

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA  
DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP) PARA CRUDO  
PESADO EN CAMPOS COLOMBIANOS.**

**JOSÉ RODRIGO BUITRAGO ESPARZA  
HENRY GIOVANNY MASIAS MANQUILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA  
DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP) PARA CRUDO  
PESADO EN CAMPOS COLOMBIANOS.**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero  
de Petróleos**

**JOSÉ RODRIGO BUITRAGO ESPARZA  
HENRY GIOVANNY MASIAS MANQUILLO**

**DIRECTOR  
M.sc Fernando E. Calvete G.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## **DEDICATORIA**

A Dios, por haberme guiado y acompañado día tras día sin desfallecer hasta recorrer todos los pasos para este gran logro.

A mi madre por su inmenso amor, por sus palabras, por sus esfuerzos y por cada gesto que día a día ella tiene conmigo. Te amo mamita hermosa y esto es para ti.

A mi padre por sus esfuerzos y enseñarme cada cosa que se, gracias por hacerme la persona con experiencia que soy hoy en día.

A mis hermanos y familiares por darme su apoyo, gracias por cada palabra que me brindan, que me motivan cada día.

A mis compañeros y amigos por darme tantos momentos de apoyo y felicidad. Y por todas las experiencias vividas.

**José Rodrigo Buitrago Esparza.**

## DEDICATORIA

Me siento muy orgulloso por haber logrado una de mis tantas metas,  
A mi señor JESÚS primero gracias por la sabiduría y fortaleza que me dio para  
estar en pie todos los días de mi trayectoria,

A mi madre IRMA RUBY MANQUILLO VARGAS, por sus consejos, apoyo, y  
ejemplos que desde niño supo darme,  
A mi padre RODRIGO MACIAS JIMÉNEZ, por la confianza que deposito en mí,  
por el esfuerzo que hizo todo este tiempo por realizar mi sueño, por la  
responsabilidad que me ha inculcado siempre,

A mis hermanas CATALINA, HEIDY y MAGALY que siempre me apoyaron, las  
cuales su voz de aliento llevo muy presente,

A mi abuelita MARÍA MAGDALENA VARGAS, que a pesar de la distancia siempre  
estuvo muy cerca de cada uno de mis pasos en mi formación, que con su gran  
experiencia aporto para mi desarrollo como persona y como profesional,

A mis primitos DANIEL Y CAMILO, por ser ese regalo que Dios nos dio y por quien  
siento ganas de seguir luchando,  
A mis sobrinas MARIA PAULA Y LAURA SOFIA,  
A toda mi familia por esperar con paciencia este acontecimiento sin dejar de  
animarme en mi mas mínima caída....por no permitir que agaché mi cabeza en un  
momento de debilidad,

A mi abuelito DIMAS MANQUILLO REYES, mi tía VANESSA MANQUILLO  
VARGAS, mi compadre ORLANDO CARTAGENA, que desde ese lugar donde  
Dios a decidido llevarlos me han dado fuerza y confianza en mi mismo para ser  
quien soy el día de hoy,

A mi novia, que desde lejos siempre se ingeniaba la manera de ayudarme cuando  
mas necesitaba,

A mis amigos por acompañarme en esta travesía por la vida de lograr un sueño,  
por brindarme una mano cuando no encontraba el camino,  
A mi compañero de tesis, por su paciencia, ayuda, comprensión y colaboración  
para conmigo,

A la universidad y universitarios, por ser grandes testigos de mis pasos por este  
sendero, por dejar que mi nombre marque una huella quizá imborrable en este  
lugar,

**HENRY GIOVANNY MASIAS MANQUILLO**

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Industrial de Santander por permitir nuestra formación como profesionales y brindarnos todos los apoyos necesarios para cumplir esta meta.

Al Ingeniero Fernando Calvete por su gran colaboración, su apoyo incondicional y por guiarnos de la mejor manera, para ser unos grandes profesionales.

Al ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA por su paciencia y colaboración en todas las dudas que fueron surgiendo durante el desarrollo de este proyecto.

Al señor Marcos Suarez por toda su inmensa colaboración y por todo su apoyo para poder lograr desarrollar todo con éxito.

A Eugenia por su colaboración y apoyo incondicional para poder lograr tener todo de la mejor manera.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	20
1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP).....	21
1.1 HISTORIA.....	21
1.2 DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BCP.....	22
1.2.1 Equipos de subsuelo.....	22
1.2.2 Equipos de superficie.....	32
1.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BCP.....	42
1.3.1 Geometría de la bomba.....	43
1.3.2 Capacidad de desplazamiento.....	46
1.3.3 Capacidad de levantamiento.....	48
1.3.4 Requerimiento de torque.....	49
1.3.5 Potencia.....	50
1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	51
1.4.1 Ventajas.....	51
1.4.2 Desventajas.....	52
1.5 AVANCES DEL SISTEMA BCP.....	53
1.5.1 Bombas multilobulares.....	53
1.5.2 Bombas tubulares.....	55
1.5.3 Bombas tipo insertable.....	55
1.5.4 Bombas metálicas.....	55
1.5.5 Bombas NBCP.....	56
2 CRUDO PESADO.....	57
2.1 APLICACIONES DEL SISTEMA BCP PARA CRUDO PESADO.....	58
3 GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA.....	59
3.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	59
3.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	61
3.3 GEOLOGÍA.....	61

3.3.1 Geología estructural.....	61
3.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO.....	62
3.5 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO Y AGUA.....	63
3.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	64
3.7 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS.....	66
3.8 DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	67
4 ANÁLISIS TÉCNICO.....	68
4.1 SELECCIÓN DE POZOS CON MAYOR PRODUCCIÓN DE ARENA.....	69
4.1.1 Volumen de arena en superficie (BSW).....	69
4.2 DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD CRÍTICA DE FLUJO.....	69
4.2.1 Velocidad crítica de flujo.....	69
4.3 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE DESLIZAMIENTO DEL SÓLIDO.....	71
4.3.1 Correlaciones para la determinación de la velocidad de deslizamiento del sólido.....	71
4.3.2 Determinación de la velocidad del fluido.....	74
4.4 PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO CASTILLA.....	75
4.5 COMPARACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA).....	75
4.6 GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO Y GEOMETRÍA DE LOS POZOS DEL CAMPO CASTILLA.....	77
4.7 EFICIENCIA DE ENERGÍA.....	80
4.8 SELECCIÓN DE BOMBAS.....	82
4.8.1 Altura de descarga (Head).....	86
4.8.2 Factores que afectan el desempeño de la bomba.....	88
4.9 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS (DISEÑO).....	90
4.9.1 Selección y profundidad de la bomba.....	91
4.9.2 Diseño para pozo “Castilla 25”.....	92
4.9.3 Resumen diseño.....	99
4.9.4 Consideraciones.....	101
4.10 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA BCP.....	102
4.10.1 Ventajas.....	102

4.10.2 Desventajas.....	102
4.11 IMPACTO.....	103
5 ANALISIS ECONÓMICO.....	105
5.1 TIEMPO.....	106
5.2 PRECIO DEL BARRIL.....	106
5.3 COSTO DE LEVANTAMIENTO.....	106
5.4 PRODUCCIÓN NETA DE CADA POZO.....	106
5.5 COSTOS PROPIOS DE CADA SISTEMA.....	107
5.6 INVERSIÓN.....	107
5.7 PÉRDIDAS DE DINERO DEBIDO A FALLAS.....	107
5.8 TASA DE DESCUENTO ANUAL.....	108
5.9 REGALÍAS.....	108
5.10 DEPRECIACIÓN.....	109
5.11 IMPUESTO DE RENTA.....	109
6 ANALISIS DE RIESGOS.....	118
6.1 MATRIZ DOFA.....	118
6.1.1 Criterios para la evaluación de proyectos.....	118
6.1.2 Identificación del Problema.....	119
6.1.3 Preparación de la Matriz DOFA.....	119
6.1.4 Elaboración de la matriz de impactos.....	120
6.1.5 Matriz de estrategias.....	120
6.1.6 Datos a evaluar.....	121
6.1.7 Análisis de datos.....	123
CONCLUSIONES.....	127
RECOMENDACIONES.....	128
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	129
ANEXOS.....	131

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 Partes principales del sistema BCP.....	26
Fig. 2 Ancla de Gas.....	30
Fig. 3 Centralizador de Varillas .....	31
Fig. 4 Cabezales de Rotación.....	34
Fig. 5 Sistema de Transmisión .....	35
Fig. 6 Prensa-Estopas.....	38
Fig. 7 Componentes de un Sistema BCP .....	41
Fig. 8 Funcionamiento sistema BCP .....	42
Fig. 9 Sección transversal de una BCP .....	43
Fig. 10 Descripción del movimiento del rotor para una geometría 1:2 .....	44
Fig. 11 Excentricidad entre los ejes.....	44
Fig. 12 Paso del rotor y estator .....	45
Fig. 13 Nomenclatura de las bombas BCP .....	47
Fig. 14 Formas tridimensionales de rotores helicoidales .....	53
Fig. 15 Vistas transversales de las geometrías multilobulares.....	54
Fig. 16 Curva de producción castilla.....	66
Fig. 17 Producción de arena a superficie ( $V_F > 2V_s$ ).....	70
Fig. 18 Depositación de la arena en fondo ( $V_f < 2V_s$ ).....	70
Fig. 19 Eficiencia de los diferentes sistemas de levantamiento artificial.....	81
Fig. 20 Cálculo de la presión en la bomba .....	87
Fig. 21 Cálculo de la presión en la bomba .....	93
Fig. 22 Tensiones combinadas.....	98
Fig. 23 Comportamiento de los flujos de caja de los sistemas B.M. y BCP para el pozo Castilla 25.....	117
Fig. 24 Daños frecuentes al equipo de superficie .....	143
Fig. 25 Rompimiento de correas .....	144

Fig. 26 Daño en rodamientos.....	145
Fig. 27 Comparación de costos de mantenimiento.....	150
Fig. 28 Comparación de consumo de energía.....	151
Fig. 29 Comparación de costos de servicios a pozo .....	153
Fig. 30 Análisis matriz DOFA a través de la herramienta SWOT.....	155
Fig. 31 Análisis DAFO sobre Fortalezas y Debilidades.....	161
Fig. 32 Resultados análisis DOFA.....	162

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Características de los Elastómeros.....	25
Tabla 2 Clasificación ° API para crudos.....	57
Tabla 3 Propiedades petrofísicas del yacimiento.....	62
Tabla 4 Propiedades del petróleo.....	63
Tabla 5 Producción y velocidad del fluido de los pozos seleccionados.....	74
Tabla 6 Producción de Fluidos de pozos representativos campo Castilla.....	75
Tabla 7 Comparativo de SLA.....	76
Tabla 8 Datos de producción pozos campo Castilla.....	78
Tabla 9 Diseño de los pozos de estudio del campo Castilla.....	100
Tabla 10 Promedio de fallas sistema BCP.....	108
Tabla 11 Análisis económico de la continuidad del sistema de Bombeo Mecánico en Castilla 25.....	110
Tabla 12 Análisis económico del cambio de Bombeo mecánico a BCP en el pozo Castilla 25.....	112
Tabla 13 Análisis económico de los pozos en estudio del campo Castilla.....	114
Tabla 14 Parámetros económicos para el sistema de Bombeo Mecánico y BCP.....	115
Tabla 15 Componentes de la matriz.....	119
Tabla 16 Mantenimiento mecánico preventivo a unidades BM.....	142
Tabla 17 Costos de cambios de correa (unidad y caja reductora).....	144
Tabla 18 Cambio de rodamientos en BM.....	145
Tabla 19 Mantenimiento al motor con cambio de rodamientos en BM.....	146
Tabla 20 Costo de mantenimiento anual de una unidad de BM.....	147
Tabla 21 Mantenimiento a cabezales de rotación.....	148
Tabla 22 Cambio de correas a cabezales de rotación.....	148
Tabla 23 Costo de mantenimiento anual al sistema PCP.....	149
Tabla 24 Consumo de energía en BCP.....	151
Tabla 25 Costos del equipo varillero.....	152

Tabla 26 Costos de servicios a pozo/año en PCP ..... 153

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Efecto de la altura de descarga en el escurrimiento.....	132
Anexo 2. Funcionamiento del sistema BCP .....	133
Anexo 3. Guía de la compañía Tenaris sobre las dimensiones de varillas de bombeo.....	134
Anexo 4. Referencias de bombas de la compañía KUDU .....	135
Anexo 5. Selección del Elastómero compañía KUDU .....	136
Anexo 6. Principales compañías fabricantes de sistemas BCP.....	137
Anexo 7. Principales problemas operacionales del sistema BCP .....	138
Anexo 8. Costos propios de cada sistema de levantamiento.....	142
Anexo 9. Análisis matriz DOFA a través de la herramienta SWOT.....	155

## RESUMEN

**TITULO: ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP) PARA CRUDO PESADO EN CAMPOS COLOMBIANOS.\***

**AUTORES: BUITRAGO ESPARZA José, MASIAS MANQUILLO Henry\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Bombeo por cavidades progresivas, crudo pesado, DOFA, campo Castilla.

En la actualidad debido a la alta declinación de la producción de hidrocarburos a nivel mundial, se han venido analizando diferentes alternativas para poder suplir la producción diaria mundial que día tras día va aumentando. Es por esto que el estudio sobre crudos de tipo pesado y extrapesados se ha venido incrementando debido a la gran cantidad de yacimientos con este tipo de crudo y con más razón en nuestro país Colombia, debido a las grandes reservas de este tipo de crudo aquí presente en la mayoría de nuestro territorio.

En la vida productiva de un yacimiento se deben tomar diferentes decisiones las cuales están asociadas generalmente a factores que alteran la producción de fluidos en camino a aumentar dicha producción. Esto conlleva al estudio de diferentes alternativas dependiendo de las características que el yacimiento presente, con el fin de obtener mayores beneficios al menor costo posible.

A través del proyecto “Análisis técnico y económico de la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP) para crudo pesado en campos colombianos”, se puede generar una alternativa de estudio que ayude en gran parte como base a la toma de decisiones a futuro, al mejoramiento del índice de productividad y a problemas que pueda presentar el pozo que se puedan solucionar a través de implementaciones de sistemas de levantamiento artificial, como en este caso lo es el sistema BCP.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímica, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M.sc Fernando E. Calvete G.

## ABSTRACT

**TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF PUMPING SYSTEM IMPLEMENTATION BY PROGRESSIVE CAVITY (BCP) FOR HEAVY OIL FIELDS IN COLOMBIA. \***

**AUTHOR: BUITRAGO ESPARZA José, MASIAS MANQUILLO Henry\*\***

**KEYWORDS:** Progressive Cavity Pump, heavy oil, SWOT, Castilla field.

At present due to high decline of oil production worldwide have been exploring various alternatives to meet the daily production worldwide is increasing day by day. That is why the study of crude heavy and extra heavy type has been increasing due to the large number of sites with this type of oil and more so in our country Colombia, due to the large reserves of this type of oil here this in most of our territory.

In the life of a site should be taken different decisions which are usually associated with factors that affect the production of fluids on the way to increase it. This involves the study of different alternatives depending on the features that the present site, in order to obtain greater benefits at the lowest possible cost.

Through the project "Technical and economic analysis of the system implementation, progressive cavity pump (BCP) for Colombian heavy oil fields", you can create an alternative study to assist in large part as a basis for decision making future by improving the productivity index and problems that may arise from the well which can be solved through implementations of artificial lift systems, as in this case it is the BCP system.

---

\* Work of degree

\*\* Faculty of physical-chemical Engineering's, Engineering of Petroleum, Principal M.sc Fernando E. Calvete G.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad la industria de los hidrocarburos se encuentra en uno de los mejores momentos esto debido a la demanda de estos recursos naturales por parte de la gran mayoría de los sectores empresariales en el mundo. Debido a que los hidrocarburos siguen siendo la principal fuente de energía, esto significa la necesidad de producción día tras día por parte de las compañías para el mundo entero.

La recuperación de estos hidrocarburos se estudia constantemente ya que este recurso ha bajado notablemente sus datos de producción y de reservas. Por tal motivo las compañías petroleras analizan métodos de recuperación que sean viables desde el punto de vista productivo y económico.

De la mano de estos estudios están diversas alternativas en cuanto a tecnología y a eficacia.

Actualmente se ha venido incrementando la producción de hidrocarburos de tipo pesado con un °API bajo, ya que los hidrocarburos de tipo mediano que han sido los de mayor producción a nivel mundial, han venido presentando una baja de producción y de mayor dificultad su extracción. Por tal motivo estos hidrocarburos de tipo pesado vienen teniendo un mayor protagonismo a nivel productivo.

En Colombia particularmente, se cuenta con buenas reservas de este tipo de crudo y por tal razón se han venido desarrollando estudios sobre este tipo de hidrocarburo y mayor acogida a nivel nacional.

En este estudio se realiza un análisis sobre el hidrocarburo de tipo pesado para poder incrementar su producción a una mejor relación beneficio-costos. Se estudia el sistema BCP que es uno de los métodos de mayor rentabilidad productiva y económica para poderlo implementar en un campo colombiano.

# 1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP<sup>\*</sup>)

## 1.1 HISTORIA

La bomba por cavidades progresivas (BCP) fue inventada en 1932 por un Ingeniero Aeronáutico francés llamado René Moineau, quien estableció la empresa llamada PCM POMPES S.A. para la fabricación de la misma<sup>1</sup>.

Estas bombas se han venido implementando desde los años 20, pero solo a mediados de 1950 se ha utilizado en la industria petrolera con los primeros motores hidráulicos con mecanismos de doble rotor helicoidal que fueron utilizados en la perforación de pozos. A finales de los años 70 se ha implementado como sistema de levantamiento artificial de hidrocarburos<sup>2</sup>.

En Colombia el primer sistema de BCP se instaló en 2003 en el campo Rubiales ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, por medio de este sistema de levantamiento artificial se empezó el desarrollo de este campo<sup>3</sup>.

En los últimos años las BCP han experimentado un incremento gradual como método de extracción artificial común. Sin embargo la implementación de las bombas por cavidades progresivas está en proceso de maduración si las comparamos con los otros métodos de extracción artificial como las bombas electrosumergibles o el bombeo mecánico<sup>4</sup>.

---

<sup>\*</sup> Moineau René, Progressing Cavity Pumps 1932, patent US7413416, 2008

<sup>1</sup> CHACÍN, Nelvy. *Bombeo por cavidad progresiva*. Venezuela: ESP OIL, 2003. p. 8.

<sup>2</sup> RAMÍREZ, Laura. *Tesis de grado 120003*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2006. p. 45

<sup>3</sup> RUBIO, C. y AGUDELO, P. *Comparative Analysis of Production Method with PCP Systems at Rubiales Oil Field*, SPE 114191. Colombia: Weatherford Colombia Limited, 2008. p. 1.

<sup>4</sup> HIRSCHFELDT, Marcelo. *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. Argentina: OilProduction.net, 2008. p. 2.

## **1.2 DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BCP**

Los sistemas BCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total.

Este sistema de levantamiento está compuesto por equipos de superficie y de subsuelo. A continuación se hará una descripción más detallada de los componentes del sistema BCP.

### **1.2.1 Equipos de subsuelo.**

#### **1.2.1.1 Rotor.**

El rotor se fabrica con acero altamente resistente, mecanizado con precisión en un torno especial y se recubre con una capa de material con alta resistencia a la abrasión por medio de un proceso electroquímico de cromado. El rotor a diferencia de los elastómeros se mecanizan a diferentes diámetros y espesores de cromado, la variación de estos dos parámetros me permiten un ajuste fino de la interferencia. Este se conecta a una sarta varillas de bombeo las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor).

#### **1.2.1.2 Estator.**

El estator es un cilindro de acero (o tubo) revestido internamente con un elastómero sintético (Polímero de alto peso molecular), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> CHACÍN, Op. cit., p. 29.

### 1.2.1.3 Elastómero.

Son la base del sistema BCP en el que esta moldeado el perfil de doble hélice del estator.<sup>6</sup> El Elastómero constituye el elemento más “delicado” de la Bomba de Cavidades Progresivas y de su adecuada selección depende en una gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación. El Elastómero reviste internamente al Estator y en si es un Polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria de forma, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el Rotor y el Estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo). Los Elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.

#### ❖ Tipos de elastómeros para hidrocarburos.

Los Elastómeros más utilizados en la aplicación BCP, poseen bases Nitrílicas (convencionales), Hidrogenación Catalítica (Elastómeros Hidrogenados) y Fluoelastómeros.

#### Elastómeros convencionales.

- ✓ **Bajo contenido de Acrilonitrilo.**
- Buenas propiedades mecánicas (muy elástico).
- Máxima resistencia a la temperatura: 200 °F.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Buena resistencia al ampollamiento por gas.
- Moderada resistencia a los aromáticos.
- Moderada resistencia a los crudos agrios.
- Moderada/pobre resistencia al H<sub>2</sub>S.

---

<sup>6</sup> HIRSCHFELDT, Op. cit., p. 9.

- Moderada/pobre resistencia al agua caliente.
- Recomendado para crudos pesados.

✓ **Mediano contenido de Acrilonitrilo.**

- Muy buena resistencia mecánica.
- Máxima resistencia a la temperatura: 200 °F.
- Buena resistencia a la abrasión.
- Moderada resistencia al ampollamiento por gas.
- Moderada resistencia a crudos agrios.
- Moderada resistencia al H<sub>2</sub>S.
- Moderada/pobre resistencia al agua caliente.
- Crudo pesado/mediano.

✓ **Alto contenido de Acrilonitrilo.**

- Moderada resistencia mecánica.
- Máxima resistencia a la temperatura: 225 °F.
- Moderada resistencia a la abrasión.
- Buena resistencia al ampollamiento por gas.
- Buena resistencia a los aromáticos.
- Moderada resistencia al crudo agrio.
- Muy pobre resistencia al H<sub>2</sub>S.
- Pobre resistencia al agua caliente.
- Crudo liviano.

✓ **Elastómeros hidrogenados.**

- Muy buena resistencia mecánica.
- Máxima resistencia a la temperatura: 350 °F.
- Buena resistencia a la abrasión.
- Buena resistencia al ampollamiento por gas.
- Moderada/pobre resistencia a los aromáticos.

- Moderada/pobre resistencia a los crudos agrios.
- Buena resistencia al H<sub>2</sub>S.
- Moderada resistencia al agua caliente.

✓ **Flu elastómeros.**

- Pobre resistencia mecánica.
- Máxima resistencia a la temperatura: 350 °F.
- Pobre resistencia a la abrasión.
- Baja resistencia al gas disuelto.
- Excelente resistencia a los aromáticos.
- Moderada/pobre resistencia al H<sub>2</sub>S.
- Elastómero muy costoso.
- Recomendado para altas temperaturas<sup>7</sup>.

En la tabla 1 se resumen las principales características de los Elastómeros nombrados anteriormente.

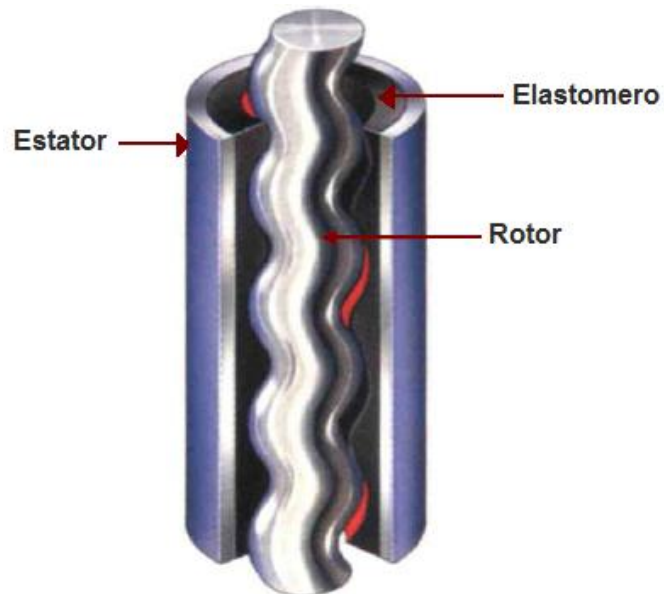
**Tabla 1 Características de los Elastómeros.**

Características	Acrilonitrilo Bajo	Acrilonitrilo Medio	Hidrogenados	Acrilonitrilo Alto	Flu elastómeros
<b>Abrasión</b>	B	A	A	C	B
<b>Ampollas de gas</b>	A	B	B	A	A
<b>Aromáticos</b>	B	C	C	A	A
<b>Crudos Pesados</b>	A	A	B	C	B
<b>Crudos Medianos</b>	A	B	B	A	B
<b>Crudos Livianos</b>	C	C	C	A	A
<b>Pozos de Agua</b>	B	C	C	C	C
<b>Prop. Mecánicas</b>	B	A	A	B	C
<b>CO2</b>	B	C	B	B	A
<b>H2S</b>	B	B	A	B	A
<b>Max. Temp. (°F)</b>	248	212	320	230	176
<b>Escala:</b>	<b>A: Excelente    B: Aceptable    C: Insatisfactorio</b>				

**Fuente:** Modificado de: Chacín, N. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva*, Venezuela. ESP OIL.

<sup>7</sup> CHACÍN, Op. Cit., p. 85.

**Fig. 1 Partes principales del sistema BCP**



**Fuente:** WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

#### **1.2.1.4 Niple de paro.**

El Niple de Paro es un tubo de pequeña longitud, el cual se instala bajo el Estator, Es parte componente de la bomba. Sus funciones son:

- Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
- Brindar un espacio libre al rotor de manera que permita la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema.
- Impedir que el rotor y/o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- Servir de punto de conexión para accesorios tales como Anclas de Gas o Anti-torque, Filtros de Arena, etc.
- Como succión de la bomba.

Los más usuales son de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su

extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torque o cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciado<sup>8</sup>.

#### **1.2.1.5 Niple de maniobra o intermedio.**

Su utilización es obligatoria. El movimiento excéntrico de la cabeza del rotor junto con el acople de unión a la primera varilla, describe un círculo de diámetro mayor que su propio diámetro. El diámetro que permitiría este movimiento es de  $D+2E$ , donde:

- “D” es el mayor de los dos diámetros, el de la cabeza del rotor o el diámetro externo del acople.
- “E” es la excentricidad de la bomba (dato suministrado por el fabricante).

El niple de maniobra debe contar con un diámetro interno mayor que el resultado obtenido con la expresión  $D+2E$ . En cuanto a su longitud, la misma deberá ser la suficiente de manera de garantizar que la cabeza del rotor (en condiciones de operación) se encuentre en el interior del dicho niple.

Otra ventaja de este niple intermedio o niple de maniobra es que durante las operaciones (bajada de la completación al pozo) las cuñas, mordazas, llaves de apriete, etc.; se colocaran en él, en lugar del cuerpo del estator, evitando así cualquier daño a este último.

#### **1.2.1.6 Niple de drenaje.**

Generalmente se utiliza un niple de drenaje para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba, por ejemplo cuando falla la sarta de varillas y no se puede “pescar” la misma. Es importante no tener crudo en la tubería al momento de sacar la sarta, ya que de otra manera se corre el riesgo de originar derrames de crudo indeseados en la

---

<sup>8</sup> HIRSCHFELDT, Op. Cit., p. 12.

superficie contaminando así el medio ambiente. La mayoría de los nipples de drenaje se activan aplicando presión interna a la tubería de producción. En el caso de crudos extrapesados, se ha subestimado, en algunos casos, la presión de descarga de la bomba, originando que el sistema de drenaje se active durante la operación, con lo cual es necesario recuperar la tubería.

Es importante mencionar que cuando se cuenta con un cabezal de eje hueco, se acostumbra colocar una barra pulida más larga que la longitud del rotor, con lo cual se puede sacar el rotor del estator con una operación muy sencilla cuando se desea circular el pozo.

#### **1.2.1.7 Niple “X”.**

Con el fin de detectar agujeros o uniones defectuosas en la sarta de tubería, se acostumbra realizar una prueba de presión durante la operación de bajada de la misma. Para realizar esta prueba se puede instalar un nipple de asiento “X”, sobre el estator de la bomba, en el cual se asienta una válvula fija con pescante, la cual es fácil de recuperar luego de la prueba.

Si el pozo presenta problemas de corrosión y la tubería es re-utilizada, es recomendable asentar la válvula en el nipple “X” e ir probando a medida que se bajan los tubulares, por ejemplo, cada 10 tubos; de esa manera es más fácil detectar y corregir la existencia de algún tubo defectuoso<sup>9</sup>.

#### **1.2.1.8 Caño filtro.**

Se utiliza para evitar, en el caso de rotura de estator con desprendimiento de elastómero, trozos de tamaño regular del mismo queden dentro del espacio anular. Una vez cambiada la instalación de fondo, estos pedazos de elastómero podrán ser recuperados con un equipo de pulling y no permanecerán en el pozo donde se corre el peligro que sean succionados nuevamente por la bomba. La condición para su instalación es que la suma de las áreas de sus orificios sea igual

---

<sup>9</sup> CHACÍN, Op. cit., p. 30-33.

o mayor a seis (6) veces el área de succión de la bomba, es decir seis veces el área del niple de paro.

#### **1.2.1.9 Ancla de torque.**

Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de los caños. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba.

La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento del tubing. El ancla de torque evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator, elemento de la columna donde el esfuerzo de torque es mayor. No siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades o bajas profundidades, no se tienen torques importantes y/o se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos<sup>10</sup>.

#### **1.2.1.10 Ancla de tubería.**

Es un dispositivo que fija la tubería de producción al revestidor, limitando el movimiento axial y rotativo de la sarta. A diferencia de una empacadura, no realiza un sello en el espacio anular, permitiendo el libre paso de fluidos a través del anclaje mecánico.

#### **1.2.1.11 Ancla de gas.**

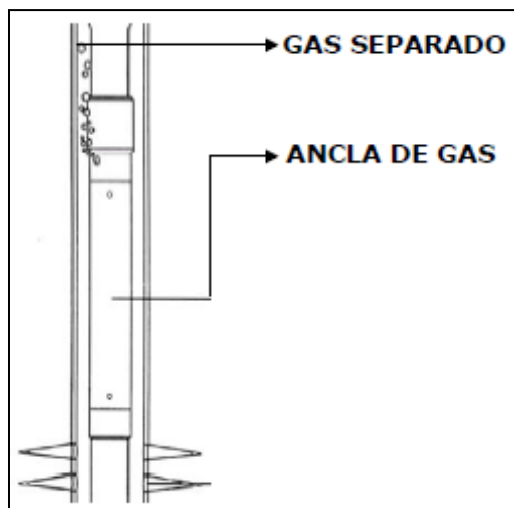
La eficiencia volumétrica del BCP, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior. Anclas

---

<sup>10</sup> HIRSCHFELDT, Op. cit., p. 12.

de gas es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo, generalmente la separación gas – líquido ocurre fuera del ancla desviándose el gas al espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción y el líquido es enviado a la bomba, sin embargo, las anclas de gas no son 100% eficientes por lo que una porción del mismo es arrastrado a su interior y de allí a la bomba, adicionalmente dentro del ancla, por los diferenciales de presión que allí se originan, ocurren separaciones adicionales de gas el cual también es conducido a la bomba; algunos diseños consideran el desalajo de este gas al espacio anular revestidor-educor.

**Fig. 2 Ancla de Gas**



**Fuente:** Chacín, N. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva*, Venezuela. ESP OIL.

### **1.2.1.12 Centralizador de varillas.**

Los centralizadores de varillas se suelen colocar sólo en aquellos pozos con desviaciones o inclinaciones muy pronunciadas. Hasta ahora no existe un acuerdo validado respecto a los criterios para la ubicación de estos dispositivos, sin embargo el programa del C-FER ofrece una rutina para estimar la colocación más adecuada de los mismos en la sarta de varillas<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> CHACÍN, Op. cit., p. 31-33.

**Fig. 3** Centralizador de Varillas



**Fuente:** Chacín, N. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva*, Venezuela. ESP OIL.

#### **1.2.1.13 Zapato probador de hermeticidad.**

En caso de ser instalado (altamente recomendado), se debe colocar siempre arriba del nipple intermedio, para poder probar toda la cañería y además como su diámetro interno es menor que el del tubing no permite el paso de centralizadores a través de él. Para algunas medidas de bomba, no se puede utilizar, porque el pasaje interior del mismo es inferior al diámetro del rotor, impidiendo su paso en la bajada.

La interferencia entre el rotor y el estator es suficiente sello para probar la hermeticidad, aunque siempre existe escurrimiento, tanto mayor cuanto mayor sea la presión total resultante sobre la bomba. La suma de la presión de prueba más la altura de la columna debe ser tal que no supere la altura manométrica de la bomba, para evitar dañarla.

#### **1.2.1.14 Tubing.**

En caso de haber instalado un ancla de torque, la columna se arma con torque óptimo API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aún con ancla de torque, se debe ajustar con el torque máximo API, de este modo en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de librarla, lo que se realiza

girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torque, se debe ajustar también con el máximo API, para prevenir el desenrosque del tubing.

#### **1.2.1.15 Trozo de maniobra.**

Es muy importante instalar un trozo de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una varilla, cuando gira a velocidades superiores a las 250rpm. Cuando se instala una varilla, debido a su largo y al movimiento excéntrico del rotor que se transmite directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes del último tubing. El trozo de maniobra, al ser de menos de la mitad del largo de la varilla, se dobla menos o no se dobla, dependiendo de su diámetro.

#### **1.2.1.16 Varillas de bombeo API.**

Son varillas de acero, enroscadas unas con otras por medio de uniones, formando la sarta, que va desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de los tubings. Su longitud puede ser de 25 o 30 ft.

#### **1.2.2 Equipos de superficie.**

Una vez obtenidos los parámetros de operación mínimos necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa que deben ser capaces de:

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo.
- Entregar el torque requerido en el vástago.
- Rotar el vástago a la velocidad requerida.

- Prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

### 1.2.2.1 Cabezal de rotación.

Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque (“stuffing box”) para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.

Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas<sup>12</sup>.

### 1.2.2.2 Motor.

Los sistemas de bombeo por cavidades progresivas, pueden utilizarse tanto con motores eléctricos como con motores de combustión interna. El motor eléctrico es el más utilizado debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización.

La principal función del motor en el sistema es proveer la potencia requerida para generar el movimiento de rotación que se le debe suministrar a el rotor. La potencia es función directa del torque y esta relación esta expresada por la siguiente ecuación:

$$P_{\text{Requerida}} = \frac{C * T_{\text{Sarta}} * N}{\mu_{\text{Transmisión}}} \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde:

$P_{\text{Requerida}}$  = Potencia total requerida por el sistema (Kw o BP).

<sup>12</sup> HIRSCHFELDT, Op. cit., p. 12-14.

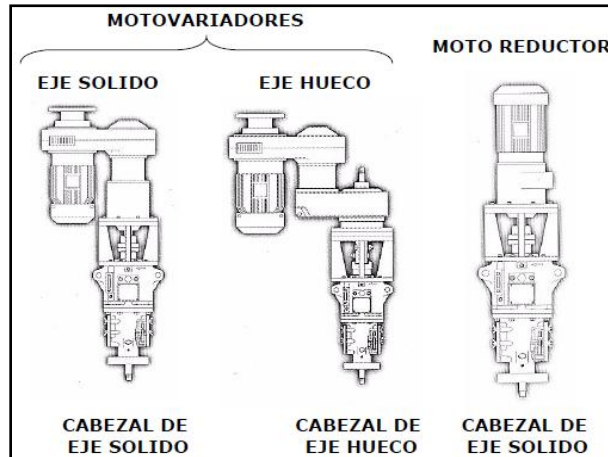
$T_{\text{Sarta}}$  = Torque total sobre la sarta de varillas (N\*m o Lbs.\*ft.).

N = Velocidad de rotación del sistema (rpm).

$\mu_{\text{Transmisión}}$  = Eficiencia de transmisión (%).

C = Constante (Métrico:  $1,504 \cdot 10^{-2}$  o Ingles:  $1,917 \cdot 10^{-6}$ )<sup>13</sup>.

**Fig. 4** Cabezales de Rotación



**Fuente:** Chacín, N. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva*, Venezuela. ESP OIL.

### 1.2.2.3 Sistema de transmisión.

Es el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipos de sistema de transmisión tradicionalmente utilizados:

- Sistema con poleas y correas.
- Sistema de transmisión a engranajes.
- Sistema de transmisión hidráulica.

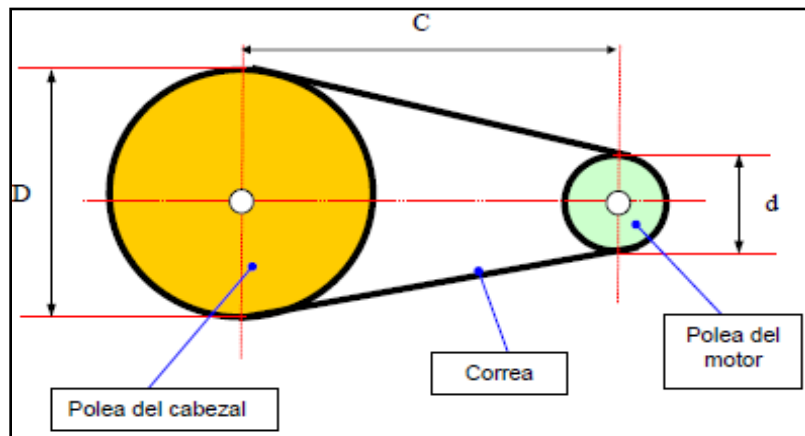
En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 RPM, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y

<sup>13</sup> RAMÍREZ, Op. cit., p. 53.

poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.

A continuación se mencionan algunos criterios importantes para el diseño de los sistemas de transmisión antes mencionados:

**Fig. 5** Sistema de Transmisión



**Fuente:** Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

Donde:

D= Diámetro de la polea del cabezal.

C= Distancia entre centros de poleas.

d= Diámetro de la polea del motor.

#### **1.2.2.4 Sistema de correas y poleas.**

La relación de transmisión con poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado y de la potencia/torque que se deba transmitir a las varillas de bombeo (a la BCP). En el caso de los cabezales sin cajas reductoras (Directos) la relación es directa y viene determinada por la velocidad del motor y la velocidad requerida por el sistema.

En el caso de cabezales con caja reductora interna, debe considerarse la relación de la caja de engranajes para establecer la relación de transmisión total. La relación total de transmisión (R total) puede calcularse como:

$$R_{\text{total}} = R_{\text{gearbox}} \times R_{\text{poleas}} \quad \text{Ecuación 2.}$$

R gearbox: Relación de la caja reductora interna del cabezal.

R poleas: Relación de diámetros de poleas.

En el caso de cabezales sin cajas reductoras (Directos), se asume un relación 1:1, por lo que la relación total será igual a la relación de poleas. La relación de poleas se define como:

$$R_{\text{poleas}} = D / d \quad \text{Ecuación 3.}$$

La relación de velocidades de rotación entre el eje del motor y el vástago pulido, es inversamente proporcional a la relación total de transmisión reemplazando la ecuación 3 en la ecuación 2:

$$R_{\text{total}} = R_{\text{gearbox}} \times D / d = N_{\text{motor}} / N_{\text{vástago}}$$

Para un cabezal directo (R gearbox = 1).

$$R_{\text{total}} = D / d = N_{\text{motor}} / N_{\text{vástago}}$$

N motor: Velocidad del motor (RPM).

N Vástago: Velocidad de operación del sistema (RPM).

Por el contrario, el torque mantiene una relación directamente proporcional con respecto a la relación de transmisión total. En vista de esto, es necesario seleccionar un motor que tenga la capacidad de entregar el torque tal que, al

multiplicarlo por la relación de transmisión, se obtenga al menos el torque requerido por el sistema.

$R_{total} = R_{gearbox} \times D / d = T_{vástago} / T_{motor}$

T motor: Torque entregado por el motor (lb. x ft. o N x m).

T Vástago: Torque requerido por el sistema (lb. x ft. o N x m).

#### **1.2.2.5 Sistema de frenado.**

La segunda función importante del cabezal es la de frenado que requiere el sistema una vez y rota en marcha inversa, llamado "Back-Spin". Cuando un sistema BCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas.

Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción (Tubing) y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante ese proceso de Back-Spin, se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas. Al perder el control del Back-Spin, las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea el cabezal, pudiendo ocasionar esta situación daños severos al operador.

De los frenos utilizados se pueden destacar los siguientes:

##### **✓ Freno de accionamiento por fricción.**

Compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta al eje del

cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 HP.

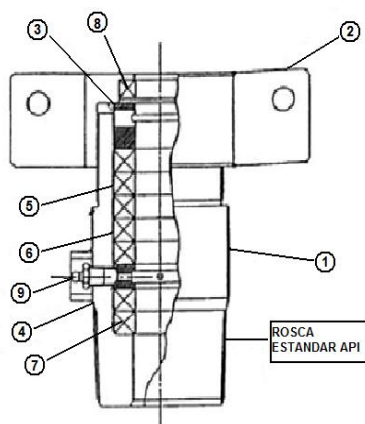
✓ **Freno de accionamiento hidráulico.**

Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj (operación de la BCP). Al ocurrir el Back-Spin, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada. Dependiendo del diseño del cabezal, este mecanismo hidráulico puede accionarse con juegos de válvula de drenaje, embragues mecánicos, etc<sup>14</sup>.

**1.2.2.6 Prensa-Estopas.**

Finalmente, el cabezal cuenta con una caja de prensa-estopas cuya función es la de aislar el cabezal de los fluidos del pozo, en él gira la barra pulida. Contiene un juego de siete empaquetaduras mecánicas preformadas hechas de aramida, teflón o grafito. Esta combinación resistente a los fluidos abrasivos, optimiza la vida del sello. Un anillo de ajuste sobre las empaquetaduras ciñe estas a la barra pulida y por lo tanto se utiliza para reducir las fugas por el prensa-estopas. Las posibles fugas son drenadas por una manguera hasta un envase<sup>15</sup>.

**Fig. 6** Prensa-Estopas



1. CUERPO.
2. TAPA.
3. ANILLO DE EMPUJE.
4. ANILLO LINTERNA.
5. ARAMIDA.
6. GRAFITO.
7. ARAMIDA.
8. SELLO.
9. ORIFICIO DE ENGRASE.

**Fuente:** Chacín, N. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva*, Venezuela. ESP OIL.

<sup>14</sup> HIRSCHFELDT, Op. cit., p. 15-17.

<sup>15</sup> MCNAUGHTON, Kenneth. *The Chemical Engineering Guide to Pumps*. U.S.A: McGraw Hill, 1999. p. 82.

### **1.2.2.7 Vástago.**

El extremo superior de la sarta se completa con un vástago cromado enroscado a las varillas, el cual va empaquetado en superficie, por medio de un dispositivo "prensa", todo esto se conecta al puente de producción. El vástago puede ser de diferentes medidas, algunas de las que se utilizan son 1.1/4"; 1.1/2" en macizos, o bien 48 mm en vástagos huecos; dependiendo de la sarta que se tenga en el pozo y del cabezal que se utilice en superficie<sup>16</sup>.

### **1.2.2.8 Variadores de frecuencia.**

Estos equipos son utilizados en conjunto con los motorreductores y con los equipos de polea-correa en los cuales la velocidad es constante (a menos que se cambie la caja reductora o la relación de poleas) para brindar la flexibilidad del cambio de velocidad en muy breve tiempo y sin recurrir a modificaciones mecánicas en los equipos.

El Variador de frecuencia rectifica la corriente alterna requerida por el motor y la modula electrónicamente produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia, varía la velocidad de rotación ya que ambas son proporcionales, finalmente varía la velocidad de operación, varía la producción.

La gran ventaja de estos equipos está representada por las funciones que brinda entre ellas se destacan:

- Ajuste de velocidad: Este equipos permite variar la velocidad en un rango más amplio que los demás sistemas y en un tiempo relativamente muy cortó.

---

<sup>16</sup> HIRSCHFELDT, Op. cit., p. 13.

- Ajuste de arranque y parada: Permiten el ajuste de las rampas de arranque y parada reduciendo los picos de corriente y controlando el torque en el sistema.
- Ajuste de torque: Se puede ajustar el torque de arranque para permitir arranque seguros, así mismo pueden mantener el torque a bajas velocidades.
- Entradas / Salidas analógicas y digitales: Estos equipos poseen puertos para señales analógicas y/o digitales de manera de captar alguna variable medida en el pozo o en el cabezal y sobre las cuales se tomar decisiones y acciones a nivel del programa interno del variador de frecuencia o generar una señal de salida.
- Facilita la optimización: La mayoría de las acciones de campo (supervisión y control) se pueden ejecutar de manera remota.
- Se reduce la cantidad de equipos montados sobre el cabezal del pozo.

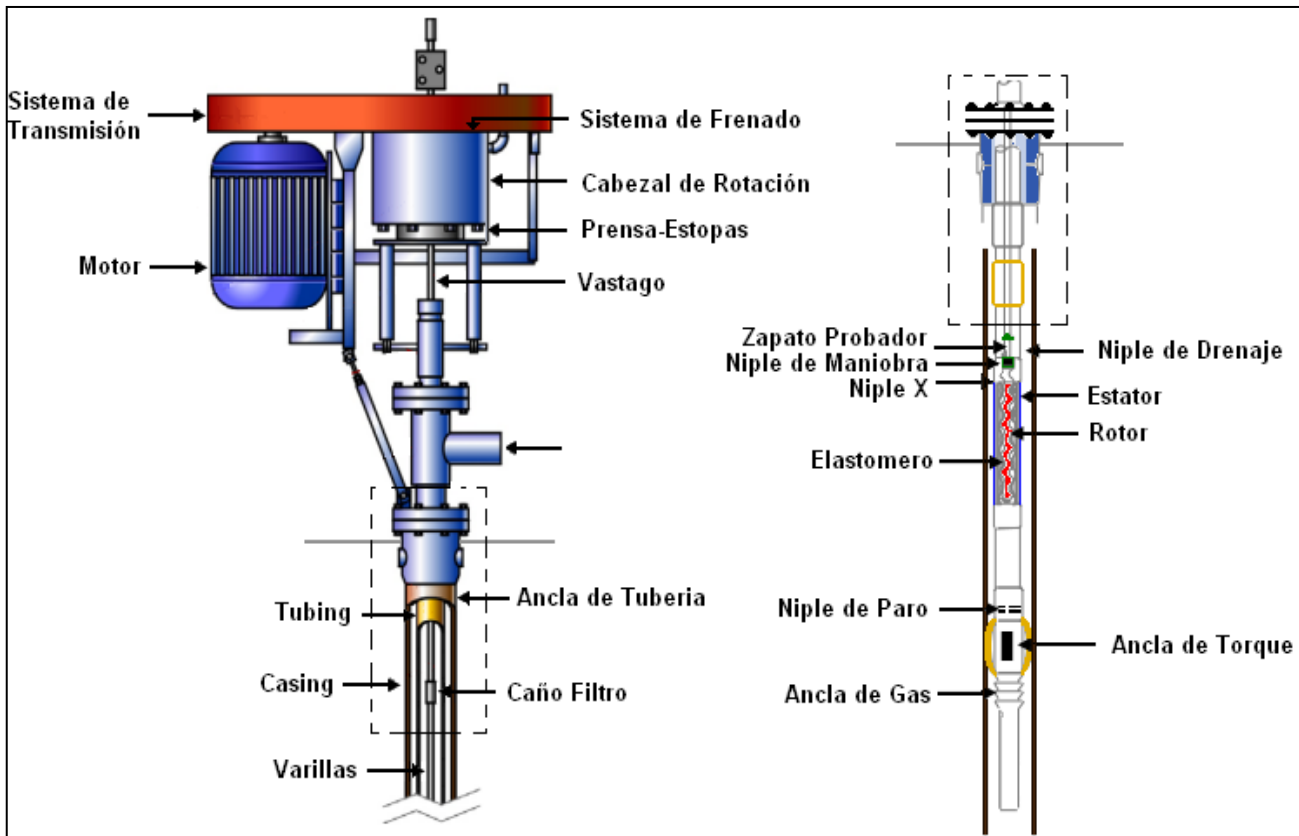
Por otra parte, también existen algunas desventajas entre las que se pueden mencionar:

- Fragilidad de los equipos: Estos equipos continúan mejorándose para las exigentes aplicaciones en campo (intemperie, altas temperaturas, humedad, polvo, corrosión, etc.), por lo tanto algunas de las fallas presentadas por los mismos pueden estar asociadas a estos factores ambientales.
- Poca experiencia por parte de los operadores en este tipo de tecnología (esto puede superarse con el adiestramiento adecuado).
- Generación de armónicos que se realimentan en la línea de suministro del fluido eléctrico y que pueden causar daños en los generadores y en las líneas de transmisión.

Poseen pantallas de cristal líquido (LCD) con iluminación nocturna con panel (o consola) desmontable. En estas pantallas se pueden leer las siguientes variables de operación:

Frecuencia de salida (Hz), velocidad de la bomba en RPM o SPM (para aplicaciones de bombeo mecánico), referencia de velocidad en RPM o SPM. Corriente de salida (Amp), tensión en el bus de corriente continúa en Voltios, potencia activa en HP o Kw, torque en Nw-mts o lbs.-pie, tensión a la entrada y a la salida del variador (Voltios). Registro y presentación de las últimas fallas; (indicando en algunos equipos) fecha y hora de ocurrencia de las mismas, tiempo de servicio desde la puesta en operación del variador, temperatura del variador y del motor y energía total consumida (Kw acumulados)<sup>17</sup>.

**Fig. 7** Componentes de un Sistema BCP



Fuente: Autores.

<sup>17</sup> CHACÍN, Op. cit., p. 43-45.

### 1.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BCP

El sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas BCP, consiste de una bomba de desplazamiento positivo conformada por dos partes principales, un rotor de acero de forma helicoidal de  $n$  lóbulos dentro de un estator en forma de helicoide de  $n+1$  lóbulos, este consta de un tubo de acero recubierto internamente por un elastómero sintético con capacidad de deformación y recuperación elástica<sup>18</sup>. El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas la cual se encuentra conectada al rotor.

Las dimensiones del rotor y el estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga<sup>19</sup>.

**Fig. 8** Funcionamiento sistema BCP



**Fuente:** Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*, Argentina. OilProduction.net

<sup>18</sup> RAMÍREZ, Op. Cit., p. 48.

<sup>19</sup> CHACÍN, Op. cit., p. 12.

### 1.3.1 Geometría de la bomba.

La geometría del sistema de bombeo por cavidades progresivas está definida por los siguientes parámetros:

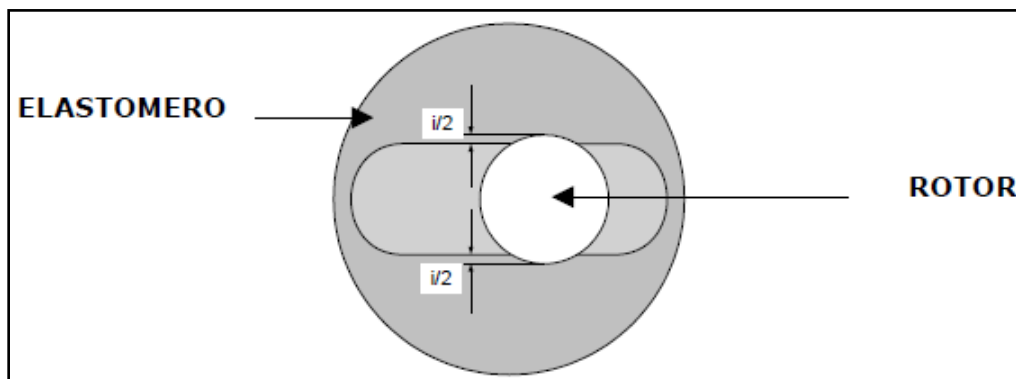
#### 1.3.1.1 Relación de lóbulos.

En este tipo de bombas el rotor al igual que el estator está formado por lóbulos. El estator siempre deberá tener un lóbulo más que el rotor, con el fin de permitir que se forme la cavidad.

Se cuenta con diversos arreglos de materiales y geometría, sin embargo la utilizada en la Industria Petrolera es la de un rotor metálico de un lóbulo en un estator con un material elástico (elastómero) de dos lóbulos.

La figura 9 muestra una sección transversal de una BCP convencional 1:2 lóbulos, donde se observa como el diámetro del rotor es un poco mayor que el ancho de la cavidad, produciendo la interferencia (i) que crea el sello.

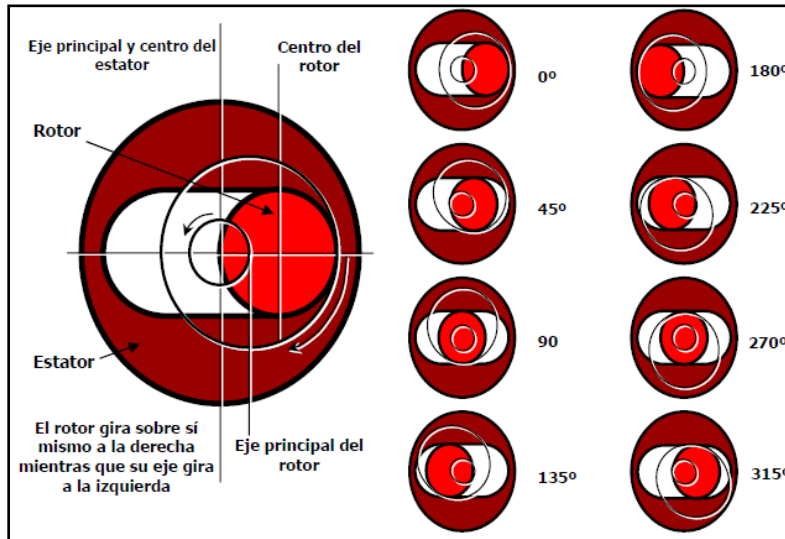
**Fig. 9** Sección transversal de una BCP



**Fuente:** Chacín, N. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva*, Venezuela. ESP OIL.

En la siguiente figura se describe el movimiento del rotor dentro del estator para una geometría 1:2.

**Fig. 10** Descripción del movimiento del rotor para una geometría 1:2

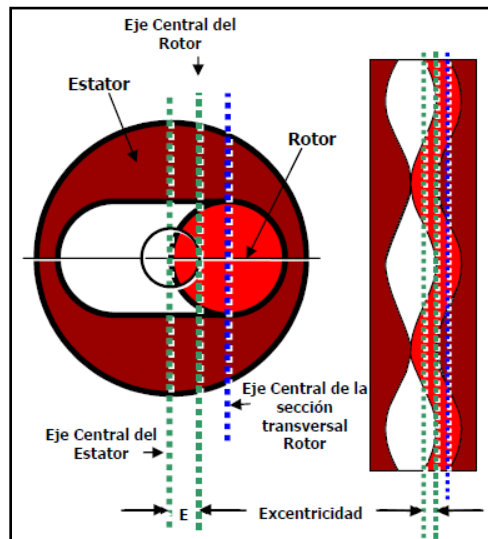


Fuente: WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

### 1.3.1.2 Excentricidad.

La excentricidad hace referencia a la distancia entre el eje central del rotor y el eje central del estator y se simboliza como E. En la figura 11 se puede observar este parámetro.

**Fig. 11** Excentricidad entre los ejes



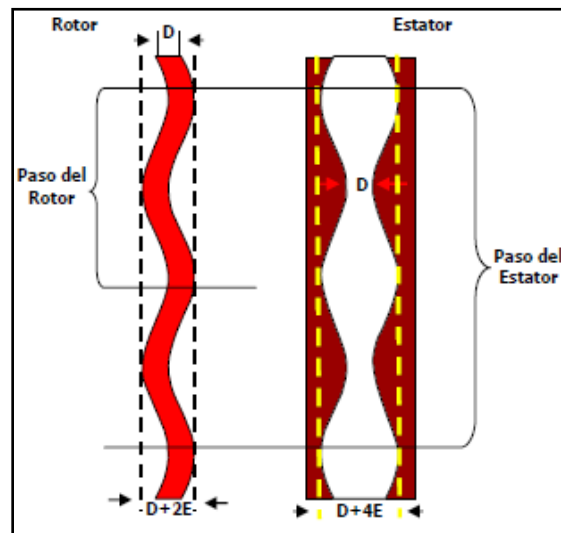
Fuente: WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

En la geometría 1:2 el eje central en el rotor se refiere, al eje sobre el que se realiza el movimiento, no al eje central de la sección transversal. Es importante esta observación al momento de definir la excentricidad del sistema rotor-estator. Por otra parte el eje central del estator es también el eje de la sección transversal.

### 1.3.1.3 Paso del rotor y del estator.

El paso del rotor está definido como la distancia lineal que separa dos crestas consecutivas del rotor separadas por 180° de rotación para el caso de las bombas con geometría 1:2.

Fig. 12 Paso del rotor y estator



Fuente: WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

La relación entre el paso del rotor y el paso del estator viene definida por la siguiente fórmula:

$$P_S = \frac{L_r + 1}{L_r} * P_R \quad \text{Ecuación 4.}$$

Donde:

$P_S$  = Paso del estator (in o mm).

$L_r$  = Numero de lóbulos del rotor.

$P_R$  = Paso del rotor (in o mm).

En la figura 12, se muestra que el diámetro del rotor medido de cresta a cresta es  $D+2E$ , es decir el diámetro del rotor mas 2 veces la excentricidad. Además también se muestra que el diámetro más pequeño del estator es  $D$  y el más grande equivale a  $D+4E$ .

Para garantizar un sello total y efectivo en la bomba, la longitud de rotor que debe estar dentro del estator, debe ser al menos igual a un paso del estator.

#### **1.3.1.4 Cavidades.**

Las cavidades son volúmenes lenticulares, espirales y cerrados en los espacios vacíos entre el rotor y el estator. Cada cavidad se mueve en forma de espiral alrededor del eje del estator, progresando desde la entrada hacia la salida de la bomba como consecuencia de la rotación del motor.

La longitud de cada cavidad es igual a la longitud del paso del estator.

Para calcular el número de cavidades ( $C$ ), se utiliza la siguiente fórmula:

$$C = L_r \left( \frac{H_s}{P_R} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 5.}$$

Donde:

$H_s$  = Longitud del estator (ft).

$L_r$  = Numero de lóbulos del rotor.

$P_R$  = Paso del rotor (ft).

#### **1.3.2 Capacidad de desplazamiento.**

A medida que el rotor gira, las cavidades se mueven axialmente hacia la descarga, creando le efecto de bombeo.

Debido a que el área transversal de flujo total (espacio vacío entre el rotor y el estator) permanece constante en toda la longitud de la bomba, esta desplaza el fluido sin pulsaciones.

La capacidad de desplazamiento de una bomba BCP está definida como el volumen de fluido producido por cada rotor por día.

Se puede calcular la capacidad de desplazamiento con la siguiente fórmula:

$$V = C * E * D * P_s \quad \text{Ecuación 6.}$$

Donde:

V= Capacidad de desplazamiento (Bbls/día/rpm o m<sup>3</sup>/día/rpm).

C= Constante (Imperial= 5,94\*10<sup>-1</sup> o SI= 5,76\*10<sup>-6</sup>).

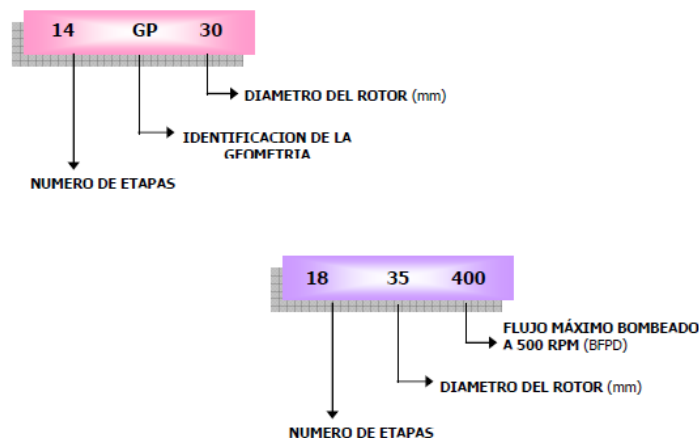
E= Excentricidad (in o m).

D= Diámetro del rotor (in o mm).

P<sub>s</sub>= Paso del estator (in o mm).

Los rangos de desplazamientos típicos van desde 0,13 Bbls/día/rpm (0,02 m<sup>3</sup>/día/rpm) hasta 10,1 Bbls/día/rpm (1,6m<sup>3</sup>/día/rpm)

**Fig. 13** Nomenclatura de las bombas BCP



**Fuente:** WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

Los datos de capacidad de desplazamiento usualmente vienen dados por el fabricante de la bomba, en términos de volumen por día a 1,100 o 500 rpm.

La tasa de flujo teórica de la bomba ( $Q_{\text{teorico}}$ ), es directamente proporcional a su desplazamiento y velocidad de rotación, ésta se puede calcular mediante la relación:

$$Q_{\text{teorico}} = V * N \quad \text{Ecuación 7.}$$

Donde:

$Q_{\text{teorico}}$  = Tasa de flujo teórica (Bbls/día o  $\text{m}^3/\text{día}$ ).

$V$  = Capacidad de desplazamiento (Bbls/día/rpm o  $\text{m}^3/\text{día}/\text{rpm}$ ).

$N$  = Velocidad de operación (rpm).

Cabe anotar que durante la operación de la bomba, debido a una determinada presión diferencial y a la interferencia o ajuste que halla entre rotor y estator, cierta cantidad de fluido se desliza a través de las líneas de sello (líneas imaginarias ubicadas a lo largo de los puntos de contacto rotor-estator) causando una reducción en la tasa de flujo. Por tal razón la tasa de flujo real de una bomba se debe calcular de la siguiente manera:

$$Q_{\text{Real}} = Q_{\text{Teorica}} - Q_{\text{Slip}} \quad \text{Ecuación 8.}$$

Donde:

$Q_{\text{Real}}$  = Tasa de flujo real (Bbls/día o  $\text{m}^3/\text{día}$ ).

$Q_{\text{Slip}}$  = Tasa de deslizamiento (Bbls/día o  $\text{m}^3/\text{día}$ )

### **1.3.3 Capacidad de levantamiento.**

La presión diferencial que se da en la bomba, causa la filtración del fluido a través de las líneas de sello entre rotor y estator, desde las cavidades de mayor a las de menor presión. Este gradiente de presión depende básicamente de la naturaleza y composición del fluido bombeado.

Los fluidos incompresibles como el agua tendrán un comportamiento lineal, mientras que los fluidos compresibles, como los hidrocarburos con gas en solución, tendrán un comportamiento exponencial desde la entrada hasta la descarga de la bomba.

La máxima capacidad de presión que puede aportar una cavidad es función directa de la interferencia, es decir que tanto penetra el rotor en el estator en el punto de contacto o línea de sello y de las propiedades de los fluidos.

#### **1.3.4 Requerimiento de torque.**

El movimiento rotacional del rotor, provoca el desplazamiento hacia arriba del fluido de cavidad en cavidad, en contra de la presión diferencial. La energía requerida para hacer girar el rotor y mover el fluido es suministrada a la bomba en forma de torque.

El torque total ( $T_{Total}$ ) que necesita la bomba para poder suministrar presión al fluido y levantarlo a superficie, se debe calcular de la siguiente manera:

$$T_{Total} = T_{Hidráulico} + T_{Fricción} \quad \text{Ecuación 9.}$$

Donde:

$T_{Hidráulico}$  = Torque hidráulico de la bomba (N\*m ó Lb.\*ft)

$T_{Fricción}$  = Torque por fricción de la bomba (N\*m ó Lb.\*ft)

El torque o energía que la bomba requiere para operar consta de dos componentes: Torque Hidráulico y Torque por Fricción.

#### **✓ Torque hidráulico.**

El torque hidráulico hace referencia a la energía necesaria que se le debe proporcionar a la bomba para vencer la presión diferencial, es decir el delta de

presión entre la entrada y la descarga de la bomba y a la presión diferencial a través de ella.

El torque hidráulico puede ser hallado de la siguiente manera:

$$T_{\text{Hidráulico}} = C * V * \Delta P \quad \text{Ecuación 10.}$$

Donde:

$T_{\text{Hidráulico}}$  = Torque Hidráulico de la bomba (N\*m ó Lb.\*ft)

V = Capacidad de desplazamiento (bbls/día/rpm ó m<sup>3</sup>/día/rpm)

$\Delta P$  = Presión diferencial a través de la bomba (KPa ó Psi)

C = Constante (Métrico: 0.11 ó Inglés:  $8.97 \cdot 10^{-2}$ )

#### ✓ Torque por fricción.

El torque por fricción es el torque que se le debe suministrar a la bomba para vencer la fricción mecánica entre rotor y estator. La magnitud de este torque depende del ajuste o interferencia entre el rotor y estator, de las propiedades lubricantes del fluido producido, de la longitud de la bomba y del tamaño del rotor.

Los valores de torque por fricción varían en un rango de 0 o más de 400 lbs.\*ft (544 N\*m).

Para eliminar este torque por fricción se emplean rotores con configuraciones estándar Oversize y Undersize. Para crudos pesados es recomendable emplear rotores Undersize que tienen un diámetro de rotor ligeramente menor al nominal para permitir la comunicación entre etapas. Para crudos livianos se emplean rotores Oversize para evitar el escurrimiento entre las cavidades de la bomba.

#### 1.3.5 Potencia.

La potencia requerida para suministrar el torque total al sistema, será función de la magnitud del torque y de la velocidad de operación de la bomba.

$$P_{\text{Bomba}} = C * T_{\text{Total}} * N$$

**Ecuación 11.**

Donde:

$P_{\text{Bomba}}$  = Potencia requerida por la bomba (Kw ó HP)

$T_{\text{Total}}$  = Torque total de la bomba (N\*m ó Lb.\*ft)

N = Velocidad de operación (rpm)

C = Constante (Métrico:  $1.05 \cdot 10^{-4}$  ó Inglés:  $1.91 \cdot 10^{-4}$ )<sup>20</sup>.

## 1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

### 1.4.1 Ventajas.

- El bombeo por cavidades progresivas es el sistema de levantamiento artificial más económico de la industria, debido a su bajo costo de inversión inicial, consumo de energía y de mantenimiento, lo que lo hace ventajoso en comparación con otros sistemas.
- Este sistema se caracteriza por su gran habilidad para producir fluidos viscosos y tolerar altos porcentajes de gas libre, ya que presenta pocas pérdidas de presión debido a la configuración de la bomba.
- Cuando el pozo presenta problemas de arenamiento este sistema resulta eficiente debido a la ausencia de válvulas que se puedan ver obstruidas por la producción de arena presentando también buena resistencia a la abrasión.
- Un aspecto importante de este sistema es que se puede regular la velocidad de bombeo de acuerdo a las condiciones operativas del campo y del pozo, mediante un variador de frecuencia.

---

<sup>20</sup> RAMÍREZ, Op. Cit., p. 57-69.

- Los equipos de superficie del sistema BCP ocupan poco espacio, haciéndolos prácticos, de fácil manejo y transporte. También presentan baja contaminación auditiva ya que manejan bajos niveles de ruido.

#### **1.4.2 Desventajas.**

- La principal desventaja de este sistema, es que manejan bajas capacidades de desplazamiento, con una capacidad real de 2000 Bbls/día (máximo 4000 Bbls/día), razón por la cual no es muy factible encontrar este tipo de levantamiento artificial en pozos con gran índice de productividad.
- El sistema tiene una capacidad de elevación real de 6000 ft. (máximo 11500 ft.). La profundidad de operación se puede ver limitada por la temperatura, esto debido a que el elastómero que compone la bomba puede sufrir daños irreversibles con altas temperaturas. La máxima temperatura de operación del sistema es alrededor de 330 °F.
- El bombeo por cavidades progresivas es altamente sensible a los fluidos producidos, debido a que los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse al contacto con ciertas sustancias por periodos prolongados de tiempo.
- El sistema opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables (evitando una buena lubricación).
- Este tipo de bombeo necesita tener buen nivel de fluido y por ende buena sumergencia, debido a que la bomba se mantiene refrigerada gracias al fluido que transporta y no es recomendable trabajarla en seco, esto con el fin de evitar la fricción entre rotor y estator, y el elastómero puede sufrir daños.
- El desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.

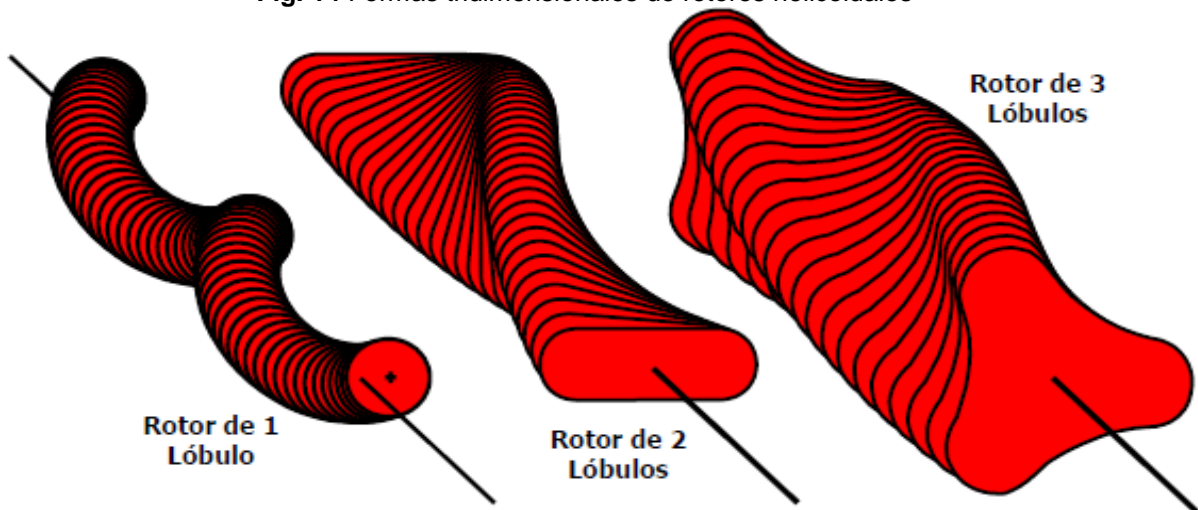
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- La poca experiencia que se tiene en el medio respecto al diseño, instalación y operación del sistema.

## 1.5 AVANCES DEL SISTEMA BCP

### 1.5.1 Bombas multilobulares.

La geometría multilobular tiene el mismo origen que la geometría simple lobular. A pesar de las múltiples relativas ventajas en cuanto a su capacidad volumétrica y ventajas dimensionales, los parámetros operacionales de torque y potencia, así como la frecuencia de vibraciones han limitado su utilización como su rango de aplicación. En base a esto, la compañía alemana Netzsch en conjunto con diferentes laboratorios alemanes y austríacos, desarrollaron y patentaron la tecnología multilobular modificada la cual se basa en hipercicloides en vez de hipocicloides, siendo la configuración actual de las bombas utilizadas. Con este desarrollo, es posible obtener una geometría que permite aumentar el área de flujo y la capacidad volumétrica, así como reducir el espesor del elastómero, entre otros detalles.

**Fig. 14** Formas tridimensionales de rotores helicoidales

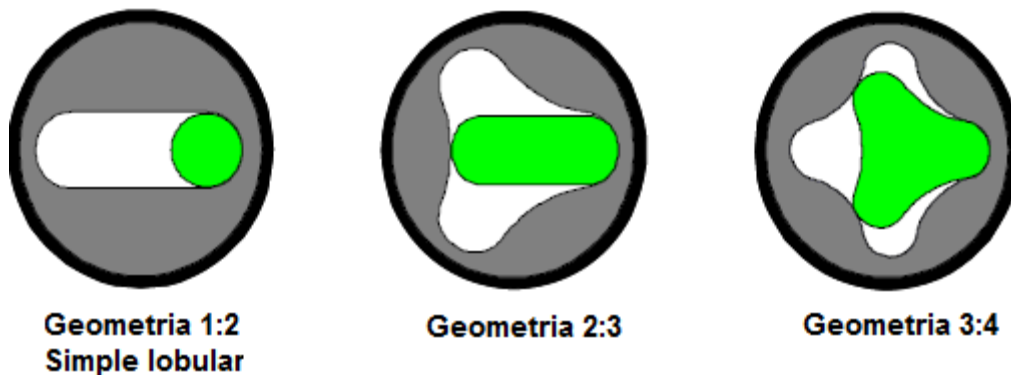


**Fuente:** WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

Las bombas multi-lobulares son elaboradas con un rotor con  $L_r$  hélices insertado dentro de un estator con  $L_s = L_r + 1$  hélices. En una sección transversal, tanto el rotor como el estator están definidos externamente como curvas onduladas en permanente contacto, siendo cada hélice correspondiente a un lóbulo.

Siguiendo la condición fundamental de que el estator debe tener un lóbulo más que el rotor, encontraremos distintas geometrías cuya nomenclatura variará dependiendo de la cantidad de lóbulos. Este tipo de geometrías son denominadas multilobulares, las cuales son representadas a continuación:

**Fig. 15** Vistas transversales de las geometrías multilobulares.



**Fuente:** WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

Una bomba multilobular tendrá menor presión diferencial por cavidad debido a un mayor número de líneas de sello entre rotor y estator. Por otra parte, para bombas de igual longitud, es posible incrementar la capacidad de levantamiento a medida que aumenta el número de lóbulos.

El diseño de las bombas multilobulares permite un elastómero más delgado, así como un perfil de espesores más uniforme, resultando en una bomba que es afectada en menor grado por la hinchazón de elastómero y expansión térmica, mejorando y prolongando el buen desempeño de la bomba<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> HIRSCHFELDT, *Nota Técnica PCP Multilobular*. Op. Cit., p. 1.

### **1.5.2 Bombas tubulares.**

En este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción y el rotor se conecta y se baja al pozo con la sarta de varillas. Esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, sin embargo para el reemplazo del estator se debe sacar todo el sistema de producción.

### **1.5.3 Bombas tipo insertable.**

En este tipo de bombas el rotor y el estator son elementos independientes, pero ambos son ensamblados de tal manera que forman un único conjunto el cual se baja al pozo con la sarta de varillas hasta conectarse con un niple de asentamiento instalado previamente en la tubería de producción. Esta bomba tiene el problema de ofrecer bajas tasas de producción ya que su diámetro está limitado al diámetro interno de la tubería de producción, pero ofrece la ventaja de que para su reemplazo no es necesario recuperar la tubería de producción.

### **1.5.4 Bombas metálicas.**

Estas bombas fueron creadas debido a las deficiencias que presentan los elastómeros al estar expuestos a diversos factores como altas temperaturas y altos contenidos de gas. Estas bombas se caracterizan por poseer elastómero metálico que lo hace resistente al hinchamiento.

La interferencia de esta bomba permite sellar herméticamente las cavidades logrando la acción de bombeo, sin embargo debe ser compensado con viscosidad y velocidad, también presenta baja eficiencia haciendo poco exitosa su implementación<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> CHACÍN, Op cit., p. 59-60, 137-138.

### 1.5.5 Bombas NBCP.

Nueva bomba por cavidad progresiva, está compuesta por un sistema BCP convencional y un sistema de regulación hidráulica, el cual está instalado dentro de la bomba entre las cavidades, este dispositivo recircula el fluido entre las cavidades para regular y controlar el bombeo, este distribuye la presión a través de toda la bomba, por lo cual se estabiliza la temperatura y compensa la compresión del volumen de gas en la cavidad progresiva para que más adelante proteja el estator, por lo tanto mejore el desempeño del bombeo<sup>23</sup>.

---

<sup>23</sup> BRATU, C. & SEINCE, L. *New Progressing Cavity Pump (NPCP) for Multiphase and Viscous Liquid Production*. SPE 97833. Calgary, Canadá: PCM Pompes, 2005. p. 1.

## 2 CRUDO PESADO

En la industria del petróleo, los crudos se clasifican con el fin de saber sus propiedades tales como viscosidad y densidad, estas propiedades son muy importantes ya que son las que dan el enfoque de producción que tomará la compañía. Esta clasificación se hace a través de la gravedad API (American Petroleum Institute). En la siguiente tabla se mostrará dicha clasificación:

**Tabla 2** Clasificación ° API para crudos

FLUIDO	° API
Extra pesado	< 9,9
Pesado	10 < 22,2
Mediano	22,3 < 31
Liviano	> 31,1

**Fuente:** Autores

El crudo pesado se caracteriza por estar compuesto de fracciones más pesadas, tener un bajo punto de fluidez, altos valores de viscosidad y densidad, volviéndolo poco atractivo para la industria debido a las dificultades y costos asociados a su producción, transporte y refinamiento.

Cuando se habla de crudo pesado es importante saber el valor de la viscosidad a la temperatura de yacimiento porque esta indica la facilidad con la que fluirá el crudo, la densidad también es importante porque es un mejor indicador de los derivados de la destilación en el proceso de refinación.

Varios estudios geoquímicos coinciden en que casi todos los crudos pesados originalmente tenían gravedades de 30 y 40 °API, El petróleo se vuelve pesado sólo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de unos procesos

biológicos, químicos y físicos. La bacteria transportada por el agua superficial metaboliza los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas. El agua de formación también remueve hidrocarburos en solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El crudo también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas se separen y escapen.

El petróleo pesado generalmente se produce en formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado<sup>24</sup>.

## **2.1 APLICACIONES DEL SISTEMA BCP PARA CRUDO PESADO**

El diseño del bombeo por cavidades progresivas facilita el manejo de fluidos viscosos y abrasivos, además los bajos costos de operación de estos sistemas los hace atractivos para implementarlos en yacimientos de crudos pesados, ya que este factor es importante a la hora de comercializar este tipo de fluidos.

Con el fin de lograr tasas de producción económicas, la mayoría de los pozos se deben bombear a bajas presiones de fondo de pozo para minimizar efectos negativos debidos a gases que se puedan producir.

Este sistema de levantamiento es eficiente para yacimientos de crudo pesado ya que estos son extraídos de reservorios pobremente consolidados, los cuales son propensos a producir arena que puede exceder el 30% en volumen<sup>25</sup>.

---

<sup>24</sup> CURTIS & KOPPER, R. et al. *Yacimientos de Petróleo Pesado*. Anzoátegui, Venezuela: Petrozuata Oilfield Review, 2003. p. 1.

<sup>25</sup> DUNN, L. MATTHEWS, C. & ZAHACY, T. *Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production SPE 30271*. Calgary, Canadá: (C-FER), 1998. p. 1.

### **3 GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA**

#### **3.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS**

Entre 1944 y 1977 varias compañías petroleras entre las que se cuentan Shell, Intercol, Texaco, Chevron y Phillips, hicieron gestión exploratoria en el Departamento del Meta que incluyó sísmica y perforación de pozos.

La mayoría de estas campañas presentaron resultados negativos, excepto la compañía Chevron Petroleum Company of Colombia que bajo el contrato de concesión Cubarral N° 1820 comprendiendo un área de 97.450 hectáreas, realizó el descubrimiento del campo por medio del pozo Castilla 1 en el año 1969 perforado hasta una profundidad de 7.347 pies (2.239 m). La explotación del campo no se realizó inmediatamente debido a las características del petróleo hallado y a la falta e infraestructura de transporte. Con los resultados obtenidos, el descubrimiento simultáneo del campo Chichimene y tras algunos estudios, Chevron entregó al Ministerio de Minas el contrato de concesión para posteriormente firmar con Ecopetrol el primer contrato de asociación del país (50% -50%) en la misma área definida en el contrato de concesión.

El contrato de Asociación Cubarral comprendió un periodo de un año de evaluación, aproximadamente hasta el 31 de enero de 1975, seguido de un periodo de operación por 25 años a partir del 31 de enero de 1975. El área final retenida que fue definida en febrero de 1984, fue de 19.202 hectáreas, incluyendo el área del campo comercial más cinco kilómetros a la redonda. Durante este periodo, la asociada desarrolló los dos campos alcanzando importantes volúmenes de producción.

En los años 1988 y 1989, Ecopetrol perforó tres pozos que definieron los denominados campos Castilla Norte y Castilla Este, los cuales se ubicaron fuera del área establecida por el contrato de asociación. Por estrategia de explotación,

estos pozos fueron operados por Chevron. Hoy día y tras las reevaluaciones de yacimientos realizadas, se considera que los campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este conforman una sola estructura.

Debido a la terminación del Contrato de Asociación Cubarral, estos campos quedaron a cargo de Ecopetrol a partir del 31 de enero de 2000. Por un lapso de seis meses Chevron continuó con la operación de estos campos y Ecopetrol asumió esta operación en forma directa a partir del 31 de julio de 2000. Durante la operación directa de Ecopetrol en los campos, ECOPETROL ha adelantado el Desarrollo Adicional de los Campos mediante perforación de pozos, inversiones en facilidades de Tratamiento, infraestructura vial, Electrificación del Campo, construcción de líneas de transferencia, optimización de la Estación de Bombeo Apiay y la construcción de la Estación de bombeo Porvenir. Con todo esto ha logrado incrementar la producción de 20 KBbls que producía Chevron a 70 KBbls y Mantener la producción del Campo Chichimene en el orden de 10 KBbls.

Los pozos se encuentran terminados en su mayoría en las arenas de la Unidad Guadalupe Masivo, algunos en la Unidad Guadalupe Superior y otros en las dos unidades. A pesar del acuífero activo, el yacimiento no tiene la suficiente energía para levantar la columna de fluido de los pozos hasta superficie, todos los pozos del campo producen mediante levantamiento artificial, bombeo mecánico y bombeo electrosumergible.

En el campo Castilla se han perforado 105 pozos distribuidos así: Área Castilla 55 pozos; Área Castilla Norte 47 pozos; Área Castilla Este: 1 pozo y 2 pozos abandonados, el Castilla 6 se perdió durante la perforación y el Castilla 15 se abandonó por alto corte de agua.

## **3.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA**

El campo Castilla, administrado desde enero 31 del 2000 y operado desde julio 31 del mismo año por la Superintendencia de Operaciones Apiay de ECOPETROL S.A, se encuentra ubicado en el departamento del Meta, aproximadamente a 30 Km al sur de Villavicencio dentro de las coordenadas Gauss (origen Bogotá) Norte: 915.000 a 929.000 y Este: 1.043.000 a 1.053.000, esta área se encuentra en la jurisdicción de los municipios de Acacías y Castilla la Nueva. Para el acceso desde esta ciudad, es necesario un recorrido de aproximadamente 95 kilómetros por la Vía al Llano hasta la capital del departamento del Meta, Villavicencio, y posteriormente 60 kilómetros por la vía Villavicencio -Acacías -Guamal -Castilla la Nueva.

## **3.3 GEOLOGÍA**

El Campo Castilla localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, fue descubierto en 1969, por la compañía Chevron con la perforación del pozo Castilla 1 y en 1988 Ecopetrol perforó el pozo Castilla Norte 1, comprobando la extensión del campo hacia el extremo nororiental de la estructura. La producción de petróleo proviene de la formación Guadalupe, de edad Cretáceo Medio, dividida en dos unidades operacionales: Une K2 y Chipaque K1. Existe otra formación acumuladora de Hidrocarburo llamada San Fernando (T2), del terciario.

### **3.3.1 Geología estructural.**

Su estructura corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60° E, de 4 Km. de ancho y 10 Km. de largo, limitado al Este por una falla inversa. Se encuentra afectado por una serie de fallas normales e inversas con dirección NE-SW, algunas asociadas a la falla principal. Las fallas normales presentan saltos que varían de 30 a 120 pies y las fallas inversas con saltos mucho menores que

varían entre 30 y 50 pies. Al parecer las fallas internas que afectan la estructura no presentan carácter sellante, ya que el contacto agua-aceite no presenta cambios abruptos al lado y lado de las fallas, mostrando en general a lo largo del campo una misma inclinación.

### 3.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO

El principal yacimiento productor es el K2, el cual cuenta con una porosidad y permeabilidad promedio de 19% y 1.180 md, respectivamente. Para el yacimiento K2 y basado en la información de registros de los pozos perforados inicialmente, se ha interpretado un contacto agua-petróleo inclinado por efecto de hidrodinamismo.

**Tabla 3** Propiedades petrofísicas del yacimiento

Propiedad	K2		K1	
	Promedio	Rango	Promedio	Rango
Porosidad	19,5%	13,8 % - 23,4 %	18%	10,8 % - 28 %
Permeabilidad	1384 md	465 - 2423 md	93 md	1 - 1667 md
Swirr	10%	Valor obtenido de pruebas de presión capilar.	10%	Se asume la misma que en K2, no hay corazones.
Sor	35%	Valor obtenido de pruebas de presión capilar.	35%	Se asume la misma que en K2, no hay corazones.

Fuente: Ecopetrol S.A.

### 3.5 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO Y AGUA

El yacimiento produce petróleo tipo asfáltico con gravedad API promedio de 13,7° a 60°F por empuje de acuífero activo. Se detectó un único contacto agua petróleo inclinado el cual buza en dirección N35°E con un ángulo de 1.74°, localizado estructuralmente a una profundidad medida por registros EPT, MDss, que oscila en (-5669' a -6030), la zona de transición oscila entre 120 y 140 pies, haciéndose mayor hacia el NE, donde predomina la Unidad K1.

Factores como el fenómeno de conificación existente en la Unidad K2, el bajo potencial productor de la Unidad K1 y la alta saturación residual de petróleo, Sor, la cual alcanza el 35%, afectan negativamente el recobro de hidrocarburos.

Es importante mencionar que la presión de burbuja del petróleo es tan baja (90 psi) que no se va a alcanzar bajo condiciones de yacimiento a lo largo de la historia de producción del campo.

**Tabla 4** Propiedades del petróleo

Propiedad	Unidades	Cantidad
API	° API	13,7
Ø Efectiva	%	13,9 - 23,4
K	Darcys	460 - 2400
Sw	%	10
Presión	psi	2800 @ 5600 ft
T del yac.	°F	198
μ	Cp	100
Pb	psi	90
GOR	SCF/STB	40 - 300
Np	Bbl	227 MM
FR	%	8
Reservas	Bbl	105 MM (2026)

GE H2O		1,002
h inicial de aceite	ft	470
Azufre	%	2,2
Carbón	%	14,1
Cenizas	%	0,09
Punto de Fluidez	°C	15,5
Sal	lb/1000 Bbl	3,3
Vanadio	ppm	320
Níquel	ppm	99
Hierro	ppm	32
Sodio	ppm	2

**Fuente:** Autores, modificado Ecopetrol S.A.

La composición del agua de formación varía a lo largo del yacimiento en sentido lateral y vertical. No ha sido posible identificar una tendencia que logre describir la distribución de estas variaciones, por ejemplo, la resistividad del agua de formación medida en forma directa oscila en un rango de 2 – 60 ohm-m y la salinidad varía desde 122 ppm hasta 3246 ppm, sin justificar ese comportamiento por la ubicación en el yacimiento. La gravedad específica del agua de formación promedio es de 1,002.

### 3.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El campo se empezó a desarrollar a medida que la demanda se incrementaba, alcanzando en Diciembre de 1997 una producción máxima de 22.479 Bbl/d de los cuales 17.500 Bbl/d eran vendidos como combustible para calderas en las industrias de Bogotá, Medellín y Cali. A partir de 1995 y como consecuencia de la disminución del consumo en la industria a raíz de la expedición del decreto 948/95 que prohíbe el uso en calderas como combustible por causas ambientales, además de la recesión industrial y el programa de masificación de gas, se empezó a utilizar el crudo Castilla como materia prima de una mezcla denominada “Chichimene Blend”, compuesto por 1,60 Bbl de crudo Chichimene y 1 Bbl de crudo Castilla, esta mezcla presenta condiciones de viscosidad aceptables para

ser despachado por oleoducto desde la estación Chichimene hasta la estación de bombeo Apiay, para ser integrada a procesos de refinación y petroquímica o mezclada con crudo del campo Suria como diluyente para ser transportado por oleoducto hasta refinería.

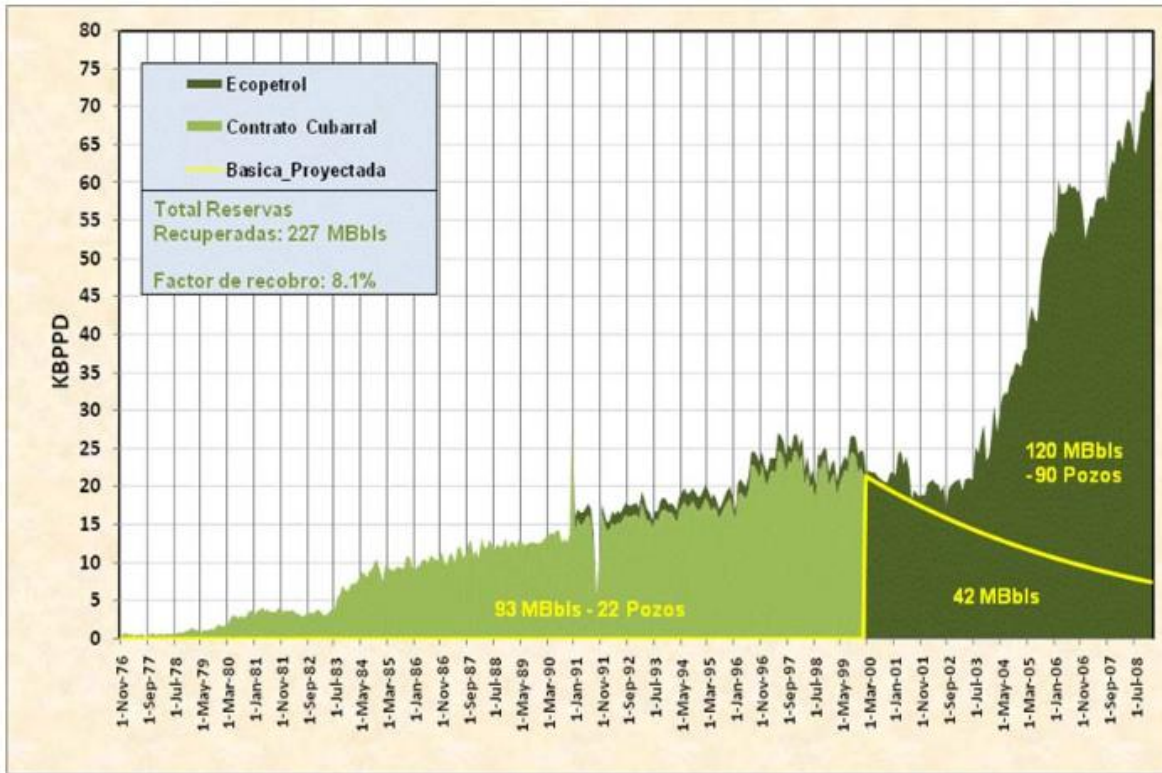
En 1988, como resultado de una exploración realizada por Ecopetrol en las vecindades del campo Castilla, se descubrió que este se extendía hacia la parte Nordeste, incrementando así el área del campo en 980 hectáreas. En esta área Ecopetrol perforó tres pozos, los cuales tuvieron en Diciembre de 1999 una producción promedio de 2.296 Bbl/d de crudo y 2.787 Bbl/d de agua, la cual fue manejada en las instalaciones de la Asociación Cubarral. Estos pozos son denominados Castilla Norte 1, Castilla Norte 2 y Castilla Este 1.

El 30 de Enero del año 2000 terminó el Contrato de Asociación Cubarral y Ecopetrol entró como operador, disminuyendo los impedimentos de producción (Transporte, Manejo ambiental y capacidad de las facilidades) interesándose en la búsqueda de estrategias para el aumento de la producción del Campo Castilla.

A la fecha existen 105 pozos perforados, 2 abandonados, (el Castilla 6 se perdió durante la perforación y el Castilla 15 se abandonó por alto corte de agua) y 102 produciendo de los cuales 95 con bombeo Electrosumergible y 7 con bombeo mecánico

Durante el desarrollo del campo, Chevron produjo simultáneamente las unidades K1 y K2. Considerando la baja capacidad de manejo de agua en las facilidades la estrategia fue aislar los intervalos inferiores para su control. La estrategia que en la actualidad se contempla consiste primero en extraer las reservas recuperables de la unidad K-2, hasta que sea económicamente rentable, hasta un BSW máximo del 95%, y cuando se requiera abandonarla se aíslan los intervalos productores en ésta y se habilitan o perforan los intervalos de las demás unidades para extraer sus reservas recuperables.

**Fig. 16** Curva de producción castilla



Fuente: Ecopetrol S.A.

### 3.7 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS

Los pozos se encuentran terminados en su mayoría en las arenas de la Unidad Guadalupe Masivo, algunos en la Unidad Guadalupe Superior y, otros en las dos unidades. Adicionalmente están en desarrollo pruebas extensas de producción en la unidad T2 para evaluar, probar y cuantificar las reservas de esta formación. A pesar del acuífero activo, el yacimiento no tiene la suficiente energía para levantar la columna de fluido de los pozos hasta superficie. Todos los pozos del campo producen mediante levantamiento artificial, ya sea bombeo mecánico o bombeo electrosumergible.

Los pozos en el Campo Castilla en su mayoría verticales y desviados a diferencia de los pozos Castilla-25H, Castilla-39H, Castilla-40H, Castilla-41H, Castilla-44H

horizontales y los pozos Castilla-32ML, Castilla-33ML , Castilla Norte-43ML, Multilaterales, se encuentran completados con revestimiento intermedio de 9 5/8"y con tubería de producción liner de 7" a una profundidad promedio de 7.360 ft.

### **3.8 DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

El Campo Castilla produce mediante sistema de levantamiento artificial a pesar de tener el mecanismo de producción que genera mayor energía según la experiencia en campos petroleros, empuje hidráulico con acuífero activo, esto es debido a que el fluido producido tiene un °API muy baja, sin embargo una gran ventaja es que el yacimiento posee alta temperatura permitiéndole la disminución en la viscosidad y un mejor desplazamiento.

El Campo permaneció la mayor parte de su vida productiva con Bombeo Mecánico, evitando por su limitante en manejo de altas tasas de extracción entre otros, la optimización de la producción.

A finales de 1998 se instaló en el pozo Castilla 1 la primera Bomba Electrosumergible, la siguiente Bomba se instaló en el Castilla 16. Los resultados mostrados en estos pozos, determinaron que el Campo Castilla mejoraría el acumulado de producción de petróleo implementando este método de extracción, además en el desarrollo del Campo se ampliaron las facilidades de tratamiento de agua y almacenamiento de crudo en miras a incrementar la producción diaria.

## 4 ANÁLISIS TÉCNICO

Para poder realizar un adecuado análisis técnico para la implementación del sistema BCP en un campo de crudo pesado, se deben tener en cuenta variedad de factores para poder determinar adecuadamente cual herramienta es la necesaria para poder operar de una manera adecuada y optima.

Entre los factores a tener en cuenta se tiene:

- Profundidad
- Temperatura
- Presión
- Cantidad de arena
- Cantidad de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>
- Tipo de crudo
- Cantidad de agua
- Cantidad de gas

Como primera medida se determinan estos factores a modo general en el campo Castilla para poder establecer un punto de referencia para el correcto análisis de la implementación del sistema BCP en un campo de crudo pesado.

En el caso del campo Castilla para poder realizar este análisis se realiza una selección de los pozos teniendo en cuenta factores tales como:

- Problemas de arenamiento
- Producción de fluidos (Agua, Aceite Y Gas)
- Sistema de levantamiento
- Tipo de crudo
- Geometría del yacimiento
- Geometría del pozo

## 4.1 SELECCIÓN DE POZOS CON MAYOR PRODUCCIÓN DE ARENA

Para la selección de pozos con mayor producción de arena en el campo Castilla se tuvo en cuenta los siguientes parámetros:

- Pozos activos
- Volumen de arena en superficie (BSW)

### 4.1.1 Volumen de arena en superficie (BSW).

El parámetro que se utilizó para la selección de los pozos fue el BSW (Basic Sediments and Water), los cuales son los sedimentos de fondo y agua, no libres, contenidos en los hidrocarburos líquidos, por tal razón este criterio da un indicio de la arena producida que llega hasta superficie. Teniendo en cuenta las muestras tomadas de BSW en cada uno de los pozos, se analizó cuántas de estas contienen sólidos, para clasificar los pozos según el porcentaje de muestras con sólidos como lo muestra la ecuación.

$$\% \text{ Muestras de Sólidos} = \frac{\text{Muestras con Sólidos}}{\text{Total de Muestras}} * 100 \quad \text{Ecuación 12.}$$

## 4.2 DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD CRÍTICA DE FLUJO

### 4.2.1 Velocidad crítica de flujo.<sup>26</sup>

La velocidad crítica de flujo es la tasa máxima de flujo por encima de la cual los fluidos producidos adquieren el potencial para transportar la arena hasta superficie o por debajo de la cual la arena se deposita en el fondo del pozo.

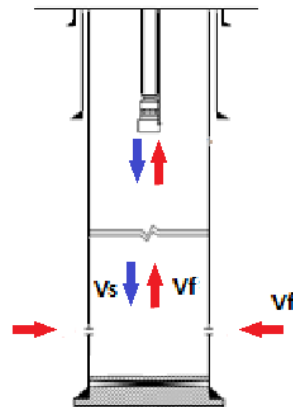
La figura 17 es un representativo de una eventual producción de arena en superficie, la cual ocurre si la velocidad del fluido es mayor al doble de la velocidad de deslizamiento del sólido ( $V_f > 2V_s$ ).

---

<sup>26</sup> Análisis de la tasa mínima de flujo para evitar arenamiento, Ecopetrol. Informe mensual proyecto gerenciamiento y/o exclusión de arena, VPR. Departamento de ingeniería y confiabilidad de mares.

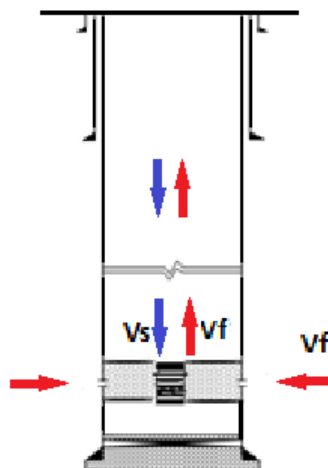
Por otra parte, la arena se deposita en fondo si la velocidad del fluido es menor al doble de la velocidad de deslizamiento del sólido ( $V_f < 2V_s$ ), por tal motivo es necesario un control de arena en fondo como lo muestra la figura 18.

**Fig. 17** Producción de arena a superficie ( $V_f > 2V_s$ )



**Fuente:** CAMACHO FORERO, Andrés, VILLAMIZAR ARIZA, Yudy; Análisis de la velocidad de flujo en los pozos del activo Llanito de ECOPETROL S.A. para determinar el arrastre o la deposición de la producción de arena. 2010.

**Fig. 18** Deposición de la arena en fondo ( $V_f < 2V_s$ )



**Fuente:** CAMACHO FORERO, Andrés, VILLAMIZAR ARIZA, Yudy; Análisis de la velocidad de flujo en los pozos del activo Llanito de ECOPETROL S.A. para determinar el arrastre o la deposición de la producción de arena. 2010.

En general, la velocidad crítica de flujo depende de las características de la partícula (tamaño), propiedades del fluido (viscosidad y densidad), y de las fuerzas

que actúan (gravedad, fuerza de Boyanza, fuerza de arrastre por la viscosidad del fluido).

### **4.3 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE DESLIZAMIENTO DEL SÓLIDO**

#### **4.3.1 Correlaciones para la determinación de la velocidad de deslizamiento del sólido.<sup>27</sup>**

Una partícula sólida debido a la diferencia de densidad, tiende a depositarse en los fluidos de producción a cierta tasa constante conocida como velocidad de deslizamiento de la partícula. La velocidad de deslizamiento de cualquier partícula depende de la densidad, volumen y la forma de la misma. Por otro lado, las propiedades de flujo y la densidad del fluido también contribuyen a la tasa a la cual la partícula caerá a través del fluido.

El objetivo es evaluar teóricamente las correlaciones disponibles de velocidad de deslizamiento de partícula usadas en la determinación de la capacidad de transporte de los fluidos propuestas por Stokes y Chien para una aplicación de las mismas según las características tanto de fluidos como de diámetro de partículas.

- **Ley de Stokes.**

La ley de Stokes hace referencia a la fuerza de fricción experimentada por sólidos esféricos moviéndose a través de un fluido viscoso.

Una partícula sólida tiende a arrastrarse junto con los fluidos producidos a una tasa mínima conocida como la velocidad deslizamiento, cuando el efecto de la gravedad y la fuerza de boyanza igualan la fuerza de fricción, debido a la diferencia de densidades (sólido y fluido), viscosidad del fluido y diámetro o radio de la partícula.

---

<sup>27</sup> SAMPLE, Louisiana y BOURGOYNE, An experimental evaluation of correlations used for predicting cutting slip velocity. SPE 6645

La ley de Stokes se aplica a números de Reynolds menores de 0,1, esto quiere decir a partículas experimentando flujo de arrastramiento “creeping flow”. La siguiente ecuación indica el número de Reynolds.

$$N_R = \frac{15,47\rho_f d_S V}{\mu} \quad \text{Ecuación 13.}$$

La ecuación 14 define la velocidad de deslizamiento de la partícula.

$$V = \frac{8280 * (\rho_S - \rho_f) * d_S^2}{\mu} \quad \text{Ecuación 14.}$$

Donde:

V: Velocidad de deslizamiento de la partícula [ ft/min ]

$\rho_S$ : Densidad del solido [ lb/gal ]

$\rho_f$ : Densidad del fluido [ lb/gal ]

$d_S$ : Diámetro de la partícula [ in ]

$\mu$ : Viscosidad del fluido [ cP ]

La velocidad de deslizamiento de la partícula también se puede hallar con la siguiente ecuación:

$$V = \frac{2 * g * (\rho_S - \rho_f) * r_S^2}{9\mu} \quad \text{Ecuación 15.}$$

Donde:

V : Velocidad de deslizamiento de la partícula [ ft/min ]

g : Fuerza de la gravedad { m/s<sup>2</sup> }

$\rho_S$ : Densidad del solido [ gr/cm<sup>3</sup> ]

$\rho_f$ : Densidad del fluido [ gr/cm<sup>3</sup> ]

$r_s$ : Radio de la partícula [ cm ]

$\mu$ : Viscosidad del fluido [ cP ]

- **Correlación de Chien.**

La correlación propuesta por Sze-Foo Chien fue desarrollada usando el modelo plástico de Bingham, el cual es aplicable al comportamiento de muchos fluidos de la vida real como plásticos, emulsiones, lodos de perforación y sólidos en suspensión en líquidos o agua.

La siguiente ecuación fue propuesta por Chien para determinar la velocidad de deslizamiento de la partícula.

$$V = 0,46 * \left( \frac{\mu}{\rho_f d_s} \right) * \left[ \sqrt{\frac{36800 d_s}{\left( \frac{\mu}{\rho_f d_s} \right)^2} * \frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} + 1} - 1 \right] \quad \text{Ecuación 16.}$$

El uso de esta ecuación es recomendado solamente si  $\frac{\mu}{\rho_f d_s} > 10$ . Cuando no se cumpla con dicha condición, Chien propuso el uso de la siguiente ecuación.

$$V = 86,4 \sqrt{d_s \left( \frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} \right)} \quad \text{Ecuación 17.}$$

Donde:

$V$  = Velocidad de deslizamiento de la partícula [ft/min]

$d_s$  = diámetro del solido o partícula [ in ]

$\rho_s$  = Densidad del solido [ lb/gal ]

$\rho_f$  = Densidad del fluido [ lb/gal ]

$\mu$  = Viscosidad del fluido [ cP ]

### 4.3.2 Determinación de la velocidad del fluido.

La velocidad del fluido se determina con la relación entre el caudal bruto que es el aceite, agua y gas; y el área de flujo.

$$V_{\text{fluido}} \left( \frac{\text{ft}}{\text{h}} \right) = \frac{Q \text{ (BPD)}}{A_{\text{casing}}} = \frac{Q \left( \frac{\text{Bbl}}{\text{día}} \right) * \frac{5,615 \text{ ft}^3}{1 \text{ Bbl}} * \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}}}{\frac{\pi (\text{ID}'' )^2}{4} * \frac{1 \text{ ft}^2}{144''}} \quad \text{Ecuación 18.}$$

**Tabla 5** Producción y velocidad del fluido de los pozos seleccionados.

Pozo	Q (Bbl/d)	Especificación Casing	ID Casing (in)	Velocidad del fluido (ft/h)
3	3028	7" N-80 26 lb/ft	6,276	3297,616
4	1904	7" N-80 26 lb/ft	6,276	2073,534
7	4564	7" P-110 29 lb/ft	6,184	5119,373
11	3596	7" N-80 26 lb/ft	6,276	3916,192
14	4364	7" P-110 29 lb/ft	6,184	4895,036
18	4268	7" N-80 26 lb/ft	6,276	4648,027
21	4116	7" P-110 29 lb/ft	6,184	4616,858
23	6996	7" P-110 29 lb/ft	6,184	7847,313
25	8612	7" P-110 29 lb/ft	6,184	9659,957

**Fuente:** Autores, modificado de Ecopetrol S.A.

#### 4.4 PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL CAMPO CASTILLA

Para la selección de los pozos desde el punto de vista de producción para poder realizar el análisis técnico, se tiene en cuenta no solo la producción de aceite; sino también los demás fluidos como lo son el agua y el gas.

En la siguiente tabla se tienen los pozos más representativos en cuanto a producción de fluidos y también al sistema de levantamiento (Bombeo Mecánico) para poder realizar su correcto análisis.

**Tabla 6** Producción de Fluidos de pozos representativos campo Castilla.

Pozo	Q Oil (Bbl/d)	Q Agua (Bbl/d)	Q Gas (ft <sup>3</sup> )	Inclinación
3	3028	16624	17	Vertical
4	1904	7712	10,7	Vertical
7	4564	10188	25,62	Vertical
11	3596	8940	20,2	Vertical
14	4364	10176	24,5	Vertical
18	4268	17724	23,96	Vertical
21	4116	15872	23,1	Vertical
23	6996	13464	39,27	Vertical
25	8612	12912	48,35	Vertical

Fuente: Autores.

#### 4.5 COMPARACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)

En la producción de un yacimiento no siempre se obtienen las tasas de flujo deseadas. A raíz de esto, en la medida en que se desarrolla un campo se piensa en usar un sistema de levantamiento artificial que nos permita obtener mejores tasas de flujo para hacer rentables las operaciones.

**Tabla 7** Comparativo de SLA.

Condición	Especificación	Bombeo Mecánico	BCP	BH		Gas Lift	ESP
				Pist	Jets		
Arena	< 10 ppm	1	1	1	1	1	1
	10 a 100 ppm	1	1	2	2	1	2
	> 100 ppm	3	1	3	3	1	3
Producción	< 1000 Bbl/d	1	1	1	1	2	2
	1000 a 10000	2	2	2	2	1	1
	> 10000 Bbl/d	3	3	3	3	1	1
Corte de Agua	Bajo	1	1	2	2	1	1
	Moderado	1	1	1	1	2	1
	Alto	1	1	1	1	3	1
Tamaño de Casing	4 1/2 in	1	1	1	1	2	2
	5 1/2 in	1	1	1	1	1	1
	7 in	2	2	2	2	1	1
	9 5/8 in y mas	2	3	2	2	1	1
GOR (scf/stb)	< 500	1	1	1	1	2	1
	500 a 2000	2	2	2	2	1	1
	> 2000	3	2	2	2	1	2
T (°F)	< 250	1	1	1	1	1	1
	250 a 350	1	3	1	1	1	1
	> 350	1	3	1	1	1	2
μ del Fluido	< 100 cp	1	1	1	1	1	1
	100 a 500 cp	1	1	1	1	1	1
	> 500 cp	1	1	2	2	2	3
N° de Pozos	Único	1	1	2	2	3	1
	1 a 20	1	1	1	1	2	1
	Más de 20	1	1	1	1	1	1
Recobro	Primario	1	1	1	1	1	1
	Secundario	1	1	2	2	3	1
	Terciario	2	2	2	2	2	2
TVD	< 2500 ft	1	1	2	2	2	2
	2500 a 7500 ft	2	2	2	2	1	1
	> 7500 ft	2	3	1	1	1	1
Inclinación	Vertical	1	1	1	1	1	1
	Desviado	2	3	2	2	1	1
	Horizontal	2	3	2	2	1	1

<b>Ubicación</b>	On-Shore	1	1	1	1	1	1
	Off-Shore	3	2	2	2	1	1
	Remotos	2	1	2	2	2	1
<b>Espacio</b>	Si	3	2	2	2	2	1
	No	1	1	1	1	1	1
<b>Escala</b>	<b>1: Excelente</b>	<b>2: Bueno</b>	<b>3: No se recomienda</b>				

**Fuente:** CAMACHO FORERO, Andrés, VILLAMIZAR ARIZA, Yudy; Análisis de la velocidad de flujo en los pozos del activo Llanito de ECOPETROL S.A. para determinar el arrastre o la depositación de la producción de arena. 2010.

La nomenclatura a tener en cuenta en la tabla 7, es la siguiente:

BCP: Bombeo por Cavidades Progresivas.

BH: Bombeo Hidráulico, tipo jet y tipo pistón.

ESP: Bombeo Electrosumergible.

El sistema BCP comparado con el sistema de Bombeo Mecánico resulta más favorable desde cualquier tipo de selección. En el área de mantenimiento el costo del sistema BCP es un 82% menor. El consumo de energía es 475% menor en el sistema BCP comparado con el sistema de Bombeo Mecánico. El costo de servicio a pozo es mayor en el sistema de Bombeo Mecánico un 83% más que el sistema BCP. Aparte de un mejor manejo de arena del sistema BCP comparado con el sistema de Bombeo Mecánico.

#### **4.6 GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO Y GEOMETRÍA DE LOS POZOS DEL CAMPO CASTILLA**

La geometría es un factor de vital importancia ya que permite cuantificar datos de vital importancia como lo son capacidad de producción, tipo de levantamiento, entre otros.

En el campo Castilla se tiene un yacimiento que produce petróleo tipo asfáltico con gravedad API promedio de 13,7° @ 60°F por empuje de acuífero activo, con una extensión de 980 hectáreas distribuidas de forma horizontal.

Para la correcta selección de los pozos candidatos para poder realizar el análisis técnico se tiene que todos los pozos tiene un representativo equitativo en la geometría del yacimiento, ya que cubren un espacio areal similar y sin grandes variaciones con respecto de un pozo a otro. Por lo tanto este criterio no sería representativo para una correcta selección. Por medio de otros datos y análisis, y, partiendo de que se realiza en un ámbito pesimista, se cuenta con la información de los pozos (tabla 8), la cual permite seleccionar los pozos a los cuales se les va a realizar el estudio.

**Tabla 8** Datos de producción pozos campo Castilla.

Pozo	Aceite (BPD)	Agua (BPD)	Gas (PCPD)	Problemas de Arenamiento	Inclinación	Tipo de Pozo	Sistema de Levantamiento	Corte de Agua	API °	Tipo de Fluido
2	740	712	18,3	bajo	vertical	productor	B.M.	Alto	13,2	crudo
3	3028	16624	17	alto	vertical	productor	B.M.	Alto	13,8	crudo
4	1904	7712	10,7	alto	vertical	productor	B.M.	Alto	13,7	crudo
5	732	920	21,2	bajo	vertical	productor	B.M.	Medio	14,1	crudo
7	4564	10188	25,62	alto	vertical	productor	B.M.	Alto	13,2	crudo
8	1248	9388	22,1	bajo	desviado	productor	B.M.	Alto	13,9	crudo
9	1692	9380	19,5	medio	desviado	productor	B.M.	Alto	13,8	crudo
10	464	2636	19,7	medio	vertical	productor	B.M.	Alto	14	crudo
11	3596	8940	20,2	alto	vertical	productor	B.M.	Alto	13,7	crudo
12	2104	7824	20,5	medio	desviado	productor	B.M.	Alto	13,8	crudo
13	2428	4924	24,8	bajo	vertical	productor	ESP	Medio	14,1	crudo
14	4364	10176	24,5	alto	vertical	productor	B.M.	Alto	13,4	crudo
17	2060	9772	16,4	medio	desviado	productor	B.M.	Alto	13,8	crudo
18	4268	17724	23,96	alto	vertical	productor	B.M.	Alto	13,2	crudo
19	1416	10928	26,3	medio	vertical	productor	B.M.	Alto	13,3	crudo
20	1768	4120	28,3	bajo	vertical	productor	B.M.	Alto	13,8	crudo
21	4116	15872	23,1	alto	vertical	productor	B.M.	Alto	14	crudo
22	3172	14556	24,9	medio	desviado	productor	B.M.	Alto	13,7	crudo
23	6996	13464	39,27	alto	vertical	productor	B.M.	Alto	13,6	crudo
24	3904	11584	34,6	medio	vertical	productor	ESP	Alto	13,9	crudo
25	8612	12912	48,35	alto	vertical	productor	B.M.	Alto	13,7	crudo
26	7020	5280	42,3	bajo	vertical	productor	B.M.	Medio	13,8	crudo

Fuente: Autores.

De acuerdo a tabla 8, se realiza una selección de los pozos candidatos a estudio. Partiendo del ámbito pesimista para realizar un análisis mas detallado, se seleccionan los pozos que su producción sea netamente de crudo; que en este caso todos los pozos cumplen con este criterio. El grado °API es un factor restrictivo si su grado °API es mayor a 37, que en este caso no sería un factor decisivo, ya que el °API del campo está por debajo de los 16 °API.

El sistema de levantamiento es decisivo a la hora de tomar cualquier decisión, ya que se realiza el estudio en el escenario que los pozos de estudio cuenten con el sistema de levantamiento por bombeo mecánico, que en este caso serian todos los pozos a excepción de los pozos 13 y 24.

Para el estudio los pozos deben ser netamente productores y ya que el sistema tiene como limitante que deben ser pozos verticales ya que el sistema BCP no tolera ciertas desviaciones como limitante del sistema de levantamiento, es por esto que de acuerdo a sus limitantes de desviación solo se puede contar con pozos verticales; que en este caso en especial serian los campos: 2, 3, 4, 5, 7, 10, 11, 13, 14, 18, 19, 20, 21, 23, 24, 25 y 26.

Como se ha venido mencionando anteriormente el estudio se realiza bajo un ámbito pesimista y es por esto que se seleccionan los pozos con mayores producciones de aceite, agua y gas, que serian los pozos: 3, 7, 11, 14, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25 y 26. Y debido a la alta tasa de producción, se determina que el sistema de rotor a utilizar es el multilobular 1:2 que es el rotor con geometría que mayor capacidad tiene de producción.

Pero el factor de mayor determinación para un correcto estudio es el problema de arenamiento en cada uno de los pozos, ya que determina su tasa de producción, problemas de desgaste del elastómero, rotor, estator; que son los mayores problemas en el sistema de levantamiento BCP. Y de acuerdo a esto los pozos con mayor problema de arenamiento son: 3, 4, 7, 11, 14, 18, 21, 23 y 25.

En el caso de la geometría de los pozos se tienen en cuenta factores tales como: profundidad total, inclinación y sistema de producción.

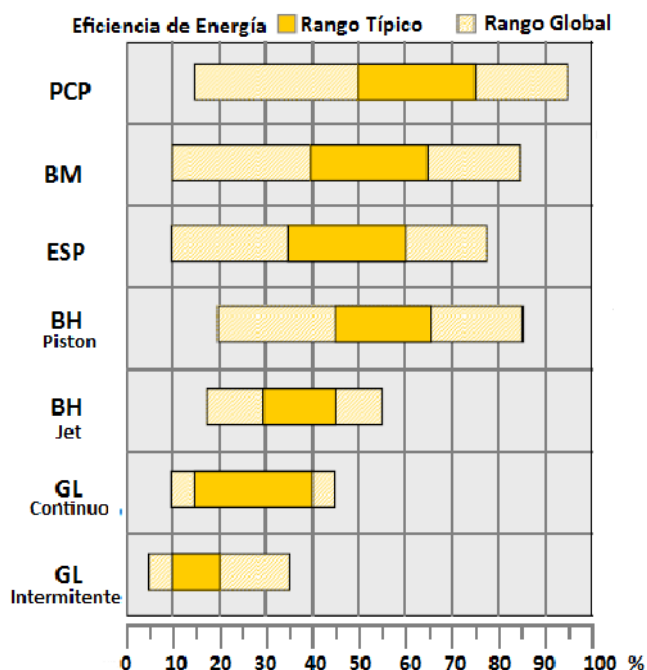
De acuerdo a esto, a un máximo de 7500 ft. de profundidad, pozos verticales y de mas factores como los mostrados en la tabla 7, se determina la selección de los pozos candidatos (como lo muestra la tabla 6) para poder realizar el análisis; con base de que estos pozos candidatos cuentan con el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, el cual es el sistema de levantamiento comparativo para poder realizar un correcto análisis de la factibilidad o no del proyecto de la implementación del sistema de levantamiento de Bombeo por cavidades progresivas.

#### **4.7 EFICIENCIA DE ENERGÍA**

Este parámetro es de gran importancia para poder realizar el estudio técnico y económico comparando el sistema BCP con los otros sistemas de levantamiento artificial.

La figura 19 muestra un comparativo de los principales sistemas de levantamiento artificial.

**Fig. 19** Eficiencia de los diferentes sistemas de levantamiento artificial.



**Fuente:** programa de entrenamiento de PCP-Modulo 1. Historia características y ventajas, Weatherford 2005.

El sistema BCP es muy rentable en pozos con alta producción de arena, debido a diferentes factores como la ausencia de válvulas que se puedan ver obstruidas por esta. Además por la presencia en la bomba de un material elástico (elastómero), que recubre el estator y tiene propiedades como resistencia a la abrasión y al desgaste, resistencia a la fatiga y buena recuperación elástica. Cuando una partícula de arena ingresa a la bomba esta es desplazada de cavidad en cavidad gracias a que la elasticidad del elastómero, permite su deformación momentánea para permitir el paso de la partícula de arena por el sello, sin que se pueda ver afectada alguna parte de la bomba. Una ventaja importante del sistema es que es factible regular la velocidad de bombeo de acuerdo a las condiciones operativas del campo y del pozo mediante el uso de un variador de frecuencia.

No tienen ningún problema referente al corte de agua, lo cual es un factor muy importante debido al alto corte de agua que se presenta, además este tiende a incrementarse con el paso del tiempo.

Como se muestra en la figura 19 los sistemas de levantamiento artificial que tienen mejor desempeño en cuanto a eficiencia de energía son el Bombeo por cavidades progresivas (BCP) que oscila entre 50-75% y el Bombeo Mecánico entre 40-65%.

Es importante anotar que para manejar el gas ya sea en bombas mecánicas o BCP, es aconsejable colocar un separador de gas a la entrada de la bomba, de esta manera, el gas al separarse del crudo sale por el anular y no interfiere en la eficiencia y desempeño de la bomba. Para el caso en particular de BCP también se puede evitar que el poco gas que se produce ingrese al sistema y afecte su normal funcionamiento, el in-take de la bomba se debe colocar por debajo de los intervalos cañoneados, para que el gas no tenga contacto con la BCP y este viaje por el anular.

El punto más importante en el monitoreo de los sistemas BCP es el nivel de fluido, esto es debido a la sensibilidad que presentan las bombas a trabajar pequeños lapsos de tiempo seco. El aceite es el encargado de disipar el calor producido por la fricción entre el rotor y el estator. Al no fluir aceite dentro de la bomba, esta no puede disipar el calor, por tanto la temperatura del medio aumenta generando daño irreversible en el elastómero del estator. Las bombas mecánicas son menos sensibles a trabajar lapsos de tiempo sin nivel de fluido. Si el pozo se queda sin nivel aumenta la fricción entre el pistón y el barril, ocasionando desgaste del recubrimiento de estas partes, sin embargo la bomba no se ve afectada a tal punto crítico como la bomba de cavidades progresivas.

#### **4.8 SELECCIÓN DE BOMBAS**

Antes de arrancar la bomba en un pozo que no fluye (Figura 20), el fluido se estabiliza en un nivel tal que la presión ejercida por la columna de fluido a la profundidad del yacimiento mas la presión en Tubería de Revestimiento (CHP) es igual a la presión del yacimiento (suponiendo que el pozo no esté instalado con una empacadura).

El nivel de fluido que equilibra exactamente la presión de yacimiento cuando está abierto el espacio anular ( $CHP = 0$ ) se llama Nivel Estático (NE) y se mide desde superficie.

Este es el nivel más alto (más cercano a la superficie) alcanzado por el fluido en el pozo. La presión ejercida por esta columna de fluido al nivel del yacimiento se le llama Presión Estática ( $P_s$ )

Al arrancar la bomba sube el nivel en la tubería de producción hasta la superficie y baja el nivel en el espacio anular (principios de vasos comunicantes). Al disminuir el nivel en el espacio anular, disminuye la presión de fondo, lo que genera una afluencia de fluido desde el yacimiento, el pozo comienza entonces a producir. Cuanto más baja el nivel de fluido en el espacio anular, mas aumenta la afluencia del fluido. El nivel se estabiliza cuando la producción del yacimiento es igual al caudal de la bomba. En este caso la presión hidrostática mas la presión en el revestidor ( $CHP$ ) equilibra la Presión Fluyente de fondo ( $P_{wf}$ ). El nivel de fluido que equilibra la presión fluyente de fondo, cuando está abierto el espacio anular, se llama nivel dinámico (ND).

Un nivel dinámico (o presión fluyente) está asociado a una tasa de producción determinada; si aumenta la producción (al acelerar la bomba, por ejemplo) baja el nivel y viceversa.

La distancia vertical entre la succión de la bomba ( $P_B$ ) y el nivel dinámico se conoce como Sumergencia de la bomba ( $H = P_B - ND$ ).

Queda claro que para el diseño apropiado de un sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (y cualquier otro método de levantamiento artificial e incluso si el pozo produce en forma natural), se debe conocer la capacidad del yacimiento en el área del pozo (oferta), solo el conocimiento de las presiones en el fondo del pozo ( $P_{wf}$ ) y sus correspondientes tasas de producción ( $Q$ ) permitirán

construir una relación que refleje lo que el yacimiento es capaz de ofrecer en este punto de drenaje. De allí la importancia de establecer la relación entre la afluencia de los fluidos desde el yacimiento al pozo, las cuales son producto de fuerzas que a su vez tienen lugar al variar la presión en el yacimiento desde una presión promedio del yacimiento ( $P_s$ ) a las presiones de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ). Esta relación se conoce como Índice de Comportamiento de Afluencia (IPR).

El primer intento para construir una curva que refleje el comportamiento de afluencia de un pozo (primera aproximación) fue el de una línea recta. Bajo este supuesto, la tasa de producción ( $Q$ ) del pozo, sería directamente proporcional a la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente ( $P_s - P_{wf}$ ), esta constante de proporcionalidad es conocida como Índice de Productividad (IP) y matemáticamente se expresa de la siguiente manera.

$$IP = \frac{Q}{P_s - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 19.}$$

Donde:

IP = Índice de Productividad (Bbl/d/Lpc)

Q = Tasa de producción líquida (Bbl/d)

$P_s$  = Presión promedio del yacimiento (Lpc)

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (Lpc)

El diferencial de presión ( $P_s - P_{wf}$ ) se le conoce como draw-down

Esta relación de proporcionalidad es válida siempre y cuando la  $P_{wf}$  sea mayor a la Presión de Burbujeo (esta es la presión en la cual el gas disuelto comienza a liberarse pasando a gas libre). Para este caso, el índice de productividad será igual al inverso de la pendiente de la línea recta.

$$IP = 1/\text{pendiente} = \text{Tang } \theta = Q/\text{draw - down} \quad \text{Ecuación 20.}$$

En muchos pozos que producen por algún método de levantamiento artificial, por lo general la presión de fondo fluyente ha disminuido por debajo de la magnitud de la Presión de Burbujeo, de manera que el fluido es multifásico con una fase gaseosa la cual afecta la producción y la relación matemática expuesta anteriormente. Gilbert fue el primero en observar el efecto, el desarrolló un método de análisis de pozos utilizando un Índice de Productividad variable y llamó la relación entre la caída en la presión de fondo y la tasa de flujo como Inflow Performance Relationship (Índice de comportamiento de Afluencia) conocida en forma abreviada como IPR. Muskat presentó modelos teóricos mostrando que para dos fases (líquido y gas), la IPR es curva y no una línea recta.

La curva de IPR varía con el recobro acumulado de fluidos del yacimiento y con el mecanismo de producción. Vogel desarrolló en un computador un estudio del comportamiento de afluencia utilizando las aproximaciones de Weller. Weller derivó ecuaciones para describir los perfiles de presión y saturación en las cercanías de un pozo perteneciente a un yacimiento subsaturado de hidrocarburos.

Con estas ecuaciones, Vogel consideró diferentes draw-down, fluidos y propiedades de rocas y obtuvo una curva para las relaciones  $P_{wf}/P_s$  y  $Q/Q_{max}$  cuya expresión matemática general es la siguiente:

$$Q/Q_{max} = 1 - 0,2 * \left( P_{wf}/P_s \right) - 0,8 * \left( P_{wf}/P_s \right)^2 \quad \text{Ecuación 21.}$$

Esta expresión es conocida como la “ecuación de Vogel” y se utiliza para yacimientos produciendo por debajo de la Presión de Burbujeo. La figura abajo mostrada representa la IPR para un yacimiento subsaturado.

Conocida la Presión de Burbujeo y una prueba de producción (Q) y la presión fluyente correspondiente ( $P_{wf}$ ), se pueden calcular el IP y la  $Q_b$  mediante la siguiente expresión:

$$Q_b = IP * (P_s - P_b) \quad \text{Ecuación 22.}$$

El  $Q_{\max}$  se calcularía:

$$Q_{\max} = \frac{(IP * P_b)}{1,8} + Q_b \quad \text{Ecuación 23.}$$

Con estos datos se puede predecir cuál será la producción dada cualquier  $P_{wf}$  o (nivel dinámico convertido a presión) sobre o debajo de la presión de burbujeo.

Para  $P_{wf}$  mayor o igual a  $P_b$ :

$$Q = IP * (P_s - P_{wf}) \quad \text{Ecuación 24.}$$

Para  $P_{wf}$  menor a  $P_b$ :

$$Q = Q_b + (Q_{\max} - Q_b) * \left( 1 - 0,2 * \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 * \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \quad \text{Ecuación 25.}$$

#### 4.8.1 Altura de descarga (Head).

La altura de descarga o head de la bomba, es la capacidad de la misma para vencer la presión hidrostática y transportar los fluidos hasta las instalaciones de superficie.

El head se puede expresar de dos maneras; como presión propiamente dicha (lpc, bars, etc) o como altura de fluido (mts, pies, etc.).

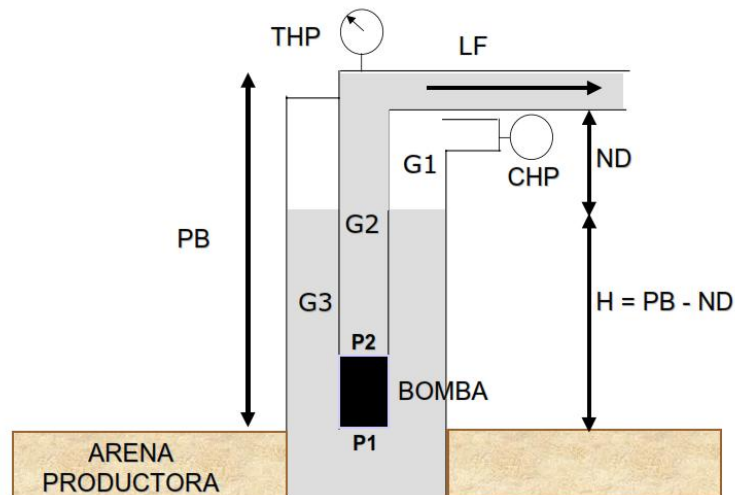
El head es función directa del número de etapas de la bomba. Una etapa se puede considerar como la longitud mínima que debe tener una bomba para generar la acción de bombeo; la longitud de una etapa es igual a la longitud de una cavidad.

Cada etapa genera una presión diferencial en sus extremos, entre una cavidad y la siguiente de modo que la presión diferencial se incrementa de una etapa a la siguiente dentro de la bomba; por esta razón, la presión (o altura) de descarga es proporcional al número de etapa.

La presión de descarga de una etapa varia de 70 a 100 lpc, según los modelos de bombas y fabricantes, por ejemplo una bomba modelo 18.40-1500, está diseñada para 1800 lpc de presión de descarga (la cifra al comienzo del modelo, esto es “18”, significa que la bomba es de 18 etapas).

Para el cálculo de la presión diferencial en la bomba, se debe conocer la presión de entrada y salida de la misma (anexo 1), ambas deben ser calculas a las condiciones de producción máxima esperada del pozo (no confundir con Qmax. para Ps = 0) la diferencia entre la presión de descarga y la presión de entrada a la bomba y la tasa de fluidos esperada son las variables a utilizar para la preselección de la misma.

**Fig. 20** Cálculo de la presión en la bomba



**Fuente:** Chacín, N. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva*, Venezuela. ESP OIL.

Así:

$$\Delta P = P2 - P1 \quad \text{Ecuación 26.}$$

Donde:

P1 = Presión de admisión de la bomba

$$P1 = \text{CHP} + G1 \cdot \text{ND} + G2 \cdot H \quad \text{Ecuación 27.}$$

CHP = Presión en el anular revestidor – eductor

$G1*ND$  = Presión ejercida por la columna gaseosa en el anular, G1 es el gradiente del gas y ND es el nivel dinámico.

$G2*H$  = Es la presión ejercida por el fluido en el anular, G2 es el gradiente del fluido y H es la altura alcanzada por el mismo (H = profundidad de bomba - nivel dinámico).

P2 = Presión de descarga de la bomba.

$$P2 = THP + G3*PB + DP\_Fr \quad \text{Ecuación 28.}$$

THP = Presión de cabezal del pozo.

$G3*PB$  = Presión ejercida por los fluidos en el eductor.

DP\_Fr = Diferencial de presión en el eductor por efecto de la viscosidad de los fluidos, la rugosidad interna del eductor y los acoples de la sarta de cabillas.

Si en lugar de presión los cálculos se realizan en unidades de altura (metros o pies) se hablaría entonces de head.

Es importante destacar la diferencia entre altura de la bomba y profundidad de asentamiento de la misma, una bomba con altura de 4000 pies instalada en un pozo de crudo muy viscoso, con presión de cabezal de 1500 lpc y profundidad de bomba de 2000 pies, es decir un 50% de la altura de la bomba, podría estar operando a más del 100% de la capacidad de la misma<sup>28</sup>.

#### **4.8.2 Factores que afectan el desempeño de la bomba.**

Los factores que tienen más efecto sobre la eficiencia volumétrica o desempeño de la bomba son la velocidad de operación y la altura (head) requerida.

Por otra parte, una característica que intrínsecamente está asociada a la eficiencia de la bomba en cuanto a su desplazamiento y a su capacidad para transportar los

---

<sup>28</sup> CHACÍN, Op cit., p. 15-23, 54-58.

fluidos hasta la superficie es el grado de ajuste o “apriete” entre el elastómero y el rotor, esto se conoce como interferencia.

La interferencia en una bomba de cavidades progresivas se define como la diferencia entre el diámetro del rotor y el diámetro menor de la cavidad del estator, esta garantiza que exista el sello entre las cavidades que permite la acción de bombeo. Cuando la bomba es sometida a una diferencia de presión entre su succión y su descarga, el fluido trata de romper este sello para regresar a las cavidades anteriores, lo cual se conoce como escurrimiento (o resbalamiento). Si la interferencia es muy pequeña el sello se rompe fácilmente, lo cual produce un escurrimiento excesivo y una baja eficiencia volumétrica. El escurrimiento a su vez es función de la interferencia de la bomba a condiciones de operación, del diferencial de presión en la bomba y de la viscosidad del fluido el anexo 1 muestra la relación entre head y resbalamiento para tres bombas de igual capacidad volumétrica pero de diferentes alturas. Nótese (para una misma bomba) que a medida que se incrementa el head, el resbalamiento es mayor. También se puede concluir de este gráfico, que entre mayor altura tenga la bomba, el escurrimiento es menor.

Finalmente cabe destacar que una baja interferencia originaría un alto escurrimiento, pero una interferencia de operación excesiva producirá un torque de fricción muy alto que podría conducir eventualmente a la destrucción del estator (elastómero). A su vez existen factores que inciden directamente sobre la interferencia, entre los cuales destacan la temperatura de operación, las características de los fluidos del pozo y la presión interna en la bomba.

#### **4.8.2.1 Temperatura de operación.**

La temperatura origina una expansión térmica del elastómero y una expansión menos notable en el rotor metálico, lo cual incide directamente en la interferencia, y por ende, en la eficiencia de la bomba.

#### **4.6.2.2. Fluidos del pozo.**

Incluso en el caso de hacer una adecuada selección del elastómero, considerando su compatibilidad (o incompatibilidad) con los fluidos del pozo, esto no significa que no se produzca Hinchamiento del elastómero por ataque químico, este hinchamiento incrementa la interferencia de la bomba la cual pudiera llegar a ser excesiva (interferencia menores al 3% son aceptables).

Aunque no es posible corregir el hinchamiento del elastómero una vez que el mismo tenga lugar, se cuenta con la flexibilidad de utilizar un rotor de diámetro transversal más reducido (subdimensionados o undersize) y de esta manera reducir la interferencia. Otra característica de los fluidos que se relaciona con la interferencia (aunque no la afecta directamente), es la viscosidad. La viscosidad está asociada realmente con el escurrimiento, ambas son inversamente proporcionales. Para fluidos muy viscosos se pueden utilizar menores interferencias.

#### **4.8.2.3 Presión interna en la bomba.**

La presión en la bomba tiende a comprimir el elastómero deformando las cavidades aumentando el tamaño de la mismas, disminuyendo así la interferencia. Este efecto se conoce en la literatura como "Compression Set".

### **4.9 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS (DISEÑO)**

Antes de comenzar a diseñar un método de producción, es de suma importancia contar con todos los datos necesarios para ello y los mismos deben de ser del todo confiables a fin de garantizar el diseño adecuado, en este punto hay que destacar que no existe una solución (o diseño único) y que la misma depende de diversos factores técnico económicos incluyendo las políticas de explotación del

yacimiento, en este caso se toma como ejemplo el campo Castilla ya que cumple con requisitos necesarios para poder realizar un correcto análisis sobre el sistema de levantamiento a estudiar y el tipo de crudo.

Existe una diversidad de ecuaciones, tablas, nomogramas, etc, para el diseño o selección de los equipos; no obstante, muchos de estos recursos fueron elaborados bajo determinadas suposiciones, las cuales no siempre reflejan la realidad del campo. En algunas oportunidades se cuenta con factores de ajuste para corregir los resultados obtenidos de las gráficas, no obstante, los mismos arrojan resultados aproximados y en algunas oportunidades dichos factores no se han desarrollado.

Un diseño manual puede ser desarrollado como una aproximación y solo debe ser realizado de esta manera luego de tener un conocimiento completo de todos los factores o variables que intervienen en la dinámica del sistema pozo-completación y contar con estadísticas del desempeño de los equipos correctamente diseñados e instalados en el campo; aún así, bajo determinadas condiciones tales como: alta relación gas líquido, crudos muy viscosos, pozos de alto caudal, profundidades considerables de asentamiento de bomba, pozos desviados u horizontales, etc., repercuten en comportamientos complejos desde el punto de vista hidráulico y mecánico, además imposibilitan realizar diversas sensibilidades en tiempos razonables, sobre todo considerando el gran dinamismo de las operaciones petroleras.

#### **4.9.1 Selección y profundidad de la bomba.**

Para la selección de la bomba se hace necesario conocer el comportamiento de afluencia del pozo, para lo cual es necesario contar con las presiones estáticas y fluyentes (o niveles estáticos y dinámicos), la respuesta de producción en concordancia con la(s) presión(es) fluyente(s), la presión de burbujeo, etc. Una vez construida la IPR del pozo se debe considerar que la tasa máxima para  $P_s = 0$

es una medida de la capacidad del pozo, sin embargo en la práctica la mayor tasa que podría obtenerse depende de la profundidad de asentamiento de la bomba y la sumergencia.

El caudal total a manejar por la bomba será la suma de las tres tasas, petróleo, agua y gas.

Conociendo estas variables y utilizando las curvas tipo de las bombas (suministradas por los fabricantes), se puede determinar la velocidad de operación y los requerimientos de potencia en el eje de impulsión. Posteriormente se determina la necesidad de utilizar anclas de gas, los grados y diámetros de las cabillas y de la tubería de producción y finalmente los equipos de superficie, el cabezal de rotación y el accionamiento electro-mecánico.

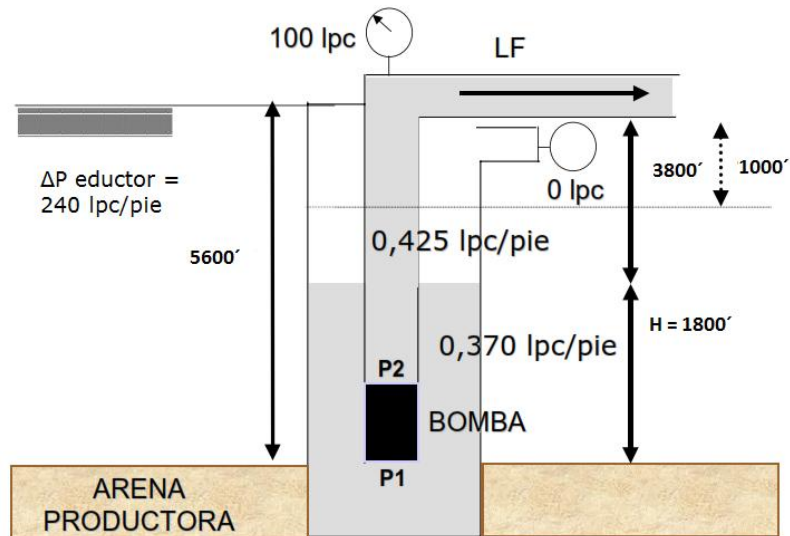
#### **4.9.2 Diseño para pozo “Castilla 25”.**

##### **Datos:**

- |   |               |
|---|---------------|
| ▪ Profundidad máxima de la bomba:         | 5600 ft.      |
| ▪ Nivel estático:                         | 1000 ft.      |
| ▪ Nivel dinámico:                         | 3800 ft.      |
| ▪ Producción petróleo para 3800 pies:     | 8612 Bbl/d    |
| ▪ Producción agua para 3800 pies:         | 12912 Bbl/d   |
| ▪ Gradiente estático en el anular:        | 0,373 lpc/ft. |
| ▪ Gradiente dinámico en el anular:        | 0,370 lpc/ft. |
| ▪ Gradiente de los fluidos en el eductor: | 0,425 lpc/ft. |
| ▪ Presión en cabezal tubería producción:  | 100 lpc       |
| ▪ Presión en cabezal revestidor:          | 0 lpc         |
| ▪ Diferencial de presión en el eductor:   | 240 lpc       |
| ▪ Velocidad máxima:                       | 250 r.p.m.    |

Sustituyendo los valores en la figura 20, se obtiene la figura 21.

**Fig. 21** Cálculo de la presión en la bomba



Fuente: Autores

#### 4.9.2.1 Cálculo de la tasa de producción.

Utilizando la ecuación 19, se obtiene (en la bomba):

$$P_S = 0,373 \text{ lpc/pie} * (5600 - 1000) \text{ pies} = 1715,8 \text{ lpc}$$

$$P_{wf} = 0,370 \text{ lpc/pie} * (5600 - 3800) \text{ pies} = 666 \text{ lpc}$$

$$IP = 21524 \text{ Bbl/d} / (1715,8 - 666) \text{ lpc} = 20,502 \text{ Bbl/d/lpc}$$

$$Q_{max} = IP * P_S = 20,502 \text{ Bbl/d/lpc} * 1715,8 \text{ lpc} = \mathbf{35178,96 \text{ Bbl/d}}$$

Considerando una sumergencia de 400 pies en la bomba el nivel dinámico a estas condiciones de operación sería de 5200 pies (5600' - 400') y la presión fluyente sería = 0,370 lpc/pie \* (5600 - 5200) pies = 148 lpc.

Finalmente la tasa para un nivel dinámico de 5200 pies es de:

$$Q = IP * (P_S - P_{wf}) = 20,502 \text{ Bbl/d/lpc} * (1715,8 - 148) \text{ lpc} = \mathbf{32144,53 \text{ Bbl/d}}$$

#### 4.9.2.2 Calculo de la presión en la bomba.

Reemplazando en la ecuación 26, se obtiene:

$$P_1 = \text{CHP} + G1 \cdot \text{ND} + G2 \cdot \text{H} = 0 + 0 + 0,370 \cdot (5600 - 5200) = 148 \text{ lpc}$$

$$P_2 = \text{THP} + G3 \cdot \text{PB} + \text{DP}_{\text{Fr}} = 100 + 0,425 \cdot 5600 + 240 = 2720 \text{ lpc}$$

$$\Delta P = 2720 \text{ lpc} - 148 \text{ lpc} = 2572 \text{ lpc} \cdot \text{Fs} = \mathbf{3086,4 \text{ lpc}}$$

$$\text{Head} = 2572 \text{ lpc} / 0,433 \text{ lpc/pie} = 5939,95 \text{ pies} \cdot \text{Fs} = \mathbf{7127,94 \text{ pies.}}$$

De acuerdo a las características y especificaciones de los datos de ejemplo (pozo 25) del campo Castilla, se recomienda usar la Bomba KUDU 80 K 1800, porque reúne las características mínimas necesarias para un adecuado funcionamiento, de acuerdo a la tabla de especificaciones de las bombas según la empresa KUDU (Anexo 4).

La sección de cada cavidad generada es:

$$A = 4 \cdot d \cdot E \quad \text{Ecuación 29.}$$

$$A = 4 \cdot 4[\text{cm}] \cdot 1 [\text{cm}]$$

$$A = 16 [\text{cm}^2]$$

De acuerdo a las especificaciones de la bomba (Anexo 2):

D: 60 mm

d: 40 mm

E: 10 mm

Pe: 300 mm

Pr: 150 mm

La misma longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es un paso (un paso del estator), esta es entonces una bomba de una etapa. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más.

El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la etapa).

$$V = A * Pe \quad \text{Ecuación 30.}$$

$$V = 90 \text{ [cm}^2\text{]} * 30 \text{ [cm]}$$

$$V = 2700 \text{ [cm}^3\text{]} = 0,0027 \text{ [m}^3\text{]}$$

En tanto, el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación N.

$$Q = V * N \quad \text{Ecuación 31.}$$

$$Q = 0,0027 \text{ [m}^3\text{]} * 1/\text{min} * 60 \text{ min/h} * 24 \text{ h/día}$$

$$Q = 3,888 \text{ [m}^3\text{/d/RPM]}$$

#### 4.9.2.3 Cálculo de potencia consumida.

$$\text{Potencia hidráulica [HHp]} = \text{caudal [m}^3\text{/d]} * \text{Presión [kg/cm}^2\text{]} * 0,0014 \quad \text{Ecuación 32.}$$

$$\text{Potencial consumida [Hp]} = \text{HHp}/\eta \quad \text{Ecuación 33.}$$

Donde  $\eta$  es el rendimiento energético = [potencia teórica]/[potencia suministrada]

Para el caso de las bombas BCP se considera  $\eta = 0,6$

$$\text{HHp} = 1369 \text{ [m}^3\text{/d]} * 46 \text{ [kg/cm}^2\text{]} * 0,0014$$

$$\text{HHp} = 88,16$$

$$\text{Hp} = 88,16 / 0,6 = \mathbf{146,93 \text{ Hp}}$$

#### 4.9.2.4 Cálculo de torque.

Al transmitir la rotación al rotor desde superficie a través de las varillas de bombeo, la potencia necesaria para elevar el fluido me genera un torque resistivo el cual tiene la siguiente expresión:

$$\text{Torque} = K * H_p / \text{RPM} \quad \text{Ecuación 34.}$$

La componente total de torque medida en boca de pozo tiene las siguientes componentes:

- Torque total: Torque Hidráulico + Torque fricción + Torque resistivo
- Torque Hidráulico: función de (presión de Bbl/d, presión por fricción, presión por nivel dinámico).
- Torque por fricción en bomba: fricción entre rotor y estator. Este parámetro se puede obtener de las mediciones realizadas en un test de banco.
- Torque resistivo: fricción entre varillas y tubing, el máximo torque resistivo está en boca de pozo.

La presión de 46 [kg/cm<sup>2</sup>] (la cual se calcula como contrapresión a la salida de la bomba), el caudal a 240 RPM es de 180 [m<sup>3</sup>/d]. Por otra parte el caudal a 240 RPM y 0 es de ≈ 200 [m<sup>3</sup>/d].

Si se considera este ultimo caudal al 100% de eficiencia volumétrica, se puede estimar la eficiencia en las condiciones reales de operación:

$$\text{Eficiencia [\%]} = 180 / 200 = \mathbf{90 \%}$$

Para determinar las RPM de operación estimadas:

$$\text{RPM} = Q [\text{m}^3/\text{d}] / C [\text{m}^3/\text{d}/\text{RPM}] / \% \text{ eficiencia} / 100 \quad \text{Ecuación 35.}$$

$$\text{RPM} \approx 1369 [\text{m}^3/\text{d}] / 3,888 [\text{m}^3/\text{d}/\text{RPM}] / 0,9$$

RPM  $\approx$  **391 RPM**

Volviendo a la ecuación 34 se tendría:

$$\text{Torque [lb*ft]} = 5252 * 146,93 \text{ [hp]} / 391$$

$$\text{Torque} = \mathbf{7,704 \text{ [lb*ft]}}$$

#### 4.9.2.5 Cálculo de esfuerzos axiales.

La carga axial que soportan las varillas de bombeo (Anexo 3) consta de dos componentes principales.

a.) Debido al peso de las varillas.

b.) Debido al efecto de la presión sobre la impulsión de la bomba.

a.) Debido al peso de las varillas.

Peso aproximado de varilla 1"  $\approx$  4,322 kg/m

$$= \text{Longitud [m]} * 4,322 \text{ kg/m}$$

$$= 1707 \text{ [m]} * 4,322 \text{ [kg/m]}$$

$$= \mathbf{7378 \text{ [kg]}}$$

b.) Debido a efecto de la presión sobre la impulsión de la bomba.

Para calcular la carga axial debido a la presión sobre la bomba se debe considerar el efecto de la presión sobre la proyección efectiva del rotor de la bomba.

$$= \text{Presión total} * \text{Área efectiva}$$

$$\text{Área efectiva} = \text{Área proyectada del rotor} - \text{Área de la varilla de bombeo}$$

Para el caso de la bomba seleccionada el Área efectiva es: 18,14 cm<sup>2</sup>.

$$= 46 \text{ [kg/cm}^2\text{]} * 18,14 \text{ [cm}^2\text{]}$$

$$= 835 \text{ [kg]}$$

$$F = 835 + 7378 \text{ [kg]}$$

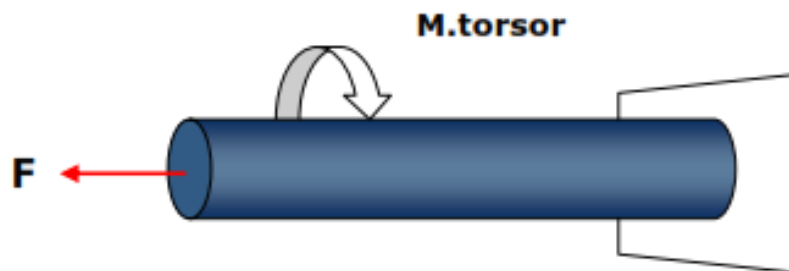
$$F = \mathbf{8213 \text{ [kg]}}$$

#### 4.9.2.6 Cálculo de tensiones combinadas.<sup>29</sup>

Para el cálculo de las tensiones combinadas se debe tener en cuenta las componentes:

- a.) Axial (tensión a la tracción):  $\sigma$
- b.) Tangencial (tensión a la torsión) T

Fig. 22 Tensiones combinadas



Fuente: Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*, Argentina. OilProduction.net

Definiciones:

$$\sigma: \text{Tensión a la tracción} = F/\text{área de la barra} \quad \text{Ecuación 36.}$$

$$T: \text{Tensión a la torsión} = M. \text{ Torsor} / Wt \quad \text{Ecuación 37.}$$

M. Torsor = Torque calculado = 357 [lb\*ft] = 50 [kg\*m]

Wt: Modulo resistente polar =  $J_p / \text{radio de barra}$

$J_p$ : Momento de inercia polar =  $\Pi * d^4 / 32$  (para una barra cilíndrica maciza)

$$\text{Tensión combinada} = \sqrt{\sigma^2 + 4 * T^2} \quad \text{Ecuación 38.}$$

$$\sigma = 8213 \text{ [kg]} / 5,06 \text{ [cm}^2\text{]} = 1623 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$$

$$J_p = 4,08 \text{ [cm}^4\text{]}$$

<sup>29</sup> HIRSCHFELDT, Op. cit., p. 13.

$$Wt = 3,21 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$T = 50 \text{ [kg*m]} / 3,21 \text{ [cm}^3\text{]}$$

$$T = \mathbf{1558 \text{ [kg/cm}^2\text{]}}$$

$$\text{Tensión combinada} = \sqrt{(1623^2 + 4 * 1558^2)}$$

$$\text{Tensión combinada: } \mathbf{2250 \text{ [kg/cm}^2\text{]}}$$

#### **4.9.2.7 Selección del elastómero.**

La selección del elastómero es de vital importancia ya que de él depende la magnitud de la interferencia y por ende la eficiencia de la bomba. De acuerdo a la tabla 1 y al Anexo 5 se realiza la selección de acuerdo a las condiciones a las cuales se va a operar y determinar cuál sería la mejor elección.

El elastómero que cumple con los requisitos óptimos para este caso sería el de referencia 159, ya que soportaría las condiciones necesarias para operar como: la temperatura la cual sería de 198°F, sería excelente para crudos pesados que en este caso sería de 13,7 °API, un correcto manejo de agua ya que para este caso se tendría un caudal considerable de agua, un óptimo manejo de aromáticos y abrasión de acuerdo a las necesidades.

#### **4.9.3 Resumen diseño.**

- Bomba modelo 840 TP 1500 ML a 5600 ft.
- Tubería de 4" con varillas de 1 1/8".
- Velocidad de operación 391 RPM
- Cabezal de rotación de 9000 lbs.
- $Q_{\max}$  35178,96 Bbl/d
- Presión en la bomba 3086,4 lpc
- La potencia en el eje es de 146,93 Hp

- El torque del sistema 7704 [lb\*ft]
- Tensión total 2250 [kg/cm<sup>2</sup>]
- Elastómero 159

En la siguiente tabla se puede observar el resumen de diseño de cada uno de los pozos. Donde se trabaja en un escenario pesimista para un correcto análisis, determinando ciertos factores como los son: la profundidad de la bomba a 5600 ft. en cada uno de los pozos, una tubería de 4" de diámetro, la velocidad de operación sería una máxima dentro del rango permitido, aunque se puede operar a una mayor velocidad sin ningún problema, un torque promedio con datos similares de los pozos en estudio ya que son representativos y similares para un correcto análisis.

**Tabla 9** Diseño de los pozos de estudio del campo Castilla

Pozo	3	4	7	11	14	18	21	23	25
Modelo de la Bomba @ 5600 ft.	840 TP 1500 ML	600 TP 1500 SL	600 TP 1500 SL	600 TP 1500 SL	600 TP 1500 SL	840 TP 1500 ML	840 TP 1500 ML	840 TP 1500 ML	840 TP 1500 ML
Tubería (in)	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Velocidad de Operación (RPM)	138	87	207	163	198	194	187	318	391
Cabezal de rotación (lbs)	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000
Q max (Bbl/d)	32.119,36	15.716,45	24.110,77	20.488,92	23.764,27	35.943,87	32.668,52	33.439,96	35.178,97
Presión en la Bomba (lpc)	3086,4	3086,4	3086,4	3086,4	3086,4	3086,4	3086,4	3086,4	3086,4
Potencia (HP)	51,67	32,49	77,88	61,36	74,47	72,83	70,24	119,38	146,94
Torque (lb*ft)	1972,55	1972,55	1972,55	1972,55	1972,55	1972,55	1972,55	1972,55	1973,72
Tensión total (kg/cm <sup>2</sup> )	2250	2250	2250	2250	2250	2250	2250	2250	2250
Elastómero	159	159	159	159	159	159	159	159	159

**Fuente:** Autores.

#### 4.9.4 Consideraciones.

- ✓ Disponer del registro (o perfil) del pozo es importante para determinar los gradientes de presión y la capacidad de levantamiento de la bomba. Esta información también afecta otras decisiones, tales como la posición de asentamiento de la bomba, y la colocación de centralizadores de cabilla.
- ✓ Conocer la completación mecánica del pozo es muy importante para determinar la colocación de la bomba o del ancla de gas, sobre todo en aquellos pozos con forro ranurado y empaque con grava.
- ✓ La historia de producción de arena del pozo es un elemento de decisión importante al momento de determinar la profundidad de colocación de la bomba. Por ejemplo, en un pozo completado en una zona con historia de alta producción de arena, es conveniente colocar la bomba a menor profundidad (sobre el tope de las arenas productoras) y probablemente colocar una cola o tubo de barro más largo.
- ✓ En general, entre más baja se coloque la bomba más alto es el caudal que se podrá alcanzar, pues es posible lograr menores presiones de fondo fluyente, y probablemente una mejor eficiencia volumétrica. Sin embargo al bajar la bomba se puede incrementar la arena manejada por el sistema, la cual aumentará el nivel de abrasión, perjudicando así la vida útil de los equipos de subsuelo.
- ✓ Para la selección del diámetro de la tubería de producción es necesario considerar en primer lugar el esquema de producción (por el eductor o por el anular). En el caso de producción por el espacio anular se puede usar una tubería más pequeña, pero debe asegurarse que exista espacio suficiente en el tubo inmediatamente por encima de la bomba para absorber el movimiento excéntrico del rotor, especialmente a nivel del acople. Cabe

destacar la importancia de corroborar que todos los elementos a bajar por el interior de la tubería de producción, tengan un diámetro externo que lo permita y un espacio adicional para considerar la utilización de pescantes, dependiendo de las diferentes compañías que suministran los equipos BCP (Anexo 6).

#### **4.10 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA BCP**

##### **4.10.1 Ventajas.**

- El sistema BCP es adecuado para el manejo de arena en el pozo, bajo cualquier escenario sea poca, media o alta cantidad de arena. Por lo tanto resulta demasiado aceptable para el control de arena.
- La producción promedio de los pozos seleccionados en el campo Castilla se encuentra en 4605 Bbl/d de aceite, sería adecuado para una bomba BCP la cual sería de un rendimiento excelente a esta cantidad de caudal.
- En el sistema de producción del campo Castilla se utiliza tubería de producción de 7" de diámetro, lo cual resulta óptimo para poder adaptarlo al sistema BCP.
- El sistema BCP tolera GOR hasta 500 scf/stb lo cual se recomienda ya que el campo cuenta con un GOR de 270 promedio. Aparte la temperatura máxima del yacimiento estaría dentro del rango de excelente manejo del elastómero lo cual sería adecuado para poder implementar el sistema de levantamiento artificial.

##### **4.10.2 Desventajas.**

- La poca experiencia del sistema en el país y sobre todo la no aplicación del sistema en el campo, lo hace bastante arriesgado desde el punto de vista de productivo.

- La producción de agua de 12623 Bbl/d promedio de los pozos seleccionados del campo Castilla, lo hace un sistema no recomendado por la alta tasa de fluido.
- El desmonte de los equipos de producción actuales (Bombeo mecánico) de los pozos seleccionados, sería considerable ya que el costo sería alto.

#### **4.11 IMPACTO**

De acuerdo a las deficiencias y ventajas que tiene la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas en el campo Castilla se debe tener en cuenta factores primordiales como los son: producción de aceite, agua y gas, problemas de arenamiento, profundidad de los pozos, geometría del yacimiento, entre otros.

Con base en esto y asumiendo un escenario pesimista para poder tener una base, para así poder determinar la viabilidad de la implementación del sistema de levantamiento o no; se demarcan ciertas ventajas y ciertas falencias del sistema BCP en diferentes escenarios como lo son, en los pozos con producción natural y pozos con producción artificial (ESP y B.M.).

En la relación a esto se cuenta con más ventajas en la implementación que deficiencias. Y es allí donde se tiene como punto de partida a la hora de realizar un correcto análisis, tanto técnico como económico.

Entre las deficiencias se cuenta con la poca experiencia de la implementación del sistema BCP en nuestro país y a nivel general. Cosa que con el pasar del tiempo se ha venido cambiando debido al gran interés de las múltiples ventajas que ofrece el sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas, comparado con los demás sistemas; entre estas se encuentra el factor económico.

En este caso particular se puede adquirir bastante información de campos vecinos, que ya cuentan con la implementación del sistema de levantamiento BCP, y también, con el apoyo y asesoría de las compañías suministradoras de los equipos y de los servicios referentes al sistema BCP.

Uno de las principales limitantes de la implementación del sistema BCP en el campo Castilla, es la gran producción de agua que este mismo tiene. El sistema BCP tolera cierta capacidad de producción (aceite, agua y gas) con un máximo histórico a nivel mundial de 5270 Bbls/d en Canadá.<sup>30</sup> Y promedio de 2500 Bbls/d. Este sería la principal pero no única limitante de la aplicación del sistema de levantamiento BCP, y, como ya se había mencionado anteriormente, se parte de la base de un escenario pesimista para poder analizar el sistema de levantamiento BCP para poderlo implementar.

---

<sup>30</sup> CHACÍN, Op cit., p. 9-11.

## 5 ANALISIS ECONÓMICO

La siguiente consideración a tener en cuenta para la selección del mejor método de levantamiento artificial a implementar en el campo Castilla es la viabilidad económica para poder implementar los pozos a sistema de bombeo por cavidades progresivas BCP.

En términos generales, cuando se va a realizar un proyecto, es necesario evaluar desde un punto de vista económico-financiero algunas variables que en este intervienen, utilizando para esto herramientas económicas que permitan establecer que tan rentable será o si generará ganancias suficientes para satisfacer el objetivo económico establecido previamente

En este caso en particular, estas variables envuelven lo referente a un posible cambio de sistemas de levantamiento artificial, es decir, el desmonte de las unidades de bombeo mecánico que actualmente operan los pozos de estudio y posteriormente implementar BCP.

Los 5 índices que se manejan para la evaluación de este proyecto son el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la tasa de verdadera rentabilidad (TVR), el tiempo de la recuperación de la inversión (PAY BACK) y la relación beneficio-costos (RBC). Cada método evalúa un criterio diferente, y seleccionar un proyecto a partir de solo uno de ellos no es conveniente. Para la selección se debe utilizar los 5 métodos que lleven a la empresa operadora del campo a tomar la decisión más adecuada<sup>31</sup>.

Se hizo necesario realizar la evaluación económica detallada para cada uno de los 9 pozos teniendo en cuenta dos escenarios. El primero asume que se dejen los pozos funcionando con bombeo mecánico; y el segundo escenario tiene en cuenta

---

<sup>31</sup> CAMACHO, Andrés, VILLAMIZAR, Yudy.. *Análisis de la velocidad de flujo en los pozos del activo Llanito de Ecopetrol S.A. para determinar el arrastre o la depositación de la producción de arena*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010. p. 91

un cambio a sistema de levantamiento por cavidades progresivas (BCP). Para este análisis se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

## **5.1 TIEMPO**

La vida útil para una bomba por cavidades progresivas según la experiencia de campos con características similares a campo Galan, es de 2 años.

## **5.2 PRECIO DEL BARRIL**

Se estimó el precio del barril de petróleo como US\$75, es decir por debajo del valor habitual en el 2011 (US\$92 en promedio). De esta manera se manejó un escenario pesimista.

## **5.3 COSTO DE LEVANTAMIENTO**

Es también llamado “Lifting cost”, y se refiere al costo que representa levantar un barril de aceite a superficie. Cada Campo tiene un Lifting cost en particular; el manejado en el campo Castilla es de US\$ 19.

Cabe aclarar que los US\$ 19 incluyen gastos de transporte y levantamiento de cada barril a superficie, desde un punto de vista pesimista. Donde campo Castilla presenta un costo de levantamiento real de 3,43 US\$ / Bbl.

## **5.4 PRODUCCIÓN NETA DE CADA POZO**

Este es el parámetro más importante, debido a que representa la totalidad de los ingresos (se multiplica este valor por el precio estimado del barril de petróleo).

## **5.5 COSTOS PROPIOS DE CADA SISTEMA**

Resulta fundamental tener en cuenta factores como costos de mantenimiento, servicios a pozo y energía consumida por cada sistema para su funcionamiento. El análisis de cada uno de estos 3 factores para cada sistema de levantamiento y su comparación se encuentran más detallado en el anexo 8.

## **5.6 INVERSIÓN**

Se tomo como el valor de una BCP (US\$ 120.000), puesto que las unidades de bombeo mecánico ya están instaladas y funcionan en la actualidad. Además, en cuanto a la inversión para el análisis del sistema de levantamiento BCP, se tuvo en cuenta también el costo de desmonte de la unidad de bombeo mecánico (US\$ 33000) y los días de producción que se pierden por causa de esta operación.

## **5.7 PÉRDIDAS DE DINERO DEBIDO A FALLAS**

Hace referencia al dinero perdido por causa de los diferentes problemas presentados por el bombeo mecánico en los últimos años. En la obtención de este valor se tuvo en cuenta el costo de los equipos de workover y varilleo utilizados, los días transcurridos en la operación, la diferida, y demás parámetros.

Para el caso de BCP, en este parámetro se utilizó el promedio de fallas y operaciones realizadas en Galán (1 falla y un lavado de arena cada 2 años) y se trabajó sobre un supuesto de operación de los 9 pozos con BCP, para que con los caudales propios de cada pozo se tenga un valor más real de dinero perdido por causa de las diferidas. La tabla 7 muestra lo ocurrido con este sistema en Galán 125 y además refleja lo que sucede en la mayoría de los casos, también se pueden determinar las fallas típicas y sus posibles soluciones (Anexo 7).

**Tabla 10** Promedio de fallas sistema BCP

Galan 125									
Operación/falla	Días de Equipo	Costo de equipo/día	Potencial Bbl/d	Días diferida	Diferida en Bbl	Costo equipo	Costo diferida	Costo herramientas	Total
Flushing	1	5680	50	1	50	5680	2850	8000	U\$ 16530
Tubería por cuerpo	3	4.680	50	4	200	14040	11400	8000	U\$ 33440
<b>TOTAL (2 Años)</b>									<b>U\$ 49970</b>

**Fuente:** Autores, modificado Departamento de Ingeniería y confiabilidad de mares.

Es importante aclarar que la diferencia de precios en los costos de los equipos (US\$ 1000) es debido a que en una operación de lavado de arena se tiene en cuenta un valor agregado que pertenece a la prestación de servicio de un camión de agua de bombeo.

## 5.8 TASA DE DESCUENTO ANUAL

Se trabajó como el 16%.

## 5.9 REGALÍAS

Las regalías son el pago efectuado al titular de derechos de autor, patentes, marcas o know-how a cambio del derecho a usarlos o explotarlos, o que debe realizarse al Estado por el uso o extracción de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables. En el caso de Ecopetrol, las regalías son del orden del 20%.

## **5.10 DEPRECIACIÓN**

Es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes distribuidos durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los bienes. En este caso este valor obedece al costo de la BCP que son US\$120.000 en 2 años.

## **5.11 IMPUESTO DE RENTA**

El impuesto sobre la renta es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras. Se maneja el 35%.

En las siguientes tablas (10 y 11) se muestra el análisis del pozo 25 del campo Castilla como ejemplo, y, en la tabla 12 se indica para cada uno de los pozos de estudio.

Se realiza un balance general con todos los costos involucrados dentro del proyecto, bajo los dos escenarios planteados que son, dejar el sistema actual por Bombeo Mecánico, y, realizar el cambio al sistema por cavidades progresivas BCP. Bajo estos conceptos se puede realizar un correcto análisis para la toma de decisiones en la implementación de dicho sistema.

**Tabla 11** Análisis económico de la continuidad del sistema de Bombeo Mecánico en Castilla 25

Parámetro	Valor	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Días		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Producción Aceite		258.360,00	255.776,40	253.218,64	250.686,45	248.179,59	245.697,79	243.240,81	240.808,40	238.400,32	236.016,32	233.656,15	231.319,59
Regalías	20%	51.672,00	51.155,28	50.643,73	50.137,29	49.635,92	49.139,56	48.648,16	48.161,68	47.700,52	47.203,26	46.731,23	46.263,92
Producción de agua		387.360,00	389.296,80	391.243,28	393.199,50	395.165,50	397.141,33	399.127,03	401.122,67	403.128,28	405.143,92	407.169,64	409.205,49
Precio del barril	\$ 75												
<b>INGRESOS</b>													
Total de Ingresos		\$ 19.377.000	\$ 19.183.230	\$ 18.991.398	\$ 18.801.484	\$ 18.613.469	\$ 18.427.334	\$ 18.243.061	\$ 18.060.630	\$ 17.880.024	\$ 17.701.224	\$ 17.524.211	\$ 17.348.969

<b>EGRESOS</b>													
Lifting Cost	\$ 19	\$ 4.908.840	\$ 4.859.752	\$ 4.811.154	\$ 4.763.043	\$ 4.715.412	\$ 4.668.258	\$ 4.621.575	\$ 4.575.360	\$ 4.529.606	\$ 4.484.310	\$ 4.439.467	\$ 4.395.072
Mantenimiento de B. M.	\$ 1.817	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151
Perdidas por fallas B. M.	\$ 385.700	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142
Servicio a pozo	\$ 751	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63
Consumo de energía	\$ 2.978	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248
Tratamiento de Agua	\$ 5,768/1000 Bbl Agua	\$ 2.234	\$ 2.245	\$ 2.257	\$ 2.268	\$ 2.279	\$ 2.291	\$ 2.302	\$ 2.314	\$ 2.325	\$ 2.337	\$ 2.349	\$ 2.360
Egresos Totales		\$ 4.943.679	\$ 4.894.601	\$ 4.846.015	\$ 4.797.915	\$ 4.750.296	\$ 4.703.153	\$ 4.656.482	\$ 4.610.278	\$ 4.564.536	\$ 4.519.251	\$ 4.474.420	\$ 4.430.037
Utilidad antes de impuesto		\$ 14.433.321	\$ 14.288.629	\$ 14.145.383	\$ 14.003.569	\$ 13.863.173	\$ 13.724.181	\$ 13.586.579	\$ 13.450.352	\$ 13.315.488	\$ 13.181.972	\$ 13.049.792	\$ 12.918.932
Impuesto de Renta	35%	\$ 5.051.662	\$ 5.001.020	\$ 4.950.884	\$ 4.901.249	\$ 4.852.111	\$ 4.803.463	\$ 4.755.303	\$ 4.707.623	\$ 4.660.421	\$ 4.613.690	\$ 4.567.427	\$ 4.521.626
Inversión B.M.	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de caja Neto		\$ 9.381.659	\$ 9.287.609	\$ 9.194.499	\$ 9.102.320	\$ 9.011.062	\$ 8.920.718	\$ 8.831.276	\$ 8.742.729	\$ 8.655.067	\$ 8.568.282	\$ 8.482.365	\$ 8.397.306
Flujo de caja Acumulado	0,00	\$ 9.381.659	\$ 18.669.267	\$ 27.863.766	\$ 36.966.086	\$ 45.977.148	\$ 54.897.866	\$ 63.729.142	\$ 72.471.871	\$ 81.126.939	\$ 89.695.221	\$ 98.177.585	\$ 106.574.891

Parámetro	Valor	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24
Días		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Producción Aceite		229.006,40	226.716,33	224.449,17	222.204,68	219.982,63	217.782,80	215.604,98	213.448,93	211.314,44	209.201,29	207.109,28	205.038,19
Regalías	20%	45.801,28	45.343,27	44.889,83	44.440,94	43.996,53	43.556,56	43.121,00	42.689,79	42.262,89	41.840,26	41.421,86	41.007,64
Producción de agua		411.251,52	413.307,77	415.374,31	417.451,19	419.538,44	421.636,13	423.744,31	425.863,04	427.992,35	430.132,31	432.282,97	434.444,39
Precio del barril	\$ 75												
<b>INGRESOS</b>													
Total de Ingresos		\$ 17.175.480	\$ 17.003.725	\$ 16.833.688	\$ 16.665.351	\$ 16.498.697	\$ 16.333.710	\$ 16.170.373	\$ 16.008.669	\$ 15.848.583	\$ 15.690.097	\$ 15.533.196	\$ 15.377.864

<b>EGRESOS</b>													
Lifting Cost	\$ 19	\$ 4.351.122	\$ 4.307.610	\$ 4.264.534	\$ 4.221.889	\$ 4.179.670	\$ 4.137.873	\$ 4.096.495	\$ 4.055.530	\$ 4.014.974	\$ 3.974.825	\$ 3.935.076	\$ 3.895.726
Mantenimiento de B.M.	\$ 1.817	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151	\$ 151
Perdidas por fallas B.M.	\$ 385.700	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142	\$ 32.142
Servicio a pozo	\$ 751	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63	\$ 63
Consumo de energía	\$ 2.978	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248	\$ 248
Tratamiento de Agua	\$ 5,768/1000 Bbl Agua	\$ 2.372	\$ 2.384	\$ 2.396	\$ 2.408	\$ 2.420	\$ 2.432	\$ 2.444	\$ 2.456	\$ 2.469	\$ 2.481	\$ 2.493	\$ 2.506
Egresos Totales		\$ 4.386.098	\$ 4.342.599	\$ 4.299.534	\$ 4.256.901	\$ 4.214.694	\$ 4.172.910	\$ 4.131.543	\$ 4.090.590	\$ 4.050.047	\$ 4.009.910	\$ 3.970.174	\$ 3.930.836
Utilidad antes de impuesto		\$ 12.789.382	\$ 12.661.126	\$ 12.534.153	\$ 12.408.450	\$ 12.284.003	\$ 12.160.801	\$ 12.038.830	\$ 11.918.079	\$ 11.798.535	\$ 11.680.187	\$ 11.563.022	\$ 11.447.028
Impuesto de Renta	35%	\$ 4.476.284	\$ 4.431.394	\$ 4.386.954	\$ 4.342.957	\$ 4.299.401	\$ 4.256.280	\$ 4.213.591	\$ 4.171.328	\$ 4.129.487	\$ 4.088.065	\$ 4.047.058	\$ 4.006.460
Inversión B.M.	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de caja Neto		\$ 8.313.098	\$ 8.229.732	\$ 8.147.200	\$ 8.065.492	\$ 7.984.602	\$ 7.904.520	\$ 7.825.240	\$ 7.746.751	\$ 7.669.048	\$ 7.592.122	\$ 7.515.964	\$ 7.440.568
Flujo de caja Acumulado		\$ 114.887.989	\$ 123.117.721	\$ 131.264.921	\$ 139.330.413	\$ 147.315.015	\$ 155.219.535	\$ 163.044.775	\$ 170.791.526	\$ 178.460.574	\$ 186.052.696	\$ 193.568.660	\$ 201.009.228

Fuente: Autores.

**Tabla 12** Análisis económico del cambio de Bombeo mecánico a BCP en el pozo Castilla 25

Parámetro	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Días			30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Producción Aceite			385.842,00	381.983,58	378.163,74	374.382,11	370.638,29	366.931,90	363.262,58	359.629,96	356.033,66	352.473,32	348.948,59	345.459,10
Regalías	20%		77.168,40	76.396,72	75.632,75	74.876,42	74.127,66	73.386,38	72.652,52	71.925,99	71.199,99	70.474,99	69.749,99	69.024,99
Producción de agua			578.493,90	581.386,37	584.293,30	587.214,77	590.150,84	593.101,60	596.067,10	599.047,44	602.042,68	605.052,89	608.078,15	611.118,55
Precio del barril	\$ 75													
<b>INGRESOS</b>														
Total de Ingresos			\$ 28.938.150	\$ 28.648.769	\$ 28.362.281	\$ 28.078.658	\$ 27.797.871	\$ 27.519.893	\$ 27.244.694	\$ 26.972.247	\$ 26.702.524	\$ 26.435.499	\$ 26.171.144	\$ 25.909.433
<b>EGRESOS</b>														
Lifting Cost	\$ 19		\$ 7.330.998	\$ 7.257.688	\$ 7.185.111	\$ 7.113.260	\$ 7.042.127	\$ 6.971.706	\$ 6.901.989	\$ 6.832.969	\$ 6.764.640	\$ 6.696.993	\$ 6.630.023	\$ 6.563.723
Mantenimiento de BCP	\$ 370		\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31
Perdidas por fallas de BCP	\$ 24.985		\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 24.985
Servicio a pozo	\$ 405		\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34
Consumo de Energía	\$ 504		\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42
Tratamiento de Agua	\$ 5,768/1000 Bbl Agua		\$ 3.337	\$ 3.353	\$ 3.370	\$ 3.387	\$ 3.404	\$ 3.421	\$ 3.438	\$ 3.455	\$ 3.473	\$ 3.490	\$ 3.507	\$ 3.525
Egresos Totales			\$ 7.334.442	\$ 7.261.148	\$ 7.188.588	\$ 7.116.754	\$ 7.045.638	\$ 6.975.234	\$ 6.905.534	\$ 6.836.532	\$ 6.768.219	\$ 6.700.590	\$ 6.633.638	\$ 6.592.340
Depreciación			\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
Utilidad antes del impuesto			\$ 21.598.708	\$ 21.382.620	\$ 21.168.692	\$ 20.956.904	\$ 20.747.233	\$ 20.539.659	\$ 20.334.160	\$ 20.130.715	\$ 19.929.305	\$ 19.729.909	\$ 19.532.507	\$ 19.312.093
Impuesto de Renta	35%		\$ 7.559.548	\$ 7.483.917	\$ 7.409.042	\$ 7.334.916	\$ 7.261.532	\$ 7.188.880	\$ 7.116.956	\$ 7.045.750	\$ 6.975.257	\$ 6.905.468	\$ 6.836.377	\$ 6.759.232
Inversión BCP	\$ 120.000	-\$ 120.000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Desmante de B.M.	\$ 48.950	-\$ 48.950	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Depreciación			\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
Flujo de caja Neto		-\$ 168.950	\$ 14.044.160	\$ 13.903.703	\$ 13.764.650	\$ 13.626.988	\$ 13.490.701	\$ 13.355.778	\$ 13.222.204	\$ 13.089.965	\$ 12.959.048	\$ 12.829.441	\$ 12.701.129	\$ 12.557.860
Flujo de caja Acumulado		-\$ 168.950	\$ 13.875.210	\$ 27.778.913	\$ 41.543.563	\$ 55.170.551	\$ 68.661.253	\$ 82.017.031	\$ 95.239.234	\$ 108.329.199	\$ 121.288.248	\$ 134.117.689	\$ 146.818.818	\$ 159.376.678

Parámetro	Valor	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24
Días		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Producción Aceite		342.004,51	338.584,47	335.198,62	331.846,64	328.528,17	325.242,89	321.990,46	318.770,55	315.582,85	312.427,02	309.302,75	306.209,72
Regalías	20%	68.400,90	67.716,89	67.039,72	66.369,33	65.705,63	65.048,58	64.398,09	63.754,11	63.116,57	62.485,40	61.860,55	61.241,94
Producción de agua		614.174,14	617.245,01	620.331,23	623.432,89	626.550,05	629.682,80	632.831,22	635.995,37	639.175,35	642.371,23	645.583,08	648.811,00
Precio del barril	\$ 75												
<b>INGRESOS</b>													
Total de Ingresos		\$ 25.650.338	\$ 25.393.835	\$ 25.139.897	\$ 24.888.498	\$ 24.639.613	\$ 24.393.217	\$ 24.149.284	\$ 23.907.792	\$ 23.668.714	\$ 23.432.027	\$ 23.197.706	\$ 22.965.729
<b>EGRESOS</b>													
Lifting Cost	\$ 19	\$ 6.498.086	\$ 6.433.105	\$ 6.368.774	\$ 6.305.086	\$ 6.242.035	\$ 6.179.615	\$ 6.117.819	\$ 6.056.641	\$ 5.996.074	\$ 5.936.113	\$ 5.876.752	\$ 5.817.985
Mantenimiento de BCP	\$ 370	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31
Perdidas por fallas de BCP	\$ 24.985	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 24.985
Servicio a pozo	\$ 405	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34
Consumo de Energía	\$ 504	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42
Tratamiento de Agua	\$ 5,768/1000 Bbl Agua	\$ 3.543	\$ 3.560	\$ 3.578	\$ 3.596	\$ 3.614	\$ 3.632	\$ 3.650	\$ 3.668	\$ 3.687	\$ 3.705	\$ 3.724	\$ 3.742
Egresos Totales		\$ 6.501.735	\$ 6.436.772	\$ 6.372.459	\$ 6.308.789	\$ 6.245.756	\$ 6.183.354	\$ 6.121.576	\$ 6.060.416	\$ 5.999.868	\$ 5.939.926	\$ 5.880.583	\$ 5.846.819
Depreciación		\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
Utilidad antes del impuesto		\$ 19.143.603	\$ 18.952.063	\$ 18.762.438	\$ 18.574.709	\$ 18.388.857	\$ 18.204.863	\$ 18.022.709	\$ 17.842.376	\$ 17.663.846	\$ 17.487.101	\$ 17.312.123	\$ 17.113.910
Impuesto de Renta	35%	\$ 6.700.261	\$ 6.633.222	\$ 6.566.853	\$ 6.501.148	\$ 6.436.100	\$ 6.371.702	\$ 6.307.948	\$ 6.244.831	\$ 6.182.346	\$ 6.120.485	\$ 6.059.243	\$ 5.989.869
Inversión BCP	\$ 120.000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Desmante de B.M.	\$ 48.950	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Depreciación		\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
Flujo de caja Neto		\$ 12.448.342	\$ 12.323.841	\$ 12.200.585	\$ 12.078.561	\$ 11.957.757	\$ 11.838.161	\$ 11.719.761	\$ 11.602.544	\$ 11.486.500	\$ 11.371.616	\$ 11.257.880	\$ 11.129.042
Flujo de caja Acumulado		\$ 171.825.020	\$ 184.148.861	\$ 196.349.446	\$ 208.428.006	\$ 220.385.763	\$ 232.223.924	\$ 243.943.684	\$ 255.546.228	\$ 267.032.728	\$ 278.404.344	\$ 289.662.224	\$ 300.791.265

Fuente: Autores.

**Tabla 13** Análisis económico de los pozos en estudio del campo Castilla

Pozo	B.M.			BCP			
	Q Oil (Bbl/d)	Q Agua (Bbl/d)	Flujo de caja Acumulado	Q Oil (Bbl/d)	Q Agua (Bbl/d)	Q Total (Bbl/d)	Flujo de caja Acumulado
3	3028	16624	\$ 70.310.970	4.522,10	24.826,74	29.348,83	\$ 105.602.873
4	1904	7712	\$ 44.030.426	2.843,49	11.517,31	14.360,80	\$ 66.359.845
7	4564	10188	\$ 106.277.843	6.816,00	15.215,04	22.031,04	\$ 159.316.681
11	3596	8940	\$ 83.626.392	5.370,36	13.351,24	18.721,60	\$ 125.488.330
14	4364	10176	\$ 101.597.088	6.517,32	15.197,12	21.714,43	\$ 152.326.441
18	4268	17724	\$ 99.328.718	6.373,95	26.469,51	32.843,45	\$ 148.938.773
21	4116	15872	\$ 95.776.615	6.146,95	23.703,68	29.850,63	\$ 143.633.988
23	6996	13464	\$ 163.186.871	10.448,02	20.107,51	30.555,52	\$ 244.306.290
25	8612	12912	\$ 201.009.228	12.861,40	19.283,13	32.144,53	\$ 300.791.265

Fuente: Autores

En la tabla 13 se encuentra la producción de cada uno de los pozos de estudio del campo Castilla, tanto la producción de aceite como la producción de agua bajo los dos escenarios para poder realizar un análisis tanto técnico como económico, en la determinación de la factibilidad y viabilidad de la implementación del sistema de levantamiento artificial.

La producción de agua es de vital importancia en este análisis ya que el campo cuenta con una producción de agua bastante considerable; 650 MBbls de agua por día.

Actualmente el agua se dispone de la siguiente manera: se vierte 390 MBbls al río Guayuriba, se inyecta 80 MBbls en pozo Disposal y se utiliza 80 MBbls en un Centro Agroindustrial con Corpoica.

El tratamiento que se realiza al agua en el campo Castilla es clarificación con tratamiento químico de Nalco y proceso de enfriamiento con piscinas de aspersión

y torres de enfriamiento que se utilizan con CPI y Celdas de Flotación. Estos tratamientos generan un importe de US\$ 5,768 / 1000 Bbls de agua, independientemente de la cantidad de agua producida.

Se puede analizar que a partir de los datos de la tabla 13 sería viable desde el punto de vista económico para todos los pozos. Sin embargo para un mejor análisis y una correcta toma de decisiones se debe medir con los factores económicos, para poder determinar si es factible o no.

Como conclusión de este análisis en la tabla 14 se puede ver los resultados de los cinco parámetros económicos principales, teniendo en cuenta la información que se maneja para los pozos en estudio del campo Castilla, y determinante para la toma de decisiones para optar por este sistema de producción.

**Tabla 14** Parámetros económicos para el sistema de Bombeo Mecánico y BCP

ANALISIS ECONOMICO BOMBEO MECANICO - BCP						
POZO		VPN	TIR	TVR	RBC	PAY-BACK
3	BM	\$ 124.382.467	-	3,70%	3,85	O Meses
	BCP	\$ 185.869.463	29%	58%	3,93	1 Mes
4	BM	\$ 77.911.140	-	3,50%	3,81	O Meses
	BCP	\$ 116.468.010	18%	55%	3,93	1 Mes
7	BM	\$ 187.973.121	-	3,81%	3,88	O Meses
	BCP	\$ 280.837.303	44%	61%	3,94	1 Mes
11	BM	\$ 147.922.081	-	3,80%	3,87	O Meses
	BCP	\$ 221.023.889	35%	60%	3,94	1 Mes
14	BM	\$ 179.696.986	-	3,81%	3,88	O Meses
	BCP	\$ 268.477.722	42%	61%	3,94	1 Mes
18	BM	\$ 175.689.804	-	3,81%	3,88	O Meses
	BCP	\$ 262.493.248	41%	61%	3,93	1 Mes
21	BM	\$ 169.408.392	-	3,81%	3,88	O Meses
	BCP	\$ 253.112.454	40%	60%	3,94	1 Mes
23	BM	\$ 288.596.577	-	3,87%	3,9	O Meses
	BCP	\$ 431.111.317	68%	64%	3,94	1 Mes

25	BM	\$ 355.470.727	-	3,91	3,91	0 Meses
	BCP	\$ 530.983.061	83%	65%	3,94	1 Mes

Fuente: Autores

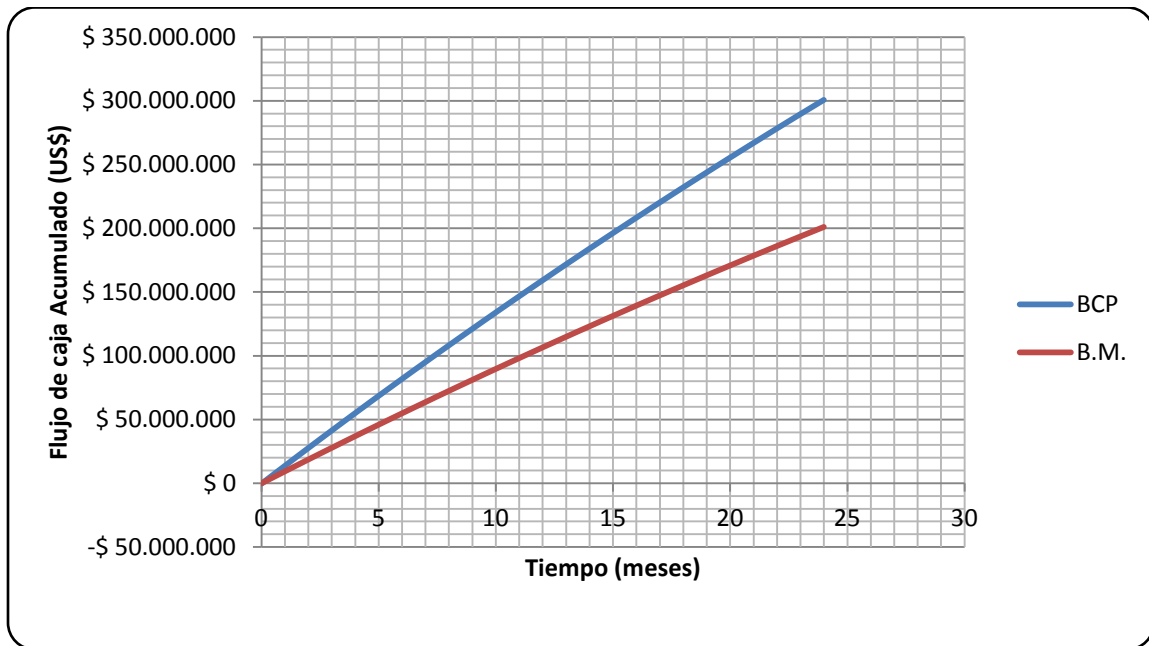
Se concluye que de acuerdo a los datos mostrados en la anterior tabla el sistema resulta muy rentable desde el punto de vista económico ya que la diferencia de dinero es considerable para el periodo evaluado y esto coincide con que el VPN, TVR y la RBC es mayor la del sistema BCP que la del Bombeo Mecánico.

El sistema BCP tolera grandes cantidades de arena, caudal de agua y de acuerdo al elastómero escogido es viable para el tipo de crudo presente en los pozos de estudio en el campo Castilla.

Las siguientes consideraciones se tienen en cuenta para el análisis de la figura 23 referente a la comparación de los dos sistemas de levantamiento a la evaluación económica.

- ✓ El punto de intersección de las dos líneas de flujo de caja acumulado significa el tiempo en el cual se vuelve rentable para el campo trabajar con el sistema de levantamiento BCP que seguir con el actual sistema. En este caso la intersección ocurre en 0 (cero) es decir que el proyecto desde el inicio resulta más rentable que el sistema actual el Bombeo Mecánico.
- ✓ El flujo de caja del sistema BCP inicia con un valor negativo debido a la inversión que se realiza al adquirir el equipo. Por otro lado el sistema de Bombeo mecánico inicia su flujo de caja en cero ya que en el campo Castilla el sistema es con el cual se está operando.

**Fig. 23** Comportamiento de los flujos de caja de los sistemas B.M. y BCP para el pozo Castilla 25



**Fuente:** Autores.

## 6 ANALISIS DE RIESGOS

Cuando se implementan nuevos sistemas de producción, inversiones, estrategias, entre otras, se puede correr ciertos riesgos externos e internos que van ligados a cada caso. En la implementación del sistema de levantamiento artificial BCP, probablemente se pueden presentar riesgos y en este caso se van a analizar a través del método comúnmente llamado Matriz DOFA.

### 6.1 MATRIZ DOFA

La matriz DOFA es un instrumento metodológico que sirve para identificar acciones viables mediante el cruce de variables, en el supuesto de que las acciones estratégicas deben ser ante todo acciones posibles y que la factibilidad se debe encontrar en la realidad misma del sistema. Esta herramienta también permite identificar acciones que potencien entre sí a los factores positivos, por lo tanto para superar una debilidad se puede solo a través de fortalezas y oportunidades.

La verdadera finalidad de esta herramienta, es la planeación estratégica que lleve a la empresa a integrar procesos que se anticipen o minimicen amenazas del medio y al fortalecimiento de las debilidades de la empresa.

Cuando se va a hacer un estudio de análisis de riesgos a un proyecto determinado utilizando este método se debe tener algunas cosas en cuenta, tales como:

#### 6.1.1 Criterios para la evaluación de proyectos.

- **Factibilidad técnica:** Analiza la relación entre medios y fines.
- **Factibilidad económica:** Responsabilidad de recursos humanos, materiales y financieros.
- **Factibilidad social:** Recurso humano, condiciones culturales y sociales.

- **Factibilidad ambiental:** Nivel de impacto.
- **Costo beneficio:** Dimensión financiera que se refiere a la recuperación de la inversión.
- **Costo utilidad:** Relación entre el costo y la importancia o beneficio social.
- **Costo eficiencia:** Costo relacionado con el logro de objetivos.

### 6.1.2 Identificación del Problema.

- Entorno
- Causas
- Consecuencias

### 6.1.3 Preparación de la Matriz DOFA.

En ésta etapa es importante conocer los cuatro componentes de la matriz y asociarlos al proyecto en el que se esté trabajando, estos componentes se dividen en los aspectos de índole interno que corresponden a las fortalezas y las debilidades al interior de la empresa que llevará a cabo el proyecto, y los aspectos externos, de contorno, o del medio en el que se desenvuelve la compañía. Estos últimos se refieren a las oportunidades y las amenazas.

**Tabla 15** Componentes de la matriz.

	<b>FORTALEZAS</b>	<b>DEBILIDADES</b>
<b>OPORTUNIDADES</b>	ESTRATEGIAS FO (DE CRECIMIENTO)	ESTRATEGIAS DO (DE SUPERVIVENCIA)
<b>AMENAZAS</b>	ESTRATEGIAS FA (DE SUPERVIVENCIA)	ESTRATEGIAS DA (DE FUGA)

**Fuente:** PARRA, Jorge. (2009). *Planeación Estratégica Territorial*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

Estrategias FO o estrategias de crecimiento son las resultantes de aprovechar las mejores posibilidades que da el entorno y las ventajas propias, para construir una posición que permita la expansión del sistema o su fortalecimiento para el logro de los propósitos que emprende.

Estrategias DO son un tipo de estrategias de supervivencia en las que se busca superar las debilidades internas, haciendo uso de las oportunidades que ofrece el entorno.

Estrategias FA son también de supervivencia y se refiere a las estrategias que buscan evadir las amenazas del entorno, aprovechando las fortalezas del sistema.

Las estrategias DA permiten ver alternativas estratégicas que sugieren renunciar al logro dada una situación amenazante y débil difícilmente superable, que expone al sistema al fracaso.

#### **6.1.4 Elaboración de la matriz de impactos.**

Luego de la preparación de la matriz DOFA, se procede a preparar la matriz de impacto. Esta matriz de impacto es un análisis de vulnerabilidad del proyecto. En esta etapa se requiere no solo el conocimiento profundo del proyecto, sino también personas que puedan determinar hasta qué punto la materialización de algunos de los riesgos pueden ocasionar que el proyecto sea inviable, o por el contrario se deba reforzar la inversión.

#### **6.1.5 Matriz de estrategias.**

Después de hacer la valoración ponderada de los aspectos claves del proyecto, se continúa con las correspondientes estrategias conducentes a potencializar las fortalezas y las oportunidades, a neutralizar, evitar o minimizar las debilidades y

planear detalladamente las contingencias necesarias para enfrentar la materialización de las amenazas<sup>32</sup>.

#### **6.1.6 Datos a evaluar.**

De acuerdo a los criterios a evaluar y factores a utilizar, se puede determinar que tipo de factores son los adecuados a la hora de analizar las fortalezas y debilidades, del proyecto a evaluar.

Es por eso que gracias a la herramienta SWOT, la cual se puede encontrar totalmente gratis a través de la pagina web: <http://inghenia.com/wordpress/2009/10/07/dafo-foda-swot/>, se puede utilizar esta herramienta para poder tener un análisis adecuado y respuesta de los datos ingresados.

Bajo estas condiciones se definen ciertos parámetros, los cuales permiten determinar que tan factible es la implementación o no de un proyecto, que en este caso será la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas.

Para un correcto análisis se determinan los datos a utilizar para poder establecer las condiciones de estudio. Dichos datos están divididos en factores tanto internos como externos (anexo 9), dependiendo los recursos que se van a analizar.

#### **➤ Factores internos.**

Son factores determinados por cada compañía, parámetros únicos que se utilizan como punto de partida para análisis de factibilidad y toma de decisiones (figura 30).

---

<sup>32</sup> PARRA, Jorge. *Planeación Estratégica Territorial*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2009. p. 25.

Dentro de los factores internos se encuentra:

- **Personas y Habilidades:** es el factor el cual determina los conocimientos y experiencias que se tienen dentro de la empresa, para poder realizar la labor asignada de acuerdo a la nueva implementación.
- **Recursos:** son los recursos mínimos necesarios, para poder llevar acabo el cambio a realizar dentro de la compañía.
- **Ideas/Innovación:** son las características directamente correspondientes al producto, en cuanto a nuevos desarrollos y mejoras que se realicen.
- **Marketing:** es el conjunto de actividades destinadas a lograr con beneficio la satisfacción del consumidor.
- **Operaciones (productos, servicios):** son las características y funcionalidad del producto, en este caso el sistema BCP.
- **Finanzas:** es el factor que involucra el dinero a utilizar para la adquisición y manejo del producto durante su vida útil.

➤ **Factores externos.**

Son los factores directamente del producto y/o servicio, que se encuentra fuera de la compañía, y que permite tener un análisis de probabilidad y riesgo (figura 30).

Dentro de los factores externos se encuentra:

- **Medio ambiente:** son los factores que involucran el impacto ambiental directamente en el sitio de utilización del producto y/o servicio.
- **Financiamiento:** hace referencia a los gastos necesarios requeridos para poder obtener e implementar el producto y/o servicio.

- Tecnología: es el avance y/o cambios del producto y/o servicio que permite tener como punto de partida para poder implementar.
- Proveedores: son las compañías a las cuales se puede adquirir el producto y/o servicio a utilizar.
- Consumidores: son directamente las compañías (en este caso el campo Castilla) interesadas en tener o adquirir el producto y/o servicio.

#### **6.1.7 Análisis de datos.**

De acuerdo a los factores tanto internos como externos a utilizar, se realiza el análisis para poder determinar los datos que determinen que tan factible resulte la implementación del sistema BCP en el campo Castilla.

En los factores internos se tiene en personas y habilidades que de una escala de -10 a 10, donde, de -10 a 0 es el factor de debilidad (siendo -10 el máximo) y de 0 a 10 es el factor de fortaleza (siendo 10 el máximo); que en personal experimentado se encuentra en 2 debido a que se cuenta con un instructivo para poder implementar el sistema BCP y dentro de la compañía no es necesario que todo el personal sepa manejarlo.

En la relación con los proveedores se encuentra en 4 ya que se disponen de varias compañías las cuales cuentan con el sistema dentro de su portafolio de servicios; y generalmente son las mismas compañías que suministran otra clase de servicios.

En cuanto a experiencia esta en -3 ya que no se dispone de ninguna experiencia con este sistema, pero, una de sus ventajas es el fácil manejo.

En la división de capacidad de manejo se encuentra en 2, y hace referencia a la habilidad del personal para poder maniobrar y adecuar el sistema en los pozos de estudio.

En el factor de recursos se tiene en el área de alianza de negocios una calificación de 3, ya que gran parte de las compañías que suministran los servicios cuentan con este sistema dentro de su portafolio de servicios. En el área de cadena de distribución se tiene un 3 ya que va de la mano con la alianza de negocios para la disposición del producto y/o servicio. En plantas y equipamiento se cuenta con una calificación de 3 ya que no se cuenta con tanta experiencia en nuestro país, pero si con la tecnología necesaria de las empresas fabricantes como para poder implementarlo. En el área de propiedad de patentes y tecnologías se tiene un 2 ya que se cuenta con una patente base, o cual lo hace exclusivo, pero, varias compañías lo tienen dentro de sus productos. Ubicación geográfica tiene una calificación de 4, ya que por su poco tamaño comparado con otros sistemas de levantamiento artificial lo hace asequible al transporte a cualquier sitio dentro del territorio nacional. En el área de inversión inicial se tiene un -4 ya que se debe disponer de una inversión para poder implementarlo de acuerdo a su instructivo.

En el factor de ideas/innovación se encuentran las áreas de innovación de productos/servicios el cual tiene una calificación de 3 ya que es un sistema sencillo, básico, con pocas modificaciones en su funcionamiento, pero con mejoras en los materiales. Y el área de originalidad de productos/servicios con una calificación de 3 el cual representa las mejoras que se realizan en sus materiales, pero, partiendo de su base inicial la cual no sufre mayores cambios.

El factor de marketing en el área de liderazgo en el mercado una calificación de 3 debido a la poca experiencia del sistema en el país pero alto liderazgo de las compañías en otros productos y/o servicios. En el área de marcas con 5 debido a la variedad de marcas del sistema BCP pero no tan alta distribución. Esto es acorde a la reputación y la presencia online con calificaciones de 5.

El factor de operaciones presenta varias áreas como lo son: calidad de productos/servicios, competencia, operaciones internacionales y posicionamiento en el mercado, las cuales tienen una calificación de 5 debido a las ventajas que presenta el producto y/o servicio frente a los demás sistemas de levantamiento artificial.

El factor finanzas con el área de costos con -3 debido a su inversión y mantenimiento, pero no tan alto comparado con los demás sistemas posibles para implementar. En el estado financiero con -3 de acuerdo a su inversión inicial que empezaría negativo debido a este valor inicial, pero de Pay-back bajo debido a su eficiencia. Y el precio competitivo con calificación de 4 ya que existen varias compañías con este producto y/o servicio.

En los factores externos se tiene similar calificación que los factores internos de -10 a 10 donde de -10 a 0 son las amenazas y de 0 a 10 las oportunidades. En el área de medio ambiente la contaminación visual, auditiva e impacto ambiental con una calificación de 2, debido a su baja contaminación pero su bajo impacto con respecto a los demás sistemas.

En el financiamiento con una calificación de -2 de acuerdo al dinero utilizado para este proyecto, pero con bajo costo comparado con otros sistemas. En tecnología en el área de avances tecnológicos y desarrollo e innovación con una calificación de 3 de acuerdo a su evolución, pero con muy pocos cambios por su creación básica.

El factor de proveedores en empresas fabricantes con una calificación de 3 de acuerdo a la cantidad de fabricantes disponibles en el país y la experiencia en el sistema. Y el área de consumidores con 2 por el poco uso del sistema en el país y ninguno en el campo.

En la figura 31 se encuentra todos los datos de entrada, distribuidos por fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas, lo cual da una idea de cuales serian los puntos a favor y en contra. En el caso de las fortalezas comparado con las debilidades la diferencia es bastante considerable, una relación de 2:9, lo cual lo hace desde este punto de vista un proyecto rentable. En el caso de las oportunidades comparado con las amenazas, el resultado es similar al anterior pero la diferencia es mucho mas considerable, una relación de 1:7, lo que indica la gran oportunidad de la implementación del sistema BCP en un campo petrolero, en este caso el campo Castilla con los 9 pozos de estudio, desde el punto de vista de el análisis de la matriz DOFA.

Aparte de este análisis, la herramienta que se utilizo para el estudio y análisis de la matriz DOFA, también permite ver gráficamente (figura 32) a través de un plano cartesiano la ubicación actual del proyecto aplicándolo al campo Castilla, y, el vector estratégico, el cual va dirigido a la situación óptima.

Permite visualizar que el proyecto estaría en el cuadrante de las fortalezas y las oportunidades, lo cual indica lo positivo que resultaría la implementación del sistema en el campo de estudio.

## CONCLUSIONES

1. El sistema BCP a pesar de ser un método muy rentable desde el punto de vista técnico y económico, no resulta de total rentabilidad para todos los pozos petroleros, influenciado por factores tales como la capacidad de producción y la inversión inicial, sin embargo para la implementación de este sistema en los pozos de estudio del campo Castilla, los resultados son muy positivos tanto desde el campo técnico como económico.
2. En el campo Castilla con la implementación del sistema de levantamiento artificial BCP se incrementa el flujo de caja acumulado tras el periodo evaluado (24 meses), con un total de US\$ 53.513.371 como valor promedio para los 9 pozos estudiados, lo cual resulta un proyecto rentable basándose en la tasa de oportunidad de la compañía operadora ECOPETROL.
3. En cada pozo su estudio resulta independiente, debido a que presentan diversos factores que los hacen únicos como la producción, tipo de crudo, cantidad de agua, entre otros. Y al realizar un estudio económico se toma como punto de partida un escenario pesimista, para poder determinar la factibilidad.
4. El sistema de levantamiento artificial BCP es adecuado para el manejo de crudo de tipo pesado ya que sus componentes como el rotor, estator y elastómero toleran las propiedades características de este crudo. Y aparte se toma como referencia campos donde ha sido utilizado con muy buenos resultados desde la parte productiva.
5. El sistema de levantamiento artificial BCP es el método más rentable técnica y económicamente para el manejo de la gran mayoría de tipos de crudo con un buen manejo de caudales de agua, gas, crudo y arena. Presenta una gran variedad de aplicaciones para diferentes escenarios de exploración de gas y petróleo.

## RECOMENDACIONES

1. En el campo Castilla específicamente la implementación del sistema de levantamiento artificial BCP se recomienda ya que en el tiempo analizado (24 meses), la rentabilidad es de 49,9% mayor con respecto al sistema por Bombeo Mecánico. El sistema presenta ciertas características ventajosas como el bajo costo de mantenimiento, la poca contaminación auditiva y visual, entre otros; que la hacen una inversión viable y rentable. Sin embargo se recomienda analizar la producción incremental de cada uno de los pozos de estudio.
2. Se aconseja el estudio técnico y económico comparativo del sistema BCP con el sistema de levantamiento electrosumergible, ya que en el campo Castilla también se tiene este tipo de producción aparte del Bombeo Mecánico
3. Debido a la poca información e implementación del sistema de levantamiento artificial BCP en nuestro territorio nacional, se recomienda un estudio más detallado debido a la gran rentabilidad del sistema con respecto a otros sistemas de mayor contaminación, con mayor costo y de menor producción.
4. La selección de los campos y de los pozos específicamente es determinante en un estudio de este tipo y se recomienda analizar los pozos con mayores problemas y así determinar un punto de partida para un correcto análisis.
5. Debido a la gran acogida que se tiene hoy en día a nivel mundial sobre el crudo de tipo pesado, y, sobre todo a la gran producción que tiene nuestro país de este tipo de crudo. Se recomienda la implementación de sistemas de producción enfocados a crudo pesado, ya que son la fuente de producción y energía de mayor selección en la industria de los hidrocarburos en estos momentos.

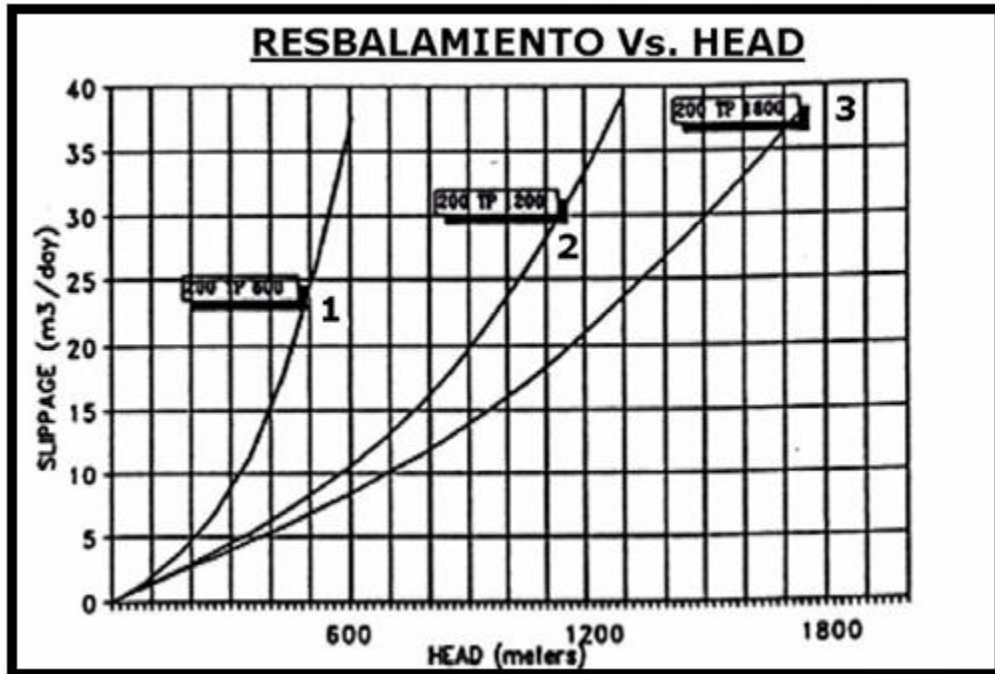
## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ❖ BRATU, C. y SEINCE, L. *New Progressing Cavity Pump (NPCP) for Multiphase and Viscous Liquid Production. SPE 97833*. Calgary, Canada: PCM Pompes, 2005.
- ❖ CAMACHO, Andrés, VILLAMIZAR, Yudy. Análisis de la velocidad de flujo en los pozos del activo Llanito de Ecopetrol S.A. para determinar el arrastre o la depositación de la producción de arena. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.
- ❖ CURTIS y KOPPER, R. et al. *Yacimientos de Petróleo Pesado*. Anzoátegui, Venezuela: Petrozuata Oilfield Review, 2003.
- ❖ CHACÍN, Nelvy. *Bombeo por cavidad progresiva*. Venezuela: ESP OIL, 2003.
- ❖ DUNN, L. MATTHEWS, C. y ZAHACY, T. *Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production SPE 30271*. Calgary, Canadá: (C-FER), 1998.
- ❖ HIRSCHFELDT, Marcelo. *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. Argentina: OilProduction.net, 2008.
- ❖ HIRSCHFELDT, Marcelo. *Nota Técnica PCP Multilobular*. Argentina: Oilprocuction.net, 2009.
- ❖ MCNAUGHTON, Kenneth. *The Chemical Engineering Guide to Pumps*. U.S.A: McGraw Hill, 1999.

- ❖ MONTOLÍO, E. y FIGUERAS, C. *Manual Práctico de escritura académica*. Barcelona, España: Ariel, 2008.
- ❖ PARRA, Jorge. *Planeación Estratégica Territorial*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2009.
- ❖ RAMÍREZ, Laura. *Tesis de grado 120003*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2006.
- ❖ RUBIO, C. y AGUDELO, P. *Comparative Analysis of Production Method with PCP Systems at Rubiales Oil Field*, SPE 114191. Colombia: Weatherford Colombia Limited, 2008.
- ❖ Programa gratuito de análisis SWOT grupo Inghenia [en línea]. Consultado en febrero de 2012. Disponible en: <http://inghenia.com/wordpress/2009/10/07/dafo-foda-swt/>.

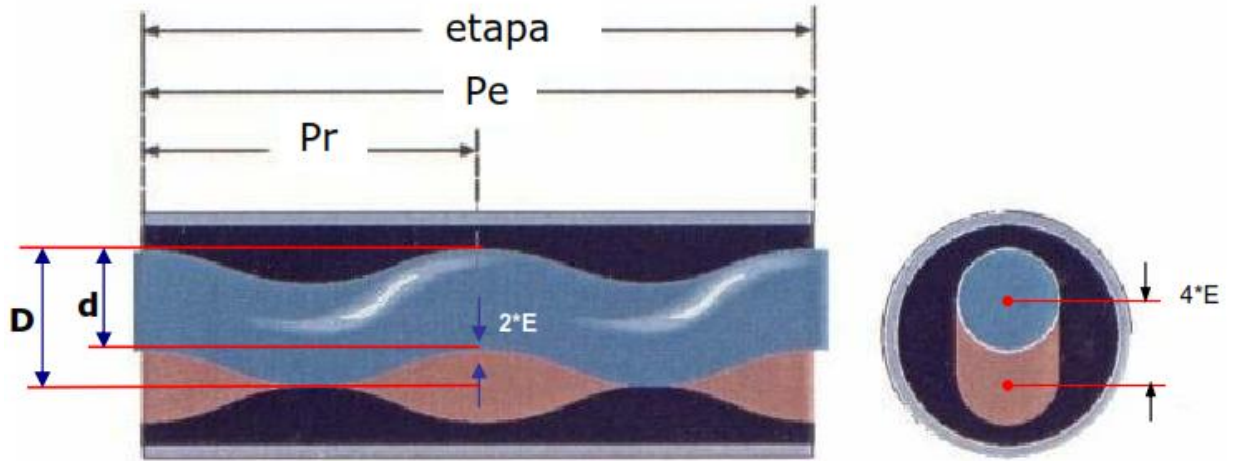
## **ANEXOS**

Anexo 1. Efecto de la altura de descarga en el escurrimiento



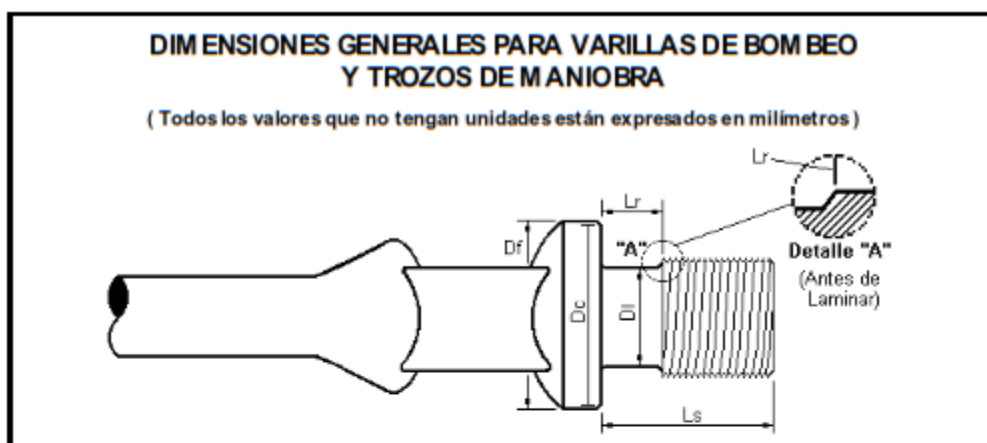
Fuente: Modificado de: Chacín, N. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva*, Venezuela. ESP OIL.

## Anexo 2. Funcionamiento del sistema BCP



**Fuente:** Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

### Anexo 3. Guía de la compañía Tenaris sobre las dimensiones de varillas de bombeo y trozos de maniobra



Parámetro		5/8"	3/4"	7/8"	1"	1 1/8"
Diámetro MAYOR de la cara de contacto (Dc)	Min.	29,90	36,25	39,42	47,37	53,59
Diámetro del Desahogo de Rosca (DI)	Min.	19,94	23,11	26,29	31,04	35,79
	Max.	20,20	23,37	26,55	31,30	36,05
Diámetro del Respaldo (Df)	Min.	31,50	37,85	41,03	50,55	56,77
	Max.	31,88	38,23	41,41	50,93	57,53
Longitud del PIN desde el Extremo hasta el Espejo (Ls)	Min.	31,75	36,50	41,28	47,63	53,98
	Max.	33,32	38,07	42,85	49,20	55,55
Longitud del Desahogo (Lr)	Min.	13,11	15,09	17,07	20,24	22,23
	Max.	13,90	15,88	17,86	21,03	23,02
Paralelismo de la Cara de Contacto ( Espejo )	Al entrar el calibre anillo P8 (pasa) en contacto con el espejo, una galga de 0,051 mm de espesor, no debe entrar en ningún punto entre las caras.					
Rosca Mínima ( Filete Bajo )	El calibre anillo P6 (no pasa) no debe entrar en el PIN roscado más de 3 vueltas.					
Rosca Máxima ( Filete Alto )	El calibre anillo P8 (pasa) debe enroscar hasta hacer contacto con el espejo de la varilla.					
Diámetro MAYOR de Rosca (*)	Min.	23,452	26,624	29,799	34,559	39,319
	Max.	23,779	26,952	30,127	34,887	39,647
Diámetro MEDIO de Rosca (*)	Min.	21,981	25,146	28,321	33,071	37,826
	Max.	22,128	25,303	28,476	33,236	37,998
Diámetro MENOR de Rosca (*)	Max.	20,663	23,835	27,010	31,770	36,530
(*) Estos parámetros solo se listan como referencia.						

Fuente: Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

## Anexo 4. Referencias de bombas de la compañía KUDU

### Bombas KUDU de Cavidades Progresivas

- Costos de operación menores
- Manejan arena hasta un 50%
- Ideales para viscosidades altas
- Gas sulfhídrico hasta un 18%
- Gas carbónico hasta un 30%
- Desaguado de pozos de carbón-gas metano
- Temperaturas hasta los 150°C
- Aromáticos hasta un 15%
- Capacidades para volúmenes altos: hasta 1,000 m<sup>3</sup>/d (6,000 bblpd)
- Pozos desviados y horizontales
- Ahorro de energía hasta un 50%
- No bloqueo por gas
- No caída de varillas
- Sistemas de bombas insertables disponibles
- Diseño geométrico avanzado
- Profundidad máxima 3,000 metros (10,000 pies)

Series*	Model	Capacidad @ 500 rpm y altura caso		Capacidad @ 100 rpm y altura caso		Profundidad operacional máxima		Nombre Genérico del Modelo
		m <sup>3</sup> /d	bblpd	m <sup>3</sup> /d	bblpd	M	Ft	
2.38"	15 TP 600 SL	15	94	3.1	19	600	1980	600/3
	15 TP 1200 SL	15	94	3.1	19	1200	4000	1200/3
	15 TP 2400 SL	15	94	3.1	19	2400	8000	2400/3
	30 TP 650 SL	27	170	5.4	34	600	2000	650/5
	30 TP 1300 SL	27	170	5.4	34	1300	4250	1300/5
	30 TP 2000 SL	27	170	5.4	34	2000	6600	2000/5
	30 TP 2600 SL	27	170	5.4	34	2600	8600	2600/5
	45 TP 1200 ML	45	283	9	56	1200	4000	1200/9
	45 TP 2400 ML	45	283	9	56	2400	8000	2400/9
	80 TP 400 SL	80	503	16	100	400	1600	400/17
80 TP 800 SL	80	503	16	100	800	2600	800/17	
80 TP 1200 SL	80	503	16	100	1200	4000	1200/17	
80 TP 1600 SL	80	503	16	100	1600	5300	1600/17	
80 TP 2000 SL	80	503	16	100	2000	6600	2000/17	
180 TP 1300 ML	180	1132	36	226	1300	4250	1300/36	
180 TP 2000 ML	180	1132	36	226	2000	6600	2000/36	
2.78"	60 TP 650 SL	66	415	13.2	83	650	2100	650/13
	60 TP 1300 SL	66	415	13.2	83	1300	4250	1300/13
	60 TP 2000 SL	66	415	13.2	83	2000	6600	2000/13
	60 TP 2600 SL	66	415	13.2	83	2600	8600	2600/13
	100 TP 600 SL	108	680	21.6	136	600	1980	600/22
	100 TP 1200 SL	108	680	21.6	136	1200	4000	1200/22
	100 TP 1800 SL	108	680	21.6	136	1800	5900	1800/22
	240 TP 600 SL	240	1510	48	300	600	1980	600/48
	240 TP 900 SL	240	1510	48	300	900	2950	900/48
	120 TP 1300 SL	120	755	24	151	1300	4250	1300/24
120 TP 2000 SL	120	755	24	151	2000	6600	2000/24	
120 TP 2600 SL	120	755	24	151	2600	8600	2600/24	
200 TP 600 SL	194	1220	38.8	244	600	1980	600/39	
200 TP 1200 SL	194	1220	38.8	244	1200	4000	1200/39	
200 TP 1800 SL	194	1220	38.8	244	1800	5900	1800/39	
200 TP 2400 SL	194	1220	38.8	244	2400	8000	2400/39	
300 TP 400 SL	300	1887	60	377	400	1600	400/60	
300 TP 800 SL	300	1887	60	377	800	2600	800/60	
300 TP 1200 SL	300	1887	60	377	1200	4000	1200/60	
300 TP 1600 SL	300	1887	60	377	1600	5300	1600/60	
4"	180 TP 1000 SL	180	1132	36	226	1000	3300	1000/36
	180 TP 2000 SL	180	1132	36	226	2000	6600	2000/36
	180 TP 3000 SL	180	1132	36	226	3000	10000	3000/36
	225 TP 1600 SL	225	1415	45	283	1600	5300	1600/46
	225 TP 2400 SL	225	1415	45	283	2400	8000	2400/46
	300 TP 600 SL	300	1887	60	377	600	1980	600/60
	300 TP 1200 SL	300	1887	60	377	1200	4000	1200/60
	300 TP 1800 SL	300	1887	60	377	1800	5900	1800/60
	300 TP 2400 SL	300	1887	60	377	2400	8000	2400/60
	400 TP 450 SL	400	2516	80	503	450	1500	450/80
400 TP 900 SL	400	2516	80	503	900	2950	900/80	
400 TP 1350 SL	400	2516	80	503	1350	4450	1350/80	
400 TP 1800 SL	400	2516	80	503	1800	5900	1800/80	
600 TP 300 SL	600	3774	120	755	300	1000	300/120	
600 TP 600 SL	600	3774	120	755	600	1980	600/120	
600 TP 900 SL	600	3774	120	755	900	1950	900/120	
600 TP 1200 SL	600	3774	120	755	1200	4000	1200/120	
600 TP 1800 SL	600	3774	120	755	1800	5000	1800/120	
840 TP 500 ML	840	5284	168	1057	500	1650	500/168	
840 TP 1000 ML	840	5284	168	1057	1000	3300	1000/168	
840 TP 1500 ML	840	5284	168	1057	1500	5250	1500/168	
5"	750 TP 800 SL	750	4718	150	944	800	2600	800/150
	750 TP 1200 SL	750	4718	150	944	1200	4000	1200/150
	1000 TP 200 SL	1000	6290	200	1258	200	660	200/200
	1000 TP 400 SL	1000	6290	200	1258	400	1320	400/200
	1000 TP 600 SL	1000	6290	200	1258	600	1980	600/200
	1000 TP 800 SL	1000	6290	200	1258	800	2800	800/200
	1000 TP 1150 SL	1000	6290	200	1258	1150	3800	1150/200
	1000 TP 1450 SL	1000	6290	200	1258	1450	5000	1450/200
	1000 TP 1700 SL	1000	6290	200	1258	1700	5600	1700/200

\*Todas las informaciones son exactas y actualizadas para el momento de su impresión.  
Kudu Industries Inc. se reserva el derecho de modificar las especificaciones de sus productos en cualquier momento sin que ello comporte ningún tipo de obligación.

Fuente: Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

## Anexo 5. Selección del Elastómero compañía KUDU

### Selección del elastómero

REF	Máx.	Máx.	Arena	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	<i>Resistencia a :</i>		
	API	Temp °C				Aromáticos	Agua	Explosiva Decompresión
159	35	120	Bueno	Excelente	Alto	Excelente	Excelente	Superior
194	30	80	Excelente	Excelente	Bueno	Buena	Excelente	Buena
198	25	150	Excelente	Excelente	Bueno	Buena	Buena	Mediana
199	40	120	Mediano	Bueno	Superior	Excelente	Excelente	Superior
204	20	60	Pobre	Excelente	Excelente	Mediana	Excelente	Mediana
205	28	80	Superior	Bueno	Mediano	Mediana	Excelente	Buena

**Fuente:** Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

## Anexo 6. Principales compañías fabricantes de sistemas BCP

Fabricantes de Equipos BCP			
Bombas	Cabezales	Motorreductores	Variadores
WEATHERFORD	WEATHERFORD	ABB	ABB
KUDU	KUDU	US MOTORS	TELEMECANIQUE
NETZSCH	NETZSCH	FLENDER	NORTHLANDER
MOYNO	MOYNO		DANFONSS
BMW	BMW		TOSHIBA
TARBY	TARBY		TB WOODS
GRIFFIN	GRIFFIN		MAGNETEK
BORNEMANN	BORNEMANN		SCHNEIDER
AMERICAN			

**Fuente:** Modificado de: Chacín, N. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva*, Venezuela. ESP OIL.

## Anexo 7. Principales problemas operacionales del sistema BCP

<b>Problema 1: Bajo caudal y baja eficiencia volumétrica. La velocidad es la prefijada: El rango de corriente esta normal.</b>	
<b>Causa Probable</b>	<b>Acción recomendada</b>
Rotor no está totalmente insertado	Verifique el espaciado y corrija si es necesario
Presión de descarga de la bomba inferior a la necesaria	Verifique la altura de elevación necesaria por calculo. Cambie la bomba si es necesario.
Rotor bajo medida para la temperatura del pozo	Chequee la temperatura y el tipo de rotor usado. Cambie el rotor si es necesario.
Perdida en la tubería	Busque el tubing y cambie la unión.
Alto GOR	Provea medios para anclas de gas natural, instalando la bomba por debajo del punzado y/o usando un filtro de cola en el fondo de la bomba. Use algún tipo de ancla de gas. Reemplace la bomba por una de mayor desplazamiento. Corra la bomba a velocidades mas bajas para evitar desgastes prematuros y acortamientos de la vida de la bomba
la productividad del pozo es inferior a la esperada	Verifique el nivel de fluido. Reduzca la velocidad de la bomba. Monitoree los cambios en la eficiencia volumétrica. Compare con las curvas recomendadas de la bomba
Altas perdidas por fricción por el uso de centralizadores	Replantee la necesidad de centralizadores. Si hay disponibles use otro tipo de centralizador. Reemplace la bomba por otra que permita girar mas lento sin centralizadores. Cambie la tubería si es posible
Estator esta desgastado	Saque la bomba. Llévela a un banco de ensayos y si es necesario reemplácela
Admisión de bomba tapada	Levante el rotor fuera del estator, desplace fluido por el tubing para limpiar el estator, re-espacie, ponga en producción y chequee la producción

<b>Problema 2: Caudal intermitente. Baja eficiencia volumétrica. Velocidad normal. Consumo dentro del límite esperado.</b>	
<b>Causa Probable</b>	<b>Acción recomendada</b>
Condición de falla de nivel	Verifique el nivel. Baje la velocidad de bomba. Asegure que la velocidad no pase de 200 rpm. Si es necesario cambie la bomba para cumplir los requisitos de producción

Alto GOR	Provee a medios para anclas de gas natural, instalando la bomba por debajo del punzado y/o usando un filtro de cola en el fondo de bomba. Use algún tipo de ancla de gas. Reemplace la bomba por una de mayor desplazamiento. Corra la bomba a velocidades más bajas para evitar desgastes prematuros y acortamientos de la vida de la bomba
Bomba dañada o sub-diseñada	Saque la bomba. Chequéela en el banco para poder usarla en otra aplicación. Verifique los requerimientos hidráulicos de la instalación. Reemplace la bomba por otra de mayor capacidad de presión y caudal para poder bajar la rpm.

**Problema 3: Caudal intermitente. Pobre volumétrica eficiencia. Velocidad más baja que la normal. Consumo más alto que el esperado.**

Causa Probable	Acción recomendada
Mal espaciado. Rotor tocando en el niple de paro.	Levante el rotor. Re-espacie. Re-arranque. Cheque todos los parámetros.
Rotor aprisionado por exceso de temperatura o ataque químico.	Saque la bomba. Chequee la temperatura de fondo. Seleccione rotor undersize. Verifique el análisis químico del fluido. Si es necesario cambie la formulación del elastómero.
Rotor aprisionado por sólidos.	Levante el rotor y lave el elastómero.

**Problema 4: Sin producción. Pérdida de velocidad gradual. Consumo más alto que el esperado**

Causa Probable	Acción recomendada
Mal espaciado. Rotor en contacto con el niple de paro.	Levante el rotor. Re-espacie. Re-arranque. Chequee todos los parámetros. Cambie la bomba si es necesario.
Elastómero hinchado aumenta la fricción con el rotor	Saque la bomba. Verifique la temperatura de fondo. Seleccione rotor undersize si es necesario. Analice el fluido. Cambie la composición del elastómero para cumplir con las condiciones del fondo.
Alta interferencia entre rotor y estator	Reemplace la bomba para otra capacidad de presión y caudal con distinto ajuste de compresión. Seleccione rotor undersize. Monitoreo el consumo

**Problema 5: Sin producción. Velocidad normal. Consumo bajado.**

Causa Probable	Acción recomendada
Rotación contraria	Verifique el giro. Verifique si no hay pesca. Re-arranque.

Rotor no está insertado en el estator	Verifique las medidas de la instalación. Re-espacie. Re-arranque. Monitoreo el caudal.
Estator y rotor dañado	Cheque la profundidad de bomba y compare con la longitud de barras. Chequee la presión. Cambie partes si es necesario.
Rotor o barras de pesca	Profundice la instalación. Re-espacie. Saque y repare. Cambie la bomba.
Tubing sin hermeticidad	Verifique nivel y presión. Saque la columna de producción repare la pesca.
Tubing desenroscado o cortado	Verifique espaciado. Saque la sarta de barras y tubing. Repare.

**Problema 6: Motor eléctrico se para. La corriente es más alta que lo esperado.**

Causa Probable	Acción recomendada
Potencia del motor es baja para la aplicación.	Verifique la potencia a partir de la hidráulica de la instalación. Compare con la corriente de la instalación. Cambie a otro motor más adecuado.
falla en la línea de alimentación	Verifique las fases en la línea. Re-arranque el sistema.
Rotor bloqueado dentro del estator debido a arena o incrustaciones	Flush-by/circulate. Trate de limpiar circulando el pozo.
Hinchamiento del estator debido a ataque químico o temperatura	Verifique la elección del elastómero.

**Problema 7: Perdidas a través del sistema de sello permanecen altas a pesar de haber ajustado el sello.**

Causa Probable	Acción recomendada
Las empaquetaduras están gastadas.	Verifique el estado de las empaquetaduras. Reemplácelas si es necesario.
Camisa de sacrificio esta gastada	Verifique la camisa y reemplácela si está dañada. Cambie también las empaquetaduras.

**Problema 8: Correas cortadas frecuentemente. Velocidad bien. Corriente dentro de lo esperado.**

Causa Probable	Acción recomendada
Mal alineamiento entre correas y poleas	Verifíquelo y corríjalo si es necesario.
Poleas gastadas y/o rotas	Verifique y cambie si es necesario.

Las correas no son las adecuadas para la aplicación	Verifique si el perfil es el correcto para la polea. Reemplace por el adecuado juego de correas o poleas. Solicite soporte técnico desde algún representante NETZSCH.
---	---

#### Problema 9: Nivel de aceite baja en un periodo de tiempo corto.

Causa Probable	Acción recomendada
Sistema de sello está dañado, gastado o mal ajustado.	Verifique el sello. Reempátelo si es necesario. Complete nivel de aceite. Arranque y verifique perdidas.
Tapón de drenaje esta suelto.	Reapreté el tapón.

#### Problema 10: Perdida a través del sistema de sellado del vástago.

Causa Probable	Acción recomendada
El sistema de sellado está dañado o mal armado.	Chequee los elementos de empaque. Reemplácelos si es necesario.
Sistema de empaquetado suelto.	Verifique el ajuste. Reajuste.
El vástago usado tiene la zona de empaque gastada dañada	Chequee el vástago en la zona de sello. Cámbielo si no fuera posible cambiar su posición sin variar el espaciado.

#### Problema 11: Temperatura del aceite del cabezal es alta.

Causa Probable	Acción recomendada
Cabezal girando a mayor velocidad que la recomendada, para ese modelo.	Verifique la velocidad. Cambie la relación de poleas para alcanzar la velocidad deseada de acuerdo al desplazamiento de bomba. Cambie el tipo de cabezal por una elección mas adecuada a la aplicación. Solicite soporte técnico desde el más cercano representante NETZSCH.
La especificación del aceite no es la recomendada.	Verifique el aceite. Reemplace si fuera necesario.
Nivel de aceite más alto que el recomendado.	Verifique el nivel de aceite y corríjalo si es necesario.

**Fuente:** Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Argentina. OilProduction.net

## Anexo 8. Costos propios de cada sistema de levantamiento

### 8.1 MANTENIMIENTO

Los SLA necesitan mantenimiento de sus partes para garantizar su óptimo funcionamiento. Por esta razón se deben realizar mantenimientos mecánicos y eléctricos tanto a las unidades de BM como a las partes instaladas en superficie de los sistemas PCP.

#### 8.1.1 Mantenimiento de Bombeo Mecánico.

El mantenimiento mecánico se realiza de manera preventiva y correctiva. A continuación se mencionan las generalidades de cada uno.

- **Mantenimiento mecánico preventivo:** Las empresas operadoras por lo general cada 4 meses, es decir 3 veces al año, realizan un mantenimiento de este tipo a las unidades de bombeo mecánico. La tabla 12 muestra el resumen de los costos de un mantenimiento mecánico preventivo promedio en una unidad de bombeo mecánico. Como se puede observar, este tipo de mantenimiento tiene un costo de US\$ 48.42 por pozo.

**Tabla 16** Mantenimiento mecánico preventivo a unidades BM

Descripción	Costo (U\$)
Costo de mano de obra	9,62
Análisis de muestra de aceite	35,16
Costo de la grasa	4
<b>TOTAL</b>	<b>48,78</b>

**Fuente:** CAMACHO FORERO, Andrés, VILLAMIZAR ARIZA, Yudy; Análisis de la velocidad de flujo en los pozos del activo Llanito de ECOPEPETROL S.A. para determinar el arrastre o la depositación de la producción de arena. 2010.

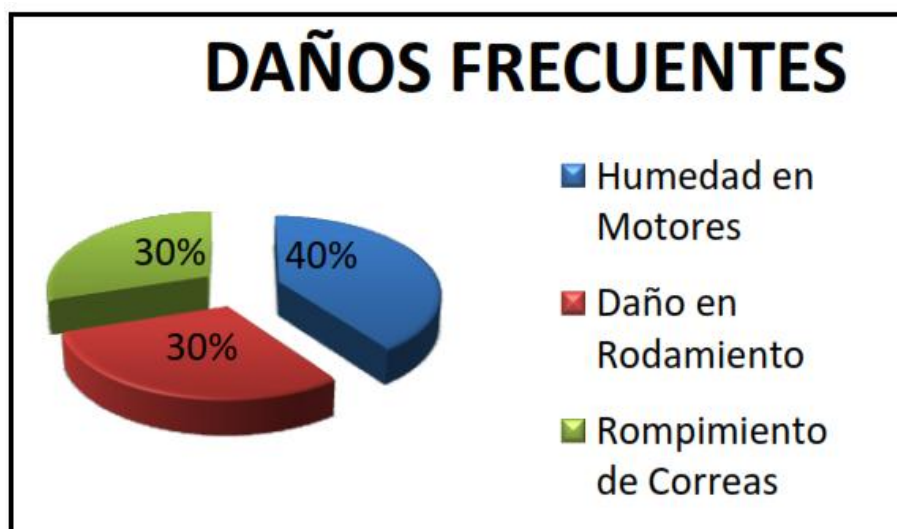
- **Mantenimiento mecánico correctivo.**

Cambio de aceite: Se toma una muestra de aceite de la caja reductora, esta muestra es enviada a análisis de laboratorio donde se observan las características del aceite que especifican si cumple o no con los requerimientos necesarios. En caso de resultados negativos se debe realizar el cambio de aceite asumiendo un costo aproximado de mano de obra de US\$ 20 y un costo promedio de aceite de US\$ 426, es decir, un cambio de aceite representa un total de 446 dólares. En Castilla se realiza por lo general 1 cambio de aceite cada año.

- **Daños frecuentes en el equipo de superficie.**

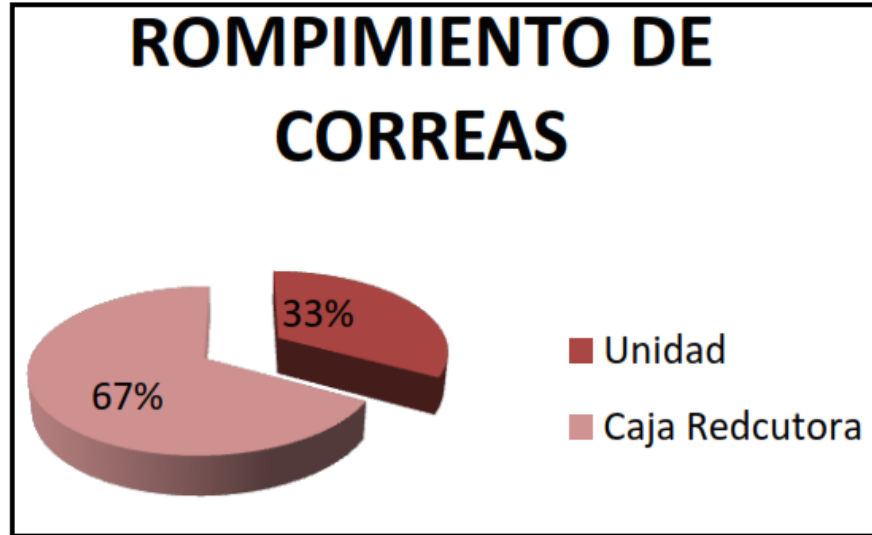
Los daños más frecuentes encontrados en los mantenimientos de las unidades son mostrados en las figuras 24, 25 y 26.

**Fig. 24** Daños frecuentes al equipo de superficie



**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Fig. 25 Rompimiento de correas



**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

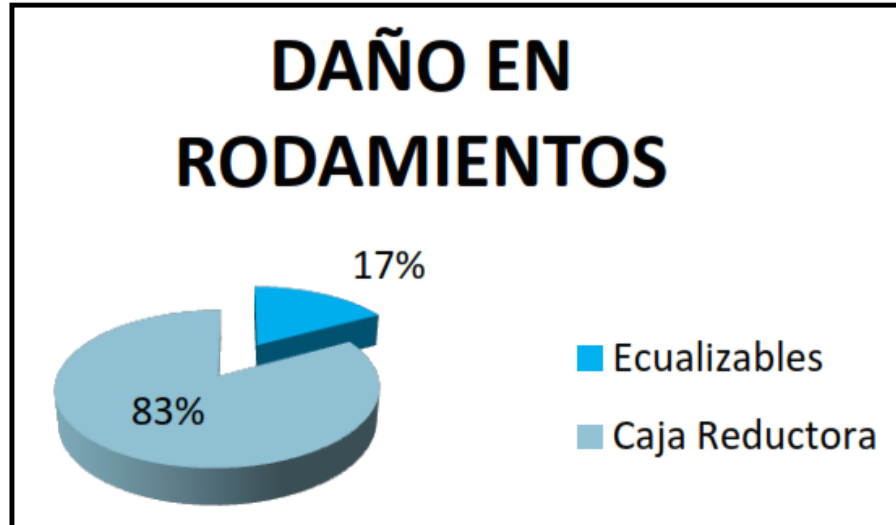
El rompimiento de correas puede ocurrir en las correas largas que comunican el movimiento del motor a la caja reductora o en las correas de la caja reductora. La tabla 13 presenta los costos para los dos cambios de correa. Aproximadamente se cambian 1 vez al año por pozo.

**Tabla 17** Costos de cambios de correa (unidad y caja reductora)

Cambio de correas - Caja reductora		Cambio de correas de la unidad de B.M.	
Descripción	Costo (U\$)	Descripción	Costo (U\$)
Costo de mano de obra	14,43	Costo de mano de obra	14,43
Costo correas - caja reductora	79,11	Costo de correas de la unidad	430,71
Alquiler de brazo articulado	4,12	Alquiler de brazo articulado	4,12
<b>TOTAL (U\$)</b>	<b>97,66</b>	<b>TOTAL (U\$)</b>	<b>449,26</b>

**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Fig. 26 Daño en rodamientos



Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Si los rodamientos presentan fallas, se deben cambiar asumiendo el siguiente costo en promedio para cada par de rodamientos mostrados en la tabla 14.

Tabla 18 Cambio de rodamientos en BM

Descripción	Costo (U\$)
Costo de mano de obra	36,15
Rodamientos (el par)	470,26
Alquiler de la P&H	16,02
<b>TOTAL (U\$)</b>	<b>522,43</b>

Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

De no presentarse daño en estos rodamientos se deben cambiar cada 4 años, ya que en este tiempo cumplen su ciclo de vida útil. En promedio, aproximadamente cada 2 años se cambia un par de rodamientos a una unidad de bombeo mecánico.

- **Mantenimiento eléctrico en bombeo mecánico.**

Aparte de realizar el mantenimiento mecánico a la unidad de bombeo, también se le realiza mantenimiento eléctrico que incluye un mantenimiento al tablero de control de la unidad y al motor.

El mantenimiento al tablero de control se realiza una vez al año, y el tiempo requerido para este fin es aprox. 2 horas y media. Este mantenimiento tiene un costo promedio de US\$15.

Por otra parte, para realizarle un mantenimiento al motor es necesario retirar el motor de la unidad. El mantenimiento dura 2 días durante los cuales la unidad de bombeo se deja trabajando con un motor back up. Este mantenimiento se realiza dos veces al año. Los costos de esta tarea son mostrados en la tabla 15.

**Tabla 19** Mantenimiento al motor con cambio de rodamientos en BM

Descripción	Costo (U\$)
Costos de mano de obra	106,04
Costos de rodamientos	202,17
Costos de la grasa (2lb)	7,27
Alquiler de brazo articulado	98,89
<b>TOTAL (U\$)</b>	<b>414,37</b>

**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Si requiere un cambio de rodamientos tiene un costo adicional de aprox. US\$200. A menudo, en uno de los dos mantenimientos que se le realizan al año al motor, se le cambian un par de rodamientos en general, se presentan los costos de mantenimiento tanto mecánico como eléctrico estimados a un año, los cuales se observan en la tabla 16.

**Tabla 20** Costo de mantenimiento anual de una unidad de BM

Mantenimiento	Descripción		Costo (U\$)/ Mantenimiento	Mantenimiento/Año
Mecánico	Engrase y revisión		48,42	3
	Cambio de aceite		445,55	0,5
	Cambio rodamientos de la unidad		522,43	0,5
	cambio de correas de la unidad		449,25	1
	Cambio de correas de la caja reductora		97,66	1
Eléctrico	Mantenimiento al tablero de control		14,26	1
	Mantenimiento al motor	Sin rodamientos	212,2	1
		Con rodamientos	414,37	1
Costo total del mantenimiento al año (U\$)			2204,14	9

**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

### 8.1.2 Mantenimiento a los sistemas BCP.

Al igual que en el sistema de bombeo mecánico, al sistema BCP también se le realiza mantenimiento mecánico (preventivo y correctivo) y eléctrico.

- **Mantenimiento mecánico preventivo.**

Los procedimientos pueden ser un cambio de aceite a cabezales y mantenimiento o engrase.

El primer cambio de aceite debe realizarse después de las primeras 200 horas de trabajo. Los siguientes cambios de aceite se deben realizar con una periodicidad de 5000 horas de trabajo (2 veces al año), o en su defecto cuando el aceite que aparezca en el visor se torne de color negro o gris. La mano de obra (US\$2,5) y el costo del aceite (US\$6-promedio) suman un total de US\$8.

Para el Mantenimiento o Engrase; la lubricación de los empaques es esencial para mantener el sello y evitar fugas de fluido, asumiendo un engrase a los empaques de 3 veces al año como lo normal y según los costos presentados en la tabla 17 se tiene un estimativo para el análisis económico.

**Tabla 21** Mantenimiento a cabezales de rotación

Descripción	Costo (U\$)
Costo de mano de obra	2,85
Costo de la grasa (0,5 Lt/pozo)	1,82
<b>TOTAL (U\$)</b>	<b>4,67</b>

**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

- **Mantenimiento mecánico correctivo.**

Cambio de correas: Una parte que puede fallar en el equipo de superficie de los sistemas BCP son las correas del cabezal. Si están bien tensionadas y alineadas pueden durar 2 años o más, de lo contrario se deben reemplazar asumiendo los costos de la tabla 18.

**Tabla 22** Cambio de correas a cabezales de rotación

Descripción	Costo (U\$)
Costo de mano de obra	9,62
Costo de correas del cabezal	210,96
<b>TOTAL (U\$)</b>	<b>220,58</b>

**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Cambio de rodamientos al cabezal de rotación: Estos rodamientos son los encargados de transmitir el movimiento de rotación a la barra lisa, por esto son parte importante del sistema. Se asume un "Run Life" de 5 años, por esta razón se asume un cambio de rodamientos del cabezal al quinto año, asumiendo aprox.

los mismos costos para el cambio de rodamientos en las unidades de bombeo, U\$522,43.

- **Mantenimiento eléctrico en los sistemas BCP.**

El mantenimiento eléctrico consta principalmente del mantenimiento al variador de frecuencia de la unidad y por supuesto, el mantenimiento al motor de la misma. La tabla 19 presenta los costos aproximados de los mantenimientos mecánicos y eléctricos de los sistemas PCP estimados a un año.

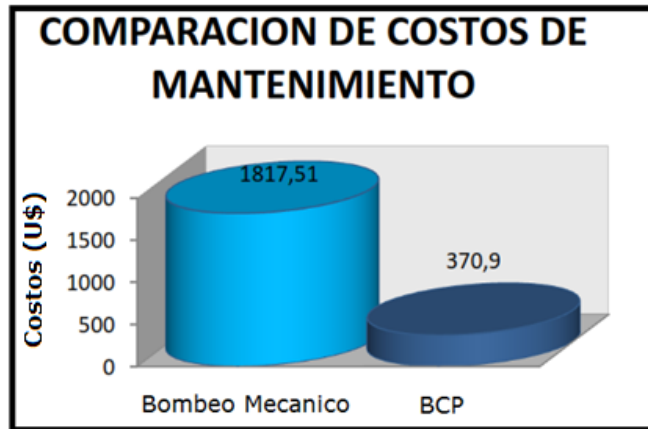
**Tabla 23** Costo de mantenimiento anual al sistema PCP

Mantenimiento	Descripción	Costo (U\$)/ Mantenimiento	Mantenimiento/Año
Mecánico	Engrase y revisión	4,67	3
	Cambio de aceite	8,08	2
	Cambio de rodamientos al cabezal	522,43	0,2
	Cambio de correas	220,58	0,5
Eléctrico	Mantenimiento al variador	42,17	1
	Mantenimiento al motor	414,89	0,2
Costo total del mantenimiento al año (U\$)		1212,82	6,9

**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

A manera de resumen, la figura 33 representa las notables diferencias en cuanto a costos de mantenimiento se refiere tanto para Bombeo mecánico y PCP. (Tiempo estimado = 1 año).

Fig. 27 Comparación de costos de mantenimiento



Fuente: AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006.

## 8.2 CONSUMO DE ENERGÍA

Una parte vital para el análisis económico son los consumos de energía que generan los dos sistemas de levantamiento artificial.

- **Consumo de energía en Bombeo Mecánico.**

Con datos suministrados por el departamento de producción se obtuvo un estimado de KWH/DIA consumidos por las unidades de bombeo mecánico. Corroborando esta información con la brindada por el departamento de ingeniería, se obtuvo un promedio de consumo diario por pozo, el cual fue de 136 Kwh/Dia. Este valor al multiplicarlo por el valor que maneja la compañía prestadora del servicio de energía (US\$ 0,06 Kw/h), se obtiene US\$ 8,16 diarios por pozo. En conclusión se estima un promedio de US\$ 2978,4 de costo anual por pozo.

- **Consumo de energía en sistemas BCP.**

El consumo de energía en pozos con BCP, se obtuvo de un estimativo trabajado en Galán, puesto que el campo Castilla no cuenta con estos sistemas de

levantamiento artificial. Se midió directamente en el variador de frecuencia debido a que este arroja datos con los KW totales consumidos y también las horas Run que lleva el sistema desde que se instaló, gracias a esto resulta sencillo calcular los KWh/ día consumidos por cada sistema, como lo muestra la tabla 20.

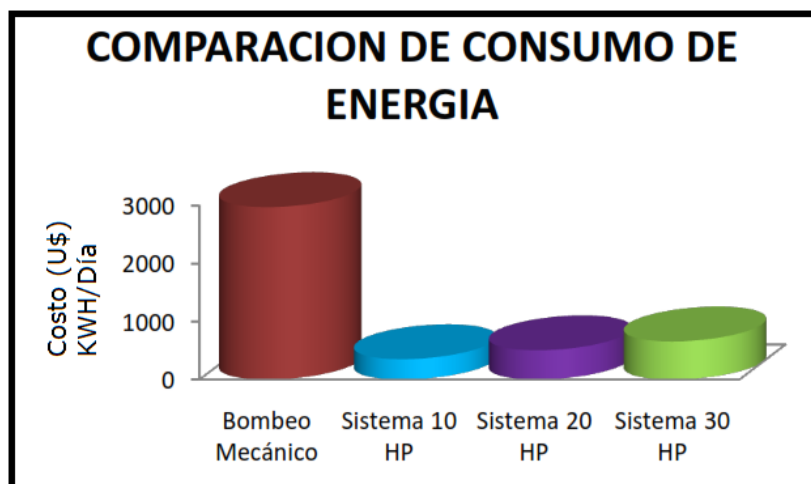
**Tabla 24** Consumo de energía en BCP

Sistema	Consumo (KWH/Día)	Costo diario/pozo (U\$)	Costo anual/pozo (U\$)
10 HP	16	0,96	350,4
20 HP	23	1,38	503,7
30 HP	30	1,8	657

**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

La comparación del consumo de energía de los dos sistemas es mostrado en la figura 28.

**Fig. 28** Comparación de consumo de energía



**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

### 8.3 SERVICIOS A POZO

Otro factor importante a tener en cuenta en la evaluación económica del posible cambio de levantamiento por bombeo mecánico a BCP, es la cantidad y el costo

de servicios a pozo que requiera cada sistema de levantamiento. Los costos promedio de los principales servicios realizados a pozos fríos se presentan en la tabla 21.

**Tabla 25** Costos del equipo varillero

Servicios a pozo	U\$/ Servicio
Cambio de bomba completo	578,6
Cambio de pistón	232,5

**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

Los servicios de varilla partida y tubería rota no se tienen en cuenta para este análisis debido a que suceden independientes de que sistema de levantamiento se esté utilizando. A continuación se presentan los datos para los dos sistemas.

- **Servicios a pozo con Bombeo Mecánico.**

Para cuantificar el número de servicios a pozo por año se evaluó la vida útil de los barriles, pistones y válvulas. Como resultado se observó que en promedio un barril dura 8 meses, los pistones 6 meses y las válvulas 7 meses. Con base en esto se calcula un cambio de bomba completa cada 9 meses cuando se emplea bombeo mecánico. El estimado de costos de servicios a pozo al año es de US\$ 751,4 por pozo al año.

- **Servicios a pozo con sistema BCP.**

Como en Castilla solo no funciona ningún pozo con BCP, para estimar la cantidad de servicios, se debe tener presente el tiempo estimado de vida útil de las bombas instaladas en Galán (24 meses). Se escogió este campo debido a que presenta características similares a las encontradas en el campo Castilla.

Es importante resaltar que como las bombas BCP están compuestas solo por rotor y estator, cuando se presenta una falla que amerite cambio se deben cambiar las dos partes, es decir la bomba completa. En la tabla 22 se presenta un estimado de servicios a pozo en el sistema PCP al año.

**Tabla 26** Costos de servicios a pozo/año en PCP

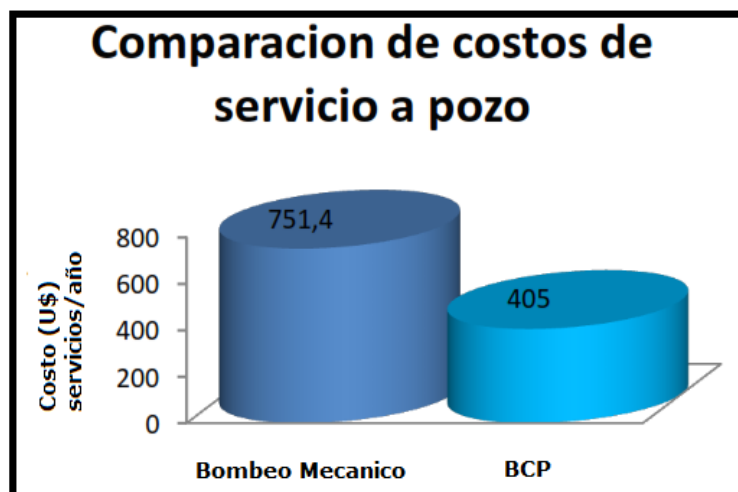
Servicio	Servicios/año	Costo servicios/año
Cambio de bomba completa	0,7	405
Costo total de servicios al año/pozo (U\$)		405

**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

- **Comparación de costos de servicios a pozo.**

La figura 29 muestra la comparación de costos de servicio a pozo de los sistemas de levantamiento. En la grafica comparativa se observa que los servicios a pozo en sistemas BCP se disminuyen debido a la configuración del sistema, como es sabido el sistema BCP no tiene partes pequeñas como válvulas que puedan ser susceptibles a daños.

**Fig. 29** Comparación de costos de servicios a pozo



**Fuente:** AMADO, Laura Juliana; Evaluación del sistema de levantamiento por cavidades progresivas para crudos pesados en los campos Teca y Nare. 2006

En cuanto a los daños más frecuentes encontrados en los sistemas de bombeo mecánico son causados generalmente por una alta producción de arena. Las bombas de cavidades progresivas debido a las propiedades elásticas del elastómero tienen buen manejo de arena, por lo que su vida útil se alarga disminuyendo de esta manera la cantidad de servicios a realizar.

## Anexo 9. Análisis matriz DOFA a través de la herramienta SWOT

Se trata de una herramienta de capacitación en materia de Análisis Estratégico utilizando la metodología DAFO, también conocida como FODA o por sus siglas en inglés, SWOT, el que se centra en la definición de las Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas que tiene la Organización (o un proyecto) con miras a establecer objetivos estratégicos tendientes a:

- Construir sobre las Fortalezas
- Eliminar las Debilidades
- Explotar las Oportunidades
- Mitigar las Amenazas

A través de la pagina web: <http://inghenia.com/wordpress/2009/10/07/dafo-foda-swot/>, se puede utilizar esta herramienta para poder tener un análisis adecuado y respuesta de los datos ingresados.

**Fig. 30** Análisis matriz DOFA a través de la herramienta SWOT.

Debilidad	FACTORES INTERNOS	Fortaleza	Amenaza	FACTORES EXTERNOS	Oportunidad
	Personas y Habilidades	+		Varios	+
	Recursos	+		Medio Ambiente	+
	Ideas / Innovación	+		Leyes y Gobiernos	+
	Marketing	+		Financiamiento	+
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)	+		Productos/Servicios	+
	Finanzas	+		Mercado Internacional	+
	Otros	+		Mercado Interno	+
				Tecnología	+
				Competidores	+
				Proveedores	+
				Consumidores	+
				Otros	+

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT
Debilidad	FACTORES INTERNOS	Fortaleza	Amenaza	FACTORES EXTERNOS	Oportunidad			
	Personas y Habilidades			Varios				
	Personal Experimentado			Medio Ambiente				
	Relación con los Proveedores			Leyes y Gobiernos				
	Experiencia			Financiamiento				
	Capacidad de manejo			Productos/Servicios				
	*			Mercado Internacional				
	*			Mercado Interno				
				Tecnología				
				Competidores				
				Proveedores				
				Consumidores				
				Otros				
	Recursos							
	Ideas / Innovación							
	Marketing							
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)							
	Finanzas							
	Otros							

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT
Debilidad	FACTORES INTERNOS	Fortaleza	Amenaza	FACTORES EXTERNOS	Oportunidad			
	Personas y Habilidades			Varios				
	Recursos			Medio Ambiente				
	Alianzas de Negocios			Leyes y Gobiernos				
	Cadena de Distribución			Financiamiento				
	Plantas y Equipamiento			Productos/Servicios				
	Propiedad de Patentes/Tecnologías			Mercado Internacional				
	Ubicación Geográfica			Mercado Interno				
	Inversión Inicial			Tecnología				
	*			Competidores				
	*			Proveedores				
	*			Consumidores				
				Otros				
	Ideas / Innovación							
	Marketing							
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)							
	Finanzas							
	Otros							

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT
<b>Debilidad</b>	<b>FACTORES INTERNOS</b>	<b>Fortaleza</b>	<b>Amenaza</b>	<b>FACTORES EXTERNOS</b>	<b>Oportunidad</b>			
	Personas y Habilidades	+		Varios	+			
	Recursos	+		Medio Ambiente	+			
	Ideas / Innovación	-		Leyes y Gobiernos	+			
	Innovación de Productos/Servicios			Financiamiento	+			
	Originalidad de Productos/Servicios			Productos/Servicios	+			
	*			Mercado Internacional	+			
	*			Mercado Interno	+			
	*			Tecnología	+			
	*			Competidores	+			
	*			Proveedores	+			
	*			Consumidores	+			
	*			Otros	+			
	Marketing	+						
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)	+						
	Finanzas	+						
	Otros	+						

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT	
<b>Debilidad</b>	<b>FACTORES INTERNOS</b>	<b>Fortaleza</b>	<b>Amenaza</b>	<b>FACTORES EXTERNOS</b>	<b>Oportunidad</b>				
	Personas y Habilidades	+		Varios	+				
	Recursos	+		Medio Ambiente	+				
	Ideas / Innovación	+		Leyes y Gobiernos	+				
	Marketing	-		Financiamiento	+				
	Liderazgo en el Mercado			Productos/Servicios	+				
	Liderazgo en un Nicho de Mercado			Mercado Internacional	+				
	Marcas			Mercado Interno	+				
	Marketing Efectivo			Tecnología	+				
	Presencia Online			Competidores	+				
	Reputación			Proveedores	+				
	*			Consumidores	+				
	*			Otros	+				
	*								
	*								
	*								
	*								
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)	+							
	Finanzas	+							
	Otros	+							

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT
Debilidad	FACTORES INTERNOS	Fortaleza	Amenaza	FACTORES EXTERNOS	Oportunidad			
	Personas y Habilidades	+		Varios	+			
	Recursos	+		Medio Ambiente	+			
	Ideas / Innovación	+		Leyes y Gobiernos	+			
	Marketing	+		Financiamiento	+			
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)	-		Productos/Servicios	+			
	Base de Clientes			Mercado Internacional	+			
	Calidad de Productos/Servicios			Mercado Interno	+			
	Competencia en el Mismo Rubro			Tecnología	+			
				Competidores	+			
	Operaciones Internacionales			Proveedores	+			
	Posicionamiento en el Mercado			Consumidores	+			
	*			Otros	+			
	*							
	*							
	*							
	*							
	*							
	Finanzas	+						
	Otros	+						

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT
Debilidad	FACTORES INTERNOS	Fortaleza	Amenaza	FACTORES EXTERNOS	Oportunidad			
	Personas y Habilidades	+		Varios	+			
	Recursos	+		Medio Ambiente	+			
	Ideas / Innovación	+		Leyes y Gobiernos	+			
	Marketing	+		Financiamiento	+			
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)	+		Productos/Servicios	+			
	Finanzas	-		Mercado Internacional	+			
	Costos			Mercado Interno	+			
	Estado Financiero			Tecnología	+			
	Precio Competitivo			Competidores	+			
	*			Proveedores	+			
	*			Consumidores	+			
	*			Otros	+			
	*							
	*							
	Otros	+						

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT	
Debilidad	FACTORES INTERNOS		Fortaleza		Amenaza	FACTORES EXTERNOS		Oportunidad	
	Personas y Habilidades					Varios			
	Recursos					Medio Ambiente			
	Ideas / Innovación					Contaminación Visual			
	Marketing					Contaminación Auditiva			
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)					Impacto Ambiental			
	Finanzas					*			
Otros				*					
				Leyes y Gobiernos					
				Financiamiento					
				Productos/Servicios					
				Mercado Internacional					
				Mercado Interno					
				Tecnología					
				Competidores					
				Proveedores					
				Consumidores					
				Otros					

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT	
Debilidad	FACTORES INTERNOS		Fortaleza		Amenaza	FACTORES EXTERNOS		Oportunidad	
	Personas y Habilidades					Varios			
	Recursos					Medio Ambiente			
	Ideas / Innovación					Leyes y Gobiernos			
	Marketing					Financiamiento			
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)					Inversión Inicial			
	Finanzas					*			
Otros				*					
				*					
				*					
				*					
				*					
				Productos/Servicios					
				Mercado Internacional					
				Mercado Interno					
				Tecnología					
				Competidores					
				Proveedores					
				Consumidores					
				Otros					

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT
Debilidad	FACTORES INTERNOS	Fortaleza	Amenaza					
	Personas y Habilidades	+	FACTORES EXTERNOS					
	Recursos	+	Varios					
	Ideas / Innovación	+	Medio Ambiente					
	Marketing	+	Leyes y Gobiernos					
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)	+	Financiamiento					
	Finanzas	+	Productos/Servicios					
Otros	+	Mercado Internacional						
			Mercado Interno					
			Tecnología					
			Avances Tecnológicos					
			Desarrollo e Innovación					
			*					
			*					
			*					
			Competidores					
			Proveedores					
			Consumidores					
			Otros					

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT
Debilidad	FACTORES INTERNOS	Fortaleza	Amenaza					
	Personas y Habilidades	+	FACTORES EXTERNOS					
	Recursos	+	Varios					
	Ideas / Innovación	+	Medio Ambiente					
	Marketing	+	Leyes y Gobiernos					
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)	+	Financiamiento					
	Finanzas	+	Productos/Servicios					
Otros	+	Mercado Internacional						
			Mercado Interno					
			Tecnología					
			Avances Tecnológicos					
			Desarrollo e Innovación					
			*					
			*					
			*					
			Competidores					
			Proveedores					
			Consumidores					
			Otros					

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT
<b>Debilidad</b>	<b>FACTORES INTERNOS</b>	<b>Fortaleza</b>						
	Personas y Habilidades	+						
	Recursos	+						
	Ideas / Innovación	+						
	Marketing	+						
	Operaciones (Productos, Servicios, etc)	+						
	Finanzas	+						
	Otros	+						
			<b>Amenaza</b>	<b>FACTORES EXTERNOS</b>	<b>Oportunidad</b>			
				Varios	+			
				Medio Ambiente	+			
				Leyes y Gobiernos	+			
				Financiamiento	+			
				Productos/Servicios	+			
				Mercado Internacional	+			
				Mercado Interno	+			
				Tecnología	+			
				Competidores	+			
				Proveedores	+			
				Consumidores	-			
				Cientes				
				*				
				*				
				*				
				Otros	+			

Fuente: Modificado por autores, <http://inghenia.com/wordpress/2009/10/07/dafo-foda-swot/>

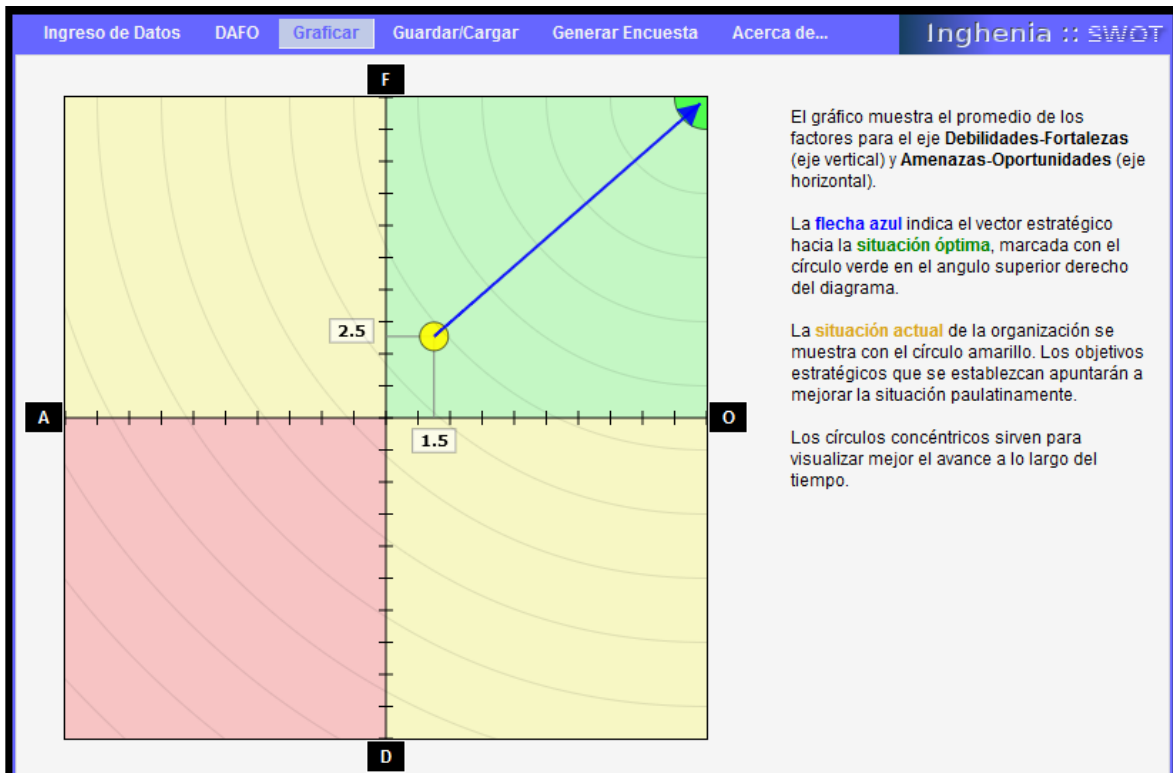
Fig. 31 Análisis DAFO sobre Fortalezas y Debilidades.

Ingreso de Datos			DAFO	Graficar	Guardar/Cargar	Generar Encuesta	Acerca de...	Inghenia :: SWOT
<b>Fortalezas</b>			<b>Peso</b>	<b>Debilidades</b>				<b>Peso</b>
Liderazgo en un Nicho de Mercado		3	Inversión Inicial					4
Precio Competitivo		4	*					3
Posicionamiento en el Mercado		5	Costos					3
Operaciones Internacionales		5	Estado Financiero					3
Competencia en el Mismo Rubro		5						
Calidad de Productos/Servicios		5						
Reputación		5						
Ubicación Geográfica		4						
Presencia Online		5						
Marcas		5						
Relación con los Proveedores		4						
Base de Clientes		3						
Liderazgo en el Mercado		3						
Alianzas de Negocios		3						
Innovación de Productos/Servicios		3						
Cadena de Distribución		3						
Originalidad de Productos/Servicios		3						
Plantas y Equipamiento		3						
Propiedad de Patentes/Tecnologías		2						
Marketing Efectivo		2						
*		2						
Personal Experimentado		2						
<b>Total</b>		<b>79</b>	<b>Total</b>					<b>13</b>

Oportunidades		Peso	Amenazas		Peso
Avances Tecnológicos		3	Inversión Inicial		2
Desarrollo e Innovación		3			
Empresas Fabricantes		3			
Clientes		2			
Contaminación Visual		1			
Contaminación Auditiva		1			
Impacto Ambiental		1			
<b>Total</b>		<b>14</b>	<b>Total</b>		<b>2</b>

Fuente: Modificado por autores, <http://inghenia.com/wordpress/2009/10/07/dafo-foda-swot/>

Fig. 32 Resultados análisis DOFA



Fuente: Modificado por autores, <http://inghenia.com/wordpress/2009/10/07/dafo-foda-swot/>