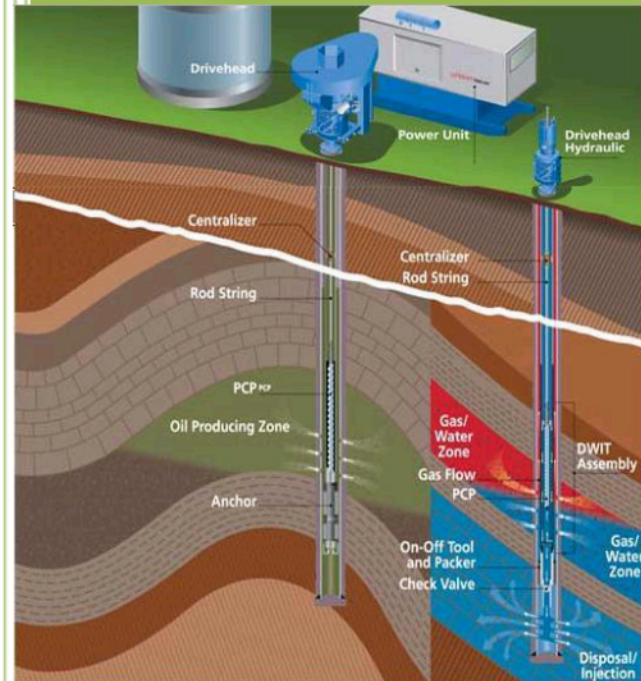


# UNAM

## Bombeo de cavidades progresivas: Una ventana de oportunidad en México



Tesis que presenta para  
adquirir el grado de  
**INGENIERO PETROLERO**  
Facultad de Ingenieria,  
**UNAM**

Eduardo Ruiz Gallegos

# AGRADECIMIENTOS

## **A Mi Mamá**

Por tu Amor y apoyo incondicional durante toda mi vida a pesar de todo lo que hemos pasado juntos. Gran parte de este triunfo es sin duda tuyo!

## **A Mi Abuelita Ruth**

Por tu incesante esfuerzo de llevarme por buen camino, por inculcar en mí los valores para ser la persona que hoy soy.

## **A Mi Abuelito Rafael (q.e.p.d.)**

Por su apoyo y amor durante el tiempo que estuvo conmigo, por sus enseñanzas. *"Y ahora sí, ya somos petroleros!!!"*

## **A mis amigos y compañeros de la Facultad de Ingeniería**

Por su amistad y cariño demostrado en esta etapa de mi vida, por todos aquellos triunfos y fracasos. Un placer haber compartido tantos momentos, para no omitir a ninguno de ustedes no menciono nombres.

## **A mis Profesores**

Han sido tantos en mi trayectoria escolar que sería injusto no nombrar alguno, a todos agradezco su interés y transmisión de conocimientos que me llevan a lograr este importante paso.

## **A mis compañeros de EQUITRAN**

Por su gran ayuda durante esta etapa, afortunadamente pude desarrollarme en ambas actividades teniendo buenos resultados. Muchas Gracias Adolfo.

## **Al Ing. Héctor Díaz Zertuche**

Por su apoyo para la realización de este trabajo, además de su asesoría durante mi Servicio Social.

## **Al Ing. Gerardo Rodríguez Gómez**

Por sus invaluable enseñanzas, que más allá de lo profesional, me abrió en la mente nuevas perspectivas como persona.

## **A mi familia**

A pesar de no estar tan unidos como me gustaría, siempre estuvieron al tanto de lo que pasaba conmigo. Ustedes también son parte de este logro.

## **A mis amigos**

Por seguir mis pasos desde niño, por confiar en mí y depositar siempre mensajes de aliento y admiración, gran parte de la motivación se debe a ustedes. Una mención especial para la familia Zaldivar Ochoa ya que siempre estuvieron pendiente de mi desempeño.

## **A ti Silvia**

Por haber llegado en buen momento para empujarme en todo momento y ser una gran ayuda en esta última parte de la carrera.

A todas las personas que en cualquier momento de mi vida han hecho de mí una persona de bien, siempre esforzando por tener un mejor porvenir. Por ello, MUCHAS GRACIAS!

## Índice por Capítulos

<b>Presentación</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 1. Introducción</b>	<b>5</b>
<b>Capítulo 2. Antecedentes</b>	<b>10</b>
2.1 Localización Geográfica y Estructura Geológica	13
2.2 Proyecto Antonio J. Bermúdez	16
2.3 Utilización del Sistema BCP en Samaria Terciario	17
2.4 Perspectivas del Campo Samaria Somero en el horizonte 2009-2024	18
<b>Capítulo 3. Generalidades y componentes del sistema</b>	<b>19</b>
3.1 Antecedentes históricos	20
3.2 Evolución del Sistema	20
3.3 Ventajas y desventajas del BCP	22
3.4 Principio teórico del funcionamiento de la bomba de cavidades progresivas	25
3.5 Componentes del sistema	32
3.5.1 Equipos de superficie	32
3.5.2 Equipos de subsuelo	35
<b>Capítulo 4. Diseño del Sistema</b>	<b>48</b>
4.1 Parámetros para la selección de la bomba	50
4.2 Procedimiento de diseño y selección del sistema	53
4.2.1 Equipos de subsuelo	53
4.2.2. Equipos de superficie	72
4.3 Análisis de sensibilidad para el desempeño de la bomba	75

<b>Capítulo 5. Caso Práctico: Pozo CU-1</b>	<b>80</b>
5.1 Diseño Previo	83
5.2 Datos del pozo CU-1	84
5.3 Estado mecánico del pozo	86
5.4 Programa operativo de la instalación del BCP	88
5.5 Desempeño actual del pozo CU-1	89
5.6 Imágenes de la instalación en el pozo CU-1	90
<b>Capítulo 6. Análisis, optimización y diagnóstico</b>	<b>92</b>
6.1 Factores que afectan la operación de la bomba	94
6.2 Ensayos de laboratorio	96
6.3 Fallas y diagnóstico en rotor	99
6.4 Fallas y diagnóstico en estator	100
<b>Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones</b>	<b>105</b>
7.1 Conclusiones	106
7.2 Recomendaciones	108
<b>Referencias</b>	<b>110</b>

## Presentación

El sector energético es fundamental para el desarrollo de México, en particular el rubro de los hidrocarburos ya que su suministro contribuye a la realización de actividades productivas, al crecimiento económico y a la competitividad del país en el escenario internacional.

Durante los últimos años, la demanda de energéticos a nivel mundial se ha incrementado de manera exponencial, siendo el petróleo una de las principales fuentes de energía.

De acuerdo al economista Duncan Wood<sup>1</sup>, el crecimiento en dicha demanda se acentuará los próximos años fundamentalmente por el desarrollo industrial de China e India, alcanzando niveles que sobrepasarán los 365 millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios para el año 2030.

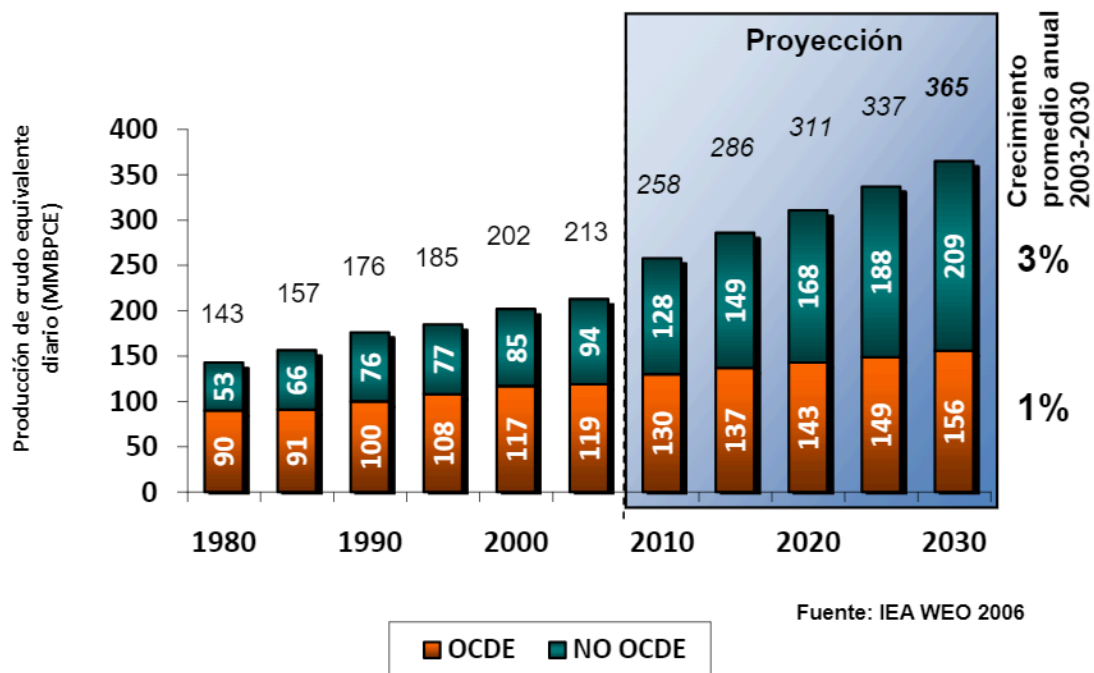


Figura 1. Consumo de energía a nivel mundial

<sup>1</sup>Wood, D.: "Importancia del petróleo en los próximos 30 años" expuesto en el Encuentro Tecnológico Internacional sobre los recursos energéticos del Golfo de México. México, 2008

Aunado a esto, en la mayoría de los países productores de aceite las reservas de hidrocarburos han disminuido de forma tal, que las empresas petroleras enfrentan un reto mayúsculo para lograr incrementar las tasas de restitución, o en su caso, encontrar nuevas y mejores herramientas para la explotación de los yacimientos ya descubiertos.

En ese mismo sentido, la problemática de México no es la excepción dada la alarmante caída de producción del complejo Cantarell, ocasionando una disminución en la producción nacional a niveles de 2.8 millones de barriles diarios en 2008, comparados con los 3.4 millones que se producían en promedio durante 2004<sup>2</sup> lo cual representa un decremento del 18 por ciento.

Respecto al volumen de reservas probadas del país, se ha tenido un decremento de 54.1 a 12.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el período comprendido entre 1987 y 2007 lo que equivale a un decremento de 77 por ciento.<sup>3</sup>

Por lo anterior, es necesario que los profesionales del ramo petrolero ocupen parte de su tiempo en la innovación de tecnologías para lograr revertir el panorama que hoy parece un tanto desalentador. En los últimos 20 años alrededor del mundo, el sistema artificial de bombas con cavidades progresivas ha logrado mejorar las condiciones operativas de un gran número de pozos dada su simpleza y ventajas operacionales.

El presente trabajo tiene como principal objetivo el análisis integral de este sistema y su aplicación en el pozo CU-1 del Campo Samaria ubicado en la Región Sur de Pemex Exploración y Producción. Mediante este método, se puede crear una ventana de oportunidad para pozos que requieran mejorar su funcionalidad, o bien, incrementar su productividad.

---

<sup>2</sup> *Anuario Estadístico de Pemex Exploración y Producción, México, 2008*

<sup>3</sup> *British Petroleum, "BP Statistical Review of World Energy, Junio 2008"*

Inclusive, podría convertirse en una opción viable para el desarrollo tecnológico del campo Chicontepec dados los obstáculos geológicos en la zona. La forma irregular de los yacimientos lenticulares en la zona aunada a la liberación rápida de gas disuelto y la baja presión de fondo ocasionan una rápida declinación en la producción de cada pozo. Un pozo típico en la mejor zona de Chicontepec, conocido como Agua Fría-Coapechaca-El Tajín, produce 320 barriles diarios en los primeros meses, pero en el primer año la extracción se desploma a 100 barriles diarios y en el tercer año a sólo 30 barriles diarios<sup>4</sup>.

Dentro de los capítulos de ésta tesis se podrán conocer los principales fundamentos del sistema, así como las herramientas básicas para su aplicación en campo.

En el *primer* capítulo se presenta una introducción al tema con un enfoque técnico, haciendo referencia a las etapas por las que atravesará el yacimiento desde su explotación primaria hasta la terciaria o mejorada.

Los antecedentes históricos, localización geográfica y la perspectiva del Campo Samaria para los próximos años serán abordados en el *segundo capítulo*.

El *capítulo tercero* describirá las generalidades y los componentes que conforman el sistema artificial de producción mediante el uso de bombas de cavidades progresivas.

Una vez definidos los conceptos elementales del sistema, el *cuarto capítulo* planteará las bases para el diseño de los equipos, poniendo especial énfasis en los parámetros a considerar. Asimismo, se presentará un análisis de sensibilidad con las variables que más impacto tendrán durante la vida productiva del pozo.

---

<sup>4</sup> Shields, David. "Otra joya de Pemex", *Publicación Energía a debate, Reforma*, 2006

El *capítulo quinto* presentará una propuesta práctica de la instalación de una bomba insertable de cavidades progresivas en el pozo CU-1, misma que incluye un estudio con ayuda de una licencia gratuita del software computacional PC-Pump de la empresa C-FER Technologies<sup>5</sup>.

Como parte importante del proceso de instalación y seguimiento del desempeño de un sistema artificial se debe considerar la optimización del mismo, tema explicado dentro del *sexto capítulo* con el objetivo de tener los mejores índices de recuperación que estarán ligados al beneficio económico.

Por último, en el *capítulo séptimo* se emitirán las conclusiones y recomendaciones generales logrando definir las ventajas y desventajas del sistema, además del desempeño mostrado durante el estudio en campo.

Al final de este trabajo, se espera poder ofrecer al lector las bases necesarias para tener un conocimiento global del funcionamiento del sistema de cavidades progresivas así como su aplicación en pozos dentro del territorio nacional.

---

<sup>5</sup> “PC-Pump: An Interactive Design & Evaluation Tool for Progressing Cavity Pumping Systems” Versión 2.70, C-Fer Technologies, Canadá, 1999



# 1. Introducción

La vida productiva de un pozo comienza una vez que se pone a fluir. Con el fin de optimizar los índices de recuperación es necesario tener un escenario global de las diferentes etapas por las que atravesará el pozo en cuestión. De esta manera, será más fácil llevarlo al mejor escenario de producción.

La primera etapa en la extracción de hidrocarburos se da cuando existe un mecanismo de empuje natural (gas, agua o segregación gravitacional) derivado de la energía propia del yacimiento, la cual permite desplazar los fluidos confinados a través del pozo hasta llegar a superficie.

Inicialmente la presión en el yacimiento es considerablemente mayor a la presión de fondo en el pozo. Esta diferencia de presión hace que los fluidos puedan vencer las caídas de presión en la tubería de producción y llegar hasta la superficie. Sin embargo, con el tiempo la presión del yacimiento va disminuyendo a causa del ritmo de producción, por tanto el diferencial de presión también se ve afectado.

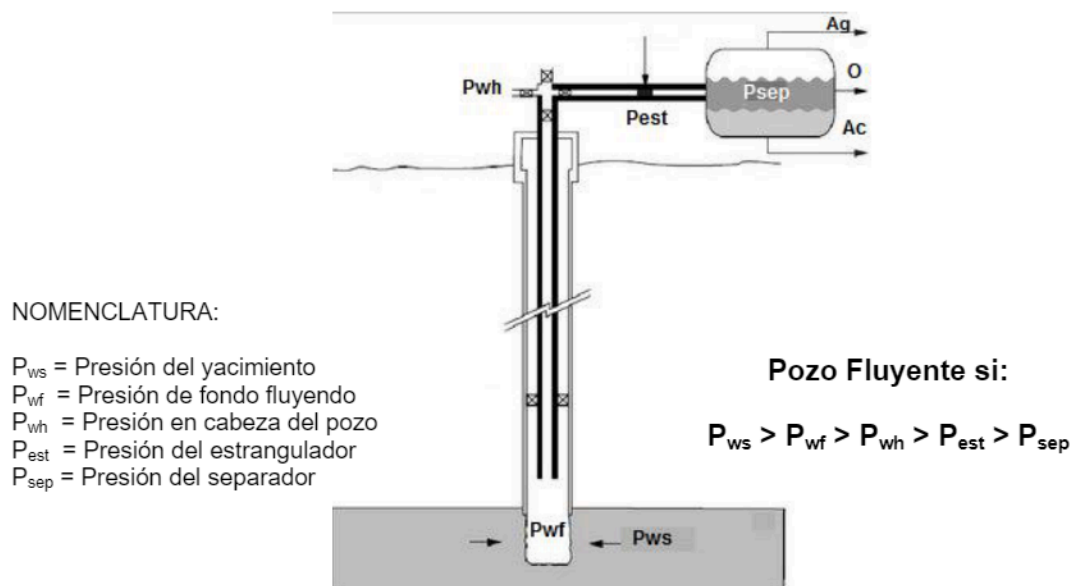


Figura 1.1. Esquema de un sistema integral de producción

Con el fin de incrementar el gasto de aceite, se requiere que las caídas de presión entre los componentes del sistema integral de producción no sean tan grandes, lo cual puede lograrse implementando un método de producción artificial. La instalación de cualquiera de estas opciones puede ser viable desde el inicio del proyecto si fuera necesario.

Esta etapa de producción alcanza su límite cuando la presión en el yacimiento es lo suficientemente baja que los gastos obtenidos no son económicamente rentables o cuando la relación gas-aceite (RGA) en la corriente de fluidos es muy alta. Durante la recuperación primaria, solo un pequeño porcentaje de los hidrocarburos in-situ son producidos, típicamente alcanza un 10 por ciento para yacimientos de aceite<sup>1</sup>.

La segunda etapa en la vida de un pozo se presenta cuando un fluido externo (agua o gas) es inyectado al yacimiento mediante pozos localizados en rocas que tienen comunicación con los fluidos contenidos en pozos productores.

El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento para desplazar los hidrocarburos hacia el fondo del pozo y posteriormente a superficie. Las técnicas más usuales de recuperación secundaria, son la inyección de gas natural y agua. Normalmente, el gas es inyectado en el casquete, mientras que el agua en la zona productora para empujar al aceite fuera del yacimiento. Es importante hacer notar que igualmente se puede implementar un programa de mantenimiento de presión durante la fase inicial de producción, pero se considera como una forma de recuperación mejorada.

---

<sup>1</sup> *Glosario de Términos Schlumberger "Recuperación Primaria"*  
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=primary%20recovery>

Esta etapa alcanza su límite cuando los fluidos inyectados al yacimiento son producidos en cantidades considerables, dando como resultado que el pozo ya no sea económicamente rentable. El uso adecuado de la recuperación primaria y secundaria en un yacimiento de aceite puede generar la producción de entre 15 y 40 por ciento del volumen original<sup>2</sup>.

La tercera etapa en la producción de hidrocarburos se da cuando se utilizan técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del aceite y de la roca.

La recuperación mejorada puede iniciar después de un proceso de recuperación secundaria o en cualquier momento de la vida productiva de un yacimiento. Su propósito no es solo restablecer la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento.

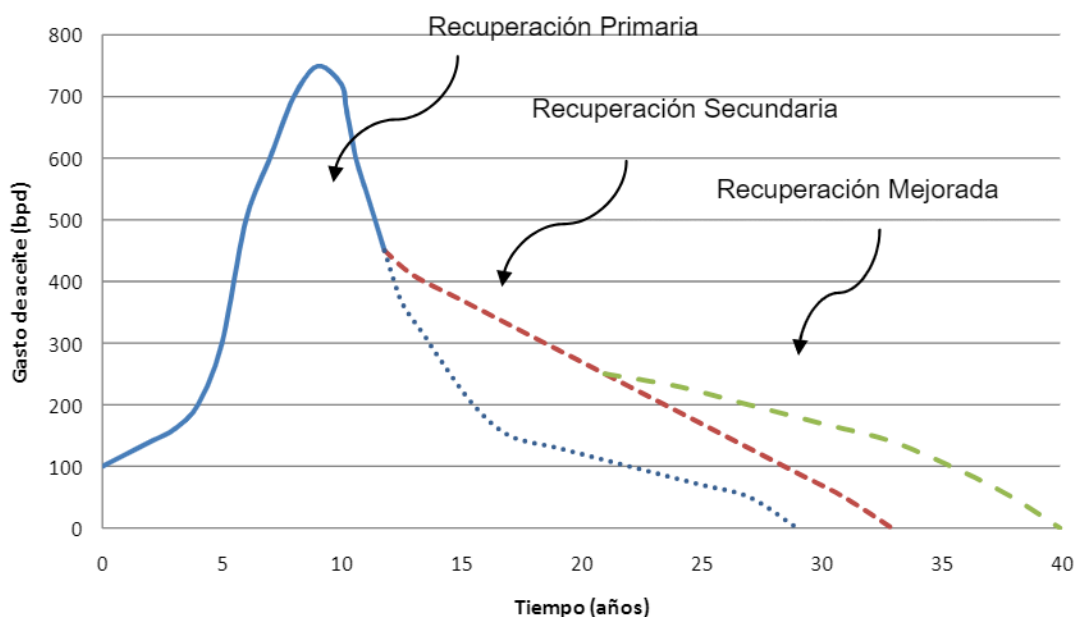


Figura 1.2. Vida productiva del yacimiento

<sup>2</sup> Glosario de Términos Schlumberger "Recuperación Secundaria"  
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=secondary%20recovery>

Los tres tipos más comunes de recuperación mejorada son el desplazamiento con químicos (polímeros o alcalinos), el desplazamiento miscible (con inyección de CO<sub>2</sub> o hidrocarburos) y métodos de recuperación térmica (inyección de vapor o combustión in-situ).

La aplicación óptima de cada tipo depende de factores como: la temperatura del yacimiento, presión, profundidad, espesor neto, permeabilidad, saturación de agua y aceite, porosidad y propiedades de los fluidos tales como la densidad API o la viscosidad<sup>3</sup>.

Para determinar la capacidad de producción de un pozo, el especialista además de considerar el sistema en su conjunto, deberá tener conocimiento de las propiedades del yacimiento y de los fluidos confinados en él.

La presencia de crudo viscoso, la liberación y expansión del gas disuelto y la entrada de agua son algunos de los problemas que afectan el flujo de hidrocarburos del yacimiento al pozo. Las altas viscosidades del aceite reducen su movilidad y sólo aumentando la temperatura en las vecindades del pozo puede facilitarse su recuperación.

Durante décadas pasadas, los sistemas artificiales de producción se han centrado en la utilización de métodos de bombeo en el fondo (mecánico, electrocentrífugo, cavidades progresivas, entre otros) además del empuje por inyección de gas. En nuestros días, una definición más extensa está surgiendo, la cual coincide con los cambios fundamentales que han ocurrido en la industria.

---

<sup>3</sup> *Glosario de Términos Schlumberger "Recuperación mejorada"*  
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=enhanced%20oil%20recovery>

Actualmente, la problemática de explotación de crudo pesado, nos exige tener sistemas multifásicos capaces de llevar los fluidos hasta estaciones de proceso, y las pérdidas de presión en estos sistemas pueden ser significativas, por lo que es necesario recurrir a la combinación de bombas dentro del pozo y en superficie, con la problemática de que se involucran volúmenes de arena y gas que pueden afectar los equipos; además de altas temperaturas asociadas con proyectos de recuperación térmica.

Por otra parte, el desarrollo de aguas profundas también ha venido a revolucionar los conceptos que han prevalecido durante años. Para este tipo de proyectos, el uso de risers y tuberías instaladas en el lecho marino representan una componente importante del sistema de producción. La problemática en ese tipo de pozos limita la aplicación de sistemas artificiales convencionales, por lo cual es necesaria la implementación de bombas multifásicas en el fondo del lecho marino o métodos de levantamiento por risers.

La producción por medio de un sistema artificial gira en torno al comportamiento de flujo de los pozos, en el que intervienen diversos factores que lo afectan. Por ello, es necesario tener medios para su diagnóstico así como la utilización de modelos matemáticos y correlaciones para predecir dicho comportamiento en el medio poroso, tuberías de producción y de descarga, así como elementos superficiales y subsuperficiales.

Cuando se busca la mejor opción para instalar un sistema artificial en cualquier pozo, es imprescindible poner sobre la mesa todo el abanico de posibilidades y analizar las ventajas y desventajas, tanto operativas como económicas<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Scott, S.: "Overview: Artificial Lift", *Journal of Petroleum Technology, SPE, Vol. 58 No. 5*  
[http://www.spe.org/spe-app/spe/jpt/2006/05/overview\\_artificial\\_lift.htm](http://www.spe.org/spe-app/spe/jpt/2006/05/overview_artificial_lift.htm)

## **2. Antecedentes**

La Región Sur de Pemex Exploración y Producción abarca el estado de Tabasco, el sur de Veracruz, el norte de Chiapas y parte de Campeche, se producen los hidrocarburos de más alta calidad en el país. Administrativamente, está integrada por cinco activos integrales: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac, Samaria-Luna y un Activo Regional de Exploración. En conjunto, los activos integrales operan 118 campos al 1 de enero de 2007, siendo el Activo Integral Macuspana el de mayor número de campos con 33 y Samaria-Luna el de menor número con 13<sup>1</sup>.

La producción total de hidrocarburos en la Región Sur durante el año 2007 fue de 465.2 miles de barriles diarios y 1 mil 353 millones de pies cúbicos diarios de gas, contribuyendo con 15.1 y 22.3 por ciento de la producción total del país, respectivamente<sup>2</sup>.

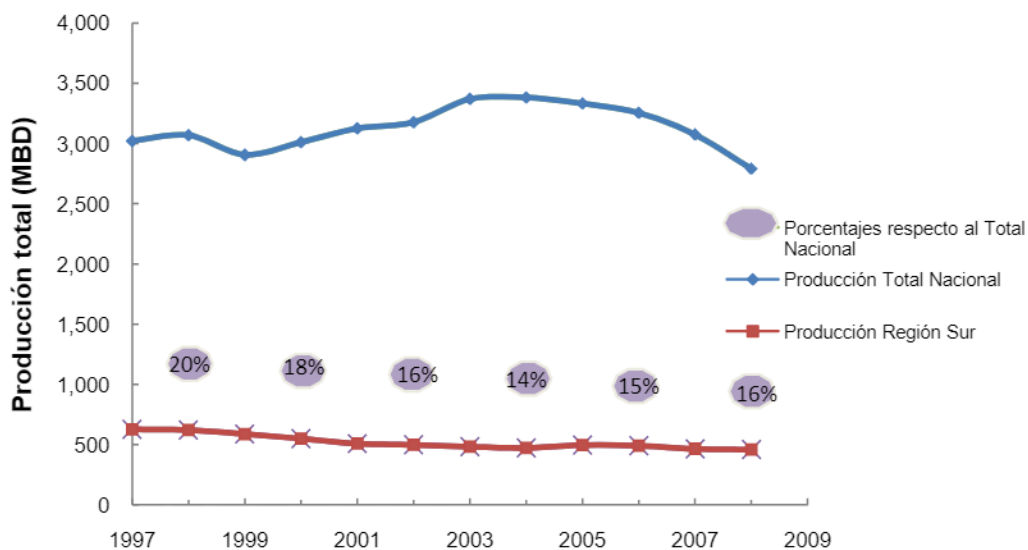


Figura 2.1. Producción de crudo de la Región Sur

Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Producción Nacional (MBD)	3,023	3,071	2,906	3,012	3,127	3,177	3,371	3,383	3,334	3,256	3,076	2,792
Región Sur (MBD)	627	621	587	550	509	498	483	473	497	491	465	459
Porcentaje (%)	21	20	20	18	16	16	14	14	15	15	15	16

<sup>1</sup> Las reservas de hidrocarburos en México, PEMEX 2008, México.

<sup>2</sup> Anuario Estadístico PEMEX 2008, México.

[http://www.pemex.com/files/content/2-AE\\_08\\_Exploracion.pdf](http://www.pemex.com/files/content/2-AE_08_Exploracion.pdf)



## 2.1 Localización Geográfica y Estructura Geológica<sup>3</sup>

El Campo Samaria es parte del Complejo Antonio J. Bermúdez, se encuentra ubicado a 17 km. al noroeste de la ciudad de Villahermosa (Figura 2.2). Fue descubierto en el año 1960, con el pozo Samaria-2, produce de formaciones del Cretácico y del Terciario. El Campo Samaria Terciario se caracteriza por tener arenas no consolidadas, lenticulares, con múltiples contactos de agua – aceite, con crudo que varía en un rango de 16 a 26 grados API.

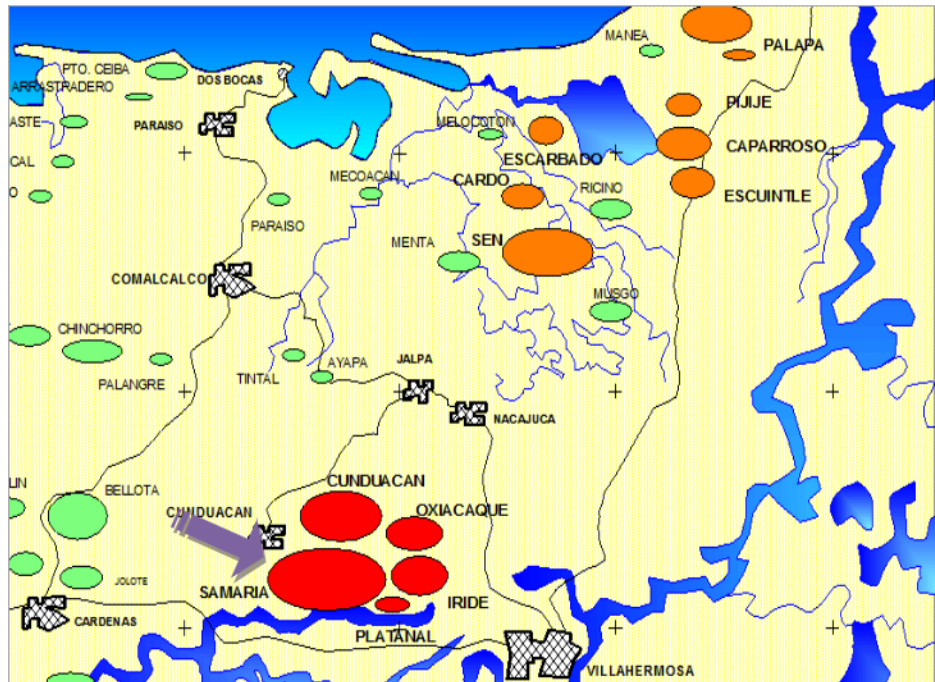


Figura 2.2. Mapa de localización Campo Samaria

El Campo Samaria a nivel del Terciario lo conforman las formaciones: Filisola de edad Mioceno Superior y la Formación Paraje Solo de edad Plioceno.

<sup>3</sup> Las reservas de hidrocarburos en México PEMEX 2008, México.  
[http://www.pemex.com/files/dcf/rh2008/rh2008\\_esp.pdf](http://www.pemex.com/files/dcf/rh2008/rh2008_esp.pdf)

La Formación Filisola presenta facies de barras, desembocaduras y canales, tanto las barras como los canales tiene continuidad lateral. La Formación Paraje Solo es más continental, presenta facies de canales delgados discontinuos con intercalaciones de lutitas, barras de meandros y abanicos de roturas, donde se encuentra la mayor parte de la acumulación de aceite en esta formación. (Figura 2.3)

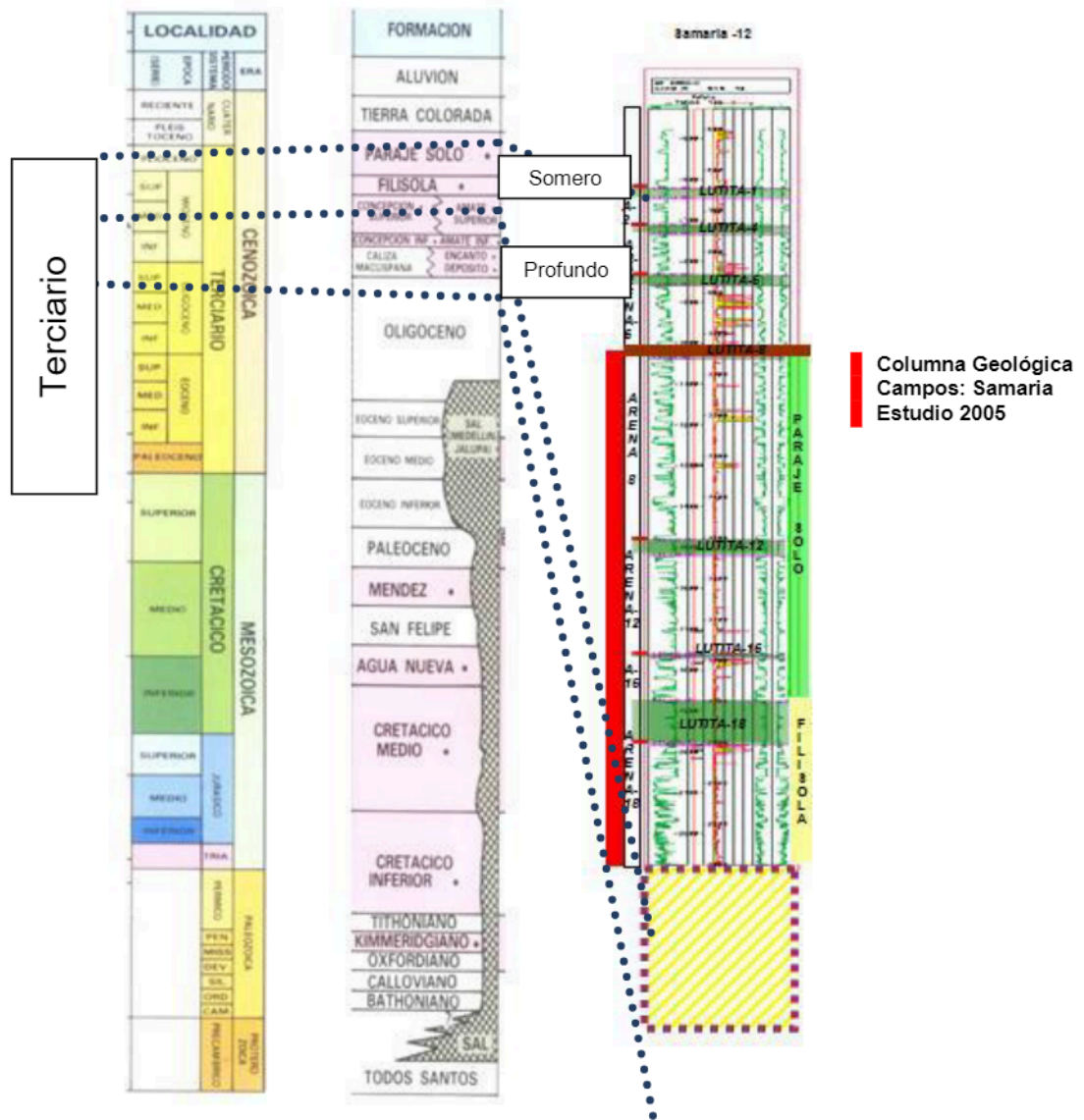


Figura 2.3. Columna estratigráfica del Campo Samaria

En la figura 2.4 se muestran las secciones estratigráficas más comunes en los pozos del campo Samaria, donde podemos distinguir con facilidad que en la zona entre 500 y 1,000 metros de profundidad se localizan los depósitos de crudo extra pesado, mientras que entre los 1,000 y 2,000 metros de profundidad tenemos la zona de aceite pesado.

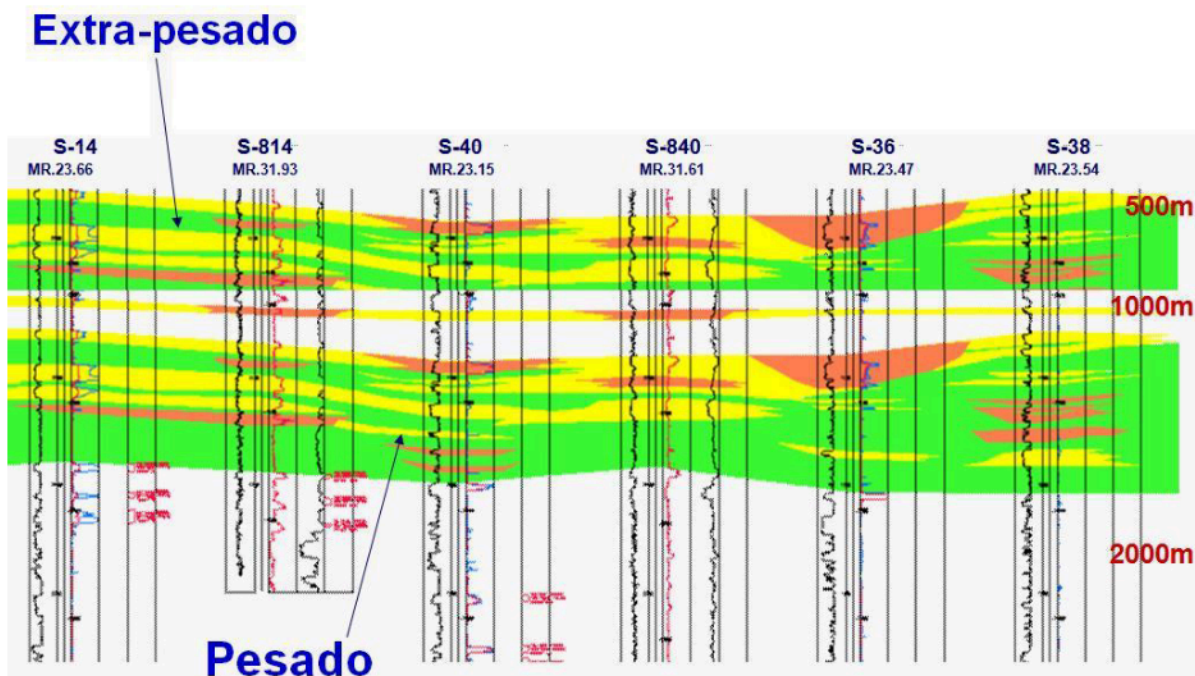


Figura 2.4. Sección estratigráfica del Campo Samaria

Tabla 2.1. Datos del yacimiento

Concepto	Valor
Volumen Original De Aceite	102 millones de barriles
Presión Original	180 kg/cm <sup>2</sup>
Gravedad API	16 - 26 API
Factor De Recuperación	15 por ciento
Reserva Original	15.3 millones de barriles
Producción Acumulada	7.9 millones de barriles
Reserva Remanente	8.8 millones de Barriles

## **2.2 Proyecto Antonio J. Bermúdez**

El pozo CU-1 utilizado para la evaluación del sistema artificial de producción mediante la instalación de bombas de cavidades progresivas en el subsuelo se localiza dentro del territorio de este proyecto.

El proyecto Antonio J. Bermúdez fue descubierto en 1973 con la perforación del pozo Samaria-101, siendo considerado hoy en día uno de los principales prospectos de explotación de aceite y gas dentro de la estructura de Pemex Exploración y Producción que junto con los Proyectos Integrales Delta Grijalva y Samaria Somero integran al Activo Integral Samaria-Luna.

Respecto a la infraestructura del proyecto, se realizó la construcción de una nueva planta recuperadora de nitrógeno que inició operaciones a mediados del mes de agosto de 2008. Con ella se estará en condiciones de mantener la presión del yacimiento, al permitir la inyección de 190 millones de pies cúbicos por día de nitrógeno, con los cuales se dará prácticamente una segunda vida a los campos de la zona.

En sus mejores momentos, cuando el yacimiento iniciaba su explotación por el año 1979, llegó a producir hasta 660 mil barriles por día. Y a pesar que en estos momentos el yacimiento Antonio J. Bermúdez puede considerarse maduro tiene todas las posibilidades de volver a tener niveles crecientes de producción.

Elementos como el nitrógeno, la perforación de pozos, el uso de tecnologías no convencionales (como la perforación horizontal) y la inclusión de sistemas artificiales coadyuvarán a incrementar la producción.

### 2.3 Utilización del sistema BCP en Samaria Terciario

A inicios de 2007 se utilizó por primera vez en el Activo Samaria-Luna este tipo de sistema artificial en el pozo Samaria-1001, teniendo una aplicación exitosa del BCP mejorando su productividad de 25 a 300 barriles por día.

Actualmente, se tienen 5 pozos operando con bombeo de cavidades progresivas dentro del Campo Samaria, con muy buen funcionamiento. La tabla siguiente muestra su comportamiento y características principales.

**Tabla 2.2. Pozos operando con Bombeo de Cavidades Progresivas en Activo Samaria- Luna**  
Información al 15 de mayo de 2009

Pozo	Bomba	Sum (m)	RPM	Días Trabajados	Químicos	Presión (psi)		Observaciones
						TP	TR	
CU-813	30-1500 AY	1,157	40	77	2 m <sup>3</sup> /d x TR		140	Recupero nivel de 174 m con presión por TR 140 psi.
CU-815	30-1500 AY	790	250	154	Inyección por TR 2.0 m <sup>3</sup>	200	160	Operando en condiciones estables,
CU-824	30-1500 AY	829	0	7		200	80	Unidad continua fuera de operación a espera de equipo de reparación.
CU-826	30-1500 AY	1,035	200	76		270	160	Operando en condiciones estables,
CU-836	30-1500 AY	520	30	197	Inyección de 1.5m <sup>3</sup> por TR	240	200	Operando en condiciones estables,
CU-916	30-1500 AY	25	18	8		130	110	Se dejó fuera de operación a las 15:00 hrs por bajo nivel.
CU-1001	34.40-1200	112	20	260	Inyección de 1.5m <sup>3</sup> por TR	90	60	Operando en condiciones estables,

## 2.4 Perspectivas del Campo Samaria Somero en el horizonte 2009-2024

Dentro de la planeación proyectada para el horizonte 2009-2024 se encuentran las tareas de caracterizar, delimitar y desarrollar las arenas productoras del campo Samaria Somero para incrementar la producción de 18 a 22 mil barriles diarios de aceite a finales de 2010.

Como parte del horizonte de crecimiento al año 2024, se han fincado principalmente los siguientes objetivos por parte de los dirigentes del Activo Samaria-Luna<sup>4</sup>:

- Perforar 96 pozos (55 pesado, 41 extrapesado)
- Reparar 47 pozos (39 pesado, 8 extrapesado)
- Construcción y ampliación de infraestructura de perforación y transporte
- Diversificación de sistemas artificiales de producción (Bombeo Neumático, Bombeo de Cavidades Progresivas, BM)
- Prueba piloto de inyección de vapor (Octubre de 2009)
- Extraer 17 millones de barriles pesado / 99 millones de barriles extrapesado

Dentro del siguiente capítulo se presentará la teoría del bombeo de cavidades progresivas, su invención y desarrollo dentro de la industria petrolera en los últimos 30 años. Asimismo, se hará descripción y funcionamiento de cada componente del sistema una vez instalado todo el arreglo.

---

<sup>4</sup> *Plan Nacional de Desarrollo (PND 2007-2012), Presidencia de la República, México, 2007*

### **3. Generalidades y componentes del sistema**

### 3.1 Antecedentes Históricos

La bomba de cavidades progresivas (BCP) fue inventada en 1932 por el ingeniero aeronáutico francés René Moineau inspirado en el tornillo de Arquímedes que data del siglo III; la cual consiste de dos engranajes helicoidales interiores entre sí (rotor y estator).

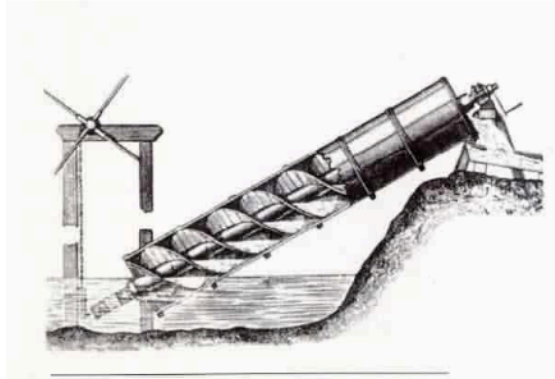


Figura 3.1. Tornillo de Arquímedes

Las primeras bombas de cavidades progresivas de subsuelo utilizadas en Canadá fueron instaladas en 1979 para pozos de petróleo con alto contenido de arena y bajas gravedades API (crudos pesados). En la actualidad, se utilizan también en pozos productores de crudos ligeros, especialmente con alto contenido de agua.

### 3.2 Evolución del Sistema

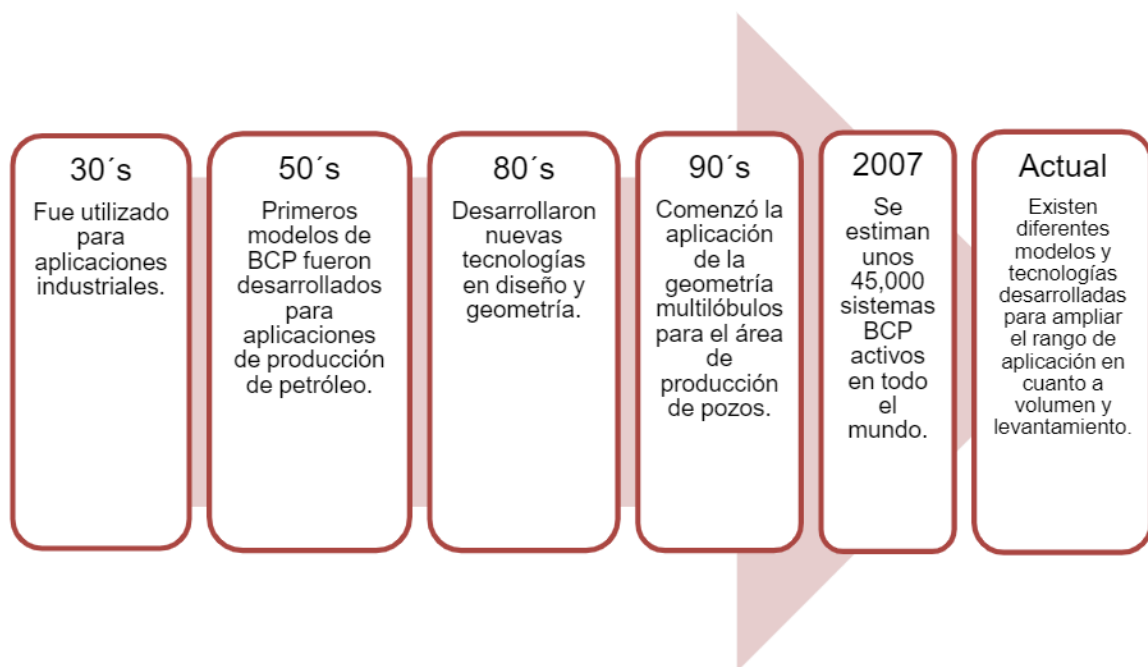


Figura 3.2. Evolución del sistema de bombeo por cavidades progresivas.



Existen diversos proveedores de bombas de cavidades progresivas, equipos superficiales, varillas de succión y elastómeros destacando: Moyno Inc, Kudu Industries, Bornemann, PCM Pompes, Tenaris Tamsa, entre otros.

Igualmente las compañías que realizan un estudio integral para instalar este sistema en pozos a nivel mundial son: Baker Hughes, Weatherford, C-Fer Technologies, Schlumberger, entre otras.

La siguiente figura muestra la distribución estimada de equipos de cavidades progresivas alrededor del mundo con datos actualizados al 2007 de donde se observa que en Canadá, Estados Unidos, China y algunos países sudamericanos como Venezuela y Argentina el sistema ha sido instalado en mayor proporción.

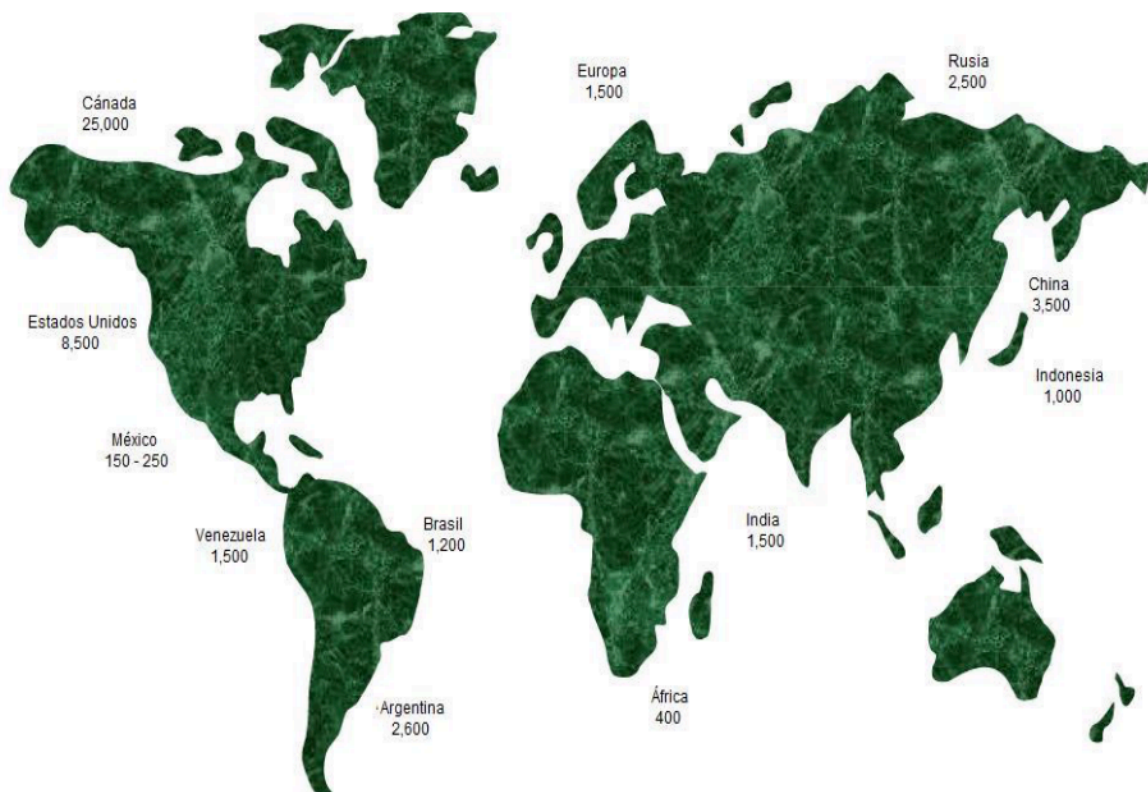


Figura 3.3. Instalaciones BCP estimadas a nivel mundial.

Fuente: Weatherford Artificial Lift Systems, 2007

### 3. 3 Ventajas y desventajas del BCP.

Al sustituir grandes equipos de bombeo mecánico, se reduce el impacto ambiental (ruidos, derrames, etc.) y los costos asociados al consumo energético, optimización y diagnóstico.

De igual forma, como alternativa a pozos de bombeo neumático, permite liberar capacidad de compresión y gas (sobre todo en pozos con altas producciones de agua) y optimizar la utilización de este último. En general, el sistema de cavidades progresivas es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros sistemas artificiales.

Las bombas de cavidades progresivas tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos respecto a otros sistemas de producción artificial, una de sus cualidades más importantes es la alta eficiencia de las bombas de este tipo. (Figura 3.4)

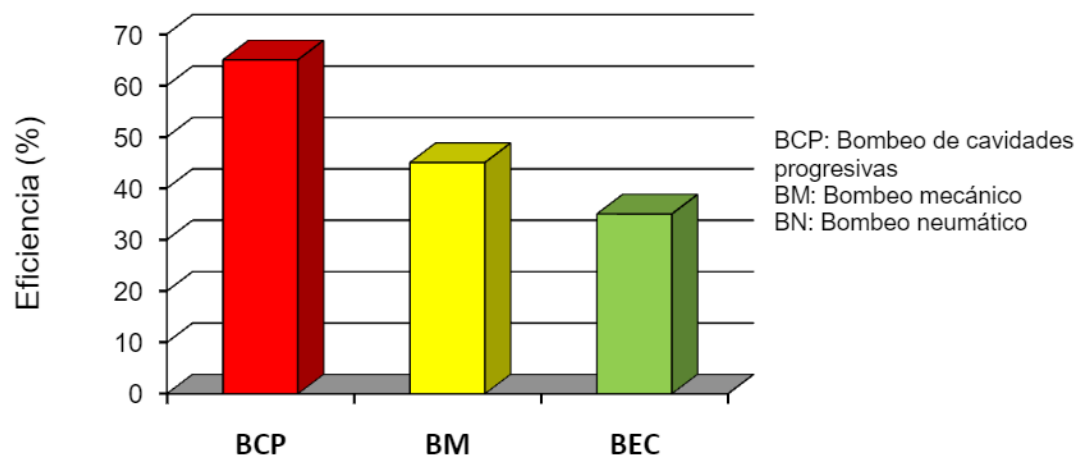


Figura 3.4. Comparativo de eficiencias entre distintos tipos de bombeo.

A continuación, se muestra una tabla comparativa respecto a los sistemas artificiales más utilizados a nivel mundial, en la cual se puede percibir que el BCP puede resultar una excelente alternativa, en caso de que las condiciones del pozo lo permitan.

**Tabla 3.1. Ventajas y desventajas más importantes en la selección de un Sistema Artificial de Producción<sup>1</sup>**

		BEC Bombeo Electrocentrífugo	BM Bombeo Mecánico	BCP Bombeo de Cavidades Progresivas	BH Bombeo Hidráulico	BN Bombeo Neumático
<b>Ventajas</b>	Volumen de producción alto	X		X	X	X
	Bajos costos de mantenimiento	X	X	X		
	Reparaciones / servicios económicos		X	X	X	X
	Inversión inicial baja		X	X		
	Bombeo de crudos pesados		X	X		
<b>Desventajas</b>	Limitación de levantamiento			< 5,000 pies		
	Alta inversión inicial	X			XX	XX
	Alto consumo de energía	X		X		
	Capacidad limitada para producir arena	X	X		X	X
	Dificultades operacionales				X	X
	Si el dispositivo primario falla, todos los pozos paran				X	X
	Mantenimiento intensivo				X	X

### 3.3.1 Ventajas

Dentro de las ventajas adicionales con las que cuenta el sistema de cavidades progresivas, sobresale lo siguiente:

- Bajos costos de inversión inicial
- Bajos costos de energía
- Instalación y operación simple
- Bajos niveles de ruido en comparación a otros equipos superficiales

<sup>1</sup> "Basic Artificial Lift" publicado por Canadian Oilwell Systems Company Ltd.  
[www.coscoesp.com/esp/basic%20artificial%20lift%20tech%20paper/Basic%20Artificial%20Lift.pdf](http://www.coscoesp.com/esp/basic%20artificial%20lift%20tech%20paper/Basic%20Artificial%20Lift.pdf)

- Capacidad para producir fluidos altamente viscosos
- Capacidad para producir arenas provenientes de la formación
- Capacidad de tolerar altos porcentajes de gas libre
- Muy buena resistencia a la abrasión

A su vez, presenta limitantes respecto a otros métodos destacando la capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con componentes aromáticos.

### 3.3.2 Desventajas

- Capacidad de desplazamiento real de entre 2 mil y 4 mil barriles diarios
- Capacidad de elevación real entre 1 mil 850 y 3 mil 500 m
- Resistencia a la temperatura entre 138 y 178 °C
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos)
- Desgaste por contacto entre varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.

A pesar de lo antes mencionado, dichas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos.

**Tabla 3.2. Rangos óptimos de aplicación**

Propiedad	Rango Teórico
Producción (bpd)	50-3700
Viscosidad (centipoises)	0 – muy viscoso
Grados API	8 – 40
Profundidad (pies)	12,000
Manejo de gas (%)	0 – 80
Temperatura (°F)	350

### 3.4 Principio teórico del funcionamiento de la bomba de cavidades progresivas

La bomba de cavidades progresivas ha sido usada durante varios años en diferentes industrias y en el específico de la petrolera, para llevar los fluidos producidos dentro del pozo a la superficie para su transporte, distribución y comercialización.

Solo cuenta con dos partes, una parte estacionaria denominada estator, y una rotatoria llamada rotor. Ambas partes no son concéntricas entre sí, el movimiento del rotor es combinado, uno gira en torno a su propio eje y otro alrededor del eje del estator.

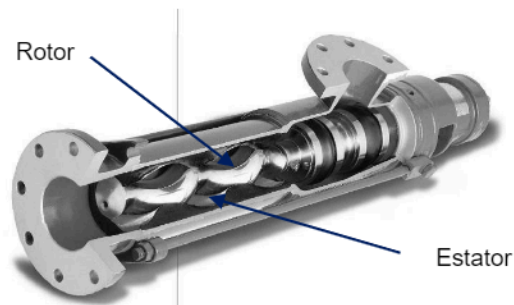


Figura 3.5. Bomba de cavidades progresivas.

El desplazamiento de la bomba es directamente proporcional al área transversal del rotor, su excentricidad, la longitud de la línea de sello helicoidal del estator y la velocidad de rotación del rotor.

Con referencia a las figuras 3.6 y 3.7, el rotor helicoidal simple gira en el interior del estator helicoidal doble, ambos con igual diámetro menor. La distancia que se desplaza una cavidad en un giro completo del rotor es igual a dos veces la longitud de la línea de sello; misma que está definida por la distancia cresta a cresta.

Conforme el rotor gira excéntricamente, se generan cavidades selladas, desfasadas  $180^\circ$  entre sí; estas progresan desde la entrada hasta la descarga de la bomba. Cuando una disminuye, otra se genera al mismo ritmo resultando en un flujo continuo. El área transversal de cavidades permanece constante sin importar la posición del rotor en el estator.

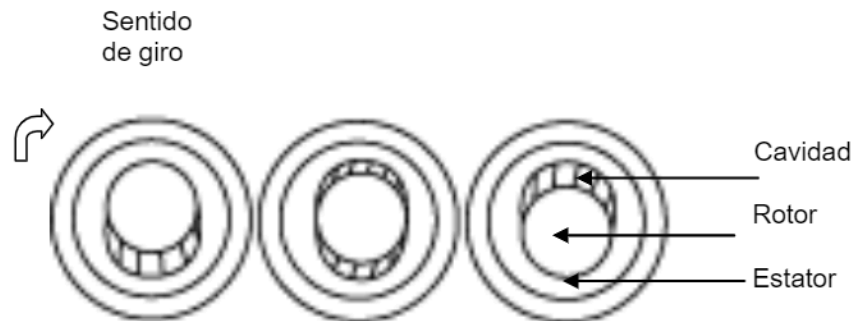


Figura 3.6. Área transversal de cavidades constante

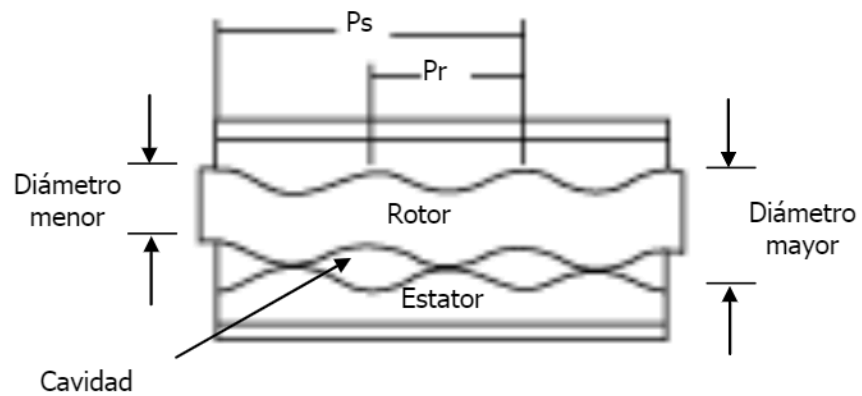
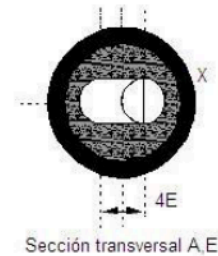


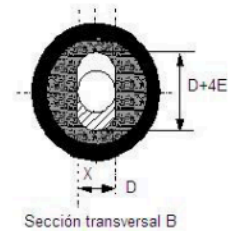
Figura 3.7. Conjunto Rotor/Estator

Para dar una mejor explicación de las diferentes fases que va experimentado el rotor dentro del estator se presenta la siguiente descripción<sup>2</sup>:

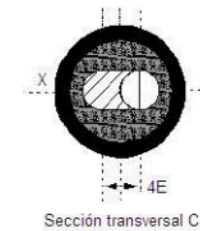
En la sección *A*, se forma completamente una cavidad del lado izquierdo del rotor. La cavidad en la derecha oprimida hacia el punto *x*. En otras palabras, una cavidad se completa cuando la siguiente está por empezar a formarse.



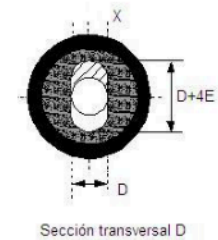
En la sección *B*, la cavidad del estator ha rotado 90° a la derecha y ahora el punto *x* está en la parte inferior de la sección transversal. La cavidad que fue sellada en la sección *A* ahora está formada a la mitad. El rotor ha girado 180°. En este punto, es obvio que se forman cavidades por ambos lados del rotor. Además, cuando el rotor es insertado en el estator, se forman dos cadenas de cavidades espirales y lenticulares.



En la sección *C*, la cavidad del estator ha rotado 180° y está en su máximo desarrollo. La cavidad del otro lado del rotor ha alcanzado su fin y ha sido sellada. El rotor ya ha girado 360°.

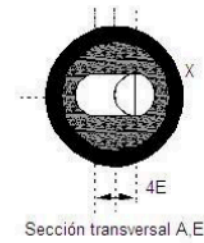


En la sección *D*, el estator ha rotado 270° y la cavidad está a punto de desaparecer. El rotor ha girado ya 540°.



<sup>2</sup> "Description of the operation of a PC Pump" publicado por la empresa Kudu Industries, Canada, 2007 [http://www.kudupump.com/Content/Pumps/Description\\_of\\_the\\_Operation\\_of\\_a\\_PC\\_Pump.pdf](http://www.kudupump.com/Content/Pumps/Description_of_the_Operation_of_a_PC_Pump.pdf)

En la sección  $E$ , estamos como al inicio con la cavidad  $A$  totalmente sellada. El estator ha girado  $360^\circ$  mientras que el rotor lleva  $720^\circ$ .



Cada cavidad en la cadena alcanza el mismo valor de presión. La bomba genera presión debido a que tiene una línea de sello completa entre el rotor y el estator para cada cavidad. Así el número de veces que las líneas de sellos se repitan, es el número de etapas de la bomba y por lo tanto, su capacidad de generar presión. De tal manera, que a mayor número de etapas, la bomba puede colocarse a mayores profundidades.

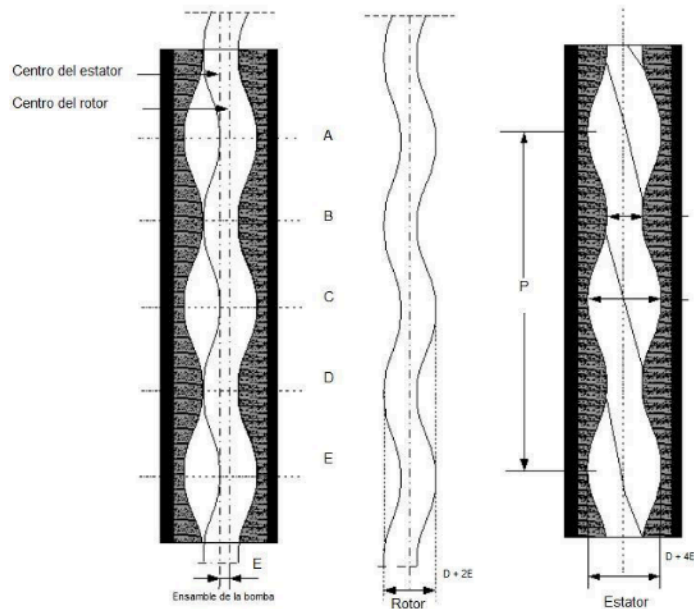


Figura 3.8. Vista frontal del arreglo rotor - estator.

La presión nominal de una bomba será aquella en la cual se obtiene la mejor eficiencia. Por debajo de este valor, la bomba es menos eficiente debido a la fricción interna; mientras que si el valor es superior, la eficiencia se verá afectada por el fenómeno del resbalamiento.



Las bombas de cavidades progresivas pueden usarse por encima de su presión nominal, sin embargo, su vida útil se verá reducida considerablemente. Es recomendable que este tipo de bombas se trabajen a un 75 por ciento del valor nominal para condiciones no abrasivas; y a un 50 por ciento en condiciones abrasivas, si es posible.

Las bombas de desplazamiento positivo presentan el fenómeno de resbalamiento, consistente en la reducción del volumen desplazado. Este fenómeno está gobernado por la diferencia de presión entre la entrada y la descarga, resultando independiente de la velocidad de giro del rotor y dependiente del número de etapas, de la viscosidad del fluido bombeado y del ajuste entre rotor y estator.

El desplazamiento continuo de la bomba se calcula considerando que la velocidad de giro del rotor y el área transversal de flujo, son constantes:

$$Q = A \times V \quad \dots\dots (3.1)$$

El área transversal de flujo es la diferencia entre el área transversal del estator y la del rotor (ver figuras 3.9 y 3.10):

$$A = Ae - Ar \quad \dots\dots (3.2)$$

$$A = \left[ \frac{\pi D_r^2}{4} + 4ED_r \right] - \left[ \frac{\pi D_r^2}{4} \right] = 4ED_r \quad \dots\dots (3.3)$$

donde:

$Q$  = Desplazamiento de la bomba (gasto)

$A$  = Área de flujo (in)

$Ae$  = Área del estator (in)

$Ar$  = Área del rotor (in)

$Dr$  = Diámetro del rotor (in)

$E$  = Excentricidad (in)

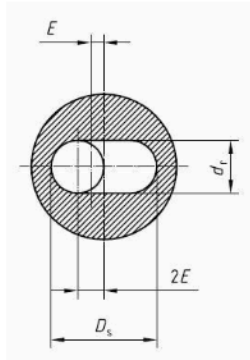


Figura 3.9. Excentricidad Rotor/Estator

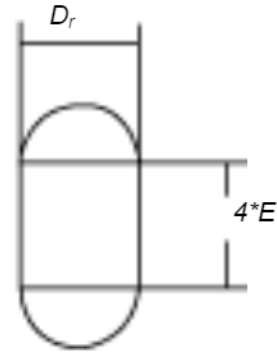


Figura 3.10. Área del estator = Área de un círculo + Área de un rectángulo

La velocidad con que se desplaza una cavidad dentro del estator para un giro completo del rotor, determina la velocidad del fluido a través de la bomba. Para distancias cresta a cresta mayores, mayor longitud de la línea de sello y en consecuencia mayor velocidad del fluido a lo largo de la bomba. La expresión para calcular la velocidad es:

$$V = N * Lrc \dots\dots (3.4)$$

donde:

$V$  = Velocidad del fluido

$N$  = Velocidad del rotor (rpm)

$Lrc$  = Distancia recorrida por una cavidad durante un giro completo del rotor

Sustituyendo las ecuaciones 3.3 y 3.4 en la 3.5, se tiene:

$$Q = (4ED_r) * Lrc * N \dots\dots (3.5)$$

la cual representa el desplazamiento teórico de la bomba.

Una etapa se puede considerar como la longitud mínima que debe tener una bomba para generar la acción de bombeo; la longitud de una etapa es igual a la longitud de una cavidad.

El volumen o desplazamiento de una cavidad es:

$$D = 4 * E * D_r * P_r \dots\dots (3.6)$$

Mientras que el caudal se define como:

$$Q = D * N \dots\dots (3.7)$$

donde:

*D* : Desplazamiento de la bomba

*E* : Excentricidad (in)

*D<sub>r</sub>* : Diámetro del rotor (in)

*P<sub>r</sub>* : Paso del rotor (in)

*N* : Velocidad de rotación (rpm)

El rotor y el estator presentan una geometría helicoidal en la cual el paso del estator (*P<sub>s</sub>*) es el doble del paso del rotor (*P<sub>r</sub>*) (geometría 2:1). La diferencia en el número de hilos y el paso de estos dos elementos, producen cavidades sucesivas entre la entrada y la descarga de la bomba separadas por líneas de sello.

El *paso* se define como el volumen desplazado por la bomba en una revolución, siendo que la longitud del paso depende de la capacidad de la bomba. A continuación se muestra la geometría del estator y el rotor.

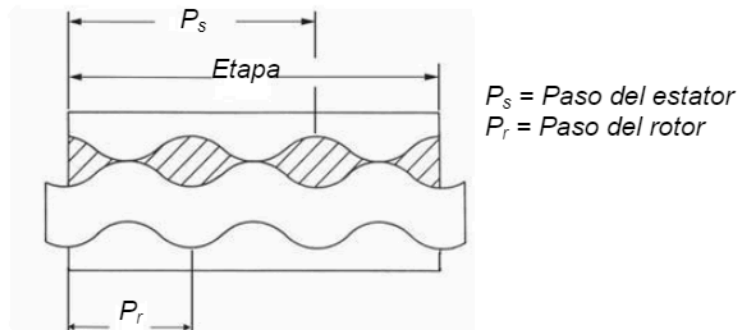


Figura 3.11. Paso del rotor y del estator

### 3.5 Componentes del sistema

El bombeo por cavidades progresivas tiene un arreglo muy simple tanto en superficie como en el subsuelo. Se requiere una unidad generadora de energía que abastezca al motor, el cual transmitirá la rotación al cabezal y sucesivamente a la sarta de producción instalada dentro del arreglo del pozo.

Dentro del pozo, sin duda, el elemento más importante del sistema es la bomba por lo que es esencial su elección de acuerdo a las condiciones que se encuentre el mismo. Igualmente, es necesaria la instalación de accesorios extras a lo largo de la sarta de producción que nos permitirán ajustar el funcionamiento del sistema durante la vida productiva del pozo.

#### 3.5.1 Equipos de Superficie

Como parte de la instalación del sistema BCP en pozos productores de aceite, se requiere colocar en superficie algunos equipos que controlarán el funcionamiento del mismo. Principalmente, se instalan los sistemas de transmisión de energía (motores, motovariadores, etc.) y de frenado.

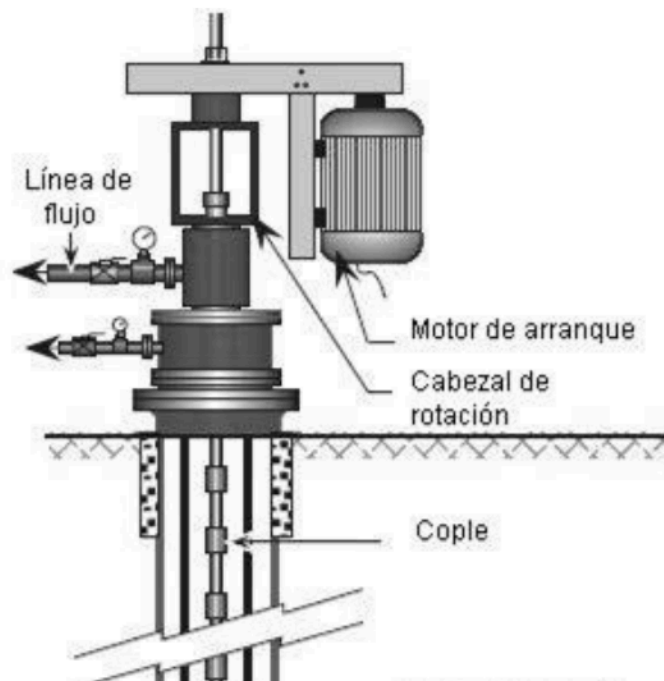


Figura 3.12. Arreglo superficial del sistema

### 3.5.1.1 Motor

Es el equipo que proporcionará el movimiento mecánico a la sarta de varillas para accionar la bomba y permitir la producción del pozo.

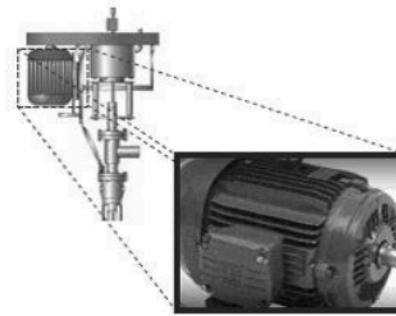


Figura 3.13. Motor en superficie

### 3.5.1.2. Cabezal de rotación

Es el encargado de soportar tanto el peso de la sarta de varillas, como el peso generado por la columna de fluidos por el rotor. En los cabezales se identifican tres secciones: la ventana del cabezal, la cámara de rodamientos y la cámara de prensaestopa.



Figura 3.14. Partes del cabezal

El accionamiento en superficie está constituido por un conjunto de equipos electromecánicos encargados de generar la potencia necesaria y soportar el torque requerido para inducir y mantener en movimiento el conjunto varilla-rotor.

Esta función se logra por un:

- **Motovariador:** Arrancador (mecánico), o bien, por un conjunto
- **Motorreductor:** Variador de Frecuencia (electrónico).

En cuestión de selección entre la variación mecánica o electrónica, cabe resaltar que esta última muestra ventajas importantes como menores costos de operación y mantenimiento, pocos puntos de falla y fácil monitoreo.

En esta forma, el fluido en su trayectoria hacia la superficie llega hasta la “T” de flujo donde se canaliza hacia la línea de escurrimiento.

### 3.5.1.3 Estopero

Permite el giro de la varilla pulida en su interior, proporcionando un sello que impide la fuga de fluidos a la superficie.

### 3.5.1.4 Varilla pulida

Es el medio de conexión entre la caja de engranes y la sarta de varillas de succión.

### 3.5.1.5 Reductor de engranes

Es el sistema de transmisión de potencia del motor a la sarta de varillas. En él, se logra que el movimiento giratorio horizontal de la flecha del motor, se convierta en movimiento giratorio vertical sobre la varilla pulida.

Adicionalmente, constituye el medio para reducir la velocidad de la flecha del motor a una adecuada y variará en función de la relación de diámetros entre la polea montada en la flecha del reductor de engranes.

El movimiento rotatorio de la flecha del motor, se transmite a la del reductor de engranes por medio de **bandas** que corren sobre **poleas**.

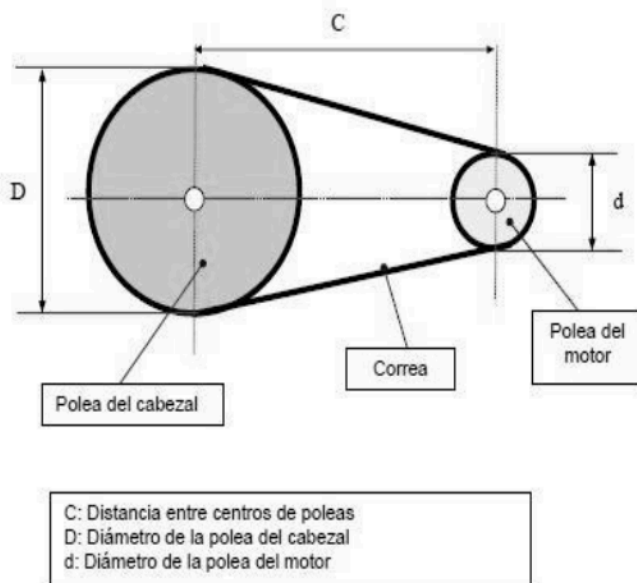


Figura 3.15. Sistema de frenado

### 3.5.1.6 Tablero de control

Es la parte del aparejo a través de la que se alimenta de energía eléctrica al motor, la cual proviene de una línea domestica que en algunos casos necesita del uso de un transformador, para elevar el voltaje de dicha línea hasta el requerido por el motor.

### 3.5.2. Equipos de Subsuelo

Dentro del arreglo de tuberías del pozo es necesario instalar la bomba de cavidades progresivas, así como los accesorios complementarios que nos permitirán ajustar el sistema para su funcionamiento óptimo.

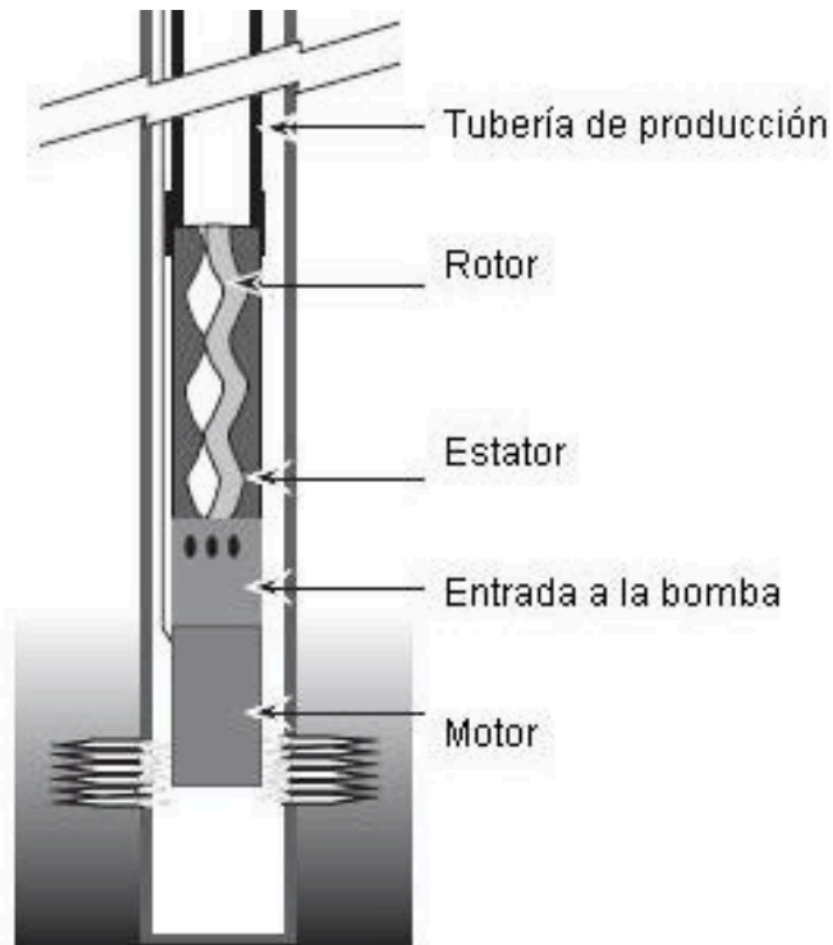


Figura 3.16. Arreglo subsuperficial del sistema

### 3.5.2.1. Sarta de Varillas

Se utilizan para transmitir el movimiento giratorio desde los equipos de superficie al rotor de la bomba. Está diseñada para soportar las cargas mecánicas e hidráulicas del sistema. Según normas de diseño, las varillas en el subsuelo se clasifican en dos tipos básicos de acuerdo a la normatividad del *American Petroleum Institute* (API).

#### 3.5.2.1.1 Varillas que cumplen con normas API

De acuerdo al material de fabricación pueden clasificarse en tres tipos o clases de tuberías: C, D y K.

**Tabla 3.3. Clasificación de varillas API<sup>3</sup>**  
Torques máximos de trabajo (lb/ft)

Grado Ambiente Acero	C	K	D carbón	D aleación	D Especial	D 4330
	No corrosivo 1530 M	Corrosivo 4621 M	No corrosivo 1530 M	No corrosivo 4142 M	Corrosivo 4320 M	No corrosivo 4330 M
5/8"	140	140	200	200	200	200
3/4"	240	240	340	340	340	340
7/8"	380	380	540	540	540	540
7/8" pin 1"	380	380	540	540	540	540
1"	570	570				

**Tabla 3.4. Características de varillas API<sup>4</sup>**

Diámetro API (in)	Área (in <sup>2</sup> )	Peso en el aire (lb/pie)	Constante de elasticidad (in/lb/ft)	Longitud (ft)
5/8	0.307	1.13	1.270 x 10 <sup>-6</sup>	25 ó 30
¾	0.442	1.63	0.883 x 10 <sup>-6</sup>	25 ó 30
7/8	0.601	2.2	0.649 x 10 <sup>-6</sup>	25 ó 30
1	0.785	2.88	0.497 x 10 <sup>-6</sup>	25 ó 30
1 1/8	0.994	3.67	0.393 x 10 <sup>-6</sup>	25 ó 30

<sup>3</sup> Información Técnica Varillas de bombeo API para torques bajos Tenaris Tamsa, [http://www.tenaris.com/sp/shared/varillas\\_m\\_pcp\\_api.asp](http://www.tenaris.com/sp/shared/varillas_m_pcp_api.asp)

<sup>4</sup> Información Técnica Varillas de bombeo API Tenaris Tamsa, [http://www.tenaris.com/sp/shared/varillas\\_pcp.asp](http://www.tenaris.com/sp/shared/varillas_pcp.asp)



### 3.5.2.1.2. Varillas que no cumplen con normas API

- **Varillas Electra:**

Son fabricadas con acero de gran resistencia, generalmente se utilizan en pozos donde las varillas convencionales API experimentan frecuentes fallas.

- **Varilla Continua COROD**

Es una sarta continua de varillas que no tienen cuellos ni pasadores, y los diámetros son de 1/16" en vez de 1/8" como lo indican las normas API, sin embargo, la metalurgia si cumple con dichas normas.

- **Varillas de Fibra de Vidrio**

Para facilitar su estudio se presentan ciertas ventajas y desventajas comparándose con las convencionales API fabricadas con acero.

#### **Ventajas:**

- ✓ Su bajo peso reduce las cargas y consumo de energía en los equipos superficiales
- ✓ Reducción de fallas por corrosión
- ✓ Si existe potencia adicional, la producción puede ser incrementada porque permite la instalación de la bomba a mayores profundidades

#### **Desventajas:**

- × No son recomendadas para pozos direccionales o altamente desviados
- × La temperatura máxima de diseño es de 200 °F
- × El torque en el cuerpo está limitado a 100 lb/ft en las varillas de 1"
- × Dificultad en las operaciones de pesca
- × El espaciamiento de la bomba es dificultoso

La selección de varillas a utilizar va a ser directamente en base al torque que se tenga en el arreglo de tuberías. Para eso se muestra en la siguiente tabla la recomendación de varillas para cada caso que pudiera presentarse.

**Tabla 3.5. Tipo de varilla de succión recomendada para diferentes torques<sup>5</sup>**

Requerimiento	Varilla Recomendada
<b>Bajo torque</b> (140 – 570 lb/ft)	Varilla API
<b>Mediano torque</b> (Hasta 1,000 lb/ft)	Varilla Hueca PCPRod 1000 Varilla API de gran diámetro Varilla Premium
<b>Alto torque</b> (Hasta 2,120 lb/ft)	Varilla Hueca PCPRod 1000 Varilla API para altos torques Varilla Premium de gran diámetro
<b>Muy alto torque</b> (Hasta 2,500 lb/ft)	Varilla Hueca PCPRod 2500

### 3.5.2.2. Tubería de Producción

Serie de tubos por donde se desplazan los fluidos provenientes de la formación desde el fondo hasta la superficie.

### 3.5.2.3. Bomba

Las bombas de cavidades progresivas pueden clasificarse de distintas formas tomando en consideración su colocación, instalación o geometría.

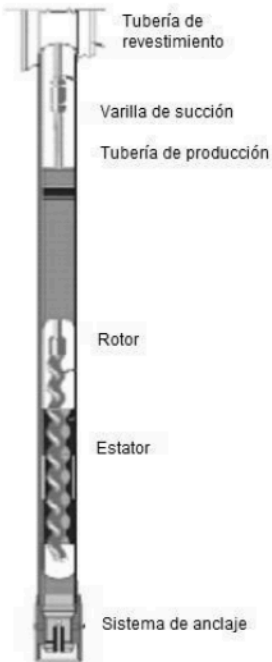
<sup>5</sup>Compendio de varillas de succión para pozos con cavidades progresivas. Tenaris TAMSA, México, 2008  
[http://www.tenaris.com/sp/shared/varillas\\_pcp.asp](http://www.tenaris.com/sp/shared/varillas_pcp.asp)

### 3.5.2.3.1. Por su instalación:

- **Insertables.** El estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados a manera de ofrecer un conjunto único. Este se baja al pozo con la sarta de varillas hasta conectarse a una zapata o niple de asiento instalado previamente en la tubería de producción.



Figura 3.17. BCP insertable



- **Tubulares:** El rotor y estator son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja al pozo conectado a la tubería de producción, y el rotor se baja con la sarta de varillas. En general, esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe recuperar toda la terminación del pozo.

Figura 3.18. BCP tubular

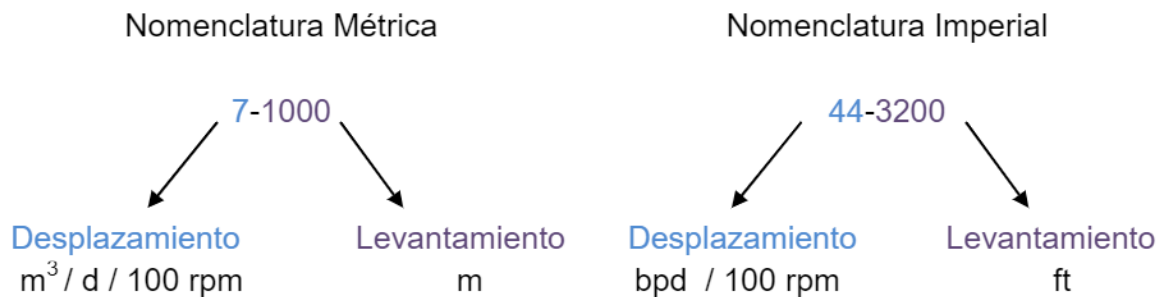
### 3.5.2.3.2. Por su geometría:

- **Simple:** Son aquellas en las cuales el número de lóbulos de rotor es de 1, mientras que el del estator es de 2 lóbulos (relación 1:2)
- **Multilobulares:** Ofrecen rotores de dos o más lóbulos en estatores de tres o más (relación 2:3, 3:4, etc.) Estas bombas ofrecen mayores caudales en comparación con las simples.



Figura 3.19. Geometrías de BCP.

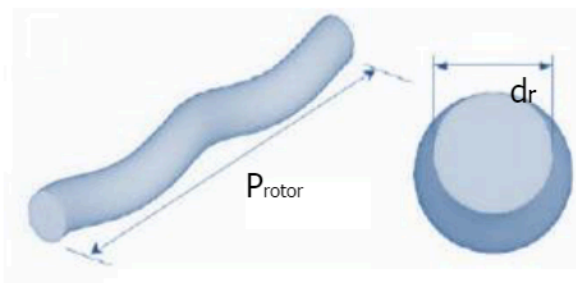
Las bombas de cavidades tienen diversas nomenclaturas de acuerdo principalmente a su capacidad de desplazamiento y de levantamiento. A continuación se mencionan los dos principales métodos para clasificarlas.



### 3.5.2.4. Rotor

Tiene forma de tornillo sin fin, se conecta a la sarta de varillas las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie. Está constituido por acero de alta resistencia y un cromado externo (lo que lo hace resistente a la abrasión).

La capa de cromo varía según el fabricante. Los rotores se mecanizan con varios diámetros, y se recubren de varios espesores de cromado. Las variaciones de estos dos parámetros, diámetro y espesor, son los que permiten un ajuste fino de la interferencia y sus dimensiones dependerán del posible hinchamiento del elastómero debido a la presión, temperatura y naturaleza de los fluidos.



$$d_{menor} = d_r$$

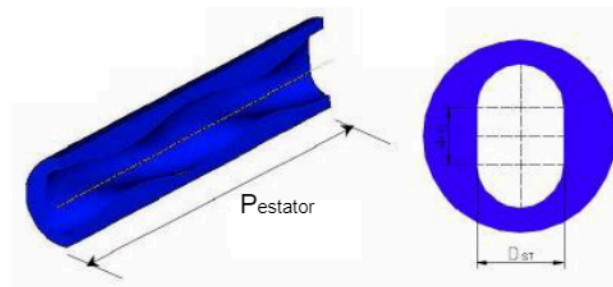
$$d_{mayor} = 2e + d_r$$

Figura 3.21. Geometría del rotor

### 3.5.2.5. Estator

Es un cilindro de acero revestido internamente con un elastómero sintético (polímero de alto peso molecular) moldeado en forma de doble hélice y adherido fuertemente a dicho cilindro.

El proceso de fabricación del estator consiste en la inyección del elastómero al tubo. Como primer paso se recubre la superficie interna del estator con un adhesivo, y posteriormente se inyecta el polímero a alta presión y temperatura entre la camisa de acero y un núcleo, el cual es similar a un rotor de dos lóbulos.



$$d_{menor} = d_{estator}$$

$$d_{mayor} = 4e + d_{estator}$$

Figura 3.22. Geometría del estator

### 3.5.2.6. Elastómero

Son la base del sistema de cavidades progresivas, puesto que este componente se moldea al perfil de doble hélice del estator, con lo cual si determinamos correctamente el tipo y los materiales a usar la vida del sistema como un conjunto se prolongará beneficiando en lo económico y técnico al proyecto.

De acuerdo a las condiciones del pozo (temperatura, contenido de aromáticos, porcentaje de agua, etc.), se debe tomar la decisión de los materiales convenientes a utilizar para la selección del elastómero.

Algunas de las características que deben cumplir los elastómeros son:

- **Elasticidad:** Fuerza requerida por unidad de superficie para estirar una unidad de longitud
- **Dureza:** Fuerza requerida para deformar la superficie del elastómero
- **Resistencia al corte:** Fuerza necesaria para cortar la muestra en condiciones ASTM (*American Society for Testing and Materials*)
- **Resiliencia:** Velocidad para volver a su forma original, y poder volver a sellar las cavidades
- **Permeabilidad:** Para evitar la descompresión explosiva, en paros de producción de pozos con gas libre en la succión de la bomba

Debido a las condiciones a las que se encontrarán expuestos durante su vida productiva, los elastómeros dentro de la industria petrolera están fabricados a partir de tres compuestos químicos.

#### **3.5.2.6.1. Nitrilo (NBR)**

Fabricado por la copolimerización del butadieno y el acrilonitrilo (ACN). La adición del ACN incrementa la resistencia a la degradación a causa del contacto con fluidos “polares” tales como el aceite.

Características:

- A mayor porcentaje de acrilonitrilo (ACN), se tendrá mayor resistencia a los aromáticos y al CO<sub>2</sub>
- A mayor porcentaje de carbono, tendremos mayor resistencia mecánica
- Baja resistencia al H<sub>2</sub>S
- Es un material oleófilo, ya que tiende a absorber petróleo
- Tiene baja resistencia al agua caliente

#### **3.5.2.6.2. Nitrilo Hidrogenado (HNBR)**

Simplemente la hidratación del nitrilo para tener una mayor saturación de H<sub>2</sub>. Este proceso reduce el número de enlaces dobles resultando en un polímero más resistente a la degradación química y por temperatura.

Características:

- Buena resistencia al H<sub>2</sub>S, el hidrógeno satura el triple enlace del ACN
- Muy buena resistencia a la temperatura
- Descompresión explosiva: pobre
- Baja resistencia a los aromáticos y al CO<sub>2</sub>

### 3.5.2.6.3. Fluoroelastómeros(FKM)

Los compuestos relacionados no tienen nada que ver con el nitrilo. Son extremadamente resistentes a la degradación química y la temperatura, pero carecen de las propiedades físicas del nitrilo.

Características:

- Excelente resistencia a los aromáticos y al CO<sub>2</sub>
- Excelente resistencia a la temperatura
- Baja resistencia al H<sub>2</sub>S
- Descompresión explosiva muy pobre
- Difícil de moldear para sistema de cavidades progresivas

A continuación se muestra una tabla comparativa de los elastómeros comercializados por R&M Energy Systems, en los cuales se tienen los parámetros básicos a considerar.

**Tabla 3.6. Tabla comparativa de materiales para elastómeros<sup>6</sup>**

Modelo	Nivel de Acrilonitrilo	Resistencia a fluidos aromáticos producidos	Resistencia al H <sub>2</sub> S	Descompresión explosiva	Presencia de agua	Temperatura de fondo máxima permisible (°F)
UF102 NBR	Medio	4	6	1	10	175
UF103 NBR	Medio	4	6	6	10	175
UF136 NBR	Muy alto	6	3	10	10	175
UF158 HNBR	Muy alto	8	9	8	10	250
UF167 HNBR	Alto	7	10	8	10	250
EX531 FKM	No aplica	10	3	2	10	375

Escala: 2 - No recomendable 4 – Aceptable 6 - Bueno 8 - Muy bueno 10 - Excelente

<sup>6</sup> "Industry Leading Elastomer Technology publicado por Moyno Inc. (USA, 2003)  
[http://www.rmenergy.com/pdfs/moyno\\_elast.pdf](http://www.rmenergy.com/pdfs/moyno_elast.pdf)



### 3.5.2.7. Niple de Paro

Es un tubo de pequeña longitud el cual se instala bajo el estator (bombas tubulares) y cuyas funciones principales son: servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciamiento del mismo e impedir que el rotor y/o varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de éstas últimas.



Figura 3.23. Niple de paro

### 3.5.2.8. Accesorios extras

#### 3.5.2.8.1. Separadores de gas estáticos o anclas de gas

Dependiendo de su geometría pueden ser excéntricos o concéntricos.

#### 3.5.2.8.2. Separadores de gas dinámicos

Los fluidos pesados deben dirigirse hacia las paredes exteriores y dejar que el gas libre migre hacia el centro de la cámara. El gas libre es físicamente separado del resto de los fluidos al final del separador. El fluido rico en líquidos es dirigido hacia la toma de la bomba, mientras que la rica de gas es venteadada al espacio anular.



Figura 3.24. Separador de gas dinámico

### 3.5.2.8.3. Niples de asiento

Con la finalidad de detectar agujeros o uniones defectuosas en la sarta de tuberías es importante realizar una prueba de presión durante la operación de bajada de la misma. Para realizar esta prueba, se instala un niple sobre el estator de la bomba en el cual se coloca una válvula fija con pescante, la cual es fácil de remover.

### 3.5.2.8.4. Niple de drenaje

Se utiliza para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba. La mayoría, se activan aplicando presión interna a la tubería de producción.

### 3.5.2.8.5 Ancla Antitorque

Este equipo se conecta debajo del niple de paro y se fija al la tubería de revestimiento mediante cuñas verticales. Al arrancar la bomba, el torque generado hace que las cuñas se aferren al tubo impidiendo el giro del estator.

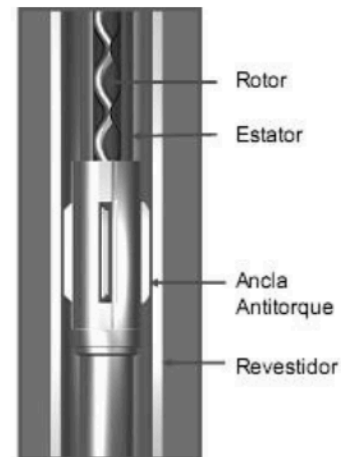


Figura 3.25. Ancla antitorque

### 3.5.2.8.6. Centralizadores de varilla

Colocados en las uniones o cuellos de las varillas, su función es mantener centralizada la sarta y evitar que haga contacto con la superficie interna de la tubería de producción.



Figura 3.26. Centralizadores de varilla

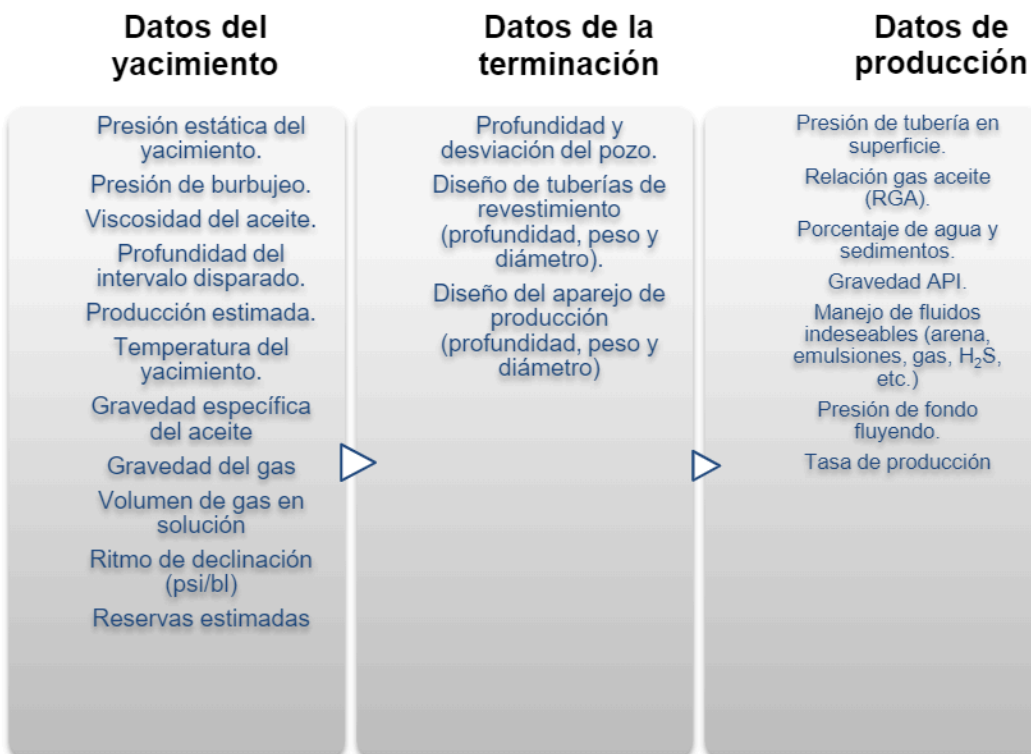
Dentro del siguiente capítulo se explicará brevemente las bases para la selección y diseño de los componentes del sistema, tanto los equipos en superficie como en el subsuelo ya que en el mercado existen gran cantidad de modelos y fabricantes con distintas especificaciones los cuales se deberán elegir de acuerdo a las condiciones que presente el pozo en cuestión.

## **4. Diseño del sistema**

Dentro de la industria petrolera una fase de la cadena de valor es el diseño de las operaciones a realizar en un pozo desde la etapa de exploración hasta el periodo de explotación. Para ello, se deben revisar parámetros básicos como: las condiciones del yacimiento, los fluidos producidos en el mismo, datos de nuestro aparejo de producción, entre otros.

De no ser así, se corren riesgos de perder grandes inversiones que afectarán las utilidades de la empresa dando como resultado en el peor de los casos, el abandono o taponamiento de pozos debido a malas decisiones desde las etapas tempranas. Este capítulo intenta dar una guía de cómo diseñar un aparejo de cavidades progresivas para obtener los mejores resultados una vez que se ha decidido implementar este sistema artificial en uno o varios pozos de un campo.

En el inicio, parte de la información previa requerida para poder llevar a cabo un buen diseño de las instalaciones a utilizar podemos distinguir las siguientes:



La selección óptima de una bomba de cavidades progresivas comienza por la determinación de dos parámetros fundamentales:

1. La presión que la bomba debe suministrar de manera que pueda llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie (head o levantamiento)
2. La tasa de producción total que deberá desplazar la bomba. (Dado por la sumatoria de los volúmenes de aceite, gas y agua a condiciones de bomba).

Cabe mencionar que la selección del elastómero es primordial ya que como se ha mencionado debe ser realizada con base a los ensayos de laboratorio y las exigencias del medio donde será instalada la bomba.

#### **4.1. Parámetros para la selección de la bomba**

Todas las bombas tienen sus limitaciones, por lo cual es necesario adaptar cuidadosamente la bomba al pozo candidato. Las bombas son adaptadas a tuberías de 2 3/8", 2 7/8", 3 1/2" y 4" con gastos de hasta 4 mil barriles diarios. Cada fabricante ofrece un rango de bombas para trabajar en diferentes condiciones, sin embargo, existen 3 puntos clave que debemos tener en cuenta:

##### **4.1.1. Terminación y perfil del pozo**

De acuerdo a su capacidad las bombas pueden bajarse en tuberías de revestimiento desde 4 1/2". Su comportamiento de bombeo no se altera por la inclinación en pozos desviados aunque las varillas deben ser bajadas con protectores. Debe reservarse suficiente espacio anular con la tubería de revestimiento, para estar preparados en caso de bajar herramientas o hacer alguna pesca.

#### **4.1.2. Datos del yacimiento**

En base a la obtención de la curva de afluencia al pozo, se podrá establecer el mejor ritmo de producción de acuerdo con la capacidad de la formación para aportar fluidos.

#### **4.1.3. Características de los fluidos a levantar**

##### **4.1.3.1. Gravedad y viscosidad del petróleo**

El petróleo pesado y viscoso genera caídas de presión en la tubería de producción, las cuales deben ser absorbidas por la bomba, ya que en la medida que el petróleo sea más pesado y viscoso afectara su desenvolvimiento. La alta viscosidad incrementa el valor del torque de las varillas en la tubería.

La selección de la bomba, sarta de varillas y el motor, dependen del estudio de las caídas de presión y resistencia al torque. Por consiguiente, la viscosidad del crudo debe ser evaluada en laboratorio previamente con el propósito de conocer con precisión las caídas de presión por fricción.

##### **4.1.3.2. Presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S**

A pesar de que los elastómeros con que se construye el estator toleran ciertos gases, siempre es recomendable realizar pruebas de compatibilidad inicial para evitar daños prematuros y prolongar su tiempo de vida.

##### **4.1.3.3. Contenido de gas en el fluido de formación**

De acuerdo al principio de funcionamiento de las bombas, pueden transportar fluidos multifásicos con alta RGA a la entrada, pero deben instalarse en el pozo a un nivel por encima de la profundidad donde la presión es aproximadamente igual a la presión de burbuja, aunque debe tenerse mucha precaución en el diseño, ya que a ese nivel el volumen es mayor.

#### **4.1.3.4. Temperatura del fluido**

Generalmente la profundidad donde se instala la bomba no excede los 2 mil metros, y por ello las temperaturas son menores a 110 °C, que es la temperatura crítica de los elastómeros de nitrilo.

Sin embargo, en caso de levantar crudos pesados con vapor, la temperatura puede alcanzar los 200 °C, debiendo usar elastómeros especiales.

#### **4.1.3.5. Presencia de aromáticos**

Los elastómeros son muy sensibles al hinchamiento. De acuerdo al contenido de aromáticos se debe seleccionar el elastómero más apropiado.

#### **4.1.3.6. Presencia de arena**

Los fluidos bombeados pueden contener arena pero deben tomarse en cuenta las siguientes precauciones:

- Evitar que la arena se aglomere en la entrada de la bomba
- Evitar que durante el paro no sedimente la arena en la tubería, ya que en el arranque pueden existir problemas

En caso de producción de arena, las bombas son diseñadas con rotores revestidos con cromo y elastómeros muy elásticos.

Una vez que hemos recopilado la información arriba mencionada, nos es posible comenzar con un procedimiento sencillo para diseñar y seleccionar los componentes ideales del sistema de cavidades progresivas de acuerdo a las condiciones de nuestro pozo.



## 4.2. Procedimiento de diseño y selección del sistema

Consiste en el diseño de la terminación de pozos productores de crudo y gas mediante el sistema artificial en cuestión; determinando profundidad, especificaciones técnicas de los equipos requeridos, así como las condiciones de operación para producirlo en óptimas condiciones.

### 4.2.1. Equipos de Subsuelo

#### 4.2.1.1. Selección del Estator

Para conocer si el estator de la bomba es compatible con la tubería de producción, se emplea la siguiente ecuación:

$$d_{max} = d_{TR} - 0.1 \dots\dots (4.1)$$

donde:

$d_{max}$  = Diámetro máximo del estator (in)

$d_{TR}$  = Diámetro interno de la TR (in)

No se debe usar un estator cuyo diámetro externo sea mayor al máximo permisible. En los catálogos de los fabricantes también se muestran los diámetros de las TR's compatibles con los modelos de bomba.

#### 4.2.1.2. Selección del Elastómero

Para la selección del elastómero a utilizar es necesario realizar lo siguiente:

1. Realizar un análisis de Presión, Volumen y Temperatura (*PVT*) de los fluidos producidos para determinar: Viscosidad, Gravedad API, Contenido de Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos.<sup>1</sup>
2. Realizar un estudio de compatibilidad entre el elastómero y los fluidos producidos mediante el cual se evalúa la capacidad mecánica inicial del elastómero y la variación de las propiedades mecánicas en muestras envejecidas.

<sup>1</sup> Véase Tabla 3.4. "Tabla comparativa de materiales para elastómeros" Capítulo 3

**Tabla 4.1. Propiedades de los elastómeros**

Propiedades mecánicas mínimas requeridas	
Hinchamiento	3 – 5 %
Dureza Shore A	55 a 70 puntos
Resistencia Tensil	Mayor a 15 MPa
Elongación a la ruptura	Mayor del 500%
Resistencia a la fatiga	Mayor a 55 Mciclos
Resistencia al corte	Mayor a 4 Kg/mm

#### 4.2.1.3. Selección del Rotor

Para la selección del diámetro del rotor debe considerarse el hinchamiento por efecto de la temperatura de fondo, composición y viscosidad de los fluidos manejados.

Con estos datos se realiza una primera selección del diámetro del rotor utilizando los catálogos de los fabricantes, las experiencias en campo determinarán la selección definitiva.

Se dispone de tres tipos de rotores:

- ✓ De dimensiones estándar
- ✓ Subdimensionado
- ✓ Sobredimensionado

Para la selección, se requiere conocer la temperatura ( $^{\circ}F$ ) y viscosidad dinámica ( $\mu_f$ ) del fluido en centipoises, ya que con estos datos podremos determinar qué tipo de rotor de los arriba mencionados, será el ideal de acuerdo a la grafica siguiente. (Gráfica 4.1.)

Generalmente en aplicaciones petroleras se tiene como dato el valor de la viscosidad cinemática en centistokes. Para encontrar el valor en centipoises se realiza lo siguiente:

Se calcula la Gravedad Específica del Líquido ( $\gamma_L$ ):

$$\gamma_L = f_w \cdot \gamma_w + f_o \cdot \gamma_o \dots\dots (4.2)$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{API+131.5} \dots\dots (4.3)$$

donde:

$\gamma_L$  = Gravedad específica del fluido (adimensional)

$\gamma_w$  = Gravedad específica del agua (adimensional)

$\gamma_o$  = Gravedad específica del petróleo (adimensional)

$f_w$  = Fracción de agua = (WC/100)

$f_o$  = Fracción de petróleo = (100 - WC)/100

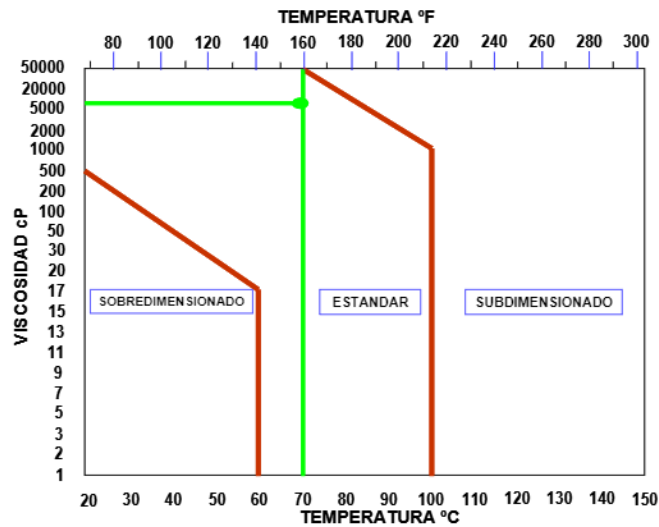
Se calcula la densidad del crudo  $\rho$  :

$$\rho = k * \gamma_L \dots\dots (4.4)$$

$$k = 999,012 \left( \frac{kg}{m^3} \right) \dots\dots (4.5)$$

$$\mu_f (cP) = v \left( \frac{m^2}{s} \right) * \rho \dots\dots (4.6)$$

En la gráfica 4.1, se ubica el valor de la temperatura del yacimiento ( $T_y$ ) en el eje de las abscisas y el valor de la viscosidad dinámica ( $\mu_f$ ) en el eje de las ordenadas. Por ejemplo, si tenemos una viscosidad de 5,000 cp y una temperatura de 160 °F estaremos ubicados en la zona de dimensionamiento estándar.



Gráfica 4.1. Selección del diámetro del rotor<sup>2</sup>.

#### 4.2.1.4. Selección del Niple de Paro

El niple de paro es un accesorio de la bomba y generalmente es de 1' de longitud. Para conocer las dimensiones en cada caso se debe ver el catálogo del fabricante.

#### 4.2.1.5 Selección de la Bomba

##### 4.2.1.5.1 Cálculo del Índice de Productividad

Existen diversos métodos para predecir el comportamiento de flujo al pozo (Vogel, Fetkovich, etc.), sin embargo, para este trabajo se considerará la utilización del modelo matemático de Vogel.

Para yacimientos productores por empuje de gas disuelto liberado ( $P_{wf} < P_b$ ), y suponiendo flujo radial, saturación de agua constante en un medio poroso uniforme e isotrópico; en donde los efectos gravitacionales y de compresibilidad de la formación y el agua no son significativos, Vogel propuso para la determinación de la curva de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo la siguiente relación empírica:

<sup>2</sup> NCT Group. *Modulo de diseño para Bombas de Cavidades Progresivas, Venezuela, 2005*

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ m } \acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots\dots (4.7)$$

donde:

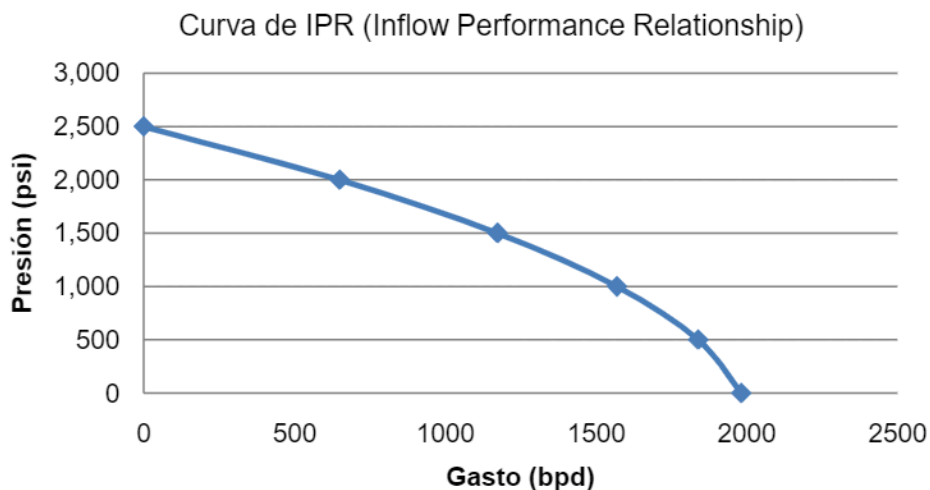
$q_o$  = Gasto de aceite (bpd)

$q_{o \text{ m } \acute{a}x}$  = Gasto máximo de aceite (bpd)

$P_{ws}$  = Presión de fondo estática (psi)

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo (psi)

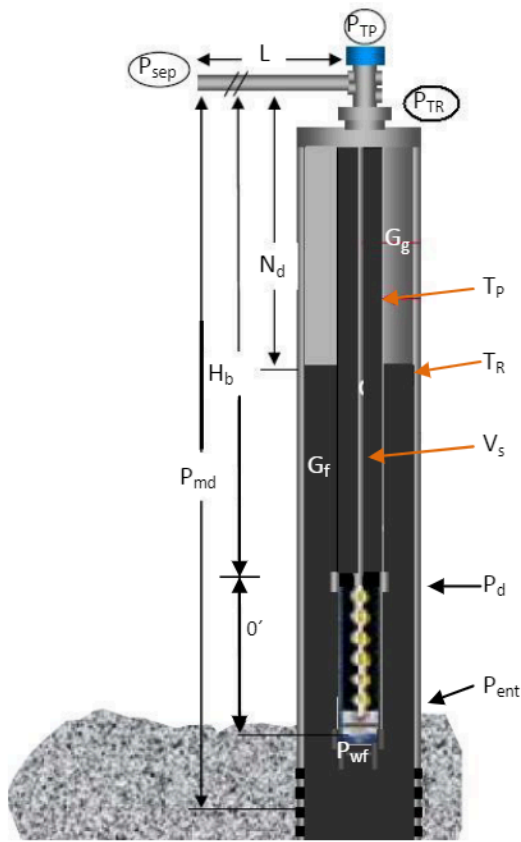
que es la ecuación que representa a la curva adimensional mostrada en la gráfica 4.2. Donde, el gasto de aceite máximo ( $q_{o \text{ m } \acute{a}x}$ ) representa la tasa de flujo cuando la presión fluyente ( $P_{wf}$ ) se hace igual a cero.



Gráfica 4.2. Curva de Vogel para el comportamiento de afluencia.

#### 4.2.1.5.2 Cálculo de la Capacidad Hidráulica de la bomba.

Dos de las variables a considerar en la selección de una bomba de cavidad progresiva la constituyen su capacidad de levantamiento (head) y su desplazamiento volumétrico.



**Nomenclatura**

- T<sub>P</sub>: Tubería de producción
- T<sub>R</sub>: Tubería de revestimiento
- V<sub>s</sub>: Varillas de succión
- P<sub>d</sub>: Presión de descarga
- P<sub>ent</sub>: Presión de entrada
- P<sub>md</sub>: Presión media de los disparos
- N<sub>d</sub>: Nivel dinámico
- L: Longitud línea de escurrimiento
- P<sub>sep</sub>: Presión de separador
- P<sub>TR</sub>: Presión de TR
- P<sub>TP</sub>: Presión de TP
- H<sub>b</sub>: Sumergencia de bomba
- 0': Longitud de la bomba
- G<sub>f</sub>: Gradiente de fluido
- G<sub>g</sub>: Gradiente de gas

Figura 4.3. Configuración del pozo.

El head de la bomba será la exigencia de levantamiento neta que esta deberá suministrar para llevar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie. La siguiente expresión define la capacidad de levantamiento de la bomba:

$$P_p = P_d - P_{ent} \dots\dots\dots (4.9)$$

Como factor de seguridad para determinar la  $P_p$ , se considera un 20 por ciento adicional, es decir:

$$P_{ps} = 1.2 * P_p \dots\dots\dots (4.10)$$

**Presión de Descarga ( $P_d$ ):** Representa la energía o presión requerida para llevar los fluidos desde la profundidad de asentamiento de la bomba hasta la superficie. La componen los siguientes elementos:

- **Presión del Cabezal:** Es la presión necesaria para llevar los fluidos desde el cabezal del pozo hasta el tanque, manifolds, estaciones de flujo, etc., y depende de la presión en estos puntos y de las características de la línea de flujo.
- **Peso de la columna hidrostática:** Es la presión que ejerce la columna de fluidos (en la tubería de producción) sobre la bomba.
- **Pérdidas por fricción:** Es la presión adicional necesaria para vencer las pérdidas a través de la tubería de producción.

**Presión de Entrada ( $P_{ent}$ ):** Es la presión natural del yacimiento a la profundidad de asentamiento de la bomba (admisión) para producir determinada tasa de flujo. Está relacionada en gran medida a la  $P_{wf}$  del yacimiento, por lo cual la forma ideal de estimarla es a partir de la curva de afluencia del pozo (IPR).

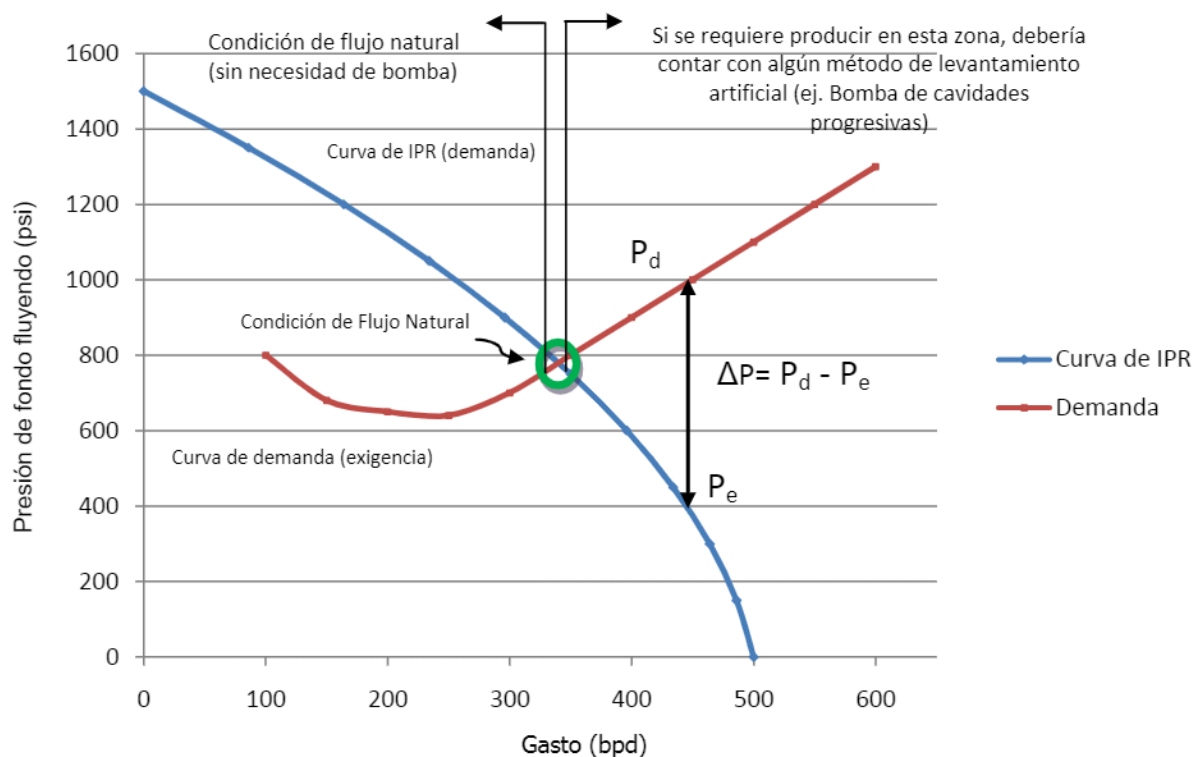


Figura 4.4. Perfil de presiones en la bomba

#### 4.2.1.5.3 Cálculo de la presión de entrada:

Si se dispone de la curva de IPR la presión de entrada puede ser calculada con el uso de la siguiente expresión:

$$P_e = P_{wf} - \{C * \gamma_L * (H_{perf} - H_b)\} \dots \dots \dots (4.11)$$

donde:

- $P_e$  = Presión de entrada (psi)
- $P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo (psi)
- $C$  = Gradiente del agua (0.433 psi/pies)
- $\gamma_L$  = Gravedad específica del líquido (adimensional)
- $H_b$  = Profundidad media de los disparos (pies)
- $H_b$  = Profundidad de entrada de la bomba (pies)

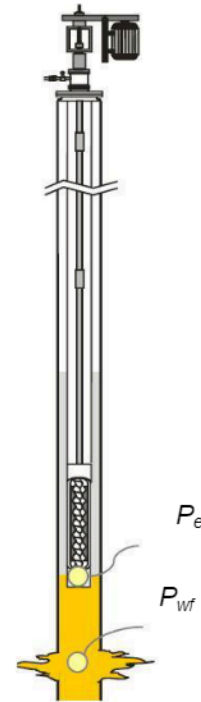


Figura 4.5. Presión de entrada con IPR

De lo contrario, si no se dispone de la curva de IPR la presión de entrada puede ser calculada utilizando la siguiente ecuación:

$$P_e = P_{CHP} + (C_1 * \gamma_g * H_{fl}) + \{C_2 * \gamma_L * (H_e - H_{fl})\} \dots \dots \dots (4.12)$$

donde:

- $P_e$  = Presión de entrada (psi)
- $P_{CHP}$  = Presión en el anular medida en superficie (psi)
- $C_1$  = Gradiente del gas (0.0005 psi/pies)
- $C_2$  = Gradiente del agua (0.433 psi/pies)
- $\gamma_g$  = Gravedad específica del gas (adimensional)
- $\gamma_L$  = Gravedad específica del líquido (adimensional)
- $H_{fl}$  = Profundidad del nivel dinámico (pies)
- $H_b$  = Profundidad de entrada de la bomba (pies)

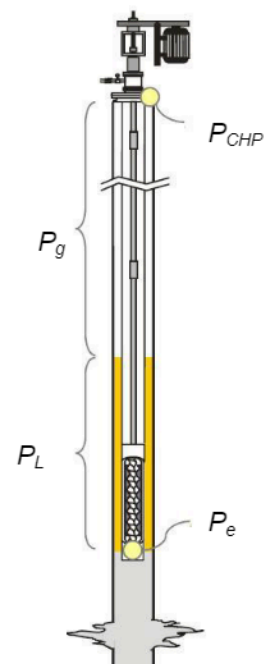


Figura 4.6. Presión de entrada sin IPR



#### 4.2.1.5.4 Cálculo de la presión de descarga

Para facilitar la compresión en esta sección, se considerará flujo monofásico (sólo líquido). Con base en esta premisa, la presión de descarga puede ser estimada mediante el siguiente cálculo:

$$P_d = P_{THP} + P_{columna} + \Delta P_{fricción} \dots \dots (4.13)$$

donde:

$P_d$  = Presión de descarga (psi)

$P_{THP}$  = Presión en la tubería de producción (psi)

$P_{columna}$  = Efecto de la columna hidrostática (psi)

$\Delta P_{fricción}$  = Pérdidas por fricción (psi)

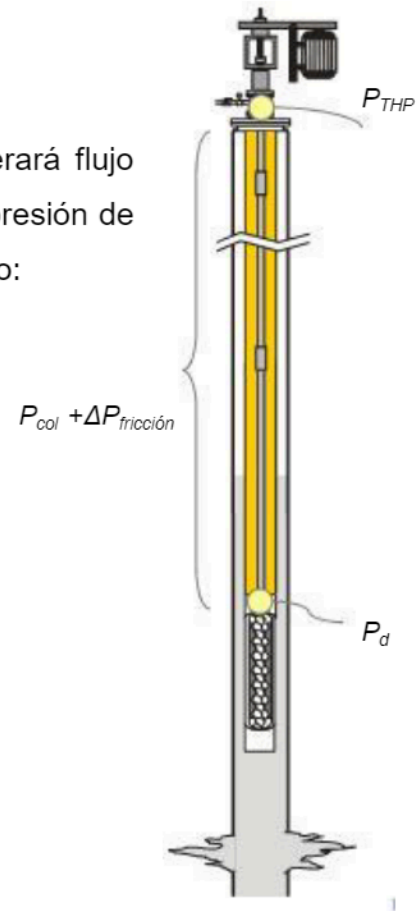


Figura 4.7. Presión de descarga

Asumiendo flujo monofásico, la presión ejercida por la columna de fluido sobre la bomba puede ser estimada por:

$$P_{columna} = C * \gamma_L * L_{tub} \dots \dots (4.14)$$

donde:

$C$  = Gradiente del agua (0.433 psi/pies)

$\gamma_L$  = Gravedad específica del líquido (adimensional)

$L_{tub}$  = Longitud de la tubería (pies)

Respecto a las pérdidas de presión por fricción se deberá calcular el número de Reynolds, el cual nos dará el tipo de flujo existente (laminar o turbulento) y en base a eso utilizar las expresiones correspondientes:

$$RE_{anular} = \frac{C * Q * \rho}{\mu (D_t + D_r)} \dots (4.15)$$

donde:

$RE_{anular}$  = Número de Reynolds (psi)

$Q$  = Gasto de fluido (bls/día)

$\rho$  = Densidad del fluido (lb/ft<sup>3</sup>)

$\mu$  = Viscosidad del fluido (cp)

$D_T$  = Diámetro interno de la tubería de producción (in)

$D_R$  = Diámetro externo de la sarta de varillas (in)

$C$  = Constante (1.478)

Una vez conocido el número de Reynolds, se pueden utilizar las siguientes ecuaciones dependiendo el régimen de flujo que se presente en nuestro pozo:

Flujo Laminar

Flujo Turbulento

Si  $N_{RE} < 2100$

Si  $N_{RE} > 2100$

$$\Delta P_{fricción} = \frac{C_1 * Q * \mu * L_{ab}}{(D_t - D_R)^2 * (D_t^2 - D_R^2)} \dots (4.16)$$

$$\Delta P_{fricción} = \frac{C * Q^{1.8} * \mu^{0.2} * L_{ab} * \rho^{0.8}}{(D_t - D_R)^{1.2} * (D_t^2 - D_R^2)^{1.8}} \dots (4.17)$$

donde:

$\Delta P_{fricción}$  = Pérdidas por fricción (psi)

$L_{tbg}$  = Longitud de la tubería sobre la bomba (pies)

$Q$  = Gasto de fluido (bls/día)

$\mu$  = Viscosidad del fluido (cp)

$D_T$  = Diámetro interno de la tubería de producción (in)

$D_R$  = Diámetro externo de la sarta de varillas (in)

$C_1$  = Constante ( $1.945 \times 10^{-5}$ )

$C_2$  = Constante ( $4.317 \cdot 10^{-4}$ )

Esta expresión calcula de manera bastante apropiada la caída de presión por fricción a largo de la tubería de producción, ya que considera el diámetro interno de la TP, diámetro de las varillas, viscosidad del fluido y la profundidad de asentamiento de la bomba.

#### 4.2.1.5.5 Propiedades de los fluidos a condiciones de bomba.

Los perfiles de presión y temperatura a lo largo del pozo cambiarán dependiendo de la terminación del pozo y de su producción. Estos cambios (especialmente los cambios de presión) tendrán un efecto en las propiedades de los fluidos producidos así como los volúmenes que estos ocuparán a condiciones de fondo de pozo. Para poder diseñar adecuadamente la bomba, se debe considerar el volumen total de fluidos a manejar por ésta a condiciones de fondo de pozo.

Para calcular estos volúmenes hay que partir de una estimación de la presión de entrada. Para calcular la temperatura a condiciones de entrada de la bomba, se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$T_e = T_{wh} + H_e * \frac{(T_{bh} - T_{wh})}{H_{perf}} \dots (4.18)$$

*donde:*

$T_e$  = Temperatura a la entrada de la bomba (°F)

$T_{wh}$  = Temperatura en el cabezal del pozo (°F)

$T_{bh}$  = Temperatura de fondo de pozo (°F)

$H_e$  = Profundidad de la bomba (pies)

$H_{perf}$  = Profundidad de las perforaciones (pies)

Ya que se han estimado las presiones y las temperaturas, se puede proceder al cálculo de volúmenes de petróleo, agua y gas a condiciones de la bomba. Primero es necesario estimar algunas propiedades de los fluidos tales como:

- Relación Gas disuelto – Aceite ( $R_s$ )

Es el volumen de gas atrapado en el aceite

$$R_s = \gamma_g * \left\{ \frac{P_e + 14.7}{18 \times 10^{[0.00091(T_e) - 0.0125(°API)]}} \right\}^{1.204} \dots (4.19)$$

donde:

$R_s$  = Relación gas – aceite ( $ft^3/bbl$ )

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas

$P_e$  = Presión de entrada de la bomba (psi)

$T_e$  = Temperatura de entrada a la bomba (°F)

°API = Gravedad API del petróleo

- Compresibilidad del Gas Factor Z

Relación que define cuanto volumen de gas puede ser comprimido en función de la temperatura y presión.

$$z = A + \frac{1-A}{e^B} + C * P_{pr}^D \dots (4.20)$$

$$A = 1.39 * (T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{pr})P_{pr} + \left[ \frac{0.066}{(T_{pr} - 0.86)} - 0.037 \right] P_{pr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_r-1)}} P_{pr}^6$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{pr}$$

$$D = 10^{0.3106 - 0.49T_{pr} + 0.1824T_{pr}^2}$$

$$P_{pr} = P/P_{pc}$$

$$P_{pc} = 677 + 15.0\gamma_g - 37.5\gamma_g^2$$

$$T_{pr} = (T + 460)/T_{pc}$$

$$T_{pc} = 168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2$$

- Factor de Volumen del Gas ( $B_g$ )

Factor que define cuanto ocupa a condiciones de fondo de pozo una unidad de gas libre (a condiciones normales o de tanque)

$$B_g = 0.005025 \frac{(T_e + 460) * z}{P_e} \dots (4.21)$$

donde:

$B_g$  = Factor de volumen del gas (bl/ft<sup>3</sup>)

$z$  = Factor de compresibilidad del gas

$P_e$  = Presión de entrada de la bomba (psi)

$T_e$  = Temperatura de entrada a la bomba (°F)

- Factor de Volumen del Aceite ( $B_o$ )

Factor que define cuanto ocupa a condiciones de fondo de pozo una unidad de aceite libre (a condiciones normales o de tanque)

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175} \dots (4.22)$$

$$\text{Con } F = R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T_e$$

donde:

$B_o$  = Factor de volumen del aceite (bls/bls)

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas

$\gamma_o$  = Gravedad específica del aceite

$R_s$  = Relación gas – aceite (ft<sup>3</sup>/bbl)

$T_e$  = Temperatura de entrada a la bomba (°F)

- Factor de Volumen del Agua ( $B_w$ )

Factor que define cuanto ocupa a condiciones de fondo de pozo una unidad de agua libre (a condiciones normales o de tanque)

Al tener completas las propiedades de los fluidos anteriores, nos es posible calcular los volúmenes de aceite, gas y agua que deberá transportar la bomba hasta la superficie.

*Volumen de Aceite:* Producción de aceite obtenida en superficie afectada por el factor de volumen del aceite.

$$Q_{o\text{ bomba}} = Q_{o\text{ superficie}} * B_o \dots (4.23)$$

*Volumen de Gas:* Considerando un porcentaje X de gas libre que entrará a la bomba.

$$Q_{g\text{ bomba}} = X\% * Q_{o\text{ superficie}} * (RGA - R_s) B_o \dots (4.24)$$

*Volumen de Agua:* Si consideramos un fluido incompresible, el factor de volumen es igual a 1, por lo tanto:

$$Q_{w\text{ bomba}} = Q_{w\text{ superficie}} * B_w = Q_{w\text{ superficie}} \dots (4.25)$$

Finalmente, el volumen total que manejará la bomba vendrá dado por:

$$Q_{T\text{ bomba}} = Q_{o\text{ bomba}} + Q_{g\text{ bomba}} + Q_{w\text{ bomba}} \dots (4.26)$$

Una vez obtenida la capacidad de levantamiento, la producción estimada y recomendando una velocidad de operación de la bomba de 250 revoluciones por minuto (*rpm*), se selecciona la bomba deseada según los gráficos proporcionados por el fabricante. Para realizar esta selección se deben ejecutar los siguientes pasos:

1. Se ubica en el eje vertical de la tabla la capacidad de levantamiento calculada  $P_{ps}$  (considerando el factor de seguridad del 20 por ciento).
2. Se determina la producción deseada referida a la velocidad (*rpm*) máxima de diseño con la que se construyó la tabla mediante la siguiente expresión:

$$q_t = \frac{RPM(\text{tabla})}{250} * q_o \dots (4.27)$$

3. Se ubica la producción calculada en el punto anterior en el eje horizontal de la figura 4.8.

Considerando la gráfica 4.8 y teniendo los siguientes datos de operación:

- Velocidad de la bomba : 500 rpm
- Gasto de aceite: 800 BPD
- Presión de entrada: 4, 400 psi

La intersección de la línea en verde, identifica la bomba a seleccionar:

Modelo: 48.40-1200

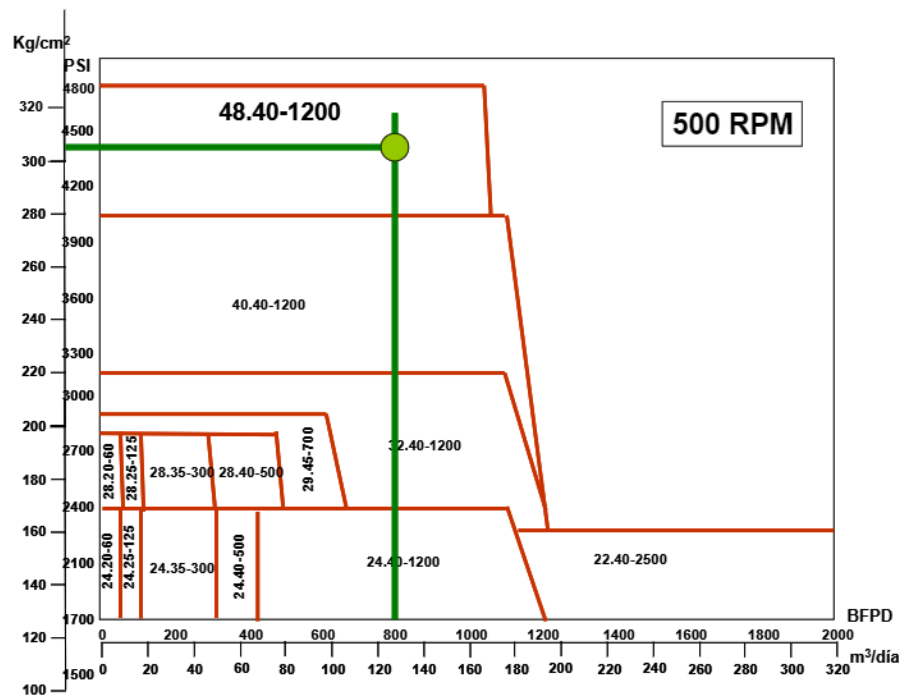


Figura 4.8. Gráfica para selección de bomba<sup>3</sup>

<sup>3</sup> En caso de que no se disponga de la gráfica anterior, y en cambio, se tenga una tabla descriptiva de las bombas disponibles, podría suceder que nos encontremos con dos bombas diferentes que puedan manejar el mismo gasto, pero diferente capacidad de levantamiento. En esta circunstancia la bomba correcta será aquella que cumpla con el valor calculado de  $P_{ps}$ .

Variar el criterio de velocidad de operación del equipo a 250 *rpm* puede determinar el uso de una bomba u otra. Es posible que el analista tome otro criterio según se esté dispuesto a operar el equipo a mayor o menor velocidad, lo cual va a depender de si se poseen accesorios y facilidades para manejar altas velocidades.

Para la selección de la bomba (diámetro externo del estator), siempre se deben considerar las limitaciones existentes por las dimensiones de las tuberías de revestimiento presentes en el pozo.

#### **4.2.1.6 Selección del Tipo de Tubería de Producción.**

Lo más recomendable para la selección de las dimensiones de la tubería de producción es mantener el mismo diámetro a lo largo del pozo. En general, los fabricantes definen para cada tipo de bomba, tablas que relacionan la compatibilidad entre la bomba, la varilla y la tubería de producción.

##### **4.2.1.6.1 Cálculo de los esfuerzos de tensión, torsión y dimensiones de las varillas de succión.**

Una vez diseñado el arreglo de tuberías y la posición de cada elemento del sistema dentro del pozo tendremos que estar al pendiente de los esfuerzos a los que se expondrá cada componente dada la presión interna, tensión, colapso y torsión existente en superficie y al fondo.

##### **4.2.1.6.2 Selección del grado de la varilla.**

Depende de las características de los ambientes de operación. En general, en ambientes corrosivos se requieren varillas grado K y en ambientes no corrosivos se utilizan varillas grado C.



#### 4.2.1.6.3 Dimensiones de la varilla.

Revisar la *tabla 3.4* del capítulo anterior donde se presentan las características principales de las varillas de succión (Diámetro, peso, área efectiva, longitud, etc.)

#### 4.2.1.6.4 Cálculo de las cargas axiales sobre las varillas

La carga axial que soportan las varillas de bombeo está determinada por el peso de las varillas, el efecto de la presión sobre la bomba y por las fuerzas de levantamiento o empuje.

$$L_{carga\ axial} = L_{bomba} + L_{varillas} - F_{levantamiento} \dots\dots (4.28)$$

donde:

$$L_{bomba} = C_1 [(P_d - P_e) * 0.6 * (2D^2 + 13ED_r + 16E^2) - P_d * D_{var}^2]$$

$$L_{varillas} = W_r * L$$

$$F_{levantamiento} = F_a * F_s$$

$$F_a = C_2 * P_{dc} * (D_c^2 - D_r^2)$$

$$F_s = C_3 * L * Q * D_r \left( \frac{\ln(D_r/D_t)}{(D_t^4 - D_r^4)[\ln(D_r/D_t)] + (D_t^2 - D_r^2)^2} \right) \left( D_r + \frac{D_t^2 - D_r^2}{2 * D_r * \ln(D_r/D_t)} \right)$$

donde:

$L_{carga\ axial}$  = Carga axial en la sarta de varillas (lbs)

$L_{bomba}$  = Carga sobre la bomba (lbs)

$L_{varillas}$  = Peso de la sarta de varillas (lbs)

$F_{levantamiento}$  = Fuerza de levantamiento o empuje (lbs)

$C_1$  = Constante (0.79)

$C_2$  = Constante (0.7854)

$C_3$  = Constante ( $6.242 \times 10^{-6}$ )

$D$  = Diámetro del rotor (in)

$P_{dc}$  = Presión diferencial en el acopleo en el centralizador (psi)

$P_e / P_d$  = Presión de entrada y descarga de la bomba (psi)

$E$  = Excentricidad de la bomba (in)

$D_r$  = Diámetro externo de la sarta de varillas (in)

$D_c$  = Diámetro externo del acople o del centralizador (in)

$D_t$  = Diámetro interno de la tubería de producción (in)

$L$  = Longitud de la sarta de varillas (pies)

$Q$  = Gasto de aceite  $\left(\frac{\text{bls}}{\text{día}}\right)$

$\mu$  = Viscosidad (cp)

#### 4.2.1.6.5 Torsión generada por la resistencia al torque

En aplicaciones de bombeo de cavidades progresivas el torque puede ser definido como la energía necesaria para girar el rotor dentro del estator y la sarta de varillas dentro de los fluidos contenidos en la tubería de producción llevándolos hasta la superficie.

En este tipo de sistemas está compuesto principalmente por:

- **Torque por fricción:** requerido para vencer la interferencia entre el rotor y el estator.
- **Torque Hidráulico:** es la energía necesaria para vencer la fuerza originada por el diferencial de presión en la bomba.
- **Torque Resistivo:** se origina por los esfuerzos de corte entre los fluidos producidos y la sarta de varillas, coples y centralizadores.

Para definir el esfuerzo de torsión se hace necesario calcular el torque total que considera los efectos del torque mecánico y torque por fricción según la siguiente expresión:

$$T = T_h + T_f + T_r \dots\dots (4.29)$$

donde:

$T$  = Torque total (N \* m o ft \* lb)

$T_h$  = Torque hidráulico (N \* m o ft \* lb)

$T_f$  = Torque por fricción (N \* m o ft \* lb)

$T_m$  = Torque resistivo (N \* m o ft \* lb)

El torque por fricción depende de la interferencia rotor/estator, tipo de rotor, grosor del cromo, del elastómero utilizado, de la geometría y longitud de la bomba y de las propiedades de los fluidos producidos. Este valor se obtiene de los ensayos en el banco de pruebas.

El torque hidráulico ( $T_h$ ) es directamente proporcional al diferencial de presión en la bomba y al desplazamiento de la misma.

$$T_h = C \times V \times \Delta P \dots\dots (4.30)$$

donde:

$C$  = Constante (métrico: 0.111 o Imperial: 0.00897)

$V$  = Desplazamiento de la bomba ( $m^3/d$  /rpm )

$\Delta P$  = Diferencial de presión (kPa o psi)

El torque resistivo ( $T_r$ ) depende principalmente del espacio anular entre la tubería de producción y la sarta de varillas, de la geometría de los centralizadores y acoples, de la viscosidad de los fluidos producidos y la velocidad de operación de la bomba.

$$T_r = \frac{C \cdot (D_r^2) \cdot (D_t^2) \cdot L \cdot \mu \cdot N}{(D_t^2) - (D_r^2)} \dots\dots (4.31)$$

donde:

$C$  = Constante (Imperial:  $4.77 \times 10^{-8}$ )

$D_r$  = Diametro de la sarta de varillas, coples, centralizadores (in )

$D_t$  = Diametro interno de la tubería de producción (in)

$L$  = Longitud de la sarta de varillas (ft)

$\mu$  = Viscosidad del fluido (cp)

$N$  = Velocidad de rotación (rpm)

Esta expresión es válida para regímenes de flujo laminar y turbulento. Para fluidos de baja viscosidad (< 1000 cp) el torque resistivo puede ser despreciado (ej. crudos ligeros, pozos que producen con alto corte de agua, relativa temperatura de fondo, etc.)

La potencia requerida para accionar la bomba es función directa del torque total y puede ser estimada mediante la siguiente expresión:

$$P_b = C \times N \times T \dots\dots (4.32)$$

donde:

$P_b$  = Potencia requerida por la bomba (Kw o HP)

C = Constante (métrico: 0.000105 o Imperial: 0.000191)

N = Velocidad de bombeo (rpm)

T = Torque total (N \* m o ft \* lb)

#### 4.2.1.7 Selección del Ancla de Gas.

En aquellos casos donde la separación de gas natural no es suficiente y la viscosidad del fluido lo permite, se recomienda el uso de un separador estático de gas (ancla de gas).

Uno de los factores por los cuales no se aplica un separador dinámico en pozos con bombeo por cavidades progresivas es porque las velocidades de rotación alcanzadas son muy bajas y no permiten accionar eficientemente el separador centrífugo.

#### 4.2.2. Equipos de Superficie.

##### 4.2.2.1 Cálculo de Potencia y Selección del Motor.

Una vez seleccionada la bomba, se toma su curva de comportamiento correspondiente. Esta curva varía dependiendo del fabricante, pero en general con ella podemos calcular los requerimientos de potencia al motor ( $HP_c$ ) y la velocidad de rotación (rpm) necesaria para producir el gasto de aceite ( $q_o$ ) para el diseño. (Ver Figura 4.9).

La potencia del motor considerando los esfuerzos combinados, también puede ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$HP = \frac{T_c * RPM}{63024} \dots\dots (4.33)$$

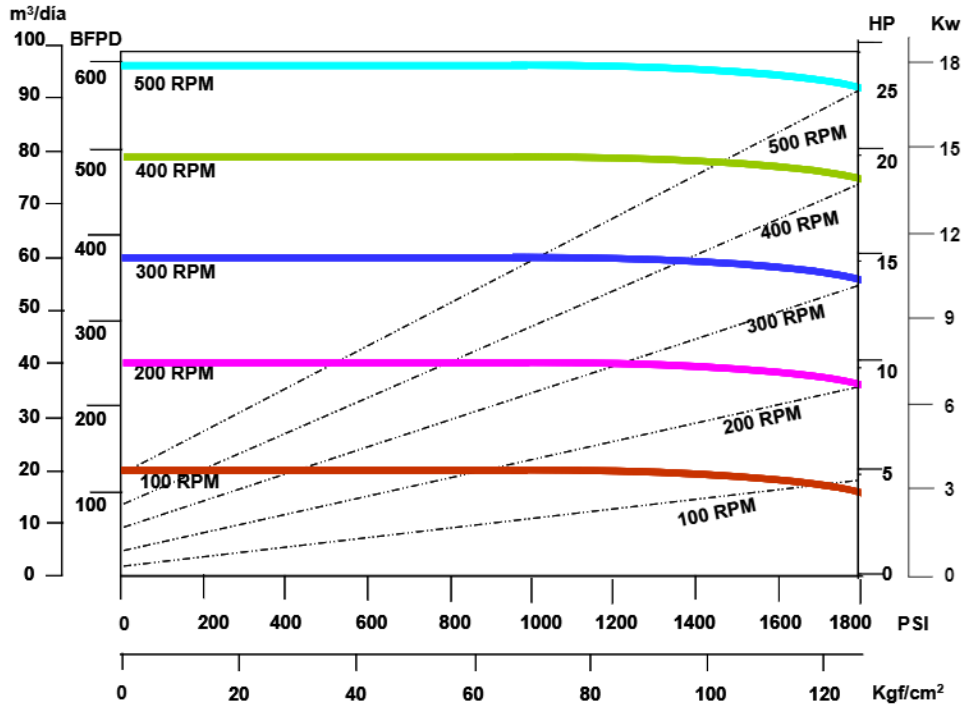


Figura 4.9. Gráfica para selección de motor en superficie

donde:

HP = Potencia del motor (kW)

$T_c$  = Torque combinado (lb/in)

RPM = Velocidad de rotación (rpm)

A la potencia calculada se deben aplicar los siguientes factores de seguridad según el caso.

- Equipo accionado por motovariador mecánico considera un factor de seguridad de 20 por ciento correspondiente a pérdidas por poleas, correas y rodamientos:

$$HP_{mv} = HP * 1.2 \dots\dots (4.34)$$

- Equipo accionado por motorreductor considera un factor de seguridad de 10 por ciento correspondiente a pérdidas por rodamientos:

$$HP_{mr} = HP * 1.1 \dots \dots (4.35)$$

#### 4.2.2.2 Selección del Cabezal de Rotación

Para seleccionar el cabezal de rotación que transmitirá movimiento al conjunto de varillas de succión se deberá conocer la carga axial que soportará desde la superficie. Con este valor se consulta la gráfica del fabricante, (en este caso tomaremos de ejemplo la Marca Geremia de Weatherford) convirtiendo el valor de la carga axial de libras a toneladas.

En los catálogos comerciales las gráficas de selección, utilizan como parámetros la vida útil del cabezal en el eje de las abscisas y la velocidad de rotación en el de las ordenadas como se muestra en la siguiente figura. Un punto importante a considerar es que a mayor carga soportada el desgaste del cabezal se acelerará.

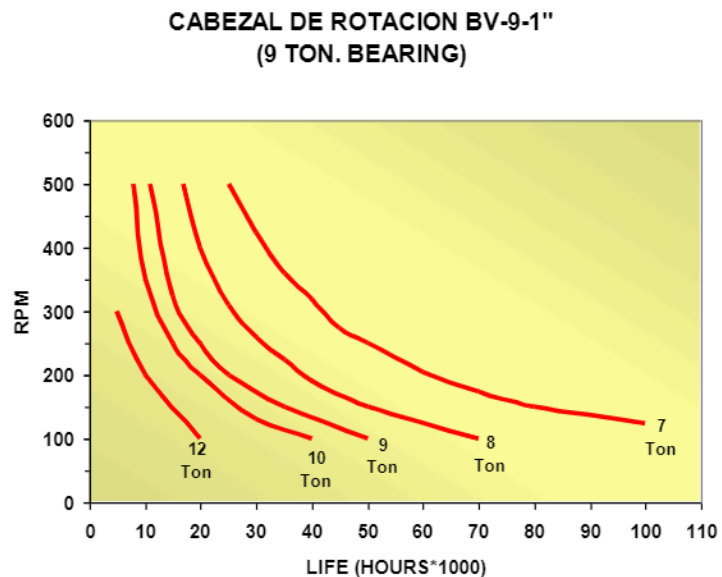


Figura 4.10. Gráfica de vida útil del cabezal de rotación.

### 4.3 Análisis de sensibilidad para el desempeño de la bomba

#### 4.3.1 Fracción de gas libre vs. Presión

La fracción de gas libre a la entrada de la bomba es una variable determinante en el funcionamiento y en la factibilidad de aplicar el método BCP y además es altamente dependiente de la Relación Gas-Aceite ( $RGA$ ), la relación de solubilidad ( $R_s$ ), la presión y la temperatura.

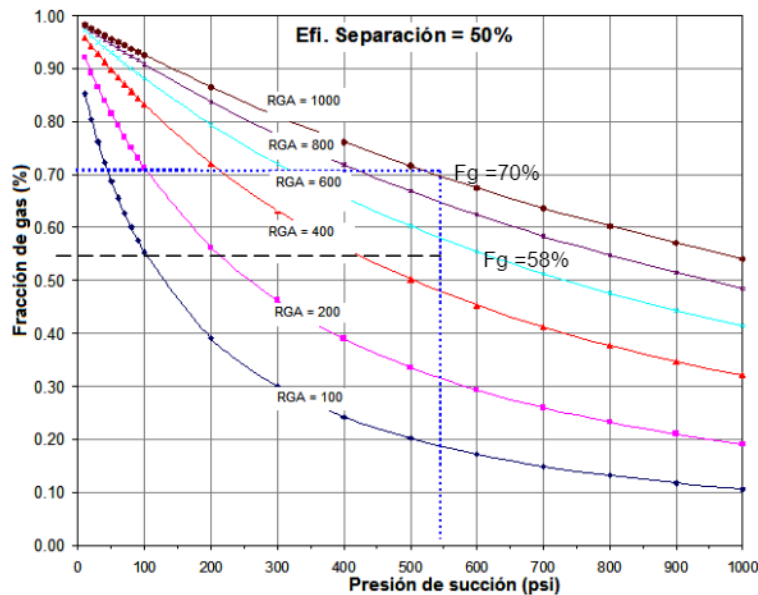


Figura 4.11. Gráfica de fracción de gas libre contra presión

De la gráfica 4.11 se presenta:

- Fracción de gas libre ( $F_g$ ) en función de la presión de entrada a la bomba
- Sensibilidad a la Relación Gas-Aceite ( $RGA$ )
- Eficiencia de Separación Constante

La misma muestra por ejemplo que para una diferencia de  $RGA = 400 \text{ m}^3/\text{m}^3$  (Línea desde el valor de 600 a 1000) puede llegar a representar una diferencia de aproximadamente 12 por ciento en la fracción libre de gas para una presión de entrada constante de 550 psi y una eficiencia de separación constante del 50 por ciento.

### 4.3.2. Relación Gas Aceite (RGA) vs. Gasto de Aceite

En esta sección se presenta el efecto de la Relación Gas-Aceite (la cual es directamente proporcional a la fracción de gas libre a la entrada de la bomba) contra el gasto de aceite producido.

En la gráfica 4.12 se presenta:

- Gasto de aceite ( $q_o$ ) en función de la presión de entrada a la bomba.
- Sensibilidad a la Relación Gas-Aceite (RGA).
- Eficiencia de Separación Constante.

La figura muestra que para este caso una diferencia en la RGA =  $800 \text{ m}^3/\text{m}^3$  (desde el valor de RGA de 400 a 1,200) representa una reducción en la producción de 100 bpd.

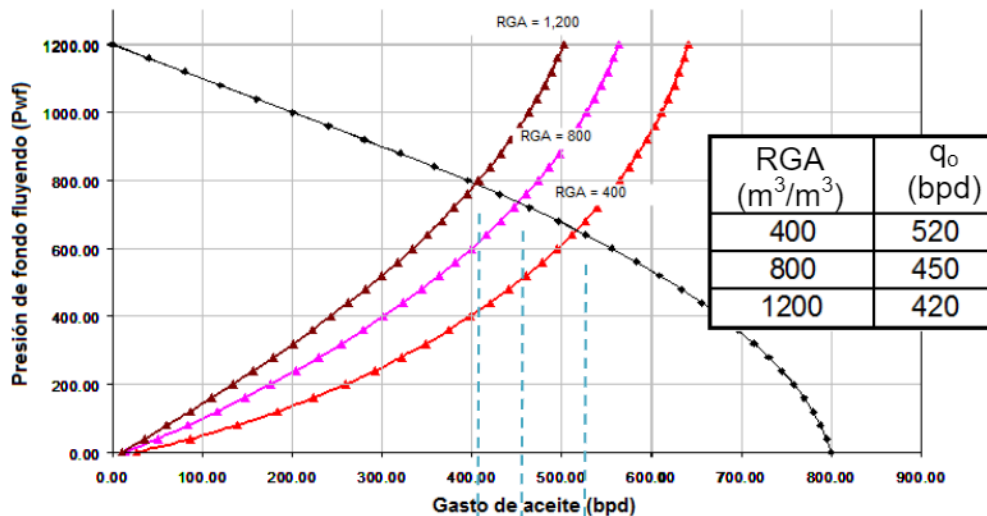


Figura 4.12. Gráfica de relación gas-aceite contra gasto de aceite

En conclusión, al realizar la sensibilidad a la Relación Gas-Aceite (RGA) se observa que a medida que esta aumenta se reduce el gasto de aceite manejable por la bomba. Este fenómeno ocurre debido a que hay mayor cantidad de gas a la entrada de la bomba lo que reduce su eficiencia volumétrica, ya que el espacio que ocupa el gas debería ser ocupado el crudo (todo esto a una eficiencia de separación constante).



### 4.3.3 Eficiencia de Separación vs. Gasto de Aceite

Como se explicó anteriormente, el aumento en la Relación Gas-Aceite reduce notablemente el gasto de aceite producido. Por ello, es necesario evaluar la sensibilidad a dicha eficiencia de separación.

En la figura 4.13 se presenta:

- Gasto de aceite ( $q_o$ ) en función de la presión de entrada a la bomba
- Diferentes valores de la eficiencia de separación
- Relación Gas-Aceite constante

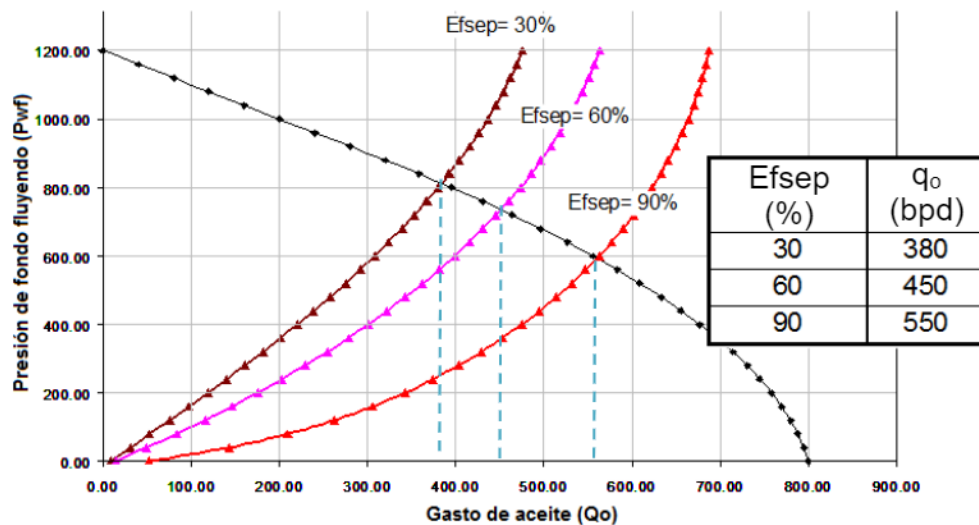


Figura 4.13. Gráfica de eficiencia de separación contra gasto de aceite

La figura 4.13 muestra que para este caso una diferencia en la eficiencia de separación de 60 por ciento (desde el valor de 30 a 90) representa un aumento en la producción de 170 bpd.

En conclusión, al realizar la sensibilidad a la eficiencia de separación se observa que a medida que esta aumenta el gasto de aceite también aumenta. Este fenómeno ocurre ya que hay una reducción en la cantidad de gas a la entrada de la bomba lo que aumenta la eficiencia volumétrica cuando  $RGA=cte$ , de allí se determina la necesidad del uso de separadores o manejadores de gas.

#### 4.3.4. Velocidad de Operación vs. Gasto de aceite

En la figura 4.14 se presenta:

- Gasto de aceite ( $q_o$ ) en función de la presión de entrada a la bomba
- Diferentes valores de la velocidad de operación
- Relación Gas-Aceite constante
- Eficiencia de separación constante

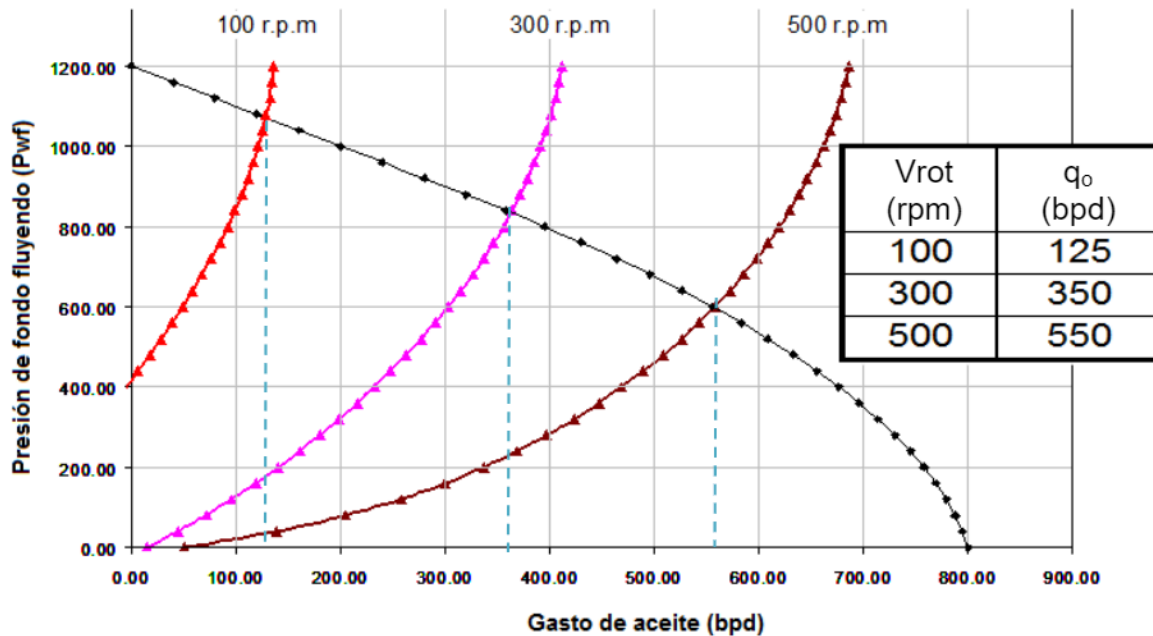


Figura 4.14. Gráfica de velocidad de rotación contra gasto de aceite

La figura muestra que para este caso una diferencia en la velocidad de operación de 400 rpm (desde el valor de 100 a 500) representa un aumento en la producción de 425 bpd.

En conclusión, al realizar la sensibilidad a la velocidad de operación se observa que a medida que esta aumenta el gasto de aceite también aumenta.

Al tener recopilados todos los datos e información necesaria para diseñar el sistema se recomienda hacer uso de un programa desarrollado para esa finalidad. Actualmente, existen en el mercado diversas aplicaciones computacionales tales como BCPI (PDVSA INTEVEP), Win.Petro (PCM), Screw-Pump (Griffin), PC-Pump (C-Fer), entre otros. Con ellos es posible analizar el comportamiento de afluencia del pozo, realizar análisis de sensibilidad y diseñar el sistema entero mediante la base de datos que los fabricantes proveen periódicamente.

Una vez seleccionados los componentes del sistema tanto en superficie como en el subsuelo, es posible llevar a cabo la instalación en campo de acuerdo al programa operativo que se establezca previamente.

En el siguiente capítulo se presentará la instalación de una bomba insertable de cavidades progresivas realizada en el pozo Samaria-815 en base a los fundamentos que se plantearon en las páginas anteriores y con la ayuda del programa PC-Pump.

## **5. Caso práctico: Pozo CU-1**

En este capítulo se presenta el caso práctico realizado en el pozo CU-1 ubicado dentro del Proyecto de Inversión Antonio J. Bermúdez en la Región Sur.

Respecto al uso de sistemas artificiales de producción en este Activo, podemos distinguir que el uso de cavidades progresivas aún está en una etapa de evaluación ya que sólo se cuenta con 5 pozos operando de 8 que tienen instalados este sistema en toda la región. Por ello, considero importante mostrar la situación actual.

En general, los pozos del área de Samaria Terciario tienen problemas de producción dada su compleja geología. Gran parte de su litología está basada en arenas lenticulares, las cuales tienen como característica principal su baja capacidad para almacenar fluidos, y por ello la explotación de pozos en zonas de este tipo se dificulta ya que el crudo migra en forma rápida. El pozo CU-1 presenta esta misma característica geológicamente hablando.

**Tabla 5.1. Sistemas artificiales de producción utilizados en el Campo Samaria**

Sistemas	Sist. Instalados		Programa 2009		Costos		Observaciones
	No	Qo (bpd)	No	Inc. (bpd)	MN/día	(bpd)	
Bombeo electrocentrífugo	1	0	5	900	56,358	114	F/op, falla de equipo
Bombeo hidráulico	1	260	1	100	25,290	51	Prueba tecnológica Samaria 840 exitosa
<b>Bombeo de cavidades progresivas</b>	<b>8</b>	<b>515</b>	<b>15</b>	<b>4,500</b>	<b>15,264</b>	<b>37</b>	<b>Operando 5 equipos</b>
Bombeo mecánico (Rotaflex)	0	0	2	600	11,319	28	Samaria 901, Samaria 922
Bombeo mecánico convencional	1	50	0	0	11,064	18	
Bombeo neumático autoabastecido	1	421	1	300	22,079	33	
Bombeo mecánico (hidroneumático)	3	13	2	100	3,541	9	Operando 1 equipo

Fuente: Activo Integral Samaria Luna, PEP

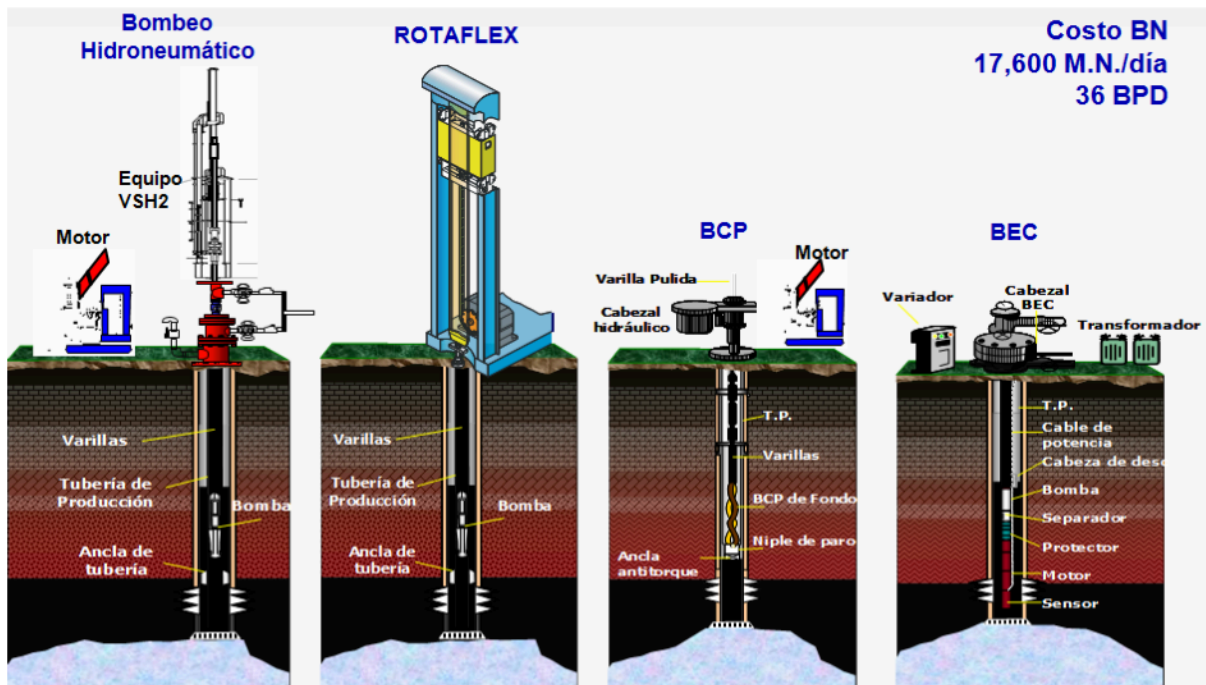
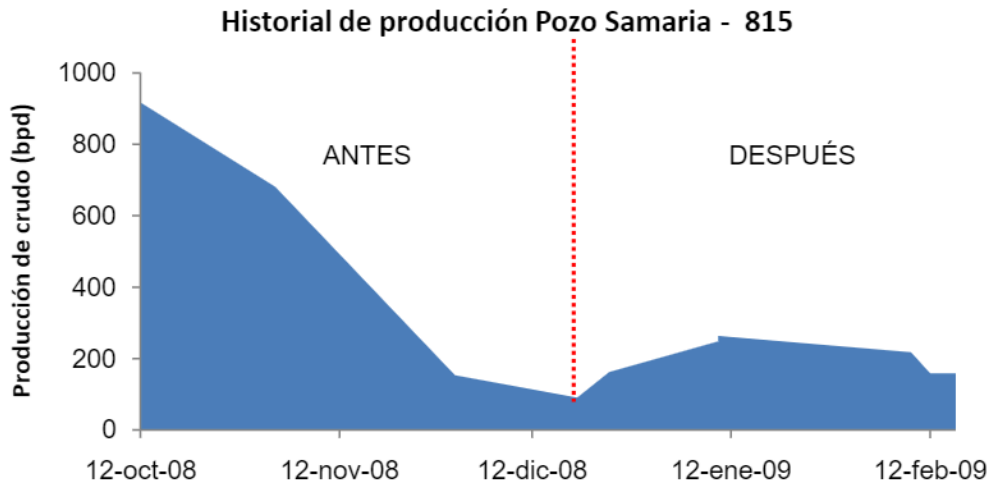


Figura 5.1. Arreglo de diferentes sistemas artificiales de producción

La siguiente gráfica presenta la producción del pozo en el periodo comprendido entre Noviembre de 2008 y Febrero de 2009, en el cual podremos identificar las fases que ha atravesado el pozo hasta mantener una estabilidad notoria.

La línea roja marca el inicio de operación del pozo una vez instalada la bomba insertable de cavidades progresivas modelo 30-1500 AY de Weatherford. De acuerdo a los especialistas antes de la instalación el pozo venía produciendo niveles de entre 700 y 900 barriles diarios pero como se observa en la siguiente gráfica su producción comenzó a declinar de manera notable.

Después de una serie de estudios técnicos y económicos se decidió poner en funcionamiento el sistema BCP logrando mantener producciones por encima de 200 barriles diarios.



Gráfica 5.2. Historia de producción del pozo CU-1

Fecha	12-Oct	2-Nov	30-Nov	19-Dic	24-Dic	10-Ene	9-Feb	12-Feb	16-Feb
Producción de crudo (bpd)	917	681	153	90	162	248	217	158	158

Fuente: Datos de producción Activo Integral Samaria Luna

### 5.1 Diseño Previo

Para realizar la selección de los equipos se utilizó la ayuda del software comercial PC-Pump distribuido por la empresa C-FER Technologies. De esa manera, es posible simular diferentes escenarios y evaluar cada opción en base al rendimiento que se tendría una vez instalado el equipo.

Igualmente, es posible plantear un análisis de sensibilidad teniendo conocimiento de las variables que más impactan al desempeño óptimo del pozo.

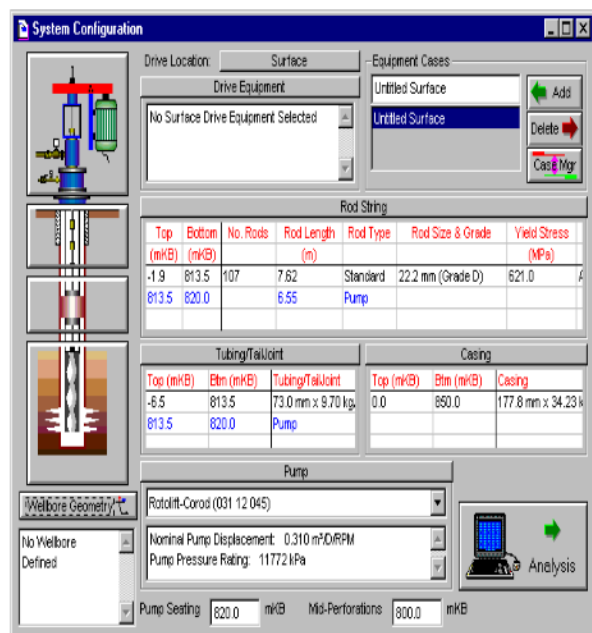


Figura 5.3. Pantalla para insertar datos del pozo.

Dentro de las ventajas que presenta este programa, se puede destacar:

- ✓ Inclusión de varilla continua
- ✓ Base de datos de equipos de superficie y bombas.
- ✓ Pozos horizontales (no multilaterales).
- ✓ IPR, Fetkovich, Vogel, entre otras correlaciones.
- ✓ Correlaciones de flujo multifásico (Ansari) y black oil.
- ✓ Comparación de equipos

## **5.2 Datos del pozo CU-1**

A continuación, se mencionan los parámetros necesarios para realizar el análisis y diseño del sistema. Se incluyen los datos mecánicos del pozo, las características de los fluidos a producir y la infraestructura existente en superficie.

### **Propiedades mecánicas del pozo**

- Tipo de construcción: Slant
- Profundidad total: 2,117 TMD m
- Profundidad de los disparos 1,490 TVD m
- Profundidad de sumergencia de la bomba: 1,220 TMD m
- Presión en línea de flujo: 17.5 kg/cm<sup>2</sup>
- Diámetro de Tubería de producción: 3.5 in
- Diámetro de Tubería de Revestimiento: 7 in
- Diámetro de las varillas de succión: 1 in.

### **Datos del fluido y de producción**

- Producción actual: 200 - 300 bpd
- Producción proyectada: 400 bpd
- Corte de agua: 30%
- Porcentaje de sólidos: 0.1 % vol
- Relación Gas – Aceite: 73 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>



- Densidad del aceite: 16 °API
- Salinidad del agua: 87,000 ppm
- Temperatura de fondo: 60 °C

### Equipo de superficie

- Suministro de energía: Gas
- Cabezal de rotación: Hidráulico

Después de realizar todo el análisis del sistema mediante la ayuda del software computacional se decidió utilizar los siguientes componentes para su instalación en el pozo CU-1.

---

### Lista de componentes

---

Cabezal de rotación: HTD Kawasaki  
Potencia: 40 HP

Gas Motor Modelo: GM 4.3 LTS  
Bomba hidráulica: PVH 74

Modelo Bomba: 30-1500 AY  
Niple de paro / Longitud: 0.5 m  
Estator / Longitud: 12.09 m  
Rotor / Longitud: 13.50 m

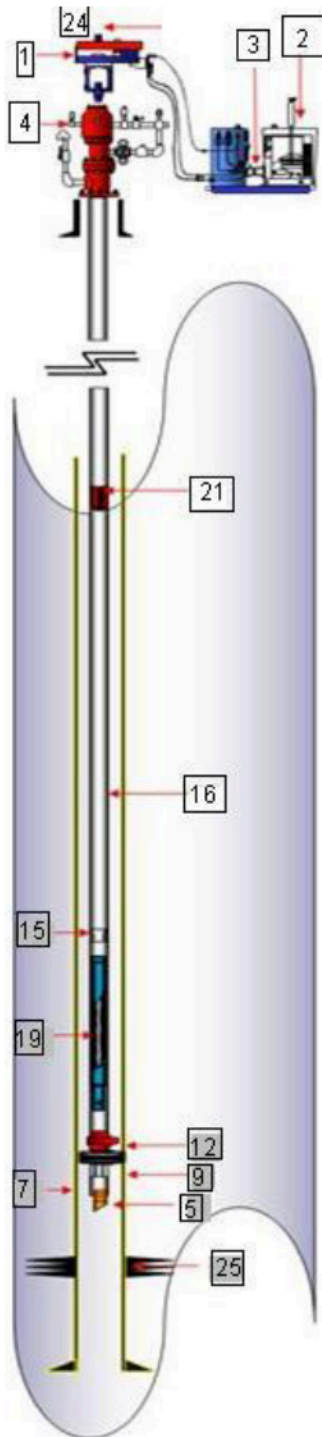
Tamaño de tubería: 3 ½"  
Cantidad de tubos # 124 hasta PSN

Tamaño de varilla: 1"  
Grado de varilla: D  
Cantidad de varillas: 154  
Cantidad de cuellos: 154

Pony Rod's Utilizado: Rotor + 1 x 2" Espaciamiento  
Cupla reducción: 1" x 7/8"  
Barra pulida: 1 ¼" x 22'

Ancla antitorque: TN3  
Ancla antitorque: 0.3 m

### 5.3 Estado mecánico del pozo



#### Tubería de Revestimiento

TIPO	OD (in)	Tipo de tubería	Peso	ID (in)	DESDE	HASTA
CASING	7"	N-80, HD-513	29 lb/ft	6.18	0.00	1662.00

#### Equipo de Superficie

	DESCRIPCIÓN
1	HTD Kawasaki Cabezal de rotación
2	Motor de combustión interna para 40 HP
3	Bomba hidráulica PVH-74
4	Tee de producción for 3" x 3" x 2" tubería

#### Tubería de Producción

	DESCRIPCIÓN	CANT	ID (IN)	OD (IN)	LONG (M)	PROF (M)
5	1 Tapón expulsable 3 1/2" 8HRR "BAKER"	0.2	2.992	3.5	0.2	1418.94
6	1 tramo TP 3 1/2" N-80, 9.3# 8HRR	9.2	2.992	3.5	9.20	1409.74
7	1 empacador hidráulico recuperable 7" "BAKER FHL"	2.19	2.992	3.5	2.19	1407.55
8	1 tramo TP 3 1/2", N-80, 9.3#, 8HRR	9.39	2.992	3.5	9.39	1398.16
9	1 camisa de circulación CD 6000 3 1/2", 8HRR "BAKER"	1.21	2.992	3.5	1.21	1396.95
10	1 tramo TP 3 1/2", N-80, 9.3#, 8HRR	9.23	2.992	3.5	9.23	1387.72
11	Combinación 3 1/2" 8 HRR B X 3.5 N-VAM	0.19	2.992	3.5	0.19	1387.53
12	Mandril 3 1/2" N-VAM, con válvula de orificio 1-1/2", 16/64	2.7	2.992	3.5	2.7	1384.83
13	Combinación 3 1/2" 8HRR P X 3.5N-VAMC	0.24	2.992	3.5	0.24	1384.59
14	21 tramos TP 3 1/2", N-80, 9.3#, 8HRR	189.24	2.992	3.5	189.24	1195.35
15	Niple 3 1/2" 8RD (Cople PSN)	0.19	2.83	3.5	0.19	1195.16
16	124 tramos TP 3 1/2", N-80, 9.3#, 8HRR	1186.8	2.992	3.5	1186.8	8.35
17	Combinación 3-1/2 VTOP P X 3-1/2 8RD	1.91	2.992	3.5	1.91	6.44
18	Combinación 3-1/2 VTOP B X 4-1/2"	0.39	2.992	3.5	0.39	6.05
	1 Bola colgadora 11" X 4-1/2" BCN 5M PSI	0.45			0.45	5.60

**Varillas de Succión**

	DESCRIPCIÓN	Cant	OD (in)	LONG (m)	PROFUNDIDAD (m)
	PSN				1195.16
19	Bomba insertable 30-1500AY	1	2.90	13.50	1181.66
20	1" x 2' Pony Rod Grade D (w/ 1" pin)	1	1"	0.60	1181.06
21	1" x 25' Varillas Grade D (w/ 1" pin)	154	1"	1173.78	7.28
24	1 1/4" x 22' Barra pulida	1	1 1/4"	6.70	-0.58

Al ser un pozo cuya trayectoria no es vertical, es necesario conocer los parámetros de construcción tales como: inicio de desviación (KOP), fin de la construcción (EOC), objetivo (Target) tal como se muestra en la figura 5.4. La principal restricción en el diseño serán los esfuerzos que las varillas de succión puedan resistir una vez operando dentro del pozo. El valor recomendado de severidad es de 3° / 30 ft, a pesar de la instalación de centralizadores de varilla que nos ayudarían a reducir desgaste del tubo.

Para ello, se requiere tener el reporte direccional (directional survey) con el fin de planear la instalación exitosamente. Se utilizó una herramienta MWD (por sus siglas en ingles, Measuring While Drilling), la cual es capaz de tomar registros en tiempo real midiendo la inclinacion y azimuth del agujero a determinadas profundidades.

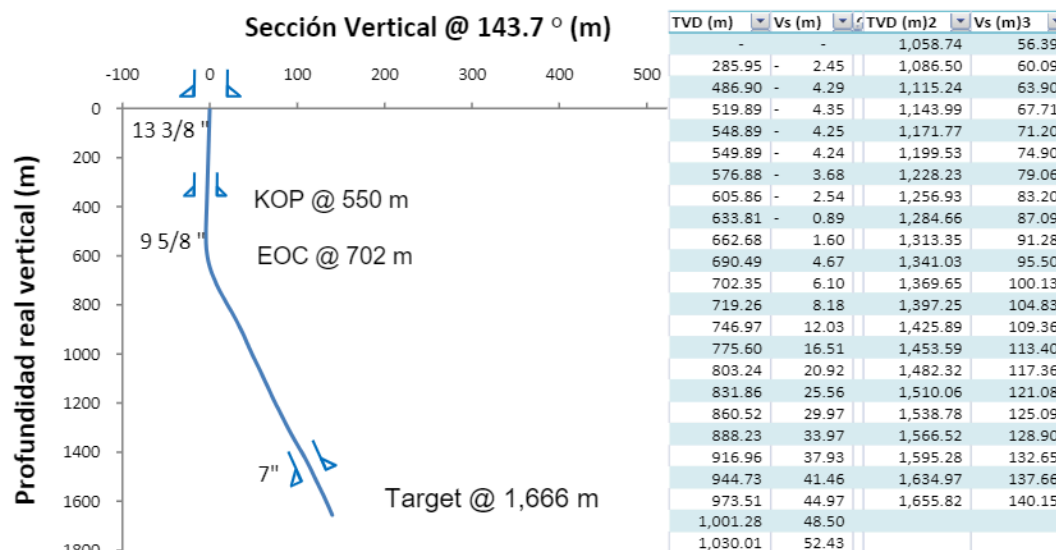


Figura 5.4. Esquema de construcción del pozo en base al reporte direccional

## 5.4 Programa operativo

En diciembre de 2008, se realizaron las operaciones para instalar la bomba de cavidades progresivas en el pozo CU-1 de acuerdo con el diseño que previamente realizó personal de Pemex Exploración y Producción. Ya en el campo, personal de la compañía Weatherford (División de Sistemas Artificiales) estuvo a cargo de la instalación.

A continuación se enlista el resumen de actividades realizadas:

### Día 1

---

- 1 Viaje de base a pozo CU-1
- 2 Realiza plática de seguridad
- 3 Alineó camión varillero con el centro del árbol del pozo. Levanta mástil.
- 4 Conectó mangueras y señalamiento de seguridad
- 5 Circuló pozo por TP inyectando 30 bls de agua
- 6 Controló pozo, esperando manifestación de presión por TP y TR
- 7 Descargó equipos y materiales de la plana para la instalación
- 8 Bajó bomba 30-1500 AY insertable + pony rod de 1" x 2 ft
- 9 Instaló BOP + tee de producción para iniciar corrida de bomba + varillas
- 10 Instaló 120 varillas de 1" x 25' Grado D
- 11 Limpió y organizó herramientas, desmanteló camión varillero.
- 12 Viajó de pozo CU-1 a base

### Día 2

---

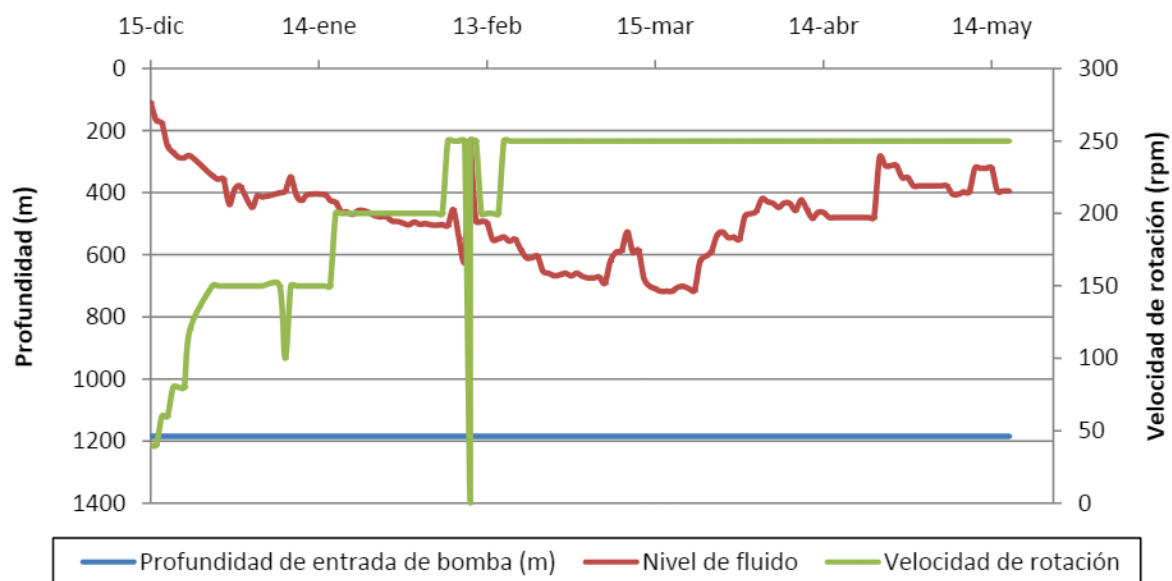
- 1 Viaje de base a pozo CU-1
- 2 Realiza plática de seguridad
- 3 Alineó camión varillero con el centro del árbol del pozo. Levanta mástil.
- 4 Desfogó pozo por TP y TR sin presentar presión alguna
- 5 Instaló 34 varillas de 1" x 25' para un total de 154 varillas
- 6 Espació sarta de varillas y colocó barra pulida de 1 1/4" x 22'
- 7 Instaló cabezal de producción y conexiones superficiales
- 8 Inyectó 1 m<sup>3</sup> de agua por TP para llenar la tubería y realizar prueba de hermeticidad. Levantó 300 psi manteniendo la presión por 5 minutos
- 9 Limpió y organizó herramientas, desmanteló camión varillero
- 10 Viajó de pozo CU-1 a Base

## 5.5 Desempeño actual del pozo CU-1

A 5 meses de haber puesto en funcionamiento el sistema de cavidades progresivas en el pozo CU-1, es posible notar el comportamiento de algunas variables importantes tales como: la velocidad de rotación del motor en superficie y el nivel de fluido dentro del pozo.

En la gráfica 5.5 se muestran las siguientes consideraciones:

- La profundidad de asentamiento de la bomba no ha cambiado, manteniendo un valor constante de 1,185 m
- Respecto al nivel de fluido dentro del pozo, es notorio que la bomba no da abasto suficiente ya que su capacidad de levantamiento está por debajo de la exigencia de los fluidos confinados reflejando que el pozo está constantemente “lleno”.
- Para conocer la velocidad ideal de rotación se observa que poco después del 13 de febrero se optimizó a un valor de 250 rpm lo cual hasta hoy sigue prevaleciendo.



Fuente: Datos proporcionados por el Activo Samaria – Luna.

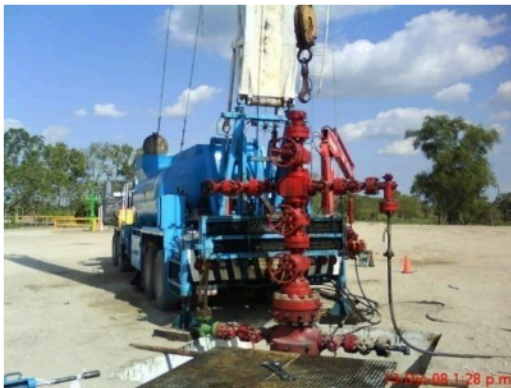
Gráfica 5.5. Análisis operativo del pozo CU-1

En lo referente a producción, el pozo se encuentra aportando en promedio 250 barriles diarios, sin embargo, aun quedan cosas por mejorar dado que la expectativa es que el pozo aporte un promedio de 400 barriles por día.

En base a la evaluación de los datos proporcionados, considero que es necesario realizar un cambio de bomba para incrementar la producción en el pozo y con ello lograr los objetivos trazados desde el inicio del proyecto.

### 5.6 Imágenes de la instalación en el pozo CU-1

1.- Vista del pozo CU-1, antes de instalar la bomba BCP insertable



2.- Vista del pozo CU-1, durante la instalación de la bomba BCP insertable





## **6. Análisis, diagnóstico y optimización**



Cuando un pozo presenta disminución o ausencia de producción, es necesario identificar el origen del problema a fin de restablecer las condiciones normales de operación. El primer punto es determinar si la causa se encuentra en el subsuelo o en la superficie en base a un análisis de los equipos instalados. Los casos de diagnóstico se agrupan de acuerdo a la condición del pozo, es decir, si el pozo presenta una disminución en la producción.

Este proceso de optimización consiste en poder obtener las mayores tasas de producción dentro de los márgenes seguros de operación de los equipos.

Actualmente existen programas computacionales que facilitan el proceso de diseño y optimización al estimar y predecir las condiciones de operación del sistema conociendo las propiedades PVT, el comportamiento de afluencia del pozo (IPR), las características de los fluidos, así como las variables de seguimiento y control del sistema. Al utilizar estas herramientas se puede predecir:

- Velocidad de operación
- Diferencial de presión en la bomba
- Cargas axiales
- Sumergencia
- Torque
- Potencia para la máxima tasa de producción a obtener del pozo.

Durante la operación de cualquier sistema artificial de producción se pueden experimentar fallas o situaciones que afecten la productividad del pozo. A continuación se enlistan los posibles problemas que se pueden presentar.

*Pozo con baja producción*

- ✓ Pozo no optimizado
- ✓ Pozo con fuga o mucho resbalamiento en la bomba
- ✓ Gran cantidad de gas libre en la bomba
- ✓ Equipos subdiseñados
- ✓ Daños del estator

*Pozo sin producción*

- ✓ Falta de acoplamiento
- ✓ Equipo de subsuelo desconectado o partido
- ✓ Fallas en el variador de frecuencia
- ✓ Fallas mecánicas de los equipos de superficie
- ✓ Bomba atascada
- ✓ Bomba operando en vacío

Para poder hacer un análisis de las fallas que presenta el arreglo de cavidades progresivas es necesario conocer parámetros tanto del pozo como de los equipos y herramientas utilizados para el sistema, de los cuales podemos destacar:

- Pruebas de producción
- Niveles dinámicos de fluido
- Presión en la cabeza del pozo
- Velocidad (rpm) y frecuencia (Hz)
- Contenido de sólidos
- Torque (lb/ft) y Potencia (Kw)
- Temperatura del motor y variador
- Consumo de corriente por fase y tensión

## **6.1 Factores que afectan la operación de la bomba**

### **a) Bombeo en seco**

Produce una lubricación inadecuada entre el rotor y el estator. La fricción resultante quema el elastómero del estator. Esta condición generalmente la causa un taponamiento en la succión o en la descarga de la bomba; o una velocidad de bombeo alta con respecto a la capacidad real de producción del pozo.

Como regla general la producción real de un pozo nunca deberá ser menor del 50 por ciento del gasto dado por la velocidad de bombeo. Otra posible causa de la condición de bombeo en seco, es bombear en contra de una válvula cerrada en la línea superficial de escurrimiento por un periodo prolongado.

### b) Basura

El bombeo prolongado de sólidos puede rasgar al elastómero del estator, rayar al rotor e incluso atorar al rotor en el estator. El uso de un ancla de lodo evitará la entrada de sólidos de diámetro grande a la bomba.

### c) Ataque por agentes químicos.

Algunos agentes químicos naturales del pozo y otros de tratamiento pueden ser dañinos para los elementos de la bomba. A continuación se presenta una tabla de los aditivos en cuestión y el elemento que puede ser afectado:

**Tabla 6.1. Aditivos que dañan al rotor y estator**

Agente Químico	Elemento	Posible Daño
1. Acido clorhídrico (muriático)	Rotor	Despega el cromo
2. Acido fluorhídrico		
3. Acido sulfúrico		
4. Acido sulfuroso		
1. Dicloroetano	Estator	Reacciona con el nitrilo
2. Dicloroetileno		
3. Acido sulfhídrico		
4. Acetona		
5. Cloruro de metilo		
6. Bióxido de carbono		
7. Aromáticos		

Los operadores deberán ser cuidadosos de posibles daños al rotor y hacer lo necesario para retirar los ácidos antes de que la bomba se instale. La práctica de levantar el rotor fuera del estator para realizar un trabajo con acido, y luego volverlo a colocar debe eliminarse.

En algunos pozos la parafina se deposita en la tubería de producción restringiendo el área de flujo entre ésta y las varillas, incrementando tanto las pérdidas por fricción como la demanda necesaria de potencia. Si no se hace nada para disolver la parafina o para inhibir su formación, el flujo disminuirá o se suspenderá, provocando pérdidas de producción y daños en los elementos de la bomba.

Cualquier solvente que contenga algún tipo de hidrocarburo aromático puede reaccionar en contra del material del nitrilo del estator. Específicamente los hidrocarburos aromáticos identificados son: benceno, tolueno, xileno, xilol, gasolina y diesel.

#### **d) Temperaturas altas**

Las temperaturas de fondo superiores a 135 °F pueden causar el hinchamiento del elastómero del estator por efecto térmico.

#### **e) Colocación de la bomba abajo del rango máximo de profundidad.**

Cuando el nivel de fluido que se bombea está debajo de la profundidad máxima de colocación de la bomba, el elastómero del estator está sometido a una presión excesiva por etapa. Esto produce una baja eficiencia de bombeo y puede resultar en la destrucción del elastómero.

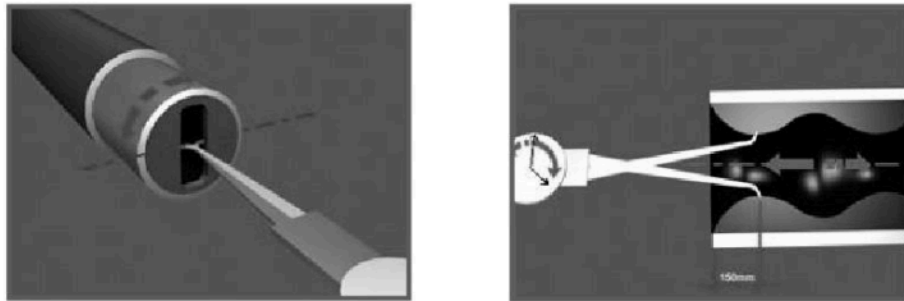
## **6.2 Ensayos de laboratorio**

Existen ensayos de laboratorio dirigidos a determinar el origen de la falla en una bomba de cavidades progresivas (estator/rotor). Se subdividen en dos categorías:

### **6.2.1 Ensayos no destructivos**

- Verificación de dimensiones
- Verificación de la capacidad hidráulica
- Ultrasonido
- Verificación de la dureza

**6.2.1.1 Verificación de dimensiones:** Consiste en determinar las medidas internas del estator para un tipo de elastómero y compararlas con las medidas originales. Se realiza en los extremos del estator.



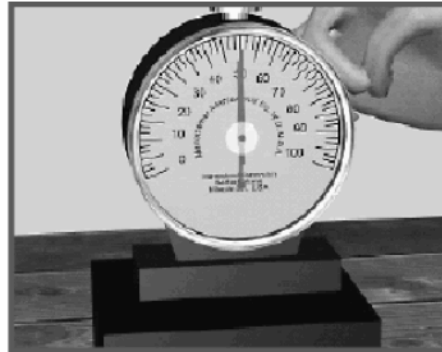
*Figura 6.1. Esquema de medición de dimensiones*

**6.2.1.2 Verificación de la Capacidad Hidráulica:** Consiste en colocar la bomba en un banco de pruebas experimental donde es accionada por un motor eléctrico y sometida a diversas velocidades de operación y presiones de descarga cuantificando la tasa que desplaza en cada punto de operación.



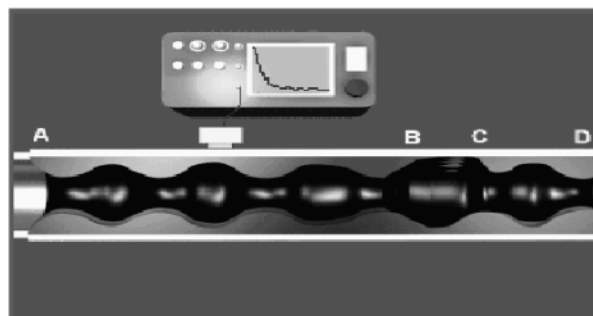
*Figura 6.2. Esquema de verificación de la capacidad hidráulica*

**6.2.1.3 Verificación de Dureza:** Consiste en determinar la variación de la dureza en un elastómero en su condición virgen y una vez que se ha recuperado del pozo. Las mediciones de la dureza se realizan en los extremos del estator ya que son las únicas zonas accesibles.



*Figura 6.3. Esquema de medición de dureza*

**6.2.1.4 Ultrasonido:** Este ensayo es cualitativo, ya que es posible determinar si el elastómero está en contacto con la carcasa metálica, sin embargo, no es posible determinar la fuerza de este contacto pero resulta de gran ayuda para descartar estatores con mal contacto.



*Figura 6.4. Esquema de medición mediante ultrasonido*

### 6.2.2 Ensayos destructivos

Por otro lado, los ensayos destructivos tienen como objetivo llevar al rotor y estator a condiciones extremas de operación causando daño en su estructura.

Son pruebas dirigidas a verificar las condiciones físicas y químicas de la bomba (estator/rotor). Los efectos de altas temperaturas, presencia de aromáticos, altas presiones entre otros.

### 6.3. Fallas y diagnóstico en rotor

#### **Falla: Desgaste de la base metálica**

- *Identificación:* Desgaste extremo del cromado hasta la base metálica
- *Causa:* Bombeo de fluidos altamente abrasivos, roce con la tubería
- *Correctivo:* Al bajar la producción, cambiar el rotor antes de que se dañe la base metálica.



Figura 6.5. Rotor desgastado

#### **Falla: Abrasión Leve**

- *Identificación:* Desgaste en la superficie cromada del rotor.
- *Causa:* Desgaste normal o por girar a altas velocidades o fluidos ligeramente abrasivos.
- *Correctivo:* Usar bombas de mayor capacidad volumétrica. El rotor puede ser cromado.

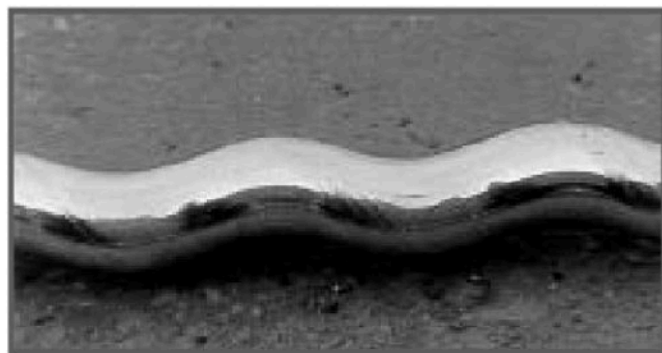


Figura 6.6. Rotor afectado por la abrasión

**Falla: Superficie Cromada quebrada**

- *Identificación:* La base cromada se presenta. La base metálica no presenta daño.
- *Causa:* Alta temperatura por fricción (elevado ajuste, alta presión y alta velocidad)
- *Correctivo:* No afecta el desempeño de la bomba, pero debe considerarse rediseño.



*Figura 6.7. Rotor con superficie quebrada*

**6.4. Fallas y diagnóstico en estator****Falla: Presión excesiva por etapa**

- *Identificación:* Superficie dura y brillante con ulceraciones y elastómero desprendido
- *Causa:* Mas de 100 libras por etapa. Alta presión hidrostática, por fricción u obstrucción de tuberías / líneas.
- *Correctivo:* Usar bombas con mayor capacidad de levantamiento. Identificar taponamientos, obstrucciones o válvulas cerradas.

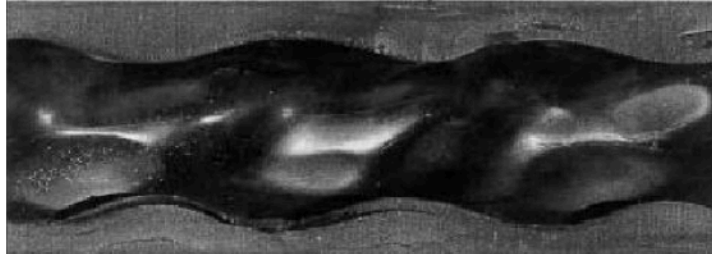


*Figura 6.8. Estator dañado por presión excesiva*



**Falla: Ataque químico**

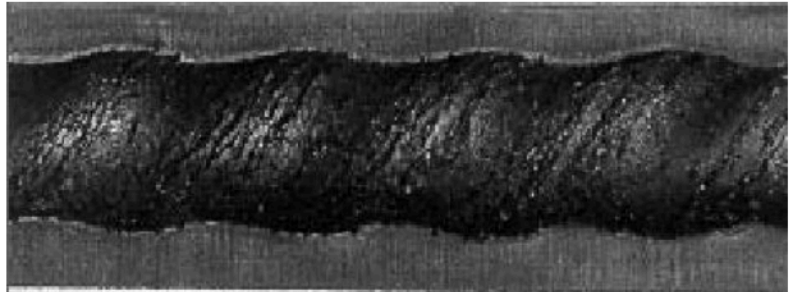
- *Identificación:* Elastómero ampollado y más suave de lo normal.
- *Causa:* Ataque por aromáticos o crudos livianos.
- *Correctivo:* Evaluar otros elastómeros como los hidrogenados o los fluoroelastómeros.



*Figura 6.9. Estator dañado por ataque químico*

**Falla: Alta temperatura**

- *Identificación:* Superficie con muchas grietas y quebraduras
- *Causa:* Operación en vacío (sin fluido o mucho gas) o en ambientes con altas temperaturas.
- *Correctivo:* Controlar el nivel de fluido o utilizar otros elastómeros.



*Figura 6.10. Estator dañado por altas temperaturas*

A continuación se presenta un cuadro con algunos problemas que pueden originarse a través de la vida productiva de cualquier pozo con este sistema.

**Tabla 6.2. Problemas que pueden presentarse en el pozo****Pozos con baja producción / Equipo de superficie**

Condición	Posibles causas	Solución
Correa deslizando	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajuste inadecuado de la correa</li> <li>• Atascamiento en el equipo de superficie</li> <li>• Atascamiento en los equipos de subsuelo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajustar correas</li> <li>• Checar equipos de superficie</li> <li>• Checar integridad de equipos de subsuelo.</li> </ul>
Equipo funciona bien pero el pozo levanta poca presión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Filtración válvula check</li> <li>• Fuga en línea de producción</li> <li>• TR cerrada</li> <li>• Falla de equipo de subsuelo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar integridad válvula check</li> <li>• Detectar fuga y corregir en línea de producción</li> <li>• Verificar posición de las válvulas en la TR.</li> </ul>

**Pozos con baja producción / Equipo de subsuelo**

Condición	Posibles causas	Solución
Sarta gira con torque	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto manejo de gas libre a través de la bomba (disminución en la eficiencia de bombeo)</li> <li>• Espaciamiento defectuoso</li> <li>• Obstrucción en la succión de la bomba</li> <li>• Estator desgastado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disminuir velocidad de bombeo</li> <li>• Corregir espaciamiento</li> <li>• Sacar rotor del estator y circular el pozo</li> <li>• Revisar hermeticidad</li> <li>• Reemplazar estator</li> </ul>

**Pozos sin producción / Equipo de superficie**

Condición	Posibles causas	Solución
Motor apagado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta de energía eléctrica</li> <li>• Inversión en las fases</li> <li>• Motor quemado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar suministro de energía</li> <li>• Verificar fases</li> <li>• Desmontar motor y checar</li> </ul>
Motor en marcha, no hay rotación en el eje de salida en la caja reductora	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acople o correa dañada</li> <li>• Polea suelta</li> <li>• Caja reductora dañada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambiar polea y chaveta</li> <li>• Cambiar caja reductora</li> <li>• Verificar diseño del equipo</li> </ul>

Condición	Posibles causas	Solución
Eje de salida de caja reductora, si el eje del cabezal no gira	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acople entre cabezal y caja reductora partida o suelta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar selección del acople, checar ajustes entre cople y ejes</li> <li>• Desmontar cabezal y checar componentes internos.</li> </ul>
Todo el equipo de superficie funciona pero el pozo no levanta presión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvula check de conexión anular</li> <li>• Daños a nivel de terminación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Checar válvula check y verificar si existe recirculación</li> <li>• Revisar integridad de la terminación</li> </ul>

### ***Pozos sin producción / Equipo de subsuelo***

Condición	Posibles causas	Solución
Consumo de corriente igual al de vacío	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuello de varilla desenroscado o quemado</li> <li>• Varilla partida</li> <li>• Tubería desconectada o rota</li> <li>• Estator completamente destruido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicar torque adecuado a las varillas</li> <li>• Verificar diseño de la sarta de varillas, descartar sobre hinchamiento del estator, rotor atascado por arena, volumen elevado de gas en la bomba o está operando en vacío</li> </ul>
Atascamiento de la sarta de varillas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elastómero hinchado</li> <li>• Sólidos sedimentados en la descarga de la bomba</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar la condición y checar la compatibilidad del elastómero con el crudo</li> <li>• Sacar rotor y circular pozo</li> <li>• Realizar análisis de falla antes de proceder a la instalación del nuevo equipo.</li> </ul>

El cuadro anterior puede servir como una ayuda rápida en caso de que el pozo este presentando dificultades para fluir. Será necesario realizar un estudio a fondo de las causas y tomar las medidas pertinentes para que la producción no se vea afectada durante un periodo prolongado de tiempo.

De acuerdo a la experiencia en los pozos del Campo Samaria que se han instalado hasta el momento, los especialistas han podido llegar a las siguientes observaciones en común:

1. Permisible en aceite viscosos (< 3000 cp).
2. Contar con control de arena para reducir fallas por arenamiento.
3. Uso de bombas insertables debido a la flexibilidad de recuperarla y efectuar intervenciones sin equipo.
4. Las bombas BCP no es recomendable reutilizarlas.

Es mi intención que en este momento el lector posea una visión global acerca del tema, así como haber generado un interés para más adelante, indagar en los avances que seguramente se darán en torno a este sistema artificial de producción. Recordemos que el campo Chicontepec, está en espera de mejorar su productividad.

Es importante mencionar que los ingenieros a cargo deberán monitorear periódicamente el funcionamiento del pozo para realizar el mantenimiento preventivo con el objetivo de alargar la vida productiva de los componentes instalados. De lo contrario, es posible que cuando se presente una contingencia sea más difícil y costoso reparar el problema.

Finalmente, aprecio su atención y enseguida expongo mis conclusiones y recomendaciones.

## **7. Conclusiones y recomendaciones**

## 7.1 Conclusiones

- En general, el sistema de BCP es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial. Una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento es muy sencillo.
- Ha abierto un gran número de oportunidades en la explotación de hidrocarburos a nivel mundial, obteniendo grandes beneficios económicos y operativos, sin embargo, en México es una herramienta que aún no se implementa masivamente como un método común de levantamiento artificial.
- Su rango de aplicación es muy versátil, lo cual expande las posibilidades de uso en pozos con parámetros inestables. Dentro de ellos, podemos mencionar:
  - Tipo de crudo
  - Rango de producción
  - Geometría del pozo
  - Contenido de sólidos e invasión de agua
- Permite mejorar el bombeo de fluidos de alta viscosidad, arenosos, parafínicos, con altos cortes de agua y medianos volúmenes de gas libre (la bomba no experimenta bloqueos por gas). Mediante experiencia de campo se ha comprobado que con este sistema se reduce el consumo de corriente en un 50 por ciento.
- Resulta una buena opción dada su relativa baja inversión inicial; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto ambiental, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en el almacén.

- Las limitaciones del método continúan siendo la incapacidad de los elastómeros para manejar altas temperaturas, crudos livianos con bajo corte de agua y alto contenido de aromáticos, medianos a altos volúmenes de gas libre (el gas afecta la bomba de dos maneras, atacándolo directamente y por el calor que se genera al ser sustituidos los líquidos por la mezcla gaseosa).
- De igual manera desde el punto de vista mecánico, las varillas de succión representan un elemento con una capacidad limitada al esfuerzo combinado (torque y tensión) siendo la restricción en el diseño del sistema.
- Por último, cabe mencionar que estas bombas son muy versátiles, excepto en lo referente a su compatibilidad entre modelos y marcas ya que ni los estatores ni los rotores son intercambiables.
- Ante el decremento gradual de la producción del pozo CU-1 se logró mediante la instalación del sistema una estabilidad en el gasto diario promediando entre 200 y 250 barriles por día.
- La implementación de este sistema puede incrementarse de manera considerable en nuestro país ya que los pozos evaluados hasta hoy, han tenido gran éxito. Tan sólo en Poza Rica se tiene contemplada la instalación de 4,000 sistemas de bombeo de cavidades progresivas en los próximos años.
- Respecto al nivel de fluido dentro del pozo, es notorio que la bomba no da abasto suficiente ya que su capacidad de levantamiento está por debajo de la exigencia de los fluidos confinados reflejando que el pozo está constantemente "lleno".

- En diversos estudios de campo, se ha demostrado que la eficiencia de la bomba de cavidades progresivas está por encima entre 20 y 30 por ciento comparada con bombas reciprocantes o las electrocentrífugas.
- En cuestión de selección entre la variación mecánica o electrónica, cabe resaltar que esta última muestra ventajas importantes como menores costos de operación y mantenimiento, pocos puntos de falla y fácil monitoreo.
- En general, las bombas tubulares ofrecen mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe recuperar toda la terminación del pozo.

## 7.2 Recomendaciones

- El uso de software comercial será de gran ayuda para la selección de los equipos superficiales y de subsuelo que se instalarán en el pozo. Es necesario la simulación de diferentes escenarios de desempeño para lograr establecer el arreglo ideal.
- La implementación del bombeo por cavidades progresivas se deberá utilizar para casos en que se resuelvan problemas de tipo: técnicos, ambientales, de infraestructura, seguridad y económicos.
- En la planeación de estos pozos se deberá considerar equipos multidisciplinarios: Ingenieros de producción y perforación, principalmente.
- La eficiencia volumétrica de las BCP es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior. Este fenómeno se da en pozos donde la presión de fondo fluyente está por debajo del punto de burbujeo; es decir, cuando la fase gaseosa comienza a fluir dentro del área de drenaje, lo cual se traduce en un incremento de la relación gas aceite (RGA).



- En aquellos casos donde la separación de gas (proveniente del yacimiento) en forma natural no es suficiente y la viscosidad del crudo lo permite, se recomienda la utilización de un ancla o separador de gas.
- No siempre será mejor la bomba que otorgue el máximo gasto de aceite en superficie, sino la que dadas las condiciones del pozo ofrezca mejor capacidad de levantamiento y un gasto dentro de lo buscado.
- El funcionamiento del motor a una velocidad de rotación moderada prolongará la vida útil de los rodamientos.
- Los ingenieros a cargo deberán monitorear periódicamente el funcionamiento del pozo para realizar mantenimientos preventivos con el objetivo de alargar la vida productiva de los componentes instalados. De lo contrario, es posible que cuando se presente una contingencia sea más difícil y costoso reparar el problema.

---

## Bibliografía

1. Saveth, K.J. y Klein, S.T.: **“The Progressing Cavity Pump Principle and Capabilities”**, SPE Paper 18873, Production Operations Symposium, Oklahoma City, March 13-14, 1989.
2. Saveth, K.J., Klein, S.T. y Fisher, K.B.: **“A Comparative Analysis of Efficiency and Horsepower Between Progressing Cavity Pumps and Plunger Pumps”**, SPE Paper 16194, Production Operations Symposium, Oklahoma City, March 8-10, 1987.
3. Saveth, K.J. y Robello S.: **“Progressing Cavity Pump (PCP): New Performance Equations for Optimal Design”**, SPE Paper 39786, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, March 25-27, 1998.
4. Saveth, K.J.: **“Field Study of Efficiencies Between Progressing Cavity, Reciprocating, and Electric Submersible Pumps”**, SPE Paper 25448, Production Operations Symposium, Oklahoma City, March 21-23, 1993.
5. Brown, Kermit E.: **“The Technology Of Artificial Lift Methods”** Volume 2A, PennWell Books Sections 2.841 -2.845, 1980
6. McCain, Jr. W.D.: **“The Properties of Petroleum Fluids”**. PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1989
7. Bourgoyne, A.T.: **“Applied Drilling Engineering”**, Society of Petroleum Engineers, 1991
8. Díaz Zertuche, J.H. y Mata Iturbe G.: **“Manual para Bombeo de Cavidades Progresivas”**, Instituto Mexicano del Petróleo, 1991.
9. Hirschfeldt, M.: **“Manual de Bombas de Cavidades Progresivas”**, Oil Production Consulting and Training, 2008

10. Saveth, K.J. y Robello S.: **“Progressing Cavity Pump (PCP): New Performance Equations for Optimal Design”**, SPE Paper 39786, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, March 25-27, 1998.
11. **“Progressive Cavity Pump Catalogue”**, Protex CIS Ltd. Calgary, Canadá, 2007
12. **“Progressive Cavity Pump Manual”**, Protex CIS Ltd. Calgary, Canadá, 2007
13. Programa de Entrenamiento en BCP: Módulo 1 **“Nomenclatura Bombas WFT”** Weatherford International, 2005
14. Programa de Entrenamiento en BCP: Módulo 2 **“Diseño de Sistemas BCP”** Weatherford International, 2005
15. **“Geremia Progressing Cavity Pumping Systems”**, Weatherford Artificial Lift Systems”
16. **“Bombeo de Cavidad Progresiva”** Modulo 3. NCT Energy Group, 2007
17. **“PC-Pump: An Interactive Design & Evaluation Tool for Progressing Cavity Pumping Systems”** Versión 2.70, C-Fer Technologies, Canadá, 1999
18. **“Informe Anual 2007”** Petróleos Mexicanos, Dirección Corporativa de Finanzas, 2008
19. **“Las Reservas de Hidrocarburos en México”** Petróleos Mexicanos, Dirección Corporativa de Finanzas, 2008
20. **“PCPRod: Varillas Huecas para Bombeo por Cavidades Progresivas”**, Versión 04 Tenaris TAMSA, Argentina, 2007
21. Wood, D.: **“Importancia del petróleo en los próximos 30 años”**, expuesto en el Encuentro Tecnológico Internacional sobre los recursos energéticos del Golfo de México. México, 2008

22. Scott, S.: “**Overview: Artificial Lift**”, Journal of Petroleum Technology, SPE, Vol. 58 No. 5

23. De la Rosa Vidal, Enrique.: **Notas de campo**, Petróleos Mexicanos, 2009