

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO  
CONVENCIONAL A PARTIR DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y  
BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS APLICADO AL CAMPO  
COLORADO**

**DEREK YULEISA VEGA ZUÑIGA  
JOAN SEBASTIAN LARA CEPEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO  
CONVENCIONAL A PARTIR DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y  
BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS APLICADO AL CAMPO  
COLORADO**

**DEREK YULEISA VEGA ZUÑIGA  
JOAN SEBASTIAN LARA CEPEDA**

**Trabajo de Grado para obtener el título de Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR**

**Manuel Enrique Cabarcas Simanca  
Ingeniero de Petróleos**

**CODIRECTOR**

**Julio Cesar Pérez Angulo  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar a Dios, por regalarnos el don de la sabiduría y la fortaleza para finalizar este proyecto de grado.

Al ingeniero Manuel Cabarcas, director del proyecto, que estuvo siempre apoyándonos y compartiendo sus conocimientos profesionales para con nosotros.

Al Ingeniero Julio Pérez, Co-director del proyecto, que estuvo siempre atento al seguimiento del mismo.

Al Ingeniero José Fonseca, Ingeniero de producción del Campo Escuela Colorado Uis, por su amabilidad y apoyo.

Al ingeniero Adolfo Polo, Ingeniero químico UIS y profesor de la escuela de Ingeniería de Petróleos, por su gran amistad hacia nosotros, por su apoyo incondicional y enseñarnos el valor de la perseverancia.

Al ingeniero Néstor Raúl D'croz, Ingeniero mecánico UIS y profesor de la escuela de Ingeniería Mecánica, por su gran colaboración, por su gran calidad humana y respaldo en todo momento.

## DEDICATORIA

*La realización de este proyecto, de este gran sueño, de culminar una etapa más de vida, de mi último esfuerzo de pregrado, en donde he plasmado lo aprendido en 6 años de carrera y de crecimiento como persona, solo tengo palabras de agradamiento para los que estuvieron ahí conmigo, en los momentos duros y los alegres, Esto es para ustedes.*

*Este gran sueño solo fue posible por la ayuda incondicional de mi DIOS PADRE TODO PODEROSO, Él cual nunca me abandonó, siempre me dio fortaleza y estuvo a mi lado en los momentos de alegría y de desespero, por eso se la dedico a Él, porque Él es el más grande y hermoso de todo.*

*Seguidamente a mi Madre hermosa, la cual me apoyó desde el primer momento que comenzaron a surgir las ideas para una TESIS, la que se le alegró, la que luchó, la que lloró, la que oró en los momentos difíciles, la que siempre estuvo atenta de este proceso y a la que le debo TODO, para que se sienta orgullosa del esfuerzo realizado que su hija se convierta en Ingeniera de Petróleos*

*A mi WILSON, hombre de respeto que con una sola llamada me dejaba sentir su alegría cuando le contaba que todo iba bien, siempre estuvo ahí para decirme “Se puede Hija, no Desesperes, Te quiero Mucho y que Dios siempre te Bendiga”, esas palabras solo te tocan cuando te las dice un verdadero padre y a mí me llenaban de gozo, de saber que esas lagrimas eran de felicidad-*

*A mi hermano, porque siempre fue y será un ejemplo profesional para mí, porque sé que las cosas hay que lucharlas, hacerlas bien para recoger los frutos, también porque en los últimos momentos estuvo dándome el apoyo que necesitaba, y la felicidad de una madre de saber que cumplió y logró que sus dos hijos sean profesionales.*

*A mi novio, que fue mi bastón durante este tiempo, el que traspasó, se preocupó, se interesó, el que celebró mis triunfos, el que sufrió mis derrotas y el que me impulsaba a seguir adelante, diciéndome “tu lo puedes todo, tu eres grande”, este final te lo dedico a ti amor, gracias por nunca darme la espalda y estar ahí conmigo TE AMO demasiado mi Alex.  
Derek Yuleisa Vega Zuñiga*

## DEDICATORIA

*Quiero dedicarle este triunfo primeramente a Dios, quién siempre estuvo ahí y sé que sin Él nada de esto hubiese sido posible.*

*A mis padres, Hilda y Pedro, quienes son el motor de mi vida, lo mejor que puedo tener, a ellos por su incondicional apoyo por siempre confiar en mí y por estar alentándome en cada momento de dificultad, hoy solo puedo dar gracias a Dios por darme a los mejores padres del mundo, muchas gracias por sacarme adelante los amo con todo mi corazón*

*A mi familia en especial a mi abuelita ya que con sus oraciones y su apoyo logré culminar con este trabajo una de las etapas en mi vida, y a mis tios quienes confiaron ciegamente en mí y creyeron que lograría hacer de un sueño una realidad.*

*A mis amigos Marlon, Carlos, Susana, Zaira, Chaverra, Lichy, Duarte, Julián y todos aquellos que siempre estuvieron ahí conmigo, acompañándome en las buenas y en las malas, su compañía durante este trayecto fue de vital importancia.*

*A Karen por su incondicional apoyo durante esta última etapa tan importante, por estar siempre ahí y creyendo que saldría adelante.*

*Al Ingeniero Adolfo Polo Rodríguez, mi amigo quien siempre estuvo ahí en cada momento difícil alentándome y dándome fuerzas para salir adelante y sobrellevar cada uno de esos obstáculos, además por brindarme su amistad e incondicionalidad en estos años de carrera.*

*A todos y cada uno de mis profesores quienes me brindaron lo mejor de ellos para poder formarme tanto de una manera profesional como personal*

*Al viejo Nacho a quien le debo mucho ya que gracias a sus reflexiones, historias y ayuda pude lograr salir adelante durante toda mi carrera.*

*No podía faltar a toda la gente que me acompañó en chocolisto donde pude compartir grandes momentos y vivencias de todos y cada uno de los que estuvieron allí conmigo y que complementaron de una u otra manera mi tiempo aquí en Bucaramanga.*

JOAN SEBASTIAN LARA CEPEDA

## CONTENIDO

PÁG

<b>INTRODUCCION .....</b>	<b>20</b>
<b>1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES....</b>	<b>22</b>
1.1. GENERALIDADES DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONAL .....	22
1.2. TIPOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONAL	23
1.2.1. GAS LIFT .....	23
1.2.2. BOMBEO MECANICO .....	28
1.2.3. BOMBEO HIDRAULICO .....	34
1.2.4. BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS.....	43
1.2.5. BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE .....	48
1.2.6. SCREENING SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES .....	53
<b>2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL ..</b>	<b>57</b>
2.1. GENERALIDADES DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL .....	57
2.2. TIPOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL .....	57
2.2.1. PLUNGER LIFT .....	57
2.2.2. CHAMBER LIFT .....	62
2.2.3. BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE CON GAS LIFT .....	66
<b>3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL, ELECTRO SUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS. ESPCP .....</b>	<b>72</b>
3.1. RELACION ENTRE PCP Y ESP .....	72
3.2. BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS ELECTRICO SUMERGIBLE-ESP73	
3.2.1. EQUIPO DEL SISTEMA ESPCP .....	74
3.2.1.1. EQUIPO DEL SUBSUELO .....	74
3.2.2. CARACTERISTICAS OPERACIONALES.....	82
3.2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS .....	84
<b>4. RESEÑA DE CAMPO ESCUELA COLORADO .....</b>	<b>85</b>
4.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	85
4.2. DATOS HISTÓRICOS .....	86

4.3.	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO .....	87
4.3.1.	CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO .....	89
4.4.	DATOS DE PRODUCCIÓN .....	89
4.5.	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO IMPLEMENTADO .....	91
4.5.1.	PROBLEMAS OPERACIONALES .....	91
4.5.2.	NECESIDAD PARA CAMBIAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ....	91
4.5.3.	ESTUDIOS REALIZADOS PARA EL CAMBIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (TESIS).....	92
<b>5.</b>	<b>SELECCIÓN DEL POZO .....</b>	<b>93</b>
5.1	POZO CANDIDATO .....	100
<b>6.</b>	<b>DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL ESPCP.....</b>	<b>111</b>
6.1.	DATOS DEL POZO .....	111
6.2.	DATOS DEL FLUIDO .....	112
6.2.1.	PVT SINTETICO .....	112
6.3.	POSIBLES PROBLEMAS.....	115
6.4.	FUENTE DE ENERGIA .....	115
6.5.	SELECCIÓN DE LA BOMBA.....	115
6.5.1.	SELECCIÓN DEL ELASTÓMERO.....	116
6.5.2.	CÁLCULO DE GAS.....	117
6.5.3.	CALCULO DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN.....	120
6.6.	VELOCIDAD OPERACIONAL DEL BOMBEO .....	122
6.7.	REQUERIMIENTO DE ENERGIA.....	123
6.8.	UNIDAD DE REDUCCION DE ENGRANAJES.....	124
6.9.	SECCION DE SELLO.....	124
6.10.	SELECCIÓN DEL CABLE .....	124
6.11.	VARIADOR DE VELOCIDAD .....	124
6.12.	RESULTADOS DEL DISEÑO.....	126
6.13.	ESTADO MECANICO DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ESPCP.....	127
<b>7.</b>	<b>ANALISIS HIDRAULICO DEL SISTEMA .....</b>	<b>128</b>
7.1.	PERDIDAS DE PRESION EN LA BOMBA Y EN EL TUBING .....	128
7.2.	POTENCIA DE LA BOMBA.....	133
7.3.	ETAPAS DE LA BOMBA .....	134
<b>8.</b>	<b>ANALISIS ECONOMICO .....</b>	<b>139</b>

8.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL .....	139
8.2 INGRESOS .....	140
8.3 REGALÍAS .....	140
8.4 VALOR PRESENTE NETO .....	141
8.5 TASA INTERNA DE RETORNO.....	142
8.6 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN O <i>PAYBACK TIME</i> .....	142
8.7 RELACIÓN COSTO – BENEFICIO .....	143
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>151</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>153</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>154</b>

## LISTA DE FIGURAS

### PÁG

Figura 1.1 Equipo de sistema de levantamiento Gas Lift .....	23
Figura 1.2 Equipo de sistema de levantamiento Bombeo Mecánico .....	29
Figura 1.3- Equipo de sistema de levantamiento Bombeo Hidráulico .....	35
Figura 1.4 Equipo de sistema de levantamiento Cavidades Progresivas .....	43
Figura 1.5- Equipo de sistema de levantamiento Electro Sumergible .....	48
Figura 2.1 Equipo de sistema de levantamiento Plunger Lift.....	58
Figura 2.2. Equipo de sistema de levantamiento Chamber Lift .....	63
Figura 2.3 - Equipo de sistema de levantamiento, Bombeo ESP con gas lift .....	67
Figura 3.1 Diferencia de equipos (derecha PCP, izquierda ESPCP) .....	72
Figura 3.2 Diferencia del equipo ESP Vs ESPCP .....	73
Figura 3.3 Corte transversal y ubicación del motor, ESPCP.....	75
Figura 3.4 Caja reductora y su ubicación, ESPCP .....	75
Figura 3.5 Sello y su ubicación, ESPCP .....	76
Figura 3.6 Eje flexible y su ubicación, ESPCP .....	77
Figura 3.7 Rotación excéntrica y concéntrica, ESPCP .....	78
Figura 3.8 Controladores, ESPCP .....	78
Figura 4.1 Localización Campo Colorado .....	85
Figura 4.2 Columna estratigráfica del VMM.....	88
Figura 4.3 Bloques del Campo Colorado 2003 .....	90
Figura 5.1 Representación del Teorema de Bayes .....	94
Figura 5.2 Solución Método TOPSIS.....	95
Figura 6.1 Presión de Burbuja (Pb), PVT COL 03 .....	113
Figura 6.2 Gas disuelto-Petróleo (Rs), PVT COL 03 .....	114
Figura 6.3 Factor Volumétrico del Petróleo (Bo), PVT COL 03.....	114
Figura 6.4 Viscosidad del Petróleo ( $\mu_o$ ), PVT COL 03.....	115
Figura 6.5 Estado Mecánico del sistema ESPCP para el Pozo C-03.....	127
Figura 7.1 Perfil de Elevación Vs Presión.....	129
Figura 7.2 Longitudes y diámetros de una bomba PCPC .....	134
Figura 8.1 Valor Presente Neto. ....	141
Figura .8.2 Curva Declinación Pozo C3 .....	144
Figura 8.3 Curva Ln (Q) Vs. Tiempo.....	145
Figura 8.4 Curva Declinación Exponencial Pozo C3.....	146
Figura .8.5 Nueva Curva Declinación Pozo C3 (ESPCP).....	147
Figura 8.6 Curva Valor Presente Neto Vs Dias.....	149
Figura 8.7 Flujo de Caja.....	150

## LISTA DE TABLAS

### PÁG

Tabla 1.1 Componentes del sistema Gas Lift.....	24
Tabla 1.2. Características de yacimiento, producción y pozo para Gas Lift.....	25
Tabla 1.3 Características de las facilidades de superficie para Gas Lift.....	25
Tabla 1.4 Características de los fluidos producidos para Gas Lift.....	26
Tabla 1.5 Ventajas y desventajas Gas Lift Fuente: LEA. J, NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157.....	27
Tabla 1.6- Problemas operaciones con su respectiva solución Gas Lift Fuente: LEA. J, NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157.....	28
Tabla 1.7- Componentes del Bombeo Mecánico.....	31
Tabla 1.8 -Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico	31
Tabla 1.9 - Características de las facilidades de superficie para Bombeo Mecánico ...	32
Tabla 1.10- Características de los fluidos producidos para Bombeo Mecánico .....	32
Tabla 1.11 - Ventajas y Desventajas del Bombeo Mecánico.....	33
Tabla 1.12 - Problemas operaciones con su respectiva solución para Bombeo Mecánico .....	34
Tabla 1.13- Componentes del Bombeo Hidráulico .....	36
Tabla 1.14 - Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón .....	37
Tabla 1.15- Características de los fluidos producidos para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón .....	38
Tabla 1.16 - Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón .....	38
Tabla 1.17- Características de los fluidos producidos para Bombeo Hidráulico Tipo Jet	40
Tabla 1.18- Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Jet .....	40
Tabla 1.19 - Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Jet .....	41
Tabla 1.20- Problemas operaciones con su respectiva solución Bombeo Hidráulico Tipo Jet. ....	42
Tabla 1.21- Ventajas y Desventajas del Bombeo hidráulico .....	42
Tabla 1.22 - Componentes del Bombeo Cavidades Progresivas.....	45
Tabla 1.23 - Características de yacimiento, producción y pozo para PCP .....	45
Tabla 1.24- Características de las facilidades de superficie para PCP.....	46
Tabla 1.25 - Características de los fluidos producidos para PCP .....	46
Tabla 1.26- Ventajas y desventajas Bombeo Cavidades Progresivas .....	47
Tabla 1.27- Problemas operaciones con su respectiva solución Bombeo Cavidades Progresivas. ....	47

Tabla 1.28- Componentes del Bombeo Electro Sumergible .....	50
Tabla 1.29- Características de yacimiento, producción y pozo para PES .....	50
Tabla 1.30- Características de los fluido producidos para Bombeo Electro Sumergible .....	51
Tabla 1.31- Características de las facilidades de superficie para Bombeo Electro Sumergible .....	51
Tabla 1.32- Ventajas y desventajas del Bombeo Electro Sumergible .....	52
Tabla 1.33 - Problemas operaciones con su respectiva solución Bombeo Electro Sumergible .....	52
Tabla 1.34- Ventajas relativas de los sistemas de levantamiento artificial .....	54
Tabla 1.35- Desventajas relativas de los sistemas de levantamiento artificial.....	56
Tabla 2.1 Componentes del sistema Plunger lift.....	60
Tabla 2.2. Ventajas y desventajas Plunger lift.....	61
Tabla 2.3. Problemas operaciones con su respectiva solución Plunger lift.....	62
Tabla 2.4. Componentes del sistema Chamber lift.....	64
Tabla 2.5. Ventajas y desventajas Chamber lift .....	65
Tabla 2.6 Componentes del sistema, Bombeo ESP con gas lift .....	68
Tabla 2.7 Ventajas y desventajas, Bombeo ESP con gas lift .....	69
Tabla 2.8 Características de yacimiento, producción y pozo, bombeo esp con gas lift .....	70
Tabla 2.9. Características de fluidos producidos, Bombeo Esp Con Gas Lift.....	71
Tabla 2.10 Características De facilidades de superficie, Bombeo Esp Con Gas Lift....	71
Tabla 3.1 Configuraciones de velocidad, ESPCP.....	76
Tabla 3.2 Características de yacimiento, producción y pozo, ESPCP .....	82
Tabla 3.3 Características de los fluidos producidos, ESPCP .....	83
Tabla 3.4 Características de facilidades de superficie, ESPCP .....	83
Tabla 3.5 Ventajas y desventajas, ESPCP .....	84
Tabla 4.1 Propiedades de las zonas del Campo Colorado .....	89
Tabla 4.2 Producción del Campo Colorado 2003, 7 pozos activos .....	90
Tabla 5.1 Parámetros Selección del Pozo .....	93
Tabla 5.2 Rangos de Aplicación .....	96
Tabla 5.3 Clases de Variables .....	97
Tabla 5.4 Puntaje Asignado Según Rango de Aplicación .....	98
Tabla 5.5 Datos de Entrada – Pozo Ejemplo.....	101
Tabla 5.6. Pozos del Campo Colorado.....	102
Tabla 5.7. Pozos del Campo Colorado.....	103
Tabla 5.8. Pozos candidatos y descartados para la selección del pozo objetivo .....	104
Tabla 5.9. Factor Consumo, Incremento e Incertidumbre .....	106
Tabla 5.10 Soluciones Ideal y Negativa, método TOPSIS .....	107
Tabla 5.11. Matriz Separación Ideal.....	108
Tabla 5.12 Matriz Separación Negativa.....	109
Tabla 5.13 Resultados de Implementación de cada S.L.A.....	110
Tabla 6.1 Datos del pozo COL 03 .....	111
Tabla 6.2 Datos del Fluido de Campo Colorado .....	112
Tabla .6.3 Tipos de Elastómeros .....	116

Tabla 6.4 Diseño del sistema de levantamiento ESPCP Fuente: Autores .....	126
Tabla 7.1 Patrones de flujo.....	131
.....	132
Tabla 7.2 Coeficiente Hold up	
Tabla 7.3.....	135
Tabla .8.1 Costos Varios.....	143
Tabla .8.2 Producción Pozo C3 .....	144
Tabla 8.3 Producción Futura Pozo C3 .....	147
Tabla 8.4 Análisis Económico .....	148
Tabla 8.5 Resultado Análisis Económico .....	150

## LISTA DE ANEXOS

**PÁG**

ANEXOS A

CURVAS Y TABULACIONES DEL PVT SINTETICO DEL SOFTWARE KAPPA 2.01.01 ..... 156

ANEXO B

CURVAS Y ARCHIVOS DE SALIDA DE LA SIMULACION DEL FLUIDO MULTIFASICO DEL  
POZO COL-03 EN EL SOFTWARE PIPESIM..... 162

## RESUMEN

**TITULO:** DISEÑO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL A PARTIR DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS APLICADO AL CAMPO COLORADO<sup>1</sup>

**AUTORES:** DEREK YULEISA VEGA ZUÑIGA, JOAN SEBASTIAN LARA CEPEDA<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** ESPCP, Bombeo ElectroPCP, Bombeo Electro Sumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas, Sistema de Levantamiento Artificial No Convencional, Campo Colorado, Análisis Económico, Análisis Hidráulico

### DESCRIPCION

El propósito de esta investigación es realizar una selección de los pozos del Campo Escuela Colorado UIS, con el fin de elegir un pozo objetivo que cumpla con los parámetros óptimos para la implementación del sistema de levantamiento artificial no convencional ESPCP, para seguidamente elaborar por medio del modelamiento matemático necesario el diseño del sistema de levantamiento para el pozo, y finalmente con una evaluación hidráulica y financiera analizar el desempeño y la rentabilidad del sistema como método de levantamiento artificial para el pozo en dicho campo.

Con la información suministrada por parte del área de producción del Campo Escuela Colorado UIS de los 37 pozos que actualmente se encuentran activos, solo 14 de ellos resultaron ser candidatos para la selección por medio del método: matriz de selección, por motivos que algunos pozos no poseen datos suficientes, se encuentran parados o sin registros de producción, obteniéndose por medio de la matriz de selección un pozo objetivo con un 60,90% de aplicabilidad para el sistema de levantamiento ESPCP.

Procediendo con la investigación, se realizar el respectivo diseño y los análisis, hidráulico y financiero, encontrando no viable la implementación del sistema en el pozo, porque se obtiene un Valor Presente Neto (VPN) negativo, indicando que no se logra cubrir la inversión inicial del sistema con la producción del pozo para este Campo.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos Director M.Sc Manuel Enrique Cabarcas Simancas. Codirector M.Sc. Julio Cesar Perez Angulo

## ABSTRACT

**TITLE:** DESIGN OF A SYSTEM UNCONVENTIONAL ARTIFICIAL LIFT FROM ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP AND PROGRESSIVE CAVITY PUMP APPLIED TO COLORADO FIELD<sup>3</sup>

**AUTORS:** DEREK YULEISA VEGA ZUÑIGA, JOAN SEBASTIAN LARA CEPEDA<sup>4</sup>

**KEY WORDS:** ESPCP, ElectricPCP Pump, Electric Submersible Pump, Progressive Cavity Pump System Unconventional Artificial Lift, Colorado Field, hydraulic analysis, economic analysis

### DESCRIPTION:

The purpose of this investigation is to make a selection of a wells UIS Colorado School Field, in order to choose a objective well that fulfill with the optimum parameters for the implementation of system unconventional artificial lift ESPCP , to then develop through mathematical modeling necessary to design lifting system for the well, and finally with a hydraulic evaluation and analyze financial, to analyze the performance and the profitability of system as a method of artificial lift for well in the field.

With the information provided by production area of UIS Colorado School Field of the 37 wells that are currently active , just 14 of them were found to be candidates for the method selection : selection matrix , for many reasons: some wells not possess sufficient data,many wells are stopped or without production records, obtained by means of the selection matrix a objective well whit 60.90 % of applicability for lifting system ESPCP.

Proceeding with the investigation, to realize the respective design and the analyses, hydraulic and financial, finding unviable the system implementation in the well, because It was obtained a Net Present Value (NPV) negative , indicating that it is not able to cover the initial investment of system with well production for this field.

---

<sup>3</sup> Degree project

<sup>4</sup> Physical and Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering Director M.Sc Manuel Enrique Cabarcas Simancas. Codirector M.Sc. Julio Cesar Perez Angulo

## INTRODUCCION

La presente producción de crudo en Colombia se deriva en un 70% de campos maduros los cuales llevan operando más de 20 años, muestran una declinación constante en la producción y un recobro de crudo cercano al 30%.

Con las coyunturas actuales de un alto precio y una demanda creciente, se hace más viable económicamente invertir en estos campos para aumentar el recobro y así extender su vida útil. Una alternativa es la aplicación de sistemas de levantamiento artificial que permitan incrementar la producción en estos campos.

La producción en el Campo Escuela Colorado UIS, se encuentra actualmente en la etapa estabilizada de su curva de declinación, mostrando un abrupto cambio comparada con la tasa de producción en sus tiempos de inicio. Campo maduro caracterizado por su baja energía de yacimiento, resulta ser una opción favorable para realizar estudios de desarrollo y puesta en marcha de sistemas de levantamiento no convencionales buscando la gran afluencia de líquidos en superficie, pero sin la consecuencia de reducir su vida productiva útil.

El método Electro sumergible por cavidades progresivas ESPCP, es un sistema que fusiona el principio físico y operacional del bombeo electro sumergible con la única diferencia que la bomba centrífuga es reemplazada por un bomba de desplazamiento positivo PCP, obteniendo un sistema especial para flujo multifásico y capaz de manejar sólidos y fluidos altamente viscosos.

En el presente proyecto se elabora una síntesis bibliográfica de los métodos convencionales y no convencionales manejados en la industria abarcando su funcionamiento, equipos, ventajas/desventajas y las características operacionales de cada uno, de igual forma, haciendo hincapié en el sistema ESPCP, seguido de esto se procede a desarrollar un método para seleccionar el pozo objetivo por medio una matriz de selección, el cual deberá cumplir con un gran porcentaje de aplicabilidad sobre los demás pozos candidatos para el sistema ESPCP, posteriormente se efectúa el diseño del sistema al pozo

objetivo siguiendo el modelamiento matemático necesario, para finalmente evaluar hidráulica y financieramente el sistema de levantamiento artificial para concluir y determinar aplicabilidad y rentabilidad del mismo en el Campo Escuela Colorado UIS.

## Capítulo 1

### 1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES

#### 1.1. GENERALIDADES DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONAL

Un yacimiento de hidrocarburos es un medio poroso en donde existen una, dos o tres fases inmiscibles: agua, petróleo, y gas. Para extraer el petróleo contenido en los yacimientos hay que perforar pozos, que conforman la unidad básica de producción o punto de drenaje. Un yacimiento puede contener desde solo algunos pozos a cientos de ellos. La producción de un pozo alcanza un nivel máximo y a partir de allí declina hasta un límite que puede ser concebido por razones físicas o económicas según las características del yacimiento. Cuando el pozo alcanza su límite a nivel físico, las fuerzas capilares que se desarrollan entre los fluidos y los poros de la arena que los contiene, dejan atrapados al petróleo y este deja de fluir por su mecanismo natural de producción o mecanismo de empuje.

Cuando el pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para conciliar la oferta con la demanda de energía. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, es lo que se denomina levantamiento artificial. El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin generar problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, obstrucción por sólidos, daños en equipos y otros factores operacionales.

## 1.2. TIPOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONAL

### 1.2.1. GAS LIFT<sup>5</sup>

El sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático (Gas Lift) está considerado uno de los sistemas más flexibles y de mayor capacidad extractiva en la industria de la explotación de hidrocarburos. En este sistema se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 PSI como mínima) para poder aligerar la columna de fluido y de este modo permitir al pozo fluir hacia la superficie (alivianar y arrastrar). El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad de dicho fluido y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido.

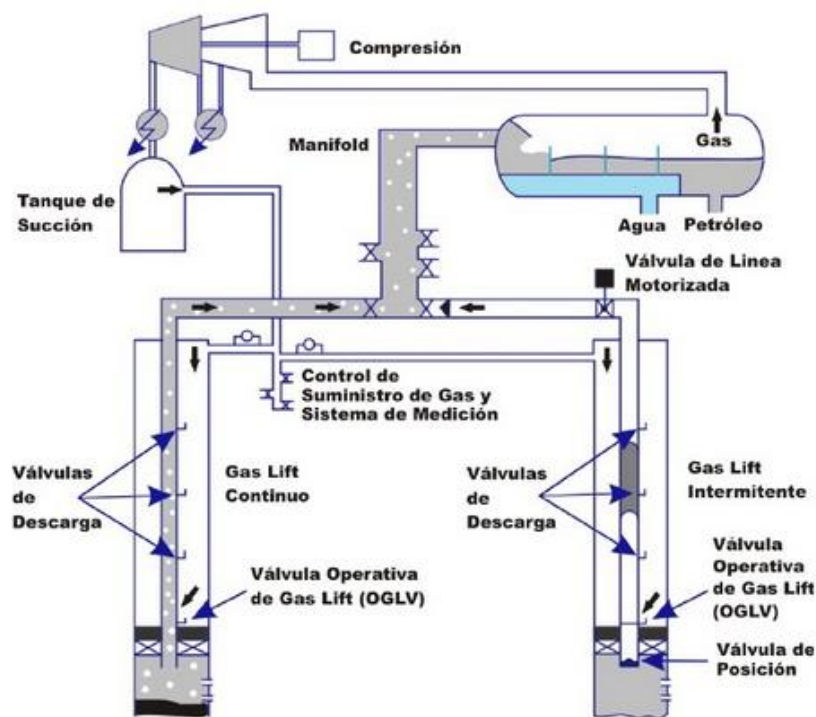


Figura 1.1 Equipo de sistema de levantamiento Gas Lift  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

<sup>5</sup> MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

**EQUIPO**

<b>COMPONENTE</b>	<b>SUBSUELO</b>	<b>SUPERFICIE</b>	<b>FUNCION</b>
 <p><b>Choque</b></p>		X	Controlar la producción de fluido en líneas de producción de superficie
 <p><b>Compresores</b></p>		X	Comprime el gas de baja a alta presión.
 <p><b>Separador</b></p>		X	Separar la fase líquida de la gaseosa
 <p><b>Mandriles</b></p>	X		Receptáculo para instalar la válvula de levantamiento o inyección a la profundidad deseada.
 <p><b>Válvulas</b></p>	X		Regular la presión.

**Tabla 1.1 Componentes del sistema Gas Lift**

**Fuente: LEA. J, NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157**

## CARACTERISTICAS OPERACIONALES

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos	1		2 a 15		16 a 25	>25
Tasa de Producción (BPD)	1 a 100 y >35000	101 a 500 y 30001 a 35000	501 a 1000	1001 a 5000 y 20001 a 30000	5001 a 10000 y 15001 a 20000	10001 a 15000
Profundidad del pozo (ft)	>18500	15001 a 18500	1 a 2500	2501 a 7500	7501 a 10000	10001 a 15000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8		4 1/2	5 1/2	7	>7
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical		76 a 90	66 a 75	46 a 65	31 a 45	0 a 30
Severidad Dogleg (ft/1000ft)		>80	71 a 80	61 a 70	51 a 60	0 a 50
Temperatura (°F)	>500	401 a 500	281 a 400	201 a 280	1 a 100 y 151 a 200	101 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)	14 a 500	501 a 650	651 a 850	851 a 1000	1001 a 2000	>2000
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro	Secundario		Terciario			Primario

Tabla 1.2. Características de yacimiento, producción y pozo para Gas Lift  
 Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de Locación		Remotos			Onshore	Offshore
Energía Eléctrica				Comprada, Generada		
Espacio restringido			Reducido		Amplio	Standard

Tabla 1.3 Características de las facilidades de superficie para Gas Lift  
 Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)	>90	81 a 90	41 a 80	21 a 40	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	0,1 a 5 y >800	6 a 10 y 601 a 800	11 a 20 y 501 a 600	21 a 30 y 201 a 500	31 a 40 y 71 a 200	41 a 70
Presencia de fluidos corrosivos					Si	No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>12000	5001 a 12000	1001 a 5000	501 a 1000	201 a 500	0 a 200
GOR (SCF/STB)	0 a 50	51 a 150	151 a 500	501 a 1000	1001 a 5000	>5000
Presencia de Contaminantes				Severa y Media	Leve	Nula
Tratamientos Aplicados		Ácidos	Solventes, Inhibidores			Sin tratamiento

**Tabla 1.4 Características de los fluidos producidos para Gas Lift**  
**Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007**

- **Bombeo Neumático Continuo**

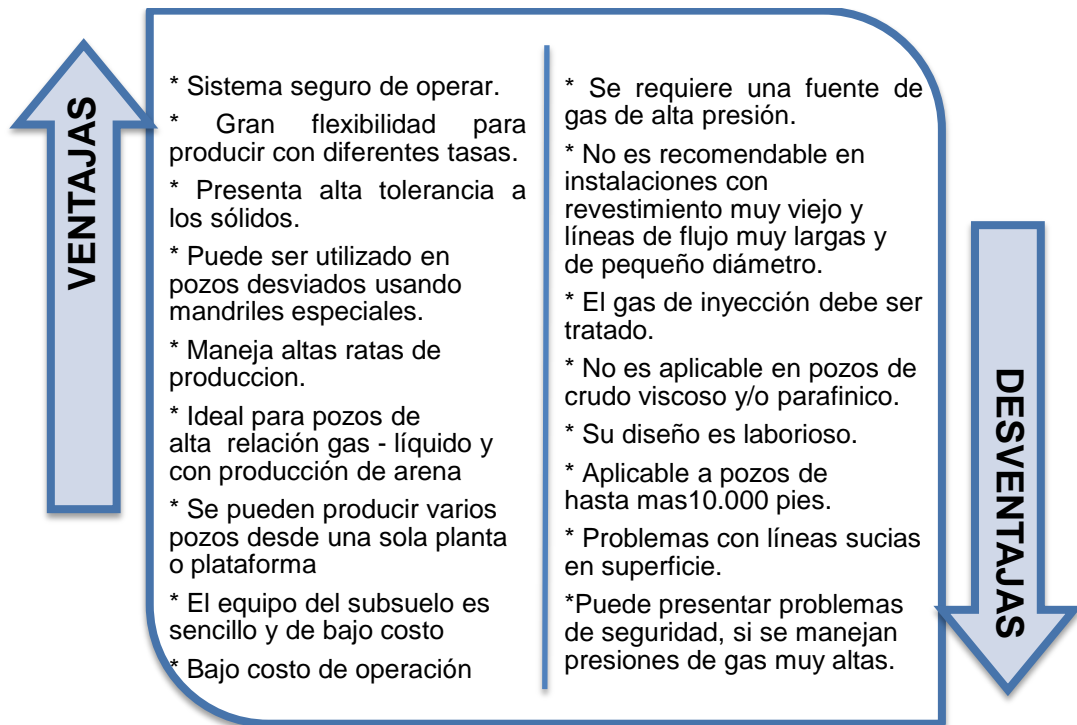
En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie.

- **Bombeo Neumático Intermitente**

En este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la T.P. en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos. De igual manera, en este sistema se emplea una válvula insertada en

la T.P. a través de la cual, el gas de inyección pasará del espacio anular a la T.P. para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo en la superficie. Cuando la válvula superficial de B.N.I. abre, expulsa hacia la superficie al fluido de la formación que se acumuló dentro de la T.P., en forma de bache.

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS



**Tabla 1.5 Ventajas y desventajas Gas Lift**

**Fuente: LEA. J, NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157**

## PROBLEMAS OPERACIONALES

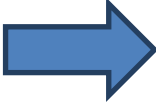
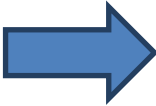
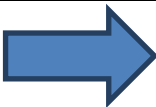
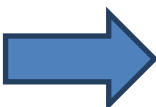

PROBLEMAS		SOLUCIONES
Comunicación entre casing y tubing		Limpiar la válvula, reajustar el empaque
Incremento de las presiones de operación		Ajustar de inyección de gas para una máxima producción, reducir la frecuencia del ciclo
Velocidad de fluido menos a 1000 ft/min		Incrementar la frecuencia del ciclo, incrementar la presión
Contrapresión alta en cabeza de pozo		Ajustar el equipo de control de inyección, buscar válvulas parcialmente cerradas y controles sucios
Repentina caída de producción		Limpiar el pozo, revisar la tubería debajo de la válvula de operación

Tabla 1.6- Problemas operaciones con su respectiva solución Gas Lift

Fuente: LEA. J, NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157

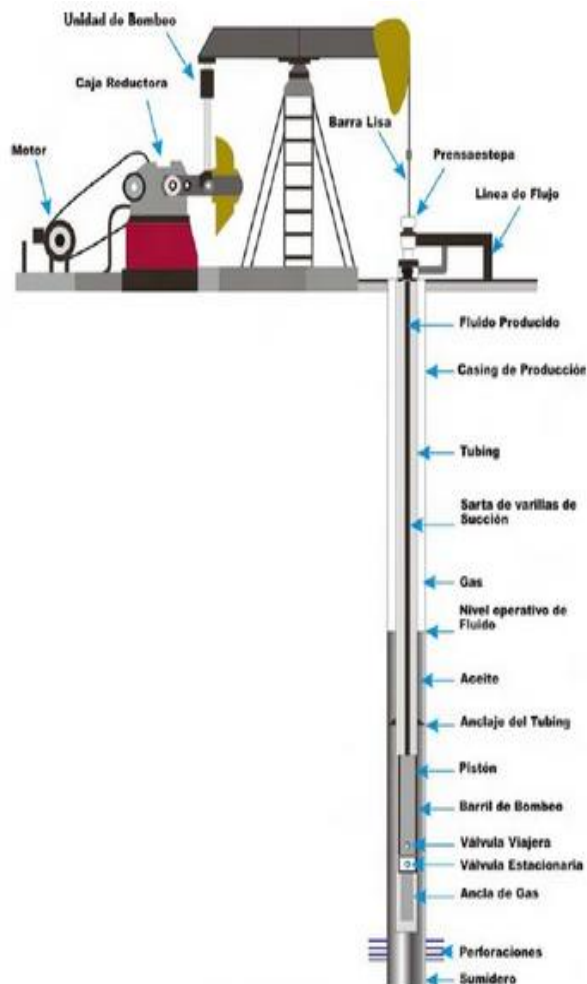
### 1.2.2. BOMBEO MECANICO<sup>6</sup>

El bombeo mecánico es el método más usado en el mundo, consiste una bomba de subsuelo de acción reciprocante, que es abastecida con energía producida a través de una sarta de cabillas. La energía es suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna en superficie. Tiene su mayor aplicación mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se utiliza en la producción de crudos medianos y livianos.

La función principal de la unidad de bombeo mecánico es proporcionar el movimiento reciprocante apropiado, con el propósito de accionar la sarta de

<sup>6</sup> Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

cabillas y estas, la bomba de subsuelo. La unidad de bombeo, en su movimiento, tiene dos puntos muy bien definidos: muerto superior y muerto inferior.



**Figura 1.2 Equipo de sistema de levantamiento Bombeo Mecánico**  
**Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007**

Cuando el balancín está en el punto muerto inferior sus válvulas fija y viajera se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permite la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba. Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanecerá cerrada durante la carrera ascendente.

El fluido continúa llenando la bomba hasta que el pistón llega hasta el punto muerto superior. La válvula fija cierra y comienza la carrera descendente, el pistón se mueve hacia abajo y produce un efecto de compresión. Cuando la presión interna es superior a la que existe sobre la válvula viajera, esta se abre y el fluido es transferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo.

La máxima profundidad de instalación está restringida usualmente por el peso y resistencia de las varillas, la fricción y la dinámica del bombeo. La elongación de las varillas puede llegar a ser significativa y limitar la eficiencia del sistema.

### EQUIPOS

COMPONENTE	SUBSUELO	SUPERFICIE	FUNCION
 <p><b>Tubería de revestimiento</b></p>	X		Proporciona estabilidad a las paredes del pozo
 <p><b>Tubería de producción</b></p>	X		Transportar los fluidos desde fondo de pozo a superficie
 <p><b>Bomba subsuelo</b></p>	X		Permite la entrada de fluido de la formación a la tubería
 <p><b>Motor</b></p>		X	Suministra la energía necesaria a la unidad de bombeo.



 <p><b>Caja de engranaje</b></p>		X	Convierte la energía del momento de rotación a energía de rotación alto de baja velocidad
 <p><b>Unidad de bombeo</b></p>		X	Proporciona el movimiento recíprocante

Tabla 1.7- Componentes del Bombeo Mecánico  
Fuente: LEA. J, NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157

## CARACTERÍSTICAS OPERACIONALES

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos					1	>1
Tasa de Producción (BPD)	>10000	4001 a 10000	1001 a 4000	1 a 10 y 501 a 1000	11 a 50 y 301 a 500	50 a 300
Profundidad del pozo (ft)	>14000	10001 a 14000	7001 a 10000	3001 a 7000	2501 a 3000	1 a 2500
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	2 3/8 y 9 5/8	7		5 1/2	4 1/2
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical	>45		21 a 45	11 a 20	6 a 10	0 a 5
Severidad Dogleg (ft/1000ft)	>20	11 a 20	6 a 10		4 a 5	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	401 a 550	251 a 400	151 a 250	1 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)	>4000	501 a 4000	301 a 500	201 a 300	14 a 50 y 101 a 200	51 a 100
Tipo de Completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Tabla 1.8 - Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Mecánico  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

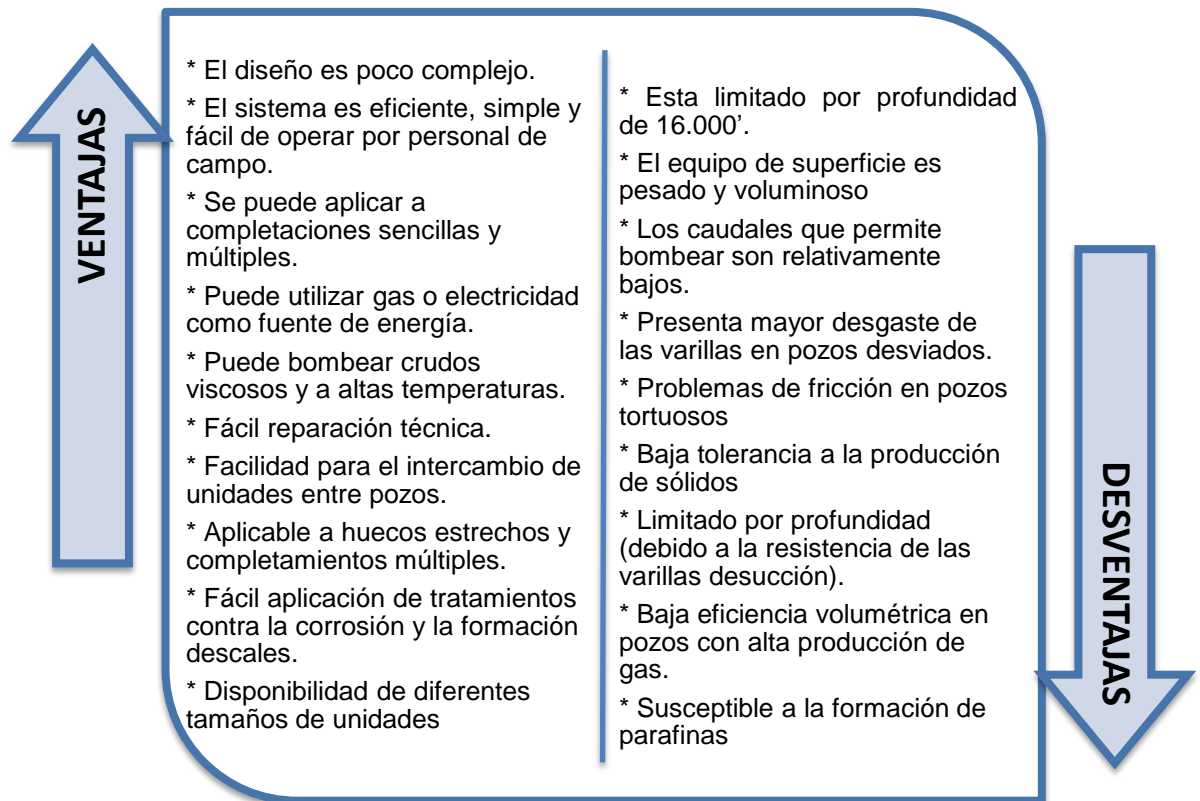
VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de Locación	Offshore		Remotos		Onshore	
Energía Eléctrica				Generada	Comprada	
Espacio restringido		Limitado		Standard		Amplio

**Tabla 1.9 - Características de las facilidades de superficie para Bombeo Mecánico**  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)	>95	61 a 95	46 a 60	26 a 45	15 a 25	0,1 a 15
Viscosidad del fluido producido (cp)	>7000	5001 a 7000	3001 a 5000	0,1 a 20 y 1001 a 3000	21 a 100 y 501 a 1000	101 a 500
Presencia de fluidos corrosivos	Si					No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>1000	501 a 1000	201 a 500	51 a 200	11 a 50	0 a 10
GOR (SCF/STB)	>700	401 a 700	301 a 400	201 a 300	101 a 200	0 a 100
Presencia de Contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamientos Aplicados		Ácidos			Inhibidores y solventes	Sin Tratamiento

**Tabla 1.10- Características de los fluidos producidos para Bombeo Mecánico**  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007




## VENTAJAS Y DESVENTAJAS



**Tabla 1.11 - Ventajas y Desventajas del Bombeo Mecánico**  
 Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

## PROBLEMAS OPERACIONALES

PROBLEMAS	SOLUCIONES
Bomba desanclada	Efectuar una prueba de re-anclaje
Bomba engasada.	Separar el gas y direccionarlo a la tubería de revestimiento antes de que entre en la bomba.
Bomba sub-superficial deformada	Se puede prevenir con la inyección de inhibidores de corrosión.

Flotamiento de la sarta de varillas		Se puede corregir con circulación inversa.
Golpe de fluido de la bomba		Aumentar la profundidad de la bomba, hasta que se tenga una buena sumergencia.
Interferencia de gas		Implementación de una válvula anti-candado de gas.

**Tabla 1.12 - Problemas operaciones con su respectiva solución para Bombeo Mecánico**  
Fuente: LEA. J, NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157

### 1.2.3. BOMBEO HIDRAULICO<sup>7</sup>

El bombeo hidráulico es una variante del bombeo mecánico, con la diferencia de que en este caso se utiliza un medio hidráulico como mecanismo de operación de la bomba de subsuelo. En un sistema de levantamiento hidráulico (bien sea, tipo pistón o tipo jet) el fluido utilizado para la operación de la bomba es llamado fluido de potencia o fluido motriz, y generalmente es petróleo crudo o agua. Este fluido es entregado a alta presión a la bomba de superficie; puede entrar en contacto con el fluido producido si el sistema de circulación es abierto, o nunca tocarlo, si el sistema es cerrado. En el diseño de HPP, el fluido motriz es el que activa el motor que le da movimiento a la bomba. La bomba hidráulica tipo pistón es un sistema reciprocante, es decir, succiona y expulsa fluido alternadamente, el cual es forzado a entrar y salir de un par de cilindros por la acción de cada uno de los pistones, en la figura 1.3 se puede ilustrar el equipo de este tipo de sistema.

<sup>7</sup> Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

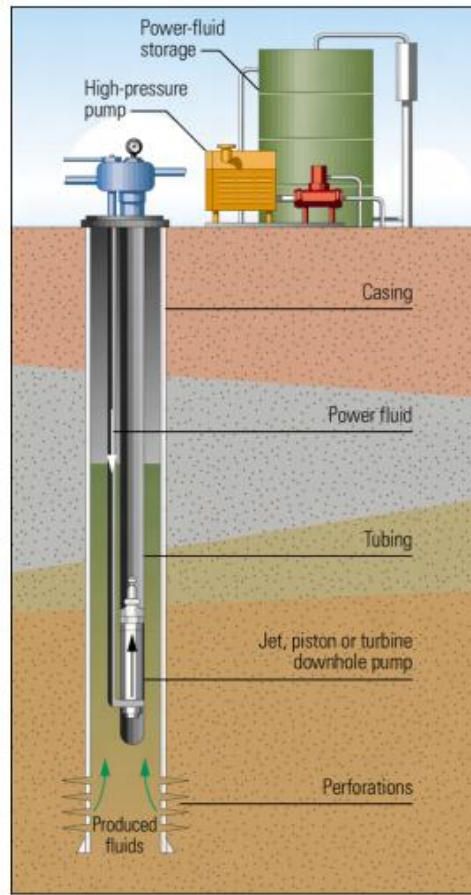






Figura 1.3- Equipo de sistema de levantamiento Bombeo Hidráulico  
 Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Trabajo de Grado Ecuador 2010.

### EQUIPOS

COMPONENTE	SUBSUELO	SUPERFICIE	FUNCION
 <b>Bomba de superficie</b>		X	Permite la entrada de fluido de la formación a la tubería
 <b>Múltiples de control</b>		X	Controlar los flujos directamente a cada uno de los pozos

 <b>Válvula de control</b>		X	Regular la presión
 <b>Bomba hidráulica</b>	X		Transformar la energía con la que es accionada en energía hidráulica del fluido incompresible
 <b>Motor</b>	X		Proporciona la energía al sistema

**Tabla 1.13- Componentes del Bombeo Hidráulico**

Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Trabajo de Grado Ecuador 2010.

### 1.2.3.1. BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON

En una instalación de bombeo por cabillas la unidad de superficie y la bomba de subsuelo se unen por medio de la sarta de cabillas. En cambio, en una unidad de bombeo hidráulico, la cabilla se encuentra en el interior de la bomba. Las bombas de cuatro vías se usan en el motor para cambiar la alta presión del fluido de potencia a baja presión y descarga en ambos lados del pistón del motor, de manera alternativa. Estas válvulas del motor se utilizan con bombas de doble acción, para dar igual fuerza en el recorrido ascendente y descendente.

Cuando el pistón del motor llega al final de la carrera descendente, el diámetro reducido en la parte superior del vástago de válvula permite la entrada del fluido a alta presión, debajo de la válvula del motor. Debido a que la válvula

tiene mayor área en la parte inferior que en la superior, se desplazara hacia arriba, como consecuencia de la fuerza resultante al actuar una misma presión sobre zonas distintas y en direcciones opuestas. Cuando la válvula de motor está en la posición superior, las trayectorias del flujo hacia el pistón se invierten, comenzando la carrera ascendente de la bomba

## CARACTERISTICAS OPERACIONALES

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos			1		2	>2
Tasa de Producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	3001 a 10000	1 a 50 y 1501 a 3000	51 a 100 y 601 a 1500	101 a 600
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 ½	4 ½	2 3/8
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/1000ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600	251 a 550		1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)			14 a 50	51 a 100	101 a 300 y >800	301 a 800
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro			Secundario y terciario		Primario	

Tabla 1.14 - Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	>2000	1001 a 2000	501 a 1000	301 a 500	0,1 a 1 y 51 a 300	1 a 50
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>150		71 a 150	11 a 70	3 a 10	0a 2
GOR (SCF/STB)	>500	351 a 500	221 a 350	121 a 220	31 a 120	0 a 30
Presencia de Contaminantes		Severa	Media	Leve		Nula
Tratamientos Aplicados			Ácidos	Sin tratamiento	Solventes	Inhibidores

Tabla 1.15- Características de los fluidos producidos para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de Locación				Offshore y Remoto		Onshore
Energía Eléctrica				Comprada, Generada		
Espacio restringido			Reducido		Amplio	Standard

Tabla 1.16 - Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

### 1.2.3.2. BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET<sup>8</sup>

Esta clase de equipo no tiene partes móviles, lo que la hace resistente a los fluidos corrosivos y abrasivos. Además, se adapta a todos los ensamblajes de fondo del bombeo hidráulico tiene alta capacidad y puede manejar el gas libre del pozo, pero requiere mayores presiones a su entrada que las bombas convencionales, para evitar la cavitación. Su eficiencia es menor que la de los equipos de desplazamiento positivo, por lo cual necesita mayor potencia.

Es un equipo hidrodinámico y opera, principalmente, a través de la transferencia de momento entre dos corrientes de fluido adyacentes. El fluido de potencia de alta presión pasa a través de la boquilla, donde la energía potencial del fluido (energía de presión) se transforma en energía cinética.

La mezcla del fluido del pozo con el fluido de potencia, en un área constante del conducto o tubo de mezcla, hace que se transfiera cierta cantidad de movimiento al fluido del pozo. Los fluidos son conducidos a un difusor de área expandida, que convierte la energía cinética remanente en presiones estáticas suficiente para levantar los fluidos hasta la superficie. Los tamaños físicos de la boquilla y el conducto de mezcla determinan las tasas de flujo; mientras que la relación de sus áreas de flujo establece la relación entre el cabezal producido y la tasa de flujo.

---

<sup>8</sup> MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

## CARACTERISTICAS OPERACIONALES

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)		61 a 100	36 a 60	21 a 35	11 a 20	0,1 a 10
Viscosidad del fluido producido (cp)	>1000	801 a 1000	501 a 800	201 a 500	0,1 a 1 y 11 a 200	1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>200		101 a 200	11 a 100	3 a 10	0 a 2
GOR (SCF/STB)	>500	401 a 500	301 a 400	201 a 300	31 a 120	0 a 100
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamientos Aplicados			Ácidos	Sin tratamiento	Inhibidores	Solventes

Tabla 1.17 - Características de los fluidos producidos para Bombeo Hidráulico Tipo Jet  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de Locación			Offshore y Remoto			Onshore
Energía Eléctrica				Comprada, Generada		
Espacio restringido			Reducido		Amplio	Standard

Tabla 1.18- Características de las facilidades de superficie para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

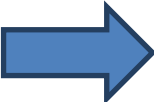
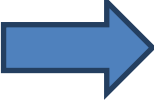
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos			1		2	>2
Tasa de Producción (BPD)	>15000	10001 a 15000	1 a 50 y 2001 a 10000	51 a 100 y 1001 a 2000	101 a 150 y 501 a 1000	151 a 500
Profundidad del pozo (ft)	1 a 2000 y >20000	2001 a 5000	5001 a 7500	7501 a 10000	10001 a 12000 y 15001 a 20000	12001 a 15000
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7	5 1/2	4 1/2	2 3/8
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical			21 a 90		11 a 20	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/1000ft)	>60	31 a 60	16 a 30	11 a 15	4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>600	551 a 600		251 a 550	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	501 a 1000
Tipo de Completamiento				Múltiple		Simple
Tipo de Recobro			Secundario y Terciario		Primario	

Tabla 1.19 - Características de yacimiento, producción y pozo para Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

## PROBLEMAS OPERACIONALES

PROBLEMAS	SOLUCIONES
Caída de producción – condiciones de superficie normales	 <ul style="list-style-type: none"> <li>* Efectuar toma de presión fondo y rediseñar bomba</li> <li>* Recuperar bomba de subsuelo y reparar</li> </ul>
Garganta presenta picaduras	 <p>Reparar partes defectuosas</p>

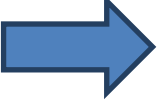
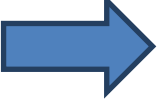
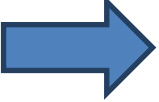
Sin incremento de producción cuando la presión de operación aumenta.		Disminuir presión de operación o instalar garganta de mayor diámetro
Daño en garganta en superficie de acabado		Instalar jet y garganta de mayor dimensión y reducir velocidad.
Incremento repentino en la presión de operación sin inyección de fluido motriz		Recuperar bomba de subsuelo y reparar

Tabla 1.20- Problemas operaciones con su respectiva solución Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Trabajo de Grado Ecuador 2010.

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS

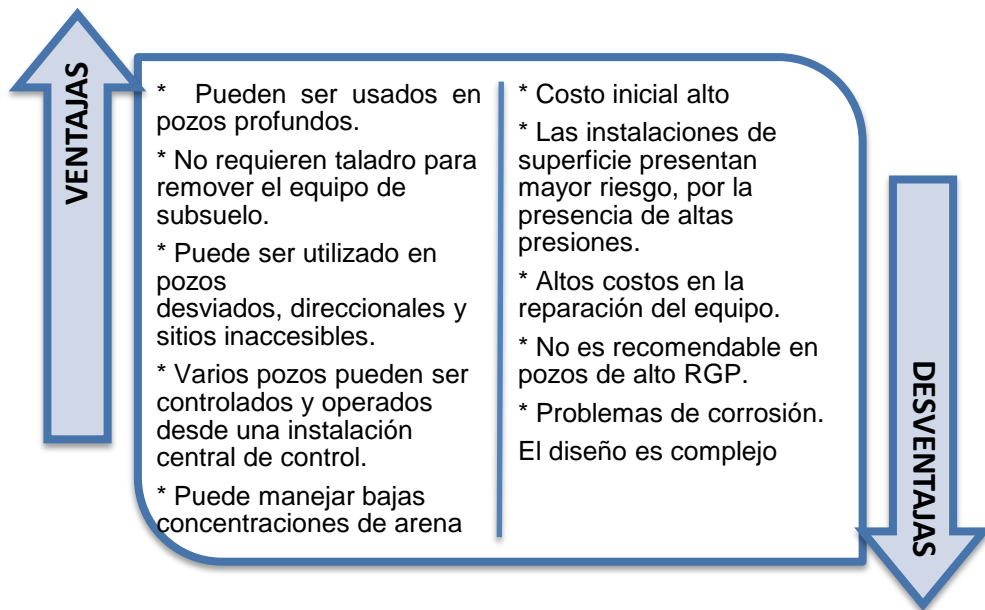
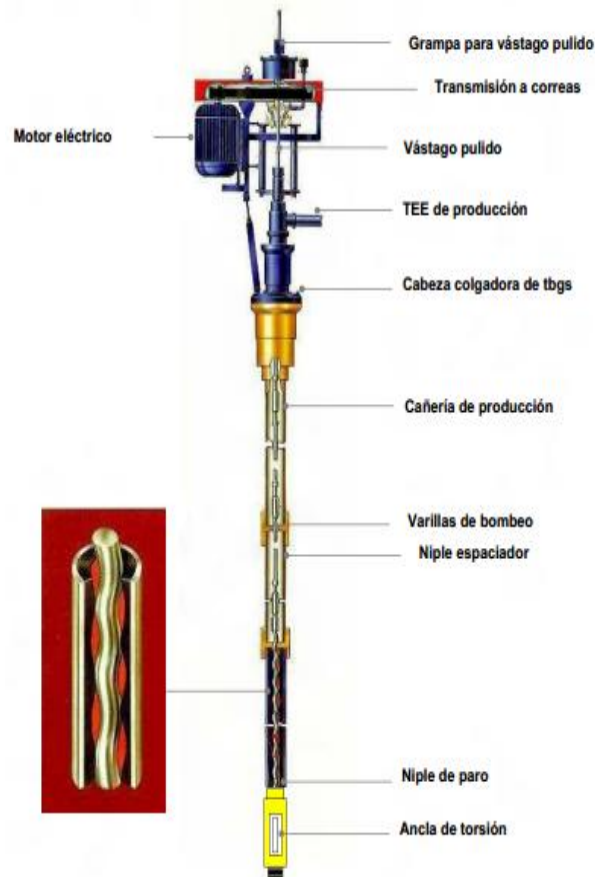


Tabla 1.21- Ventajas y Desventajas del Bombeo hidráulico  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

#### 1.2.4. BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS<sup>9</sup>



**Figura 1.4** Equipo de sistema de levantamiento Cavitaciones Progresivas  
Fuente: HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavitaciones Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008.

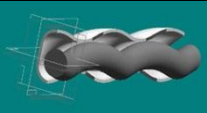
El bombeo por cavidad progresiva consiste en una bomba de desplazamiento positivo engranada en forma espiral, cuyos componentes principales son un rotor metálico y un estator cuyo material es elastómero, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El crudo es desplazado en forma continua entre los filamentos de tornillo del rotor y desplazado axialmente mientras que el tornillo rota. Transfiere energía mediante rotación del motor eléctrico que genera el movimiento mecánico rotacional de la bomba de desplazamiento positivo. El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional en dirección

<sup>9</sup> HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavitaciones Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008.

opuesta alrededor del eje del estator. La geometría del conjunto es tal que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga por succión. De manera que se tiene un desplazamiento positivo en cavidades progresivas.

Las bombas de cavidades progresivas (PCP) son bombas de desplazamiento positivo la cual consiste, como se explicó anteriormente, en un rotor de acero de forma helicoidal y un estator de elastómero sintético moldeado dentro de un tubo de acero. El estator es bajado al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la columna de tubos de producción (tubing), mientras que el rotor es conectado y bajado junto a las varillas de bombeo. La rotación del rotor dentro del estator es transmitida por las varillas de bombeo, cuyo movimiento es generado en superficie por un cabezal todo se ilustra en la figura 1.4.

## EQUIPOS

COMPONENTE	SUBSUELO	SUPERFICIE	FUNCION
 <b>Cabezal</b>		X	Soporta la carga de la sarta de varillar
 <b>Bomba</b>	X		Bombear el fluido para su respectivo transporte (Desplazamiento Positivo)
 <b>Estator</b>	X		Junto con el rotor, transmiten la potencia requerida
 <b>Rotor</b>	X		Bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator



 <b>Ancla de gas</b>	X		Separar el gas libre antes de la entrada de la bomba
 <b>Niple de paro</b>	X		Servir de punto de referencia para las maniobras de espaciamiento del rotor

Tabla 1.22 - Componentes del Bombeo Cavidades Progresivas  
Fuente: HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavidades Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008.

## CARACTERÍSTICAS OPERACIONALES

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos					1	>1
Tasa de Producción (BPD)	1 a 5 y >5500	4501 a 5500	3501 a 4500	6 a 100 y 2501 a 3500	101 a 1500 y 2001 a 2500	1501 a 2000
Profundidad del pozo (ft)	>9800	7501 a 9800	5001 a 7500	3501 a 5000	2501 a 3500	1 a 2500
Tamaño de Casing (In ID)	>9 5/8	9 5/8	7		5 ½ y 2 3/8	4 ½
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical	11 a 90		9 a 10		4 a 8	0 a 3
Severidad Dogleg (ft/1000ft)	>10	5 a 10			3 a 4	0 a 2
Temperatura (°F)	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	500 a 1000
Tipo de Completamiento			Múltiple			Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

Tabla 1.23 - Características de yacimiento, producción y pozo para PCP  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de Locación		Offshore		Remoto		Onshore
Energía Eléctrica	Generada				Comprada	

**Tabla 1.24- Características de las facilidades de superficie para PCP**  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

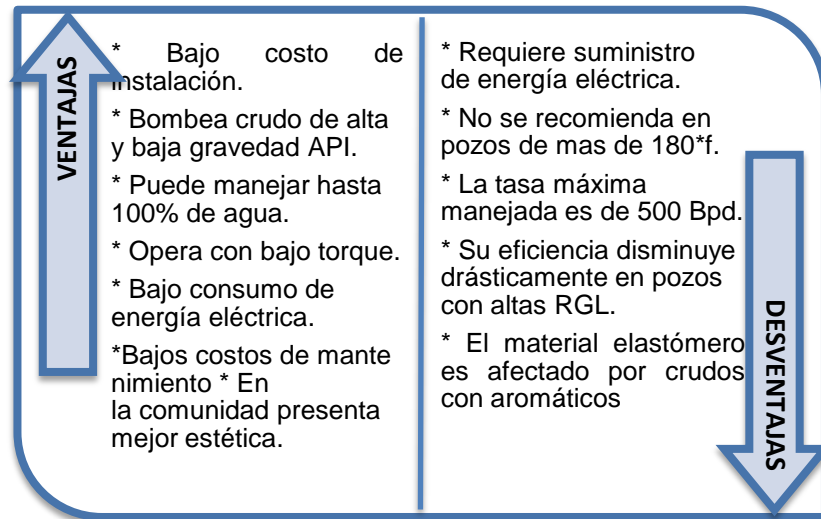
VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)	>90	56 a 90	41 a 55	16 a 40	7 a 15	0,1 a 6
Viscosidad del fluido producido (cp)	>12000	0 a 100 y 10001 a 12000	101 a 500 y 8001 a 10000	501 a 1000 y 6001 a 8000	1001 a 5000	5001 a 6000
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>10000	8001 a 10000	501 a 8000	201 a 500	51 a 200	0 a 50
GOR (SCF/STB)	>500	301 a 500		151 a 300	51 a 150	0 a 50
Presencia de Contaminantes				Severa	Media leve	Nula
Tratamientos Aplicados	Solventes	Ácidos	Inhibidores			Sin tratamiento

**Tabla 1.25 - Características de los fluidos producidos para PCP**  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

El bombeo de cavidades progresivas es uno de los pocos sistemas que ofrece una mayor eficiencia con el aumento de la viscosidad y/o sólidos. El determinar el tamaño apropiado y la selección correcta es muy importante, ya que de no hacerlo las altas temperaturas podrían comprometer los elastómeros del estator. La bomba de cavidad progresiva es esencialmente un helicoide simple (rotor) el cual rota excéntricamente e internamente en un cuerpo doble helicoidal (estator) de un mismo diámetro y dos veces el paso del rotor. El rotor gira dentro del estator formando una serie de cavidades selladas, a partir del cual el fluido se desplaza desde el intake hasta la descarga de la bomba.

Cuando una cavidad abre, la cavidad opuesta se cierra exactamente a la misma tasa. Debido a ello se obtiene un flujo constante y no pulsante.

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS



**Tabla 1.26- Ventajas y desventajas Bombeo Cavidades Progresivas**  
 Fuente: HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavidades Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008.

## PROBLEMAS OPERACIONALES

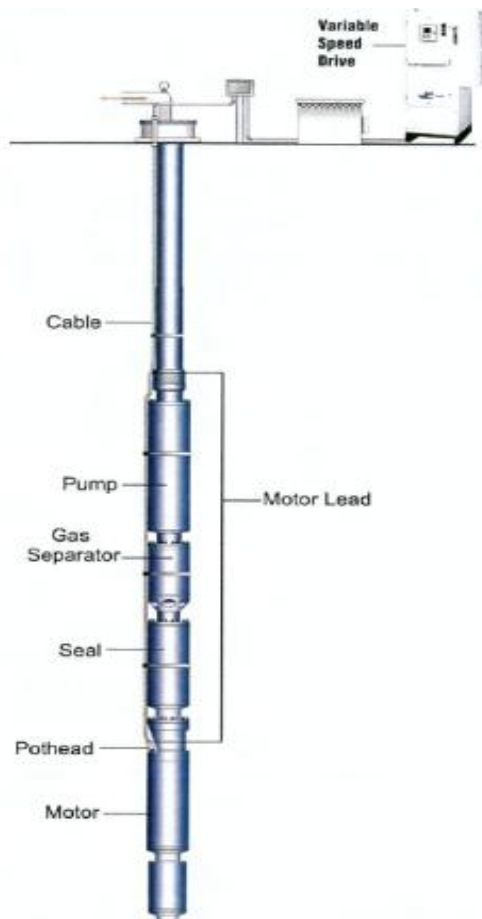
PROBLEMAS		SOLUCIONES
Histéresis		Seleccionar la mejor combinación rotor - estator
Elastómero quemado por alta temperatura		Monitorear los niveles dinámicos del pozo con mediciones indirectas.
Elastómero despegado		Analizar si el equipo se adapta a las necesidades del pozo
Abrasión		Diseñar bombas que disminuyan la velocidad del fluido en la sección transversal de la cavidad.

**Tabla 1.27- Problemas operaciones con su respectiva solución Bombeo Cavidades Progresivas**

Fuente: HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavidades Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008.

### 1.2.5. BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE<sup>10</sup>

Los sistemas de bombeo electro sumergible ofrecen un medio eficaz y económico de levantamiento de fluido en grandes volúmenes desde grandes profundidades bajo una variedad de condiciones del pozo. El sistema ESP se compone de un motor eléctrico, la sección sellante, separador de gas o intake, bomba centrífuga de etapas múltiples, cable de alimentación eléctrica, variador de frecuencia y transformadores. ESP es un método de levantamiento artificial muy versátil y se puede encontrar en ambientes operativos en todo el mundo. Pueden manejar una amplia gama de caudales desde 200 a 40.000 bpd. Los sistemas ESP están compuestos de bombas centrífugas de múltiples etapas.




**Figura 1.5- Equipo de sistema de levantamiento Electro Sumergible**  
Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Trabajo de Grado Ecuador 2010.

<sup>10</sup> VARGAS, E. Cátedra Bombeo Electro sumergible, Universidad de Oriente, Venezuela. 2008

La gama de productos para este mecanismo se construyen para obtener durabilidad y fiabilidad; en una amplia gama de aplicaciones que van desde pozos de petróleo con diámetros pequeños pozos con una muy alta producción de agua, pozos con ambientes ásperos y aplicaciones especiales de producción de petróleo. El sistema del Bombeo Eléctrico Sumergible (ESP) requiere una mínima cantidad de presión en la admisión. Dado que las ESP se basan en los diferenciales de presión de los líquidos al entrar en la bomba, las ESP no pueden bombear la presión de admisión a cero.

## EQUIPOS

COMPONENTE	SUBSUELO	SUPERFICIE	FUNCION
 <p><b>Controlador de Frecuencia</b></p>		X	Permitir el incremento notable en la flexibilidad de bombeo
 <p><b>Transformador</b></p>		X	Suministra energía eléctrica al sistema
 <p><b>Bomba</b></p>	X		Convertir la energía del eje de rotación en fuerzas centrífugas para impulsar el fluido
 <p><b>Impulsor</b></p>	X		Impartir la fuerza centrífuga en el fluido de producción

	<b>X</b>		Transmite el líquido del siguiente impulsor
<b>Difusor</b>			

**Tabla 1.28- Componentes del Bombeo Electro Sumergible**  
Fuente: VARGAS, E. Cátedra Bombeo Electro sumergible, Universidad de Oriente, Venezuela. 2008

### CARACTERISTICAS OPERACIONALES

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos					1	>1
Tasa de Producción (BPD)	<100 y >60000	100 a 200	201 a 300 y 50001 a 60000	301 a 1000 y 30001 a 50000	1001 a 10000 y 20001 a 30000	10001 a 20000
Profundidad del pozo (ft)	>15000	12501 a 15000	10001 a 12000	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/1000ft)			>10		4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>450	351 a 450	326 a 250	251 a 325	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)				14 a 300	301 a 500	>500
Tipo de Completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de Recobro	Terciario			Secundario	Primario	

**Tabla 1.29- Características de yacimiento, producción y pozo para PES**  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)				91 a 99,9	71 a 90	0,1 a 70
Viscosidad del fluido producido (cp)	>5000	201 a 5000	101 a 200	51 a 100	11 a 50	0,1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	6 a 15	0 a 5
GOR (SCF/STB)	>5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamientos Aplicados			Ácidos Solventes Inhibidores			Sin tratamiento

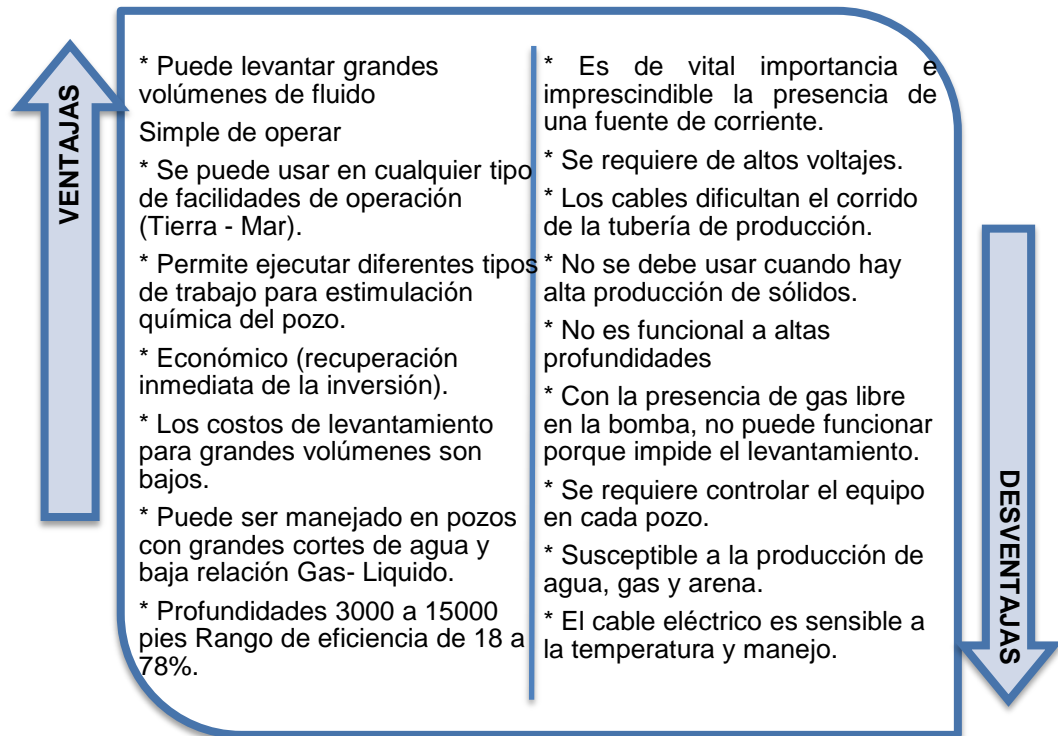
**Tabla 1.30- Características de los fluidos producidos para Bombeo Electro Sumergible**  
**Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007**

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de Locación				Remoto	Offshore	Onshore
Energía Eléctrica	Generada					Comprada
Espacio restringido				Reducido	Amplio	Standard

**Tabla 1.31- Características de las facilidades de superficie para Bombeo Electro Sumergible**

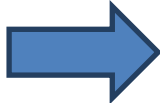
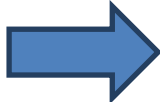

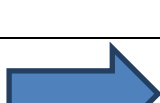
**Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007**

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS



**Tabla 1.32- Ventajas y desventajas del Bombeo Electro Sumergible**  
 Fuente: VARGAS, E. Cátedra Bombeo Electro sumergible, Universidad de Oriente, Venezuela. 2008

## PROBLEMAS OPERACIONALES Y SOLUCIONES

PROBLEMAS	SOLUCIONES
Roturas en el tubing	 Moderar el diferencial de presión entre tub y csg.
Pérdidas en válvula neumática	 Evitar erosión del asiento.
Comienzo tardío del after flow debido a una no detección del pistón	 Aseguramiento y buen funcionamiento en los sensores de presión.
Configuración incorrecta de las variables de operación	 Corregir parámetros de : After flow, Shut in, etc

**Tabla 1.33 - Problemas operaciones con su respectiva solución Bombeo Electro Sumergible**  
 Fuente: VARGAS, E. Cátedra Bombeo Electro sumergible, Universidad de Oriente, Venezuela. 2008

## 1.2.6. SCREENING SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES

### 1.2.6.1. VENTAJAS RELATIVAS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON	BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE	GAS LIFT	BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS
Diseño de sistema relativamente simple	No hay límite de profundidad-puede levantar grandes volúmenes de grandes profundidades.	Puede levantar grandes volúmenes, 20000 B/D en pozos superficiales con casing largo.	Puede manejar grandes volúmenes de sólidos con el menor problema.	Algunos tipos son recuperables con varillas.
Unidades fáciles de cambiar a otros pozos con costo mínimo.	500 B/D desde 15000 ft han sido instalados a 18000 ft.	Discreto en locaciones urbanas.	Maneja grandes volúmenes en pozos con alto IP, 50000 B/D.	Costo moderado.
Eficiente, simple y fácil de operar para la gente de campo.	Pozos desviados presentan problemas mínimos.	Fácil de operar.	Discreto en locaciones urbanas.	Bajo perfil.
Aplica a Slim hole y completamientos múltiples.	Discreto en locaciones urbanas.	Fácil de instalar el sensor de presión de fondo para la medida de presión a superficie vía cable.	La fuente de energía puede ser colocada.	Pueden usar motores eléctricos en fondo para manejar pozos con arena y fluidos viscosos.
Puede bombear un pozo con muy baja presión.	Fuente de energía puede ser localizada remotamente.	Los pozos desviados no presentan problemas.	Fácil de obtener presiones de fondo y gradientes.	Alta eficiencia eléctrica.
El sistema usualmente se ventila naturalmente por la separación de gas.	Analizable.	Aplica costa afuera.	Levantar pozos de gas no es un problema.	

Analizable	Puede usar gas o electricidad como fuente de energía.	Tratamientos de corrosión y escala fáciles de realizar.	Algunas veces aplica con una unidad de wireline.	
Puede levantar crudos con altas temperaturas y viscosidades.	Bombas de fondo de pozo pueden ser circuladas en sistemas libres.	Disponible para diferentes tamaños.	Los pozos desviados no presentan problemas.	
Puede usar gas o electricidad como fuente de energía.	Aplica a completamientos múltiples.	Los costos de levantamiento para grandes volúmenes son bajos.	La corrosión no es un problema.	
Tratamientos de corrosión y escala fáciles de realizar.	Aplica costa fuera.		Aplica costa afuera.	
Aplicable a bombeo fuera de control si es electrificada.	Sistemas cerrados combaten la corrosión.			
Disponible para diferentes tamaños.	Fácil bombeo en ciclos de periodos de tiempo			

**Tabla 1.34- Ventajas relativas de los sistemas de levantamiento artificial**  
**Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Trabajo de Grado Ecuador 2010.**

### 1.2.6.2. DESVENTAJAS RELATIVAS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON	BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE	GAS LIFT	BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS
Pozos desviados presentan problemas de fricción.	Los sistemas de alimentación de aceite son un peligro de fuego.	No aplica para recopilaciones múltiples.	Levantamiento de gas no siempre está disponible.	Elastómeros en el estator en algunos fluidos del pozo.
La alta producción de sólidos es un problema.	Se requiere un gran inventario de aceite en los sistemas de alimentación la cual resta rentabilidad.	Solo funciona con energía eléctrica.	No es eficiente en el levantamiento de campos pequeños o en un pozo rentado.	Perdida de eficiencia con la profundidad.

Los pozos de gas usualmente disminuyen la eficiencia volumétrica.	La alta producción de sólidos es un problema.	Altos voltajes son necesarios (1000V).	Es difícil levantar emulsiones y crudos viscosos.	Las varillas rotatorias usan tubería.
Está limitado por la profundidad, debido principalmente a la capacidad de varillas.	Los costos de operación algunas veces altos.	Poco práctico en pozos poco profundos de bajo volumen.	No es eficiente en campos pequeños o en un pozo rentado si el equipo de compresión es requerido.	
Molesto en locaciones urbanas.	Por lo general, es susceptible a la interferencia de gas, ya que no tiene ventilación.	El cable causa problemas en el manejo de los tubulares	Problemas de congelamiento de gas e hidratos.	
Pesado y voluminoso en operaciones costa afuera.	Las instalaciones de ventilación son más costosas porque se requiere tubería adicional.	Los cables se deterioran en altas temperaturas.	Problemas con líneas de superficie sucias.	
Susceptible a problemas de parafinas.	No es fácil para el personal de campo para la solución de problemas.	La profundidad del sistema está limitada, 10000 ft, debido al costo del cable y la incapacidad para instalar suficiente energía en el fondo.	No se puede producir efectivamente pozos profundos para su abandono.	
La tubería no puede ser cubierta internamente ante la corrosión	Es difícil obtener pruebas de pozo validas en pozos de bajo volumen.	La producción de gas y de sólidos es un problema.	Requiere gas adicional en sistemas rotativos.	
H <sub>2</sub> S limita la profundidad en la cual se puede ajustar una bomba de gran volumen.	Se requiere dos cadenas de tubería para algunas instalaciones.	No es fácil de analizar.	Problemas de seguridad con la alta presión de gas.	
La limitación del diseño de la bomba de fondo en pequeños diámetros de casing.	Los problemas en tratamientos de agua.	La falta de producción flexibiliza la tasa.		

	Problemas por la alta presión en superficie.	El tamaño del casing es limitado.		
		Mayor tiempo de bajada cuando se encuentran problemas cuando toda la unidad esta en el fondo de pozo.		

**Tabla 1.35- Desventajas relativas de los sistemas de levantamiento artificial**  
**Fuente: LEA. J, NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157**

## Capítulo 2

### 2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL

#### 2.1. GENERALIDADES DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL

Los sistemas de levantamiento artificial convencionales son los más empleados alrededor del mundo, debido principalmente al conocimiento que se tiene de su funcionamiento, la experiencia con que se cuenta para su diseño y operación, y la relativa facilidad con que se consiguen en el mercado las unidades y repuestos utilizados. Sin embargo, con el fin de obtener mejores resultados y poder emplear el levantamiento artificial en un rango de condiciones más amplio se han diseñado una serie de nuevos sistemas como resultado de la modificación o combinación de los sistemas ya conocidos, y que mejoran algunas de las propiedades de los mismos para casos muy particulares.

A continuación se retomaran los más usados en la industria resaltando las ventajas y desventajas del sistema

#### 2.2. TIPOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL

##### 2.2.1. PLUNGER LIFT<sup>11</sup>

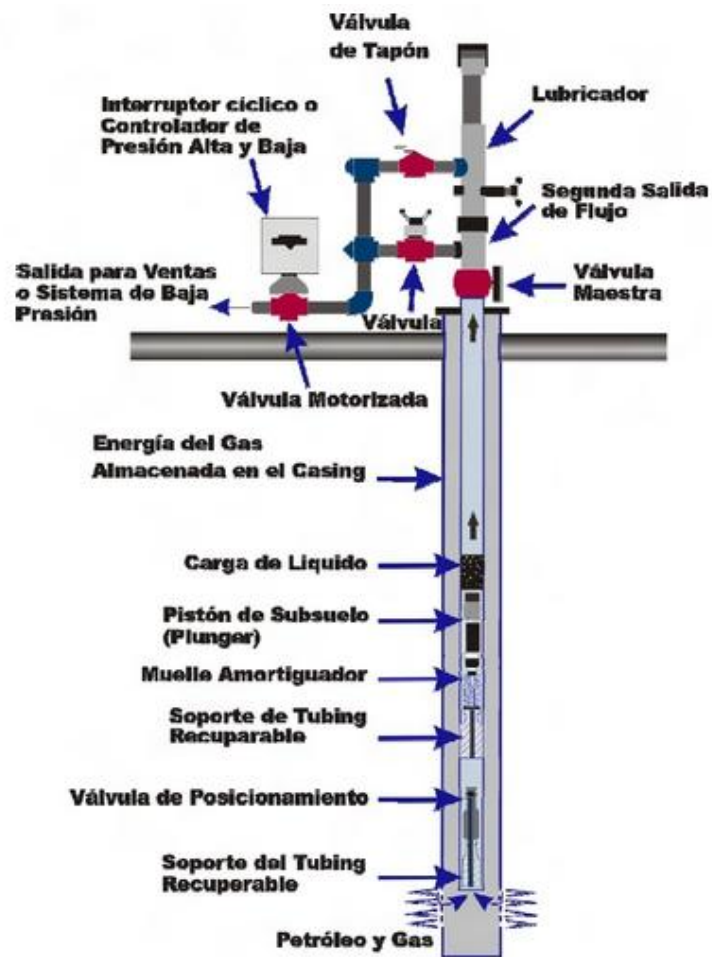
El sistema consiste de un muelle amortiguador en el fondo, un lubricador con conexión en T (Flow Tee), un muelle amortiguador y un receptor en superficie, un controlador para abrir y cerrar el pozo, y por supuesto, un plunger o pistón libre (Ver Figura 2.1). También requiere de una superficie interna de tubing lisa y un diámetro uniforme. Este método no requiere de energía adicional a la del yacimiento, pero si necesita espacio donde la energía de gas se pueda

---

<sup>11</sup> NIND, T.E.W. Principles Of Oil Well Production. New York, McGraw Hill. 1964. 71 a 96 Pag



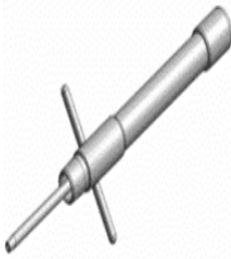


almacenar para luego ser suministrada al tubing a una tasa alta. Usualmente se utiliza el anular entre el tubing y el casing para este propósito, pero, si el pozo ha sido fracturado, el espacio de la fractura es también una buena opción.

La energía del gas es usada para empujar el pistón, transportando un pequeño bache de líquido hasta la superficie. Después de producir el gas decola, el pozo se cierra y el pistón cae de nuevo al fondo. El aumento en la presión de gas se inicia de nuevo y el proceso se repite tan pronto como la energía del gas por debajo del pistón sea superior a la carga del fluido por encima de este, tras lo cual, se abre de nuevo el pozo y se repite el ciclo.



**Figura 2.1** Equipo de sistema de levantamiento Plunger Lift  
 Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

## EQUIPO

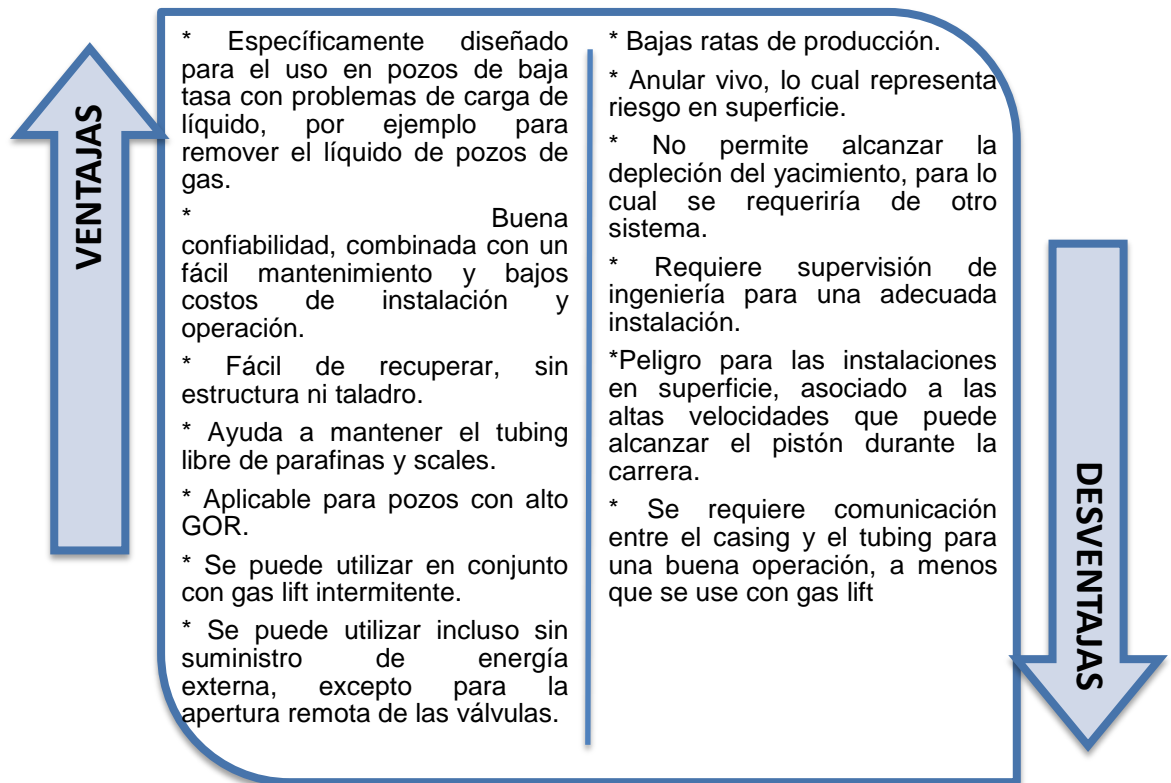
COMPONENTE	SUBSUELO	SUPERFICIE	FUNCION
 <p><b>RESORTE DE FONDO</b></p>	X		Elemento que amortigua la llegada del pistón al fondo del pozo, existiendo varios tipos dependiendo su utilización del anclaje disponible
 <p><b>PLUNGER O PISTON</b></p>	X		Corazón del sistema, crea una interface entre el gas y el líquido, operan con el mismo principio básico, las variaciones son, la eficiencia de cierre, arreglos del peso y desvío.
 <p><b>LUBRICADOR</b></p>		X	Amortigua la llegada del pistón a la superficie y contiene el dispositivo de detección del mismo permitiendo atraparlo para inspección o cambio por necesidad de operación.
 <p>MT-020 Arrival Sensor</p> <p><b>SENSOR</b></p>		X	Monitorea la llegada del pistón a la superficie, reportando dichas llegadas al controlador
 <p><b>VALVULA NEUMATICA</b></p>		X	Son válvulas de operación motora controlando la producción (y la inyección en los pozos asistidos) del pozo

 <p><b>VALVULA REGULADORA</b></p>		X	Se utiliza en los pozos que así lo requieran, regulándose con esta el caudal de gas y liquido de producción limitando la velocidad de ascenso del pistón
 <p><b>SEPARADOR-REGULADOR DEL GAS</b></p>		X	Dispositivo que suministra el gas de operación de las válvulas motoras con la calidad apropiada y a la presión adecuada
 <p><b>PANEL SOLAR</b></p>		X	Mantiene la carga de la batería del controlador
 <p><b>CONTROLADOR DE CABEZA DE POZO</b></p>		X	Generalmente es electrónico computarizado, controla las aperturas y cierres de la válvula de producción en función de parámetros predeterminados, tiempos, presiones o una combinación de ambos.

**Tabla 2.1 Componentes del sistema Plunger lift**

**Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007**

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS



**Tabla 2.2. Ventajas y desventajas Plunger lift**

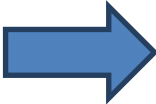
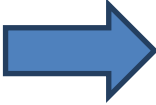



**Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007**

La habilidad para manejar sólidos es razonablemente buena. Se puede utilizar un pistón tipo cepillo para manejar los sólidos, pero éstos reducen la eficiencia. El pistón también tiende a controlar el crecimiento de escamas y parafinas en la tubería. Una alternativa común para proveer energía adicional al sistema es instalar el muelle amortiguador inferior encima de un mandril de gas lift.

Rango recomendado de operación. Se requiere de un GOR mínimo de 300 – 400 SCF/BB por cada 1,000 ft de profundidad que se desee levantar, si se espera implementar este sistema sin ningún empuje o gasto de energía adicional. La desviación máxima del pozo es importante ya que el pistón debe regresar al fondo por la gravedad solamente. La desviación máxima permisible varía entonces con los parámetros de fluido del pozo (especialmente la

viscosidad) pero a manera de guía se recomienda una desviación máxima de 35° a 40°.

## PROBLEMAS OPERACIONALES

PROBLEMAS		SOLUCIONES
Roturas en el tubing		Moderar el diferencial de presión entre tub y csg.
Pérdidas en válvula neumática		Evitar erosión del asiento.
Comienzo tardío del after flow debido a una no detección del pistón		Aseguramiento y buen funcionamiento en los sensores de presión.
No arribo del pistón		Cambio del mismo por desgaste
Configuración incorrecta de las variables de operación		Corregir parámetros de : After flow, Shut in, etc

**Tabla 2.3. Problemas operaciones con su respectiva solución Plunger lift**  
**Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007**

### 2.2.2. CHAMBER LIFT<sup>12</sup>

Levantamiento con cámara de acumulación es una modificación del Gas Lift, que opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso de crudo a la cámara y la inyección de gas desde superficie para desplazar el crudo acumulado.

<sup>12</sup> **NIND, T.E.W.** Fundamentos de Producción y mantenimiento de pozos petroleros. México, Limusa 1987. 71 a 95 pág.

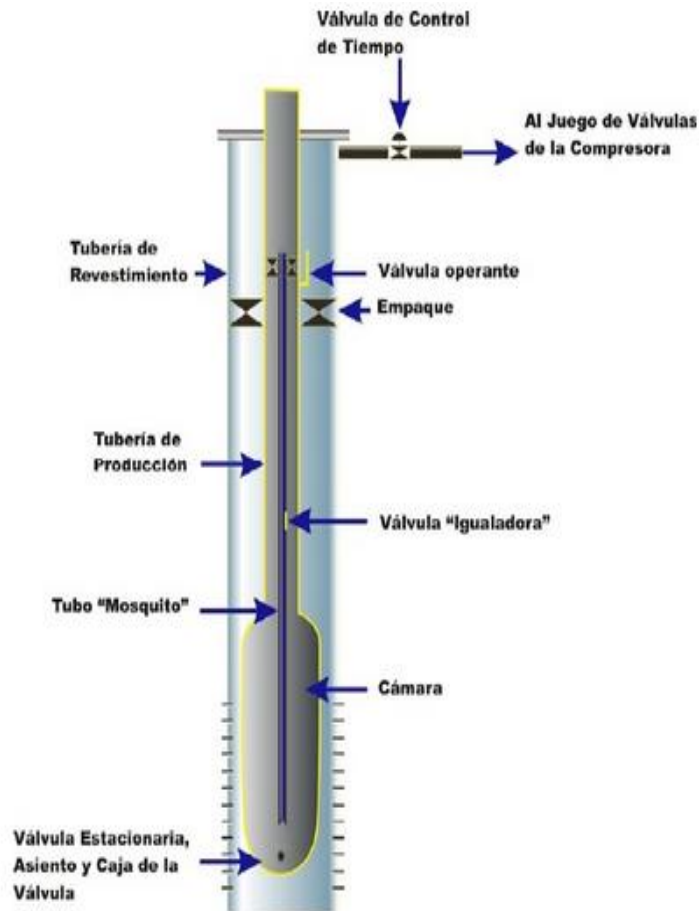




Figura 2.2. Equipo de sistema de levantamiento Chamber Lift  
 Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

**EQUIPO**

COMPONENTE	SUBSUELO	SUPERFICIE	FUNCION
 <b>VALVULA ESTACIONARIA</b>	X		Cuando la válvula de control en superficie está cerrada , el pozo produce en la cámara a través del orificio de la válvula estacionaria
 <b>VALVULA IGUALADORA</b>	X		La válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y exterior del tubo "mosquito" permanezcan iguales.


 <p><b>CAMARA</b></p>	X		<p>Conforme la producción se acumula en el interior de la cámara, la contrapresión de la formación aumenta, de manera que la tasa de producción de la formación disminuye constantemente</p>
 <p><b>VALVULA OPERANTE</b></p>	X		<p>Válvula que utiliza el mismo principio que la válvula anular, salvo que requiere de la rotación de la tubería para operaciones de apertura y de cierre</p>
 <p><b>VALVULA DE CONTROL</b></p>	X		<p>Al abrirse la válvula de control y se inyecta gas dentro del espacio anular entre el casing y el tubing arriba del empacador</p>

Tabla 2.4. Componentes del sistema Chamber lift

Fuente: GIL Julian, ROLON Jose. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo colorado. Trabajo de Grado 2009

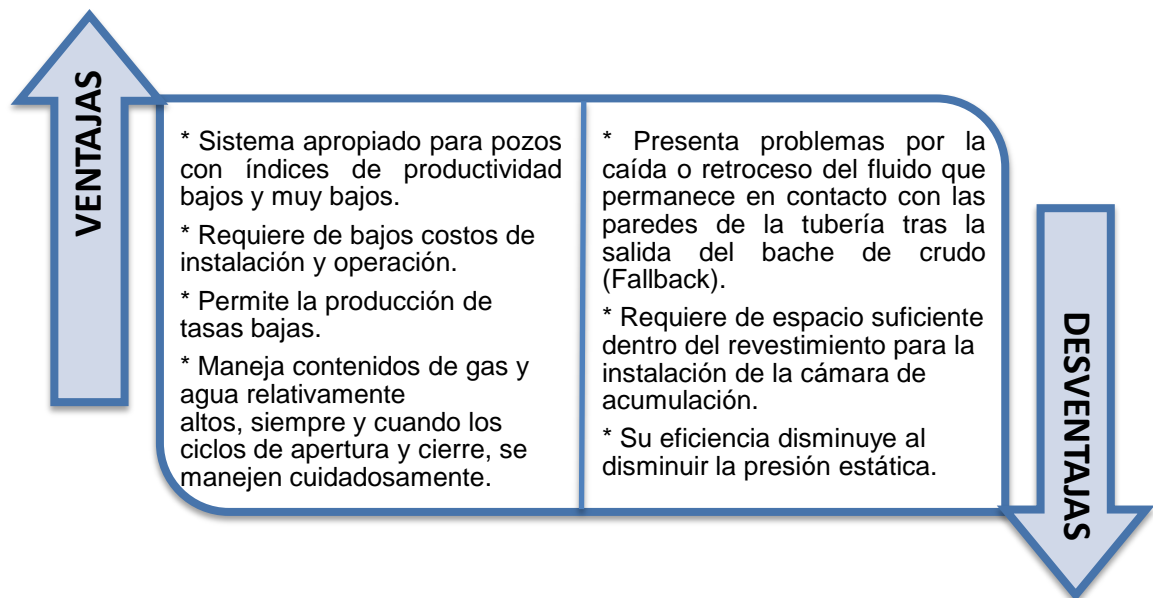
## FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO

- A. Cuando la válvula de control en superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara a través del orificio de la válvula estacionaria. La válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y exterior del tubo “mosquito” permanezcan iguales. Conforme la producción se acumula en el interior de la cámara, la contrapresión de la formación aumenta, de manera que la tasa de producción de la formación disminuye constantemente.
  
- B. A un tiempo preseleccionado, el cual, es ajustado mediante un temporizador en superficie en ciclos regulares, se abre la válvula de control y se inyecta

gas dentro del espacio anular entre el casing y el tubing arriba del empacador. La presión en el casing se eleva y alcanza finalmente un nivel con el cual la válvula de operación se abre. Así se permite que el gas baje por el espacio anular entre el tubo mosquito (stinger) y el tubing. La válvula igualadora y la válvula estacionaria se cierran bruscamente debido al alto diferencial de presión. El gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia el tubo mosquito, el cual a su vez lo introduce dentro del tubing.

C. Para un segundo intervalo de tiempo preseleccionado, la válvula de control se cierra y el bache de líquidos es forzado hacia la superficie por la expansión del gas en el espacio anular entre el casing y el tubing. La presión en el tubing cae, y la válvula de operación se ajusta de tal forma que se cierre en cuanto el bache de líquido alcance la superficie, inmediatamente después. De esta forma se completa el ciclo.

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS



**Tabla 2.5. Ventajas y desventajas Chamber lift**

**Fuente: GIL Julian, ROLON Jose. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo colorado. Trabajo de Grado 2009**

Es importante tener en cuenta que existe una frecuencia óptima de los ciclos de apertura y cierre de las válvulas para una serie de condiciones dadas, la cual, produce la mayor eficiencia del sistema. Para periodos cortos de inyección de gas (aproximadamente de 10 minutos), la frecuencia óptima está entre los 20 y 40 ciclos por día. Para ciclos más largos (superiores a 25 minutos), la frecuencia óptima se reduce a alrededor de 10 a 20 ciclos por día. En ambos casos, el valor está directamente relacionado con el IP.

### **2.2.3. BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE CON GAS LIFT<sup>13</sup>**

Los mayores beneficios de combinar estos sistemas de levantamiento artificial son: la reducción de capital inicial y los costos de operación, optimizando la compresión del gas y los requerimientos eléctricos para reducir la presión de abandono y aumentar el recobro. Las principales áreas de aplicación incluyen campos maduros y desarrollados, campos con bajo suministro de gas, bajo índice de productividad y pozos profundos. La combinación de sistemas como Gas Lift y ESP permite mejorar la utilización de las metodologías de levantamiento conocidas.

El completamiento requerido para su instalación se realiza instalando una bomba centrífuga cerca de los intervalos de perforaciones, mientras que los mandriles de Gas Lift son instalados encima de la bomba, a unos 1000 a 3000 ft. El ESP está diseñado para levantar los fluidos de baja presión hasta la presión mínima necesitada para un Gas Lift óptimo. Durante la vida del proyecto, se pueden variar las tasas de entregabilidad, las cuales, pueden ser optimizadas continuamente, reduciendo el gasto de energía.

---

<sup>13</sup> HERRERA, Cristóbal. ORTIZ, Juliana. Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial combinado de bombeo electro sumergible y levantamiento neumático: aceip 2002.

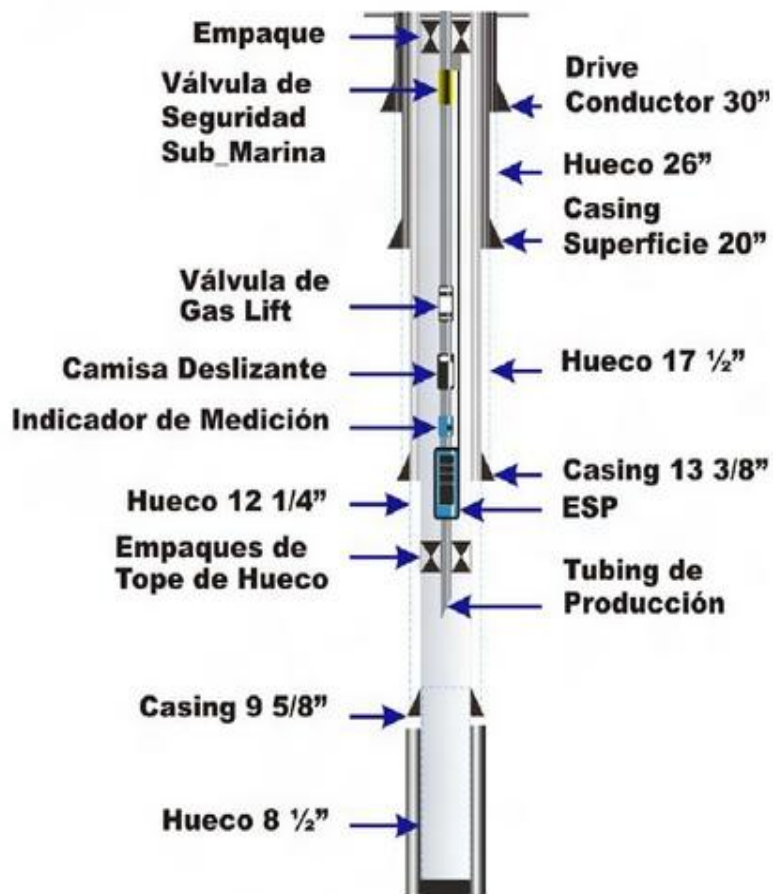
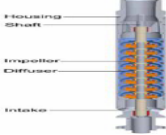




Figura 2.3 - Equipo de sistema de levantamiento, Bombeo ESP con gas lift  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

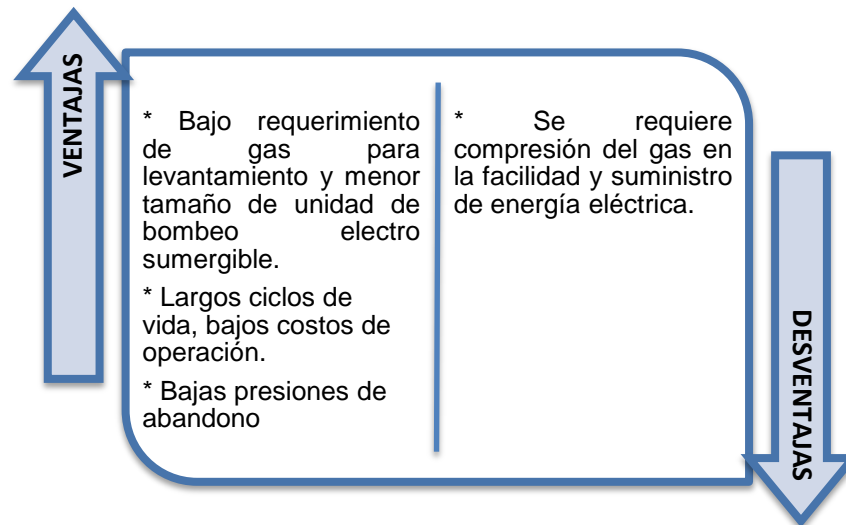
## EQUIPO

COMPONENTE	SUBSUELO	SUPERFICIE	FUNCION
 <b>BOMBA CENTRIFUGA</b>	X		Convertir la energía del eje de rotación en fuerzas centrifugas para impulsar el fluido

 <p><b>MANDRILES</b></p>	X		Receptáculo para instalar la válvula de levantamiento o inyección a la profundidad deseada.
 <p><b>VALVULA DE SEGURIDAD</b></p>	X		Regula la presión, asegurando el buen funcionamiento del equipo de producción
 <p><b>CAMISA DESLIZANTE</b></p>	X		Dispositivo abierto el cual es movido axialmente hacia arriba o hacia abajo para permitir o no el paso del fluido o la comunicación entre la tubería y el casing.
 <p><b>EMPAQUE DE TOPE</b></p>	X		Permite aislar el fluido motriz del producido y la medición exacta de los fluidos producidos por el pozo la determinación del desgaste sufrido por la unidad de bombeo al incrementarse el volumen de fluido motriz
 <p><b>CONTROLADOR DE FRECUENCIA</b></p>	X		Permitir el incremento notable en la flexibilidad de bombeo

**Tabla 2.6 Componentes del sistema, Bombeo ESP con gas lift**  
Fuente: HERRERA, Cristóbal. ORTIZ, Juliana. Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial combinado de bombeo electro sumergible y levantamiento neumático: aceip 2002.

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS



**Tabla 2.7 Ventajas y desventajas, Bombeo ESP con gas lift**  
Fuente: HERRERA, Cristóbal. ORTIZ, Juliana. Estudio para la implementación de un sistema de levantamiento artificial combinado de bombeo electro sumergible y levantamiento neumático: aceip 2002.

El principal beneficio de la combinación de estos sistemas es la reducción en tamaño y volumen del ESP y en requerimientos del Gas Lift. Los tamaños del equipo ahora son reducidos (cable y motores), así que la inversión en las facilidades de superficie y los costos de mantenimiento son menores. Los beneficios de implementar esta tecnología incluyen:

- Operación: optimización de la compresión del gas y los requerimientos de electricidad.
- Económicamente: reducción en la presión de abandono
- Ingeniería de yacimientos: reducción en la presión de abandono y posibilita recobros más altos. Las principales áreas de aplicación de este sistema son los campos con baja presión de entrada y pozos profundos.

## CARACTERÍSTICAS OPERACIONALES

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos	1		2 a 10		11 a 20	>20
Tasa de Producción (BPD)	1 a 100 y >7000	101 a 200	201 a 300 y 60001 a 70000	301 a 800 y 35001 a 60000	801 a 8000 y 25001 a 35000	8001 a 25000
Profundidad del pozo (ft)	>15000	12501 a 15000	10001 a 12500	7501 a 10000	5001 a 7500	1 a 5000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8		4 1/2	5 1/2	7	>7
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/1000ft)		>70	51 a 70	31 a 50	11 a 30	0 a 10
Temperatura (°F)	>450	351 a 450	326 a 350	251 a 325	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)				14 a 200	201 a 400	>400
Tipo de Completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de Recobro		Secundario	Terciario			Primario

Tabla 2.8 Características de yacimiento, producción y pozo, bombeo esp con gas lift  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)				91 a 99,9	71 a 90	0,1 a 70
Viscosidad del fluido producido (cp)	>800	201 a 800	101 a 200	51 a 100	11 a 50	0,1 a 10
Presencia de fluidos corrosivos			Si			NO
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>200	101 a 200	51 a 100	16 a 50	6 a 15	0 a 5
GOR (SCF/STB)	>5000	4001 a 5000	1501 a 4000	501 a 1500	51 a 500	0 a 50
Presencia de Contaminantes			Severa y Media	Leve		Nula
Tratamientos Aplicados		Ácidos	Solventes Inhibidores			Sin tratamiento

**Tabla 2.9. Características de fluidos producidos, Bombeo Esp Con Gas Lift**  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de Locación				Remoto	Offshore	Onshore
Energía Eléctrica	Generada					Comprada
Espacio restringido				Reducido	Amplio	Standard

**Tabla 2.10 Características De facilidades de superficie, Bombeo Esp Con Gas Lift**  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

## Capítulo 3

### 3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL, ELECTRO SUMERGIBLE CON CAVIDADES PROGRESIVAS. ESPCP

#### 3.1. RELACION ENTRE PCP Y ESP<sup>14</sup>

La combinación de los métodos de levantamiento Bombeo Electro sumergible y Bombeo Cavidades Progresivas generando un nuevo sistema de levantamiento no convencional, fusionando el principio físico y operacional de un ESP pero con la única diferencia que la bomba de subsuelo no es un bomba centrífuga (SLA ESP) sino un bomba de movimiento positivo con cavidades (SLA PCP)

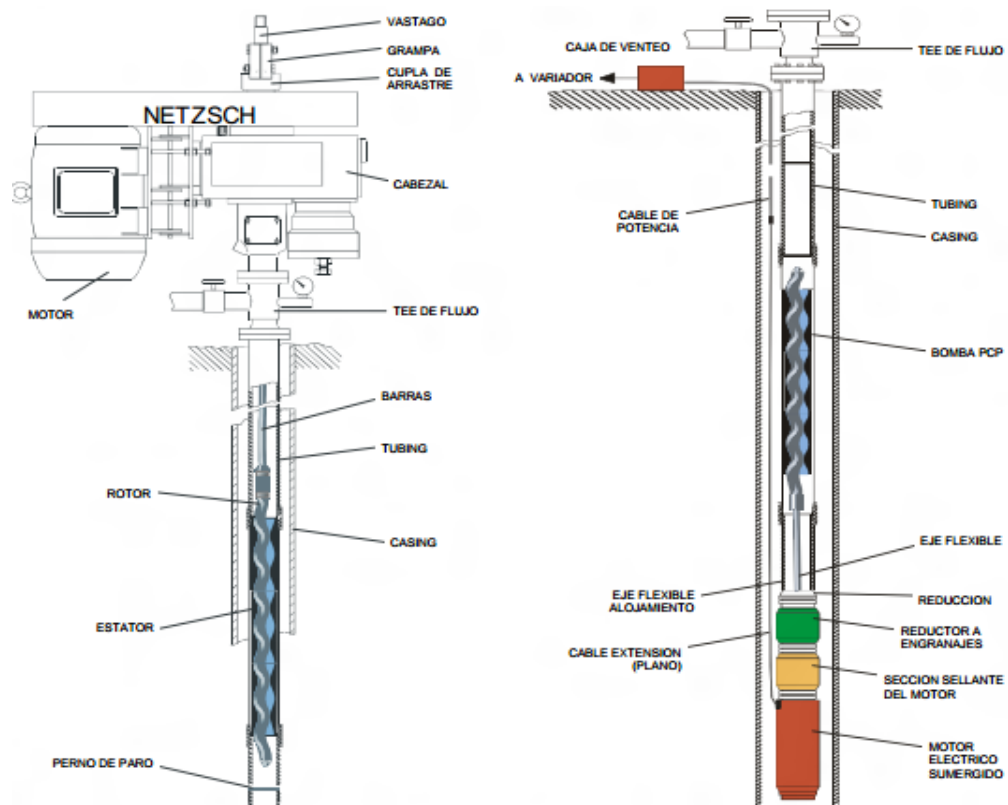


Figura 3.1 Diferencia de equipos (derecha PCP, izquierda ESPCP)  
Fuente: NETZSCH Oil field Products GmbH. Manual de sistemas PC, Venezuela. Edición especial 2004.

<sup>14</sup> HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavidades Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008

### 3.2. BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS ELECTRICO SUMERGIBLE-ESPCP<sup>15</sup>

Posteriormente de ejemplificar conceptos claro sobre, los equipos, funcionamiento, operación e instalación de los dos sistemas de levantamiento convencionales que juntos crean un sistema de levantamiento no convencional de cavidades progresivas eléctrico sumergible

Finalmente en esta sección se ilustraran con mas detalles las diferencias ya mencionadas de este método no convencional de levantamiento en la figura 39 se ilustran las diferencias con respecto al equipo en superficie pues es la más importante para el diseño y operación de este, que es la presencia de una bomba PCP con los demás equipos de superficie, fondo y de apoyo de un ESP sin mencionar el aumento de producción que este equipo genera al campo productor y la compañía operadora.

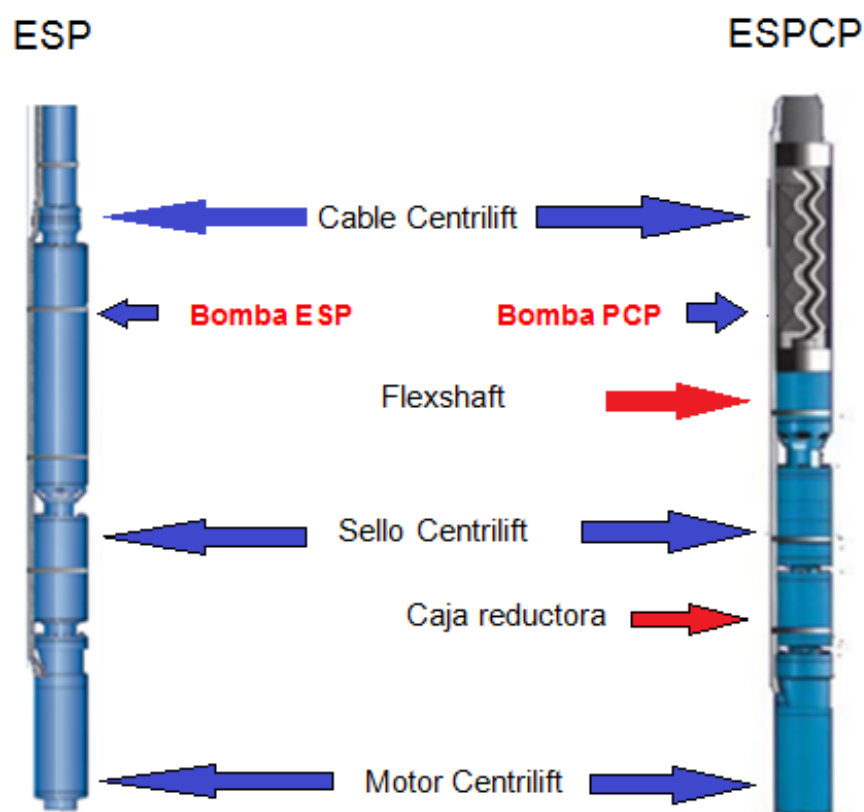


Figura 3.2 Diferencia del equipo ESP Vs ESPCP  
Fuente: Seminario Equipos ESPCP, BAKER HUGHES Centrilift

<sup>15</sup> Seminario Equipos ESPCP, BAKER HUGHES Centrilift

De acuerdo a esto el sistema ESPCP utiliza un medio de tracción inferior, el mismo que consiste en un motor eléctrico, un equipo reductor de revoluciones, sello y un eje flexible. El motor utilizado para este tipo de sistema es el mismo que el de las configuraciones tradicionales ESP. Un equipo reductor de velocidad está incorporado en el sistema para reducir la velocidad del motor en el fondo del pozo y aumentar el torque para una operación de cavidades progresivas. La sección sello aísla el aceite limpio del motor de los fluidos del pozo.

Finalmente el eje flexible convierte el movimiento concéntrico del eje del sello a un movimiento excéntrico de la bomba de cavidad progresiva.

Un sistema ESPCP es beneficioso cuando se instalan en condiciones de pozo en donde se ha producido eficientemente usando PCP, pero funcionan mejor al no tener una sarta de varillas de bombeo para la operación. Estos sistemas se utilizan habitualmente en pozos horizontales, donde son necesarias presiones mínimas en el fondo para optimizar la producción.

El bombeo de cavidad progresiva es uno de los pocos sistemas que ofrece una mayor eficiencia con el aumento de la viscosidad y/o sólidos. El determinar el tamaño apropiado y la selección correcta es muy importante, ya que de no hacerlo las altas temperaturas podrían comprometer los elastómeros del estator.

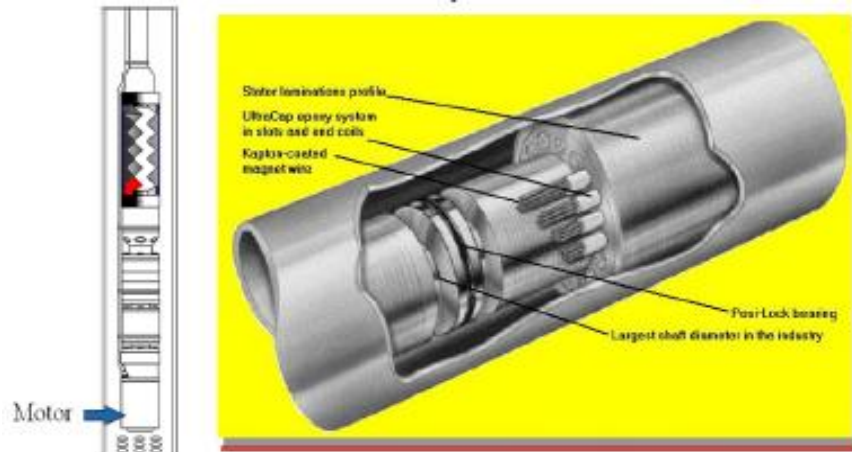
### **3.2.1. EQUIPO DEL SISTEMA ESPCP<sup>16</sup>**

#### **3.2.1.1. EQUIPO DEL SUBSUELO**

---

<sup>16</sup> FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Tesis Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.2010

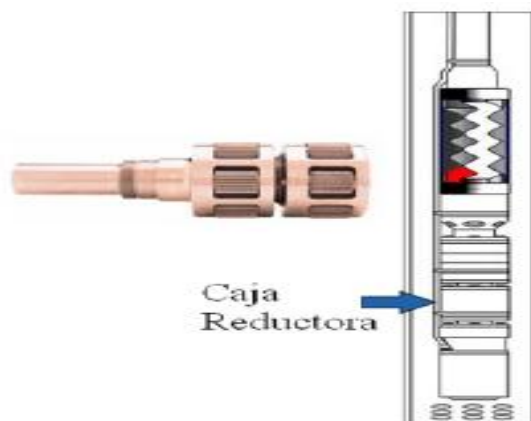
## MOTOR



**Figura 3.3 Corte transversal y ubicación del motor, ESPCP**  
Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Tesis Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.2010

El motor electro sumergible estándar usado en el bombeo de cavidades progresivas (ESPCP) consiste en un diseño de dos polos que opera a 3000 rpm a 50 Hz, similar al motor para el bombeo electro sumergible ES y capaz de soportar temperaturas de fondo de pozo de hasta 400 °F (204 °C). El motor utiliza para su funcionamiento un aceite de alta resistencia dieléctrica y de propiedades lubricantes

## CAJA REDUCTORA (GEARREDUCER)



**Figura 3.4 Caja reductora y su ubicación, ESPCP**  
Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Tesis Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.2010

Equipo de diseño Doble Planetario que permite tener una configuración de reducción de 9:1 (3:1 x 3:1) en la velocidad generada por el motor eléctrico, con el fin de alcanzar las revoluciones a las opera la bomba ESPCP.

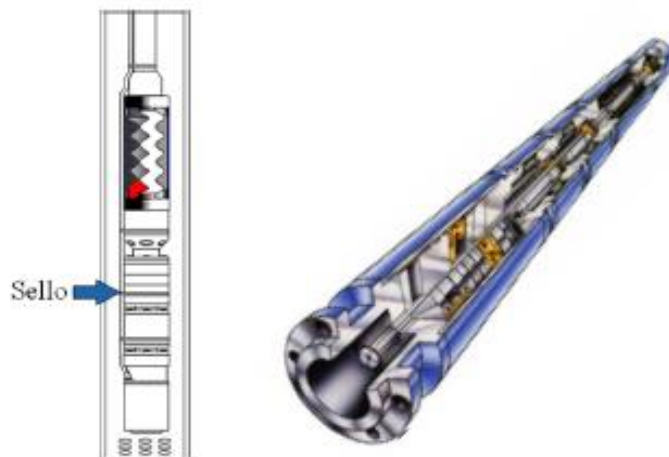
La caja reductora utiliza para su funcionamiento aceite especial con propiedades dieléctricas y lubricantes. Esta caja reductora tiene una alta eficiencia de más del 98 % y un diseño de alta temperatura, por lo que puede soportar hasta 400 °F (204 °C). Existen otras configuraciones de velocidad (Tabla 3) de salida para motores de dos polos para 60Hz, 50 Hz y 30 Hz:

60 Hz			50 Hz	30 Hz
15:1	=	233 rpm	194 rpm	116 rpm
9:1	=	389 rpm	324 rpm	195 rpm
3:1	=	1167 rpm	972 rpm	584 rpm

**Tabla 3.1 Configuraciones de velocidad, ESPCP**

**Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Tesis Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.2010**

## SELLO



**Figura 3.5 Sello y su ubicación, ESPCP**

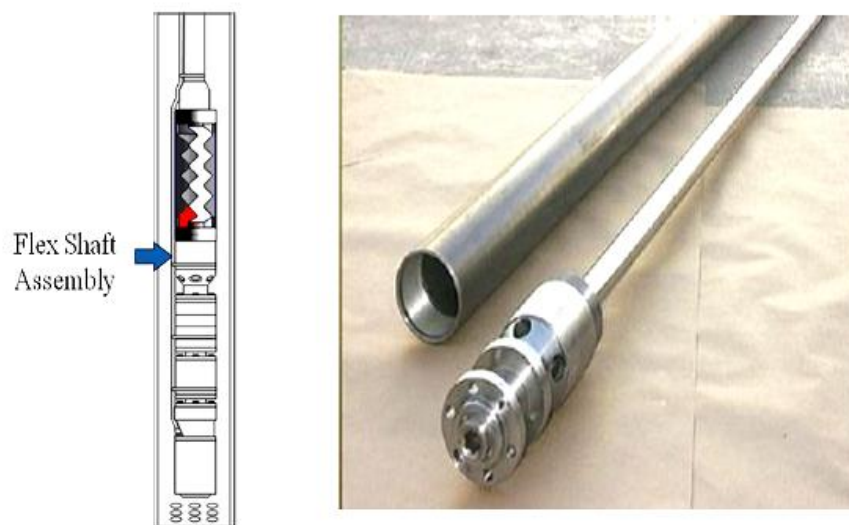
**Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Tesis Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.2010**

Herramienta con cuatro funciones principales y muy importantes durante las operaciones. Como primera función evita que los fluidos del pozo y otros contaminantes entren a la caja reductora (Gear Reducer) y al motor eléctrico.

El sello asimismo permite que el aceite dieléctrico lubricante del motor y de la caja reductora, se expanda cuando varía la presión a la temperatura en el fondo del pozo.

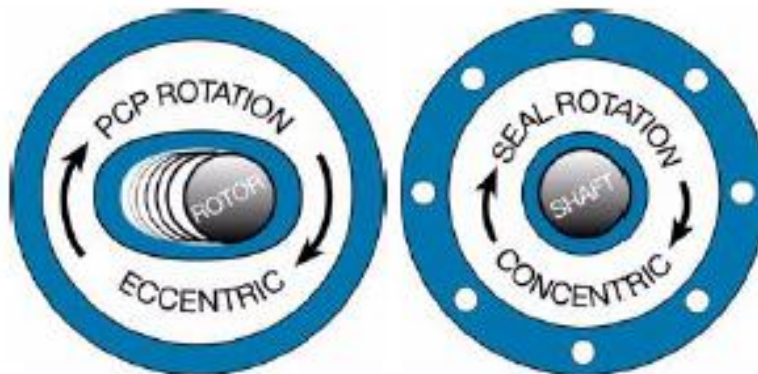
De igual forma ecualiza la presión interna del motor eléctrico de la caja reductora (Gear Reducer) con la presión del pozo. Por último el sello absorbe el empuje axial de la bomba.

### EJE FLEXIBLE



**Figura 3.6 Eje flexible y su ubicación, ESPCP**  
**Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Tesis Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.2010**

Conecta la bomba a la sección sellante del sistema. Esta herramienta tiene la función de absorber la rotación excéntrica de la PCP y la convierte en rotación concéntrica del sello (figura 3.7.).



**Figura 3.7 Rotación excéntrica y concéntrica, ESPCP**  
**Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Tesis Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.2010**

El Eje Flexible está diseñado para alto torque, para altas cargas radiales y para altas cargas axiales. Es importante conocer que este equipo contiene un cojinete de carburo de tungsteno para soportar cargas radiales.

### 3.2.1.2. EQUIPOS DE SUPERFICIE

#### CONTROLADORES



**Figura 3.8 Controladores, ESPCP**  
**Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Tesis Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.2010**

El tablero (Figura 3.8) es un panel diseñado para un amplio rango de voltajes y para ser usado con equipos ESP o ESPCP. Este tablero consiste en un interruptor, un contactor de vacío, y un transformador de control de amplio rango de voltaje, todo en un gabinete tipo Nema3R. Estos controladores se usan a frecuencia fija y proveen un arranque directo.

Para lograr la versatilidad que requiere el uso de una bomba PCP en cuanto a la posibilidad de variar su caudal con la velocidad, se hace indispensable el uso de un variador de frecuencia (VSD). El VSD provee también un arranque suave a una frecuencia definida, y una amplia gama de seteos y protecciones.

### **3.2.1.3. OPERACIÓN DEL EQUIPO<sup>17</sup>**

#### **INSTALACION**

- Levantar el motor sobre la boca del pozo y abullonar la Caja Reductora (Gear Reducer).
- Drenar completamente el motor y rellenarlo (desde abajo) con aceite OH-400.
- Levantar el sello y drenar completamente.
- Puede ser necesario tener que dar vuelta el sello para su drenado completo.
- Abullonar el sello en la Caja Reductora y llenarlo normalmente con aceite OH-400.
- Quitar la tapa superior del sello.

#### **PUESTA EN MARCHA**

Al poner en marcha una ESPCP hay que tener en cuenta algunas diferencias respecto de una ESP que deben ser tenidas en cuenta para evitar fallas prematuras. A continuación, algunos consejos para llevar a cabo la puesta en marcha y la operación del equipo en forma correcta.

---

<sup>17</sup> VARGAS, E. Cátedra Bombeo Electro sumergible, Universidad de Oriente, Venezuela. 2008

## ROTACIÓN

Lo más importante es confirmar la correcta rotación del estator. Ya que se trata de una bomba de desplazamiento positivo, va a tratar de bombear en cualquier dirección, de modo que “secaría” el tubing si opera en el sentido equivocado. Si se opera la bomba “seca” dañaría el estator y el rotor tendería a desenroscarse. Por ello se debe seguir el procedimiento estándar de faseo.

- Se debe llenar el tubing, de manera que se confirma rápidamente el correcto sentido de rotación.
- Si no, la presión en el tubing comienza a disminuir en cuanto la unidad se pone en marcha.
- Si el sentido de rotación es correcto, el tubing “sopla”, si no, se verifica “vacío”.
- Tomar nota del consumo del motor durante el arranque e inmediatamente después de alcanzar su velocidad de operación.
- Aunque la corriente del motor puede ser muy baja (casi la corriente de vacío) en ambas direcciones, la corriente de arranque debería ser mayor luego de alcanzar los 50 Hz.

## SETEO DEL VARIADOR DE FRECUENCIA

Una característica de la PCP es que puede ser difícil de arrancar luego de que el elastómero se hincha un poco. Por esta razón, los motores de ESPCP son sobredimensionados para permitir la mayor demanda de carga durante el arranque.

Al setear el Variador de Frecuencia, hay que distinguir algunos de los valores comunes en los parámetros de arranque:

- SYNC DELAY ----- 5-7 sec.
- II LIMIT SYNC ----- set @ max for controller
- ACCEL TIME ----- 5-10 sec.

## **PROTECCIÓN DE BAJA CARGA**

- Ya que el motor generalmente está sobredimensionado para la normal operación, el seteo de la protección de Baja Carga puede ser difícil.
- En algunos casos, en un variador operando a baja frecuencia, no existe la protección de Baja Carga.
- En estos casos, puede ser necesario instalar un dispositivo de corte por baja presión en la tubería, atado a la señal AUX-STOP del variador de frecuencia.
- Normalmente, la protección de Baja Carga debe fijarse en un 10-15 % por debajo de la corriente de operación, dependiendo de la carga del motor.
- Una vez que el fluido alcanzó la superficie, tomar la lectura de corriente y fijar la Baja Carga en 5-10% por debajo de la lectura y la sobrecarga en 15-20% por encima de la lectura.
- La protección de sobre carga debe ajustarse luego de que el nivel de fluido haya bajado. Esta maniobra puede tomar hasta varios días.

Al igual que en el Equipo Electro sumergible (ESP), el desensamble de los equipos es un proceso inverso, en el que los equipos ESPCP de fondo de pozo se van removiendo desde el más cercano a la superficie (bomba ESPCP) hasta el más profundo en el pozo (motor eléctrico). Durante este proceso de desensamble la bomba saldrá como un solo conjunto, y será en taller en donde se desacople el rotor del estator determinando así como funcionó el diseño del elastómero en el pozo.

## **PRECAUCIONES DE LA OPERACIÓN**

- Verifique que no haya extensión de eje en la parte superior del sello. Si el sello tuviera extensión en su eje, ésta deberá ser cortada con una sierra al nivel del eje.

- Si el extremo del sello sólo tuviera el orificio para la extensión, se deberá instalar la extensión y luego cortarla con la sierra como se indicó.
- Antes de izar el conjunto de la Bomba y el Eje Flexible, quitarla tapa y el tornillo de bloqueo ubicado a un lado de la camisa de la succión. Usando una llave adecuada, girar la bomba para liberar el tornillo antes de instalar.
- Colocar el Eje Flexible con la bomba sobre el sello. Alinear la estría y bajar el conjunto sobre la sección sellante.
- Quitar el tornillo de bloqueo y colocar el tapón adecuado.
- El único propósito de este tapón es evitar que la rosca se desgaste. El tapón se coloca hasta quedar al ras de la pared de la camisa.
- Una vez que se abulonó la succión al sello, ya está listo para instalar el MLE y bajar la instalación al pozo.

### 3.2.2. CARACTERISTICAS OPERACIONALES

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Número de pozos					1	>1
Tasa de Producción (BPD)	1 a 5 y >4500	4501 a 5500	3501 a 4500	6 a 100 y 2801 a 3500	101 a 1500 y 2501 a 2800	1501 a 2500
Profundidad del pozo (ft)	>14000	11001 a 14000	9001 a 11000	7001 a 9000	4001 a 7000	1 a 4000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7
Grado de inclinación Pozo con respecto a la vertical	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/1000ft)			>10	9 a 10	4 a 8	0 a 3
Temperatura (°F)	>350	281 a 350		251 a 280	1 a 70 y 151 a 250	71 a 150
Presión de fondo fluyendo Pwf (psi)			14 a 100	101 a 200	201 a 500 y >1000	500 a 1000
Tipo de Completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de Recobro	Terciario			Secundario	Primario	

Tabla 3.2 Características de yacimiento, producción y pozo, ESPCP

Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
BSW (%)	>90	56 a 90	41 a 55	16 a 40	7 a 15	0,1 a 6
Viscosidad del fluido producido (cp)	>10000	0 a 100 y 8001 a 10000	101 a 500 y 6501 a 8000	501 a 1000 y 5001 a 6500	1001 a 4000	4001 a 5000
Presencia de fluidos corrosivos		Si				No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>8000	5001 a 8000	451 a 5000	151 a 450	41 a 50	0 a 40
GOR (SCF/STB)	>600	351 a 600		201 a 350	51 a 200	0 a 50
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamientos Aplicados		Solventes	Ácidos	Inhibidores		Sin tratamiento

**Tabla 3.3 Características de los fluidos producidos, ESPCP**  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Óptimo
Tipo de Locación				Remoto	Offshore	Onshore
Energía Eléctrica	Generada					Comprada
Espacio restringido				Reducido	Amplio	Standard

**Tabla 3.4 Características de facilidades de superficie, ESPCP**  
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

### 3.2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

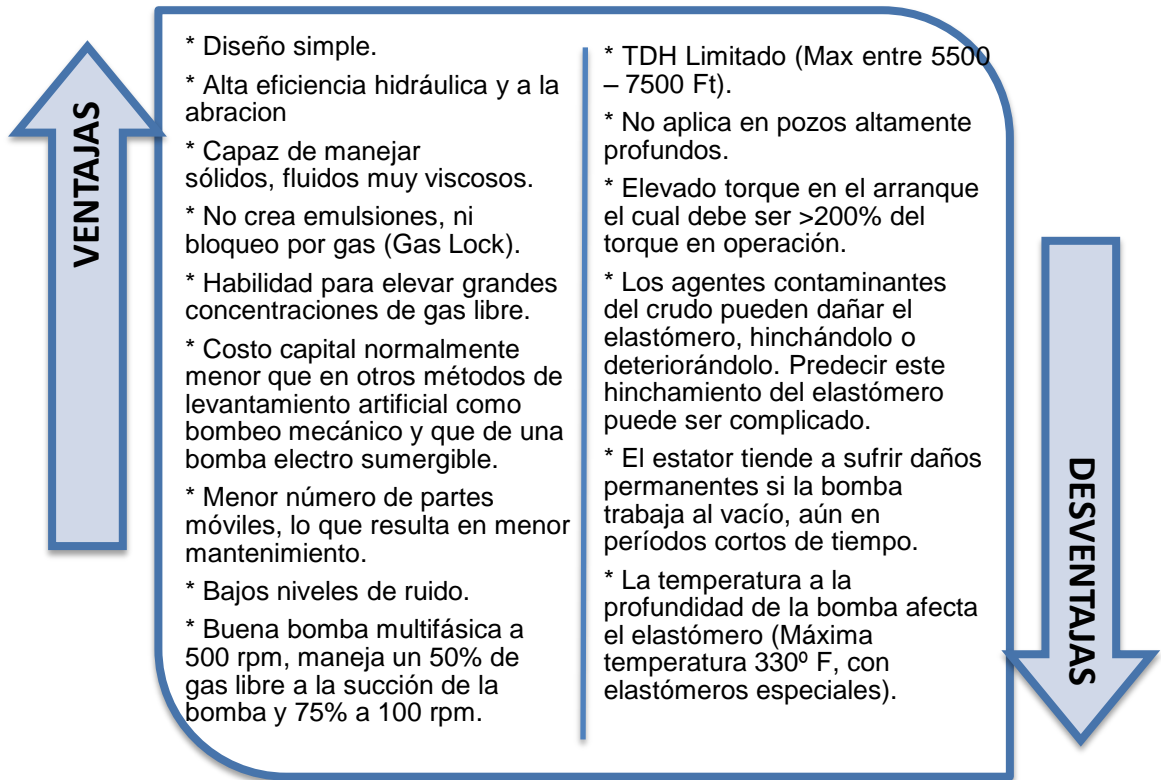


Tabla 3.5 Ventajas y desventajas, ESPCP

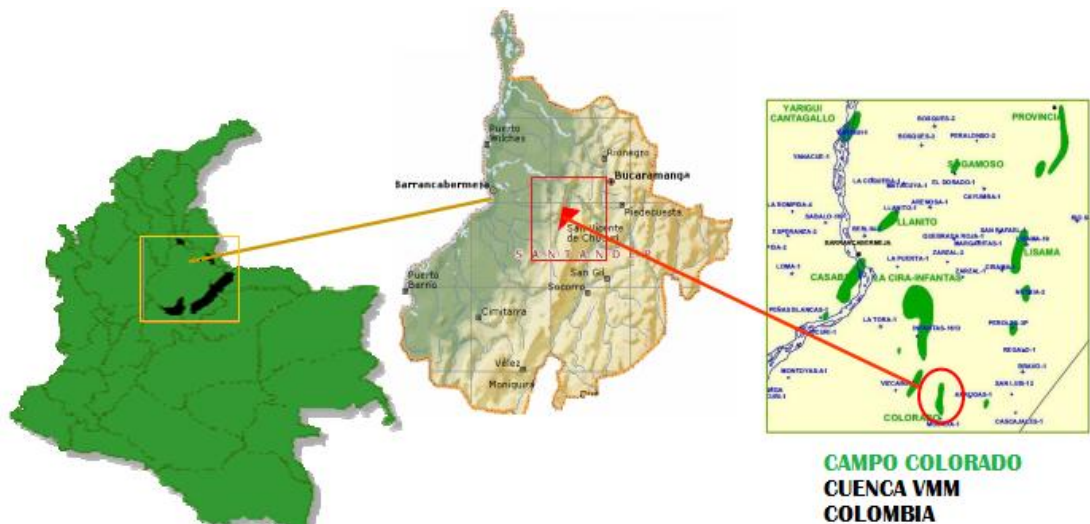
Fuente: FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Tesis Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.2010

## Capítulo 4

### 4. RESEÑA DE CAMPO ESCUELA COLORADO<sup>18</sup>

#### 4.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Campo escuela colorado es un convenio Interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos entre la Universidad Industrial de Santander *UIS* y La Empresa Colombiana de Petróleos *ECOPETROL S.A.*, en donde la compañía estatal petrolera hace entrega a la UIS del Campo Colorado el 1 de Junio del 2006. Esta alianza se constituye en la primera experiencia nacional en materia de interacción academia - industria en el sector hidrocarburos.



**Figura 4.1 Localización Campo Colorado**  
Fuente: Modificado “campo escuela colorado convenio Uis – Ecopetrol s.a.  
Bucaramanga, octubre 2007

El Campo Colorado se encuentra localizado sobre la cuenca del valle medio del magdalena (VMM), en la provincia estructural del piedemonte occidental de la Cordillera oriental, geográficamente, en la Vereda Los Colorados,

<sup>18</sup>Presentación. *Campo Escuela Colorado, Convenio Uis-Ecopetrol S.A., Dirección Ejecutiva-Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, Colombia. 2007.*

Corregimiento de Yarima, vereda que cuenta con una población aproximada de 175 personas, quienes conforman las 38 familias que habitan la zona, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento de Santander. Ubicado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000m – 1'040500m ESTE, Y= 1'238.000m – 1'247.500m NORTE con origen Bogotá D.C., sobre el área de la antigua concesión De Mares, contando con una extensión de 60 km<sup>2</sup> aproximadamente.

#### **4.2. DATOS HISTÓRICOS**

Dentro del periodo de años de 1923 hasta 1952 el campo colorado fue operado y coordinado por la compañía TROCO (Tropical Oil Company), la cual en etapa de exploración (1923-1232 años) perforó 7 pozos de los cuales todos excepto el Col-7 fueron abandonados por problemas mecánicos. Ecopetrol para los años de 1945 a 1946 gestiona un desarrollo importante en el campo, perfora 8 pozos y realizando pruebas de laboratorio, brindando resultados satisfactorios, para los años 1953 a 1964 Ecopetrol toma el mando operativo y de desarrollo completamente sobre el campo, perforando 60 pozos mas, obteniendo así 75 pozos perforados sobre la estructura hasta la fecha. En el año 1961 alcanzo la cenit de la producción, con un caudal de 1771BOPD, pero de nuevo por problemas mecánicos se vuelven a perder pozos hasta alcanzar un numero activo de 44 pozos en el año 1963, por ende la producción declina rápidamente hasta que en los años 1966 y 1976 se mantuvo una producción promedia de 670BOPD. Pero el aumento del agotamiento del campo aumento, pasando de 670 BOPD en 1976 a 470 BOPD en 1989, frente a esta problemática se plantearon campañas de workover recuperando la producción del área, mas sin embargo, el marcado descenso de la producción siguió aumentando, perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados (Ecopetrol – ICP 2003).

Luego el 1 de Junio de 2006 se firma el convenio Campo Escuela-Colorado con la visión de promover la investigación científica y el desarrollo tecnológico de la cadena productiva de los hidrocarburos, para lograr su producción sostenible y su articulación al desarrollo económico y social del país, con una vigencia de convenio de 10 años, prorrogables; ya en manos de la Universidad Industrial de Santander, ésta, en el año de 2009 firma un convenio de alianza tecnología con la compañía WEIL GROUP.LTD<sup>19</sup>. La cual finalizara junto con el convenio de Ecopetrol.

Actualmente (2013 año) se presentaron discordias entre los entes que integran el convenio Campo Escuela-Colorado por problemas porcentuales de ganancias, insatisfacción del manejo operativo y técnico del campo y otros inconvenientes que no caben destacar, no obstante gracias a la gestión de las directivas de las entidades, estudiantes UIS pudieron solventar y solucionar estos desacuerdos, finalmente el convenio Campo Escuela-Colorado sigue y seguirá (2016 año) siendo el centro de investigación y de entrenamiento académico y práctico para los estudiantes UIS y futuros profesionales del país.

### **4.3. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO**

El petróleo producido por el campo Colorado, se extrae principalmente de la formación Mugrosa (zona B y C) y Esmeralda (Zona D), depositadas en un sistema fluvial meandrónico. La trampa se genera por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido Norte-Sur buzando hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SurOeste-NorEste. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburo en la cuenca.

---

<sup>19</sup>Empresa estadounidense con alta experiencia y recursos en la industria petrolera, con varios campos operados en más de 5 países del mundo.

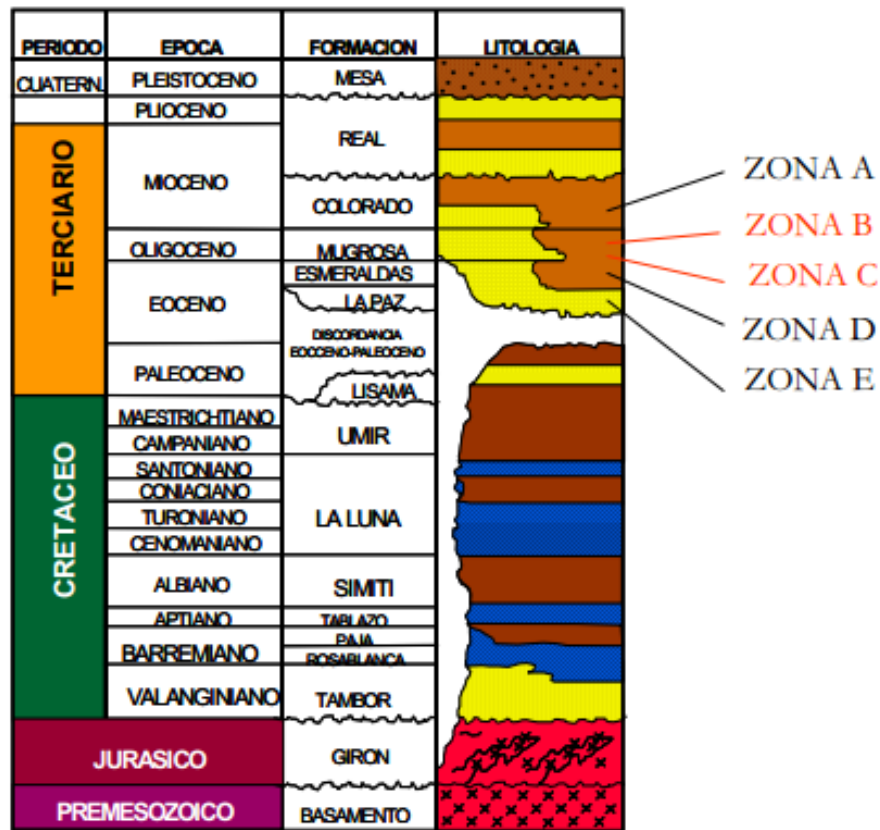


Figura 4.2 Columna estratigráfica del VMM  
Fuente: Modificado "campo escuela colorado convenio Uis – Ecopetrol s.a.  
Bucaramanga, octubre 2007

Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el campo colorado, las cuales son Zona B1, zona B2, zona C1 Y zona C2 las cuales poseen propiedades como un espesor promedio de arena neta petrolífera (NetPay) de 22.96 pies, 23.2 pies, 24.23 pies y 40.62 pies, respectivamente, además de saturación de agua (Sw) y porosidad ( $\phi$ ) que se relacionan en la tabla 4.1.

Gracias a la siguiente caracterización realizada por ECOPETROL y aplicando herramientas aritméticas se estimaron un total de reservas acumuladas en el campo Colorado, de 121.03 MMbbls (2003).

CAMPO COLORADO - FM MUGROSA	PROPIEDAD	PROMEDIO PARA EL CAMPO
ZONA B1	Sw	0,3
	Porosidad	0,13
	Netpay	22,96
ZONA B2	Sw	0,32
	Porosidad	0,14
	Netpay	23,2
ZONA C1	Sw	0,3
	Porosidad	0,16
	Netpay	24,23
ZONA C2	Sw	0,3
	Porosidad	0,2
	Netpay	40,62

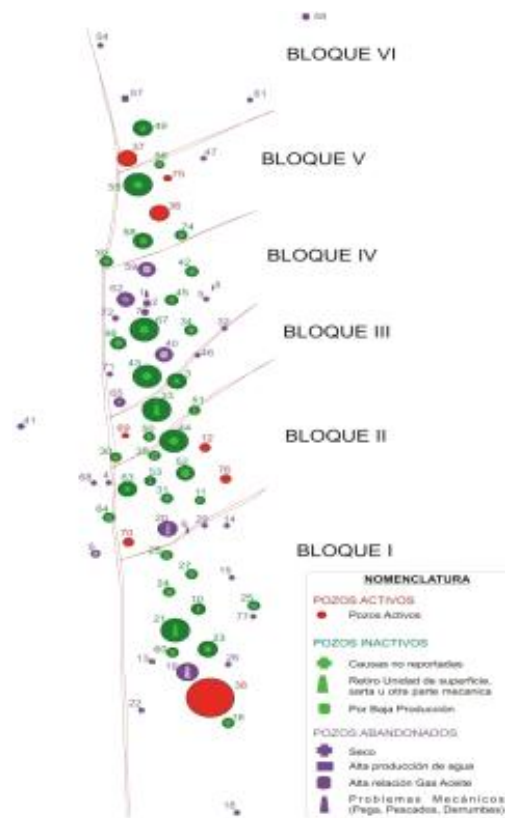
**Tabla 4.1 Propiedades de las zonas del Campo Colorado**  
**Fuente: Modificado "campo escuela colorado convenio Uis – Ecopetrol s.a.**  
**Bucaramanga, octubre 2007**

#### 4.3.1. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

Los fluidos producido en el yacimiento del campo Colorado son principalmente acumulación de aceite liviano y gas con una alta gravedad  $^{\circ}$ API, estando alrededor de 36 a 42 $^{\circ}$ API, reportándose de igual forma una presión inicial de 506 Psi en la Zona B a 1900 pies MD y 2208 Psi en la Zona C. Cabe destacar que el mecanismo de producción predominante en este campo es el mecanismo de empuje por gas en solución

#### 4.4. DATOS DE PRODUCCIÓN

De acuerdo a sus características y al largo tiempo de constante producción se ha considerado como un campo maduro, el cual se refiere a una alta relación Agua-Petróleo, presiones bajas, alta relación Gas-Petróleo y bajas tasas de Petróleo.



**Figura 4.3 Bloques del Campo Colorado 2003**  
**Fuente: Modificado “campo escuela colorado convenio Uis – Ecopetrol s.a. Bucaramanga, octubre 2007**

POZOS ACTIVOS			
POZO	BLOQUE	PRODUCCION ACUMULADA (KBIs)	RESERVAS POR PRODUCIR (KBIs)
COL - 12	II	129,2	103,7
COL - 36	IV	282,2	245
COL - 37	VI	277,2	251,7
COL - 38	I	518,7	283,7
COL - 69	III	72,9	178,2
COL - 70	II	39,2	42,6
COL - 75	V	96,9	77,6

**Tabla 4.2 Producción del Campo Colorado 2003, 7 pozos activos**  
**Fuente: Modificado “campo escuela colorado convenio Uis – Ecopetrol s.a. Bucaramanga, octubre 2007**

Hasta el año 2009 el campo produciría 32 BOPD con tan solo 5 pozos activos, después de la intervención del aliado tecnológico la producción comienza a incrementar paulatinamente como se muestra en una producción acumulada del año 2003 con tan solo 7 pozos activos; hasta llegar a un promedio de 350

BOPD producidos por 25 pozos activos. De las reservas originales solo se han producido aproximadamente 8,6 Mbbls hasta el año 2011.

#### **4.5. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO IMPLEMENTADO**

Históricamente se han implementado en el campo dos sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Mecánico y Plunger Lift. Pero este último por presentar disminución en la eficiencia y daños ocasionados por precipitación de parafinas tuvo que ser retirado de aquellos pozos en que fue instalado. De acuerdo a esto el único sistema de levantamiento artificial que prevalece es el sistema de levantamiento artificial convencional Bombeo Mecánico.

##### **4.5.1. PROBLEMAS OPERACIONALES**

La producción del crudo en el campo Colorado se ha visto afectada históricamente por problemas de parafinas, generando taponamiento en los pozos y en líneas de flujo a lo largo de su desarrollo, y malas propiedades petrofísicas del yacimiento como con la continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies) hacen que la producción acumulada de los pozos sea baja.

##### **4.5.2. NECESIDAD PARA CAMBIAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

Gracias a toda la recopilación de características petrofísicas del yacimiento y propiedades del fluido, en síntesis el campo Colorado se califica por:

- ✓ La Producción la cual se encuentra en etapa estabilizada de su curva de declinación, y es excesivamente baja comparada con su tasa inicial.
- ✓ Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (Para este caso, gas en solución).
- ✓ Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo.

Debido a estos 3 factores se ha despertado el interés por la investigación por parte de los ingenieros operadores del campo y de los estudiantes UIS para la realización de técnicas, métodos, diseños y cambios que generen, el aumento de la producción de crudo para el campo, cambios en la geología del yacimiento y técnicas para la perforación, workover y producción.

#### **4.5.3. ESTUDIOS REALIZADOS PARA EL CAMBIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO (TESIS)**

El gran interés de los estudiantes por distinguirse en crear un cambio positivo en la tasa de producción de aceite del campo Colorado, ha llevado a que un amplio grupo de estudiantes de diferentes carreras de la UIS centren sus proyectos de grado a elaborar investigaciones, estudios, diseños, análisis hidráulicos y viabilidades técnica buscando así ser el cambio que necesita la producción del campo Colorado; algunos ejemplos relevantes han sido: *“Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. 2007,”* *Análisis, integración e interpretación de las propiedades petrofísicas de rocas por medio de registros eléctricos, descripción de corazones y resultados de laboratorio básicos y especiales del campo escuela colorado.2012”* *Análisis de factibilidad para la perforación radial con fluido tipo jet mediante la técnica de coiled tubing aplicado a campo colorado.2012”* y *Evaluación del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de fluidos del campo colorado.2012”*.

Los proyectos de grado anteriormente mencionados han tenido una respuesta satisfactoria con respecto a la contribución de cambio en el campo, pero no se cumple todavía el principal factor de producción, es por esto, que hasta la fecha terminación del convenio Campo Escuela-Colorado UIS se seguirá buscando y cultivando la investigación para generar los futuros ingenieros íntegros y activos para el desarrollo del país

## Capítulo 5

### 5. SELECCIÓN DEL POZO

Actualmente Campo Colorado cuenta con 37 pozos<sup>20</sup>, de los cuales se debe escoger uno de ellos para poder realizar el diseño del Sistema de Levantamiento Artificial ESPCP. Para ello es indispensable tener en cuenta cada uno de los parámetros operacionales, mencionados en los capítulos anteriores, tales como lo son las características del yacimiento, elementos mecánicos, propiedades del crudo, fluidos y las facilidades de producción. Los parámetros más importantes son presentados a continuación:

PARAMETRO	SIMBOLO
Tasa de Producción (BPD)	Q
Número de Pozos	Nw
Profundidad (ft)	Depth
Tamaño del Casing (in)	Csg
Grado de Inclinación del Pozo (con respecto a la vertical)	Inc
Severidad del Dogleg (ft/100ft)	Dog
Presión de Fondo Fluyendo (psi)	Pwf
Temperatura (°F)	T
Tipo de Completamiento	Comp
Tipo de Recobro	Recov
Contenido de Agua y Sedimentos (%)	BSW
Viscosidad del Fluido Producido (cp)	Visc
Presencia de Fluidos Corrosivos	Fcor
Contenido de Arena Abrasiva (ppm)	Sand
Relación Gas-Aceite (scf/STB)	GOR
Presencia de Contaminantes	Cont
Tratamientos Aplicados	Treat
Tipo de Locación	Loc
Energía Eléctrica	Energy
Espacio	Space

Tabla 5.1 Parámetros Selección del Pozo

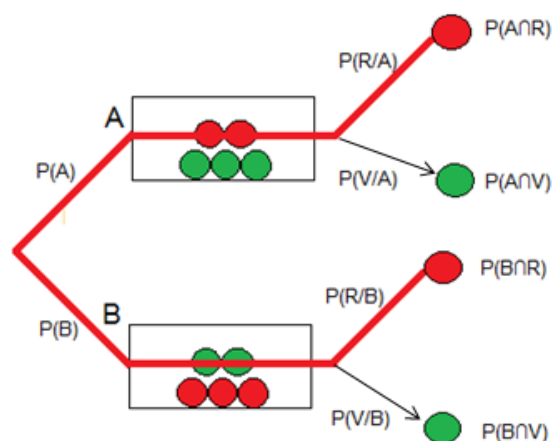
Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

<sup>20</sup> Archivos de Campo Escuela Colorado.

Teniendo en cuenta cada uno de estos parámetros, y después de realizar una recolección de datos de cada uno de los pozos del Campo Colorado con dichos parámetros se busca poder elegir uno de ellos para realizar el respectivo diseño de un nuevo sistema de levantamiento artificial, evaluando primeramente cuales de estos pozos van a ser tenidos en cuenta para el proceso de selección.

Teniendo ya la anterior recopilación de datos para cada uno de los pozos, se deben escoger aquellos que puedan ser partícipes del proceso de selección a través de la matriz, las razones de aquellos que pueden ser descartados es porque en la actualidad se encuentran parados, abandonados, no cuentan con datos suficientes para ser evaluados o que sus características mecánicas no se encuentran dentro de los rangos operacionales, mostrados anteriormente, para realizar dicha evaluación.

Con el fin de realizar una excelente selección, se acude al “Teorema de Bayes”, el cual expresa la probabilidad condicional de un evento aleatorio  $A$  dado  $B$  en términos de la distribución de probabilidad condicional del evento  $B$  dado  $A$  y la distribución de probabilidad marginal de sólo  $A$ .<sup>21</sup>

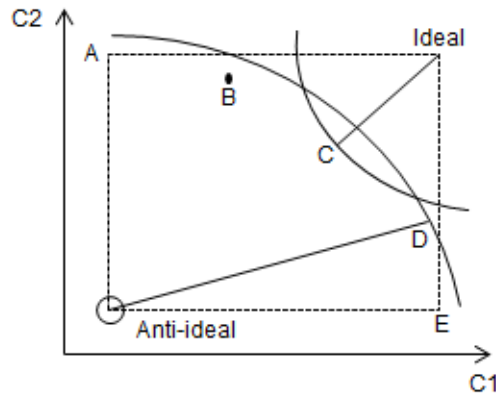


**Figura 5.1 Representación del Teorema de Bayes**  
Fuente: EDWIN, Estadística. Ver online < <http://edestadistica.blogspot.com/>>

<sup>21</sup> BERENSON, Mark. “Estadística básica en administración” Editorial Pearson, 1996.

$$P(R) = P(A \cap R) + P(B \cap R)$$

Teniendo en cuenta lo anterior, se decide emplear el método TOPSIS o técnica de ordenación de preferencias por similitud a la situación ideal, el cual fue desarrollado por Hwang y Yoo en el año de 1981, y como su nombre lo indica, afronta el dilema de trabajar con algo ideal o con lo anti-ideal<sup>22</sup>.



**Figura 5.2 Solución Método TOPSIS**

**Fuente: GACHE, Iván. “La huella ecológica: teoría, método y aplicaciones al análisis económico”, Editorial Abya, 2002.**

Este dilema se puede observar claramente en el anterior gráfico, donde se representan cinco alternativas (A, B, C, D, E) de un problema con dos criterios, en el cual también se pueden observar los puntos ideal y anti-ideal, respecto a los que se puede concluir que C es la alternativa más próxima a lo ideal, mientras que D es la más lejana del anti-ideal.

De lo anterior se concluye que la elección alternativa debe ser la distancia más corta de la solución ideal y la más alejada de la solución anti-ideal o negativa, donde se encontraran ‘m’ alternativas y ‘n’ atributos o criterio, dando como resultado una matriz de la siguiente forma.

<sup>22</sup> GACHE, Iván. “La huella ecológica: teoría, método y aplicaciones al análisis económico”, Editorial Abya, 2002.

$$D = \begin{matrix} & x_1 & x_2 & x_3 & \dots & x_n \\ A_1 & \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & x_{13} & \dots & x_{1n} \end{bmatrix} \\ A_2 & \begin{bmatrix} x_{21} & x_{22} & x_{23} & \dots & x_{2n} \end{bmatrix} \\ A_3 & \begin{bmatrix} x_{31} & x_{32} & x_{33} & \dots & x_{3n} \end{bmatrix} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ A_m & \begin{bmatrix} x_{m1} & x_{m2} & x_{m3} & \dots & x_{mn} \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Dentro de los planteamientos de este modelo encontramos los siguientes:

- Cada valor en la matriz decisión debe tener un valor asignado.
- Algunos atributos o variables tendrán mayor influencia que otros.
- Las variables que están expresadas de manera no numérica deberían ser cuantificadas.

Para realizar la asignación cualitativa del rango de aplicación, se deben ubicar los métodos de Sistema de Levantamiento Artificial de acuerdo a los rangos en que mejor se desempeñen, es decir de la siguiente forma:

<b>No Aplicable</b>	Bajo ninguna circunstancia se debe utilizar el método de levantamiento dentro de este rango.
<b>Limitado</b>	Dentro de este rango el sistema puede operar, pero presentaría una serie de restricciones.
<b>Aceptable</b>	El sistema funciona dentro de este rango sin mayores modificaciones en su diseño
<b>Bueno</b>	El sistema es altamente aceptable dentro de este rango y presenta una mayor eficiencia de operación.
<b>Excelente</b>	Alto grado de aplicabilidad del sistema, periodo prolongado de vida útil y alta eficiencia de operación.
<b>Óptimo</b>	Rango en el cual el sistema de levantamiento artificial presenta su mejor funcionamiento, tanto en su eficiencia de operación como en su periodo de vida útil.

**Tabla 5.2 Rangos de Aplicación**

**Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007**

Estos rangos de aplicación fueron presentados previamente en el capítulo para cada uno de los diferentes Sistemas de Levantamiento Artificial.

Luego de esto, se debe realizar la asignación de los porcentajes de influencia de las variables de evaluación, las cuales se clasifican en tres clases:

- **Clase 1 (Variables Determinantes):** son aquellas que tienen una mayor influencia sobre las demás variables y sobre la selección del sistema de levantamiento como tal.
- **Clase 2 (Variables Limitantes):** Son aquellas que delimitan la eficiencia y el funcionamiento de un sistema de levantamiento y resaltan las fortalezas y debilidades de un sistema con respecto a otro.
- **Clase 3 (Variables Complementarias):** Son aquellas que si bien no son críticas en el proceso de selección, si ayudan a tener un mayor grado de confiabilidad con respecto a la decisión final.

Teniendo en cuenta lo anterior, se procede asignar los porcentajes de influencia a cada una de las variables o parámetros que se van a tener en cuenta para una óptima elección, siendo los porcentajes los siguientes:

- **Clase 1 (Variables Determinantes):** 10,5 %
- **Clase 2 (Variables Limitantes):** 4,5 %
- **Clase 3 (Variables Complementarias):** 2,5 %

VARIABLE	CLASE
Q	1
Nw	2
Depth	1
Csg	2
Inc	3
Dog	3
Pwf	2
T	2
Comp	3
Recov	2

VARIABLE	CLASE
BSW	1
Visc	2
Fcor	3
Sand	2
GOR	1
Cont	2
Treat	3
Loc	2
Energy	3
Space	3

Tabla 5.3 Clases de Variables

Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

Estos porcentajes obtenidos provienen de un método de prueba y error en el cual se seleccionaban y se introducían una serie de datos de estudio de un campo, de la cual se obtenían determinados resultados los cuales eran comparados con el campo, luego de ello se modificaba la asignación del valor dado a una o más variables y se analizaba como se veía afectada la selección. Esto fue realizado en varios casos lo cual permitió cuantificar la importancia que tiene cada variable respecto a las otras.<sup>23</sup>

Luego se puede observar que existen cuatro variables clase 1, lo cual representa un 42%, nueve variables clase 2 para un 40,5% y finalmente siete variables clase 3 con un 17,5% para un total del 100%.

Al igual que el software MUTOR<sup>24</sup> se creara una Matriz de Evaluación, una Matriz Puntaje. En la primera se realizara el ingreso de los datos correspondientes a cada uno de los parámetros que van a ser tenidos en cuenta para la selección del Sistema de Levantamiento, y en la segunda se realiza la asignación del puntaje respectivo para los datos ingresados en cada uno de los parámetros; allí se encuentran implícitos los rangos correspondientes a las características operacionales para cada variable para los tipos de Sistemas de Levantamiento (capitulo 1,2,3), donde dicho puntaje se da de la siguiente manera:

RANGO	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
VALOR NUMERICO	0	1	2	3	4	5

**Tabla 5.4 Puntaje Asignado Según Rango de Aplicación**  
**Fuente: MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007**

<sup>23</sup> MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

<sup>24</sup> MUÑOZ Álvaro, TORRES Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección, Trabajo de Grado 2007

Ya con esto, se debe realizar una redistribución de porcentajes debido a que en muchas ocasiones puede que se desconozcan ciertos datos para la evaluación, ya sea porque no se posean los estudios correspondientes o pruebas de campo que permitan el acceso a dichos datos específicos, para ello se acude al Teorema de Bayes la cual es una estrategia de estadística muy usada en el área de análisis y toma de decisiones bajo algún riesgo, con el fin de que no se alteren las proporcionalidades entre las probabilidades de los estados, con el fin de que al momento de realizar la redistribución de porcentajes, los porcentajes finales deben dar una sumatoria total al 100%.

Para realizar esta redistribución de porcentajes se debe realizar lo siguiente:

1. Verificar la existencia u omisión de las variables objetivo para la selección.
2. Calcular el porcentaje de trabajo correspondiente a las variables que se tienen.

$$\%Trabajo = \sum_0^{19} \%[i, j]$$

3. Determinar la incertidumbre o porcentaje perdido, que hace referencia al porcentaje de las variables omitidas.

$$Incertidumbre = 100 - \%Trabajo$$

4. Hallar el factor de consumo e incremento.

$$FC = \frac{\%[i, j]}{\%Trabajo}$$

$$Incremento = FC * Incertidumbre$$

5. Realizar la nueva distribución de porcentajes.

$$\%[i, j]_{nuevo} = \%[i, j] + Incremento$$

Para realizar la aplicación del método TOPSIS se realiza la construcción de la matriz decisión, para lo cual se debe transformar cada uno de los atributos

dimensionales incluyendo los no dimensionales para poder realizar la comparación de estos de la siguiente manera

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}} \quad (1)$$

Donde finalmente se debe realizar la determinación de la solución ideal y de la negativa para así mismo determinar el porcentaje de aplicación de cada uno de los Sistemas de Levantamiento, realizando a su vez, una evaluación sobre la posible implementación de cada uno de los Sistemas de Levantamiento en todos los pozos del Campo Colorado.

## 5.1 POZO CANDIDATO

Los parámetros anteriormente mencionados se ingresaran a la matriz de selección teniendo en cuenta las siguientes instrucciones.

- Para la tasa de producción el valor ingresado debe ser mayor que 0
- El número de pozos no permite el valor 0
- Para el tamaño del casing no se admite el valor de 0
- Los valores de presión de fondo fluyendo deben ser reportados en escala absoluta (psia), por lo tanto valores menores a 14,7 no serán admitidos
- El tipo de completamiento puede ser S (para tubería única de producción) o M (para dos o más tuberías de producción)
- El tipo de recobro puede ser 1 (primario), 2 (secundario).
- Si existe presencia de fluidos corrosivos se ingresa Y, de lo contrario N.
- La presencia de contaminantes puede ser severa (S), media (M), leve (L) o nula (N).
- Tratamiento aplicado, si han sido solventes (S), ácidos (A), inhibidores (I) o no ha sido aplicado ningún tratamiento (N).
- La locación puede ser Onshore (ON) u Offshore (OFF).

- Energy, e ingresa C si la energía es comprada o G si es generada
- El espacio puede ser amplio (A) o estándar (S).

NOTA: Los valores omitidos pueden ser reemplazados por una X en la casilla respectiva.

DATOS DE ENTRADA			
Parámetro		Unidad	Valor
Tasa de Producción	Q	BPD	50
Número de Pozos	Nw	-	7
Profundidad	Depth	Ft	6152
Tamaño del Casing (ID)	Csg	In	6,625
Grado de Inclinación del Pozo	Inc	° (grados)	0
Severidad del Dogleg	Dog	ft / 100ft	X
Presión de Fondo Fluyendo	Pwf	Psia	376
Temperatura	T	° F	170
Tipo de Completamiento	Comp	-	S
Tipo de Recobro	Recov	-	1
Contenido de Agua y Sedimentos	BSW	%	0,6
Viscosidad del Fluido Producido	Visc	Cp	1,6
Presencia de Fluidos Corrosivos	Fcor	-	N
Contenido de Arena Abrasiva	Sand	Ppm	0
Relación Gas-Aceite	GOR	SCF / STB	620
Presencia de Contaminantes	Cont	-	N
Tratamientos Aplicados	Treat	-	N
Tipo de Locación	Loc	-	ON
Energía Eléctrica	Energy	-	C
Espacio	Space	-	A

**Tabla 5.5 Datos de Entrada – Pozo Ejemplo**  
**Fuente: Campo Escuela Colorado**

De los 37 pozos con los cuales cuenta Campo Colorado, se realizó el análisis de selección a sólo 14 de ellos, pues algunos se encuentran parados y otros poseen parámetros que no se encuentran dentro de los rangos planteados en el screening de los Sistemas de Levantamiento Artificial para poder realizar su respectivo análisis ante la implementación de un nuevo sistema a través de la matriz planteada.

PROPIEDADES			POZOS DEL CAMPO COLORADO																	
	variable	unidades	C-03	C-11	C-12	C-16	C-19	C-21	C-23	C-24	C-25	C-27	C-31	C-33	C-34	C-35	C-36	C-37	C-38	C-39
Tazas de producción	Q	BPD	50	20	X	X	X	70	X	30	30	20	20	30	2	X	18	6	14	X
Profundidad	Depth	Ft	6152	4700	6070	4252	4130	4303	4544	4161	2520	4630	5805	5650	6767	5700	6048	7069	4220	7972
Tamaño del casing	Csg	in	6,625	6,625	6,5	X	6,5	6,5	6,625	6,5	6,5	6,5	5,5	5,5	6,5	6,5	6,5	5,5	5,5	6,5
Grado de inclinación del pozo	Inc	grados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Severidad del dogleg	Dog	ft/100ft	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Presión de fondo fluyendo	Pwf	psi	376	270,3	1641	X	662	908	259,6	943,1	102,3	166,7	177,1	512	1275	200,8	177,4	715,1	642,8	823,9
Temperatura	T	°f	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Tipo de completamiento	Comp		S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S
Tipo de recobro	Recov		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Contenido de agua y sedimentos	BSW	%	0,6	X	X	X	X	X	X	0,4	0,6	0,4	X	0,4	X	X	X	2,4	1,8	X
Viscosidad del fluido	Visco	Cp	1,6	X	X	X	X	X	X	2,015	1,683	1,683	X	2,02	X	X	X	1,924	1,683	X
Presencia de fluidos corrosivos	Fcor		N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Contenido de arena abrasiva	Sand	Ppm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación gas-aceite	GOR	SCF/STB	650	X	X	X	370	X	X	X	240	X	X	X	X	510	X	X	X	X
Presencia de contaminantes	Cont		N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tratamientos aplicados	Treat		N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tipo de localización	Loc		ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON
Energía eléctrica	Energy		C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
Espacio	Space		A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A

**Tabla 5.6. Pozos del Campo Colorado**  
**Fuente: Archivos Campo Escuela Colorado UIS**

PROPIEDADES			POZOS DEL CAMPO COLORADO																		
	variable	Unidades	C-40	C-42	C-44	C-45	C-49	C-51	C-52	C-55	C-56	C-58	C-59	C-64	C-67	C-69	C-70	C-74	C-75	C-76	M-01
Tazas de producción	Q	BPD	30	X	31	7	X	30	X	15	23	40	25	X	20	2	20	23	20	20	64
Profundidad	Depth	Ft	6223	5238	5980	6368	6767	6065	5999	5789	5761	5903	6325	3688	5300	6383	3811	5500	5656	6192	5621
Tamaño del casing	Csg	In	5,5	6,5	5,5	5,5	6,5	6,5	6,5	5,5	5,5	5,5	5,5	X	5,5	5,5	6,5	5,5	5,5	5,5	7
Grado de inclinación del pozo	inc	Grados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Severidad del dogleg	Dog	ft/100ft	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Presión de fondo fluyendo	Pwf	psi	40,7	783	515,1	80	23,8	1930	552,8	978	286,2	193,8	352	X	455,3	2165	1204	70,2	190,6	1759	290
Temperatura	T	°f	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Tipo de completamiento	Comp		S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S
Tipo de recobro	Recov		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Contenido de agua y sedimentos	BSW	%	0,3	X	1	0,6	X	X	X	X	0,4	0,6	X	X	0,38	X	X	0,6	X	X	X
Viscosidad del fluido	visco	cp	1,84	X	2,239	1,269	X	X	X	X	1,6	1,684	X	X	2,1	X	X	1,684	X	X	X
Presencia de fluidos corrosivos	Fcor		N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Contenido de arena abrasiva	Sand	ppm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación gas-aceite	GOR	SCF/STB	X	X	X	885	X	X	301	X	X	428	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Presencia de contaminantes	Cont		N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tratamientos aplicados	Treat		N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Tipo de localización	Loc		ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON	ON
Energía eléctrica	Energy		C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
Espacio	Space		A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A

**Tabla 5.7. Pozos del Campo Colorado**  
**Fuente: Archivos Campo Escuela Colorado UIS**

POZO	RESULTADO	RAZON
C-03	CANDIDATO	
C-11	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-12	DESCARTADO	ABANDONADO
C-16	DESCARTADO	PARADO
C-19	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-21	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-23	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-24	CANDIDATO	
C-25	CANDIDATO	
C-27	CANDIDATO	
C-31	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-33	CANDIDATO	
C-34	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-35	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-36	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-37	CANDIDATO	
C-38	CANDIDATO	
C-39	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-40	CANDIDATO	
C-42	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-44	CANDIDATO	
C-45	CANDIDATO	
C-49	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-51	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-52	DESCARTADO	No registra caudal de aceite
C-55	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-56	CANDIDATO	
C-58	CANDIDATO	
C-59	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-64	DESCARTADO	No registra caudal de aceite, y no se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-67	CANDIDATO	
C-69	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-70	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-74	CANDIDATO	
C-75	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
C-76	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite
M-01	DESCARTADO	No se posee datos de BSW , Viscosidad del fluido y Relación Gas Aceite

**Tabla 5.8. Pozos candidatos y descartados para la selección del pozo objetivo**

**Fuente: Autores**

Luego de esto empieza a desarrollarse el método de selección a través de TOPSIS para lo cual se realiza la asignación del puntaje a cada una de las variables según el sistema de levantamiento artificial, teniendo en cuenta cada uno de las características operacionales para los respectivos sistemas de levantamiento (capítulo 1,2 y 3), por ejemplo el caudal del pozo (ejemplo tabla 5,8) es de 50 BPD, se observa que este caudal se encuentra dentro del rango óptimo de aplicación para el sistema de bombeo mecánico es por ello que se le otorga un puntaje de 5 en la matriz, mientras que para el bombeo por cavidades progresivas este se encuentra en el rango de Bueno por lo tanto se le asigna el valor de 3. Esto se realiza automáticamente para cada parámetro para todos los sistemas de levantamiento.

Se debe realizar el cálculo del porcentaje de trabajo (ecuación del paso 2), para luego obtener el del factor de consumo e incremento (ecuación del paso 4) de cada uno de los parámetros establecidos utilizando las correlaciones matemáticas citadas anteriormente para de esta manera determinar la nueva influencia que tendrá cada uno de los parámetros es decir la nueva distribución de porcentaje (ecuación 5) (en la tabla se muestra de manera decimal)

	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO									FACTOR CONSUMO	INCREMENTO	INFLUENCIA
	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPCP	ESPGL				
PARÁMETRO	Q	5	0	3	3	2	0	3	0	0,11538462	1,03846154	0,1153846
	Nw	5	5	5	5	5	2	5	2	0,02747253	0,24725275	0,0274725
	Depth	3	4	2	2	2	3	4	4	0,11538462	1,03846154	0,1153846
	Csg	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	0	0	0
	Inc	5	5	5	5	5	5	5	5	0,04945055	0,44505495	0,0494505
	Dog	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	0	0	0
	Pwf	2	4	4	5	4	0	4	4	0,04945055	0,44505495	0,0494505
	T	4	4	4	4	4	4	4	4	0,02747253	0,24725275	0,0274725
	Comp	5	5	5	5	5	5	5	5	0,02747253	0,24725275	0,0274725
	Recov	5	5	5	4	4	5	5	5	0,02747253	0,24725275	0,0274725
	BSW	5	5	5	5	5	5	5	5	0,11538462	1,03846154	0,1153846
	Visc	3	5	1	5	5	0	1	5	0,04945055	0,44505495	0,0494505
	Fcor	5	5	5	5	5	5	5	5	0,04945055	0,44505495	0,0494505
	Sand	5	5	5	5	5	5	5	5	0,04945055	0,44505495	0,0494505
	GOR	1	3	0	0	0	3	0	3	0,11538462	1,03846154	0,1153846
	Cont	5	5	5	5	5	5	5	5	0,02747253	0,24725275	0,0274725
	Treat	5	5	5	3	3	5	5	5	0,02747253	0,24725275	0,0274725
	Loc	4	5	5	5	5	4	5	4	0,04945055	0,44505495	0,0494505
	Energy	4	5	4	3	3	3	5	5	0,02747253	0,24725275	0,0274725
Space	5	4	4	4	4	4	4	4	0,04945055	0,44505495	0,0494505	
<b>% TRABAJO</b>	<b>91</b>											<b>1</b>
<b>INCERTIDUMBRE</b>	<b>9</b>											
	<b>SUMATORIA (x2)1/2</b>											<b>0,2750547</b>

Tabla 5.9. Factor Consumo, Incremento e Incertidumbre  
Fuente: Autores

Ya realizado el proceso anterior, se resuelve el método TOPSIS de manera que se hallan las soluciones reales e ideales del método de la siguiente manera: mediante la ecuación (1) se realiza la transformación de cada uno de los puntajes obtenidos anteriormente para realizar la comparación entre los sistemas de levantamiento y por último en esta matriz de selección la solución ideal teniendo en cuanto que parámetro está más cerca del valor mayor y de igual forma la solución negativa el valor menor (ver figura 5,10)

	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO								SOLUCION	SOLUCION
	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPCP	ESPGL	IDEAL	NEGATIVA
Q	2,064	0	1,24	1,24	0,825	0	1,239	0	1,2386321	0
Nw	0,393	0,39	0,39	0,2	0,196	0	0,393	0	0,1966082	0
Depth	1,238	1,65	0,83	0,83	0,825	1,24	1,652	1,652	1,6515094	0,825754
Csg	0,353	0,71	0,35	0,35	0,353	0,71	0,708	0,708	0,3538948	0,707789
Pwf	0,353	0,71	0,71	0,88	0,707	0	0,708	0,708	0,7077897	0,353894
T	0,393	0,39	0,39	0,39	0,393	0,39	0,393	0,393	0,3932165	0,393216
Comp	0,491	0,49	0,49	0,49	0,491	0,49	0,492	0,492	0,4915206	0,491520
Recov	0,491	0,49	0,49	0,39	0,393	0,49	0,492	0,492	0,4915206	0,393216
BSW	2,064	2,06	2,06	2,06	2,064	2,06	2,064	2,064	2,0643868	2,064386
Visc	0,530	0,88	0,18	0,88	0,884	0	0,177	0,885	0,8847372	0
Fcor	0,884	0,88	0,88	0,88	0,884	0,88	0,885	0,885	0,8847372	0,884737
Sand	0,884	0,88	0,88	0,88	0,884	0,88	0,885	0,885	0,8847372	0,884737
GOR	0,412	1,24	0	0	0	1,24	0	1,239	1,2386321	0
Cont	0,491	0,49	0,49	0,49	0,491	0,49	0,492	0,492	0,4915206	0,491520
Treat	0,491	0,49	0,49	0,29	0,294	0,49	0,492	0,492	0,2949124	0,491520
Loc	0,707	0,88	0,88	0,88	0,884	0,71	0,885	0,708	0,8847372	0,707789
Energy	0,393	0,49	0,39	0,29	0,294	0,29	0,492	0,492	0,4915206	0,294912
Space	0,884	0,71	0,71	0,71	0,707	0,71	0,708	0,708	0,7077897	0,707789

**Tabla 5.10 Soluciones Ideal y Negativa, método TOPSIS**  
Fuente: Autores

A partir de esto se crea la matriz de soluciones ideales y las negativas, realizando la siguiente operación:

$$r_{ij} = ([valorobt]_{ij} - [sol.ideal]_{ij})^2$$

Generando las siguientes matrices:

		MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO							
		MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPCP	ESPGL
PARÁMETRO	Q	0,17598	1,58	0	0	0,176	1,58	0	1,584
	Nw	0,0399	0,04	0,04	0	0	0,04	0,04	0,04
	Depth	0,17598	0	0,7	0,7	0,7039	0,18	0	0
	Csg	0	0,03	0	0,03	0,0323	0,03	0,032	0,032
	Pwf	0,03232	0	0	0,03	0	0,29	0	0
	T	0	0	0	0	0	0	0	0
	Comp	0	0	0	0	0	0	0	0
	Recov	0	0	0	0,01	0,01	0	0	0
	BSW	2E-31	0	0	0	0	0	0	0
	Visc	0,12929	0	0,52	0	0	0,81	0,517	0
	Fcor	1,2E-32	0	0	0	0	0	0	0
	Sand	1,2E-32	0	0	0	0	0	0	0
	GOR	1,5838	0	1,58	1,58	1,5838	0	1,584	0
	Cont	0,0399	0,01	0	0,04	0,01	0	0,01	0,01
	Treat	0,00998	0,09	0,25	0,01	0	0,09	0,16	0,09
	Loc	0,03232	0	0	0	0	0,03	0	0,032
	Energy	0,00998	0	0,01	0,04	0,0399	0,04	0	0
Space	0,03232	0	0	0	0	0	0	0	
<b>RAIZ SUMATORIA</b>		1,50392	1,33	1,76	1,57	1,5987	1,76	1,531	1,337

Tabla 5.11. Matriz Separación Ideal  
Fuente: Autores

		MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO							
		MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPCP	ESPGL
PARÁMETRO	Q	2,81564	0	1,58	1,58	0,7039	0	1,584	0
	Nw	0,15962	0,16	0,16	0,04	0,0399	0	0,16	0
	Depth	0,17598	0,7	0	0	0	0,18	0,704	0,704
	Csg	0,03232	0	0,03	0	0	0	0	0
	Pwf	0	0,03	0,03	0	0,0323	0,52	0,032	0,032
	T	0	0	0	0	0	0	0	0
	Comp	0	0	0	0	0	0	0	0
	Recov	0,00998	0,01	0,01	0	0	0,01	0,01	0,01
	BSW	2E-31	0	0	0	0	0	0	0
	Visc	0,2909	0,81	0,03	0,81	0,8081	0	0,032	0,808
	Fcor	1,2E-32	0	0	0	0	0	0	0
	Sand	1,2E-32	0	0	0	0	0	0	0
	GOR	0	1,58	0	0	0	1,58	0	1,584
	Cont	0	0,01	0,04	0	0,01	0,04	0,01	0,01
	Treat	0,15962	0,04	0	0,16	0,2494	0,04	0,01	0,04
	Loc	0	0,03	0,03	0,03	0,0323	0	0,032	0
	Energy	0,00998	0,04	0,01	0	0	0	0,04	0,04
Space	0,03232	0	0	0	0	0	0	0	
<b>RAIZ SUMATORIA</b>	<b>1,91999</b>	<b>1,85</b>	<b>1,39</b>	<b>1,62</b>	<b>1,3696</b>	<b>1,54</b>	<b>1,617</b>	<b>1,797</b>	

Tabla 5.12 Matriz Separación Negativa  
Fuente: Autores

A partir de la raíz de sumatoria de cada sistema de levantamiento de ambas raíces se logra llegar a la determinación de la aplicabilidad que tiene cada sistema en el pozo, de la siguiente forma

$$z_{ij} = \frac{sep.negativa}{sep.negativa + sep.ideal}$$

POZO	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO							
	MEC	ESP	PCP	HPP	HJP	GL	ESPCP	ESPG
<b>C3</b>	0,62149	0,58169	0,45917	0,52625	0,46394	0,42893	<b>0,60908</b>	0,57256
<b>C24</b>	0,62285	0,58535	0,44416	0,50765	0,45015	0,46233	0,51871	0,57208
<b>C25</b>	0,58576	0,60188	0,47343	0,53235	0,48125	0,42203	0,54059	0,58936
<b>C27</b>	0,50320	0,60188	0,47343	0,53235	0,48125	0,43288	0,50684	0,58936
<b>C33</b>	0,57120	0,65362	0,50668	0,45289	0,40684	0,43592	0,56268	0,64312
<b>C37</b>	0,53672	0,59860	0,45529	0,52158	0,47593	0,46496	0,52376	0,59032
<b>C38</b>	0,53672	0,59860	0,46878	0,52158	0,49007	0,45104	0,53491	0,59032
<b>C40</b>	0,56253	0,58141	0,43976	0,50998	0,45985	0,45412	0,51198	0,57111
<b>C44</b>	0,56076	0,58257	0,44104	0,50845	0,46141	0,46660	0,51370	0,57330
<b>C45</b>	0,53672	0,59860	0,45529	0,52158	0,47593	0,47891	0,52376	0,59032
<b>C56</b>	0,55558	0,58597	0,44708	0,52158	0,46768	0,43571	0,51824	0,58052
<b>C58</b>	0,49422	0,59860	0,26400	0,52158	0,47593	0,47891	0,36330	0,59032
<b>C67</b>	0,53150	0,64926	0,48999	0,44418	0,40260	0,47114	0,59161	0,64347
<b>C74</b>	0,55558	0,58597	0,45529	0,51612	0,47593	0,48105	0,52376	0,57692

**Tabla 5.13 Resultados de Implementación de cada S.L.A.**

**Fuente: Autores**

Finalmente para la selección del pozo, se escoge aquel que mayor porcentaje tenga de aplicación en el sistema de levantamiento artificial a partir de bombeo electro sumergible y cavidades progresivas (ESPCP) en la tabla 5,13, arrojando como pozo candidato al pozo C3 de campo Colorado.

## Capítulo 6

### 6. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL ESPCP

#### 6.1. DATOS DEL POZO

Para la selección óptima de cada uno de los equipos del Sistema de Levantamiento Artificial, es de gran importancia cada una de las características del pozo en el cual se va a realizar la evaluación o su implementación, en este caso el pozo escogido del Campo Colorado, es el COL 03, cuyas características son las siguientes:

PARÁMETRO	ESPECIFICACIONES	UNIDADES
Prod Aceite	68	BPD
Prod Gas	0	SCF
Prod Agua	0,2	BPD
Casing	6,625	In
Tubing	2,875	In
Nivel Dinámico	0	Ft
Nivel Estático	562	Ft
THP	50	Psi
CHP	35,2	Psi
Temperatura de Fondo	174	°F
Intervalos Perforados	4573-4054	Ft
GOR	1000	SCF/STB
Corte de Agua	0	Fracción
Profundidad Bomba	3960	Ft

Tabla 6.1 Datos del pozo COL 03

Fuente: Campo Escuela Colorado, Archivo Echometer 07/30/2012

## 6.2. DATOS DEL FLUIDO

Es de gran importancia caracterizar el fluido que se encuentra en el yacimiento sobre el cual se realizará la evaluación de implementación del Sistema de Levantamiento Artificial, pues tienen gran relevancia a la hora de la selección adecuada de cada uno de los componentes del SLA, a continuación se presentan los datos característicos del fluido de Campo Colorado:

PARÁMETRO	ESPECIFICACIONES	UNIDADES
°API	39,7	°API
SG del Aceite	0,8265	Fracción
SG del Gas	0,85	Fracción
SG de la mezcla	0,96	Fracción
Densidad del Agua	62,4	Lb/ft <sup>3</sup>
Viscosidad Aceite en Superficie	1,6	Cp
Viscosidad Aceite en Fondo	1	Cp
Presión de Burbuja	2078	Psi

Tabla 6.2 Datos del Fluido de Campo Colorado  
Fuente: Campo Escuela Colorado

### 6.2.1. PVT SINTETICO<sup>25</sup>

El análisis del comportamiento de yacimientos, cálculo de reservas y diseño de equipos, se requiere el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. Estas propiedades normalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en fondo de los pozos o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie.

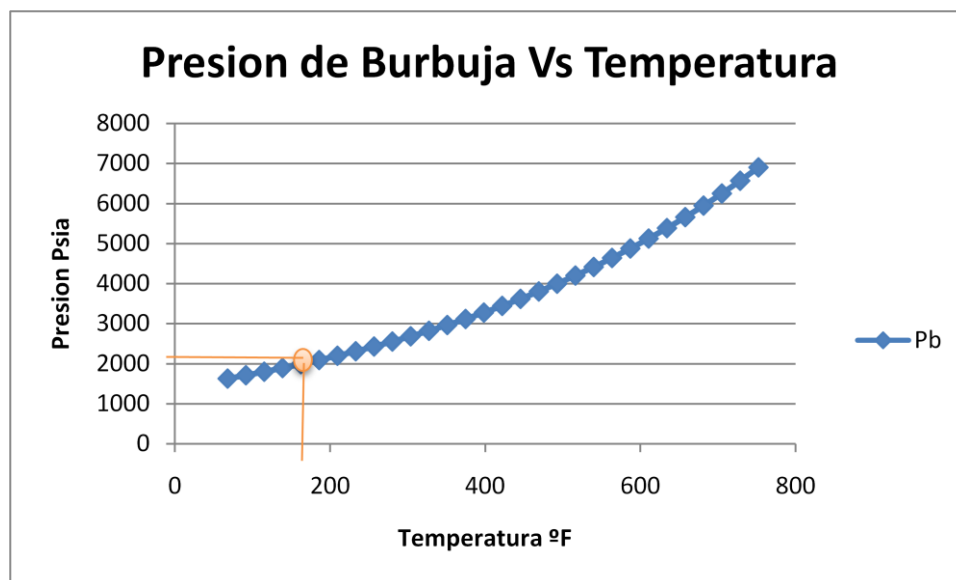
El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis Presión-Volumen-Temperatura, PVT, como comúnmente se le llama y consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos (líquido y gas) en particular.

<sup>25</sup> MAGDALENA P. Fundamentos de yacimientos Cap Pruebas Pvt.

Muchas veces sin embargo, no se dispone de información experimental, debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos o porque el horizonte productor no garantiza el gasto en realizar un análisis PVT de los fluidos del yacimiento. En estos casos, las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogías o correlaciones empíricas que son la base para algunos calculadores programables o software especializados en caracterizar un fluido.

Siguiendo en este mismo orden de ideas, se recurre al software KAPPA PVT 2.01.01<sup>26</sup>, con el fin de obtener curvas de caracterización de propiedades con respecto a la Presión; este software arroja graficas del comportamiento de Presión de burbuja ( $P_b$ ), Relación de gas disuelto-Petróleo ( $R_s$ ), Compresibilidad del Petróleo ( $C_o$ ), Factor Volumétrico del Petróleo ( $B_o$ ) y Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ), y de igual forma la respectiva tabla de tabulación de datos de cada grafica, ver anexos A.

#### 6.2.1.1. PRESION DE BURBUJA



**Figura 6.1 Presión de Burbuja ( $P_b$ ), PVT COL 03**  
**Fuente: Software KAPPA, modificado Autores**

<sup>26</sup> KAPPA. Petroleum exploration & production, software training & consulting.  
<http://www.kappaeng.com/content.aspx?f=XMLSoftDoc&n=PRE>

### 6.2.1.2. GAS DISCUELTO-PETROLEO

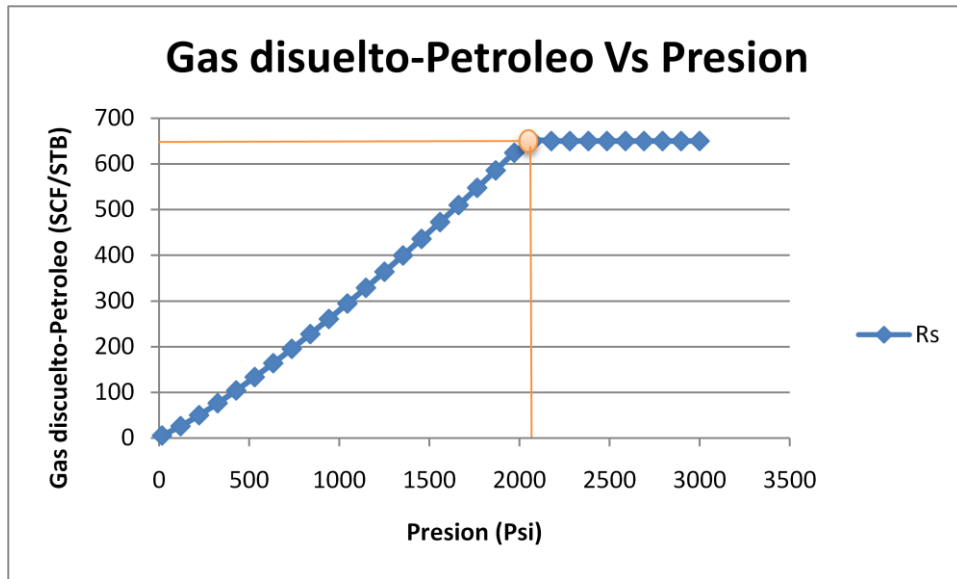


Figura 6.2 Gas disuelto-Petróleo ( $R_s$ ), PVT COL 03  
Fuente: Software KAPPA, modificado Autores

### 6.2.1.3. FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO

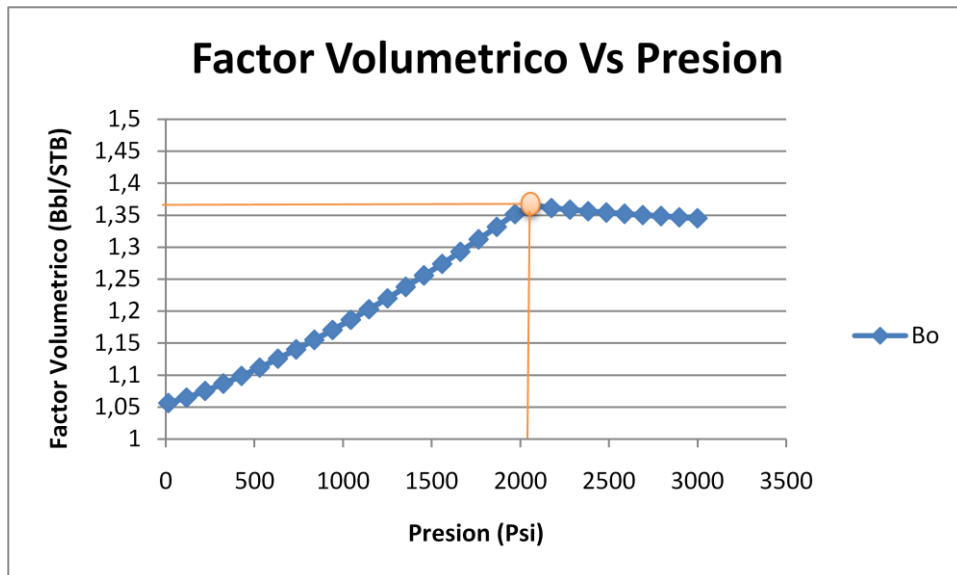


Figura 6.3 Factor Volumétrico del Petróleo ( $B_o$ ), PVT COL 03  
Fuente: Software KAPPA, modificado Autores

#### 6.2.1.4. VISCOSIDAD DEL PETROLEO

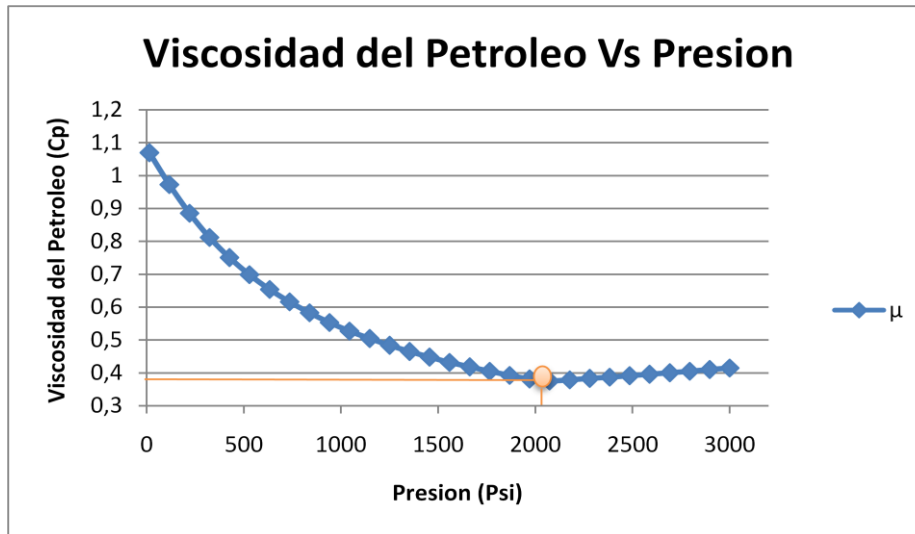


Figura 6.4 Viscosidad del Petróleo ( $\mu$ ), PVT COL 03  
Fuente: Software KAPPA, modificado Autores

### 6.3. POSIBLES PROBLEMAS

Los principales problemas que pueden presentarse en el Campo Colorado, logrando afectar el diseño del Sistema de Levantamiento Artificial, son la precipitación de parafina, provocando taponamiento en los pozos y en líneas de flujo a lo largo de su desarrollo, la alta relación Gas Aceite en solución pero con la bomba del bombeo de cavidades progresivas no generara un deterioro del sistema y por otro lado puede o no afectar las malas propiedades petrofísicas del yacimiento como son la continuidad lateral en los cuerpos arenosos.

### 6.4. FUENTE DE ENERGIA

El campo Colorado cuenta con la energía eléctrica y voltaje suficiente para abastecer al variador de frecuencia del sistema de levantamiento artificial.

### 6.5. SELECCIÓN DE LA BOMBA<sup>27</sup>

La selección de la bomba es sujeta esencialmente a las propiedades del fluido, pues no es lo mismo la capacidad de la bomba necesaria para levantar

<sup>27</sup> HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavidades Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008

un fluido liviano (38 °API) a un fluido viscoso, de igual forma este definirá el elastómero que se tendrá que emplear para el funcionamiento del sistema, además del caudal que se desee manejar en el pozo, para los rango de operación de la bomba, la profundidad a la cual se deberá asentara la misma, y parámetros de workover tales como diámetro de tubing y casing.

### 6.5.1. SELECCIÓN DEL ELASTÓMERO

ELASTOMEROS						
DATOS\TIPOS DE ELASTOMEROS	NBR				HNBR	FKM
<b>Compuesto PCM</b>	159	199	194	205	198	204
<b>Dureza</b>	Dura	Dura	Blanda	Blanda	Dura	Dura
<b>Temperatura Máxima de Operación</b>	125/260	125/260	60/140	60/140	150/300	80/175
<b>Propiedades Mecánicas</b>	+++	++	+	+	++	0
<b>Resistencia a la Abrasión</b>	+	-	++	+++	++	0
<b>Resistencia a los Aromáticos Livianos</b>	+	++	-	0	0	+++
<b>Resistencia H2S</b>	0	0	0	0	+++	+++
<b>Resistencia CO2</b>	-	+	0	0	++	++
<b>Resistencia Descompresión Explosiva</b>	++	++	+	+	0	0
<b>Condiciones de Uso</b>	Mejor elastómero para petróleo no agresivo	Más resistent es a Arom. que el compue sto 159	Petróleo pesado con altos contenidos de arena y bajos de Arom.	Para abrasi ón severa (muy altos niveles de arena)	Mejor resistenci a a H2S y alta temperat ura	Resisten cia a gas y Arom sin arena

+++	Excelente	++	Muy Bueno	+	Bueno	-	Regular	0	Pobre
-----	-----------	----	-----------	---	-------	---	---------	---	-------

**Tabla .6.3 Tipos de Elastómeros**

**Fuente: HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavidades Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008**

El elastómero es una goma, un empaque delicado a la exposición de gases, es por esto que se debe tener en cuenta la composición del mismo al momento de implementar alguno, poseen bases de nitrilicas (convencionales), hidrogenación catalítica (elastómeros hidrogenados) y fluoelastomeros

Se recomienda el uso de un elastómero NBRA (contenido medio de Acrilo-Nitríco), este tipo de elastómero tiene buena resistencia a la abrasión, muy buena resistencia mecánica y ha tenido buena compatibilidad con los fluidos (buena tolerancia a los aromáticos), características que lo hacen conveniente para el pozo C-03

### 6.5.2. CÁLCULO DE GAS

Un factor relevante que se debe tener en cuenta es la cantidad de gas libre que se va a manejar además de la temperatura del yacimiento, cabe destacar que la bomba de cavidades progresivas es vulnerable al aumento de la temperatura debido a la fricción entre el elastómero y rotor, es por esto que se necesita lubricación constante entre estos dos último para no generar daños en el elastómero a implementar.

Por cuestiones de diseño la cantidad de gas que puede entra a la bomba no debe ser mayor al 40 % de gas libre, por esta razón se realizan los cálculos correspondientes.

#### Calculo Relación Gas Petróleo en Solución

$$R_s = \gamma_g \left( \frac{P_b}{18} * \frac{10^{0,0125^\circ API}}{10^{0,0009 F^\circ F}} \right)^{1,2048}$$

$$R_s = 730.467 \text{ pc} / \text{ bbl}$$

Dónde:

$R_s$  = Relación petróleo/gas en solución, [pc/Bls]

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas

$P_b$  = Presión de burbuja, [psi]

$^\circ API$  = Gravedad API

$^\circ F$  = Temperatura de fondo, [°F]

### Factor de Formación del Gas

$$B_g = 5,04 \left( \frac{zT}{P} \right)$$

$$B_g = 0.6829 \text{bls} / \text{Mscf}$$

Dónde:

$B_g$  = Factor de Formación del Gas, [BlS/Mscf]

$z$  = Factor de compresibilidad del gas, 0.99.

$T$  = Temperatura de Fondo, [Rankin]

$P$  = Presión de Sugerencia, [psi]

### Factor Volumétrico de Formación del Petróleo

$$F = R_s * \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + (1,25 * {}^\circ F)$$

$$B_o = 0,072 + (0,000147 * F^{1,172})$$

$$F = 995.257$$

$$B_o = 1.451 \text{BlS} / \text{STB}$$

Dónde:

$B_o$  = Factor de formación del gas, [BlS/BF]

$R_s$  = Relación petróleo/gas en solución, [pc/BlS]

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas.

$\gamma_o$  = Gravedad específica del petróleo.

${}^\circ F$  = Temperatura de fondo, [°F]

### Cálculo de Volumen Total de Gas

Con las variables calculadas anteriormente, se puede hallar el volumen de Petróleo, agua y gas.

### Cálculo de Gas Total

$$GasTotal = \frac{GOR * Q_o}{1000}$$

$$GasTotal = 45.5KPCD$$

Dónde:

$GasTotal$  = Gas total, [pc]

$GOR$  = Relación Gas Petróleo, [pc/Bls]

$Q_o$  = Caudal de Petróleo Producido, [Bls]

### **Cálculo de Gas en Solución**

$$GasSolución = \frac{R_s * Q_o}{1000}$$

$$GasSolución = 51.13KPCD$$

Dónde:

$GasSolución$  = Gas en solución, [pc]

$R_s$  = Relación petróleo/gas en solución, [pc/Bls]

$Q_o$  = Caudal de Petróleo Producido, [Bls]

### **Cantidad de Gas Libre**

$$GasLibre = GasTotal - GasSolución$$

$$GasLibre = 0KPCD$$

Dónde:

$GasLibre$  = Gas en solución, [pc]

$GasTotal$  = Gas total, [pc]

$GasSolución$  = Gas en solución, [pc]

### Calculo del Volumen de Fluidos

$$V_o = Q_o * B_o$$

$$V_g = GasLibre * B_g$$

$$V_w = Q_o * B_w$$

$$V_{Total} = V_o + V_g + V_w$$

$$\%GasLibre = \frac{V_g}{V_{total}} * 100$$

$$V_o = 101.613Bls$$

$$V_g = 0,2Bls$$

$$V_w = 0.2Bls$$

$$V_{Total} = 101.813Bls$$

$$\%GasLibre = 0\%$$

Dónde:

$V_o$  =Volumen de aceite [Bls]

$Q_o$  = Caudal de Petróleo Producido, [Bls]

$V_g$  =Volumen de gas [Bls]

$GasLibre$  = Gas en solución, [pc]

$B_g$  = Factor de Formación del Gas, [Bls/Mscf]

$V_w$  =Volumen de agua [Bls]

$V_{Total}$  =Volumen total [Bls]

$\%GasLibre$  = Gas en solución, [porcentaje]

### 6.5.3. CALCULO DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN

#### Presión de Admisión de la Bomba

$$MPP = \frac{h_{tope} + h_{base}}{2}$$

$$\Delta P = (MPP - Pr of .Bomba) * SG_m * \nabla P_H$$

$$P_{intake} = P_{wf} + CHP - \Delta P$$

$$MPP = 4313.5 \text{ ft}$$

$$\Delta P = 146.94 \text{ psi}$$

$$P_{\text{intake}} = 264.257 \text{ psi}$$

Dónde:

(*MPP*) = Profundidad Media de Perforados, [ft]

$h_{\text{tope}}$  = Profundidad del tope de perforados, [ft]

$h_{\text{base}}$  = Profundidad de la base de perforados, [ft]

$SG_m$  = Gravedad específica de la mezcla

$\nabla P_H$  = Gradiente de presión hidrostática, 0.433 [psi/ft]

$P_{\text{intake}}$  = Presión de admisión de la bomba, [psi]

$P_{\text{wf}}$  = Presión de fondo fluyendo, [psi]

*CHP* = Presión en cabeza del anular, [psi]

### Presión de Descarga de la Bomba

Las pérdidas de carga por fricción (*F*), debido al flujo por el interior de la tubería de producción se calculó con la ecuación de Hazen & Williams.

$$F = 2083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} * \left(\frac{Q}{34,3}\right)^{1,85} * \frac{1}{ID^{4,86}}$$

$$P_F = F * \text{Pr of .Bomba} * \nabla P_H$$

$$P_{\text{Descara}} = \left(\frac{\text{Pr of .Bomba} * SG_m}{2,31}\right) + P_F + P_{\text{wellhead}}$$

$$F = 0.0761 \text{ ft}$$

$$P_F = 130.635 \text{ psi}$$

$$P_{\text{Descara}} = 1824.35 \text{ psi}$$

Dónde:

*F* = Perdida de carga por fricción, [Psi/1000ft]

*C* = Constante, 120

*Q* = Caudal, [BPD]

$ID$  = Diámetro Interno de la tubería, [in]

$P_F$  = Perdidas por fricción [psi]

$Prof.Bomba$  = Profundidad de la bomba [ft]

$\nabla P_H$  = Gradiente de presión hidrostática, 0.433 [psi/ft]

$P_{Descarga}$  = Presión de descarga de la bomba [psi]

$SG_m$  = Gravedad específica de la mezcla

$P_{wellhead}$  = Presión en cabeza de pozo, [psi]

### Diferencial de Presión

$$P_{dif} = P_{descarga} - P_{intake}$$

$$P_{dif} = 1560.09 \text{ psi}$$

Donde:

$P_{dif}$  = Diferencial de presión [psi]

$P_{Descarga}$  = Presión de descarga de la bomba [psi]

$P_{intake}$  = Presión de admisión de la bomba, [psi]

Se debe escoger una bomba con presión nominal por lo menos 20% mayor que la diferencia de presión calculada, para asegurar el rango de operación ya que las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo y el rango de presión no es exacto. Si el pozo tiene alta producción de arena, se debe escoger una bomba con una presión nominal 75% mayor que la presión diferencial requerida.

### 6.6. VELOCIDAD OPERACIONAL DEL BOMBEO

$$Vel_{operacion} = Tasa_{diseño} * \left( \frac{100RPM}{Tasa_{teoricadehbomba}} \right)_{bomba} * E_{ficiencia}$$

$$Vel_{operacion} = 26.49RPM$$

Donde:

$Vel_{operacion}$  = Velocidad de operación [RPM]

$E_{eficiencia}$  = Eficiencia de la bomba [porcentual]

$Tasa_{diseño}$  = Tasa de diseño (catálogo)

$Tasa_{teoricadehbomba}$  = Tasa teórica de la bomba (catálogo)

Se debe tener en cuenta la cantidad de sólidos disueltos que se van a producir durante el mismo, sí es considerable la cantidad de sólidos y arena, se recomienda operar a una velocidad menor de 250 RPM, con el objetivo de reducir el desgaste.

## 6.7. REQUERIMIENTO DE ENERGIA

$$HHP = \frac{Q * P_{dif} * 2,31}{136000}$$

$$Hp = \frac{HHP}{E_{eficiencia}}$$

$$HHP = 1.325HP$$

$$Hp = 1.656HP$$

Donde:

$HHP$  = Potencia hidráulica [Hp]

$Q$  = Caudal, [BPD]

$P_{dif}$  = Diferencial de presión [psi]

$HP$  = Potencia requerida [Hp]

$E_{eficiencia}$  = Eficiencia de la bomba [porcentual]

Generalmente los requerimientos de un sistema ESPCP son menores que los requerimientos de un sistema ESP, así que se puede escoger un rango de tensión más alto para absorber las pérdidas de tensión en el cable.

## 6.8. UNIDAD DE REDUCCION DE ENGRANAJES

$$Torque = \frac{Hp * 5252}{RPM}$$

$$Torque = 328.356Lb / Ft$$

Donde:

*Torque* = Torque de la unidad de engranaje [lb/ft]

*Hp* = Potencia requerida [Hp]

Se debe seleccionar una GRU de la misma serie del motor que pueda manejar 1.5 veces el torque que se calcula, debido a que las bombas PCP necesitan un alto torque para el arranque por la configuración del rotor dentro del estator.

## 6.9. SECCION DE SELLO

Depende de cuantas cámaras se desean implementar con la unidad de reducción de engranaje.

## 6.10. SELECCIÓN DEL CABLE

Sus dimensiones dependen del diámetro del casing y del tubing para conocer el espacio anular por el cual se va a introducir, su estructura depende de la innovación del cable a utilizar y de la temperatura para su material, y por ultimo su longitud depende la profundidad de la bomba para asegurar conexiones seguras entre los equipos de superficie y fondo

## 6.11. VARIADOR DE VELOCIDAD

El variador de frecuencia y el transformador deben manejar los requerimientos de potencia del sistema, se recomienda evaluar cada uno de los variadores que ofrecen las empresas al mercado, que sea confiable y por ende puedan manejar los resultados teóricamente calculados

### Calculo de la carga del motor en operación

$$\% \text{Carg amotor} = \frac{BHP_{bomba} \alpha 60Hz}{Potencia\text{placa.motor}} * 100$$

$$\% \text{Carg amotor} = 83.75\%$$

Donde

$\%Cargamotor$  = Porcentaje de la carga del motor [porcentaje]

$BHP_{bomba@60Hz}$  = Potencia de frenado de la bomba, catalogo [Hp]

$Potenciaplaca.motor$  = Potencia de la placa del motor, catalogo [Hp]

### Calculo de la corriente de operación

$$Amp_{operacion} = Amp_{placa} * \frac{\% Amp @ placa}{100}$$

$$Amp_{operacion} = 43.131Amp$$

Donde:

$Amp_{operacion}$  = Corriente de operación [Amp]

$Amp_{placa}$  = Corriente de la placa [Amp]

$\% Amp @ placa$  = Porcentaje de corriente hacia la placa [porcentaje]

### Calculo del voltaje en superficie

$$V_s = V_{nominal} * \left( \frac{Hz}{60} \right) + perdidacable$$

$$V_s = 1289.75$$

Donde:

$V_s$  = Voltaje de superficie [V]

$V_{nominal}$  = Voltaje nominal [V]

$Hz$  = Frecuencia [Hz]

$perdidacable$  = perdida por el cable [V]

### Variador de frecuencia superficie

$$KVA = \frac{V_s * Amp_{operacion} * \sqrt{3}^{1.1}}{1000}$$

$$KVA = 101.79KVA$$

Donde:

$KVA$  = Potencia del variador [KVA]

$V_s$  = Voltaje de superficie [V]

$Amp_{operacion}$  = Corriente de operación [Amp]

## Variador de frecuencia

$$KVA_{MinVSD} = F_s * KVA$$

$$KVA_{MinVSD} = 117.06 KVA$$

Donde:

$KVA_{MinVSD}$  =Potencia del variador en superficie [KVA]

$F_s$  =Factor de seguridad

$KVA$  =Potencia del variador [KVA]

## 6.12. RESULTADOS DEL DISEÑO

Finalmente se obtienen las óptimas condiciones de operación para la implementación del sistema de levantamiento artificial ESPCP para el pozo Col. 03 del Campo Escuela Colorado UIS, y por ende se realiza la especificación de algunos equipos necesarios para su funcionamiento.

DISEÑO DEL SISTEMA ESPCP			
PARAMETRO	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
Taza de aceite deseada	$Q$	70	BPD
Contenido de agua	W	3	%
Contenido de gas dentro de la bomba	G	14,161933	%
Frecuencia del variador	$Hz$	57	Hz
Relación gas aceite	$GOR$	560	SCF/STB
Perdidas por fricción	$P_f$	424,81	Psi
Presión intake	$P_{intake}$	264,25712	Psi
Presión de descarga	$P_{Descarga}$	1824,35016	Psi
Modelo de la bomba	27-N-275		
Potencia requerida del motor	$Hp$	1,416494	Hp
Selección de sello	GSB3DB LS		
Selección del motor	MSP1-250F 108HP 1775V 39 A		
Longitud del cable en superficie	Ls	100	Ft
Longitud del cable	L	4079	Ft
Tipo de cable	REDAHOT, con aislamiento EPDM y forro de nitrilo		
Caída de voltaje	$\Delta V$	68,29	V
Selección del controlador	VSD 2250 VT 200KVA 480V 313 A		
Selección de GRU	11:4:1		

Tabla 6.4 Diseño del sistema de levantamiento ESPCP

Fuente: Autores

### 6.13. ESTADO MECANICO DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ESPCP

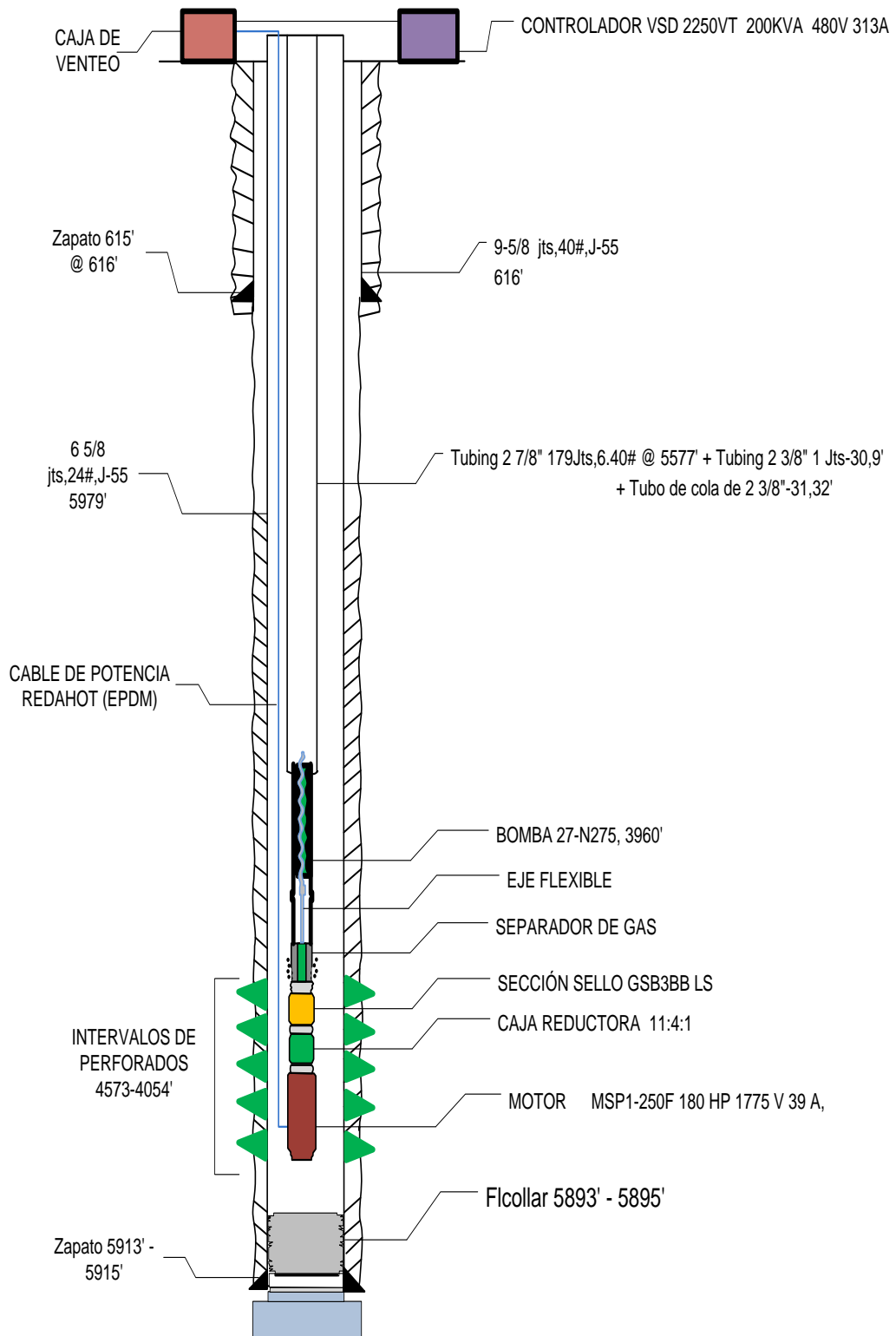


Figura 6.5 Estado Mecánico del sistema ESPCP para el Pozo C-03  
Fuentes: Autores

## Capítulo 7

### 7. ANALISIS HIDRAULICO DEL SISTEMA

Un análisis hidráulico es todo aquello en el cual el elemento de análisis sea un fluido, el cual es modificado o caracterizado dependiendo de las variables que desee conocer y/o analizar, es decir existen análisis hidráulicos de fuerza, análisis hidráulico de potencia, análisis hidráulico de presión<sup>28</sup>.

#### 7.1. PERDIDAS DE PRESION EN LA BOMBA Y EN EL TUBING

El flujo multifásico en tuberías es definido como el movimiento concurrente de gases libres y líquidos en ductos en mezcla homogénea, en baches de líquidos con gas empujándolo, o pueden ir viajando paralelamente uno con otro, entre otras combinaciones que se pueden presentar, llamadas patrones de flujos.

Las aplicaciones de las correlaciones de flujo multifásico para predecir las pérdidas de presión en la tubería son extremadamente importantes en la industria del petróleo, debido a que con ellas se puede minimizar las pérdidas de energía en el flujo de fluidos, determinar el mejor diseño de las instalaciones del sistema artificial de producción; es por esto que cada vez evoluciona la manera de caracterizar un fluido multifásico, resultando la creación de diferentes software de ayuda para el modelamiento y análisis de un flujo multifásico en tuberías.

El software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger, incorpora a la industria correlaciones de flujo multifásico estándar y avanzados modelos mecanicistas de 3 fases. Estos modelos permiten el cálculo de los regímenes de flujo, interrupción del líquido, características babosas y la pérdida de presión para todos los nodos a lo largo de la trayectoria de producción.<sup>29</sup>

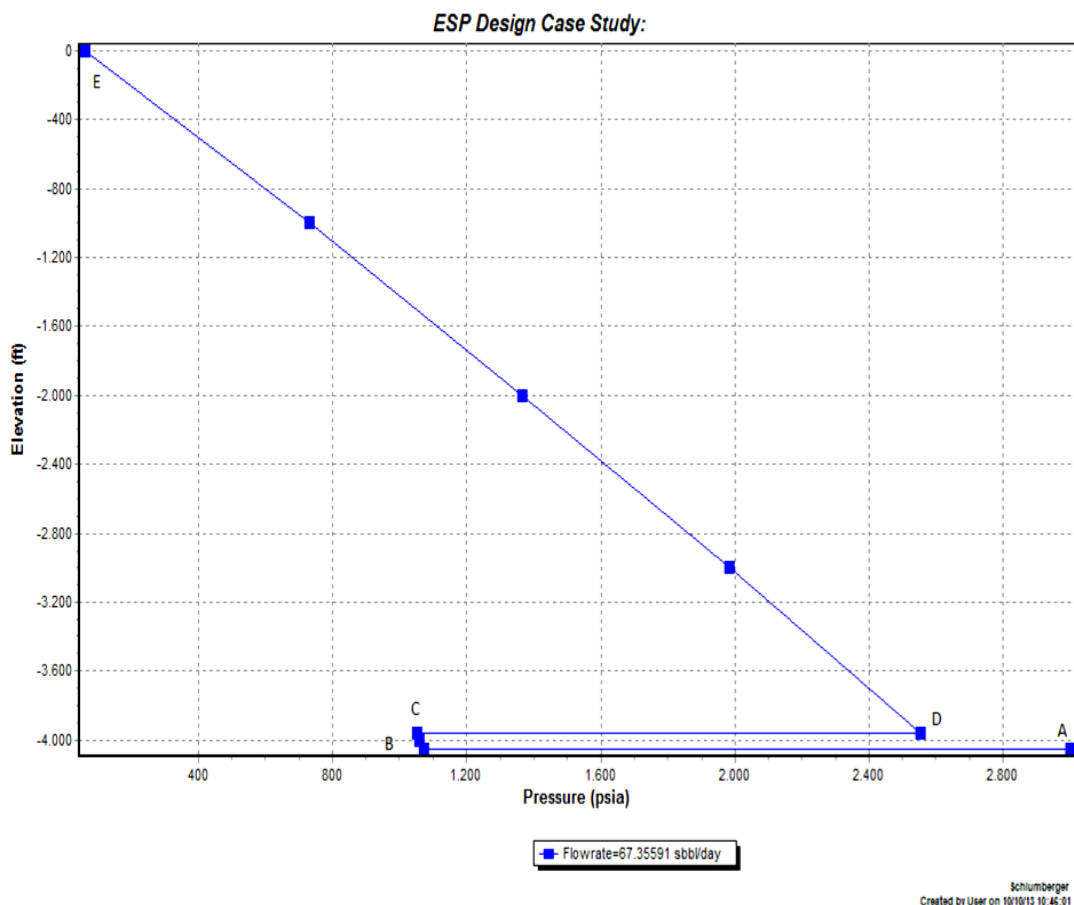
---

<sup>28</sup> POTTER M., WIGGERT D. Mecánica de fluidos , 3ra edición Thompson

<sup>29</sup> <http://www.software.slb.com/products/foundation/Pages/pipesim.aspx>

Gracias al software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger, se ejecuto el modelo del fluido del pozo COL-03 del campo escuela colorado UIS, abarcando todos los datos de fluido, yacimiento y pvt sintético, junto con el sistema de levantamiento artificial PCP, puesto que quiere generar las pérdidas de presión en una bomba PCP para el sistema de levantamiento ESPCP; luego de la caracterización necesaria, se reproduce:

- ✓ El flujo de fluidos en el yacimiento
- ✓ El perfil de Elevación con respecto a la Presión (figura 8.1) y
- ✓ La representación del fluido multifasico,
- ✓ Arrojando los diferentes patrones de flujos presentados en puntos determinados de tubería,
- ✓ el coeficiente de hold up- Colgamiento con y sin deslizamiento



**Figura 7.1 Perfil de Elevación Vs Presión**  
**Fuente: software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger**  
**Modificado: Autores**

Mediante la anterior grafica se observan todas las caídas de presión que sufre el fluido desde la profundidad media de perforados hasta el tope máximo de elevación (cabezal del pozo).

### INTERPRETACION

- ✓ La profundidad de 4050ft corresponde al inicio de la sección de perforados, en esta misma profundidad se hallan 2 presiones, las cuales competen a: 3000 Psi (**Pto A**) es la presión estática del yacimiento y la segunda presión de 1065,95 Psi (**Pto B**) pertenece a la presión de fondo fluyendo para obtener un potencial de producción de 67,35Bbl/día
  
- ✓ La profundidad de 3900ft corresponde a la profundidad de asentamiento de la bomba, a la cual se presentan dos presiones, la primera de 1048,89 Psi (**Pto C**) señala la presión de entrada de la bomba, es decir la Pintake y la segunda presión de 2553,15 Psi (**Pto D**) alude a la presión de descarga de la bomba para obtener un potencial de producción de 67,35 Bbls/día

Es decir que las pérdidas de presión producidas por la bomba es la diferencia entre estas dos presiones (**Pto D-Pto C**), en otras palabras es reflejada por el segmento de línea CD

$$\Delta P_{pump} = P_{descarga} - P_{intake}$$

$$\Delta P_{pump} = 2553,15 - 1048,89$$

$$\Delta P_{pump} = 1504,26Psi$$

- ✓ Y por último el segmento de línea DE, simula el recorrido ascendente del fluido dentro del tubing desde la Presión de descarga de la bomba hasta la presión de cabeza del sistema.

En donde las pérdidas de presión en el tubing son

$$\Delta P_{pump} = P_{descarga} - P_{cabeza}$$

$$\Delta P_{pump} = 2553,15 - 48$$

$$\Delta P_{pump} = 2505,15Psi$$

Estas pérdidas de presión es el conjunto que abarca las pérdidas por fricción, pérdidas por la rugosidad interna de la tubería, pérdidas por el patrón de flujo multifasico y pérdidas de energía hacia el anular que en algunas veces se refleja como aumento de la temperatura del fluido.

## ANALISIS

### Patrones de Flujo

El simulador reproduce los patrones de flujo presentados en la tubería teniendo en cuenta para este caso la correlación **Flujo de patrón Vertical : Correlación ORKISZEWSKI<sup>30</sup>** puesto que este depende del Angulo de inclinación de la tubería y la dirección de flujo, junto con los parámetros de flujo y de fluido:

Elevación (ft)	Presión (Psi)	Patrón de fluido
-4054	1071,2	Flujo Transición
-4000	1060,6	Flujo Transición
-3960	1052,9	Flujo Transición
-3960	2552	Burbuja
-3000	1982,1	Burbuja
-2000	1367,2	Burbuja
-1000	731,58	Flujo Transición
0	63,112	Flujo Transición

**Tabla 7.1 Patrones de flujo**  
**Fuente: software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger**  
**Modificado: autores**

Se observa que antes de entrar el fluido a la bomba presenta flujo de transición en donde ocurre el cambio de una fase continua líquida a un fase continua gaseosa, los tapones de líquido que puedan producirse entre las burbujas dentro de la tubería prácticamente desaparecen y una cantidad significativa de líquido penetra la fase de gas generando una gran afluencia de líquido; antes del fluido entrar a la bomba ingresa al separador de gas en donde el gas es

<sup>30</sup> Out putfile Software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger

separado y expulsado al anular y el fluido asciende hacia la bomba, en la descarga de esta se origina el flujo burbuja, caracterizado por un llene en gran totalidad de líquidos en la tubería con una pequeña cantidad de gas libre, confirmando la efectividad del separador de gas

### **Coeficiente Hold Up**

Es la relación de volumen ocupado por el líquido en un segmento de tubería y el volumen del segmento de la misma, para obtener este coeficiente el simulador en este caso utiliza **Flujo del hold up Vertical: Correlación HAGEDORN & BROWN (REVISED)** y **Flujo de pérdidas de presión: Correlación HAGEDORN & BROWN (REVISED)**<sup>31</sup>

El Hold up sin deslizamientos es la razón de volumen de líquido en un segmento de la línea dividido por el volumen total de dicho segmento, considerando que ambas fases viajan a la misma velocidad, es decir la diferencia entre hold up y el hold up sin deslizamiento, es que el segundo es una medida del grado de deslizamiento entre las fases.<sup>32</sup>

Elevación (ft)	Hold up sin deslizamiento	Hold up con deslizamiento	Viscosidad líquido(Cp)	Numero de Reynolds
-4054	0,56701	0,56701	0,428241	61690
-4000	0,56138	0,56138	0,430874	62848
-3960	0,55729	0,55729	0,433169	63683
-3960	1	1	0,235092	11373
-3000	1	1	0,4114	6499
-2000	1	1	0,488006	5479
-1000	0,60402	1	1,06343	2514
0	0,04761	1	9,69757	275

**Tabla 7.2 Coeficiente Hold up**  
**Fuente: software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger**  
**Modificado: autores**

<sup>31</sup> Out putfile Software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger

<sup>32</sup> ANSELM I R, BAUMEISTER J, MARQUEZ K, Revisión De Los Métodos Y Correlaciones Para El Análisis En Líneas De Transporte Con Flujo Multifásico, Venezuela. 2008 Pag 6

El Coeficiente Hold Up o escurrimiento es indispensable para caracterizar el fluido multifásico y conocer en qué zonas exactamente puede presentarse problemas con burbujas de gas o por el contrario una favorable afluencia de fluidos a superficie, en estos caso el coeficiente varia de cero a uno respectivamente, es decir en la tabla se observa que en la descarga de la bomba se genera un Hold up de 1 y se mantiene hasta la superficie, lo que indica fase líquida totalmente en la tubería

## 7.2. POTENCIA DE LA BOMBA

### Calculo de la potencia hidráulica

$$W_H = \frac{Q_o \times TDH}{1714}$$

Donde

$W_H$  = Potencia Hidráulica [HP]

$Q_o$  = Caudal de Petróleo Producido, [GPM]

$TDH$  =Carga dinámica total [Psi]

$$W_H = \frac{1,458GPM \times 1000,54Psi}{1714}$$

$$W_H = 0,851Hp$$

### Potencia mecánica consumida

$$Hp = \frac{W_H}{\eta}$$

Donde:

$Hp$  =Potencia mecánica consumida [Hp]

$W_H$  = Potencia Hidráulica [HP]

$\eta$  =Eficiencia [fracción]

Para el caso de bombas de cavidades progresivas se considera una eficiencia del 0.6-0.7., Para este caso se considera una eficiencia de 0,6

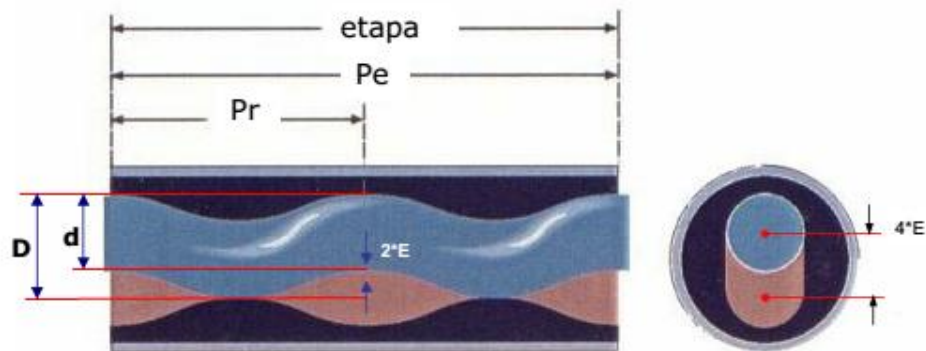
$$H_p = \frac{0,851H_p}{0,6}$$

$$H_p = 1,4183H_p$$

### 7.3. ETAPAS DE LA BOMBA

Las bombas de cavidades progresivas constan de un estator y el rotor no concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator. De tal forma que se genera una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas.

La mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es UN PASO (un paso de estator), siendo así una bomba de un etapa. Cada longitud adicional de PASO resulta una etapa más en la bomba.



**Figura 7.2** Longitudes y diámetros de una bomba PCPC  
Fuente: HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavidades Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008

Dimensiones del diseño de la bomba (extraídas de catalogo)

PARAMETRO	SIMBOLO	DIMENSIONES	UNIDADES
Diámetro del rotor	d	0,875	In
Diámetro del estator	D	2,75	In
Excentricidad del rotor	E	0,9	In
Paso del estator	Pe	114	In
Paso del rotor	Pr	57	In

Tabla 7.3 Dimensiones de la bomba 27-N-275  
Fuente: Catalogo Nombre Moynos Down-Hole Pump Systems

### Calcular el área de la cavidad generada

$$A = 4 \times d \times E$$

Donde

$A$  = Cavidad generada por la bomba [in<sup>2</sup>]

$d$  = Diámetro del rotor [in]

$E$  = Excentricidad del rotor

$$A = 4 \times 0,875 \times 0,9$$

$$A = 3,15 \text{ in}^2$$

### Calcular el volumen producido por cada vuelta del rotor

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

$$V = A \times Pe$$

Donde

$V$  = Volumen producido por cada vuelta del rotor [in<sup>3</sup>]

$A$  = Cavidad generada por la bomba [in<sup>2</sup>]

$Pe$  = Paso del estator [in]

$$V = 3,15 \times 0,875$$

$$V = 2,75 \text{ in}^3$$

### Calcular el caudal teórico

Finalmente, el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación (N)

$$Q = V \times N$$

Donde:

$Q$  = Caudal teórico [Bbl/d/RPM]

$V$  = Volumen producido por cada vuelta del rotor [in<sup>3</sup>]

$N$  = Velocidad de rotación [RPM]

$$Q = 2,75n^3 \times \left( \frac{ft}{12in} \right) \times \left( \frac{Bbl}{5,615ft^3} \right) \times \frac{1}{min} \times \left( \frac{60min}{1hora} \right) \times \left( \frac{24horas}{1dia} \right)$$

$$Q = 58,77 \frac{Bbl}{d} RPM$$

### Calcular la carga dinámica total

Generalmente llamada TDH o Total Dynamic Head, es la presión total sobre la impulsión de la bomba)

$$TDH = P_{wellbore} + P_r + P.Nivel$$

### Calculo de la Presión del nivel

$$P.Nivel = N_{dinamico} \times \rho$$

Donde:

$P.Nivel$  = Presión del nivel de líquido

$N_{dinamico}$  = Nivel de líquido dinámico

$\rho$  = Densidad del fluido

Cuando la bomba comienza a producir, aumenta la columna de líquido en el interior del tubing produciendo el descenso del nivel de fluido en el anular casing-tubing (nivel dinámico), hasta llegar a una condición de equilibrio dada por el índice de potencial del yacimiento, es decir, es la presión generada por la columna de líquido a elevar.

$$P.Nivel = 562,ft \times 51,168 \frac{lb}{ft^3} \times \left( \frac{1ft}{12in} \right)^2$$

$$P.Nivel = 199,69 \frac{lb}{in^2} \cong 199,69 Psi$$

### Calculo de la Presión de pérdidas por fricción

$$P_r = L_{tbg} \times F$$

Donde

$P_r$  = Pérdidas por fricción [psi]

$L_{tbg}$  = Longitud del tubing

$F$  = Pérdida de carga por fricción, [Psi/1000ft]

$$P_r = 5577 ft \times 76,18 \frac{Psi}{1000ft}$$

$$P_r = 424,85 Psi$$

### Calculo de la carga dinámica total

$$TDH = P_{wellbore} + P_r + P.Nivel$$

Donde

$TDH$  = Carga dinámica total

$P_{wellbore}$  = Presión en cara de pozo

$P_r$  = Pérdidas por fricción [psi]

$P.Nivel$  = Presión del nivel de líquido

$$TDH = 376 + 424,85 + 199,69$$

$$TDH = 1000,54 Psi$$

Finalmente cada etapa está diseñada para soportar una determinada presión diferencial en una bomba de cavidades progresivas, siendo aproximadamente 70psi/etapa con una tolerancia de 5Psi a 10Psi.

$$Etapas = \frac{TDH}{P_{etapa}}$$

$$Etapas = \frac{1000,54Psi}{70 \frac{Psi}{Etapa}}$$

$$Etapas = 15Etapas$$

Es decir que para producir 68 Bbls diarios de Crudo del pozo Col-03 del campo escuela colorado UIS, es necesario de una bomba de cavidades progresivas de 15 etapas, a pesar de que estas bombas son modulares en el mercado y se puede diseñar, crear y poner en marcha, no es lo bastante recomendable, puesto que al tener una gran carga dinámica sobre la bomba y tantas etapas, disminuye la eficiencia volumétrica y la bomba se vuelve ineficiente para estas características de producción, disminuye la capacidad de flujo y por ende la presión en cada etapa disminuye, puesto que son directamente proporcional.

## Capítulo 8

### 8. ANALISIS ECONOMICO

Uno de los objetivos de la ingeniería de producción es optimizar la producción de un yacimiento al menos costo. Tomar una decisión adecuada en cuanto a la selección de un proyecto debe partir de establecer unos objetivos económicos para el proyecto, es decir predecir qué tan rentable puede llegar a ser, teniendo en cuenta con que tasa de interés se va a operar el proyecto y que tiempo se desea esperar para recuperar la inversión que se debe realizar, con el fin de comparar con los resultados obtenidos de la evaluación económica y determinar si el proyecto satisface los requerimientos del inversionista. Al iniciar un proyecto, el inversionista es quien debe establecer cuáles son los fines económicos que se esperan obtener, en otras palabras decir qué ganancia se espera obtener bajo ciertas condiciones, y qué tanta probabilidad existe de que se cumplan dichos objetivos, así como conocer cuáles son las tasas de oportunidad en las que operará el proyecto de una manera exitosa.

Para la evaluación financiera y económica de un proyecto se utilizan algunos índices que se obtienen del tratamiento técnico y cuantitativo que se le dé al flujo de caja del proyecto o alternativa respectiva. Tales índices son el TIR, el TPR, el VPN y el PAYBACK, entre otros que son los que ayudan a tomar una decisión adecuada sobre qué proyecto realizar o si es o no conveniente el desarrollo de un proyecto en caso de tener una sola alternativa. En un proyecto se distinguen tres partes fundamentales que son la inversión neta o inicial, los egresos y los ingresos.

#### 8.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL

La inversión es la etapa inicial de un proyecto, en ella están incluidos todos los costos en que se incurren por la construcción, promoción y desarrollo de un proyecto. Existen dos posibilidades para el cálculo de la inversión: la primera es

aquella en la que el desarrollo físico del proyecto no existe y la segunda es aquella que existiendo, va a ser modificada. Durante la etapa de inversión de un proyecto, se pueden incurrir en gastos como: gastos de entrenamiento del personal para operar el proyecto a implementar, así como la venta de bienes usados, compra de activos o equipos que permitan el desarrollo de la actividad, entre otros.

## 8.2 INGRESOS

Los ingresos, en términos económicos, hacen referencia a todas las entradas económicas que recibe una persona, una familia, una empresa, una organización, un gobierno, etc. El tipo de ingreso que recibe una persona, una empresa u organización depende del tipo de actividad que realice (un trabajo, un negocio, una venta, etc.).

- **Ingreso marginal:** Generado por el aumento de la producción en una unidad.
- **Ingreso medio:** Ingreso que se obtiene, en promedio, por cada unidad de producto vendida; es decir, es el ingreso total dividido en el total de unidades vendidas.
- **Ingreso del producto marginal:** Ingreso generado por la utilización de una unidad adicional de algún factor de producción (trabajo, capital), por ejemplo, la utilización de un trabajador más, etc.

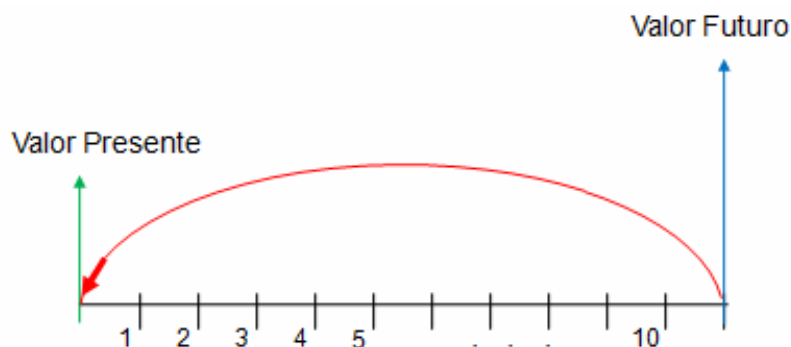
## 8.3 REGALÍAS

Las regalías son el pago efectuado al titular de derechos de autor, patentes, marcas o know-how a cambio del derecho a usarlos o explotarlos, o que debe realizarse al Estado por el uso o extracción de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables. Las regalías son una fuente importante de financiación para el desarrollo territorial que se deben administrar siguiendo los principios de transparencia, eficiencia, impacto, equidad y sostenibilidad. Las regalías representan un importante porcentaje de los ingresos del Estado, y

una gran proporción de los presupuestos de inversión de aquellas regiones que participan de las mismas. Estos recursos tienen asignada una destinación de vital interés en términos sociales: cubrir las necesidades básicas de la población en los sectores de salud, educación, agua potable y saneamiento básico. Actualmente, el sistema de regalías se rige con base en la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.

#### 8.4 VALOR PRESENTE NETO

El método del valor presente neto es muy utilizado porque es de muy fácil aplicación y todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy, como se muestra en la figura 16; y así puede verse fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos.



**Figura 8.1 Valor Presente Neto**

**Fuente: MEZA, Jhonny. "Matemáticas Financieras Aplicadas", Ecoe ediciones, 2008.**

Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

$$VPN = VPI - VPE$$

Dónde:

VPN = Valor Presente Neto

VPI = Valor Presente de los ingresos

VPE = Valor Presente de los Egresos

## 8.5 TASA INTERNA DE RETORNO

Es la tasa que obtienen los recursos o el dinero que permanece atado al proyecto. Corresponde a la tasa de interés a la cual el inversionista le presta su dinero al proyecto y es característica.<sup>33</sup>

$$VPN = 0 = \left[ \frac{FE_1}{(1+K)^1} \right] + \left[ \frac{FE_2}{(1+K)^2} \right] + \dots + \left[ \frac{FE_N}{(1+K)^N} \right] - Inversion$$

Dónde:

FE = Flujos netos de efectivos

K = Tasa de interés manejada

## 8.6 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN O *PAYBACK TIME*.

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *payback time*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. En los países donde la situación política y económica es muy inestable, este es el método que prefieren aplicar la mayoría de las empresas, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

$$payback = \frac{InversionInicial}{FlujodeEfectivoAnual}$$

---

<sup>33</sup> UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, Sede Manizales. Dirección Nacional de Servicios Académicos Virtuales. Disponible en la Web: <<http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/manizales/4010045/Lecciones/Cap%209/9-1-2.htm>>

## 8.7 RELACIÓN COSTO – BENEFICIO

Es la relación del valor presente de los ingresos con respecto al valor presente de los egresos y se puede calcular de la siguiente manera:

$$RCB = \frac{VPN_{IN}}{VPN_{EG}}$$

Dónde:

$VPN_{IN}$  = Valor Presente Neto de los Ingresos

$VPN_{EG}$  = Valor Presente Neto de los Egresos

El proyecto de la posible implementación de un Sistema de Levantamiento Artificial a partir del Bombeo Electro sumergible y Cavidades Progresivas (ESPCP), será evaluado a un tiempo de un año, tiempo al cual por lo general un proyecto se debe pagar.

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones en cuanto a costo de levantamiento (lifting cost), costo de barril de crudo<sup>34</sup>, instalación del sistema de levantamiento, costo de bomba PCP, entre otros trabajos:

<b>EQUIPO ESPCP</b>	\$ 334475 USD
<b>BOMBA PCP FONDO</b>	\$ 18000 USD
<b>COSTOS WORKOVER</b>	\$ 120586 USD
<b>COSTO CONEXIONES ELECTRICAS</b>	\$ 10000 USD
<b>TIO</b>	12%
<b>LIFTING COST ACEITE</b>	\$ 20 USD
<b>COSTO BARRIL ACEITE</b>	\$ 104 USD

Tabla .8.1 Costos Varios

Fuente: Campo Escuela Colorado - RICO, Naydú. "Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de ECOPETROL S.A." Trabajo de Grado, 2012

Realizando una recolección de datos de producción en Campo Escuela Colorado para el pozo C3, se pudo determinar la curva de declinación (figura 8,2) que este posee, en la cual se ve reflejada el comportamiento de

<sup>34</sup> Proporcionado por Campo Escuela Colorado

producción que tuvo el pozo durante el periodo del año 2011 y 2012, donde hacia el mes de noviembre del 2011 el pozo pudo verse afectado por alguna falla mecánica ya que su producción fue la más baja en este periodo, y después de haber realizado algún tipo de trabajo en el retomo una tasa relativamente alta para un pozo en este campo siendo de 50 BPD.

MES/AÑO	PROMEDIO PROD. CRUDO (Bls/Día)
may-11	35,2
jun-11	38,73
jul-11	39,75
sep-11	36,67
oct-11	11,93
nov-11	26,5
dic-11	50,02
ene-12	51,8
feb-12	34
mar-12	33,5
abr-12	22,5
may-12	25
jun-12	28,33
ago-12	28
sep-12	28,4
oct-12	27,5

Tabla .8.2 Producción Pozo C3  
Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado

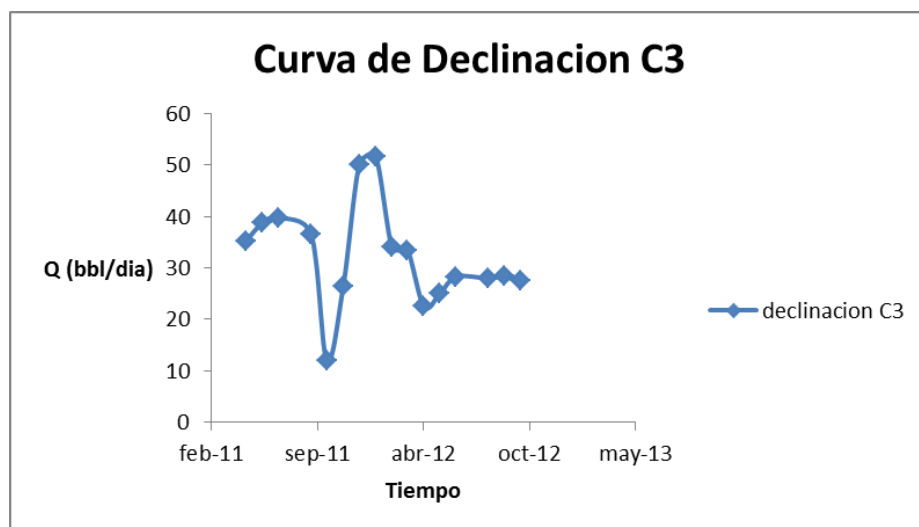
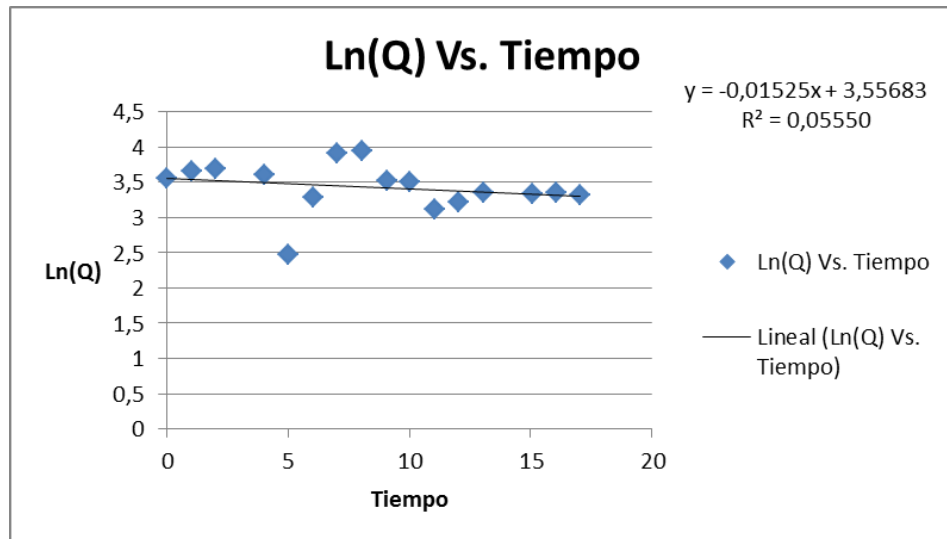


Figura .8.2 Curva Declinación Pozo C3  
Fuente: Campo Escuela Colorado

Mediante la curva de declinación con los datos suministrados por Campo Escuela Colorado, se debe hallar una curva de declinación exponencial con el

fin de poder realizar una predicción futura respecto a dichos datos, para llevarlos a la actualidad aun teniendo en cuenta el sistema de levantamiento actual (Bombeo Mecánico). Realizando una gráfica de la producción contra el tiempo en papel semilogarítmico se obtendrá una línea recta, siendo la pendiente de la recta la relación de declinación continua (b)<sup>35</sup>



**Figura 8.3 Curva Ln (Q) Vs. Tiempo**  
Fuente: Campo Escuela Colorado

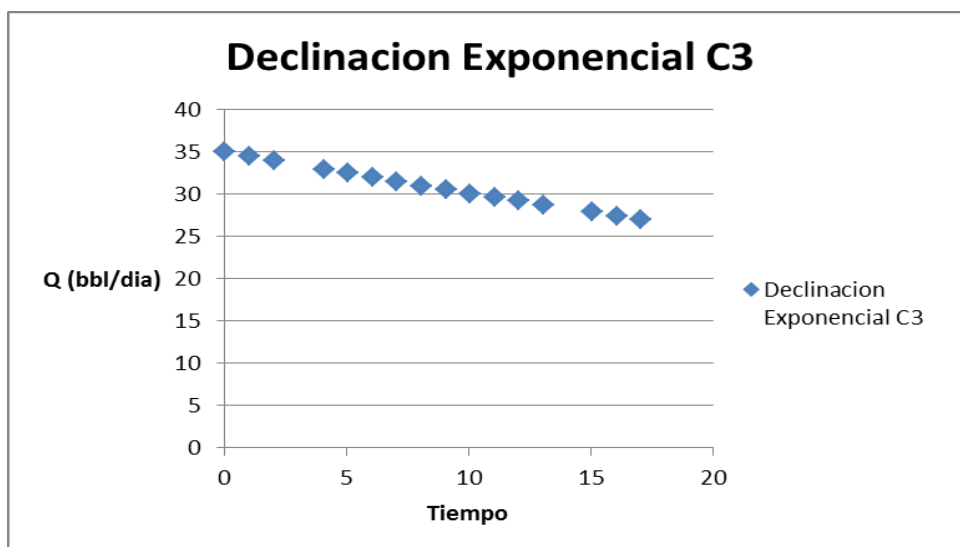
La ecuación que modela la declinación exponencial está dada por:

$$q = q_o * e^{bt}$$

De la figura 9,3 encontramos que **b= -0,01525**, de tal manera que la declinación exponencial para el pozo C3 sabiendo que actualmente se encuentra produciendo 50 BPD<sup>36</sup> viene siendo  $q = 50 * e^{-0,01525t}$ , donde el tiempo se encuentra en meses. La curva de declinación exponencial es la presentada en la figura 8,4 y permite conocer la producción a un año (tiempo de evaluación del proyecto), la cual es presentada en la tabla 8,3 (columna Q current).

<sup>35</sup> NIND T.E.W, "Fundamentos de Producción y mantenimiento de pozos petroleros". Editorial LIMUSA (1987), Primera Edición, pagina 61.

<sup>36</sup> Archivos Campo Escuela Colorado



**Figura 8.4 Curva Declinación Exponencial Pozo C3**  
**Fuente: Campo Escuela Colorado**

Con la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial (ESPCP), se debe realizar una nueva curva de declinación exponencial, pues este sistema busca producir una tasa de 70 BPD, la cual es una de las razones por la cual es necesario calcular la nueva relación de declinación continua de la siguiente manera:

$$b^{(a)} = \frac{q_o^{(a)}}{q_o} b$$

Dónde:

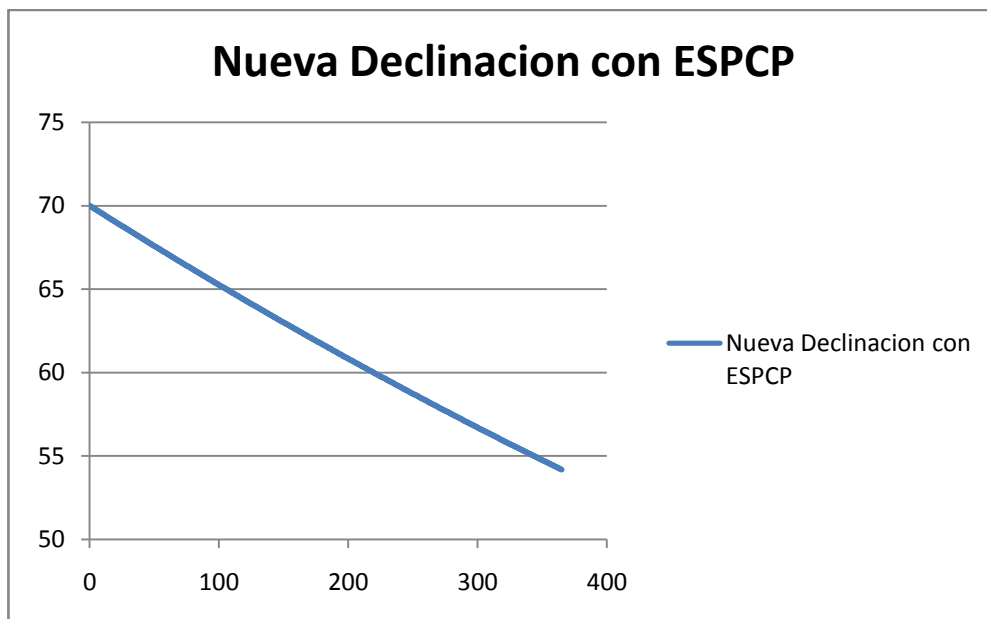
$b^{(a)}$  = nueva relación de declinación continua

$q_o^{(a)}$  = nueva tasa de producción inicial

$b$  = relación de declinación

$q_o$  = tasa de producción inicial

De manera que la nueva relación de declinación continua es  $b^{(a)} = -0,02135$ , con esto obtenemos la nueva curva de declinación mediante  $q = 70 * e^{-0,02135t}$  la cual es presentada en la Figura 9,5 y con ello se calcula la nueva producción que tendrá el pozo con el nuevo sistema de levantamiento ESPCP (tabla 8,3 - columna Q actual) durante un año de evaluación.



**Figura .8.5 Nueva Curva Declinación Pozo C3 (ESPCP)**  
Fuente: Autores

Mes/Año	Tiempo(Meses)	Q current (BPD)	Q actual (real) (BPD)	Q incremental (BPD)
oct-13	0,00	50,00	70,00	20,00
nov-13	1,02	49,23	68,49	19,26
dic-13	2,01	48,49	67,07	18,57
ene-14	3,02	47,75	65,62	17,88
feb-14	4,04	47,01	64,21	17,20
mar-14	4,96	46,35	62,96	16,61
abr-14	5,98	45,64	61,61	15,97
may-14	6,97	44,96	60,32	15,36
jun-14	7,99	44,26	59,02	14,76
jul-14	8,98	43,60	57,79	14,19
ago-14	9,99	42,93	56,55	13,62
sep-14	11,01	42,27	55,33	13,06
oct-14	12,00	41,64	54,18	12,54

**Tabla 8.3 Producción Futura Pozo C3**  
Fuente: Autores

Después de realizado el cálculo del caudal incremental se procede a realizar el respectivo análisis financiero con la implementación del nuevo sistema de

levantamiento artificial, evaluándolo a un año el cual es el tiempo promedio en que un proyecto debe pagarse.

En la siguiente tabla se puede ver los ingresos que se van a obtener a partir de la producción, los cuales son calculados teniendo en cuenta la producción y el costo del barril<sup>37</sup>, sin embargo para este cálculo se debe tener en cuenta que el 20% de la producción hace referencia a las regalías que son del estado. Para los egresos se debe tener en cuenta el costo de levantamiento, suministrado por Campo Escuela, y la producción de crudo.

El net cash hace referencia al dinero neto que se tiene es decir, la diferencia entre los ingresos y los egresos; mientras que el cash back tiene en cuenta la Tasa Interna de Oportunidad (TIO), la cual es la tasa de interés mínima a la que el gestor o el inversor, está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto<sup>38</sup>, que permite luego determinar el valor presente neto acumulado al cabo de un año tal cual como se muestra en la figura.

TIEMPO (Meses)	INGRESO (USD)	EGRESOS (USD)	NET CASH (USD)	CASH BACK (USD)	VPN CUM (USD)
0	1664	1400	264	264	-482797
1	1603	1370	233	231	-475150
2	1543	1340	203	199	-468509
3	1524	1331	193	189	-466573
4	1431	1284	147	141	-458185
5	1378	1257	121	115	-454354
6	1325	1230	95	89	-451202
7	1275	1205	70	66	-448891
8	1225	1179	46	43	-447228
9	1177	1154	23	21	-446284
10	1130	1129	1	1	-445959
11	1085	1106	-20	-18	-446240
12	1046	1085	-39	-35	-446967

**Tabla 8.4 Análisis Económico**  
Fuente: Autores

<sup>37</sup> Costo suministrado por Campo Escuela Colorado

<sup>38</sup> DUSSÁN, Carlos. Gerencia Financiera. Ver online: <<http://karlosdussan.blogspot.com/2011/12/que-es-la-tasa-interna-de-oportunidad.html>>

Según los resultados obtenidos se puede apreciar que este proyecto no es viable pues a partir de finales del decimo mes se está perdiendo dinero es por ello que el net cash y el cash back es negativo, al igual que el valor presente neto al cabo de un año tiene valores negativos lo que dice que el proyecto al cabo de un año no se ha pagado como se muestra en la siguiente figura:

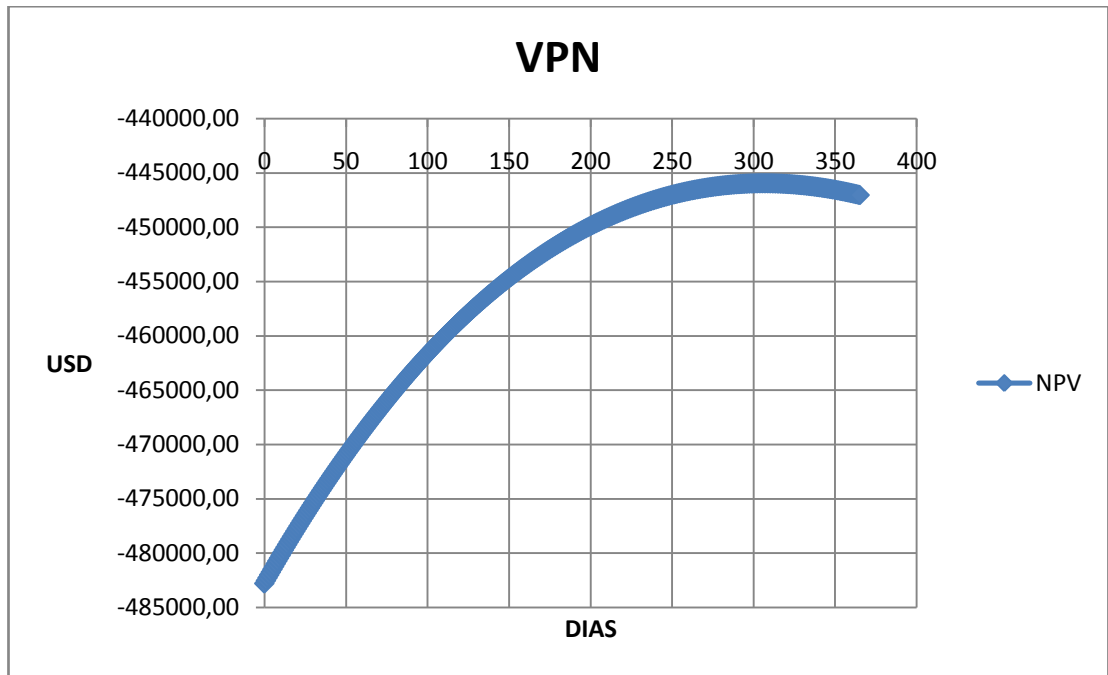


Figura 8.6 Curva Valor Presente Neto Vs Dias  
Fuente: Autores

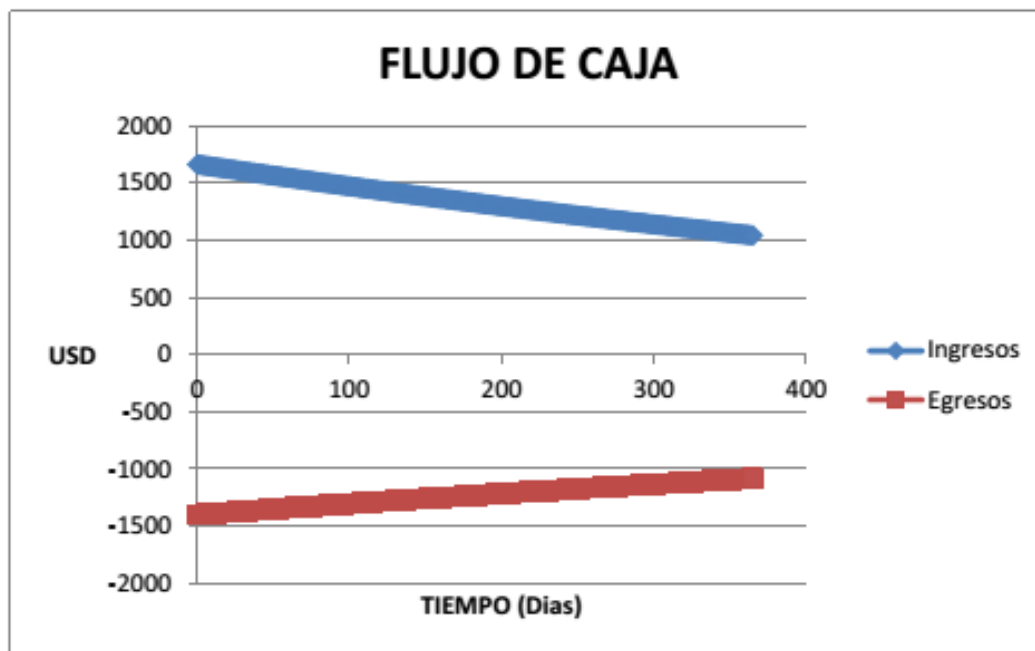


Figura 8.7 Flujo de Caja  
Fuente: Autores

Como se puede observar aproximadamente a los 300 días, la curva empieza a decrecer, esto se debe a que se están generando pérdidas de dinero en el proyecto, lo cual indica que no existe una viabilidad económica para implementar este nuevo sistema de levantamiento artificial en el Campo Colorado, dando como resultado final el análisis lo siguiente:

	<b>EQUIPO ESPCP</b>	<b>\$ 334475</b>
<b>INVERSIONES</b>	BOMBA PCP FONDO	\$ 18000
	COSTOS WORKOVER	\$ 120586
	COSTO CONEXIONES ELECTRICAS	\$ 10000
	<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>\$ 483061</b>
<b>COSTOS DE PRODUCCION</b>	LIFTING COST	\$ 20
<b>GANANCIAS</b>	PRECIO BARRIL	\$ 104
	CASH BACK TOTAL	\$ 36022
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>		<b>\$ -447038</b>
<b>RELACION BENEFICIO – COSTO</b>		<b>0,07457184</b>

Tabla 8.5 Resultado Análisis Económico  
Fuente: Autores

## CONCLUSIONES

Es una excelente herramienta realizar un amplio barrido de las tecnologías de sistemas de levantamiento artificial que utilicen sistemas combinados para flujo multifasico ya que influyen de manera significativa en el desarrollo productivo de los campos.

El método de selección, matriz de selección es beneficioso para elegir un pozo objetivo teniendo en cuenta los rangos de las características operacionales de los sistemas que se deseen implementar, puesto que evalúa un criterio de acercamiento a estos rangos y así obtener un porcentaje de aplicabilidad de cada uno de los sistemas sobre los pozos candidatos.

Al Efectuar el primer filtro de selección para los 37 pozos de Campo Colorado UIS, se descartan 23 pozos debido a que no registran datos de producción, propiedades del fluido como BSW o Viscosidad del fluido o simplemente se encuentran detenidos productivamente; finalmente al desarrollar el método TOPSIS en los 14 pozos candidatos, el pozo C-03 obtuvo un porcentaje de aplicabilidad de 60,908% para el sistema ESPCP convirtiéndolo en pozo objetivo para el diseño del sistema.

El software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger, es una herramienta de gran ayuda para el modelamiento de un flujo multifasico, gracias a sus modelos mecanisticos y correlación, reproduce perdidas de presión en toda la trayectoria del pozo, cálculo del coeficiente Hold up y caracterización del patrón de flujo.

Siendo el pozo C-03 con el mayor porcentaje de aplicabilidad no es recomendable hidráulicamente puesto que, por la alta carga dinámica que presenta el pozo es necesaria una bomba PCP de 15 etapas para producir 68BPD, a pesar de que las bombas son modulares no es aconsejable una bomba con tantas etapas para producir tan pequeño caudal debido a que la

eficiencia volumétrica se verá afectada , disminuirá la capacidad de flujo y por ende la presión en cada etapa de la bomba, produciendo una afluencia intermitente de fluido en superficie y un desgaste del motor al requerir una potencia mayor.

El sistema de levantamiento ESPCP se caracteriza por ser operado en pozos que manifiestan problemas con manejo de sólidos, alta relación gas aceite, y alto caudal. Debido a esta última no es recomendable financieramente la implementación del sistema en el pozo C-03, porque la tasa de producción después de la implementación declina aceleradamente sin poder obtener ganancias frente a las inversiones realizadas para el sistema al cabo primer año, tiempo para el cual debe pagarse un proyecto; obteniéndose un valor presente neto de \$ -447038, lo que corrobora la no implementación del sistema.

## RECOMENDACIONES

Realizar un estudio técnico-financiero para la implementación de un sistema de levantamiento combinado a partir de Chamber Lift o Plunger Lift ya que para estas 2 opciones el gas producido se puede reinyectar para el funcionamiento de los mismos y así disminuir costos asociados con la compra de gas.

Crear una base de datos más detallada para Campo Escuela Colorado UIS, que abarque, propiedades físicas del yacimiento, datos producción y caracterización de fluidos para cada uno de los pozos activos o inactivos, con el fin de mantener archivos actualizados, completos y veraces.

Desarrollar un análisis y estudio más detallado a la matriz de selección propuesta en este proyecto, con el fin de obtener resultados más certeros y exactos a la hora de realizar la selección de un sistema de levantamiento artificial para un pozo, ya que esta matriz es de gran ayuda y de mucha utilidad para seleccionar un sistema de levantamiento artificial para las condiciones particulares que presente un pozo.

## BIBLIOGRAFIA

1. *ESP OIL CONSULTANTS, ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROPU. Bombeo Electro sumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting, Venezuela. 2004*
2. *FENG. B; MENG. W; LI. A; ZHANG. X; LI.L; WU. B. The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield. ESP 136816*
3. *FRANCO OROZCO, P. D. Análisis de las aplicaciones del bombeo electro sumergible (ESP) y del bombeo eléctrico por cavidades progresivas (ESPCP) en la producción de pozos petroleros. Tesis Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador.2010*
4. *HIRSCHFELDT, M. Manual de bombeo Cavidades Progresivas, Pcpum.net, Oilproduction.net Versión-2008V. Junio 2008.*
5. *<http://industriapetrolera.lacomunidadpetrolera.com/2007/11/mecanismos-naturales-de-produccion.html>*
6. *<http://www.monografias.com/trabajos63/metodos-levantamiento-artificial/metodos-levantamiento-artificial4.shtml>*
7. *LA COMUNIDAD PETROLERA “MECANISMOS DE PRODUCCION DE UN POZO PETROLERO”. FECHA DE ACCESO [02/01/2013]. DISPONIBLE EN INTERNET DESDE:  
<http://industriapetrolera.lacomunidadpetrolera.com/2007/11/mecanismosnaturales-de-produccion.html>139*
8. *LEA. J; NICKENS. H. Selection of artificial lift. SPE 52157*
9. *MONOGRAFIAS S.A . “METODOS DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFIAL” FECHA DE ACCESO [02/01/2013]. DISPONIBLE EN INTERNET DESDE:  
<http://www.monografias.com/trabajos63/metodos-levantamientoartificial/metodos-levantamiento-artificial4.shtml>*

10. MUÑOZ RODRÍGUEZ, A. F., TORRES TORRES, E. *Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis UIS, Colombia. 2007*
11. NETZSCH Oil field Products GmbH. *Manual de sistemas PC, Venezuela. Edición especial 2004.*
12. OYEWOLE. P; LEA. J. *Artificial lift selection strategy for the life of gas well with some liquid production. SPE 115950*
13. *Presentación, De Lo Social A Lo Técnico, Una Mirada De Paz, Proyecto Cira Infantas, Ecopetrol. Colombia 2007*
14. *Presentación. Campo Escuela Colorado, Convenio Uis-Ecopetrol S.A., Dirección Ejecutiva-Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, Colombia. 2007.*
15. *Seminario Equipos ESPCP, BAKER HUGHES Centrilift*
16. *Seminario Introducción Al Diseño Equipo Bombeo Electro Sumergible, BAKER HUGHES Centrilift*
17. TAUFAN. M; ADRIANSYAH. R; SATRIANA. D. *Electrical submersible progressive cavity pump (ESP) application in Kulim horizontal Wells. SPE 93594*
18. TORRES CORIA J., TRAUWVITZ ROSAS E. *Flujo multifasico en tuberías, Tesis Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F., 2008*
19. VARGAS, E. *Cátedra Bombeo Electro sumergible, Universidad de Oriente, Venezuela. 2008*
20. VILLAREAL VILLAREAL E., MOYA RAMIREZ H. *Análisis de los fluidos aplicado a los hidrocarburos en el campo escuela colorado. Tesis UIS. Colombia, 2012.*

## ANEXOS A

### CURVAS Y TABULACIONES DEL PVT SINTETICO DEL SOFTWARE KAPPA 2.01.01

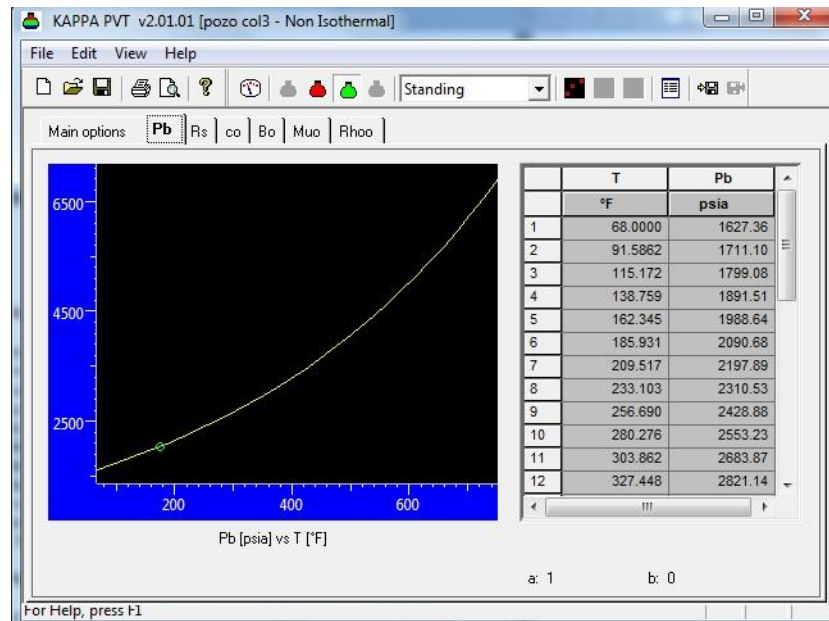


Figura 6.1. Presión de Burbuja (Pb), PVT COL 03

Fuente: Software KAPPA

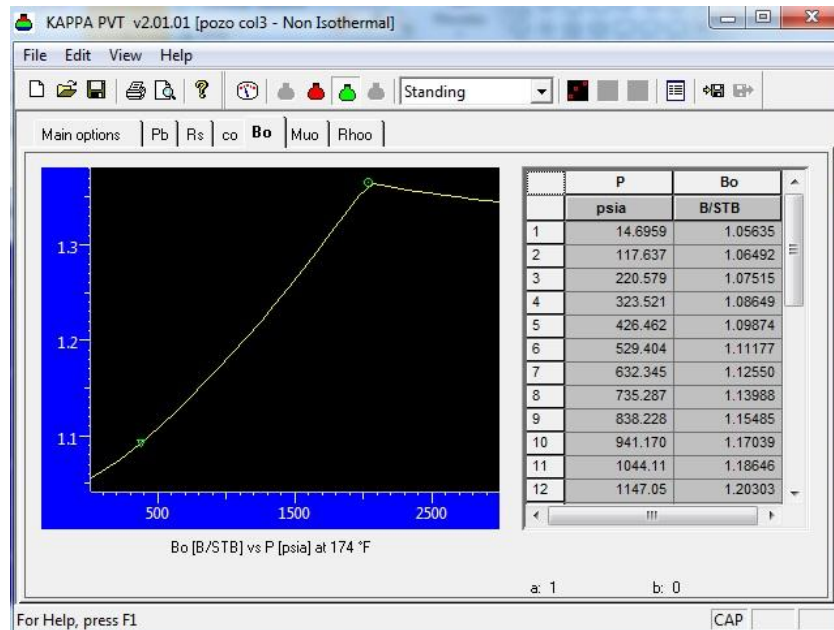


Figura 6.3. Factor Volumétrico del Petróleo (Bo), PVT COL 03

Fuente: Software KAPPA

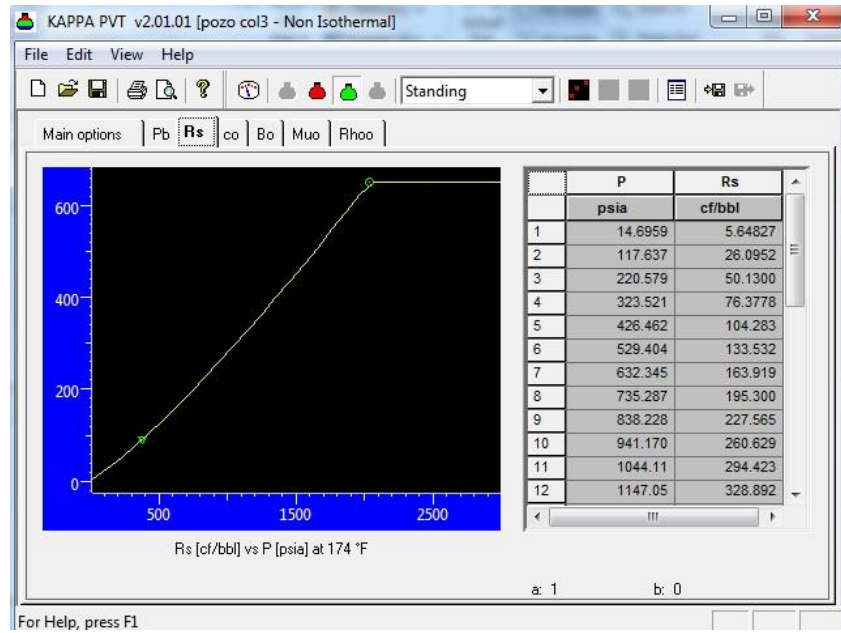


Figura 6.2. Gas disuelto-Petróleo ( $R_s$ ), PVT COL 03

Fuente: Software KAPPA

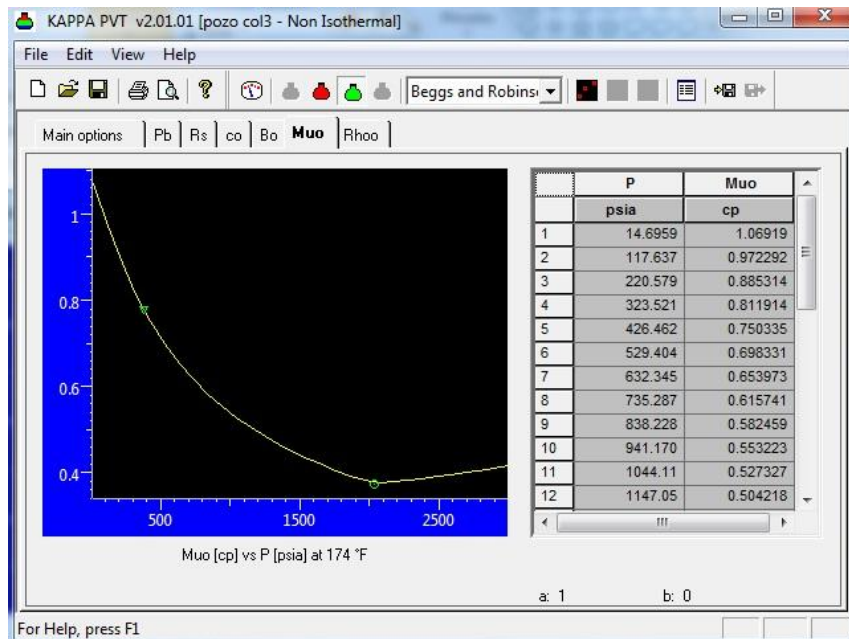


Figura 6.4. Viscosidad del Petróleo ( $\mu$ ), PVT COL 03

Fuente: Software KAPPA

PRESIÓN DE BURBUJA

Temperatura (°F)	Presión (Psi)
68	1627,36
92	1711,1
115	1799,08
139	1891,51
162	1988,64
186	2090,68
210	2197,89
233	2310,53
257	2428,88
280	2553,23
304	2683,87
327	2821,14
351	2965,36
375	3116,88
398	3276,08
422	3443,35
445	3619,09
469	3803,74
493	3997,74
516	4201,57
540	4415,72
563	4640,73
587	4877,13
610	5125,51
634	5386,48
658	5660,67
681	5948,74
705	6251,42
728	6569,42
752	6903,54

**Tabla A.1. Presión de Burbuja (Pb), PVT COL 03**

**Fuente: Software KAPPA, modificado Autores**

Presión (Psi)	Gas disuelto del Petróleo
14,6959	5,64827
117,637	26,0952
220,579	50,13
323,521	76,3778
426,462	104,283
529,404	133,532
632,345	163,919
735,287	195,3
838,228	227,565
941,17	260,629
1044,11	294,423
1147,05	328,892
1249,99	363,986
1352,94	399,666
1455,88	435,896
1558,82	472,646
1661,76	509,889
1764,7	547,6
1867,64	585,759
1970,58	624,345
2073,53	650
2176,47	650
2279,41	650
2382,35	650
2485,29	650
2588,23	650
2691,18	650
2794,12	650
2897,06	650
3000	650

**Tabla A.2. Gas disuelto-Petróleo (Rs), PVT COL 03**

**Fuente: Software KAPPA, modificado Autores**

VISCOSIDAD DEL PETROLEO	
Presión (Psi)	Viscosidad del Petróleo (Cp)
14,6959	1,06919
117,637	0,972292
220,579	0,885314
323,521	0,811914
426,462	0,750335
529,404	0,698331
632,345	0,653973
735,287	0,615741
838,228	0,582459
941,17	0,553223
1044,11	0,527327
1147,05	0,504218
1249,99	0,483458
1352,94	0,464697
1455,88	0,447648
1558,82	0,43208
1661,76	0,4178
1764,7	0,404648
1867,64	0,392489
1970,58	0,381211
2073,53	0,375405
2176,47	0,379045
2279,41	0,382882
2382,35	0,38691
2485,29	0,391123
2588,23	0,395514
2691,18	0,400079
2794,12	0,404812
2897,06	0,409708
3000	0,414763

**Tabla A.3. Viscosidad del Petróleo ( $\mu$ ), PVT COL 03**  
**Fuente: Software KAPPA, modificado Autores**

FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO	
Presión (Psi)	Factor Volumétrico (Bbl/STB)
14,6959	1,05635
117,637	1,06492
220,579	1,07515
323,521	1,08649
426,462	1,09874
529,404	1,11177
632,345	1,1255
735,287	1,13988
838,228	1,15485
941,17	1,17039
1044,11	1,18646
1147,05	1,20303
1249,99	1,22009
1352,94	1,23762
1455,88	1,2556
1558,82	1,274
1661,76	1,29283
1764,7	1,31207
1867,64	1,33169
1970,58	1,3517
2073,53	1,36404
2176,47	1,36116
2279,41	1,35854
2382,35	1,35615
2485,29	1,35396
2588,23	1,35195
2691,18	1,35009
2794,12	1,34838
2897,06	1,34679
3000	1,34531

**Tabla A.4. Factor Volumétrico del Petróleo (Bo), PVT COL 03**

**Fuente: Software KAPPA, modificado Autores**

## ANEXO B

### CURVAS Y ARCHIVOS DE SALIDA DE LA SIMULACION DEL FLUIDO MULTIFASICO DEL POZO COL-03 EN EL SOFTWARE PIPESIM

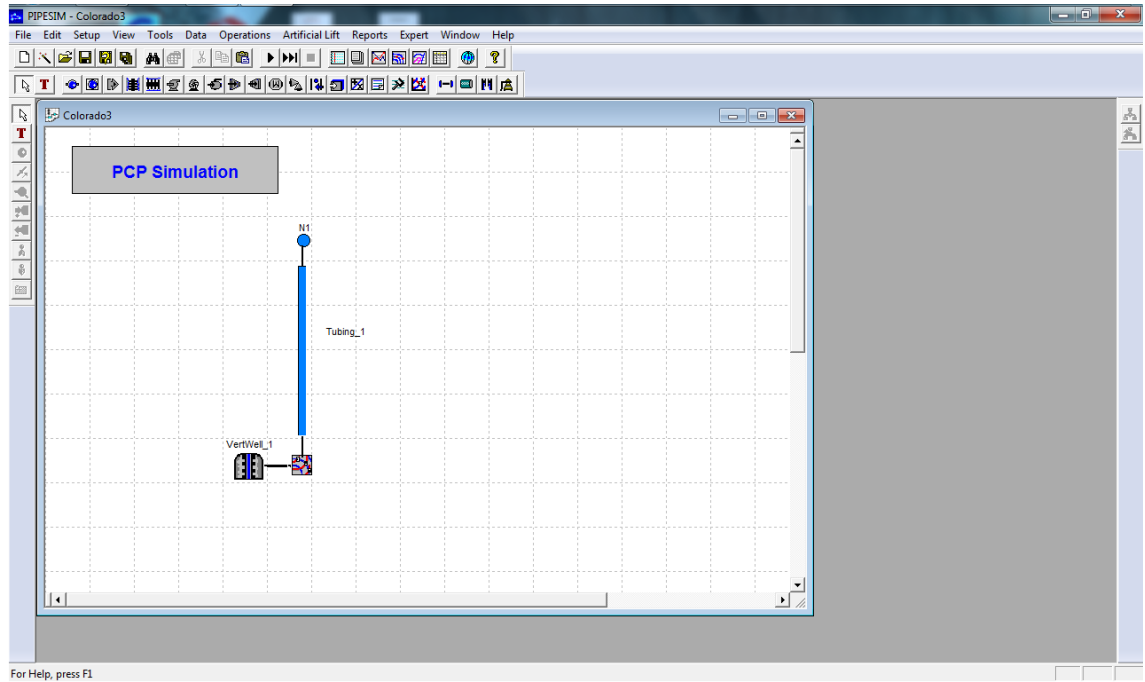


Figura B.1. Simulación del pozo COL-03

Fuente: software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger

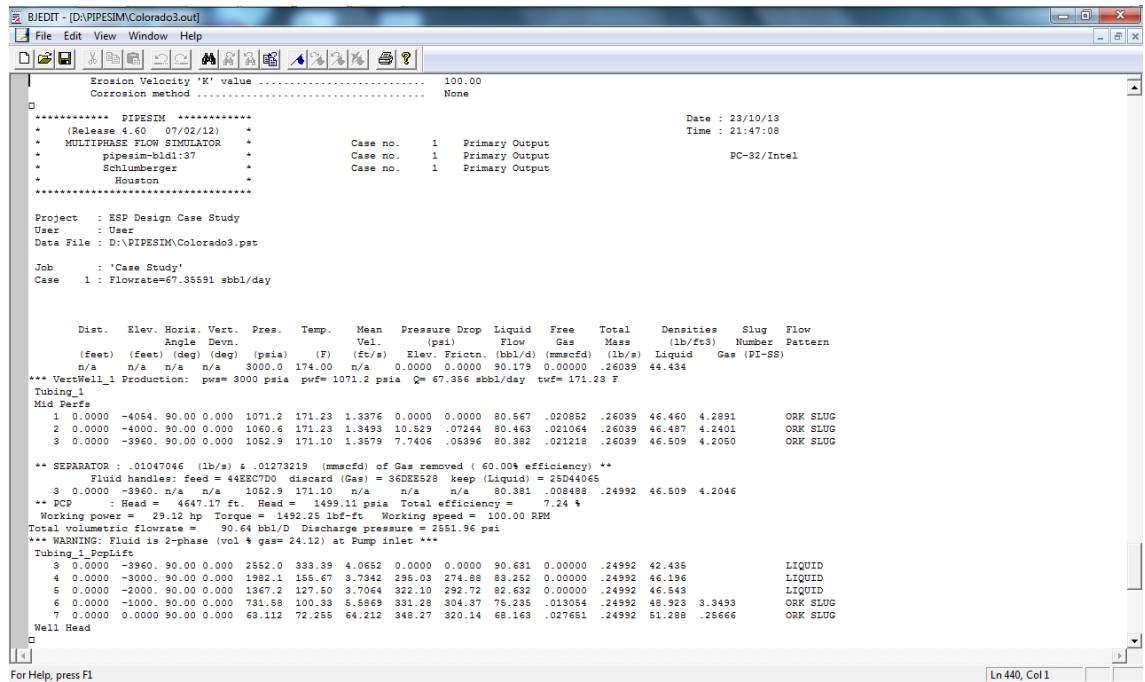


Figura B.2. Out file de la simulación, Patrón de Flujo  
Fuente: software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger

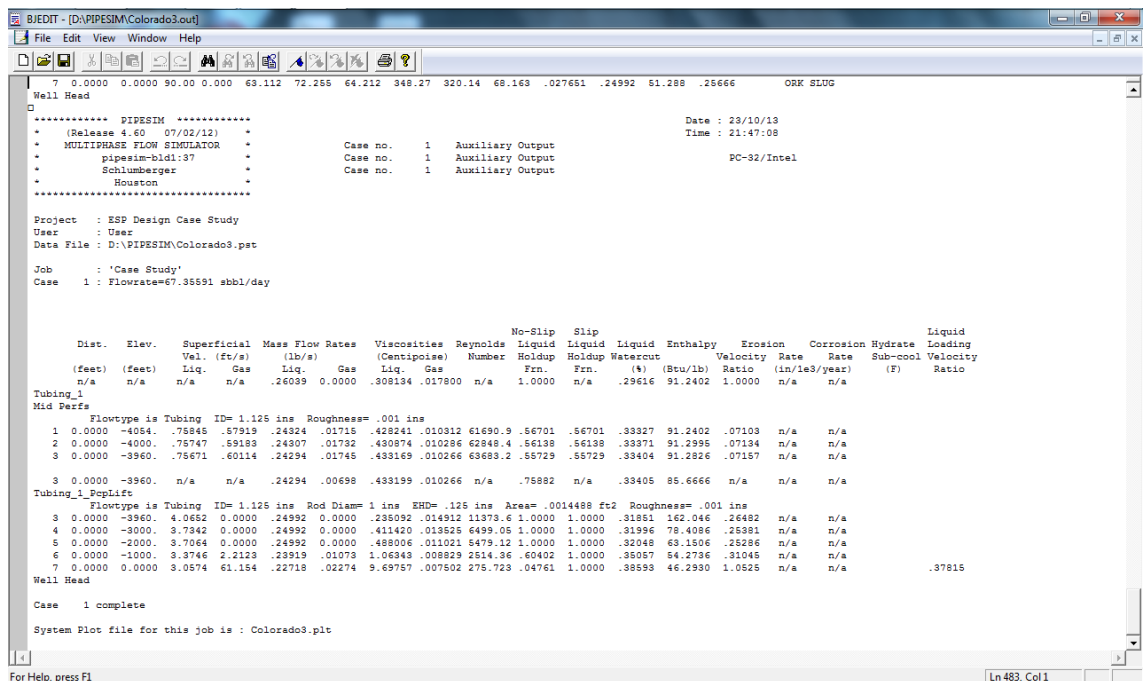


Figura B.3. Out file de la simulación, Constante de Holdup  
Fuente: software Pipesim 2011.1.1 de Schlumberger