3.12) operado por la compañía Eni Congo en colaboración con Total Congo. El yacimiento Zatchi B tiene 30 m de espesor de arena caracterizado por una enorme acumulación de aceite pesado y altamente viscoso (15° API y 100 cp).

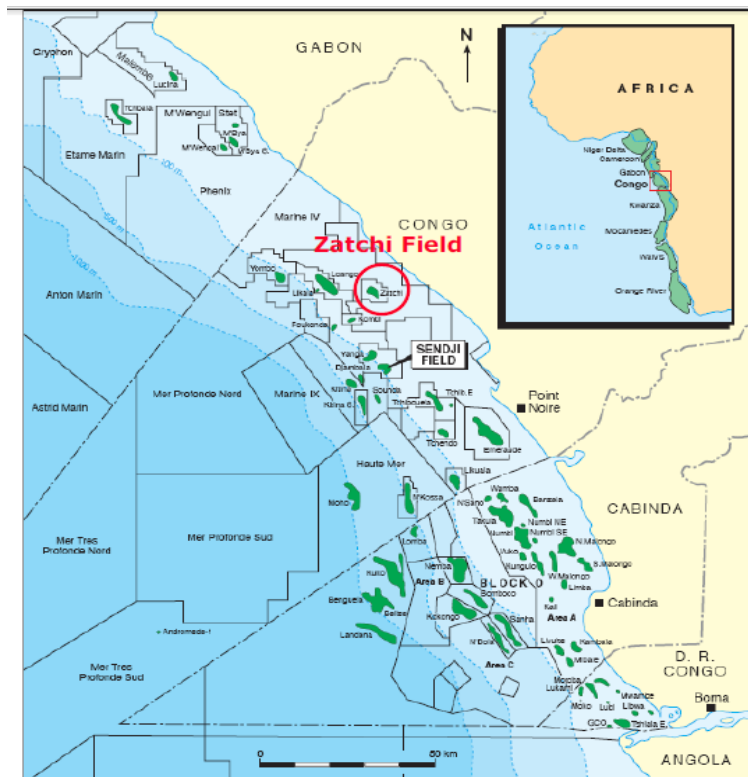


Fig. 3.11. Localización geográfica del campo Zatchi.²

Este campo cuenta con un rango de profundidades de tirante de agua de entre 55 y 57 metros y una extensión superficial de 34 Km². Este campo está compuesto por varios yacimientos apilados (del yacimiento A al yacimiento E) pertenecientes a las formaciones “Gres de Tchala” y “Carbonates de Sendji”. Al igual que otros campos comercialmente explotables en el Congo, el campo Zatchi es caracterizado por rocas de caliza y dolomía depositadas durante la fase temprana del cretácico medio.

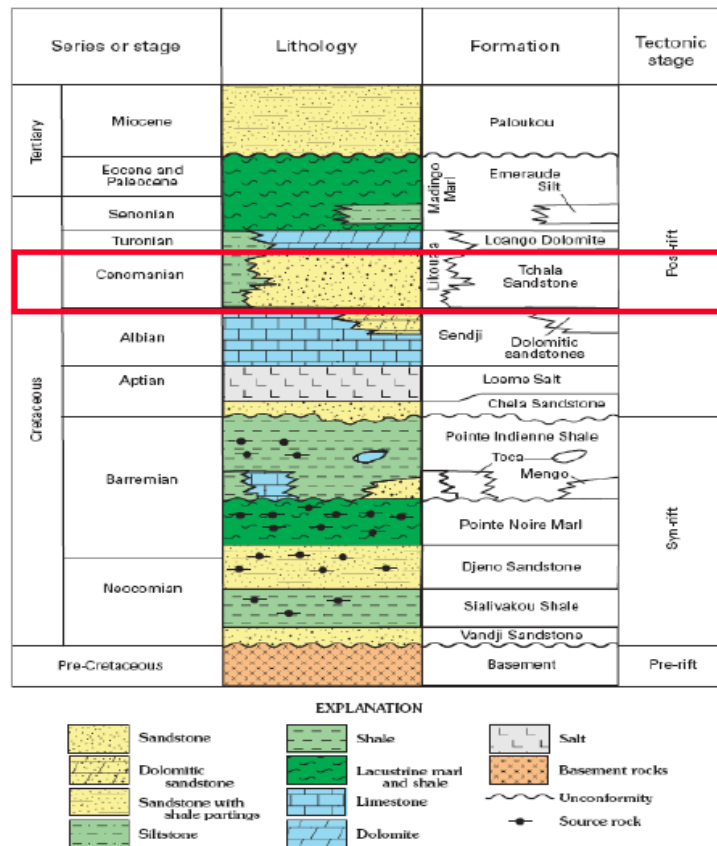


Fig. 3.12. Columna litológica del campo Zatchi.²

El campo Zatchi fue descubierto en 1980 con el primer pozo exploratorio ZAM-1, con el cual se encontraron acumulaciones de aceite en la sección cenomaniano/albiano. Desde entonces 90 pozos (en su mayoría pozos horizontales) han sido perforados de cuatro diferentes plataformas. Principalmente para producir principalmente en los campo C, D y E.

3.3.2. Descripción y retos de producción del yacimiento Zatchi B

Zatchi B es un yacimiento superficial caracterizado por un espesor homogéneo de 90 metros. Desde un punto de vista litológico, es posible observar una alternancia cíclica principalmente de arena y dolomía. El yacimiento Zatchi B tiene 30 m de espesor de arena caracterizado por una enorme acumulación de aceite pesado y altamente viscoso (15° API y 100 cp).

Tres aspectos denotan un reto extremo para el desarrollo exitoso de tal yacimiento (fig. 3.13).

- ▶ La presencia de un acuífero asociado en la parte baja del yacimiento y un casquete de gas en la parte superior.
- ▶ Una presión en el yacimiento muy baja.
- ▶ La alta viscosidad del aceite.

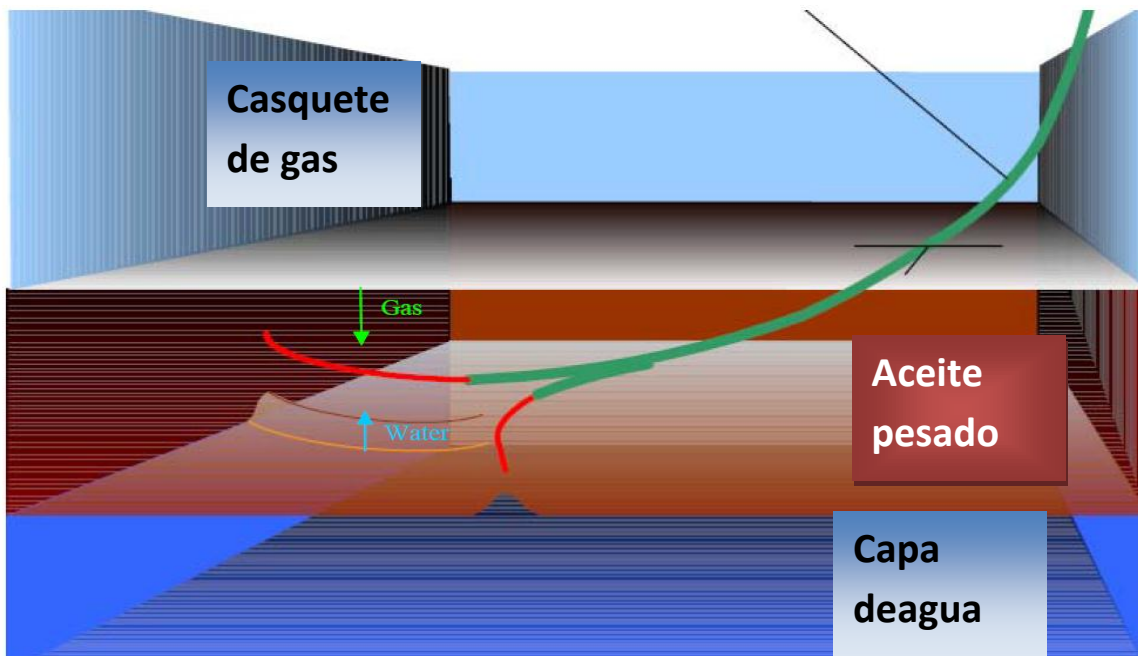


Fig. 3.13. Retos de producción de Zatchi B. ²

En los 19 años de vida del yacimiento, solo tres pozos fueron puestos en producción en el estrato productor B, con ningún resultado satisfactorio debido al peso y viscosidad del aceite.

El yacimiento Zatchi B, aunque se caracteriza por una buena porosidad (> 30% en facies de arena) y la permeabilidad, en algunos casos es superior a 1 Darcy, es un yacimiento muy difícil de ser desarrollado. Los principales problemas para desarrollar este yacimiento son:

- ▶ La alta densidad del aceite (15 ° API),
- ▶ La viscosidad extremadamente alta del aceite (alrededor de 1300 cp),

- ▶ La presencia tanto de agua inferior como la presencia de un casquete de gas de gran extensión en la parte superior (fig. 3.13),
- ▶ La baja presión de fondo del yacimiento.

Desde 1980, el yacimiento B ha sido puesto en producción con solo tres pozos, ZAM-116, ZAM-406 y ZAM-111ST (fig. 3.14). La producción de estos pozos fue interrumpida tempranamente debido al rápido incremento de la relación gas-aceite (efecto de conificación de gas).

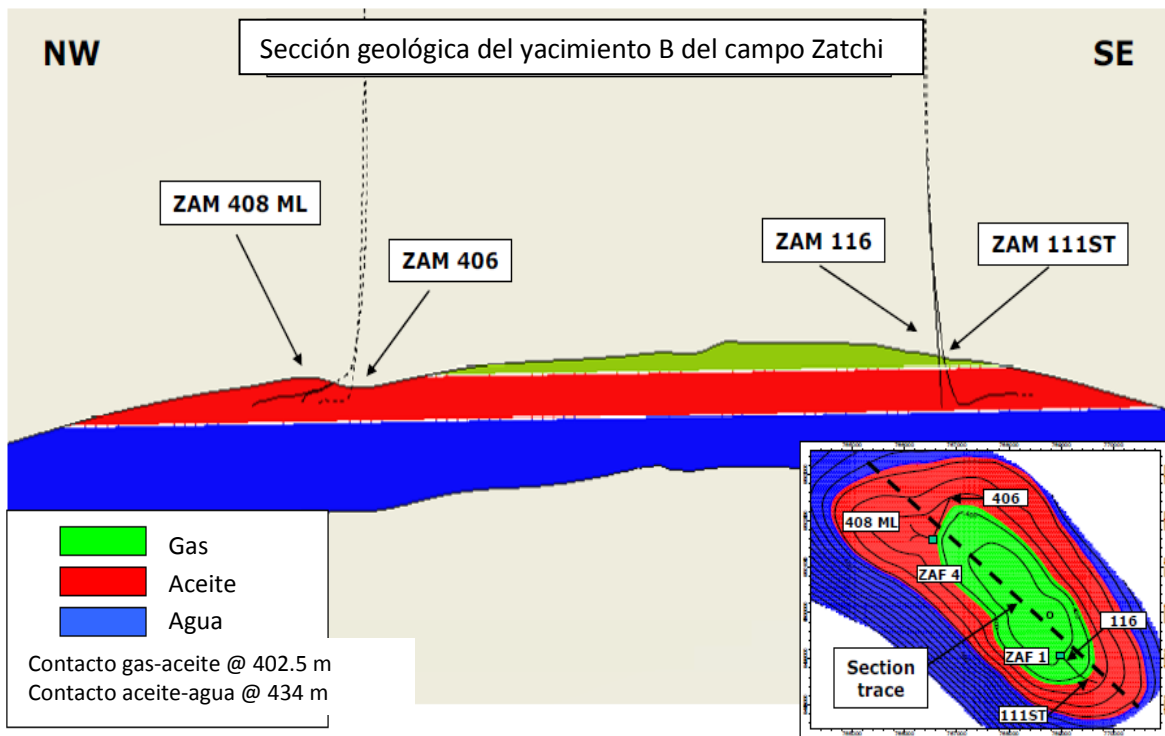


Fig. 3.14. Pozos perforados en Zatchi B. ²

El peso y la alta viscosidad del aceite requerirán una fuerte reducción en el fondo del pozo para reducir los efectos de conificación de la capa superior de gas.

Con esta idea en mente, uno de los tres pozos terminados en el yacimiento B, el pozo ZAM 111ST, fue diseñado con una trayectoria horizontal con el objetivo final de reducir los efectos de conificación, a pesar de esto, poco después del inicio de la producción con esta nueva

configuración, el pozo comenzó a producir un alto GOR. Entonces esta prueba resultó ser un fracaso.

Debido a la alta diferencia de viscosidades entre el aceite y el gas, ni siquiera se logró una reducción extremadamente pequeña en las propiedades del aceite (condiciones necesarias para elevar el aceite a la superficie por medio de un Bombeo Electrocentrífugo Sumergido); por lo tanto la conificación ha causado una fuerte reducción en la producción de aceite hasta llegar a límites económicamente no convenientes.

La enorme acumulación de aceite en el yacimiento B ha estimulado tanto a la parte operadora como a la de servicios a realizar investigaciones para determinar una solución alternativa e innovadora que permita extraer los hidrocarburos contenidos en este yacimiento.

Con base en esto, el proyecto ZAM-408ML fue puesto en marcha en 2006, con el fin de evaluar el potencial de producción de los pozos multilaterales en dicho yacimiento.

3.3.3. Modelado del yacimiento

Los conocimientos adquiridos en las pruebas de los pozos antiguos puestos en la producción de este nivel empujó al operador a tomar en cuenta algunos aspectos principales en el diseño del pozo, los cuales son los siguientes:

- ▶ Optimización de área y ubicación.
- ▶ Optimización del efecto de drene, la longitud y los diámetros de las tuberías.
- ▶ Optimización de la dirección de drene y de la posición vertical.
- ▶ Optimización del método de levantamiento artificial.

Los resultados finales del proceso de optimización muestran que en la ejecución de este proyecto conviene perforar un pozo bilateral con al menos dos direcciones (a través de dos canales de flujo se incrementa la superficie de contacto entre el pozo y la formación) de drene ortogonales proyectadas aproximadamente 450 metros en dirección noreste del yacimiento Zatchi B a partir de una posición vertical localizada aproximadamente 15 metros arriba del contacto agua-aceite,

lugar donde se instalará un sistema ESPCP para suministrar energía adicional a los fluidos de producción.

La planeación del pozo multilateral indica que el éste debe estar en la parte noreste del yacimiento Zatchi, lugar donde se localiza la capa de gas lo suficientemente lejos para que el pozo diseñado pueda operar de manera conveniente. La ejecución de la ramificación multilateral se realizará en dirección opuesta a cada ramificación, con el objetivo de minimizar la interferencia entre ellas.

3.3.4. Perforación y diseño de la terminación del pozo ZAM-408ML

A primera vista, la opción de perforar un pozo multilateral ofrece ventajas inmediatas más simples que los pozos verticales, ya que proporciona un mayor contacto de la formación productora con el pozo a un costo reducido. El componente crítico de un pozo multilateral es la unión, que es la interfaz entre el agujero y las ramas principales. En este sentido, el diseño de pozos multilaterales es un proceso complejo ya que interactúan muchos factores, y, a menudo existen varias soluciones posibles.

En el diseño de pozos multilaterales, tres categorías deben tenerse en cuenta para la ejecución de dichos pozos:

- ▶ **Conectividad:** Se relaciona con la forma en que se encuentra conectado que el pozo y la sección de unión al nivel del casing y el liner.
- ▶ **Aislamiento:** Se relaciona con la forma de la protección durante la perforación y la terminación. Esto engloba los requerimientos para el control de presión y de flujo mientras que se completa y estimulante, así como después de la terminación.
- ▶ **Acceso:** Se refiere al mantenimiento y a la corrección de problemas de los pozos, mientras existan procesos de perforación, después de la terminación, desde el inicio de la producción hasta el abandono. Entonces aquí se considera las operaciones de intervención durante la perforación, tales como la molienda de equipos, introducción de tubería flexible y uso de línea de acero.

Otros aspectos importantes a tener en cuenta durante el diseño de pozos multilaterales son las siguientes: gestión de residuos, control de profundidad, la planificación de contingencia.

El pozo multilateral ZAM-408ML fue perforado desde la plataforma ZAF-4. El proceso de perforación comenzó el día 8 de abril de 2007. El tiempo neto que duraron los trabajos de perforación fue de 65 días. La perforación de las dos ramificaciones (A y B) del pozo multilateral ZAM-408ML se detuvieron a 12 y 14 metros verticales respectivamente por encima del contacto agua-aceite (fig. 3.15). Esto es con el fin de mantener las saturaciones de agua tan baja como sea posible.

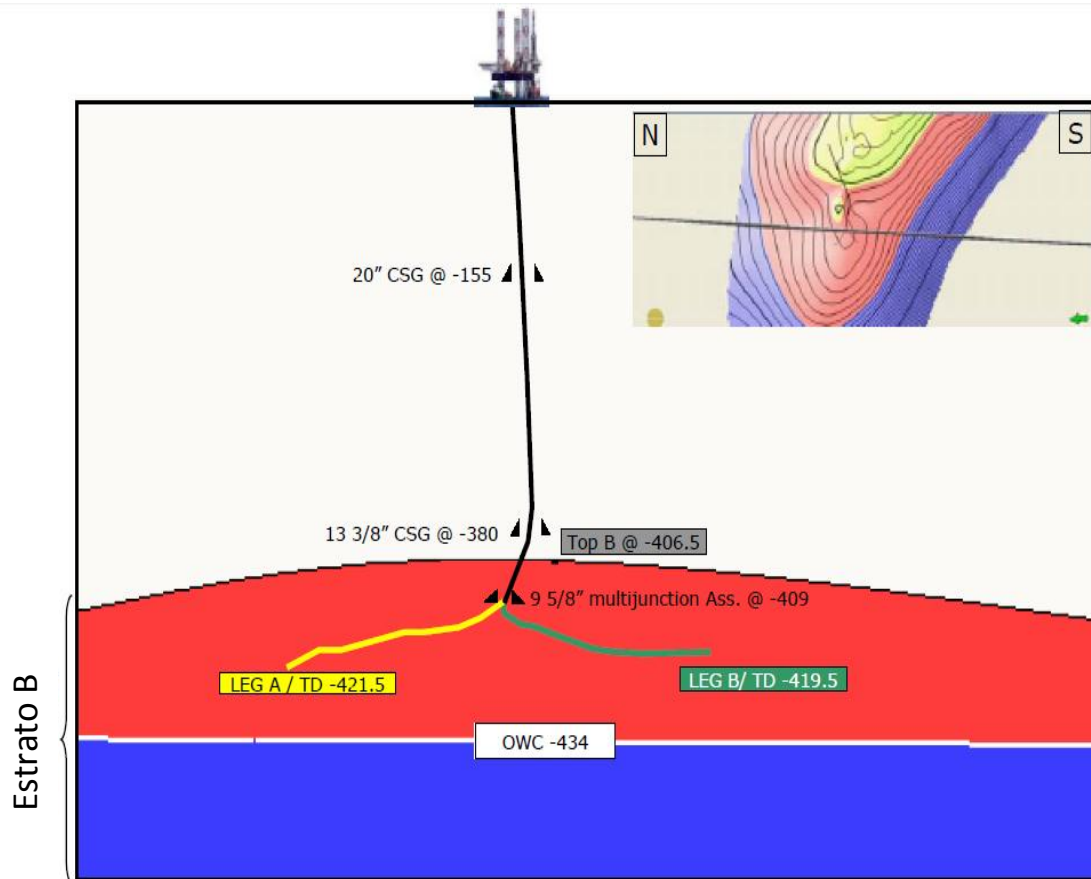


Fig. 3.15. Sección transversal del yacimiento Zatchi B. La cima del multi-ensamblaje fue colocada 35 metros debajo de la cima del yacimiento B, con el objetivo de perforar dos vías de drenaje lo más lejano posible de la capa de gas. La ramificación A y la B fueron terminadas respectivamente a 12.5 m y 14.5 m sobre la profundidad del contacto agua-aceite.³

Los pozos multilaterales se clasifican en diferentes formas o niveles, sobre la base de la estructura de unión. El nivel 6 (fig. 3.16) fue seleccionado para el diseño de la terminación del pozo ZAM-408ML a fin de permitir la máxima conectividad, aislamiento y acceso.

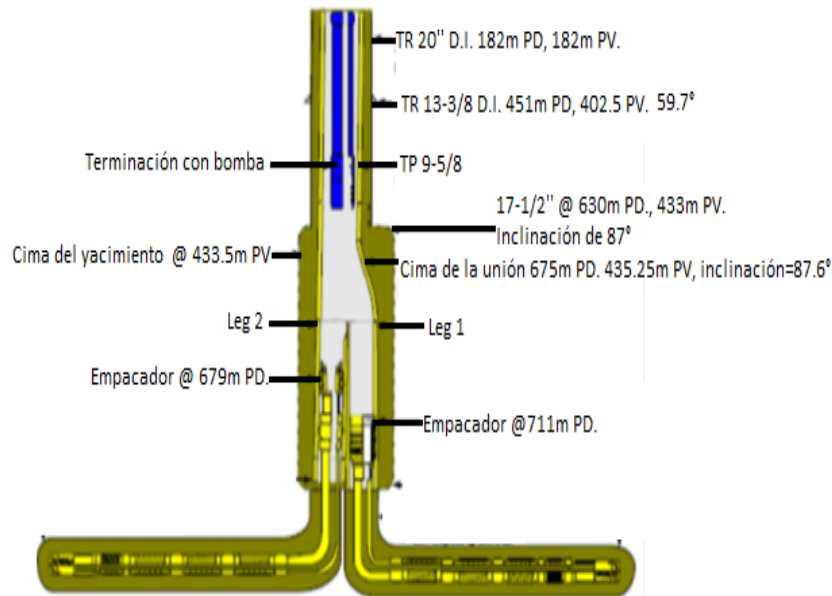


Fig. 3.16. Conexión de nivel 6 en ZAM 408ML no presenta componentes de terminación adicionales en el pozo principal.³

3.3.5. Terminación y diseño del método de levantamiento artificial

El pozo multilateral ZAM-408ML representa el cuarto pozo que está intentando tener una producción aceptable en el yacimiento B, la trayectoria que conforma el estado mecánico fue diseñada para optimizar la recuperación del yacimiento, evitando los fenómenos de conificación de gas y de agua.

Debido a la baja presión en el yacimiento, se debe instalar un sistema artificial de producción para llevar los fluidos del yacimiento hasta la superficie. Después de un proceso de selección un sistema ESPCP fue elegido como la mejor opción.

Paralelamente se ha decidido desarrollar un sistema innovador para mejorar las condiciones de operación del sistema ESPCP mediante la homogenización y distribución de la temperatura a lo largo de este sistema.

El objetivo original del sistema artificial de producción no consistía en mejorar la productividad de los pozos, mas bien, está relacionado con el mejoramiento del manejo de flujo en la interfase.

Los sistemas ESPCP son diseñados para manejar fluidos de alta viscosidad, sin embargo existe una enorme diferencia cuando se manejan fluidos con viscosidades de 1300 cp y 500 cp respectivamente.

Por lo tanto Un ESPCP va a presentar un mayor desempeño manejando un fluido de 500 cp con uno de 1300 cp si se toma en cuenta el mismo equipo. Los datos del nivel B muestra una viscosidad de 1343 cp a una temperatura de 34.5 ° C (temperatura del yacimiento).

Para mejorar la eficiencia de la bomba se decidió reducirla viscosidad del aceite que rodea al ESPCP para un obtener un efecto de reducción de la viscosidad del fluido (fig. 3.17) en la sección de succión de la bomba mediante el aumento de su temperatura.

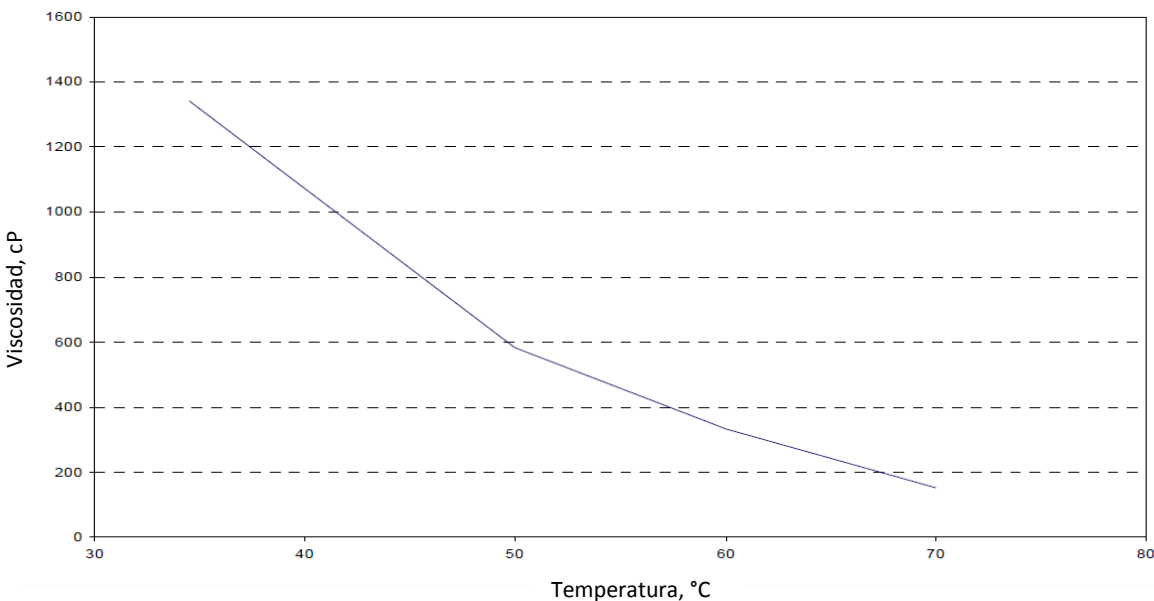


Fig. 3.17. Reducción de la viscosidad de los fluidos con respecto a la temperatura. ⁴

Aplicaciones del sistema ESPCP

CAPÍTULO 3

Aplicación en el campo Zatchi

Un motor eléctrico sumergido en un aceite viscoso pone en movimiento una bomba que está en la parte superior del sistema e induce una propagación térmica en el fluido de producción debido a la conducción y convección forzada.

Por lo tanto, contar con una fuente térmica en el motor, nos ayuda a mejorar la eficiencia y la refrigeración del mismo.

En términos prácticos, es necesario instalar un motor de gran tamaño (entre 20 y HP 30% más), aunque al mismo tiempo, asegurándose de no acortar la vida útil de funcionamiento del motor y evitar las pérdidas de aislamiento eléctrico del motor de fondo.

3.3.6. Sistema de levantamiento artificial

En junio de 2007, el pozo multilateral ZAM-408ML fue terminado. Esta terminación incluyó la instalación de un sistema de levantamiento artificial compuesto por:

- ▶ Bomba de cavidades progresivas
- ▶ Separador de gas,
- ▶ Sección de sello,
- ▶ Motor eléctrico sumergido "envuelto" por la chaqueta del motor.

El estado mecánico del pozo multilateral ZAM-408ML se muestra en la figura 3.18. En cuestión de profundidad, se hace referencia a únicamente a la ubicación de los componentes del sistema ESPCP.

El ángulo de colocación del sistema ESPCP es de 59.7° dentro de una tubería de revestimiento de 13-3/8" de diámetro interior.

El sistema ESPCP está colgado de una tubería de producción de 9-5/8" de diámetro interior.

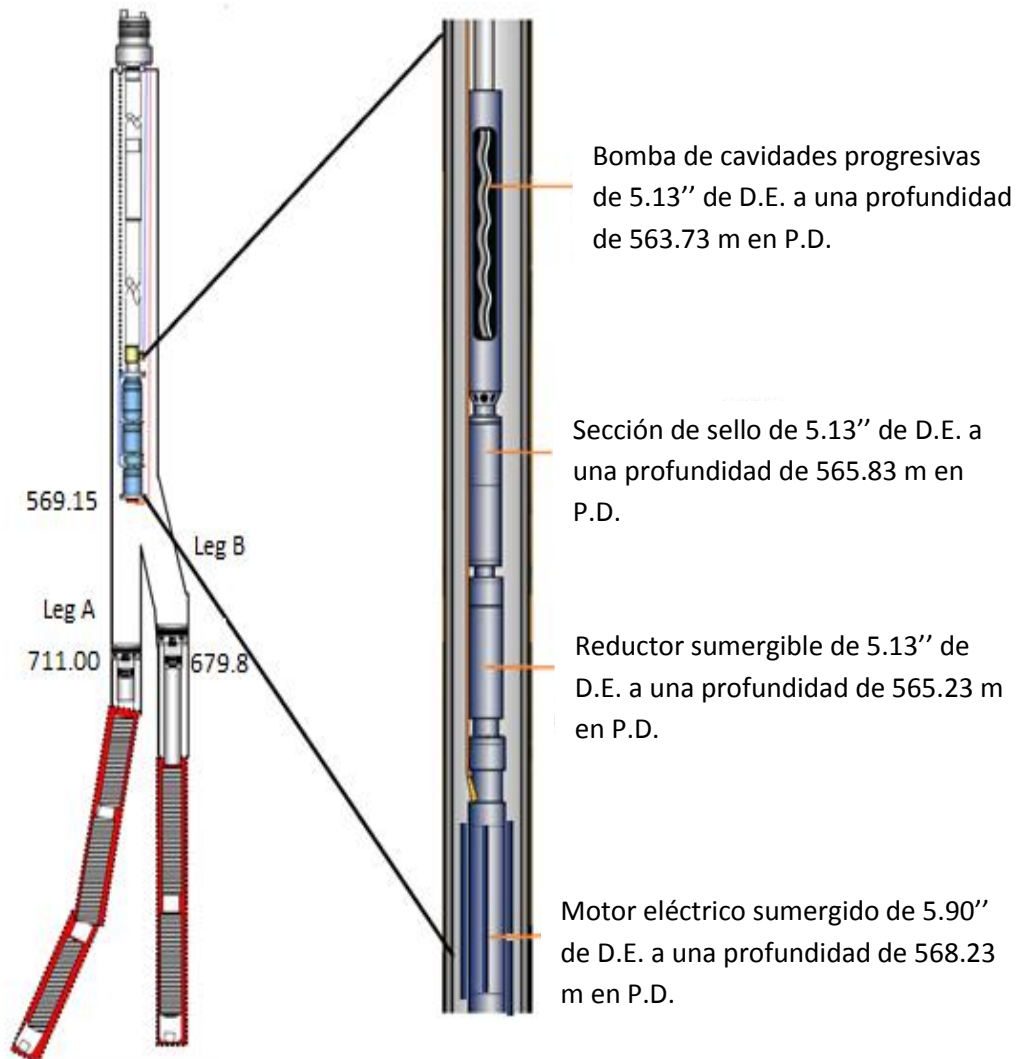


Fig. 3.18. Sistema ESPCP en el pozo ZAM-408ML. ³

3.3.7. Desarrollo de la producción del pozo multilateral ZAM-408ML

Una vez de que el pozo multilateral ZAM-408ML fue puesto en producción se registró el comportamiento de la misma. Los siguientes gráficos muestranel historial de producción del pozo ZAM-408ML y el rendimiento de la producción en el campo Zatchi B (Fig. 3.19 y Fig. 3.20).

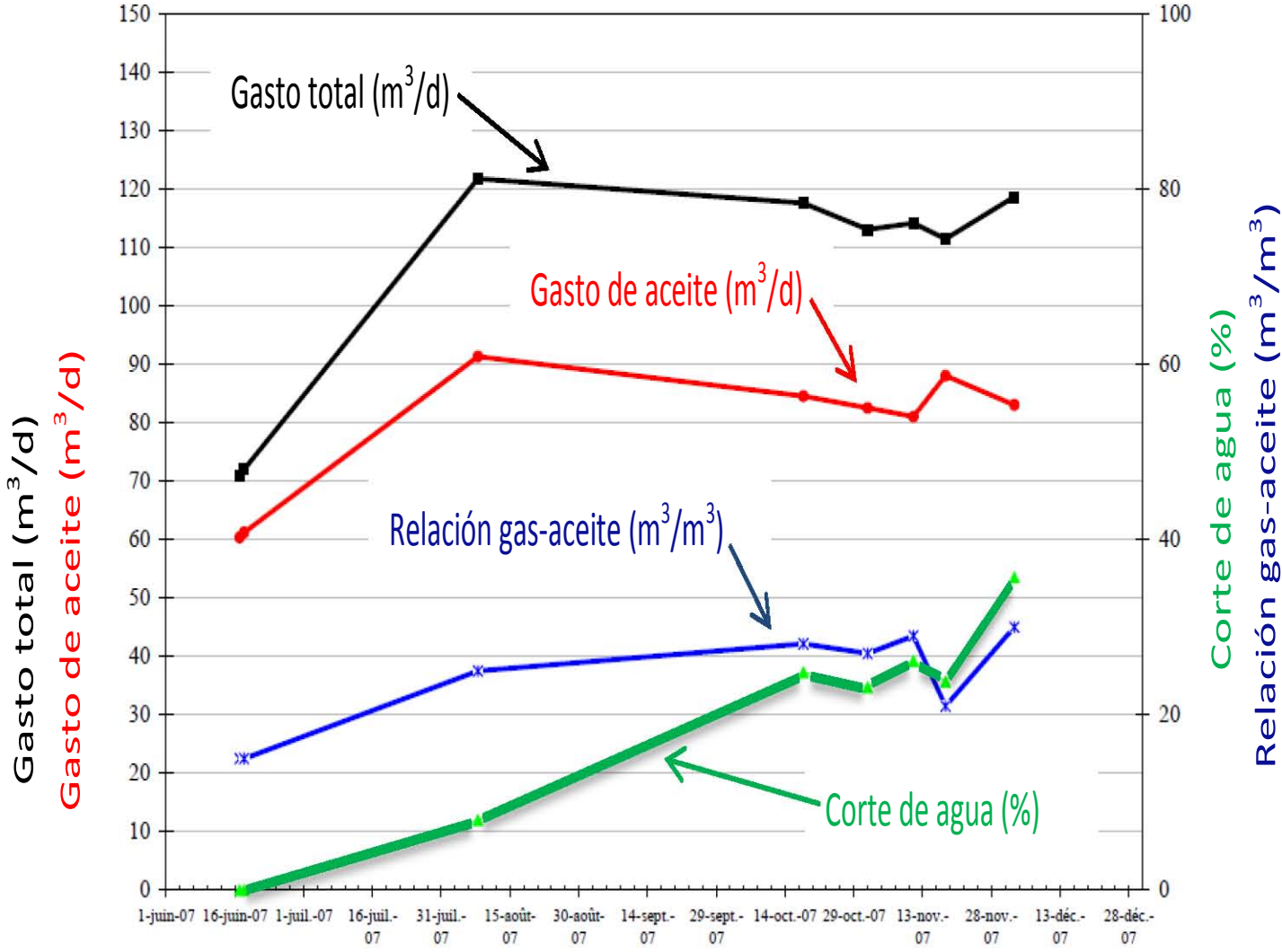


Fig. 3.19. Historial de producción del pozo ZAM-408ML.³

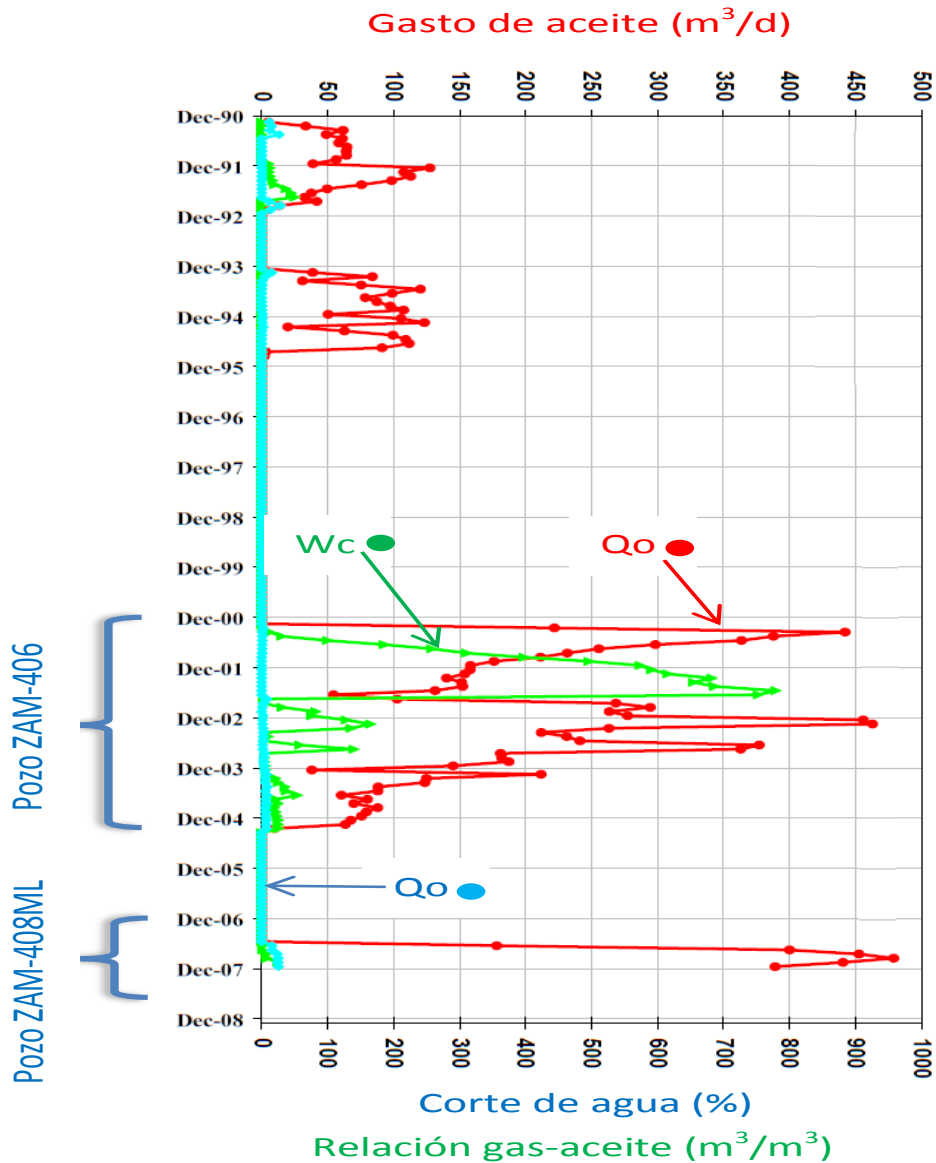


Fig. 3.20. Historial de producción del yacimiento Zatchi B.³

La tasa de producción de petróleo inicial del pozo ZAM-408ML fue alentadora, estuvo por encima de las expectativas y resultó ser mucho mejor que la tasa de producción del pozo horizontal ZAM-406 perforado en el pasado (Fig. 3.21). Desafortunadamente, un aumento inesperado en el porcentaje de corte de agua fue observado en los primeros meses de producción del pozo multilateral ZAM-408ML.

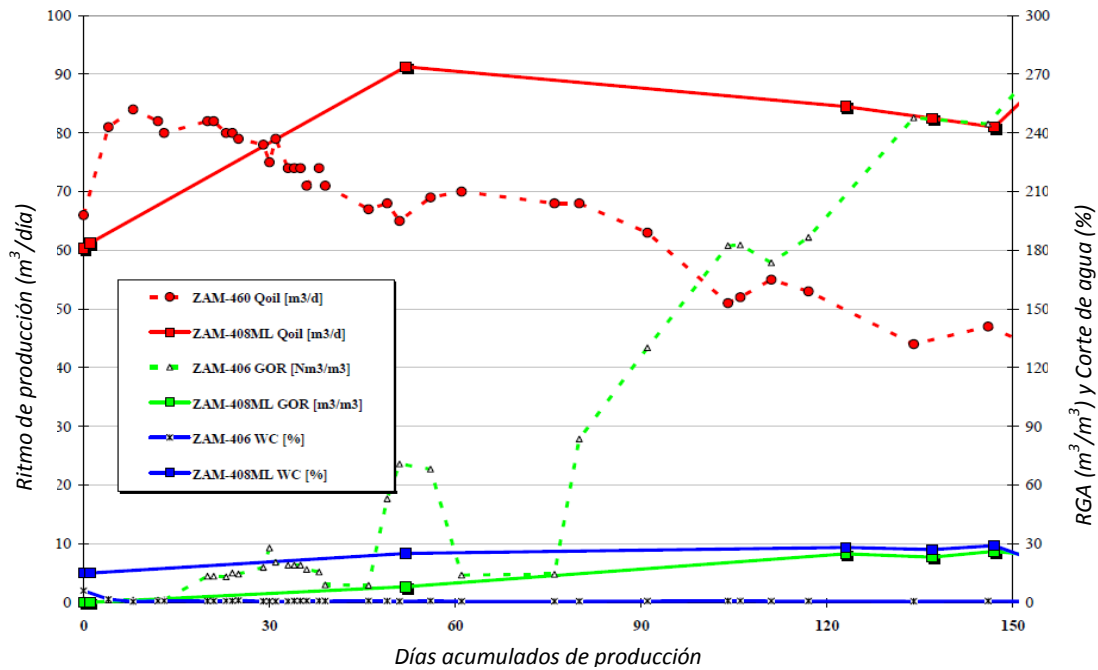


Fig. 3.21. Comparación entre los pozos ZAM-406 y ZAM-408ML.³

El aumento en el porcentaje de corte de agua representa un desafío importante para el desarrollo del yacimiento B. De la comparación entre el pozo ZAM-406 y ZAM-408ML, se puede observar que los resultados de la producción son mucho mejores, siendo la tasa de aceite estabilizado de un valor más alto y el efecto de conificación de gas mucho menos severo. La diferencia es relacionada con la producción de agua que nunca ha sido un problema en el pasado y puede ser crítico para el largo plazo el rendimiento de pozo ZAM-408ML. En términos de rendimiento del sistema artificial de producción empleado en el pozo ZAM-408ML (sistema ESPCP) y de la camisa del motor empleada, los resultados son muy alentadores:

- ▶ La eficiencia hidráulica de la bomba de cavidades progresivas del sistema ESPCP se encuentra próxima al 70%.
- ▶ El incremento en la temperatura de los fluidos de producción debido a transferencia forzada de calor por convección (con el uso de la camisa del motor), es de un promedio cercano a los 5 °C. Lo cual implica que la propagación térmica es benéfica para el sistema ESPCP.

3.4. Aplicación en el campo Bohai Bay

En China, la mayoría de los sistemas ESPCP fueron aplicados en la CNOOC, donde alrededor de 140 sistemas ESPCP son ahora usados. De todos estos sistemas ESPCP, la mayoría de ellos son proporcionados por Sanyang Co. Ltd. Al mismo tiempo Baker Hughes, Shengli Highland Oil Company y Tianjin Radar Company tienen también algunos sistemas ESPCP en CNOOC. En la tabla 3.4 se presenta un resumen comparativo entre estos sistemas ESPCP.

Proveedor	Campo petrolero	Cantidad	Max. Life span	Ritmo de producción (m ³ /d)
Schlumberger radar	Bohai Bay	2	150	50-70
High land	Bohai Bay	3	120	30
Tianjin Radar	Bohai Bay	10	400	30-100
Sanyang Co. Ltd.	Bohai Bay	130	1400	20-240

Tabla 3.4. Resumen comparativo de sistemas ESPCP de diferentes proveedores en China.⁵

Sanyang Co. Ltd. se ha centrado en la tecnología de crudo pesado en costa fuera y comenzó sus investigaciones y desarrollo del sistema ESPCP desde el año 1996. Después de más de 10 años de dedicación en el sistema ESPCP, Sanyang Co. ha logrado avances significativos en soluciones para el diseño del reductor, el diseño de la estructura general, el motor multigrado del fondo del pozo, el sistema de transferencia de mecánica y los accesorios conjuntos del sistema ESPCP. Las condiciones generales de aplicación en el campo Bohai Bay son:

- ▶ El rango de viscosidad del aceite varía de 100 a 8000 mpa.s.
- ▶ La profundidad de colocación de la bomba se encuentra dentro del rango de 900 a 1800 m.
- ▶ El ángulo de inclinación del pozo a la profundidad de colocación de la bomba va de 20° a 86°.
- ▶ El ritmo de producción varía de 20 a 240 m³/día.
- ▶ El promedio de vida de funcionamiento de los sistemas ESPCP se encuentra por encima de los 400 días.
- ▶ El máximo periodo de aplicación es superior a los 1400 días.

Aplicaciones del sistema ESPCP

CAPÍTULO 3

Aplicación en el Campo Bohai Bay

3.4.1. Rangos de trabajo del sistema ESPCP

A pesar de algún diseño especial, para simplificar la instalación todos los modelos y herramientas son similares al BES. De acuerdo al tamaño de motor, existen 2 series (150 y 200) que son utilizadas para el sistema ESPCP. La serie 150 es utilizada para diámetros internos de tubería de revestimiento de 7", y a su vez la serie 200 es para diámetros de 9-5/8" de TR. Las condiciones apropiadas en el pozo para un sistema ESPCP son las siguientes:

- ▶ Viscosidad del aceite en la superficie de 100 a 8000mPa.s a una temperatura de 30° C.
- ▶ Temperatura máxima del fluido de producción a la profundidad de colocación de la bomba de 120° C.
- ▶ Producción de arena menor al 15% del volumen total producido.
- ▶ Diámetro máximo de una partícula de arena de 0.3 mm.
- ▶ A la profundidad de la bomba, la RGA debe ser menor al 20% del total del volumen producido, y el contenido de ácido sulfhídrico debe ser menor de 8%.
- ▶ La profundidad de sumergencia de la bomba debe de ser mayor a 100 m.

Año	Cantidad de sistemas ESPCP instalados	Nombre del campo	Tiempo promedio de vida del sistema ESPCP (días)	Avances en el tiempo de aplicación del sistema ESPCP
2002-2005	28	Bohai Bay	≥300	595 días es el Tiempo de operación de los sistemas ESPCP
2006	30	Bohai Bay	≥365	4 sistemas superaron los 1400 días de operación
2007	32	Bohai Bay	≥400	Avance de 35 días en el promedio de vida (con respecto al anterior promedio)
2008	28	Bohai Bay	≥420	Avance de 20 días en el promedio de vida del sistema (con respecto a 400 días)

Tabla 3.5. Avances en el tiempo de aplicación del sistema ESPCP.⁵

3.4.2. Estadísticas de causa de fallas en los sistemas ESPCP

Un aspecto muy importante en la aplicación de sistemas de levantamiento artificial ESPCP es el referido a los factores causantes de averías.

El hecho de realizar un análisis estadístico de fallas en los componentes del sistema ESPCP nos ayuda a comprender los puntos vulnerables del mismo. En consecuencia, con el uso de esta información es posible mejorar no solo los materiales de construcción de los componentes, sino también el diseño y condiciones de operación de los mismos.

La tabla 3.6 muestra las principales causas de falla en los principales componentes del sistema ESPCP.

Componente del sistema ESPCP que presenta fallas	% De falla	Causas principales
Motor	37	Sobrecalentamiento debido a un ritmo de producción demasiado pequeño.
PCP	43	Desgaste del elastómero y del rotor causado por la alta velocidad de operación de la bomba.
Transfer	11.4	Mal diseño asociado con materiales defectuosos. Destruído por vibración causada por un ritmo alto de bombeo de los fluidos de producción.
Cable	8.6	Problemas de conexión del cable de potencia.

Tabla 3.6. Estadísticas de causa de fallas en los sistemas ESPCP.⁵

Aplicaciones del sistema ESPCP

CAPÍTULO 3

Aplicación en el Campo Bohai Bay

Como se puede observar, los principales factores de fallas del sistema ESPCP están relacionados con problemas de instalación y condiciones de operación. Esto conlleva a deducir alternativas para extender la vida funcional del sistema ESPCP. Algunas de estas alternativas han sido citadas con anterioridad, sin embargo, no hay que dejar de lado la consideración de bastantes elementos relacionados con costos monetarios.

3.4.3. Casos exitosos de la instalación del sistema ESPCP

Es posible visualizar algunos casos de éxito en la tabla 3.7; los resultados presentados son muy alentadores para una futura aplicación masiva de sistemas ESPCP en otros campos alrededor del mundo.

Nombre de Pozo	Profundidad de colocación de la bomba (m)	Ritmo de producción (m3/D)	Viscosidad (mpa.s)	Corte de Agua (%)	Angulo de inclinación del pozo a la profundidad de la bomba (°)	Severidad de la desviación del pozo (°/30m)	Fecha de instalación	Tiempo de funcionalidad (días) del sistema ESPCP
NB-A7m	1500	138	3580×	30	71	6.5	jun-06	452
NB-B23m	1241	73	4500-6000×	3.5	42	6.1	jun-06	1400××
NB-B20m	1304	68	4500-6000×	25	42	6.2	jun-06	1400××
NB-B8m	1050	128	4500-6000×	90	45	6.5	jun-07	496
LD-A30	1820	52	6850×	16	32	6.8	ago-08	473

Tabla 3.7. Casos exitosos de la instalación del sistema ESPCP en el campo Bohai Bay, "x" significa viscosidad del fluido de producción en superficie a una temperatura de 50°C., "××" Significa que los equipos ESPCP aún se encuentran en operación.⁵

Nombre de Pozo	Profundidad de colocación de la bomba (m)	Ritmo de producción (m3/D)	Viscosidad (mpa.s)	Corte de Agua (%)	Angulo de inclinación del pozo a la profundidad de la bomba (°)	Severidad de la desviación del pozo (°/30m)	Fecha de instalación	Tiempo de funcionalidad (días) del sistema ESPCP
SZ-B16	1400	226	1470×	75	56	5.8	sep-08	562
SZ-E23	1300	198	1880×	75	62	6.2	oct-08	410
NB-A9	1150	119	3560×	20	70	6.5	nov-08	575
SE-G39	1300	128	3850×	15	54	7.3	sep-09	210xx

Tabla 3.7. Casos exitosos de la instalación del sistema ESPCP en el campo Bohai Bay, "x" significa viscosidad del fluido de producción en superficie a una temperatura de 50°C., "xx" Significa que los equipos ESPCP aún se encuentran en operación (Continuación).⁵

Gracias a la aplicación masiva de sistemas ESPCP en el campo Bohai Bay, es posible generar resultados estadísticos, que permiten suponer comportamientos futuros relativos a la aplicación de dicho sistema, con el fin de mejorar la eficiencia y rentabilidad de extracción de hidrocarburos.

Referencias

1. SPE 93594 Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells M. Taufan, SPE, R. Adriansyah, SPE, and D. Satriana, SPE, P.T. Caltex Pacific Indonesia.
2. OTC 19451. Multilateral Wells to Improve Production Performance in Heavy-Oil Reservoirs: The Challenges of the ZAM-408ML Well.
3. SPE 113625. The Zatchi B Heavy Oil Reservoir Development: The Unique Challenges of the TAML6 Multilateral Well ZAM-408ML. L. Tealdi, SPE, D. Baldini, SPE, A. Baioni, D. Isella, L. Riccobon, F. Okassa, SPE, G. Obondoko, F. Itoua Konga, SPE, H. Malonga, SPE, and M. Rampoldi, SPE, all of Eni Congo.
4. OTC 19462. The Motor Jacket: An Innovative System for ESP PCP Efficiency Improvement in Heavy-Oil Reservoirs. F. Okassa, H. Malonga, L. Tealdi, G. Obondoko, and M. Rampoldi, Eni Congo.
5. SPE 136816. The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield Bao Feng, Sanyang Co. Ltd.; Weibin Meng, Indonesia Company, CNOOC; Anxia Li, Shengli Oilfield Company, SINOPEC; Xiaocheng Zhang, Tianjin Company, CNOOC; Liangchuan Li, Jidong Oilfield Company, CNPC; Bingchang Wu, Xin Li, PCM.

Capítulo

4

**Análisis y
discusión de las
aplicaciones del
sistema ESPCP**

4.1. Aplicación del sistema ESPCP en pozos horizontales y multilaterales

Existe un concepto muy importante relacionado con el desarrollo de campos en la actualidad, dicho concepto corresponde precisamente con las terminaciones con sistemas artificiales de producción.

Dichas terminaciones se han desarrollado últimamente para corregir o mitigar algunos problemas del pozo o de los fluidos de producción, conjuntamente, algunos de estos problemas son:

- ▶ Pérdidas de potencia por fricción en las tuberías (a causa de la desviación del pozo).
- ▶ Demanda excesiva de potencia para la producción de aceite altamente pesado y viscoso.
- ▶ Erosión de componentes de sartas de producción debido a la producción considerable de arena.

Ya se ha estudiado con cierta profundidad la forma de operación del sistema ESPCP, y además, como se hizo mención en el capítulo anterior, el sistema ESPCP ha sido aplicado en diferentes campos, en cada uno de ellos las condiciones mecánicas de los pozos varía demasiado. Algunas de las observaciones más notables en la aplicación del sistema ESPCP (referidas a los campos Zatchi y Kulin) se muestran en las figuras siguientes.

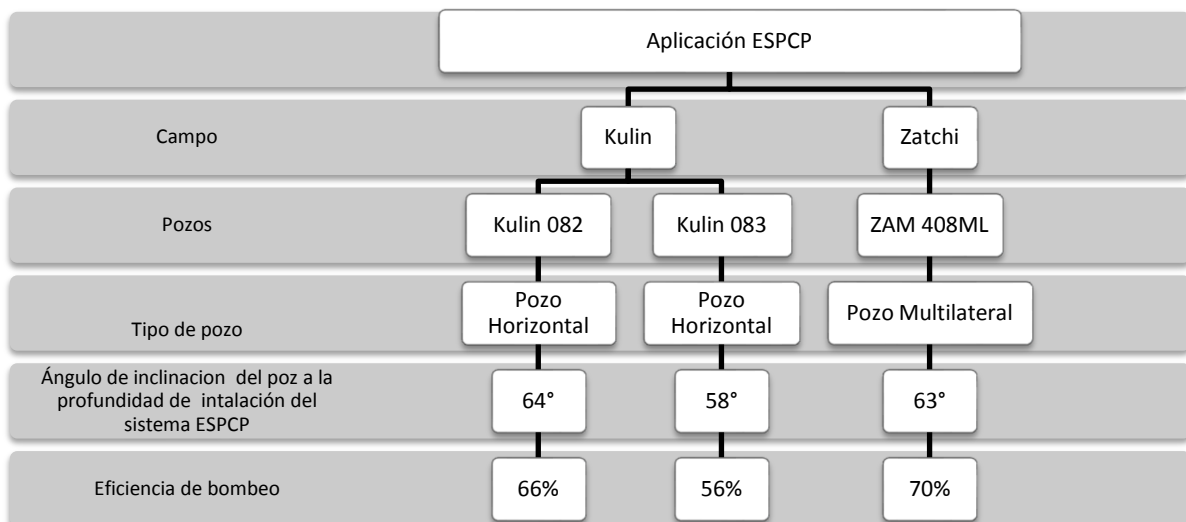


Fig. 4.1. Comparación de aplicaciones ESPCP en campos Kulin y Zatchi.

Gracias a los datos conocidos de las dos aplicaciones (en Kulin y Zatchi) es posible englobar ciertos rangos de aceptabilidad en pro de la instalación del sistema ESPCP; sin embargo, cabe mencionar que no es posible realizar una generalización relativa a los rangos de aplicación, esto es debido a que cada campo muestra características petrofísicas diferentes y fluidos con diferentes cualidades físicas.

Un dato presente en la figura 4.1 (eficiencia de bombeo), tiende a ser bastante generoso, ya que al comparar la eficiencia promedio que presenta este sistema híbrido (64%) con los sistemas artificiales de producción convencionales, resulta ser bastante buena.

Una cuestión que llama mucho la atención, es la producción incremental que representan los pozos con sistemas ESPCP, por ejemplo, en el campo Kulin se presenta un incremento en la producción bastante considerable. Como muestra el gráfico del historial de producción del campo Kulin (fig. 4.2), en el periodo de producción máxima, comprendido entre enero y marzo de 2002, la producción de los pozos de dicho campo fue:

- ▶ Producción de Kulin 082: 550 bpd.
- ▶ Producción de Kulin 083: 480 bpd.
- ▶ Producción de los demás pozos: 4800 bpd.

Con base en lo anterior, la producción total del campo es 5780 bpd, la suma de la producción de los dos pozos horizontales equipados con el sistema ESPCP es 980 bpd, lo que representa poco más del 17% del total de producción del campo.

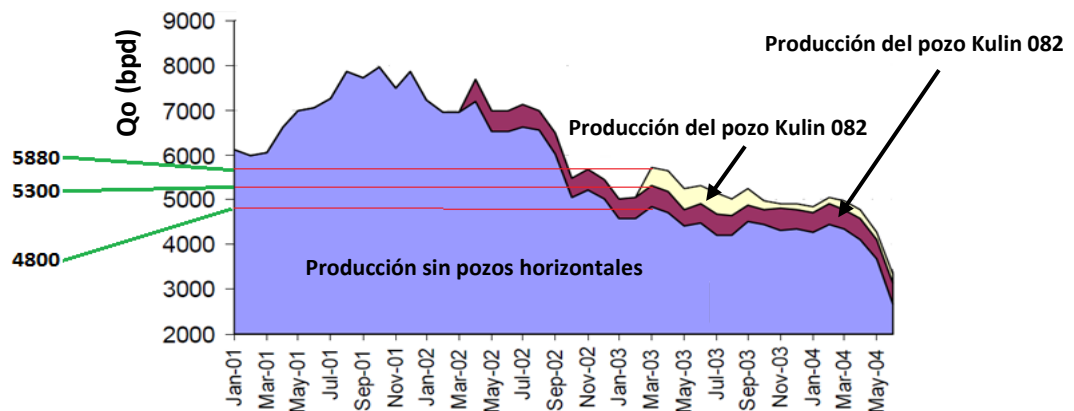


Fig. 4.2. Historial de producción incremental del campo Kulin.¹

Por su parte, el pozo ZAM 408ML muestra en los resultados obtenidos, que un pozo multilateral equipado con un sistema ESPCP tiende a presentar un mejor ritmo de producción (en comparación con el pozo horizontal ZAM 406 puesto en producción en el mismo intervalo productor) con un pozo no equipado con el sistema ESPCP.

4.2. Aplicación del sistema ESPCP en forma masiva

En el caso de aplicación del sistema ESPCP en el campo Bohai Bay de China, existen poco más de 100 sistemas ESPCP instalados, de los cuales, algunos casos de aplicación han sido muy exitosos, y han englobado dentro de las condiciones de operación:

- ▶ Viscosidad del crudo desde 100 a 8000 mPa-s (100 a 8000 cp).
- ▶ Ángulo de inclinación a la profundidad de colocación de la bomba de 20 a 86°.
- ▶ Profundidad de la bomba de 900 a 1800 m.
- ▶ Ritmo de producción de 20 a 240 m³/día.
- ▶ Promedio de días de operación sin fallas por encima de 400 días.

A pesar de que estos resultados parecen ser muy alentadores, existen variadas condiciones que deben de cumplirse para que un sistema ESPCP pueda ser instalado y operado con éxito, algunas de ellas son:

- ▶ Producción de arena menor al 15% del volumen total producido.
- ▶ Diámetro máximo de una partícula de arena de 0.3 mm.
- ▶ La profundidad de sumergencia de la bomba debe de ser mayor a 100 m.
- ▶ Viscosidad del aceite en la superficie de 100 a 8000 mpa.s a una temperatura de 30° C.
- ▶ A la profundidad de la bomba, la RGA debe ser menor al 20% del total del volumen producido.

4.3. Observaciones de ahorro de energía

Ciertamente, un rubro muy interesante en la ingeniería, es precisamente la optimización de recursos, en este sentido, el ahorro de energía empleado en los procesos resulta ser crucial para la rentabilidad de proyectos de desarrollo de campos.

Técnicamente, realizar una comparación de gasto u ahorro de energía es un tanto complicada, debido a que intervienen demasiados factores: altura neta a levantar, viscosidad de los fluidos, potencia del motor,

4.3.1. Sistema ESPCP Vs PCP: Comparación de ahorro de energía²

Por ejemplo, un pozo vertical en el cual se ha instalado un sistema de bombeo por cavidades progresivas, produce hidrocarburos a un ritmo de 100 m³/d, la profundidad de colocación de la bomba es 1000 m, la viscosidad del fluido de producción es 500 mpa.s con una sarta de varillas de succión de 1" y una tubería de producción de 3-1/2".

Para un bombeo por cavidades progresivas asistido por una sarta de varillas de succión, la potencia consumida por las varillas de succión es aproximadamente de 30% del consumo total de energía.

La potencia consumida por equipo de succión en la cabeza del pozo es aproximadamente de 8%. Si la potencia total del sistema de bombeo por cavidades progresivas es 30 KW, esto significa que 9 KW de potencia son empleados para impulsar la sarta de varillas durante la operación de bombeo de fluidos. Solo 2.4 KW son usados para impulsar la el equipo de succión en la cabeza.

Sin embargo, para el sistema ESPCP, el 30% del total de energía usado para impulsar la sarta de varillas de succión puede ser ahorrado. La mayor parte del consumo de potencia del sistema ESPCP está relacionada con el equipo de fondo. Los componentes del equipo de fondo que demandan la mayor potencia son: motor, reductor y bomba.

El consumo de potencia del motor sumergido es aproximadamente alrededor de 10% del total de potencia suministrada al equipo de fondo; además, la mayor parte de esta potencia es transferida al fluido de producción.

Esto sucede debido a que el motor cede una gran parte del calor que genera a los fluidos de producción. El aumento en la temperatura trae consigo un decremento en la viscosidad de los fluidos de producción a la profundidad de colocación de la bomba.

4.3.2. Sistema ESPCP Vs ESP: Comparación de ahorro de energía²

Al realizar una comparación con el bombeo electrocentrífugo sumergido, se debe tomar en cuenta que éste utiliza una bomba de tipo centrífuga, por lo tanto, el ahorro de potencia del sistema ESPCP radica principalmente en la alta eficiencia de bombeo.

Lo anterior es resultado de las propiedades volumétricas de la bomba de cavidades progresivas utilizadas en el sistema ESPCP. La eficiencia promedio de bombeo para un sistema ESPCP es superior al 70% comparada con 30% del bombeo electrocentrífugo sumergido.

Haciendo referencia a la situación del pozo vertical mencionado anteriormente, la potencia y el voltaje (900 V) para un motor de un sistema ESPCP es la misma para un motor de un equipo de bombeo electrocentrífugo sumergido, sin embargo, la intensidad de corriente demandada por ambos motores es notablemente diferente.

Para el motor que impulsa al sistema ESPCP, la intensidad de corriente necesaria es 15 A; y para el motor que acciona la bomba electrocentrífuga, se requiere, 32 A para realizar el proceso. Esto significa que existe un ahorro energético por encima del 50% entre el sistema ESPCP y el bombeo electrocentrífugo sumergido.

4.4. Ventajas del sistema ESPCP sobre los SAP convencionales

Al realizar un examen de comparación cualitativa entre el sistema artificial de producción híbrido ESPCP y los sistemas artificiales de producción convencionales impulsados tanto por sartas de varillas de succión y motores electro sumergidos, es posible comparar ciertas características importantes que le dan importantes ventajas técnicas al sistema ESPCP sobre los demás sistemas. Los resultados comparativos se muestran esquemáticamente en las figuras 4.3, 4.4, 4.5, y 4.6.

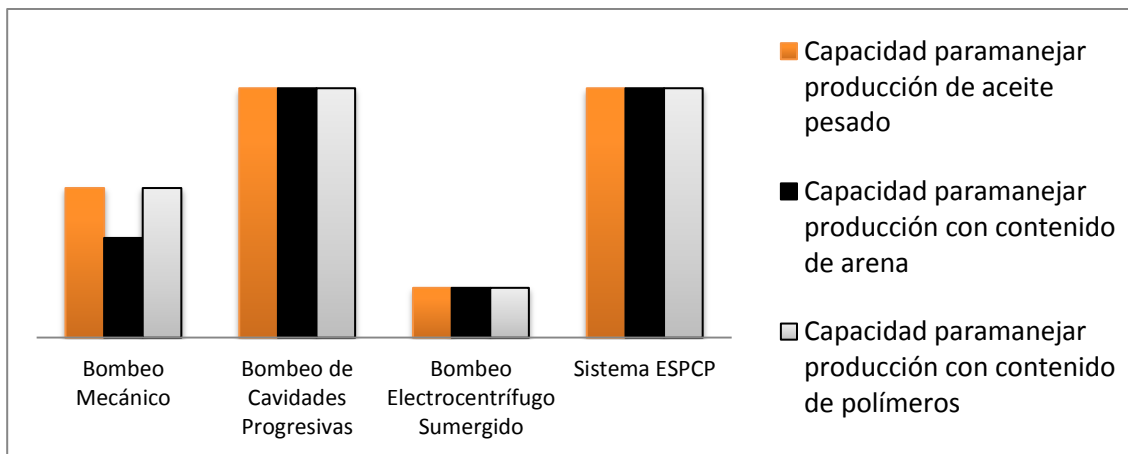


Fig. 4.3. Comparación del sistema ESPCP con los demás SAP: Propiedades de los fluidos de producción.³

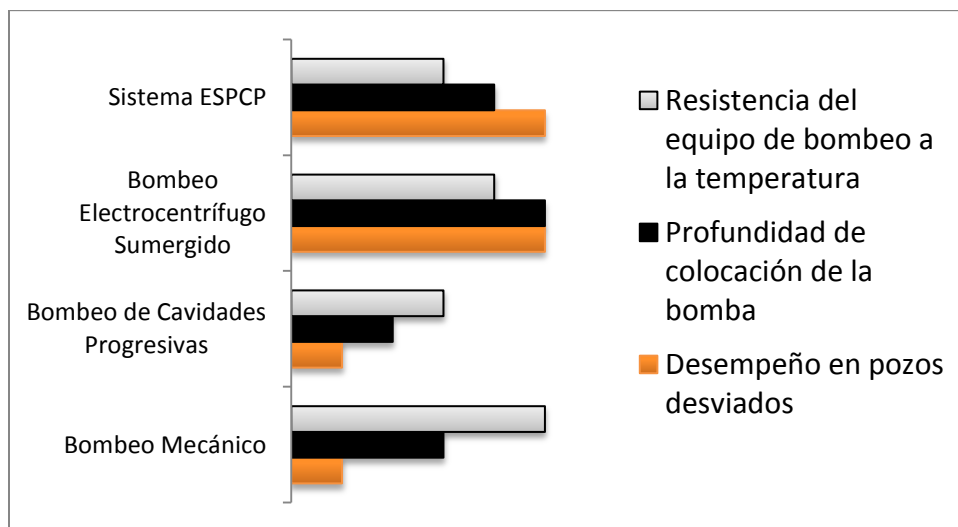


Fig. 4.4. Comparación del sistema ESPCP con los demás SAP: Condiciones mecánicas.³

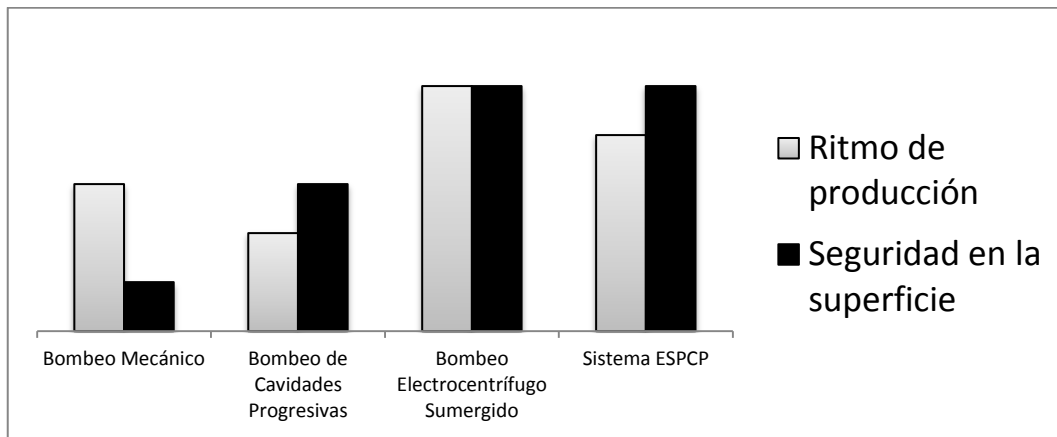


Fig. 4.5. Comparación del sistema ESPCP con los demás SAP: Ritmo de producción y seguridad en superficie.³

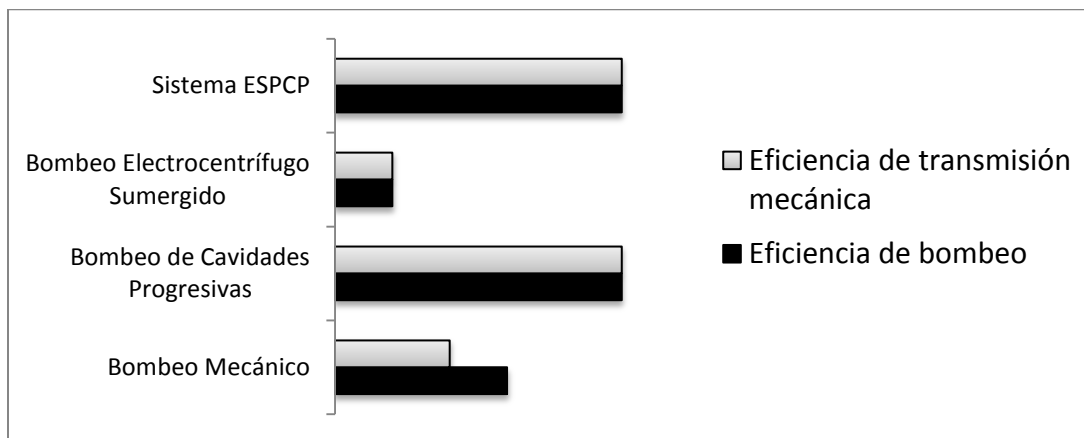


Fig. 4.6. Comparación del sistema ESPCP con los demás SAP: Eficiencia de bombeo y transmisión.³

Es evidente el hecho de que existe muchas más características que pueden ser comparadas, sin embargo, con la cantidad de aspectos que han sido comparados es posible dar cierta preferencia al sistema ESPCP sobre los demás sistemas de levantamiento artificial; por supuesto, queda muy claro que no siempre se cuentan con los recursos económicos para la aplicación de éste.

Con base en lo expuesto con anterioridad, es evidente que el sistema ESPCP puede ser el sistema idóneo para extracción de hidrocarburos no convencionales, y más específicamente podría ser un método que ayude en parte a la extracción de aceite pesado en México.

4.5. Metodología de selección del sistema ESPCP

Elaborar una metodología o procedimiento de selección para instalar un sistema artificial de producción, resulta ser una labor difícil; esto es debido a que el hecho de seleccionar e implementar un sistema artificial de producción implica dos evaluaciones fundamentales, la técnica y la económica. Es posible generar un procedimiento de selección tomando mayormente en cuenta aspectos técnicos, dicho procedimiento consta de tres etapas fundamentales.

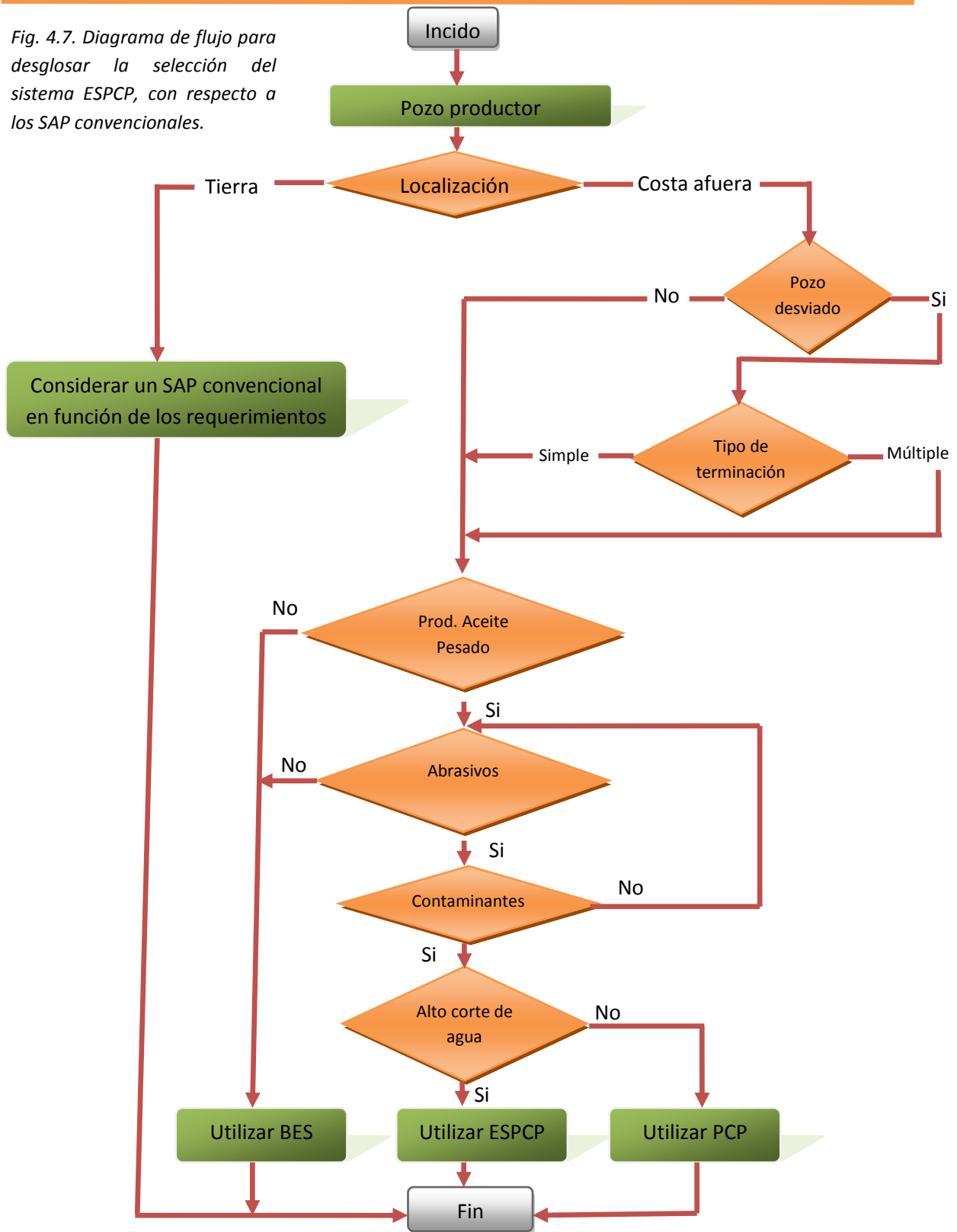
La primera parte está relacionada con la compilación y validación de información técnica del pozo candidato para ser equipado con un sistema artificial de producción, dicha información comprende aspectos como características del fluido de producción, estado mecánico del pozo, propiedades del yacimiento, entre otros. La segunda etapa es básicamente una preselección del sistema, la cual consta fundamentalmente de la generación de matrices contenedoras de rangos de operación óptimos. La tercer y última etapa consta de la elaboración de diagramas de decisión, los cuales coadyuvan en la visualización de diferentes escenarios para cada SAP. Posteriormente se procede a seleccionar el SAP que mas convenga.

El hecho de elaborar algún procedimiento de selección de un sistema artificial de producción trae consigo la evaluación de diferentes sistemas para generar escenarios y posteriormente instalar el sistema de levantamiento artificial más conveniente; dicho esto, es posible elaborar una secuencia lógica, la cual tenga como objetivo fundamental, indicar si algún pozo candidato (a ser intervenidos para la instalación de un SAP) resulta conveniente ser equipado con un sistema ESPCP.

En otras palabras, el procedimiento que será expuesto a continuación contempla razonamientos lógicos que ayudan a tomar la decisión de instalar o no un sistema ESPCP en un pozo en particular; es importante mencionar que este procedimiento indica únicamente no indica parámetros de diseño del sistema ESPCP (en caso de ser tomado en cuenta como conveniente).

Las tres partes fundamentales mencionadas anteriormente son expuestas dentro de un diagrama de flujo (fig. 4.7), el cual está enfocado directamente a la aplicación del sistema ESPCP.

Fig. 4.7. Diagrama de flujo para desglosar la selección del sistema ESPCP, con respecto a los SAP convencionales.



Es importante señalar que al diagrama de flujo presentado con anterioridad puede ser enriquecido con una secuencia de pasos, los cuales son los siguientes:

1. Inicialmente la elección de un sistema de levantamiento artificial contempla la localización del pozo candidato, así como también el tipo de hidrocarburo a producir (gas o aceite) es importante señalar en este punto dos cuestiones importantes:
 - a. La implementación de un SAP en tierra presenta significativas ventajas, tal como conducción en superficie más segura de los fluidos de producción, líneas de suministro de energía próximas, suficiente espacio para colocación de infraestructura, etc.
 - b. Los SAP instalados en plataformas costa afuera demandan características especiales para su operación, tal como amplios rangos de flexibilidad para cambiar ritmos de operación, poco espacio disponible para conexiones superficiales, etc.
2. En caso de que la localización del pozo candidato a ser equipado con un SAP se encuentre en tierra, se puede instalar un sistema de levantamiento por bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo por cavidades progresivas, etc., dependiendo de los requerimientos del pozo, de los fluidos de producción y de las conexiones en superficie, inclusive, se puede instalar un sistema ESPCP, sin embargo, los costos de capital de este equipo son elevados y probablemente no sea rentable su instalación.
3. Si el pozo candidato para ser asistido por un sistema ESPCP se encuentra en un campo costa afuera, se debe analizar su grado de desviación; sin embargo, el sistema ESPCP es aplicable tanto a pozos horizontales como a pozos multilaterales.
4. Un parámetro importante es la inclinación a la que se planea colocar el sistema ESPCP, ya que esto afecta de manera importante la eficiencia de bombeo del sistema, a razón de que si existe una inclinación grande, la eficiencia disminuye y viceversa.
5. Una vez que se tiene planeado la profundidad y grado de inclinación en los cuales se colocará el sistema ESPCP, es importante revisar las condiciones de presión y temperatura del pozo, así como las propiedades de los fluidos de producción; una vez conocidos todos estos datos, es posible realizar la instalación de un sistema ESPCP.

Referencias

1. SPE 93594 Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESP) Application in Kulin Horizontal Wells M. Taufan, SPE, R. Adriansyah, SPE, and D. Satriana, SPE, P.T. Caltex Pacific Indonesia.
2. Feng Bao. The Development and Application of ESP system. Oil Drilling & Production Technology [J], 2000, Volume 01.
3. SPE 136816. The Application of ESP in China Offshore Oilfield Bao Feng, Sanyang Co. Ltd.; Weibin Meng, Indonesia Company, CNOOC; Anxia Li, Shengli Oilfield Company, SINOPEC; Xiaocheng Zhang, Tianjin Company, CNOOC; Liangchuan Li, Jidong Oilfield Company, CNPC; Bingchang Wu, Xin Li, PCM.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- El sistema ESPCP es un sistema artificial de producción híbrido integrado fundamentalmente por una bomba de cavidades progresivas y un motor eléctrico sumergido, el cual presenta ciertas ventajas que lo hacen un idóneo para ser implementado en pozos horizontales.
- Las ventajas sobresalientes del sistema artificial de producción híbrido ESPCP son las siguientes:
 - Presenta alta eficiencia sobre la producción de fluidos viscosos con contenido de sólidos.
 - Es un sistema libre de sarta de varillas de succión, el cual elimina las pérdidas de potencia por fricción.
 - No presenta impacto o riesgos en la superficie del pozo, por ausencia de cabezal rotativo y de soporte.
 - No presenta problemas de bloqueo debido al gas como en las bombas electrosumergibles.
 - Permite drenar inversamente al motor para corregir errores de taponamiento en la bomba.
- Los resultados de la aplicación del sistema ESPCP en los pozos horizontales del campo Kulin, en el pozo multilateral del campo Zatchi y los más de 100 pozos desviados del campo Bohai Bay, resultan ser muy alentadores para la aplicación de éste sistema en mucha mayor cantidad alrededor del mundo.
- La información con la que se cuenta, muestra un periodo de más de 10 años en el registro de casos de aplicación. Dichos casos de aplicación demuestran notablemente que el sistema ESPCP es una solución integral para la producción en frío de aceite pesado.
- Ahora el sistema ESPCP está llegando a ser el principal sistema de levantamiento artificial en campos maduros con pozos que específicamente tienen la capacidad de

producir a una tasa de 20 a 300 m³/día con una longitud de levantamiento de 600 a 1800 metros.

- Actualmente, la ingeniería de producción especializada en sistemas de levantamiento artificial investiga y desarrolla nuevas tecnologías para resolver los principales problemas y limitaciones que presenta el sistema ESPCP.
- Uno de los principales problemas que presenta el sistema ESPCP está precisamente relacionado con los altos costos monetarios relativos a los equipos de fondo, tal como el reductor y el motor sumergible. Debido a esto, la escala de aplicación del sistema ESPCP es relativamente pequeña en comparación con los métodos de levantamiento artificial convencionales.
- El sistema ESPCP, ciertamente aún está limitado por condiciones específicas de los pozos, tales como:
 - Temperatura del yacimiento.
 - Tamaño de las tuberías de revestimiento.
 - Severidad de las desviaciones de los pozos.
 - Capacidad vertical de levantamiento.
- Los componentes principales de carga, tal como el rotor y estator de la bomba de cavidades progresivas, están trabajando con fricción, lo cual afecta significativamente la vida funcional del sistema ESPCP.
- Existen variados objetivos para investigaciones futuras con el fin de mejorar la aplicación del sistema ESPCP.
 - Optimización y avances en el diseño.
 - Reducción de costos de operación y mantenimiento.
 - Selección de mejores materiales y maquinas de ejecución de procesos.
 - Extender los rangos de aplicación del sistema ESPCP, tales como mayor capacidad de desplazamiento y levantamiento.
 - Mejoramiento de la tolerancia a la temperatura del sistema ESPCP en su totalidad.

Recomendaciones

- El sistema ESPCP es recomendable para la extracción de crudos pesados y altamente viscosos, cuyas características se engloban en los rangos siguientes: Densidad de 15 a 20° API y viscosidad de 100 a 8000 cp.
- A pesar de que en el diseño de la severidad de desviación para la colocación de un sistema ESPCP está por encima de los 15° por cada 100 pies, se recomienda no exceder esta tasa de desviación.
- Debido a que los componentes de la bomba de cavidades progresivas son sensibles al calor, es recomendable que este sistema opere a una temperatura máxima de 302° F.
- Se recomienda que el sistema ESPCP sea aplicado en pozos cuya producción de arena no exceda el 15% del volumen total producido y además que el diámetro máximo de una partícula de arena sea aproximadamente de 0.3 mm.
- Es recomendable que a la profundidad de la bomba de cavidades progresivas, la RGA debe sea menor al 20% del total del volumen producido, y el contenido de ácido sulfhídrico debe ser menor de 8%.
- Para que el sistema ESPCP opere con una eficiencia aceptable, es recomendable que la profundidad de sumergencia de la bomba sea mayor a 100 m.
- Es recomendable que la profundidad y el ángulo de colocación de la bomba no excedan los 1820 m (de profundidad desarrollada) y 86° respectivamente.
- Se recomienda instalar un sistema ESPCP en pozos que presenten un corte de promedio de agua aproximado de 38%.

Bibliografía

Bibliografía

1. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.ashx
2. Progressing Cavity Pumping Systems ESPCP, Systems overview by Baker Hughes Incorporated.
3. Feng Bao, Sanyang Co. Ltd.; Weibin Meng, Indonesia Company,CNOOC; Anxia Li, Shengli Oilfield Company, SPE 136816. The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield.
4. Feng Bao. The Development and Application of ESPCP system. Oil Drilling & Production Technology [J], 2000, Volume 01.
5. Partnership in the oilfield, individual solutions for pump systems by Netzch Pumps.
6. Maggiolo Ricardo, Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. ESP OIL Engineering Consultants. Julio de 2008.
7. Ramírez Sabag Jetzabeth Dra., Productividad de Pozos Petroleros. Facultad de Ingeniería, UNAM, México 2007.
8. Gómez Cabrera, José Ángel, Producción de pozos 1, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1985.
9. Lucero Aranda, Felipe de Jesús, Apuntes de sistemas artificiales de producción. Facultad de Ingeniería, UNAM, Mexico, 2009.
10. Brown Kermit E., The Technology Of Artificial Lift Methods, Vol. 2a. University of Tulsa. Penwell Publishing Co. 1980, Tulsa Ok.
11. Economides, Michael J. Petroleum Production Systems, Prentice Hall PTR, Upper Saddle River, New Jersey, 1993.
12. Diaz Z. H. Bombeo neumático y Bombeo electrocentrífugo sumergido. Facultad de Ingeniería. UNAM. 1986
13. Ramirez M. Bombeo electrosumergible: análisis, diseño y trouble shooting. ESP oil, julio 2004, Managas Venezuela.
14. Nietzsche Downhole Pumps. Construction of downhole Pumps system.

15. SLB. Bombeo Hidraulico. <http://www.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-hidraulico-tipo-piston>
16. Badillo D. 8479/d/34746650/34-BOMBEO-HIDRAULICO-TIPO-PISTON
17. jet: <http://cmtoti.blogspot.mx/2010/12/software-diseno-bombeo-hidraulico-tipo.html>
18. Presentación “Lunch Learn Artificial Lift”, Schlumberger, Junio de 2005.
19. Marcelino Gómez V. y Neri U. Tesis. Factibilidad Técnico-Económica de Sistemas Artificiales Híbridos. Universidad Nacional Autónoma de México
20. Baker Hughes. Artificial Lift Electrical Submersible Progressing Cavity Pumping Systems ESPCP systems. overview. <http://www.bakerhughes.com/assets/media/>
21. Mazzone Stefano.Eni Group. Techniques of artificial lift for viscous oil. San Donato Milanese – October the 22nd-23rd 2007
22. Ruiz G. E. Bombeo de cavidades progresivas, una ventana de oportunidades en México. Facultad de Ingeniería UNAM.
23. Baker Hughes. ESPCP’s 8½-Year Runtime Yields Operator More Than USD 24 Million in Oil Production system run life reduces well’s artificial lift OPEX.
24. China CSIMC Petroleum Division. Electrical Submersible Progressive Cavity Pumps (pcp, Oilfield). Product Description. http://www.tradekey.com/product_view/id/128339.htm
25. Energy & Technology Corp. (ENGT). Electric Submersible Progressive Cavity Pumps. <http://www.energyntechnology.com/progressive-cavity-pumps.php>
26. SPE 93594 Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells M. Taufan, SPE, R. Adriansyah, SPE, and D. Satriana, SPE, P.T. Caltex Pacific Indonesia.
27. REDA. ESP Advanced operations course.
28. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Mid-Continent Section, Tulsa, Oklahoma. "Electric Submersible Progressing Cavity Pump (ESPCP): An Alternative Lift Method for Problem Applications" - Lee Zabel: Centrillift.
29. SPE 136816. The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield Bao Feng, Sanyang Co. Ltd.; Weibin Meng, Indonesia Company, CNOOC; Anxia Li, Shengli Oilfield Company,SINOPEC; Xiaocheng Zhang,Tianjin Company,CNOOC; Liangchuan Li, Jidong Oilfield Company,CNPC; Bingchang Wu, Xin Li, PCM.

30. China Manufacturers and Suppliers of Oil, Gas and Petroleum Equipment. Screw Pumps for Oilfields. Electrical Submersible Progressive Cavity Pump.
31. OTC 19451. Multilateral Wells to Improve Production Performance in Heavy-Oil Reservoirs: The Challenges of the ZAM-408ML Well D. Baldini, L. Tealdi, F. Okassa, L. Riccobon, D. Isella, A. Baioni, G. Obondoko, H. Malonga, F. Itoua Konga, M. Rampoldi, Eni Congo.
32. CAMERON PRODUCTS, <http://cameron/productsandservices>
33. IPTC 12601. Electrical Submersible Pumping System: Striving for Sustainable Run-Life Improvement in Oman Oil Fields Atika Al-Bimani; Samuel Armacanqui; Buthaina Al-Barwani; Iqbal Sipra; Said Al-Hajri & Halima Al-Riyami, Petroleum Development Oman.
34. SPE 113625. The Zatchi B Heavy Oil Reservoir Development: The Unique Challenges of the TAML6 Multilateral Well ZAM-408ML. L. Tealdi, SPE, D. Baldini, SPE, A. Baioni, D. Isella, L. Riccobon, F. Okassa, SPE, G. Obondoko, F. Itoua Konga, SPE, H. Malonga, SPE, and M. Rampoldi, SPE, all of Eni Congo.
35. OTC 19462. The Motor Jacket: An Innovative System for ESP PCP Efficiency Improvement in Heavy-Oil Reservoirs. F. Okassa, H. Malonga, L. Tealdi, G. Obondoko, and M. Rampoldi, Eni Congo.