

**“EXPERIENCIA TECNICO-ECONOMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO EN CRUDO PESADO CAMPO RUBIALES”**

Efrain Avila Ramirez  
José Bernardo Castro Peralta

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTADER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**“EXPERIENCIA TECNICO-ECONOMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO EN CRUDO PESADO CAMPO RUBIALES”**

Efraín Ávila Ramírez  
José Bernardo Castro Peralta

Trabajo de grado para optar al título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director:  
Emiliano Ariza León  
Msc. Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTADER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCION.....</b>	<b>131</b>
<b>1. OBJETIVOS.....</b>	<b>15</b>
1.1. Objetivo General.....	15
1.2. Objetivos Específicos .....	15
<b>2. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES.....</b>	<b>16</b>
2.1. Reseña Historica. ....	16
2.2. Ubicación .....	16
2.3. Geología del Yacimiento.....	16
2.3.1. Roca Generadora .....	17
2.3.2. Migración y Entrampamiento .....	17
2.3.3. Yacimiento.....	18
2.3.4. Columna Estatifrafica.....	18
2.4. Petrofísica .....	18
2.5. Características del Crudo .....	20
2.6. Mecanismo de Empuje del Yacimiento.....	21
<b>3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....</b>	<b>23</b>
3.1. Bombeo Mecánico.....	24
3.1.1. Principio de Funcionamiento .....	24
3.1.2 Componentes del Sistema.....	25
3.1.2.1. Equipo de Superficie .....	25
3.1.2.2. Equipo de Subsuelo .....	27
3.1.3. Clasificación .....	28
3.1.3.1. Unidad de Bombeo.....	28
3.1.3.2. Tipo de Equipo de Subsuelo .....	30
3.1.4. Factores Determinantes .....	31
3.2. Bomba de Cavidades Progresivas .....	33
3.2.1. Principio de Funcionamiento .....	33
3.2.2. Componente del Sistema .....	33

3.2.2.1. Equipo de Superficie .....	33
3.2.2.2. Equipo de Fondo .....	37
3.2.3. Clasificacion .....	39
3.2.3.1. Bombas Multilobulos .....	39
3.2.3.2. Bombas Lobulo Simple.....	40
3.2.4. Factores Determinantes para su Funcionamiento .....	41
3.2.5. Fallas.....	42
3.2.5.1. Fallas de Estatores.....	42
3.2.5.2. Fallas de Elastomeros .....	43
3.2.5.3. Fallas de Rotor .....	43
3.3. Bomba Electrosumergible .....	43
3.3.1. Principio de Funcionamiento .....	44
3.3.2. Componentes del Equipo .....	44
3.3.2.1. Equipo de Superficie .....	45
3.3.2.2. Equipo de Fondo .....	49
3.4. Bombeo Hidráulico .....	56
3.4.1. Principio de Funcionamiento .....	56
3.4.2. Componentes del Sistema .....	57
3.4.2.1. Equipo de Superficie .....	57
3.4.2.2. Equipo de Subsuelo .....	60
3.4.3. Clasificación .....	60
3.4.3.1. Bomba tipo pistón.....	60
3.4.3.2. Bomba hidráulica tipo Jet .....	61
<b>4. Analisis de los Sistemas de Levantamiento Artificial Empleados.....</b>	<b>63</b>
4.1. Completamiento de Pozos .....	63
4.1.1. Tecnicas de Completamiento .....	64
4.2. Metodos de Levantamiento Existentes en Campo Rubiales .....	65
4.3. Pozo Candidato a piloto para ESP .....	73
4.3.1. Analisis de Produccion .....	76
<b>5. ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO.....</b>	<b>77</b>
5.1. Parametros de Evaluación Financiera.....	77

5.1.1. Ingresos y Financiamiento.....	77
5.1.1.1.Determinacion Precio de Venta.....	78
5.1.1.2.Determinacion de Ingresos.....	79
5.1.2. Determinacion de Costos Asociados al Proyecto.....	79
5.1.2.1.Costos de Inversion .....	79
5.1.2.2.Costo Variable.....	79
5.1.2.3.Costo Fijo .....	79
5.1.2.4.Depreciacion .....	80
5.1.2.5.Impuestos.....	80
5.1.2.6.Amortizacion.....	80
5.1.2.7.Tasa de Descuento .....	80
5.1.3. Indicadores de Rentabilidad.....	80
5.1.3.1.Valor Presente Neto .....	80
5.1.3.2.Relación Beneficio Costo .....	81
5.1.3.3.Tasa Interna de Retorno.....	81
5.2. Analisis de Resultados .....	82
5.2.1. Ingresos Totales.....	84
5.2.2. Costo Variable Total.....	84
5.2.3. Costos Fijos Totales.....	84
5.2.4. Depreciación de Equipos y Valor de Desecho .....	84
5.2.5 Indicadores Financiero .....	85
<b>6. CONCLUSIONES.....</b>	<b>88</b>
<b>7. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>89</b>
<b>8. BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>90</b>
<b>ANEXO A. CONSIDERACIONES ANALISIS FINANCIERO.....</b>	<b>92</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Campo Rubiales.....	17
Figura 2. Columna Estatifragica Generalizada Campo Rubiales.....	19
Figura 3. Curva de Declinación de Presión.....	22
Figura 4. Sistema de Bombeo Mecanico .....	25
Figura 5. Partes Bomba de Subsuelo Bombeo Mecanico.....	28
Figura 6. Unidad de Bombeo Mecanico Convencional.....	29
Figura 7. Unidad de Bombeo Mecanico con Geometria Especial.....	30
Figura 8. Unidad de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).....	34
Figura 9. Cabezal de Rotacion BCP.....	35
Figura 10. Sistema de Poleas y Correa BCP.....	36
Figura 11. Distribucion de Equipo de Fondo y Superficie para Sistema BCP .....	39
Figura 12. Sistema BCP Multilobulares .....	40
Figura 13. Sistema BCP de Lobulo Simple.....	40
Figura 14. Distribucion de Torque Total.....	42
Figura 15. Componentes del Sistema BES.....	45
Figura 16. Cabezal de Pozo Sistema BES .....	46
Figura 17. Controlador de Voltaje Sistema BES .....	47
Figura 18. Transformadores de Sistema BES.....	48
Figura 19. Bomba Centrifuga.....	49
Figura 20. Etapa Bomba Electrosumergible.....	50
Figura 21. Comportamiento de equipo BES.....	50
Figura 22. Separador de Gas BES .....	51
Figura 23. Motor BES .....	52
Figura 24. Sello Mecánico de BES.....	54
Figura 25. Cable de Potencia BES.....	55
Figura 26. Sensor de Fondo Equipo BES.....	56

Figura 27. Sistema Bombeo Hidráulico.....	58
Figura 28. Equipo de superficie Bombeo Hidráulico.....	59
Figura 29. Equipo de Bombeo Hidráulico tipo Jet.....	62
Figura 30. Completamiento en Hueco Abierto y Hueco Revestido.....	66
Figura 31. Curva IPR pozo RB-25.....	74
Figura 32. Historial de Producción Rubiales 24.....	74
Figura 33. Precio WTI.....	78
Figura 34. Distribución pozos completados en Campo Rubiales actualmente.....	87
Figura 35. Distribución de la producción de Campo Rubiales, según sistema de levantamiento artificial.....	87

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas de Campo Rubiales. ....	20
Tabla 2. Propiedades del Crudo de Campo Rubiales. ....	21
Tabla 3. Comportamiento entre los Tipos de Levantamiento que Aplican en Campo Rubiales. ....	67
Tabla 4. Historia de Producción Pozo Rubiales 25. ....	78
Tabla 5. Resultados Flujo de Fondos Pozo Rubiales 25. ....	82
Tabla 6. Indicadores Financieros Pozo Rubiales 25. ....	85

## RESUMEN

**TITULO: EXPERIENCIA TECNICO-ECONOMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO EN CRUDO PESADO CAMPO RUBIALES**

\*

**AUTORES: EFRAIN AVILA RAMIREZ y JOSE B. CASTRO PERALTA**<sup>†</sup>

**PALABRAS CLAVE: Bombeo Electro-sumergible (BES), Completamiento, Levantamiento Artificial, Producción**

### CONTENIDO:

El presente documento hace referencia al estudio realizado sobre los métodos de levantamiento artificial asociados con crudos pesados, usados específicamente en Campo Rubiales, donde se logró escoger el método más apropiado para optimizar el yacimiento hasta convertirlo en uno de los campos más importantes en Colombia.

Esto se logró con la recopilación y análisis de información para probar en un pozo piloto, y luego de vencer algunos paradigmas se demuestra que el sistema más apropiado es Bombeo Electro-sumergible (BES). Los resultados obtenidos fueron mejor de lo esperado; luego de instalar este sistema en los pozos Rubiales 23 y Rubiales 25 en el año 2004, se cuadruplica su producción, y desde ese momento se cambia la estrategia de producción pasando de bombeo mecánico a BES y obligando a cambiar la forma de perforar pozos de verticales a horizontales.

El mecanismo de producción del yacimiento (empuje por acuífero altamente activo), favoreció el desempeño del sistema BES, que además de los incrementos de Producción registrados, los tiempos de vida útil de los equipos fueron prolongados y se minimizaron los servicios a pozos para cambio de completamiento o mantenimiento a equipos de fondo. Hoy día, el 84% de los pozos en Campo Rubiales producen con sistema BES, y representa el 94% de la Producción total del campo.

---

\* Proyecto de Grado

<sup>†</sup> Facultad **INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS** Escuela **INGENIERÍA DE PETRÓLEOS** Director **EMILIANO ARIZA LEÓN**

## ABSTRACT

**TITLE: EXPERIENCIA TECNICO-ECONOMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO EN CRUDO PESADO CAMPO RUBIALES<sup>‡</sup>**

**AUTHORS: EFRAIN AVILA RAMIREZ y JOSE B. CASTRO PERALTA<sup>§</sup>**

**KEYWORDS: Electro-submersible Pumping (ESP), Completion, Artificial Lift, Production**

### CONTENTS:

This document refers to the study about artificial lift methods associated with heavy oil, used specifically in Campo Rubiales, which succeeded in choosing the most appropriate method to optimize the reservoir to make it one of the most important fields in Colombia Actually.

This was achieved through the collection and analysis of information to test a pilot well, and after defeating some paradigms, is shown that the most appropriate system is Electro-Submersible Pumping (ESP). The results were better than expected; after installing this system in the Rubiales 23 and Rubiales 25 wells in 2004, quadrupling their production, and it changed the strategy of production from Artificial Lift by mechanical pumping to Electro-Submersible Pumping, and force the company on drilling vertical wells to horizontal wells.

The reservoir production mechanism (highly active aquifer), favored the ESP system performance, and in addition to the registered production increases, the lifetimes of the equipments were longer and well service for change completion or pump maintenance were minimized . Today, 84% of the wells in Campo Rubiales produce with ESP system, and represents 94% of total production of the field. The productivity Index (IP) changes in Time and gives a better performance for Electro-Submersible Pumping Lifting System.

---

<sup>‡</sup> Proyecto de Grado

<sup>§</sup> Facultad **INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS** Escuela **INGENIERIA DE PETROLEOS** Director **EMILIANO ARIZA LEON**

## INTRODUCCION

Uno de los puntos claves en la optimización de yacimientos es el obtener el máximo provecho de los pozos petroleros, los sistemas de levantamiento artificial permiten mantener las producciones deseadas para un campo a lo largo de toda la vida productiva del mismo, por esta razón la selección adecuada de estos es de máxima importancia.

La constante expansión del campo constituye un escenario propicio para el estudio de la alternativa óptima para el levantamiento artificial en campo Rubiales, se seleccionó un grupo representativo de pozos pilotos para el análisis de su desarrollo de producción y la respuesta que se presenta con relación a los sistemas con los que operan actualmente, teniendo en cuenta cálculos de ingeniería para evaluar la eficiencia de los mismos.

Por medio de la recopilación y análisis de información de pozos seleccionados con un comportamiento representativo, teniendo en cuenta que la respuesta de los pozos es dinámica y por lo tanto hay etapas de conducta a lo largo de su historia productiva, se obtienen datos precisos de la operación de los sistemas implementados en el campo logrando realizar simulaciones de métodos alternativos. Al comparar los resultados técnicos y financieros obtenidos a lo largo de la investigación, se obtienen ventajas y desventajas de la aplicación de un sistema justificando así su selección e implementación en determinados pozos a determinado tiempo en el desarrollo de la producción.

Luego de analizar y simular la Producción de algunos pozos con otros sistemas de levantamiento artificial, se realizaron cambios que fueron altamente efectivos y generó oportunidades para desarrollar el campo y lograr metas de Producción más altas de lo esperado.

En el año 2002, el campo Rubiales producía con Bombeo Mecánico, sistema apropiado para el tipo de crudo producido, con 6 pozos activos y una producción máxima de 900 BOPD con 5.200 BWPD. En Diciembre de ese mismo año inició una campaña de workover, en la cual se instaló el Sistema de Cavidades progresivas en 7 pozos mostrando excelente desempeño, lo que llevó a implementar este sistema de levantamiento a 13 pozos nuevos para alcanzar en Diciembre de 2003 un total de 20 pozos con dicho sistema, y un incremento en la Producción del campo a 5.000 BOPD, gracias a la campaña de perforación y la entrada del CPF.

En Noviembre de 2004 inició la implementación del sistema de levantamiento artificial con Bombeo Electrosumergible (ESP), con no muy altas expectativas debido a los diferentes paradigmas y a la información encontrada en literatura. Se instalaron 6 sistemas ESP reactivando algunos pozos que se encontraban cerrados, y se realizaron cambios de levantamiento, mostrando resultados superiores a los esperados, alcanzando a mediados de 2005 la meta de 8.000 BOPD y un año más tarde los 12.000 BOPD con 28 pozos, de los cuales 14 estaban completados con ESP y se cambió por completo el Bombeo Mecánico.

El éxito del desarrollo de campo Rubiales se debió en gran parte a la implementación de bombeo ESP en la mayoría de los pozos de desarrollo en los pozos horizontales del campo.

# **1. OBJETIVOS**

## **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Optimizar la Producción de Crudo, aprovechando el IP (Índice de Productividad) de los pozos del Campo Rubiales, seleccionando el mejor sistema de levantamiento a través de una evaluación Técnico-Económica

## **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Estudiar y analizar cada uno de los sistemas de levantamiento con las ventajas y desventajas para crudos pesados.
- Seleccionar el sistema de levantamiento más adecuado y evaluar la técnica del mismo para el yacimiento de crudo pesado que existe en Campo Rubiales.
- Diseñar a través de un software especializado de la industria, un pozo piloto con el sistema de levantamiento seleccionado.
- Elaborar análisis económico de los resultados obtenidos con el cambio de sistema de levantamiento artificial.

## **2. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES**

### **2.1. RESEÑA HISTÓRICA**

El Campo Rubiales fue descubierto en el año 1980, debido a los bajos precios del mercado para los crudos de baja gravedad API, no se consideró económicamente viable para las compañías operadoras de la época. En el 2002 entra en operación con la compañía Metapetroleum, con una visión diferente del mercado mundial y la fuerza que estaban tomando los crudos pesados, comienza la producción con los pozos existentes y se perforan 6 pozos nuevos con éxito, finalizando este año con una producción de 944 BOPD. En los siguientes años se perforaron varios pozos de avanzada y exploratorios que amplió los volúmenes de reservas probadas convirtiéndose en uno de los yacimientos más grandes de crudo pesado en Colombia, con unas propiedades petrofísicas favorables y rompiendo paradigmas sobre los crudos pesados este tipo de crudo.

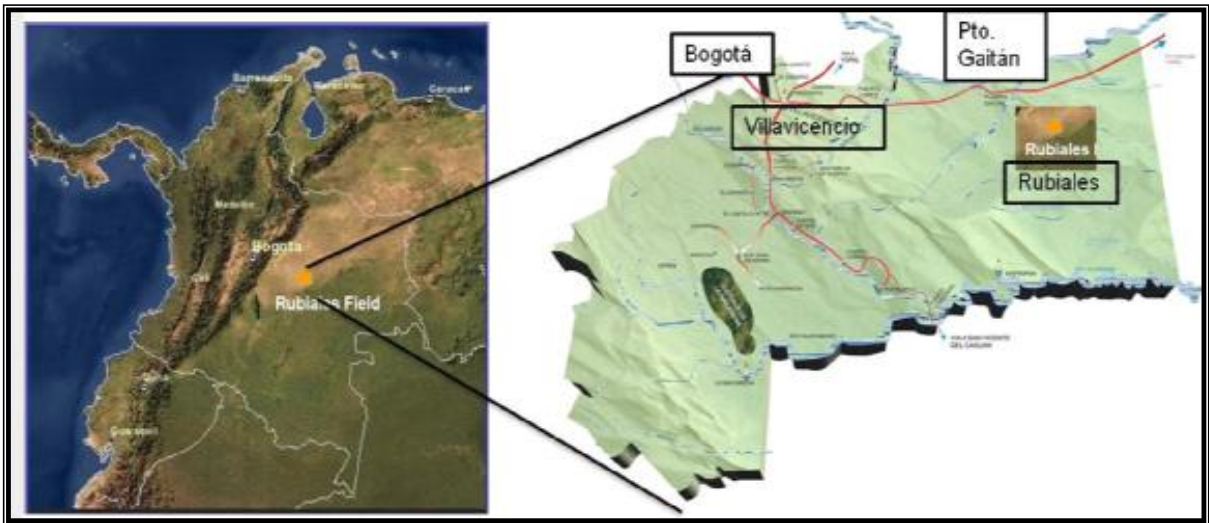
### **2.2. UBICACIÓN**

Localizado en la cuenca de los Llanos Orientales en el municipio de Puerto Gaitan, departamento del Meta Colombia; a 465 km de la ciudad de Bogotá y 167 km del casco urbano de Puerto Gaitan, como se observa en la Figura 1.

### **2.3. GEOLOGÍA DEL YACIMIENTO**

Se hará énfasis en explicar la migración y entrampamiento del petróleo en Campo Rubiales así como su roca generadora y las formaciones que intervinieron en este proceso.

**Figura 1.** Ubicación Campo Rubiales



**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum

### **2.3.1. Roca Generadora.**

Mediante análisis geoquímicos del aceite se estableció que la roca generadora del petróleo almacenado en la cuenca de los Llanos Orientales, es la formación Gachetá de origen marino y edad Cretáceo Superior que se encuentra al Occidente en el área del Piedemonte Llanero, donde alcanzó el enterramiento y madurez térmica necesaria para la generación y expulsión de hidrocarburos.

### **2.3.2. Migración y Entrampamiento.**

El petróleo entrampado en la parte central y oriental de la cuenca de los Llanos migró desde el Piedemonte al sitio de acumulación. El hidrocarburo migró lateralmente siguiendo el buzamiento regional hasta alcanzar las condiciones estructurales y/o estratigráficas adecuadas para la acumulación. El petróleo de los Llanos representa dos fases de migración. La primera durante el Oligoceno-Mioceno Superior y la segunda durante el Mioceno Superior – Plioceno. Los hidrocarburos del Campo Rubiales migraron desde el Occidente hasta encontrar el pinch-out de las Areniscas Basales de la formación Carbonera contra el Paleozoico.

### **2.3.3. Yacimiento.**

En la cuenca de los Llanos se tienen varias formaciones que actúan como yacimientos de hidrocarburos entre ellas están las formaciones del Cretáceo Superior (Areniscas Inferiores, Gacheta y Guadalupe) y Terciario (Barco, Mirador y Carbonera). En el Campo Rubiales el yacimiento lo constituye la parte superior de la unidad Areniscas Basales de la formación Carbonera.

### **2.3.4. Columna estratigráfica**

En la siguiente columna se describe una breve litología correspondiente al área donde se encuentra el yacimiento de campo Rubiales como se observa en la figura 2.

La formación Carbonera es la productora de campo (se encuentra a profundidad de 3000 pies), está dividida en cuatro unidades C1, C2, Carbonera Intermedias y Areniscas Basales. De esta última unidad se Constituye el yacimiento productor en el área del campo Rubiales y está compuesta por cuarzo-arenitas, arenitas subarcósicas gris claras, de granos finos a grueso, con porosidades que varían entre 25 y 32% y permeabilidades del orden de cinco a 10 Darcys. El espesor varía entre 130 pies y 200 pies, el contacto inferior con el Paleozoico es discordante y gradual hacia el techo con la unidad Carbonera intermedia.

## **2.4. PETROFÍSICA**

Para el análisis petrofísico se utilizan las curvas tomadas de los registros eléctricos y pruebas de núcleos, gracias a esto es posible realizar una estimación de propiedades petrofísicas tan importantes como la porosidad, la permeabilidad y la saturación. El objetivo principal de estimar parámetros como el volumen de arcilla (VSH), porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua y contacto agua

petróleo (WOC) consiste en integrar la información obtenida con el modelo tridimensional para estimar el petróleo original en sitio.

**Figura 2.** Columna Estratigráfica Generalizada Campo Rubiales

EDAD	FORMACION	LITOLOGIA	DESCRIPCION	AMBIENTE DEPOSICIONAL	
CUAT.	ALUVION		Gravas y depósitos de terrazas		
T E R C I A R I O	MIOCENO TARDIO PLIOCENO	FORMACION GUAYABO		Intercalaciones de areniscas y arcillolitas	CONTINENTAL
		MIOCENO MEDIO	FORMACION LEON		Arcillolitas grisáceas.
	MIOCENO TEMPRANO	C-1			COSTANERO BAJO
		C-2			MARINO SOMERO
	MIOCENO	INTERMEDIO		Intercalaciones de areniscas y arcillolitas	COSTANERO BAJO
	OIGOCENO	FM. CARBONERA		Roca Sello	
EOCENO TARDIO	ARENAS BASALES		Arenisca cuarzosa, fina a gruesa, niveles de arcillolitas. Ø prom= 28 - 35 %. K= 5D Reservorio Principal	CONTINENTAL FLUVIAL	
PALEOZOICO	PALEOZOICO		Areniscas cuarcíticas muy fina a muy gruesa. Con intercalaciones de areniscas y limolitas gris micáceas	MARINO	
PRE-CAMBRICO	BASAMENTO IGNEO		Rocas igneas acidas y rocas volcánicas		

Fuente. PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Informe de Completamiento, 2002.

Gracias a la interpretación de los registros petrofísicos se obtuvo una caracterización petrofísica para la unidad de Areniscas Basales, identificando los rangos de porosidad, permeabilidad y saturación que se presentan a lo largo del campo Rubiales como se indica en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Propiedades Petrofísicas de Campo Rubiales

<b>PROPIEDAD</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
<b>Profundidad</b>	2500 – 3000	Ft
<b>Porosidad (mínimo promedio, máximo)</b>	10 – 27.5 – 38	Porcentaje
<b>Permeabilidad (mínima, promedio, máximo)</b>	0.25 – 0.8 – 7	Darcies
<b>Temperatura a 2780 ft</b>	142	° F
<b>Presión estática inicial a 2780 ft</b>	1140	Psia
<b>Espesor promedio</b>	150	ft
<b>Espesor neto petrolífero promedio</b>	30	ft
<b>SW</b>	25 a 30	%
<b>Presión de Burbuja</b>	80	PSI

**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum

## **2.5. CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO**

Los análisis de laboratorio de muestras de fluidos tomados de los pozos productores arrojaron los siguientes resultados que se enuncian en la tabla 2.

**Tabla 2.** Propiedades del Crudo Campo Rubiales

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Gravedad API	12.5	°API
Contenido de Azufre	1.3	Porcentaje
Contenido de Vanadio	45 – 90	PPM
Contenido de Níquel	< 1	PPM
Presión Punto de Burbuja a 145°F	165	Psia
Punto de Fluides	55	°F
Viscosidad a 145°F y 1145 psi	103	CP
Factor Volumétrico de Formación	1.096	BY/BS
Salinidad del agua de formación	< 100	PPM Cl-
Relación Gas Petróleo	14	Scf/Bbl

Fuente. PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum

## 2.6. MECANISMO DE EMPUJE DEL YACIMIENTO

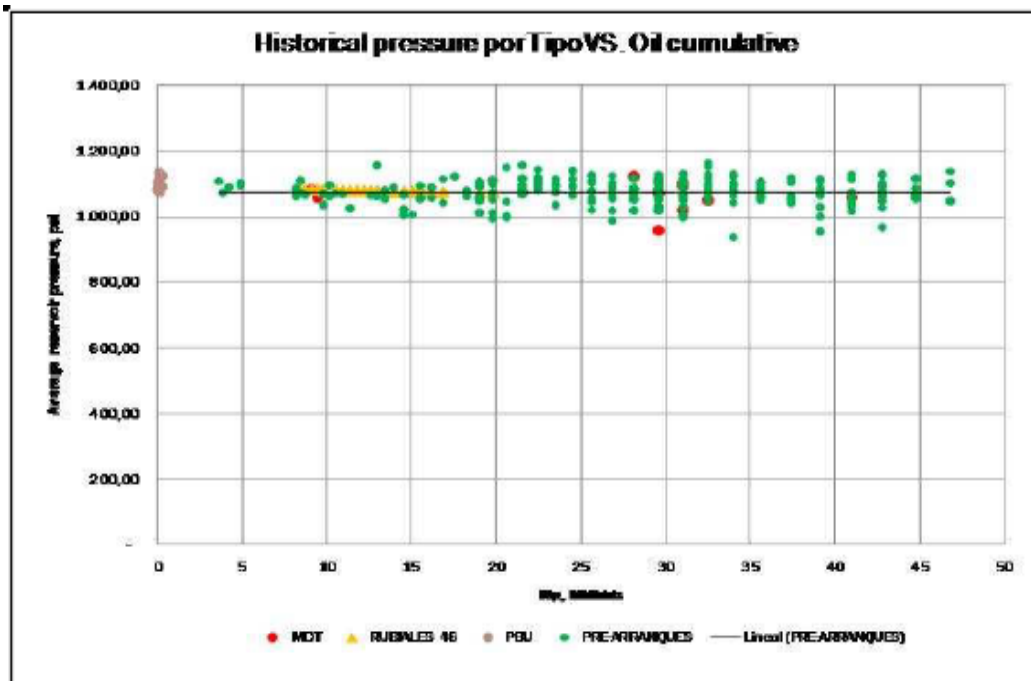
El mecanismo de empuje presente en Campo Rubiales corresponde a un empuje hidráulico, debido a la presencia de un acuífero muy activo del tipo artesiano. Este mecanismo de empuje se produce por la evidente intrusión de agua del acuífero que forma parte del sistema. A medida que se reduce la presión, el agua invade el yacimiento, reemplazando parcialmente los fluidos extraídos.

En este tipo de yacimientos no existe capa de gas y la producción de agua inicia muy temprano e incrementa en cantidades considerables. La presión del yacimiento permanece estable por influencia del acuífero. La presencia del empuje hidráulico activo en este yacimiento en particular (Areniscas Basales), se corrobora tanto en los registros eléctricos, donde se evidencia claramente el

contacto agua petróleo así como en el sostenimiento de la presión y el comportamiento del corte de agua versus la producción acumulada en los pozos.

La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 30 al 60% del petróleo original en sitio (POES), dependiendo de la calidad del petróleo y la calidad de la roca.

**Figura 3.** Curva de Declinación de Presión



**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum

Como se indica en la Figura 3, la presión ha caído +/- 13 Psi durante toda su etapa productora.

### **3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN CAMPO RUBIALES**

Cuando la energía natural de un pozo proveniente de la diferencia de presiones entre el yacimiento y la cabeza del pozo, no es suficiente para llevar los fluidos producidos hasta la superficie o no es posible producir los volúmenes requeridos, se hace necesario utilizar un sistema de levantamiento artificial para suplir las necesidades de energía por parte del yacimiento.

La selección de un tipo de levantamiento artificial, debe estar basada en las diferentes características del sistema y del pozo objetivo, es probable que más de un método sea aplicable y por esta razón, se hace necesario determinar qué tan rentable resulta la utilización de cada uno. También es posible realizar una implementación selectiva de métodos, dependiendo de las etapas productivas del pozo, la declinación de las presiones y caudales a manejar resultando en un efectivo cambio de método de levantamiento artificial.

El propósito principal del levantamiento artificial, es mantener un mínimo de presión de flujo en el fondo de la formación, para que esta pueda proveer el volumen deseado de fluidos; este tipo de ayudas son necesarias cuando la presión natural de flujo no es suficiente para que el pozo fluya. Por ende, el diseño y aplicación del sistema de levantamiento artificial, obedecerá a mantener una diferencia de presiones o drawdown determinado, para lograr el caudal de fluido requerido.

Los sistemas de levantamiento artificial más usados para crudos pesados son:

### 3.1. BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie, considerando que el yacimiento posee una presión suficiente para que el petróleo alcance un determinado nivel en el pozo. La unidad de bombeo produce un movimiento de arriba hacia abajo y gracias a la energía mecánica crea un procedimiento de succión y transferencia bombeando el crudo hasta la superficie. Tiene como principal aplicación la producción de crudo pesado y extra pesado, aunque también se emplea para la producción de crudos livianos y medianos.

Los sistemas de bombeo mecánico se pueden dividir en dos tipos de sistemas:

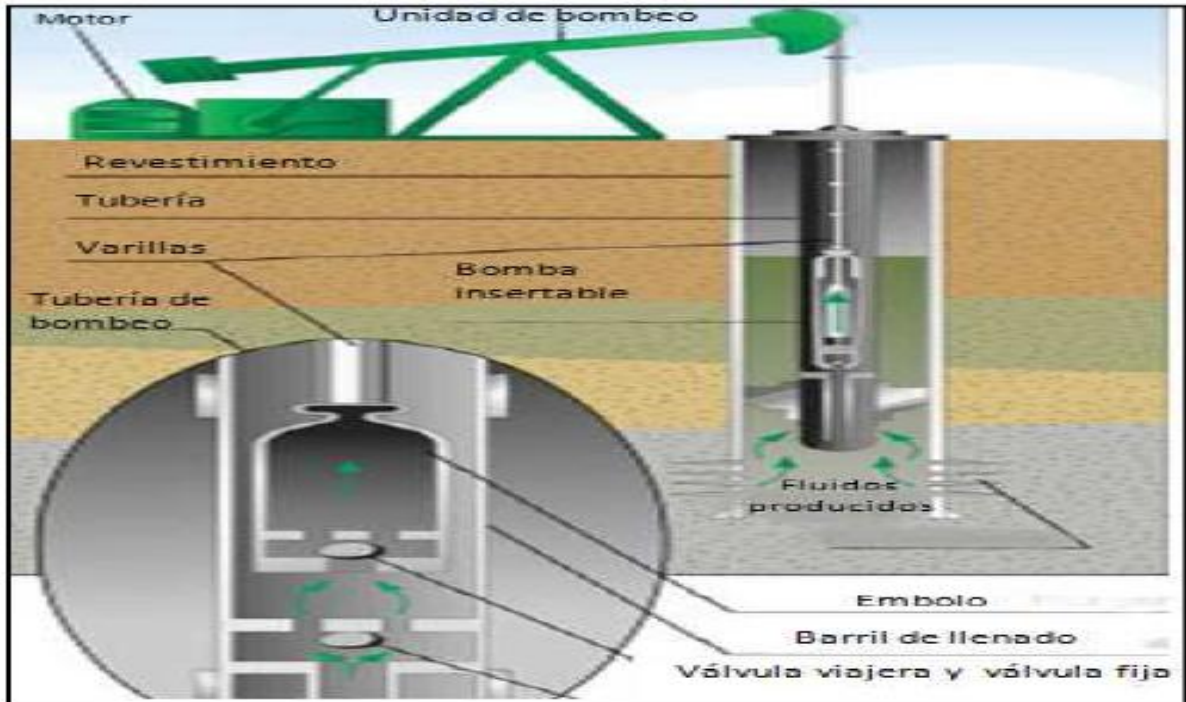
**Sistema de varillas (Rod system).** Este tipo se presenta cuando el movimiento en fondo se origina en la superficie y es transmitido por un esfuerzo de varillas.

**Sistema sin varilla (Rod-less system).** El movimiento producido en el fondo es producido por medios distintos al esfuerzo de las varillas.

#### 3.1.1. Principio de funcionamiento.

Un motor gira un par de manivelas, que por su acción suben y bajan un extremo de un eje. El otro extremo del eje está unido a una barra de metal, que lleva el movimiento hacia arriba y hacia abajo. La barra se encuentra unida a una bomba en fondo del pozo; el movimiento de ascenso y descenso a la sarta de varillas mueve el pistón de la bomba. La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba en la carrera ascendente, mientras que en la descendente, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería. La repetición continua del movimiento mantiene el flujo hacia la superficie. El equipo de bombeo mecánico se indica en la Figura 4.

**Figura 4.** Sistema de Bombeo Mecánico



Fuente. ARTEAGA, Johana. Introducción al levantamiento artificial

### 3.1.2. Componentes del sistema.

Los componentes del sistema de bombeo mecánico se dividen en dos el equipo de superficie y el equipo de fondo.

#### 3.1.2.1. Equipo de Superficie.

El bombeo mecánico convencional consiste esencialmente en cinco partes que forman el equipo de superficie:

- **Motor.** Sistema impulsor de bomba en superficie, es el generador de la fuerza motriz; puede ser un equipo de combustión interna o eléctrica, se encarga de suministrar el movimiento y la potencia necesaria a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Los motores son seleccionados

dependiendo de las condiciones locales, facilidad de mantenimiento, preferencia etc.

Los motores de baja velocidad poseen uno o dos cilindros y usualmente operan a velocidades de 750 RPM, por otra parte los motores de alta velocidad tienen cuatro o cinco cilindros y operan a un rango de velocidad de 750 a 2.000 RPM.

- **Sistema de distribución eléctrica.** Este sistema provee la potencia necesaria por el sistema eléctrico del pozo por medio de tres componentes: los sistemas eléctricos primarios y secundarios, además del sistema de conexión a tierra encargados de distribuir el voltaje necesario para el funcionamiento del equipo evitando daños en los equipos por altos voltajes.
- **Sarta de varillas.** El balancín de superficie se encuentra conectado a la unidad de bombeo de fondo por medio de la sarta de varillas, esta sarta es la encargada de transmitir la potencia del movimiento de superficie al equipo de 1/2, 5/8, 3/4, 7/8 1 y 1-1/8 de pulgada.
- **Unidad de bombeo o balancín.** Es una máquina integrada de superficie encargada de cambiar el movimiento de rotación en movimiento vertical recíprocante.
- **Reductor de velocidad.** Es utilizado para reducir las altas velocidades y bajos torques generados por el motor en altos torques y bajas velocidades requeridas por la unidad de bombeo.

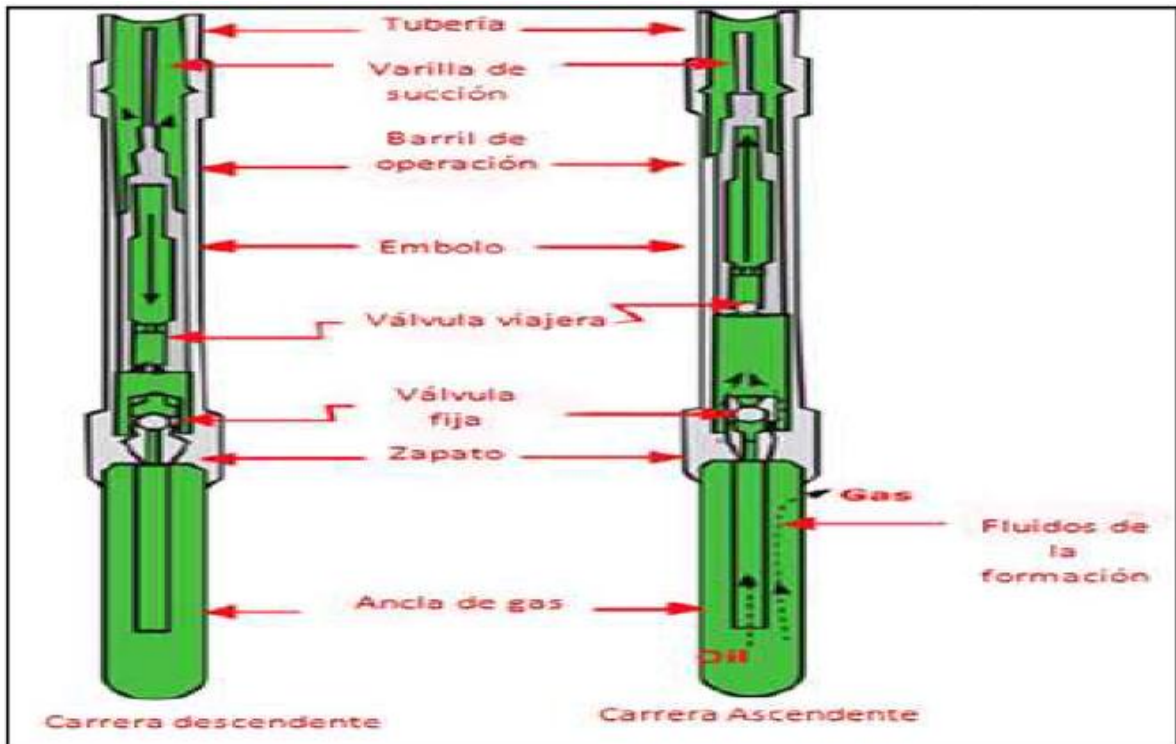
### 3.1.2.2. Equipo de Subsuelo.

El equipo de subsuelo de este sistema consiste en:

- **Tubería de producción.** Su objeto es conducir el fluido que se está bombeando desde el fondo de pozo hasta la superficie.
- **Varillas.** Es el enlace principal entre la unidad de bombeo instalada en superficie y la bomba de subsuelo. Se encargan de transferir energía, soportar las cargas y accionar la bomba del subsuelo. La mayoría de este tipo de varillas están constituidas en un 90 % de hierro junto con la adición de otros materiales como carbón, magnesio, silicio, níquel, vanadio, etc. Entre las principales fallas podemos encontrar: tensión, fatiga y pandeo. En pozos direccionales y algunos pozos verticales la corta duración de los cuellos y la tubería debido al movimiento recíproco-vertical o reciprocante (exclusivo en el bombeo mecánico) del cuello en contacto con la tubería causando un desgaste o ruptura de ambas.
- **Bomba de subsuelo.** Es una bomba de pistón de desplazamiento positivo que funciona por diferenciales de presión, es accionada por la sarta de varillas desde superficie. Sus principales componentes son:
  - ✓ Barril de fondo
  - ✓ Pistón o émbolo
  - ✓ Válvula de succión o fija
  - ✓ Válvula viajera
- **Anclas de tubería.** Cuyo propósito es eliminar el estiramiento y compresión de la tubería de producción, siendo éste el que absorbe la carga de la tubería, evitando el desgaste de ambos.

Los componentes de la bomba de subsuelo se encuentran indicados en la Figura 5.

**Figura 5.** Partes Bomba de Subsuelo Bombeo Mecánico



Fuente. Rod Pump Manual

### 3.1.3. Clasificación

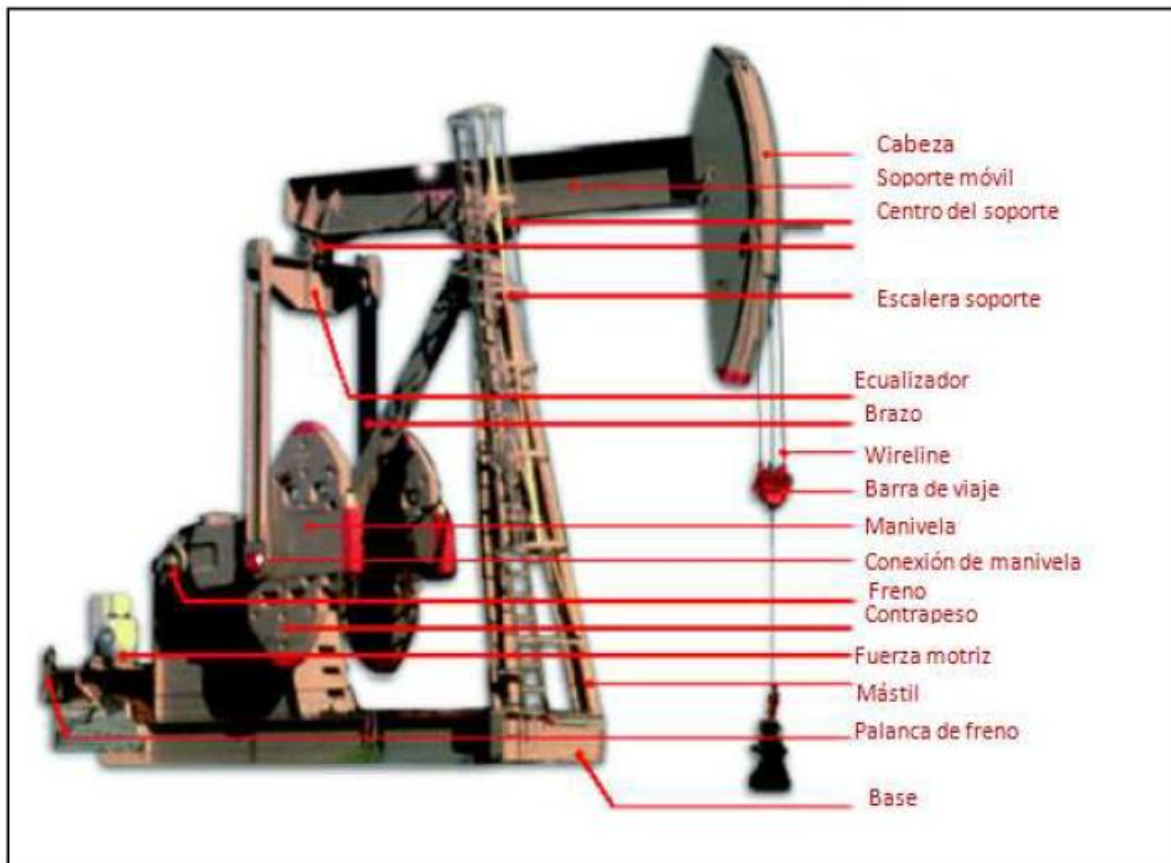
Se dividen según la unidad de bombeo y según el equipo de subsuelo.

#### 3.1.3.1. Unidad de Bombeo.

Dependiendo de la ubicación del punto de apoyo en superficie y geometría de la unidad de bombeo, los equipos de levantamiento por bombeo mecánico pueden clasificarse en:

- **Unidad convencional o clase I.** Esta cuenta con el reductor de velocidad en la parte trasera y el punto de apoyo ubicado a mediados del equipo como indica la Figura 6.

**Figura 6.** Unidad de Bombeo Mecánico Convencional

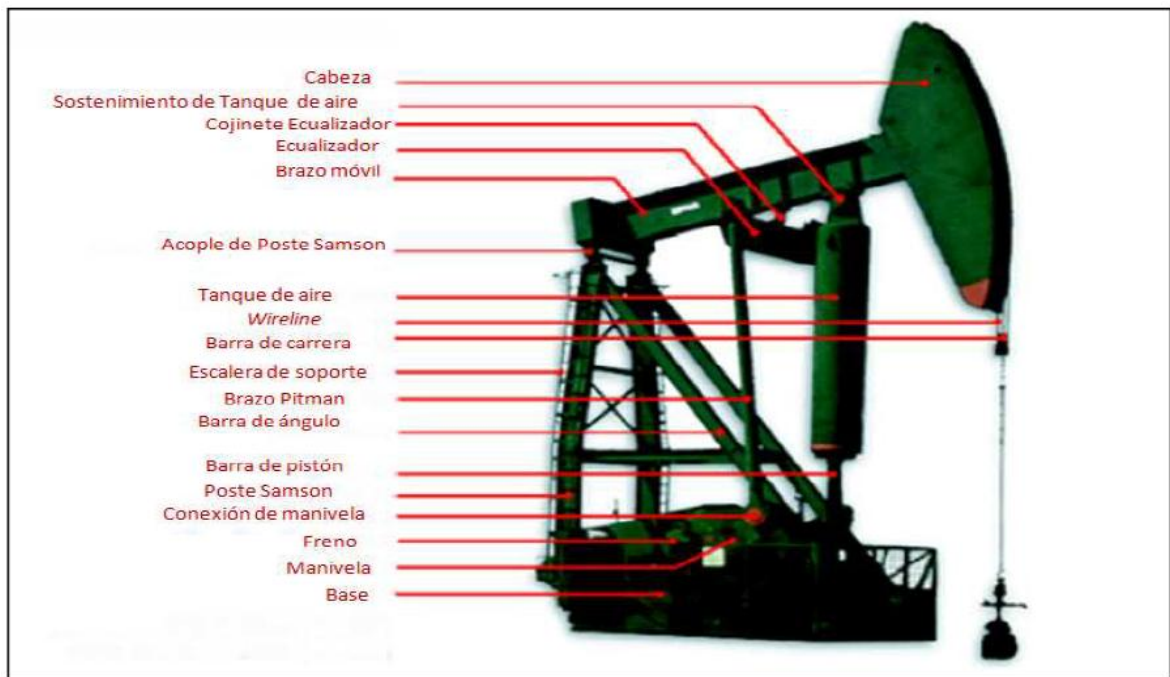


Fuente. Rod Pump Manual.

- **Unidades con geometría especial o clase III.** Cuenta con una geometría de levantamiento donde el reductor de velocidad se sitúa en la parte delantera, este puede tener una variación en la cual el reductor de velocidad se ubica en la parte intermedia del equipo. Esta clase de unidades se clasifican en balancines mecánicamente balanceados mediante contrapesos y los balanceados por aire comprimido.

Unidades de este tipo suelen tener un freno fuera de la fase de sistema de contrapeso y requieren un sentido de rotación específica, como se indica en la Figura 7.

**Figura 7.** Unidad de Bombeo Mecánico con Geometría Especial



Fuente. ROD Pump Manual

### 3.1.3.2. Tipo de Equipo de subsuelo.

El equipo bombeo mecánico puede subdividirse en 3 clases de acuerdo al tipo de equipo de subsuelo que presente:

- **Bombas de tubería.** La ventaja de estas bombas está en que tienen un buen desplazamiento gracias a los diámetros del émbolo, pero presenta inconvenientes en caso de que el barril necesite removerse, se debe sacar toda la tubería.

- **Bombas de varillas insertables.** Estas permiten conectar la sarta de varillas al equipo de fondo completo, por esta razón es posible realizar cambios en el equipo de forma más eficiente. Estas a su vez pueden dividirse en bomba invertida y bomba insertable estacionaria.
- **Bombas de revestimiento.** En este tipo de instalación no se utiliza tubería, la bomba se corre junto con la sarta de varillas por dentro del revestimiento.

#### 3.1.4. Factores determinantes

Cuando se implementa un sistema de bombeo mecánico es importante considerar algunos factores determinantes en el funcionamiento entre los cuales se encuentran:

- **Torque:** Este puede definirse como la fuerza que actúa en la parte final de la palanca móvil, que al multiplicarse por la longitud de éste tiende a producir rotación. Aplicado a los sistemas de bombeo mecánico, hace referencia a las libras por pulgada de fuerza aplicadas a la manivela. El torque en la unidad de bombeo es determinado por la carga máxima y mínima de la barra lisa, el máximo torque en la carrera ascendente y el máximo torque en la carrera descendente como se indica en la Ecuación 1

$$PT = \frac{1/2[PPRL(TF1) - MPRL(TF2)]}{0,93}$$

- Donde:
- PT = Máximo torque para todo el ciclo (pul-lb)
  - PPRL = Carga máxima de la barra lisa (lb)
  - MPRL = Carga mínima de la barra lisa (lb)
  - TF1 = Máximo factor de torque en la carrera de ascenso
  - TF2 = Mínimo factor de torque en la carrera de descenso

Ecuación 1. Cálculo de Torque.

- **Pérdidas por fricción:** Estas pérdidas de potencia son producidas por la fricción a lo largo de toda la sarta, está determinada por el peso de las varillas, la longitud de la carrera y velocidad de bombeo; la potencia necesaria para superar estas pérdidas se indica en la siguiente Ecuación 2:

$$HP = (Wr/8)(2S)(N)/((33.000)(12))$$

Donde:            HPf = Potencia necesaria para superar las pérdidas por fricción  
                       Wr = Peso de las varillas (LB)  
                       S = Longitud del Stroke (Pulg)  
                       N = Velocidad de bombeo (Strokes por minute, spm)

**Ecuación 2.** Potencia para superar las perdidas por fricción.

- **Desplazamiento Teórico:** Este término hace referencia al volumen de fluido desplazado por el pistón en la carrera efectiva. Es factor del área del pistón, la longitud efectiva de la carrera, el número de carreras por minuto, la constante de tiempo y la constante de longitud, así como se indica en la Ecuación 3.

$$V(B/D) = Ap \cdot Sp \cdot N \cdot 1440 / 9702$$

$$V \left( \frac{B}{D} \right) = (0,1484) \cdot Ap \cdot Sp \cdot N$$

Donde:            V = Volumen desplazado por el pistón (Bbl/día)  
                       Ap = Area del pistón (pulg<sup>2</sup>)  
                       Sp = Longitud efectiva de la carrera. (Pulg/carrera)  
                       N = Número de carreras o golpes por minuto (SPM)  
                       1440 = Constante, (minutos/día)  
                       9702 = Constante, (Pulg<sup>3</sup>/Bbl)

**Ecuación 3.** Volumen de Fluido Desplazado.

## **3.2. BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)**

Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero.

### **3.2.1. Principio de funcionamiento.**

La rotación de la sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo lo cual permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo. Este tipo de levantamiento cuenta con una alta eficiencia total, "Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60 %, además de ser útil para fluidos altamente viscosos, bajos costos, facilidad de instalación, operación y mantenimiento. Entre las falencias de este equipo encontramos alta sensibilidad a los fluidos producidos, tendencia al desgaste del estator además de estar sujeto a operar con bajas capacidades volumétricas. El sistema típico de BCP se indica en la Figura 8.

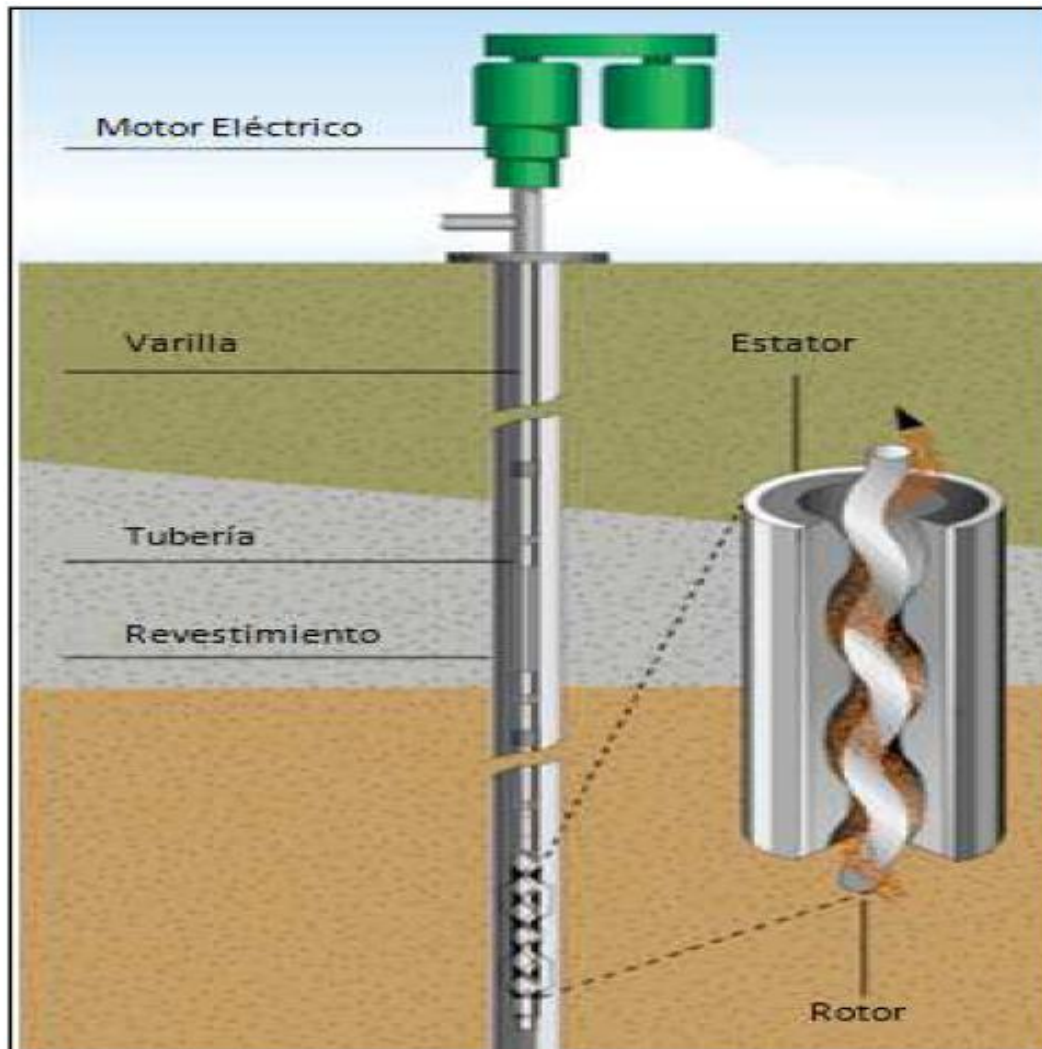
### **3.2.2. Componentes del sistema.**

El equipo de cavidades progresivas se divide en equipo de superficie y en equipo de fondo.

#### **3.2.2.1. Equipo de superficie.**

Existen diferentes configuraciones de equipos de superficie y a su vez, un amplio rango de tecnologías y accesorios, entre las partes más importantes del equipo de superficie se encuentran las siguientes:

**Figura 8.** Unidad de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)

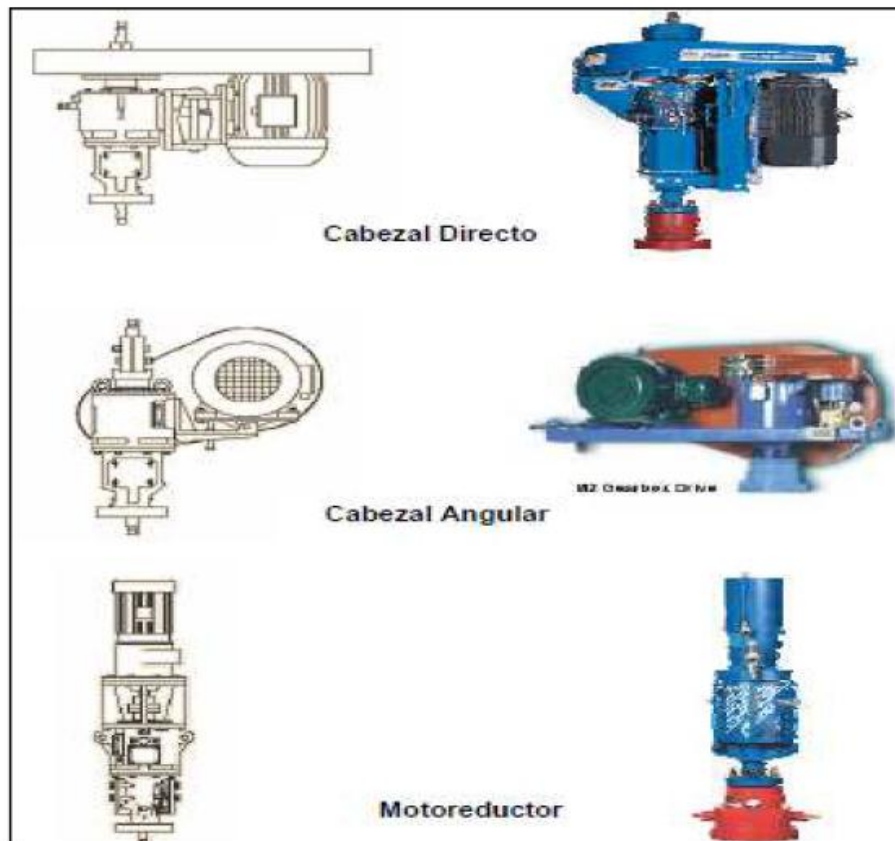


Fuente. ARTEAGA, Johana. Introducción al Levantamiento Artificial

- **Cabezal de rotación:** Es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre el cabezal del pozo, consiste principalmente en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno que puede o no estar integrado a la estructura del cabezal o puede ser un dispositivo externo y un ensamblaje de instalación (caja de empaque o stuffing box y caja reductora), la segunda función de este

equipo es la de acción de frenado que requiere el sistema una vez que se detiene y rota en marcha inversa “back-Spin”, se pueden alcanzar velocidades de rotación muy altas que deben amortiguarse sin dejar energía acumulada en el sistema. La última función de este equipo implica evitar la filtración de fluidos en la superficie; para esto posee un sistema de sello con un niple corto provisto de empaques sintéticos o de bronce conectados en serie. Las diferentes opciones de cabezal de rotación se indican en la Figura 9.

**Figura 9.** Cabezal de Rotación BCP



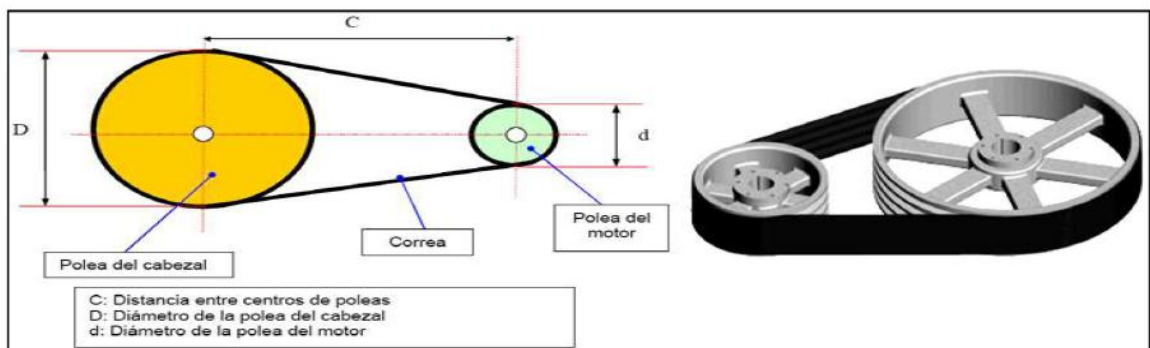
**Fuente.** WEATHERFORD. Catalogo

- **Sistema de transmisión:** Dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Este a su vez puede clasificarse en:

- ✓ **Sistema con poleas y correas.** . Se debe tener en cuenta la relación entre poleas y correas. En los cabezales sin caja reductora interna hay una relación directa determinada por la velocidad del motor, además es posible calcular la relación de velocidades de rotación entre el eje del motor y la barra pulida, para la selección del tamaño adecuado para las dos poleas.

En caso de operar el sistema a velocidades por debajo de 150 RPM, es usual instalar cabezales con caja reductora interna, con un sistema alternativo de transmisión con el fin de evitar que el motor a trabaje a muy bajas revoluciones, lo que trae como consecuencia la falla del mismo a corto plazo por no ser posible evacuar el calor generado; reductor de poleas se muestra en la Figura 10.

**Figura 10.** Sistema de Poleas y Correas BCP



**Fuente.** WEATHERFORD. Catalogo

- ✓ **Sistema de transmisión hidráulica.** Consisten en dos componentes principales, que incluyen un motor hidráulico conectado al cabezal de rotación y una bomba hidráulica conectada a la fuente de energía, además de mangueras, conexiones, válvulas y elementos de control de presión y temperatura para el manejo apropiado del fluido de potencia. También se

incluye un tanque de reserva, para almacenar el volumen de fluido requerido y una línea de drenaje necesaria para el control del sistema.

- **Fuente primaria de energía:** La función principal de la fuente de energía es proveer la potencia requerida por el sistema para poder operar. Esta potencia es función del torque total y la viscosidad del fluido. Los motores a combustión interna pueden ser operados con diferentes tipos de combustible, su principal limitación es la capacidad de automatización, además de tener dificultades para el cálculo del torque, dependiendo principalmente de la geometría. En caso de disponer de facilidades de electricidad es más factible utilizar motores eléctricos, gracias a su versatilidad y alta capacidad de automatización y control. Para su utilización en BCP se debe utilizar dispositivos electrónicos alternos.

### 3.2.2.2. Equipo de Fondo.

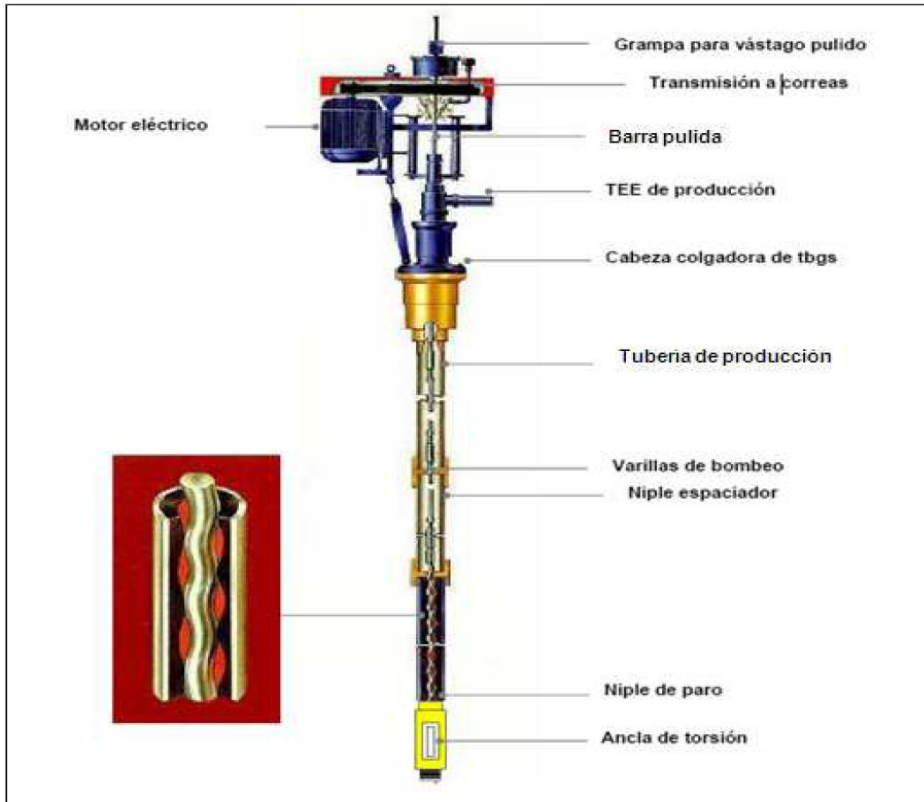
El equipo de fondo se encuentra constituido por los siguientes elementos:

- **Tubería de Producción:** Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo, los componentes de la columna de tubería son:
  - ✓ **Tubo Filtro.** Este se utiliza para evitar que trozos de tamaño regular, queden dentro del espacio anular en caso de daño en el estator con desprendimiento del elastómero.
  - ✓ **Ancla de Torque.** Evita el desprendimiento de la tubería por vibraciones de giro y ondas armónicas, esta va instalada debajo del estator.

- ✓ **Niple de Paro.** Hace de tope al rotor en el momento de espaciamiento, sirve como succión de la bomba y evita daños por el estiramiento de las varillas.
  - ✓ **Estator.** Es un cilindro o tubo de acero con un elastómero sintético (goma endurecida) en forma de doble hélice adherido fuertemente al interior. Tiene la forma interna de “n+1” lóbulos, tiene una camisa de acero revestida internamente por un elastómero de goma, modelado en forma de hélice.
  - ✓
  - ✓ **Niple intermedio o espaciador.** Permite el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su acople.
  - ✓ **Zapato Probador de hermeticidad.** Arriba del niple intermedio prueba toda la tubería.
- **Sarta de varillas:** Unidas entre sí por medio de acoples que forman la sarta. Sus partes características son:
    - ✓ **Rotor.** Hélice externa hecha de acero tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.
    - ✓ **Varillas de bombeo.** Varillas de acero enroscadas que forman una sarta que va desde la bomba hasta la superficie su longitud suele ser de 25 a 30 Pies.
    - ✓ **Vástago o Barra Pulida.** Se enrosca en la parte superior de la sarta depende de la sarta del pozo y del cabezal.

La distribución del equipo de fondo y superficie para un sistema de levantamiento de tipo BCP se indica en la Figura 11.

**Figura 11.** Distribución de Equipo de Fondo y Superficie para Sistema BCP



Fuente. CIULLA, Francesco

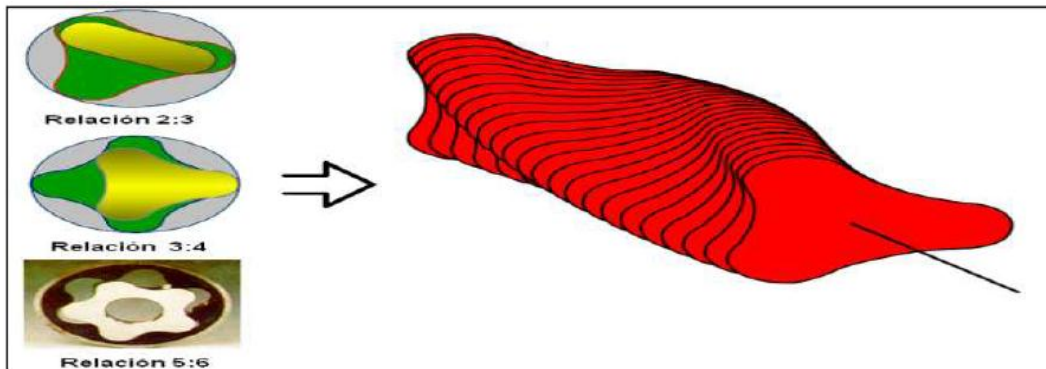
### 3.2.3. Clasificación.

Pueden ser bombas multilóbulos o de lóbulo simple.

#### 3.2.3.1. Bombas Multilóbulos.

Son usadas principalmente cuando se esperan altas tasas de producción de los pozos, estas son elaboradas con un rotor insertado dentro de un estator. Los cuales en una vista transversal están definidos externamente como curvas onduladas en permanente contacto, siendo cada hélice correspondiente a un "lóbulo", estas bombas reciben el nombre de "Bombas Lr:Ls", por ejemplo un rotor de 3 lóbulos y un estator de 4 lóbulos sería "Bomba 3:4", como se indica en la Figura 12.

**Figura 12.** Sistema BCP Multilobulares

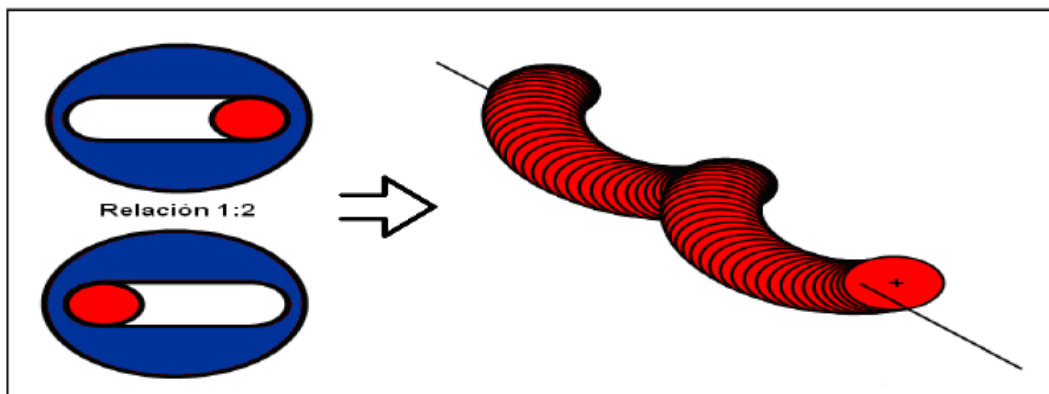


**Fuente.** CIULLA, Francesco

### 3.2.3.2. Bombas de Lóbulo Simple.

La geometría del conjunto es tal que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí, cuando el rotor gira dentro del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hacia la descarga. La mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es un pie haciéndola una bomba de una sola etapa, se trata de una geometría 1:2. Como se indica en la Figura 13.

**Figura 13.** Sistema BCP de Lóbulo Simple



**Fuente.** CIULLA, Francesco

### 3.2.4. Factores determinantes para su funcionamiento.

Para la operación de la bomba de cavidades progresivas es útil tener en cuenta las siguientes especificaciones:

- **Capacidad de Desplazamiento.** Está definida como el volumen de fluido producido por la bomba por cada rotación del rotor, esta es función de la excentricidad, el diámetro del rotor y el paso del estator. así como se indica en la Ecuación 4.

$$V = C \cdot E \cdot D \cdot Ps$$

Donde: V = Capacidad de desplazamiento (m<sup>3</sup>/día/RPM o Bbl/día/RPM)  
E = Excentricidad de la bomba (mm o pulg)  
D = Diámetro del rotor (mm o pulg)  
Ps = Paso del estator (mm o pulg)  
C = Constante (métrico: 5,76x10<sup>-6</sup> ó inglés: 5,94x10<sup>-1</sup>)

**Ecuación 4.** Capacidad de desplazamiento.

- **Requerimiento de torque y potencia.** La energía requerida para girar el motor y mover el fluido es suministrada a la bomba en forma de torque, este torque consta de dos componentes: el torque hidráulico y el torque por fricción. El torque total requerido por la bomba está definido por la Ecuación 5.

$$T_{total} = T_{hidráulico} + T_{fricción}$$

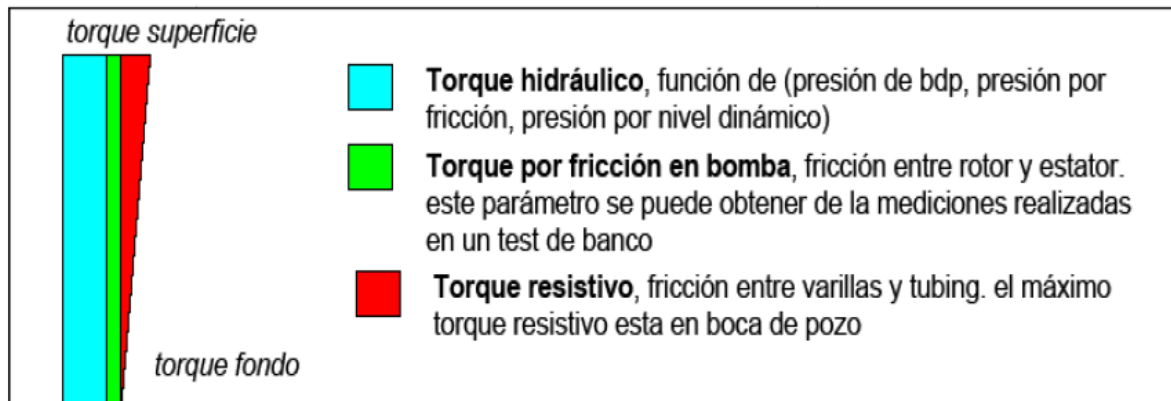
Th = Torque hidráulico (Lb\*pie)

Tf = Torque por fricción (Lb\*pie)

**Ecuación 5.** Torque total requerido.

Las definiciones de los tipos de torque mencionados en la anterior ecuación se encuentran indicadas en la Figura 14.

**Figura 14.** Distribución de Torque Total



**Fuente.** CIULLA, Francesco

### 3.2.5. Fallas

Las fallas más comunes que se pueden presentar en la utilización de una bomba de cavidades progresivas son:

#### 3.2.5.1. Fallas de estatores.

Entre las más comunes están:

- **Histéresis.** Deformación cíclica excesiva del elastómero, alta interferencia entre el rotor y estator, debido a una selección no adecuada o debido al hinchamiento del elastómero.
- **Abrasión.** Depende de abrasividad de las partículas, cantidad velocidad lineal del fluido dentro de la bomba y a través de la sección transversal de la cavidad.

### 3.2.5.2. Fallas de elastómero

Entre las más comunes están:

- **Elastómero quemado por alta temperatura.** Esta falla se da cuando la bomba trabaja sin fluido por largos períodos de tiempo.
- **Elastómero despegado.** Asociada a una falla en el proceso de fabricación. Puede también combinarse con efectos del fluido producido y las condiciones de fondo de pozo.

### 3.2.5.3. Falla de rotor

Entre las más comunes están:

- **Desgaste superficial.** Desgaste por abrasión sin afectar el material. Es el desprendimiento de la capa de cromo, sin afectar el material base. Generalmente se presenta en la parte media del rotor.
- **Desgaste profundo localizado.** Generalmente esta falla comienza por la degradación del cromo y luego continúa la pérdida del material base del rotor, o continúa un desgaste por abrasión del material base.

## 3.3. BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES

El sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible es considerado un mecanismo efectivo para el manejo de grandes volúmenes de fluido a altas profundidades, yacimientos con altos porcentajes de agua, una baja relación gas –

petróleo (RGP) y fluidos de alta viscosidad. Una unidad típica convencional del sistema de bombeo electrosumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie, cables y componentes superficiales. En la instalación típica de este tipo de bomba, la unidad se instala por encima de la zona cañoneada obligando al fluido proveniente de las perforaciones a fluir a lo largo de la tubería impulsado por la bomba centrífuga.

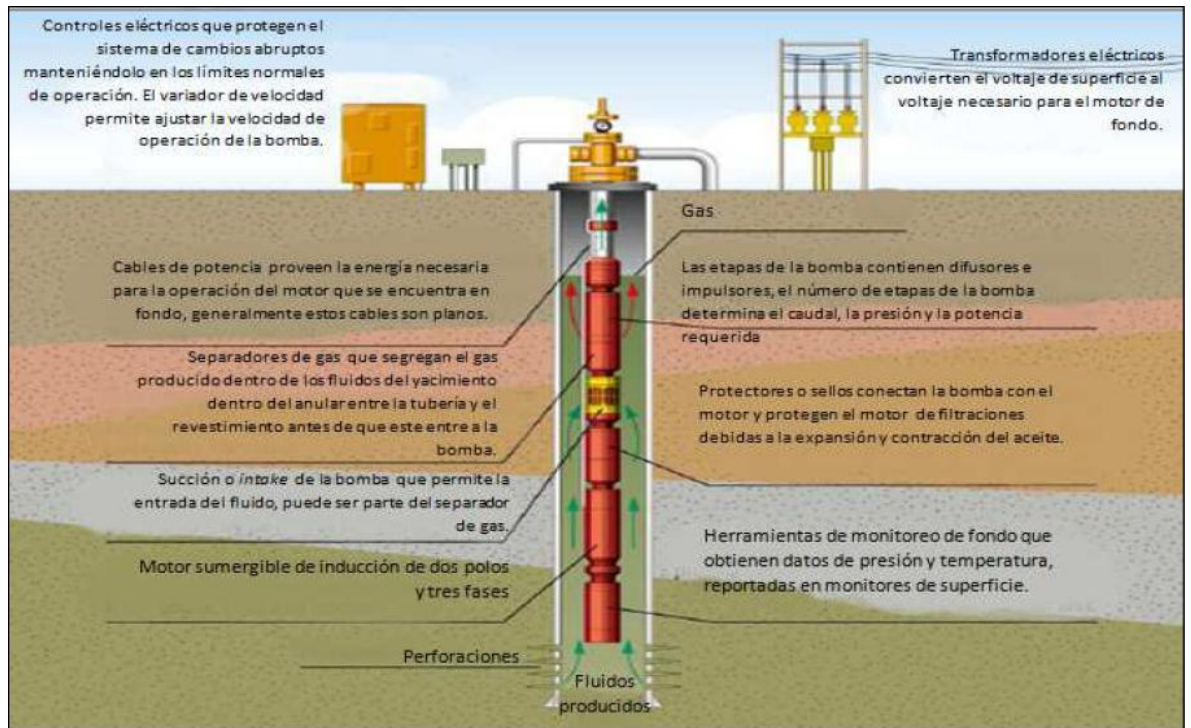
### **3.3.1. Principio de funcionamiento**

La principal función del sistema de bombeo electrosumergible, es proporcionar la energía adicional al fluido del yacimiento mediante el uso de bombas centrífugas multi-etapa, esta energía es presentada como velocidad y/o presión. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor. Cuando el fluido rodea al impulsor y este rota, se transmite el movimiento y la potencia necesaria para que el fluido ascienda.

### **3.3.2. Componentes del equipo**

Los componentes de este sistema de levantamiento pueden ser subdivididos a su vez en equipo de superficie y de subsuelo o fondo. La distribución de estos equipos se indica en la Figura 15.

**Figura 15.** Componentes del Sistema BES



**Fuente.** ARTEAGA, Johana. Introducción al levantamiento artificial

### 3.3.2.1. Equipo de superficie.

La instalación de superficie consta de un transformador reductor de voltaje necesario para la operación del variador de velocidad (VSD), el cual provee el voltaje trifásico variable al transformador, la caja de venteo es un punto de conexión del equipo de superficie con el equipo de fondo, y finalmente un registrador de Amperaje del motor electrosumergible.

- **Cabezal del pozo.** Soporta el peso del equipo electrosumergible instalado, además sirve para controlar el espacio entre el revestimiento y la tubería de producción del pozo. El cabezal va conectado a la línea de flujo de producción y a la tubería de flujo de fondo, además de proporcionar un conector donde se

realiza el empalme de cables eléctricos de fondo y superficie, como se indica en la Figura 16.

**Figura 16.** Cabezal de Pozo Sistema BES



**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum

- **Caja de venteo.** También recibe el nombre de caja de empalme y cumple tres funciones principales; la primera consiste en una conexión entre el transformador y el cable de potencia proveniente del pozo, la segunda función es “ventear” o liberar en la superficie cualquier gas proveniente del pozo atrapado en la caja protectora del cable eléctrico. Por último facilita la realización de mediciones eléctricas del equipo de fondo. La caja de venteo está provista de un registrador donde se toma los datos de la corriente del motor BES, en una carta que se denomina carta amperimétrica.
- **Controlador de voltaje o VSD (*Variable speed driver*).** Controla la velocidad de rotación del eje en el motor, permite que se varíe la velocidad de la bomba, la producción, la altura de columna dinámica. El VSD proporciona la potencia suficiente al equipo de fondo para que éste funcione en óptimas condiciones.

Permite arrancar los motores a bajas velocidades, reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas, este arranque es regulado por el plan de arranque de cada uno de los pozos a operar. Este equipo internamente se encuentra constituido por una etapa convertora, una etapa de filtrado y una etapa inversora, como se indica la Figura 17.

**Figura 17.** Controlador de voltaje sistema BES



**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum

- **Transformadores.** También recibe el nombre de banco de transformación eléctrica aquel que está constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por voltaje requerido para el motor. Lo componen el transformador elevador y el transformador reductor. El primero reduce el voltaje de distribución necesario para el funcionamiento del variador y el segundo eleva el voltaje a la salida del variador. Los transformadores

elevadores vienen equipados con interruptores que les dan mayor flexibilidad de operación como se indica en la figura 18.

**Figura 18.** Transformadores de Sistema BES



**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum

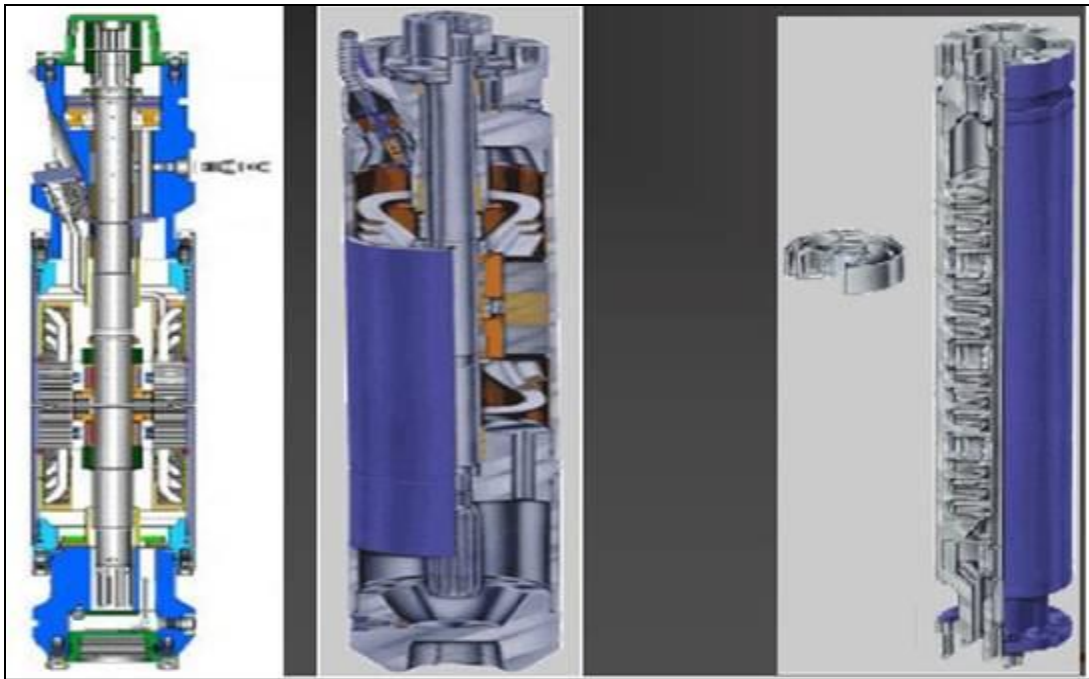
### 3.3.2.2. Equipo de fondo.

Estos componentes se mencionan en orden ascendente empezando desde el fondo del pozo: sensor de fondo, motor electrosumergible, sello o protector, separador de gas, bomba centrífuga multi-etapa y el cable eléctrico de potencia.

- **Bomba Electrosumergible.** Se trata de una bomba centrífuga ajustada a la medida de la tubería, ésta a su vez está compuesta por etapas que constan de un impulsor rotatorio y un difusor estacionario, el movimiento de rotación que realiza el impulsor, proporciona al fluido la energía cinética necesaria para que circule por el difusor, por tanto la suma de etapas genera la adición de

presiones, dando al fluido suficiente energía potencial para llevarlo hasta la superficie. El movimiento del fluido a través de las etapas de la bomba electrosumergible, se produce por la rotación del impulsor proporcionando al fluido la energía cinética necesaria para que circule por el difusor, como se indica en la Figura 19.

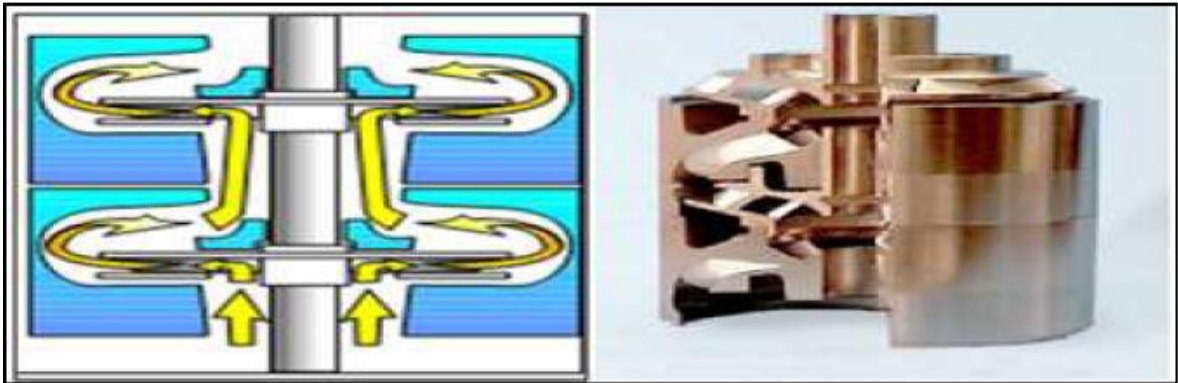
**Figura 19.** Bomba Centrifuga



**Fuente.** [www.ingenieriadepetroleos.com](http://www.ingenieriadepetroleos.com)

El impulsor está localizado en el eje de la bomba en dirección axial, ningún empuje contenido en la sección de sello, debido a que el impulsor tiene una curvatura cerrada con un diámetro y una configuración determinada que indican el nivel de aceleración del fluido. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida. Como se puede observar en la figura 20.

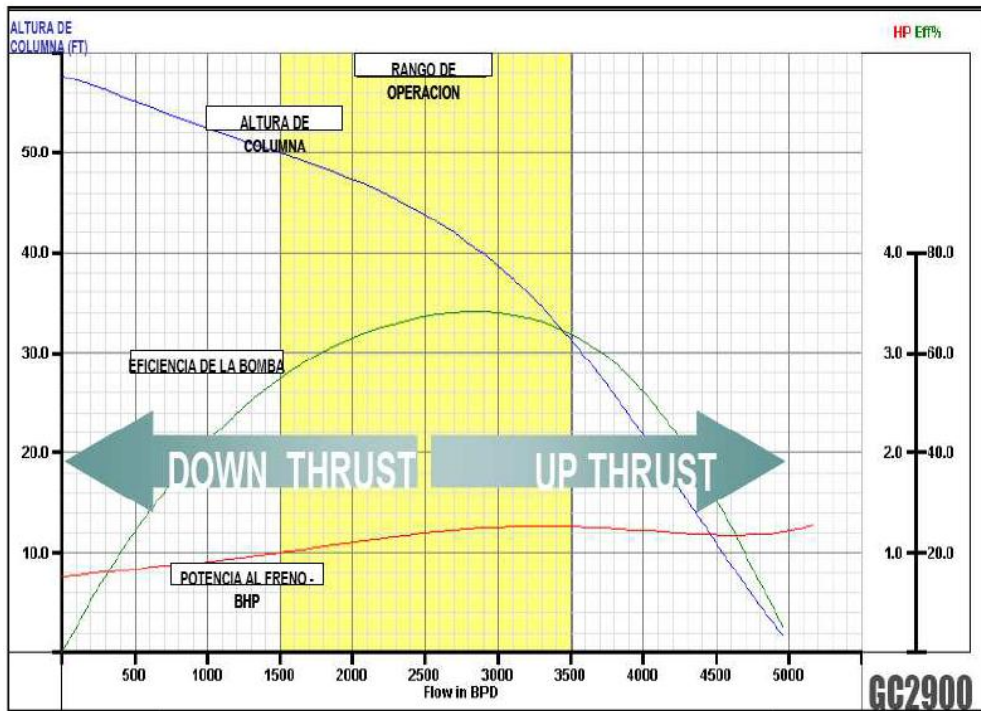
**Figura 20.** Etapa Bomba Electrosumergible



**Fuente.** CENTRILIFT.ESP Handbook

El funcionamiento de la bomba puede ser analizado por medio de la curva de comportamiento de la bomba la que indica el rango recomendado de operación como se indica en la Figura 21.

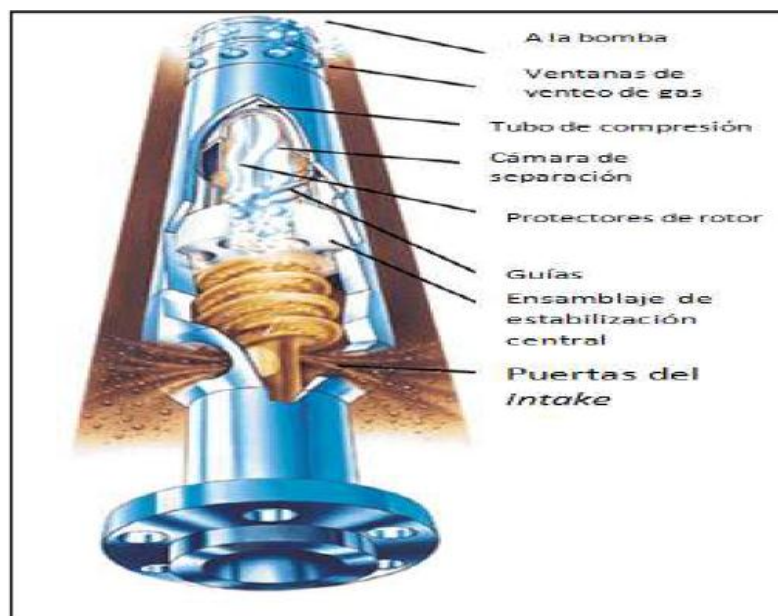
**Figura 21.** Comportamiento de Equipo BES



**Fuente.** CENTRILIFT.ESP Handbook

- **Intake o succión.** Permite el acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie. La succión puede ser convencional si no se cuenta con presencia significativa de gas o pueden estar provistas de un separador de gas. Las succiones estándar solamente cumplen con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba. La ubicación de este tipo de succión es muy importante para la realización de pruebas y determinación de parámetros de diseño y operación de la bomba.
- **Separador de gas.** Su aplicación es recomendable en pozos con una elevada relación gas petróleo (RGP), se trata de un componente opcional que normalmente se coloca entre la bomba y el protector. Desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. Los separadores de gas rotativos, utilizan la fuerza centrífuga para separar el gas del líquido. La Figura 22 muestra un separador de gas con sus particiones.

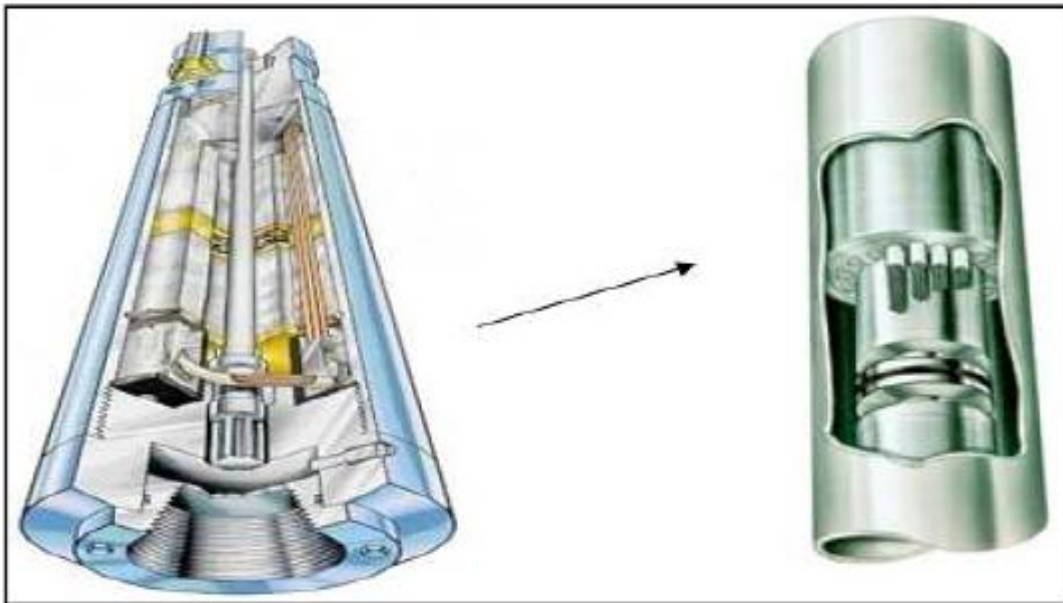
**Figura 22.** Separador de Gas BES



**Fuente.** CENTRILIFT.ESP Handbook

- **Motor electrosumergible.** Provee la energía que necesita la bomba para rotar y acelerar los fluidos que están siendo bombeados hacia la superficie, el motor electrosumergible suministra exactamente tanta HP (*Horse Power*) como la bomba multi-etapa necesite. Los motores eléctricos utilizados para este tipo de bomba son generalmente de dos polos, tres fases y tipo de inducción. Estos motores están llenos de aceite sintético con alta resistencia dieléctrica, además operan en un rango de voltaje que va desde 230 volt a 5.000 volt, los caballos de fuerza utilizados son determinados por el diámetro y la longitud del motor. El motor está compuesto por rotores usualmente de 12 y 18 pulgadas de longitud, montados sobre un eje localizado en el estator, un motor de gran longitud puede alcanzar los 33 pies y necesitará aproximadamente 800 caballos de potencia. El estator está compuesto por electro magnetos organizados para formar un cilindro hueco de un solo polo como se indica en la Figura 23.

**Figura 23.** Motor BES



**Fuente.** CENTRILIFT.ESP Handbook

El motor eléctrico colocado en la parte inferior de aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación.

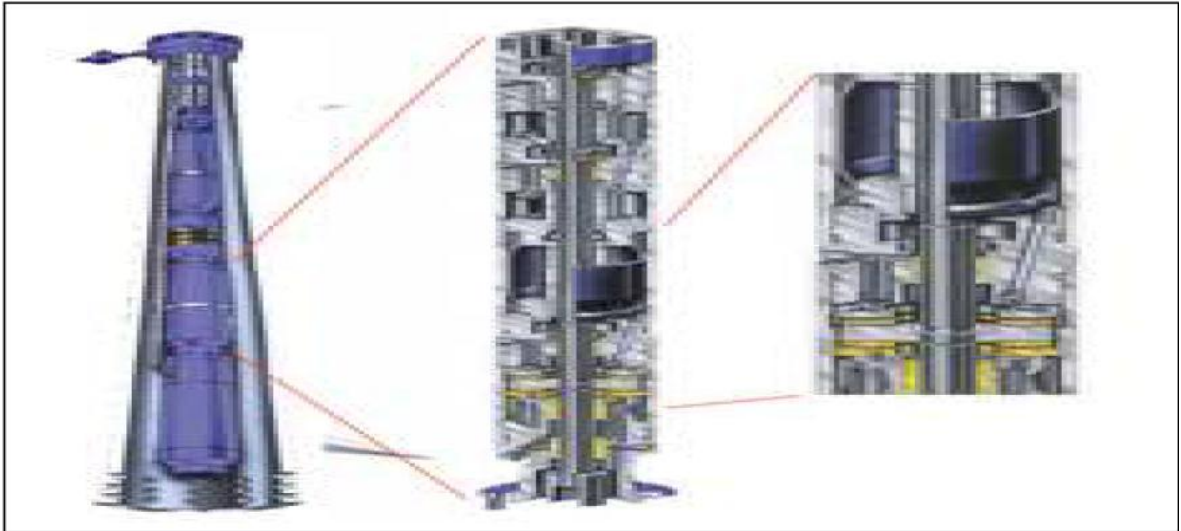
- **Protector o sello.**

Este componente también llamado sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba, está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del pozo. Las funciones básicas de este equipo incluyen:

- ✓ Permitir igualar la presión entre el motor y el anular.
- ✓ Absorber la carga axial desarrollada a través del cojinete de empuje.
- ✓ Prevenir la entrada de fluido del pozo hacia el motor.
- ✓ Proveer al motor de un depósito de aceite para compensar la expansión y contracción del fluido lubricante, durante los arranques y paradas del equipo eléctrico.
- ✓ Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.

Los sellos vienen en diferentes distribuciones dependiendo del motor de la bomba, tanto el sello superior como el inferior se constituyen en varias cámaras de aislamiento proporcionando protección contra fluidos contaminantes, como se indica en la Figura 24.

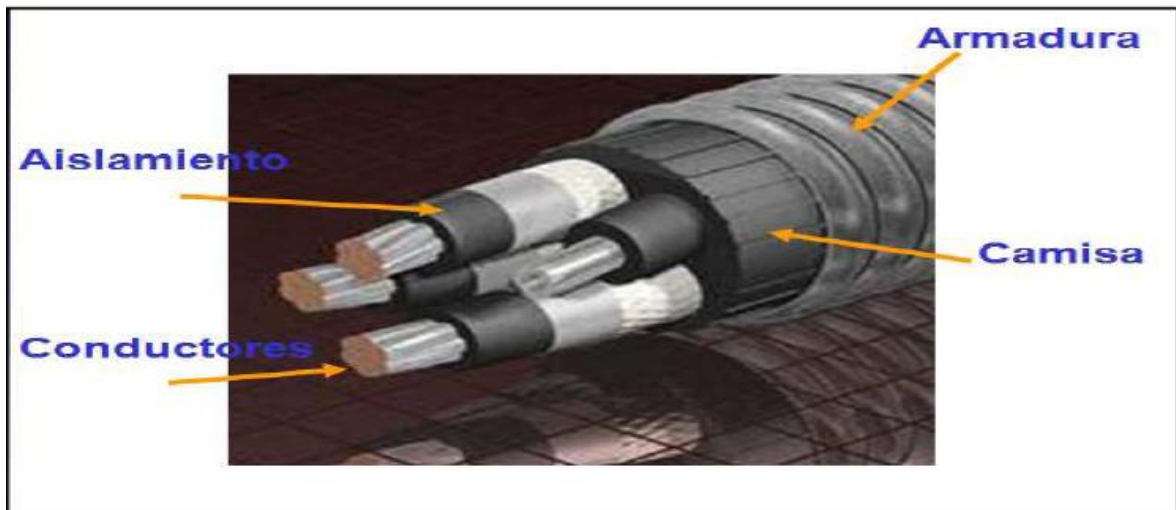
**Figura 24.** Sello Mecánico de BES



**Fuente.** CENTRILIFT.ESP Handbook

- **Cable de potencia:** este cable permite transmitir la energía desde la caja de venteo hacia el motor eléctrico en fondo, puede tratarse de un cable plano o redondo, y tener diversas capacidades de voltaje. La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos. Los cables de potencia se indican en la Figura 25. Existen varios tipos de cables en una instalación de bombeo electrosumergible:
  - ✓ **Extensión de cable plano o MLE (*Motor lead extensión*).** Una cola de cable de características especiales que en uno de sus extremos posee un conector especial para acoplarlo al motor. En el otro extremo este se empalma al cable de potencia.

**Figura 25.** Cable de Potencia Sistema BES



**Fuente.** CENTRILIFT.ESP Handbook

- ✓ **Cable de potencia.** Aquel que transmite la potencia desde la superficie al equipo de fondo.
- **Sensor de fondo.** Se encuentra instalado en la base del motor electrosumergible, se encarga de monitorear la temperatura del motor y la presión de entrada a la bomba. Está constituido por circuitos que permitan enviar señales a superficie registradas mediante un instrumento instalado en controlador, convirtiendo éstas, en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba, como se indica en la Figura 26.

Este sistema está compuesto por una unidad de lectura de superficie, un dispositivo sensor de presión y/o un instrumento sensor de temperatura colocado en la tubería de producción. La señal de fondo está conectada a la unidad de lectura de superficie, a través de los bobinados del motor y el cable de potencia.

**Figura 26.** Sensor de Fondo Equipo BES



**Fuente.** CENTRILIFT.ESP Handbook

### **3.4. BOMBEO HIDRÁULICO**

El sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico, consiste en transformar la energía mecánica suministrada por el motor de arrastre al fluido de transmisión en energía potencial para el fluido producido, por medio de una bomba que suministra un caudal determinado de aceite a una presión determinada, esta presión ejercida sobre el fluido será transmitida a lo largo de todas las direcciones con la misma intensidad. El fluido de transmisión en su mayoría agua, permite obtener mayores eficiencias gracias a su baja viscosidad, el cual en su mayoría proviene del pozo.

#### **3.4.1. Principio de Funcionamiento**

En cuanto a su función se puede mencionar dos técnicas: las bombas que proporcionan un gran caudal a presión llenando rápidamente las conducciones y cavidades del circuito, la segunda técnica da un pequeño caudal a una alta presión éstas servirán para subir y mantener la presión del circuito.

Generalmente las bombas consisten en un set de pistones acoplados, uno impulsado por el fluido de potencia y el otro bombeando los fluidos provenientes del pozo. Para una buena implementación de este método se debe manejar presiones de operación utilizadas usualmente en estos sistemas se encuentran en el rango de 2.000 a 4.000 Psi, profundidades de 1.000 a 18.000 pies, caudales de producción que varían de menos de 100 a más de 1.000 BOPD. El sistema básico de un sistema de bombeo hidráulico se indica en la Figura 27.

### **3.4.2. Componentes del sistema**

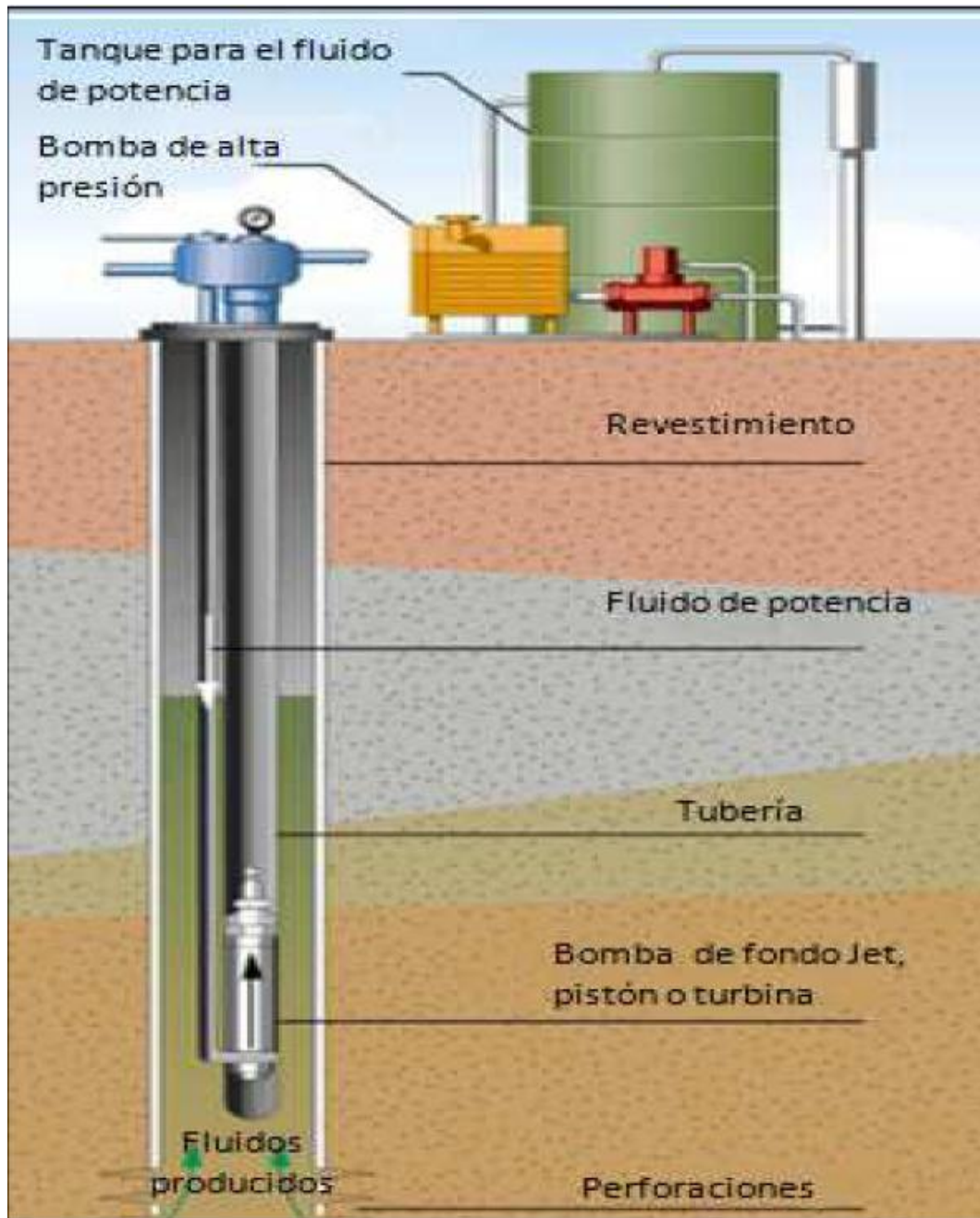
El bombeo hidráulico se divide en equipo de superficie y en equipo de fondo.

#### **3.4.2.1. Equipo de superficie.** El cual consta de 5 principales componentes.

- **Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores.** Cuando se tiene un sistema abierto el fluido de potencia proviene de los tanques de almacenamiento u oleoductos, posteriormente se suministrarán al sistema de distribución. En un sistema cerrado el fluido de potencia bien sea agua o petróleo el cual dispone de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos estos operan de manera independiente en las estaciones de producción.
- **Bombas de Superficie.** Las bombas de superficie empleadas para bombear el fluido motor a altas presiones pueden ser triplex o quíntuplex donde la más empleada es la triplex.
- **Múltiples de Control.** Cuando se están operando varios pozos desde una batería central usualmente se emplea un múltiple de control de fluido de potencia, mediante medidores de flujo global o individual, permite dirigir los fluidos a cada uno de los pozos. Para la regulación y distribución del fluido de potencia a los diferentes pozos se usan varios tipos de válvulas de control, la

más empleada en un sistema de bombeo libre es la válvula de cuatro vías o control de cabezal de pozo.

**Figura 27.** Sistema Bombeo Hidráulico

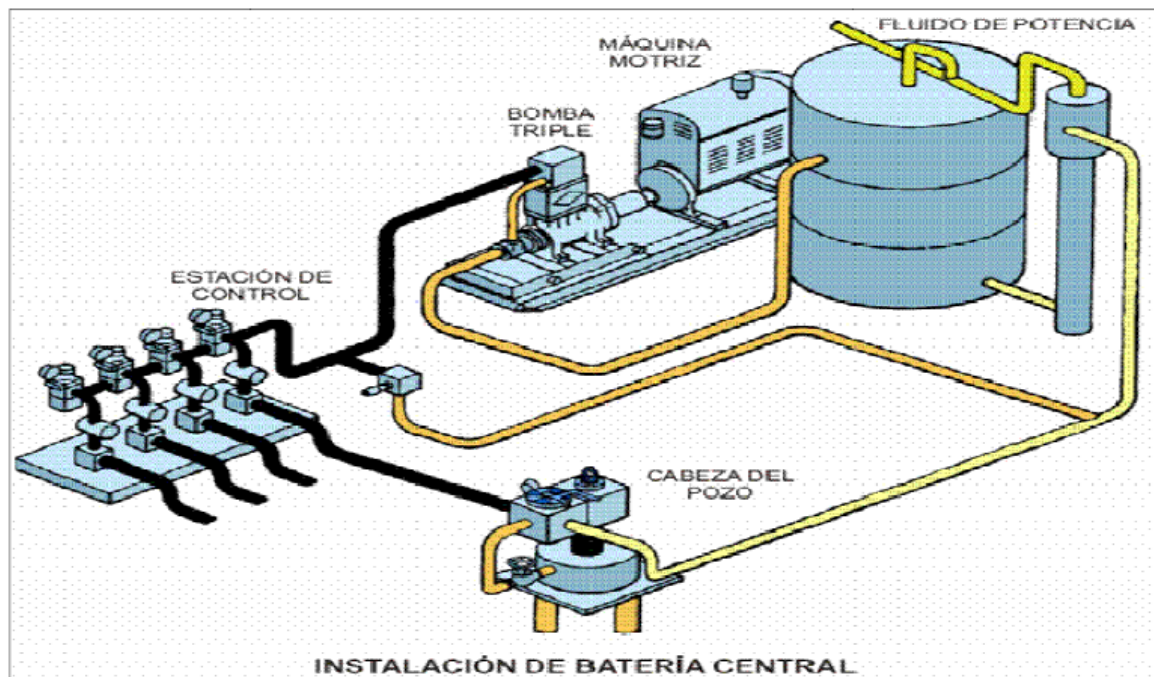


**Fuente.** ARTEAGA, Johana. Introducción al levantamiento artificial

- **Válvulas de Control.** La válvula de control de presión constante, permite regular la presión ejercida por el múltiple de control con la presión requerida por cada uno de los pozos. Esta presión es mayor que la requerida por cualquiera de los pozos. La válvula de control de flujo constante, se encarga de regular la cantidad de fluido de potencia que se necesita en cada pozo cuando se emplea una bomba recíprocante.
- **Lubricador.** Es una tubería extendida con una línea lateral para desviar el flujo de fluidos cuando se extrae o se baja la bomba del pozo.

En la figura 28 se observa el equipo de superficie para el sistema de bombeo hidráulico.

**Figura 28.** Equipo de Superficie Bombeo Hidráulico



**Fuente.** ARTEAGA, Johana. Introducción al levantamiento artificial

#### **3.4.2.2. Equipo de subsuelo.**

Consta de tres sistemas de fluidos y dependiendo de la instalación se emplean las bombas hidráulicas de succión.

- **Sistema de fluido de motor.** El fluido motor transmite la potencia a la bomba de subsuelo lubricando todas las partes móviles de la misma. Para el transporte del fluido motor y del producido se utiliza un sistema de tuberías las cuales dependen del sistema de fluido cerrado o abierto.
- **Sistema de fluido cerrado.** El fluido motor no se mezcla con el pozo, por esto se requiere el uso de tres tuberías en el fondo de pozo; una para inyectar el fluido de potencia, la otra el retorno del mismo y la última para el fluido de producción.
- **Sistema de fluido abierto.** En este sistema el fluido motor se mezcla con el pozo, para lo cual se utilizan dos tuberías una para inyección del fluido de potencia y la otra para el retorno de la mezcla.
- **Bombas hidráulicas de succión.** Las bombas hidráulicas constituyen el principal componente del sistema en fondo de pozo. Pueden ser de simple acción o de doble acción.

#### **3.4.3. Clasificación.**

El sistema de bombeo hidráulico se divide en dos clases de acuerdo al tipo de bomba de subsuelo: bomba tipo pistón y bombas hidráulicas tipo jet.

##### **3.4.3.1. Bomba tipo pistón.**

Está conformada por un conjunto de pistones con un sistema similar al bombeo mecánico, Disponen de varios conjuntos pistón cilindro de forma que mientras unos pistones están aspirando el líquido, otros lo están impulsando; el líquido pasa

a través al interior del cilindro en su carrera de expansión y posteriormente es expulsado en su carrera de compresión, produciendo así el caudal. La eficiencia de las bombas tipo pistón es en general muy buena, venciendo presiones de trabajo más elevado que las bombas de engranajes o paletas. Según la disposición de los pistones con relación al eje que las acciona se pueden clasificar de tres formas:

- **Axiales.** Los pistones son paralelos entre sí y también paralelos al eje.
- **Radiales.** Los pistones son perpendiculares al eje, en forma de radios.
- **Transversales.** Los pistones, perpendiculares al eje son accionados por bielas.

La clasificación más empleada es la axial, además de esto la bomba tipo pistón cuenta con una bomba de succión. Para su instalación se tiene la instalación convencional y la móvil o libre.

- **Bomba fija o instalación convencional.** En este tipo de instalación la bomba se sitúa en el fondo del tubing mediante un zapato que posee mayor ID que el OD de la bomba, el fluido de potencia se inyecta directamente por el interior del tubing, mientras que el fluido producido y el fluido de poder regresan a la superficie mediante el anular de los dos tubos.

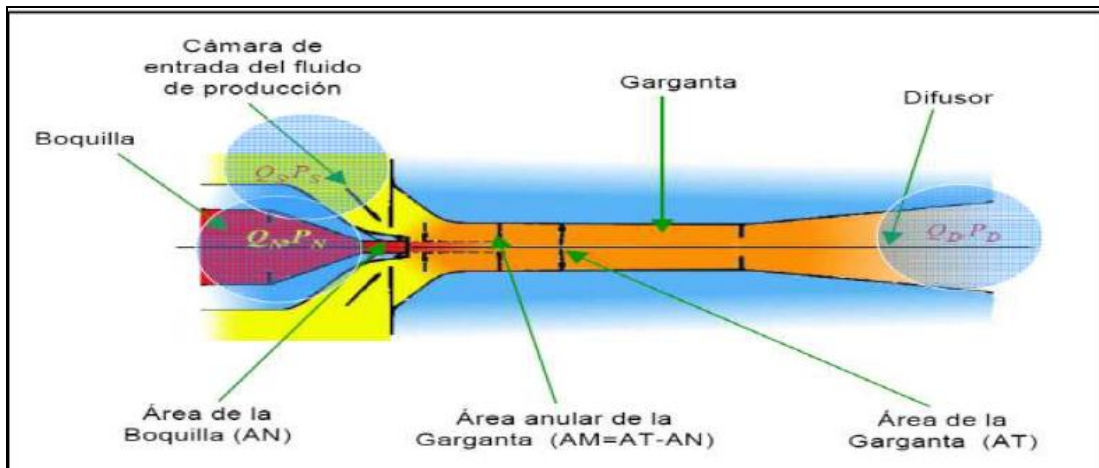
#### **3.4.3.2. Bomba hidráulica tipo jet.**

Es un sistema con dos bombas una en superficie que proporciona el fluido de potencia y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos. No requiere de varillas para la transmisión de potencia a la bomba.

Los principales componentes son la boquilla, la garganta y el difusor. El fluido de potencia entra a la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en

energía cinética el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba. La mezcla de los líquidos se hace completamente en los límites de la garganta, debido a que su diámetro es siempre mayor al de la boquilla. El sistema de operación de la bomba hidráulica tipo jet se indica en la Figura 29.

**Figura 29.** Equipo de Bombeo Hidráulico Tipo Jet



**Fuente.** ARTEAGA, Johana. Introducción al levantamiento artificial.

Al pasar a un difusor final que proporciona un área de expansión, la energía cinética restante se convierte en una presión estática que supera la presión de la columna de fluido de producción, permitiéndole a la mezcla, llegar hasta superficie.

## **4. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EMPLEADOS**

Se explicarán los tipos de completamientos y sistemas de levantamiento artificial empleados en Campo Rubiales, de igual forma se hará una breve reseña de la producción de petróleo y agua del mismo.

Es importante para el mantenimiento de la vida productiva del campo seleccionar el tipo de sistema de levantamiento artificial más conveniente, partiendo de requerimientos técnicos operativos, complejidad del yacimiento y de sus fluidos.

### **4.1. COMPLETAMIENTO DE POZOS**

La terminación o completamiento de un pozo consiste en adecuar la formación productora asegurándose de dejarla en condiciones de producir más eficientemente, esto incluye: cañoneo de los intervalos de interés, revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, empleo de empaques de grava para el control de arena y finalmente conectarla a superficie por medio de una sarta de tubería de producción la cual está diseñada para resistir condiciones de presión, composición y temperatura de los fluidos contenidos en el yacimiento. Existen algunos factores a tener en cuenta para la selección del tipo de completamiento y así asegurar una adecuada vida productiva del pozo, tales factores son:

5. Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar
6. Tasa de producción requerida
7. Reservas de zonas a completar
8. Soporte a esfuerzos
9. Corrosión

10. Consideraciones para el levantamiento artificial a ser empleado
11. Inversiones requeridas
12. Arenamiento

El completamiento de pozos tiene como principales objetivos:

- Minimizar pérdidas de presión
- Versatilidad para anticipar condiciones futuras
- Ser económicamente viable y rentable

Para lograr los anteriores objetivos, es necesario realizar un buen diseño del completamiento teniendo en cuenta los aspectos relevantes del yacimiento, estos incluyen el número de pozos potenciales, mecanismos de empuje, caudal de producción esperada y tipo de recobro a utilizar. Por otra parte, los aspectos mecánicos del diseño incluyen la implementación de válvulas de seguridad, confiabilidad de las herramientas y accesorios a emplear durante el completamiento.

#### **4.1.1. Técnicas de Completamiento**

La comunicación directa entre la formación y la tubería afecta la productividad del pozo, factores como la saturación del hidrocarburo, la porosidad, permeabilidad, propiedades del fluido y la geometría, no pueden ser controladas, mientras que el completamiento afecta el comportamiento del pozo. Durante la perforación, por medio de registros y pruebas de fase, se obtiene información relevante para la selección de la técnica de completamiento. La clasificación más generalizada es:

- **Hueco abierto.** Este tipo de completamiento se presenta cuando el pozo es perforado hasta el tope de la formación y el revestimiento es cementado a esta instancia; la perforación continúa a lo largo de la formación después de esto el

pozo es completado y producido. Este completamiento sólo es posible si se cuenta con formaciones que no tienden a desmoronarse, a su vez tiene variaciones incluyendo completamientos con grava y *liner* ranurado. Aunque esta técnica ofrece poca restricción al flujo y es económica, no tiene posibilidad de producir o tratar diferentes zonas y posee un control limitado del agua y gas producido. Este tipo de completamiento se observa en la Figura 30 A.

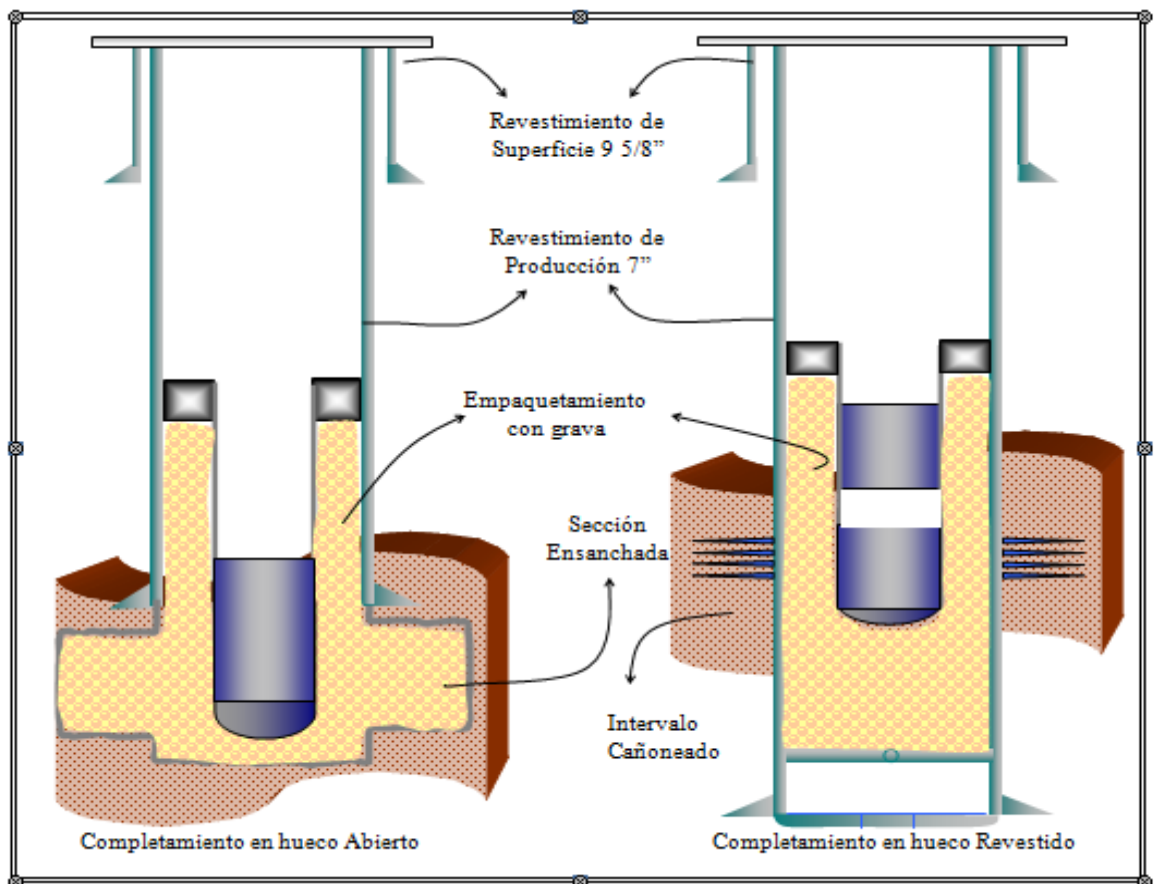
- **Hueco revestido.** Este tipo de completamiento hace referencia a un pozo que ha sido revestido y cementado a través de la formación objetivo y requiere perforaciones que comuniquen la formación con el pozo. Este es el completamiento más común, puede hacerse empaquetamientos, completamientos con grava y algunos tratamientos para la formación. Entre las ventajas de este completamiento se encuentran: permite producir de forma selectiva uno o más yacimientos, se puede cañonear encima del contacto agua petróleo, minimizando la intrusión de agua y el control de arenas o finos. Por otro lado este método es un poco más costoso. El completamiento en hueco revestido se puede observar en la Figura 30B.

#### **4.2. MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO EXISTENTES EN CAMPO RUBIALES**

De acuerdo a las propiedades básicas de roca y fluidos, existen cinco métodos de levantamiento artificial aplicables al Campo Rubiales. Estos son: Bombeo Mecánico, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Electrosumergible, Bombeo Hidráulico y Bombeo Tipo Jet. Estos dos últimos aunque aplican para este tipo de fluidos, no son recomendados para el Campo Rubiales debido a que la viscosidad del crudo Rubiales es alta impidiendo su utilización como fluido motriz elevando costos; no existe la infraestructura necesaria y las eficiencias de

estos levantamientos (por debajo del 40%, según datos de literatura) se encuentran por debajo de los otros métodos.

**Figura 30 A-B.** Completamiento en Hueco Abierto - Completamiento en Hueco Revestido



- **Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Informe de Completamiento, 2002.

Se han venido empleando los métodos de levantamiento de bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas. Se presenta una comparación de dos métodos utilizados y de uno no utilizado para ver la viabilidad de implementarlo en campo Rubiales como piloto (ESP), la cual se observa en la Tabla 3.

**Tabla 3.** Comparación entre los Tipos de Levantamiento que Aplican en Campo Rubiales

<b>PARÁMETRO</b>	<b>BOMBEO MECANICO</b>	<b>PCP</b>	<b>ESP</b>
<b>Costo de Operación</b>	Bajo Incrementa según la profundidad y altas tasas.	Bajo Se incrementa según la profundidad y altas tasas.	Relativamente bajo Si existe acceso a energía eléctrica. Los costos se incrementan directamente proporcional a la potencia.
<b>Equipo de subsuelo</b>	Facilidad de diseño del sistema. Buena selección, operación y reparo de varillas y bombas.	Buen diseño y operación. Puede existir problema con la selección inapropiada del estator.	Requiere el propio cable en motores, bombas, sellos, etc. Buen diseño y operación.
<b>Eficiencia (caballaje hidráulico de salida dividido caballaje hidráulico de entrada)</b>	Bueno Bombeo con una eficiencia aproximadamente del 50-60 %, si el pozo no está desbalanceado.	Excelente. Reporta un sistema de eficiencia aproximado del 50-70%.	Bueno Reporta eficiencia del 50% para pozos de tasas altas y del 40% para pozos de tasas bajas.

<b>Flexibilidad</b>	<p>Excelente</p> <p>Puede alterar la velocidad de longitud, tamaño del pistón y tiempo de carrera para controlar la tasa de producción.</p>	<p>Regular</p> <p>Puede alterar la velocidad.</p> <p>Unidad hidráulica provee una flexibilidad adicional que incrementa costos.</p>	<p>Pobre</p> <p>Usualmente bombea a una velocidad fija. Requiere de una cuidadosa selección en las dimensiones. Consta de un VSD que provee mayor flexibilidad pero incrementa costos.</p>
<b>Problemas Misceláneos</b>	<p>La cabeza de empaque puede fallar. (Cajas de empaques antipolucción son de fácil acceso).</p>	<p>Puede tener servicio limitado en algunas áreas.</p> <p>El conocimiento del campo y la experiencia son limitados.</p>	<p>Requiere un sistema eléctrico de alta capacidad.</p> <p>Método sensible a cambios en la tasa.</p>
<b>Costos de operación</b>	<p>Muy bajos</p> <p>Para profundidades someras a medianas (menores a 7500 ft) y con baja producción (menores a 400 BPD)</p>	<p>Potencialmente bajos, con una corta vida sobre el estator.</p>	<p>Varía Según los altos costo de la energía y la potencia.</p> <p>Los frecuentes costos de reparación son altos.</p>
<b>Seguridad de funcionamiento</b>	<p>Excelente</p> <p>Eficiencia del tiempo de carrera mayor del 95%, si se realizan buenas prácticas de operación y si son controladas la corrosión, asfaltenos, parafinas, sólidos etc.</p>	<p>Buena</p> <p>Normalmente sobre-bombeada.</p>	<p>Excelente</p> <p>En su máxima frecuencia alcanza 95% de desplazamiento de fluido comparado con su diseño.</p>

<b>Sistema (Total)</b>	<p>Procedimientos básicos para el diseño, instalación y operación según especificaciones API.</p> <p>Cada pozo es un sistema individual.</p>	<p>Sencillo para instalar y operar. Provee un diseño sencillo en instalación, especificaciones de operación y procedimientos.</p> <p>Cada pozo es un sistema individual.</p>	<p>Sencillo en su diseño pero requiere de excelentes prácticas de operación.</p> <p>Sigue las especificaciones recomendadas por el API en la parte de diseño, pruebas y operación. Cada pozo es individual usando un sistema eléctrico común.</p>
<b>Limites en dimensiones del Revestimiento</b>	<p>Problemas sólo para pozos con altas tasas. Requiere bombas de émbolos extensos. Tamaños de revestimientos pequeños. (4.5- 5.5 in) puede limitar la separación del gas libre.</p>	<p>Normalmente no hay problemas con revestimientos de 4.5 in o mayores, pero la separación del gas es limitada.</p>	<p>El tamaño del revestimiento limitará el uso de motores y bombas grandes.</p>
<b>Límites de profundidad</b>	<p>Bueno</p> <p>Varillas o estructura puede limitar la tasa de profundidad.</p>	<p>Pobre</p> <p>Limitado a profundidades relativamente bajas aproximadamente de 5000 ft.</p>	<p>Usualmente limitado al caballaje del motor o a la temperatura.</p> <p>Práctico en profundidades alrededor de los 10.000 ft.</p>
<b>Capacidades de admisión</b>	<p>Excelente</p> <p>Menor a 25 psi.</p>	<p>Buena</p> <p>Menor a 100 psi.</p>	<p>Regular.</p>

<b>Nivel de Ruido</b>	Moderadamente alto para áreas urbanas.	Bueno La unidad en superficie es la única que genera ruido	Excelente Bajo ruido. Frecuentemente preferido para áreas urbanas si la tasa de producción es alta.
<b>Presencia de sólidos</b>	Pobre Para viscosidades menores a 10 cp. Funcionamiento mejorado para viscosidades mayores a 200 cp. También se puede manejar 0.1% de arena con bombas especiales.	Excelente Arriba del 50% de arena, viscosidades altas (mayor a 200 cp). Decece a menos del 10% de arena para productores de agua.	Pobre Requiere menos de 200 ppm de sólidos
<b>Limitación temperatura</b>	Excelente El método más comúnmente usado en pozos que producen menos de 100 BPD.	Excelente Para pozos someros con una producción menor a 100 BPD.	Generalmente pobre Eficiencias bajas y costos de operación altos para volúmenes menores a 400 BPD.
<b>Capacidad de tratamiento en fluidos con altas viscosidades.</b>	Buena. Para fluidos con viscosidades menores a 200 cp y tasas bajas (400 BPD). Necesitan diluyentes de la viscosidad.	Excelente Para fluidos con altas viscosidades sin problemas de estator.	Regular Limitado a máximo 200 cp.

<p><b>Capacidad de levantamiento de grandes volúmenes.</b></p>	<p>Regular Restringido a profundidades someras usando émbolos extensos. La máxima tasa es de 4,000 BPD de 1,000 ft y 1,000 BPD de 5,000 ft.</p>	<p>Pobre Restringido a tasas relativamente pequeñas. Posiblemente 2,000 BPD de 2,000 ft y 200 BPD de 5,000 ft.</p>	<p>Excelente Limitado por la necesidad de caballaje y puede ser restringido por el tamaño del revestimiento; en 7" la máxima tasa es de 11.000 BPD, en 9 5/8", hasta 25.000 BPD. Motores Tandem y mayor número de etapas se pueden usar con óptimo desempeño hasta 7.500 ft y buen desempeño hasta 10.000 ft, pero incrementarán los costos.</p>
<p><b>Capacidad de levantamiento de pequeños volúmenes.</b></p>	<p>Excelente Es el método más comúnmente usado para pozos con producciones menores a 100 BPD.</p>	<p>Excelente Para pozos someros con producciones menores a 100 BPD.</p>	<p>Generalmente pobre Eficiencias bajas y costos de operación altos para tasas menores a 400 BPD.</p>
<p><b>Supervisión</b></p>	<p>Excelente Puede ser analizado fácilmente basado en pruebas de pozos, niveles de fluido, etc. Análisis realizado por medio de dinamómetros y computadores.</p>	<p>Falla Análisis basado en producción y niveles de fluido.</p>	<p>Falla Chequeos eléctricos.</p>

<b>Pruebas</b>	Buena Well testing sencillo con pocos problemas usando equipos y procedimientos estándares.	Buena Well testing sencillo con pocos problemas.	Buena Welltesting sencillo con pocos problemas. Para pozos con alto corte de agua y altas tasas requieren de un separador de agua libre.
<b>Corrosión/ incrustaciones</b>	Buena a excelente Tratamiento con inhibidor a través del espacio anular, usado para el control de corrosión e incrustaciones.	Buena Tratamiento factible con inhibidor a través del espacio anular.	Con fallas.
<b>Pozos desviados</b>	Fallas en ángulos de desviación mayores a 70 grados y pozos horizontales. Con éxito en casos de bombeo (15 grados por cada 100 ft.)	Pobre Poco conocimiento de las instalaciones	Buena Pocos problemas , experiencia limitada en pozos horizontales
<b>Aplicación dual</b>	Falla Incrementan problemas mecánicos, el gas es un problema en la zona inferior.	Instalaciones no conocidas.	Instalaciones no conocidas, revestimiento con extensas dimensiones podrían ser necesitados.
<b>Capacidad en el tratamiento de parafinas</b>	Regular / Buena Con posible uso de raspadores, pero ellos incrementan los problemas de operación y los costos.	Regular, Se necesita tubería de producción Se pueden circular fluidos calientes.	Regular: Tratamientos con agua y petróleo caliente, el uso de inhibidores es posible.

**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Informe de Completamiento, 2002.

Según el cuadro comparativo, el sistema de Bombeo Electrosomergible no es recomendable para el tipo de crudo producido en Campo Rubiales, debido a su alta viscosidad y los altos requerimientos de potencia. Sin embargo, para altos cortes de agua mejora su eficiencia y la tendencia del yacimiento a incrementar su aporte de agua favorece el sistema.

Cabe anotar que antes de implementar el sistema de bombeo Electrosomergible en campo, los pozos perforados eran verticales y desviados; al observar las bondades del bombeo electrosomergible, se empezó a perforar pozos horizontales para tener una mayor área de drenaje del yacimiento, obteniendo un mayor potencial de los pozos e incrementos en la Producción importantes.

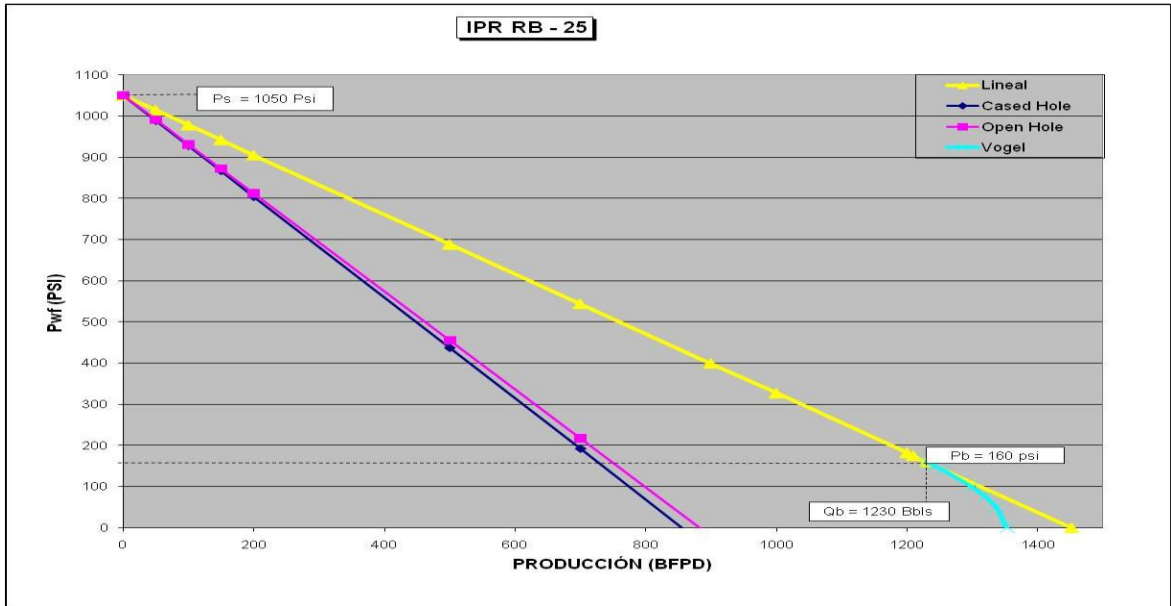
#### **4.3. POZO CANDIDATO A PILOTO PARA ESP**

Este pozo Rubiales 25 se planteó para ser escogido como piloto al tener las condiciones para instalar el levantamiento artificial de ESP. Su índice de productividad 1.38 BPD/Psi con la producción de 900 BFPD como se observa en la Figura 31.

Este pozo estuvo en producción ininterrumpida desde Agosto de 2001 en Bombeo Mecánico hasta Noviembre de 2004; durante los tres primeros meses con bombeo mecánico la tasa de fluido total fue alrededor de 730 BFPD, con un corte de agua del 40% aproximadamente, a partir de los cuales se produjeron 420 BOPD.

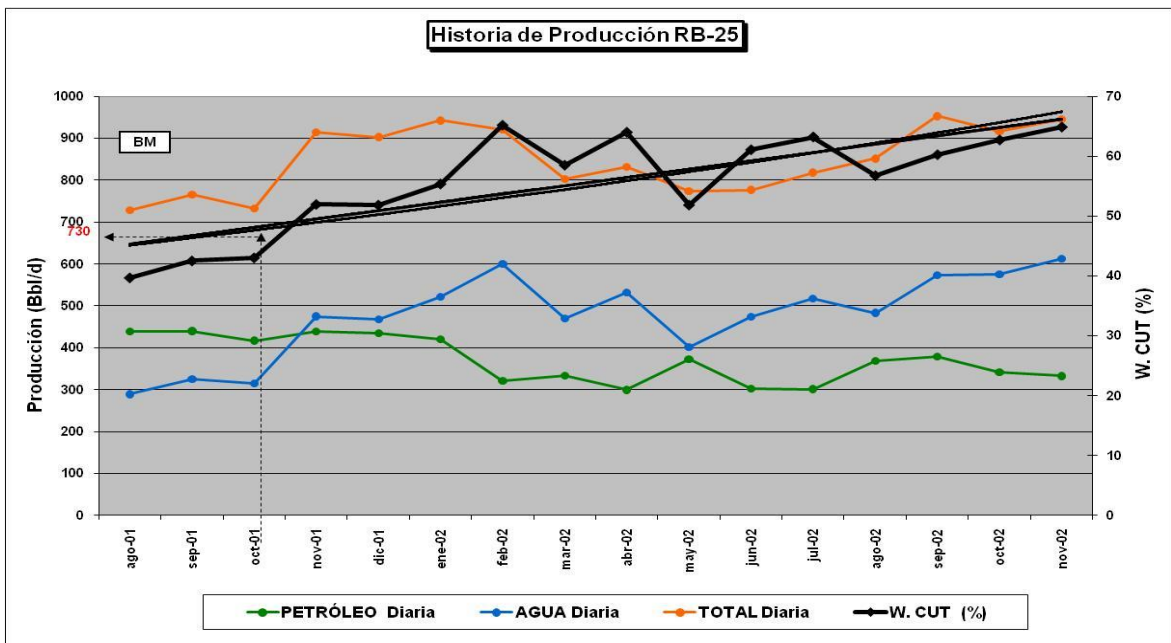
En el mes de Noviembre de 2001 se incrementa la tasa de producción a 900 BFPD, lo que determina un aumento en el corte de agua del 40 al 50 %; esta tasa se mantiene durante los tres meses subsiguientes, durante los cuales el corte de agua continuó ascendiendo hasta un 65 %.

**Figura 31. IPR Pozo RB-25**



**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum

**Figura 32. Historia de Producción Rubiales 25**



**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum

En Marzo de 2002 la tasa se disminuye a 800 BFPD y el corte de agua desciende al 60 %, este caudal de fluido total se mantiene hasta Julio; en Agosto nuevamente se decide incrementar la tasa a 850 BFPD y en Septiembre a 950 BFPD aproximadamente, este hecho determinó un aumento en el corte de agua de un 60 a un 65 % y un decrecimiento en la tasa de petróleo de 380 a 330 BOPD. En la grafica 4 se observa el comportamiento con bombeo mecánico y en la tabla 4 se muestra la historia de producción desde el año 2001 al 2011.

**Tabla 4.** Historia de Producción Rubiales 25

RUBIALES – 25					
AÑO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	BFPD	BOPD	BWPD	W. CUT (%)
2001	Bombeo Mecánico	730	420	310	40
2002	Bombeo Mecánico	820	300	515	63
2003	Bombeo Mecánico	945	335	610	65
2004	Bombeo ESP	3840	1181	2401	69
2005	Bombeo ESP	4027	1329	2698	67
2006	Bombeo ESP	4494	1124	3370	75
2007	Bombeo ESP	5056	860	4196	83
2008	Bombeo ESP	4577	686	3891	85
2009	Bombeo ESP	4570	731	3839	84
2010	Bombeo ESP	4652	605	4047	87
2011	Bombeo ESP	6110	428	5682	93

**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum.

#### **4.3.1. Análisis de producción.**

Este pozo tuvo un comportamiento estable respecto de la producción de petróleo durante el 2002, la tasa se ha mantuvo entre 300 y 380 BOPD.

Durante su historia de producción con bombeo mecánico el RB-25 presentó varios aumentos significativos en la tasa de fluido total estos incrementos obedecieron a variación en el corte de agua del pozo, asociado a aumentos en la velocidad de la bomba, con el fin de mantener la Producción de crudo por encima de 300 BOPD. En Noviembre de 2004, la producción del pozo estaba por el orden de 1181 BOPD con un corte de agua del 69 %, con un volumen total de 3.840 BFPD.

Con base en los eventos anteriormente enunciados, se pudo evidenciar que el pozo era el buen candidato para instalarle una bomba de ESP, que podría producir más de 3000 Barriles de fluido, lo que significaría un incremento significativo en la producción de petróleo en el campo.

El pozo hoy en día produce más 6500 BFPD con 95% de BSW, que afirma que el desarrollo éxito del campo es debido a sus altos IP, que se explota con el levantamiento más eficiente; aunque este sistema en su momento no era considera para la extracción de crudos pesados.

## 5. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

La evaluación financiera y económica del Proyecto permite establecer su viabilidad; la implementación de un nuevo Sistema de Levantamiento Artificial, sobretodo rompiendo algunos paradigmas como su funcionalidad en crudos pesados, entre otras, son barreras a vencer para dar paso a su desarrollo.

En los capítulos anteriores se tuvieron en cuenta todas las consideraciones técnicas, que permitieron demostrar que el Bombeo Electrosumergible puede aplicarse para la Producción de crudos pesados, aprovechando la energía del yacimiento y las altas productividades de los pozos.

Para el análisis financiero se tomó como piloto el pozo Rubiales 25, el cual fue el primer pozo en Campo Rubiales al cual se le instaló Bombeo Electrosumergible, además que estaba produciendo con Bombeo mecánico, donde se puede hacer una comparación sobre sus mejoras en Productividad y permite evaluar si el cambio es rentable y merece implementarse en todo el campo.

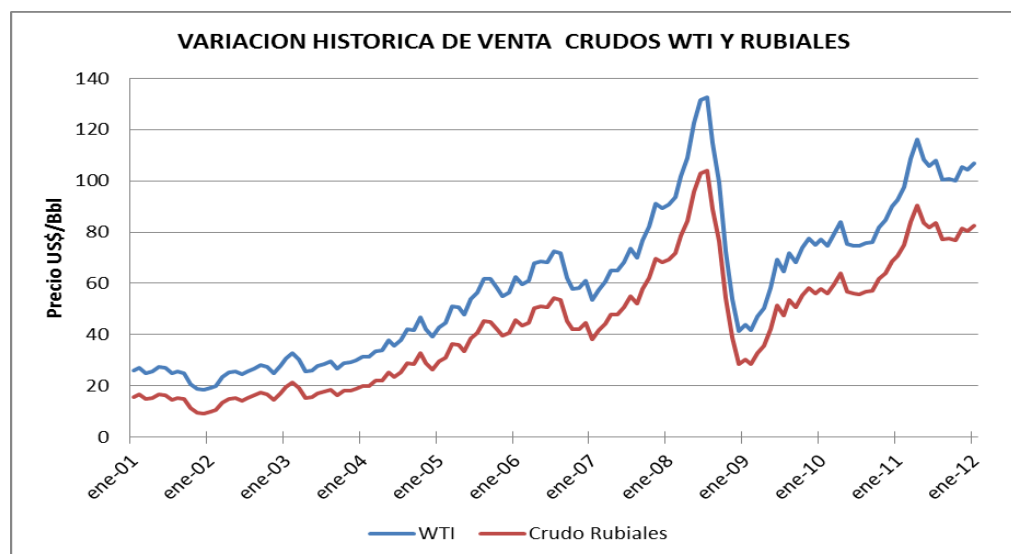
### 5.1. PARÁMETROS DE EVALUACIÓN FINANCIERA

Para determinar la viabilidad del proyecto, se consideraron algunos parámetros, y se hizo la comparación con el Método de levantamiento utilizado antes de realizar el cambio; esta evaluación se llevará a cabo a lo largo de los siguientes numerales del presente capítulo.

**5.1.1 Ingresos y financiamiento.** Los proyectos de desarrollo, exploración, perforación y producción realizados en la empresa Pacific Rubiales Energy – Metapetroleum poseen un presupuesto de inversión adjudicado anualmente; sin embargo, para los años 2003 y 2004, este presupuesto era reducido, por lo cual mostrar resultados exitosos era imprescindible.

**5.1.1.1 Determinación de precio de venta.** Para la evaluación se seleccionaron tres escenarios con relación al precio de venta del crudo, un escenario optimista, uno realista y uno pesimista. Los ingresos que recibe la compañía por la explotación de campo Rubiales provienen de la producción y venta de petróleo del mismo, teniendo en cuenta la variabilidad del precio del crudo de referencia para América WTI (*West Texas Intermediate*) se considero un promedio del precio del crudo desde el año 2001, obteniendo de esta forma un marco amplio de variación del valor de venta. El crudo producido en Campo Rubiales no cuenta con la gravedad API de referencia para el WTI y es considerado como crudo pesado, por esta razón el crudo no tendrá el mismo precio de venta y se maneja un porcentaje de 17,1% por debajo del precio de WTI, este porcentaje se encuentra definido para crudos pesados en América, más un diferencial de USD\$6, por concepto de logística y transporte. En la Gráfica 5 se observan los valores de venta del crudo WTI y Rubiales desde el 2001.

**Figura 33.** Precio WTI (West Texas Intermediate)



**Fuente.** [www.ingenieriadepetróleos.com](http://www.ingenieriadepetróleos.com)

#### **5.1.1.2 Determinación de ingresos.**

El pozo seleccionado para la obtención de ingresos del proyecto presenta caudales promedio dentro de los pozos en los cuales se implementó el sistema de Bombeo Electrosumergible; para el pozo RB-25 los ingresos se determinaron del volumen de crudo producido adicional al promedio producido por medio de Bombeo Mecánico.

La producción promedio producida por Bombeo mecánico se tomará desde Enero hasta Noviembre de 2004, mes en el cual se realizó el cambio de Levantamiento Artificial a Bombeo Electrosumergible. Este es el mes cero (0), para realizar el flujo de fondos y el análisis financiero.

#### **5.1.2 Determinación de costos asociados al proyecto.**

En este punto se incluyen todas las inversiones concernientes al desarrollo del proyecto.

##### **5.1.2.1 Costos de inversión.**

Estos costos corresponden a la compra de activos fijos, en el caso de este estudio estas inversiones se deben a la adquisición de equipos de levantamiento artificial incluyendo todos los componentes de fondo y superficie y los costos de instalación asociados.

##### **5.1.2.2 Costos variables.**

En el caso de estudio, los costos variables operacionales incluyen consumos de ACPM de generadores, revisiones de equipos por tiempo de operación, cambios de equipos y partes por desgaste, costos por tratamiento de fluido entre otros.

##### **5.1.2.3 Costos fijos.**

Se tendrá en cuenta la mano de obra, el servicio técnico residente en campo y alquiler de equipos.

#### **5.1.2.4 Depreciación.**

Los equipos de levantamiento tanto de fondo como de superficie se encuentran sujetos a este concepto; este valor se repartió en los primeros 3 años de Producción del pozo.

#### **5.1.2.5 Impuestos.**

El porcentaje de impuesto tomado para el presente caso es de un 28,8% anual valor que corresponde al que se utiliza en los proyectos vigentes en el año para la empresa interesada y está conforme con los estatutos legales vigentes.

#### **5.1.2.6 Amortización.**

Para el presente caso, este valor se asume como cero ya que se cuenta con el presupuesto asignado por la empresa para sustentar la aplicación del proyecto.

#### **5.1.2.7 Tasa de descuento.**

La compañía utiliza una tasa del 10% anual para los proyectos evaluados.

### **5.1.3 Indicadores de rentabilidad.**

Con la finalidad de proporcionar herramientas de decisión se utilizan, la relación beneficio costo (B/C), el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

#### **5.1.3.1 Valor presente neto.**

La inversión se realizó en el mes de Noviembre de 2004, mes en el cual tomaremos como tiempo cero para hacer los cálculos respectivos. La fórmula que permite calcular este indicador es :

$$VPN = \frac{Vt}{(1+i)^n}$$

Donde:  $VPN$  = valor presente neto del flujo de caja realizado

$Vt$  = corresponde al valor de flujo de caja en un determinado período

$i$  = interés en el período  $n$

$n$  = número de períodos considerados

**Ecuación 6.** Valor Presente Neto

### 5.1.3.2 Relación beneficio costo.

La siguiente ecuación se usa para determinar este indicador :

$$B/C = \frac{V_{pnl}}{V_{pnE}}$$

Donde:  $B/C$  = relación beneficio-costo

$V_{pnl}$  = valor presente de los ingresos totales

$V_{pnE}$  = valor presente de los egresos totales

**Ecuación 7.** Relación Beneficio - Costo

### 5.1.3.3 Tasa interna de retorno.

Es la tasa máxima de interés que podría pagar un proyecto por los recursos utilizados para recuperar la inversión y que tenga entradas y gastos iguales. Viene a ser la tasa de ganancia del proyecto. Este indicador se evalúa bajo las siguientes consideraciones:

- Si la TIR es igual a la tasa de descuento, el proyecto se encuentra en un punto de equilibrio.

- Si la TIR es mayor a la tasa de descuento, el proyecto se considera atractivo desde el punto de vista de rentabilidad.
- Si la TIR es menor a la tasa de descuento, el proyecto no representaría ganancias en su aplicación.

## 5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

El pozo RB-25 fue el primero al cual se le realizó cambio de Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo mecánico a Electrosurgible; En el anexo B se encuentra tabulada la producción de crudo del pozo Rb-25 desde Enero de 2004, hasta Noviembre de 2004, fecha en la cual se realizó el cambio de sistema. En esta misma tabla se encuentra registrada la Producción del pozo después de realizado el Workover.

Para evaluar los resultados de la operación, se tomó como base la Producción promedio del pozo mediante Bombeo mecánico y se realizó el flujo de caja sólo con la Producción incremental obtenida con Bombeo Electrosurgible.

Los resultados fueron muy positivos, los cuales veremos en la tabla 5.

**Tabla 5.** Resultados Flujo de Fondos Pozo RB-25

Cuadro de resultados Flujo de Fondos	
	RB -25
Tasa de oportunidad empleada	10%
Tiempo de operación (Meses)	36

Producción promedio de crudo (BOPM)	21.918
Precio del crudo (US\$/Bls)	\$ 45,0
Total regalías (20%)	\$ 6.787.095
Ingresos del proyecto	\$ 27.148.378
Alquiler de equipos	\$ -
Transporte de carga	\$ -
Asesoría especializada en caso de reparación	\$ -
Mantenimiento de equipos	\$ 138.600
Servicio técnico de levantamiento artificial	\$ 138.600
Consumo de ACPM	\$ 432.000
Servicios equipos de generación de operación	\$ 126.000
Consumibles combustible de operación	\$ 25.200
Generadores	\$ 648.000
Costos operacionales de producción (US\$/mes)	\$ 109.588
Costos variables totales	\$ 570.600
Costos fijos totales	\$ 799.200
Costos totales	\$ 1.479.388
Depreciación	\$ 237.655
Utilidades antes de impuestos	\$ 25.540.923
Porcentaje de impuestos	28,80%
Impuestos	\$ 7.355.786
Utilidad después de impuesto	\$ 18.185.137
Valor de desecho	\$ -
Inversión de instalación	\$ 105.355
Inversión de activos fijos	\$ 250.415
Ingresos Netos	\$ 18.067.022

**Fuente.** LOS AUTORES

### **5.2.1 Ingresos totales.**

Dentro de los ingresos considerados para el proyecto se considera los caudales de crudo mensualmente producidos por el pozo, por encima del promedio obtenido con Bombeo Mecánico; esta Producción se multiplicó por el precio de venta de crudo, al cual se le aplicó un diferencial de 17,1% por debajo del WTI, más USD\$6 por concepto de Transporte y logística. Estos ingresos totales se encuentran sujetos a un porcentaje de regalías del 20% aplicado a ganancias provenientes de la producción de crudo en Colombia.

### **5.2.2 Costos variables totales.**

Dentro de los costos considerados variables tanto para el cambio de levantamiento como para el sistema original, se encuentra la mano de obra especializada en caso de reparación de equipos asociada al tiempo de producción o el caudal producido de cada uno, los gastos de energía en consumo de ACPM, alquiler de equipos y compra de repuestos entre otros, para la curva real el valor total de costos variables es de 11.500 US\$ mientras que para el pozo con Bombeo Electrosumergible el valor es de 15.850 US\$ por mes.

### **5.2.3 Costos fijos totales.**

Los costos fijos incluidos en el análisis responden al mantenimiento de equipos, servicios de equipos de generación de operación; este valor asciende a 12.000 US\$ para el pozo en Bombeo mecánico y 22.200 US\$ con Bombeo Electrosumergible.

### **5.2.4 Depreciación de equipos y valor de desecho.**

Para los equipos utilizados se tomó un tiempo de vida útil de 36 meses, depreciándolos totalmente.

### 5.2.5 Indicadores Financieros.

La inversión es muy baja comparada con los dividendos recibidos. El proyecto presenta una rentabilidad muy alta, mostrando una Tasa Interna de Retorno superior al 100%, pues la inversión se recupera antes del segundo mes de operación.

Asimismo la relación Beneficio – Costo se encuentra muy por encima de lo esperado. Como se observa en la tabla 6

**Tabla 6.** Indicadores Financieros Pozo RB-25

Indicadores Financieros	
	RB - 25
VPN	\$ 5.283.413
TIR	117,51%
B/C	15,85

**Fuente.** LOS AUTORES

Luego de los resultados obtenidos con el pozo Rubiales 25, se masificó la instalación de Bombeo electrosumergible para los pozos de Campo Rubiales; instalándose en 84% de los pozos del campo actualmente; cabe anotar que este pozo (Rubiales 25) es vertical, el cual no presenta tan alto potencial como los pozos horizontales, en los cuales la Producción de Hidrocarburos ha alcanzado valores de hasta 4.000 BOPD por pozo.

En el año 2002, Campo Rubiales contaba con 6 pozos activos con Bombeo Mecánico, sistema apropiado para el tipo de crudo producido; en Diciembre de ese mismo año inició una campaña de workover, en la cual se implementó el Sistema de Cavidades progresivas en 7 pozos (4 activos más 3 reactivados), mostrando

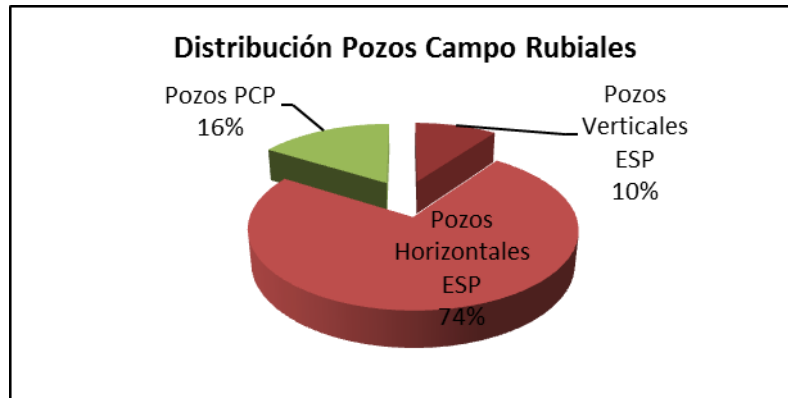
excelente desempeño, lo que llevó a implementar este sistema de levantamiento a 13 pozos nuevos para alcanzar en Diciembre de 2003 un total de 20 pozos con dicho sistema, y un incremento en la Producción del campo a 5.000 BOPD, gracias a la campaña de perforación y la entrada del CPF.

En Noviembre de 2004 inició la implementación del sistema de levantamiento artificial con Bombeo Electrosumergible (ESP), con no muy altas expectativas debido a los diferentes paradigmas y a la información encontrada en literatura. Se instalaron 6 sistemas ESP reactivando algunos pozos que se encontraban cerrados, y se realizaron cambios de levantamiento, arrojando resultados superiores a los esperados. Con estos resultados, la compañía cambió su criterio respecto al sistema ESP y alcanzó a mediados de 2005 la meta de 8.000 BOPD y un año más tarde los 12.000 BOPD con 28 pozos, de los cuales 14 estaban completados con ESP y se cambió por completo el Bombeo Mecánico.

Hoy día, Campo Rubiales produce 175.000 BOPD convirtiéndose en el campo con mayor Producción en el país, con 372 pozos productores, de los cuales el 84% fueron completados con ESP y el 16% restante con sistema PCP. Los equipos ESP en Campo Rubiales se instalan principalmente en pozos horizontales, aunque también se han completado 37 pozos verticales con alto potencial, lo que equivale al 10% del total de campo, y 74% ESP instalados en pozos horizontales.

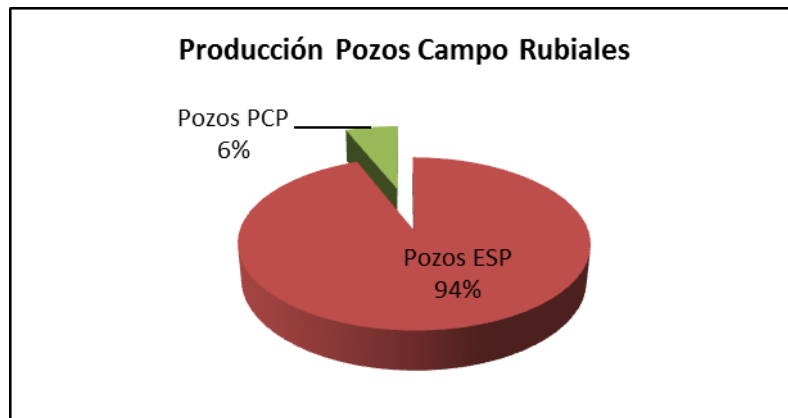
En términos de Producción, los equipos ESP aportan el 94% de la Producción, mientras que el 6% restante se produce con pozos completados con sistema de Cavidades Progresivas.

**Figura 34.** Distribución Pozos completados en Campo Rubiales Actualmente



**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum.

**Figura 35.** Distribución de la Producción de Campo Rubiales, según Sistema de Levantamiento Artificial



**Fuente.** PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum.

## 6. CONCLUSIONES

- La alternativa de levantamiento más apropiada técnica y económicamente que mejor maneja los cambios de presión de flujo y el corte de agua para el pozo RB- 025 es el sistema electrosumergible, mejorando el manejo del corte de agua y aumentando la producción de crudo.
- Se tomó la decisión de implementar bombeo electrosumergible en algunos pozos del campo Rubiales con buenos resultados y proyectando a futuro el incremento en producción.
- Debido al mecanismo de producción del Campo Rubiales (Empuje por acuífero altamente activo) y a partir de las tendencias de producción en los pozos, estos producirán cortes de agua que aumentarán con la vida productiva del pozo, independientemente del tipo de levantamiento utilizado.
- Cuando la tasa de producción de petróleo se ha mantenido estable, o con tendencia a producción creciente en los periodos inmediatamente anteriores al incremento en el caudal de fluido total, se presenta un aumento en la producción de petróleo, que es directamente proporcional al periodo de producción estable antes de aumentar el flujo total del pozo.
- Los pozos de campo Rubiales al pasar su vida productiva su IP va ir aumentado debido al incremento de su corte de agua, con base en este comportamiento propio del yacimiento, permite instalar bombas electrosumergibles como el mejor método para optimizar la producción.

## 7. RECOMENDACIONES

- Realizar la caracterización de las posibles etapas productivas que se espera en un pozo dependiendo de su comportamiento tipo. Este podría predecirse basados en la información adquirida durante la perforación del pozo.
- Los diseños del sistema de levantamiento artificial a implementar deberán realizarse para las condiciones de producción que se esperan en un pozo en toda su vida productiva.
- Instalar en todos los pozos de desarrollo del campo Rubiales el sistema de levantamiento artificial de bombeo Eletrosumergible, en pozos verticales como horizontales.

## 8. BIBLIOGRAFIA

- ARTEAGA, Johanna. Introducción al levantamiento artificial, Schlumberger Ltd. 2007.
- BOYUN, Gud. Petroleum production engineering, Elsevier Science & Technology Books, 2007,
- CENTRILIFT - BAKER HUGHES OILFIELD SERVICES, Submersible Pump Handbook, Claremore, Oklahoma.1997.
- CIULLA A, Francesco. Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva: Weatherford artificial lift systems.
- CURRIE, Jansen. Modelling and Optimisation of Oil and Gas Production Systems, Tudelft. 2004.
- DEVOLOD, Havard. Oil and gas production handbook, ABB ATPA Oil and Gas, 2006,
- KERMIT E, Brown. The technology of artificial lift Methods, Penn well Corp.1982.

- MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. ESP Oíl, 2008.
- Norma NTC ISO 9001:2008
- PACIFIC RUBIALES ENERGY, METAPETROLEUM. Informe de Completamiento, 2002.
- PADILLA FERMIN, Mariela. Métodos de producción nivel III, Operaciones de producción, 2006
- Sistema de documentación de Pacific Rubiales Energy.

**ANEXO A**

**CONSIDERACIONES ANALISIS FINANCIERO**

FLUJO DE FONDOS DEL PROYECTO														
RUBROS MESES			ene-04	feb-04	mar-04	abr-04	may-04	jun-04	jul-04	ago-04	sep-04	oct-04	nov-04	PROMEDIO
<b>INGRESOS</b>														
	Producción (BOPD)	Pn	411	351	292	284	287	360	308	311	297	290	390	325
+	Producción (BOPM)	Pn	12.751	10.178	9.042	8.514	8.912	10.795	9.542	9.627	8.913	8.997	11.688	9.905
	Precio (US\$/Bls) WTI	Pv	31	31	34	34	38	36	38	42	42	47	42	38
+	Precio (US\$/Bls) Rubiales	Pv	20	20	22	22	25	23	25	29	29	33	29	25
+	Ingresos Totales	In	255.395	203.144	198.112	186.882	224.572	253.248	242.759	278.029	254.288	295.625	339.081	248.285
-	Regalías (20%)	Rg	51.079	40.629	39.622	37.376	44.914	50.650	48.552	55.606	50.858	59.125	67.816	49.657
+	Ingresos Proyecto	In	204.316	162.515	158.490	149.506	179.657	202.599	194.207	222.423	203.430	236.500	271.265	198.628
<b>EGRESOS</b>														
	Servicio técnico de levantamiento artificial (BES)		2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
	Consumo ACPM generadores		9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000
-	Costos fijos	CF	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
	Servicios equipos de generación operación		500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
	Consumibles combustible operación		9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000
	Generadores		23.500	23.500	23.500	23.500	23.500	23.500	23.500	23.500	23.500	23.500	23.500	23.500
	<b>Total costos</b>		180.816	139.015	134.990	126.006	156.157	179.099	170.707	198.923	179.930	213.000	247.765	175.128
	<b>Flujo del Proyecto</b>													

SISTEMA ESP P100 72 etapas				
Item	Descripción	Cantidad	Precio unitario (US\$)	Total (US\$)
1	Caja de venteo	1	602,45	602,45
2	Sensor de fondo Centinel	1	10.859,34	10.859,34
3	Panel de superficie sensor de fondo	1	3.779,86	3.779,86
4	Motor KMHG serie 562 228HP/1425 Volt/98 Amp	1	18.642,83	18.642,83
5	Sello GST3 4B HL PFS	2	5.086,18	10.172,36
6	Intake GPXARCINT H6	1	1.604,37	1.604,37
7	Bomba serie 538 centurion, 72 etapas P100 SSD	1	14.591,81	14.591,81
8	Cable de potencia CELF, FLAT, AWG No 2, 5 Kv.GALV ARMOR	3000	7,62	22.869,00
9	Cable de extensión MLE	60	30,16	1.809,36
10	Variador de velocidad GCS NEMA 4 Reda ESPDII WHT 2250 4GCS MOV 12P-Filtro pasivo Yaskawa - supresores de picos TVSS	1	65.189,00	65.189,00
11	Transformadores elevador SUT SOUTHWEST XFMR 260KVA 480/1100-3811	1	14.870,37	14.870,37
12	SKID	1	21.259,62	21.259,62
<b>TOTAL SISTEMA ESP SIN IVA</b>				<b>186.250,36</b>
<b>TOTAL SISTEMA ESP IVA INCLUIDO</b>				<b>216.050,42</b>

BOMBA ESP	237.655	
INSTALACION	105.355	

Costos de instalación				
Item	Descripción	Precio unitario (US\$) sin IVA	Total (US\$) IVA incluido	
			Día 1	Día 2
Tubería de completamiento y accesorios	Instalación bomba	20.500	23.780	
	Skid	20.100	23.316	
	Pup joint 5'	237	275	
	Pup joint 4'	200	464	
	Tbg 3 1/2" (2.800Pies)	25.312	29.362	
Taladro	Taladro por día	5.000	5.000	5.000
	Movilización equipo	2.500	2.500	2.500
	Movilización personal	630	630	630
Personal	Cuadrilla	180	180	180
	Ingeniero	700	700	700
	Comida personal	280	280	280
<b>Total</b>			86.487	9.290
			95.777	

