

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS
PARA CRUDOS PESADOS EN LOS CAMPOS TECA Y NARE

LAURA JULIANA RAMIREZ AMADO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2006

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS
PARA CRUDOS PESADOS EN LOS CAMPOS TECA Y NARE

LAURA JULIANA RAMIREZ AMADO

Práctica Industrial
WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

Directores

Ing. César Leonardo Afanador S.
M.Sc. Samuel Fernando Muñoz

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2006

DEDICATORIA

Este logro lo dedico principalmente a Dios, por regalarme la vida y por ser la luz que me guía y me ayuda a alcanzar mis metas, sin el nada es posible en este mundo.

Con todo mi amor dedico este trabajo a mi mamá, por ser mi amiga, mi ejemplo de vida, por los esfuerzos y sacrificios para ayudarme a cumplir esta meta y sobre todo por hacer de mí la persona que soy.

A Dieguito por regalarme alegría y amor todos los días.

A Leito por estar conmigo en los buenos y malos momentos de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

En este trabajo quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que creyeron en mí y me acompañaron en la realización de mis sueños.

A Samuel Muñoz, por sus consejos y enseñanzas durante la carrera. Gracias por creer en mí ¡!

A Cesar Afanador, Edgar Garzón, Ronald Ponce, Marby Ramírez y William Abril por compartir conmigo sus conocimientos y una valiosa amistad, por las alegrías y buenos momentos compartidos en Campo Teca.

A Fernando Villanueva, por darme la oportunidad de vivir nuevas experiencias y crecer a nivel profesional.

A Pablo Guarín, Carlos Reyes, Omar Triana, Sergio Solís, Edgar Herazo y especialmente a Manuel Romero.

A Cristian, gracias por estar conmigo siempre, por todos los momentos que vivimos juntos.

A Carlos Ochoa, gracias por hacerme reír, enseñarme a pensar siempre lo mejor y estar a mi lado apoyándome en el inicio de mi vida profesional.

A mis buenos amigos del GRM, Belsy, Johanna, Claudia, Robinson y Roycito, siempre estarán en mi corazón.

TITULO: EVALUACION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS ARA CRUDOS PESADOS EN LOS CAMPOS TECA Y NARE¹

AUTOR: LAURA JULIANA RAMIREZ AMADO^{}**

El objetivo principal de este proyecto es evaluar técnica y económicamente el funcionamiento del sistema de levantamiento por cavidades progresivas en los campos Teca y Nare.

Para lograr este propósito lo primero que se hizo fue recopilar información general de todo el campo, esto con el fin de conocer las principales características a las que se ven expuestos los dos sistemas.

Después de esto se investigo sobre el funcionamiento y operación del levantamiento con bombeo mecánico y con cavidades progresivas, esto con el fin de evaluar cual de ellos presenta mejores condiciones de operación en Teca y Nare.

Se realizo un seguimiento a parámetros de operación de los pozos no inyectables de bombeo mecánico, con el fin de evaluar servicios a pozo, consumos de energía, costos de repuestos, entre otros. Debido al poco tiempo de operación de los sistemas PCP en Teca y Nare, no se contó con suficiente información de operación de este sistema, por lo que se recopilaron datos de funcionamiento en otros campos con características similares. Con esta información se pudo realizar un análisis económico y comparar los costos de levantamiento con ambos sistemas.

* PRACTICA INDUSTRIAL

** FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS. INGENIERIA DE PETROLEOS.
SAMUEL MUÑOZ-CESAR AFANADOR

TITTLE: EVALUATION OF THE SYSTEM OF RAISING FOR PROGRESSIVE CAVITIES PUMPS FOR HEAVY OIL IN THE FIELDS TECA AND NARE²

AUTHOR: LAURA JULIANA RAMIREZ AMADO**

The main objective of this project is to evaluate technical and economically the operation of the progressive cavities pumping systems in the Teca and Nare fields.

To achieve this purpose the first thing that was made it was to gather general information of the whole field, with the purpose of knowing the main ones characteristic to those that are exposed the two systems.

After this, investigation about the behavior and operation of the rod pump and with progressive cavities pumping was made, this with the purpose to evaluate which presents better operation conditions in Teca and Nare fields.

One carries out a pursuit to operational parameters of the non injectable wells of pumping mechanic, trying to evaluate well services, energy consumptions, reserve prices, among others. Due to the little time of operation of the PCP systems in Teca and Nare fields, didn't have enough information of operation of this system, it was necessary to get operational data in other fields with similar characteristics. With this information it could be carried out an economic analysis and to compare the lifting costs with both systems.

* PRACTICA INDUSTRIAL

** FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS. INGENIERIA DE PETROLEOS.
SAMUEL MUÑOZ-CESAR AFANADOR

CONTENIDO

	PAG.
INTRODUCCION	16
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS TECA Y NARE	18
1.1 ANTECEDENTES HISTORICOS	18
1.2 UBICACIÓN	19
1.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	20
1.4 ESTRATIGRAFÍA	20
1.5 ZONAS PRODUCTORAS	22
1.5.1 Zona A.	22
1.5.2 Zona B.	22
1.6 GEOLOGIA DEL PETRÓLEO	23
1.7. MECANISMO DE PRODUCCIÓN	24
1.8 DATOS DE CAMPO	24
1.8.1 Información General de Pozos	24
1.8.2 Información del Yacimiento	25
1.8.3 Información del Fluido	25
1.9 OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	26
1.10 RESERVAS Y PRODUCCION	29
2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO	30
2.1 EQUIPO DE SUPERFICIE	32
2.1.1 Motor Primario	32
2.1.2 Caja Reductora	32
2.1.3 Unidad de Bombeo	32
2.1.4 Barra Lisa	36
2.1.5 Cabeza de Pozo	36

2.2	EQUIPO DE FONDO	37
2.2.1	Sarta de Varillas	37
2.2.2	Bomba de Subsuelo	38
2.2.2.1	Bombas Insertas	38
2.2.2.2	Bombas de Tubería	39
2.3	CICLO DE BOMBEO	43
2.4	VENTAJAS Y DESVENTAJAS	44
2.4.1	Ventajas	44
2.4.2	Desventajas	44
3.	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	45
3.1	VENTAJAS Y DESVENTAJAS	46
3.1.1	Ventajas	46
3.1.2	Desventajas	47
3.2	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	48
3.3	EQUIPO DE SUPERFICIE	49
3.3.1	Cabezal de Rotación	50
3.3.2	Sistema de Transmisión	51
3.3.2.1	Sistemas con Poleas y Correas	51
3.3.3	Motor Eléctrico	53
3.3.4	Variador de Velocidad	54
3.3.5	Barra Lisa	55
3.4	EQUIPO DE FONDO	57
3.4.1	Sarta de Varillas	57
3.4.2	BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS	57
3.4.2.1	Geometría de la Bomba	57
3.4.2.2	Capacidad de Desplazamiento	64
3.4.2.3	Capacidad de Levantamiento	66

3.4.2.4	Requerimiento de Torque	67
3.4.2.5	Potencia	69
3.4.2.6	Descripción del Rotor y el Estator	70
4.	EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CAMBIO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO A SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	74
4.1	CAUDAL MANEJADO	74
4.2	TEMPERATURA	75
4.3	MANEJO DE ARENA	76
4.4	MANEJO DE GAS	78
4.5	CONTAMINANTES DEL FLUIDO	80
4.6	MANEJO DE FLUIDOS VISCOSOS	80
4.7	EMULSIFICACION	81
4.8	NIVEL DE FLUIDO	81
4.9	ESCURRIMIENTO	82
4.10	CONSUMO DE ENERGIA	82
4.11	REPARACIÓN	83
4.12	FAMILIARIDAD CON EL SISTEMA	84
4.13	CONTAMINACIÓN VISUAL	85
5.	EVALUACIÓN ECONOMICA DEL CAMBIO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO A SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	86
5.1	PROYECTO DE INSTALACIÓN PCP	86
5.2	INVERSIÓN INICIAL	87
5.3	MANTENIMIENTO	88
5.3.1	Mantenimiento a las Unidades de Bombeo Mecánico	88
5.3.1.1	Mantenimiento Mecánico	89
5.3.1.2	Mantenimiento Eléctrico	95

5.3.2	Mantenimiento a los Sistemas PCP	98
5.3.2.1	Mantenimiento Mecánico a los Sistemas PCP	98
5.3.2.2	Mantenimiento Eléctrico en los Sistemas PCP	102
5.3.3.	Comparación de Costos de Mantenimiento	104
5.4.	CONSUMO DE ENERGÍA	105
5.4.1	Consumo de Energía en Bombeo Mecánico	105
5.4.2	Consumo de Energía en Sistema de Levantamiento PCP	107
5.4.3.	Comparación de Consumo de Energía	108
5.5.	SERVICIOS A POZO	110
5.5.1	Servicios a Pozo con Bombeo Mecánico	110
5.5.2	Servicios a Pozo con Sistema PCP	111
5.5.3	Comparación de Costos de Servicios a Pozo	112
5.6.	COSTO DE REPUESTOS	114
5.6.1.	Costos de Repuestos en Bombeo Mecánico	114
5.6.2	Costo de Repuestos en Sistema de Levantamiento PCP	115
5.7.	EVALUACIÓN	116
5.7.1	Escenario 1	116
5.7.2	Escenario 2	118
5.7.3	Escenario 3	120
	RECOMENDACIONES	121
	CONCLUSIONES	122
	BIBLIOGRAFÍA	123

LISTADO DE TABLAS

	PAG.
Tabla 1. Información de los pozos de los campos Teca y Nare	24
Tabla 2. Información del Yacimiento	25
Tabla 3. Información del Fluido de Teca y Nare	25
Tabla 4. Contaminantes del Fluido	26
Tabla 5. Información de Reservas	29
Tabla 6. Aplicaciones para las Bombas Insertas	39
Tabla 7. Propiedades de Elastómeros	72
Tabla 9. Ahorro aproximado campo Under River	88
Tabla 10. Mantenimiento Mecánico Preventivo a Unidades BM	90
Tabla 11. Cambio de Aceite en BM	90
Tabla 12. Cambio de Rodamientos en BM	93
Tabla 13. Cambio de Correas de la Unidad en BM	94
Tabla 14. Cambio de Correas de la Caja Reductora	94
Tabla 15. Mantenimiento al Tablero de Control en BM	95
Tabla 16. Mantenimiento al Motor en BM	96
Tabla 17. Mantenimiento al Motor con Cambio de Rodamientos en BM	97
Tabla 18. Costo de Mantenimiento Anual de una BM	98
Tabla 19. Cambio de Aceite a Cabezales de Rotación AV-1	99
Tabla 20. Mantenimiento o Engrase a Cabezales de Rotación AV-1	100
Tabla 21. Cambio de Correas a Cabezales de Rotación AV-1	101
Tabla 22. Mantenimiento al Variador de Frecuencia	102
Tabla 23. Costo de Mantenimiento Anual al Sistema PCP	104
Tabla 24. Consumo de Energía en Bombeo Mecánico	106
Tabla 25. Costo de Energía en Bombeo Mecánico	107
Tabla 26. Consumo de Energía en PCP	107

Tabla 27. Costo de Energía en PCP	108
Tabla 28. Costos del equipo varillero	110
Tabla 29. Costos de Servicios a Pozo / Año en Bombeo Mecánico	111
Tabla 30. Costos de Servicios a Pozo / Año en PCP	112
Tabla 31. Costos de Repuestos Sistemas PCP	115
Tabla 32. Datos representativos de Pozos	116
Tabla 33. Resultados Escenario 1	117
Tabla 34. Resultados Escenario 2	119
Tabla 35. Resultados Escenario 3	120

LISTA DE FIGURAS

	PAG
Figura 1. Ubicación De Los Campos	19
Figura 2. Columna Estratégica	21
Figura 3. Zonas productoras	22
Figura 4. Estado mecánico Típico de un pozo de los campos Teca y Nare	27
Figura 5. Configuración del cabezal	28
Figura 6. Producción de petróleo	29
Figura 7. Sistema de Levantamiento Artificial	31
Figura 8. Componentes del sistema de Bombeo Mecánico	31
Figura 9. Unidad de bombeo MARK II	33
Figura 10. Geometría de la unidad de Bombeo	34
Figura 11. Especificaciones de la unidad de bombeo Mecánico	36
Figura 12. Bomba de Tubería	41
Figura 13. Especificaciones de la Bomba de Subsuelo	42
Figura 14. Esquema General del Bombeo Mecánico	42
Figura 15. Ciclo de bombeo Mecánico	43
Figura 16. Eficiencia de los Métodos de Levantamiento	45
Figura 17. Partes Principales de la bomba de Cavidades progresivas	48
Figura 18. Cabezal de Rotación	51
Figura 19. Variador de Frecuencia	55
Figura 20. Equipo de superficie del sistema PCP	56
Figura 21. Formas tridimensionales de Rotores Helicoidales	58
Figura 22. Geometría en las bombas PCP	59
Figura 23. Movimiento de rotación para una Geometría 1:2	60
Figura 24. Excentricidad sistema Rotor – Estator	61

Figura 25. Paso del Rotor y estator	62
Figura 26. Nomenclatura de las bombas PCP	65
Figura 27. Sistema de Levantamiento PCP	73
Figura 28. Anclaje Mecánico	75
Figura 29. Cuerpo del Pistón (A) Óptimo estado. (B) Rayado por arena	77
Figura 30. Daño de Bomba PCP por arenas en exceso	78
Figura 31. Contaminación Visual	85
Figura 32. Daño frecuentes en el equipo de superficie	91
Figura 33. Comparación de Costo de Mantenimiento	104
Figura 34. Comparación de Consumo de Energía	109
Figura 35. Consumo de Energía en el circuito 5	109
Figura 36. Comparación de costos de servicios a Pozo	113
Figura 37. Resultados-Escenarios1	118
Figura 38. Resultados-Escenarios2	119
Figura 39. Resultados-Escenarios3	120

INTRODUCCIÓN

Para producir los fluidos que se encuentran en un yacimiento, es necesario que éste cuente con la energía necesaria para desplazarlos a superficie; cuando la energía del yacimiento es insuficiente, se hace necesario utilizar energía mediante los métodos de levantamiento artificial. Estos sistemas originados por necesidad, han sido refinados por años de rediseño y mejorados con el fin de optimizar la producción de los campos y mejorar la economía de los proyectos.

Desde el inicio de los campos Teca y Nare, se ha implementado como sistema de levantamiento artificial el bombeo mecánico, que sumado a la inyección cíclica de vapor como método de recobro mejorado han servido para producir su crudo altamente viscoso.

El sistema de bombeo de cavidades progresivas es uno de los métodos que en los últimos años ha tenido gran auge por sus importantes resultados, especialmente en pozos con producción de crudo pesado y con altos contenidos de arena; aunque hoy día estas bombas también se están utilizando para la extracción de crudos medianos y con altos porcentajes de agua.

El presente estudio se enfoca en la evaluación técnica y económica del cambio de 79 sistemas de bombeo mecánico a cavidades progresivas en pozos fríos de Teca y Nare.

Con el análisis técnico se busca determinar cual de los sistemas de levantamiento ofrece mejor tratamiento a las condiciones que se presentan como arena, alta viscosidad del crudo, entre otras. En el análisis económico se pretende comparar los costos de operación de los dos sistemas, como mantenimiento, servicios a

pozos, consumo de energía todo esto con el fin de determinar cual sistema es aconsejable implementar en los pozos fríos de los Campos Teca y Nare desde el punto de vista técnico y económico.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS TECA Y NARE

1.1 ANTECEDENTES HISTORICOS

En 1959 se iniciaron perforaciones exploratorias con el pozo Cocorná 1 para recopilar información estratigráfica y estructural del área que ahora comprende los campos Teca y Nare.

El 26 de Febrero de 1967 la TEXAS PETROLEUM COMPANY celebró un contrato de concesión con la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, conocido como "Concesión Cocorná", en el cual la Texas se reservó los derechos de exploración y explotación del área.

La segunda etapa de desarrollo de la zona, se da con la firma del contrato de Asociación Cocorná y Nare, celebrado entre la TEXAS PEROLEUM COMPANY y ECOPETROL el 1 de septiembre de 1980.

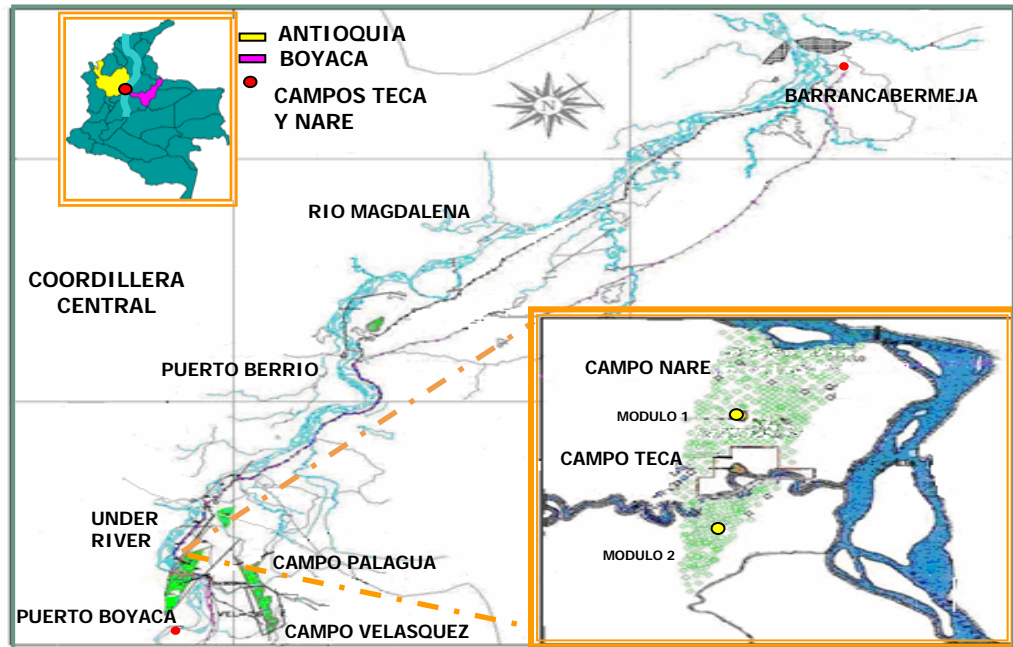
El 20 de Agosto de 1981, se declara comercial el Campo Teca con un área de 49.552 hectáreas que cubren las zonas de Cocorná, Teca Norte y Teca Sur. Un año más tarde se inicia la producción y posteriormente en 1984 se amplía la comercialidad del campo en un área de 61 hectáreas adicionales. El 21 de diciembre de ese mismo año se declara comercial el área correspondiente al Campo Nare y se inicia su producción y desarrollo en 1985.

Los Campos Teca y Nare fueron operados por la Texas hasta 1995 y a partir de ese año pasaron a manos de la empresa OMIMEX DE COLOMBIA LTD, quien esta a cargo de ellos hasta el día de hoy bajo los contratos de asociación Cocorná y Nare.

1.2 UBICACIÓN

Los Campos Teca y Nare se encuentran ubicados en el valle medio del Magdalena, en el departamento de Antioquia, limitando con el departamento de Boyacá en jurisdicción de los municipios de Puerto Triunfo y Puerto Nare respectivamente. Se encuentran entre las cordilleras central y oriental aproximadamente a 160 Km. al noroeste de Bogotá y a 190 Km. al sur de la refinería de Barrancabermeja.

Figura 1. Ubicación de los Campos



Fuente. Dirección de Geología –Yacimientos OMIMEX

1.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Geológicamente los campos se encuentran en una estructura monoclinal con dirección Noreste-Suroeste, localizada en la cuenca del Valle medio del Magdalena, con un leve buzamiento al oriente y limitada por el oeste con la cordillera central.

En la zona se encuentran dos principales fallas de rumbo. La falla de Velásquez-Palagua con dirección Noroeste-Sureste y la falla de Cocorná con dirección Suroeste-Noreste.

La interferencia de estas dos fallas dio lugar a la creación de cierres estructurales o sellos que permitieron la formación de la trampa y por ende la acumulación de hidrocarburos. Los campos Palagua, Velásquez y Moriche están asociados a la falla de Velásquez y Teca, Nare y Jazmín se encuentran asociados a la falla de Cocorná.

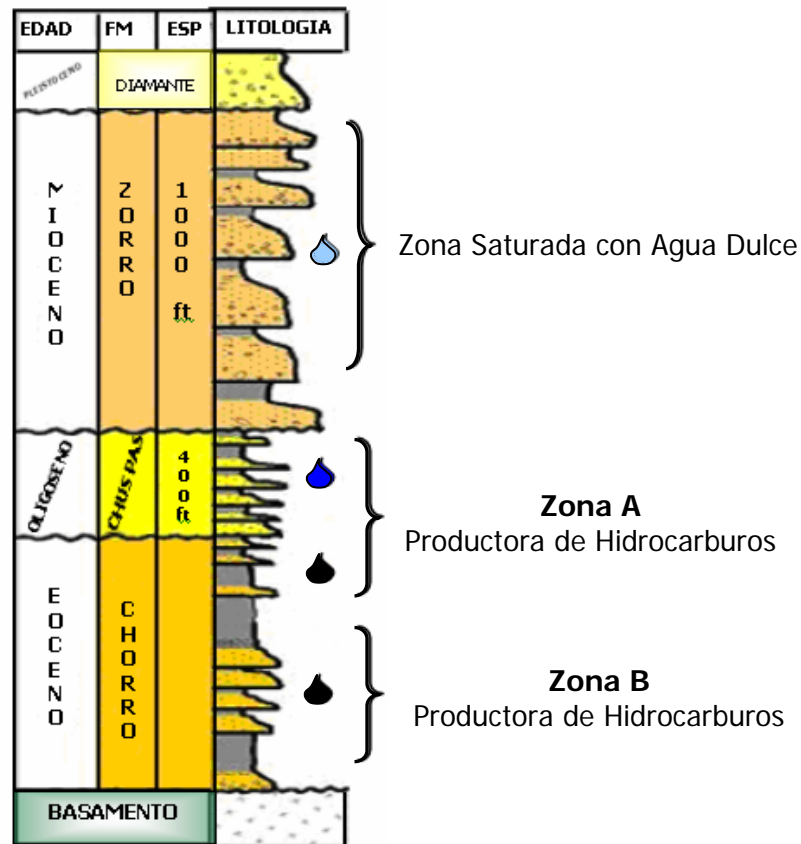
1.4 ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica presente en la zona esta constituida por rocas ígneas y metamórficas de edad precretácica, que conforman el basamento sobre el cual descansan los sedimentos de origen fluvial poco consolidados del mesozoico inferior, terciario inferior, superior y cuaternario.

En el mioceno superior se encuentra la formación Zorro, que está conformada por conglomerados y areniscas conglomeráticas estratificadas en bancos gruesos y con intercalaciones arcillosas. Esta zona se encuentra saturada con agua dulce.

Las formaciones Chorro y Chuspas están conformadas por areniscas bien seleccionadas, con buena porosidad, estratificadas en bancos de espesor medio con intercalaciones de arcillolitas gris-verdosas. Estos depósitos tienen geometría de canales entrelazados. En zona está saturada con petróleo y agua salada.

Figura 2. Columna Estratigráfica

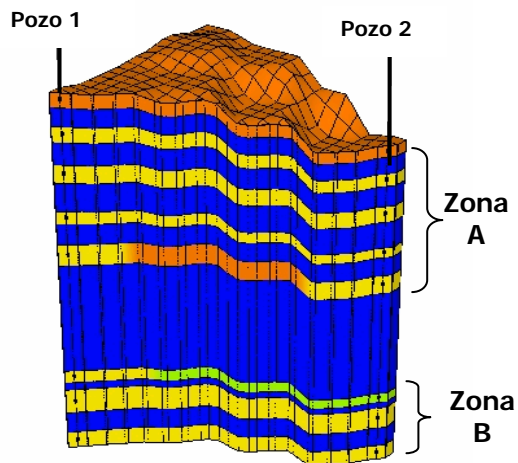


Fuente. Dirección de Geología-Yacimientos OMIMEX

1.5 ZONAS PRODUCTORAS

La unidad productora de petróleo se encuentra en las formaciones del Terciario y comprende los campos Teca, Nare, Jazmín y Under River. Con base en los registros se puede establecer que se encuentra dividida en dos zonas:

Figura 3. Zonas Productoras



Fuente. Grupo de Investigación Recobro Mejorado UIS-ICP.

1.5.1 Zona A. Se encuentra en la parte superior del intervalo productor. Esta conformada por una serie de grupos arenosos, provenientes de canales fluviales discontinuos que se van adelgazando hacia el oeste.

Esta zona se encuentra ubicada a una profundidad de 1400 a 1800 pies. No se encuentra abierta a producción en todos los pozos, debido a que presenta capas de arenisca saturadas con agua.

1.5.2 Zona B. Se encuentra por debajo de la Zona A, aproximadamente a una profundidad de 1920 pies con un espesor de 130 ft.

Esta zona es la más fructífera del intervalo productor, por tanto todos los pozos están abiertos en este intervalo.

La zona A y la zona B están compuestas por una serie de mantos de arena que se comportan como cuerpos independientes discontinuos tanto lateral como verticalmente. En estas zonas es posible distinguir diferentes contactos agua-aceite en los cuerpos de arena.

1.6 GEOLOGIA DEL PETRÓLEO

Los campos Teca y Nare son campos someros de máximo 2500 pies de profundidad. Poseen un mismo yacimiento formado por una secuencia de areniscas poco consolidadas, de origen fluvial, depositadas en un ambiente de meandros y canales entrelazados.

Las principales rocas generadoras de hidrocarburos son las lutitas ricas en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos, pertenecientes a la formación La Luna. Los hidrocarburos generados allí han migrado buzamiento arriba a través de los estratos arenosos hasta encontrar la roca sello.

Las rocas almacenadoras son areniscas de origen continental. Pertenecen al Terciario (Paleoceno, Eoceno, Oligoceno), cuentan con porosidades promedio del 28%, permeabilidades de 600 a 1200 milidarcys y espesores netos promedios de 200 pies.

Dentro del grupo de rocas sello se tiene la base de la formación La Paz formada por shales, niveles intra-arcillosos de la formación Lisama, entre otros.

1.7. MECANISMO DE PRODUCCIÓN

El mecanismo de producción del yacimiento se puede entender como expansión de rocas y fluidos, posiblemente debido a que existe compresibilidad de roca y de los fluidos. Por tratarse de crudo pesado existe presencia de poco gas en solución que no permite afirmar el mecanismo de empuje por gas en solución; aunque existe la presencia de contacto agua aceite, no existe evidencia del efecto de empuje por el acuífero en el área del campo. Finalmente, el buzamiento no existe gran buzamiento, lo que elimina la posibilidad del empuje de segregación gravitacional. Aunque cabe aclarar que hasta ahora, ningún resultado comprueba explícitamente el mecanismo de producción que presenta el yacimiento.

1.8. DATOS DE CAMPO

A continuación se presentan los principales datos de los campos Teca y Nare.

1.8.1 Información General de Pozos

Tabla 1. Información de los pozos de los campos Teca y Nare

INFORMACION POZOS	TECA	NARE
Espaciamiento (Acres)	10-5	10-5
Pozos Perforados	319	72
No Pozos Produciendo (Junio 2006)	210	45
No Pozo parados por alto BSW o Bajo Potencial	52	2
No Pozos abandonados	14	3

Fuente. Departamento de Producción Campo Teca

1.8.2 Información del Yacimiento

Tabla 2. Información del Yacimiento

INFORMACION DEL YACIMIENTO	
Espesor Total	1050 ft
Espesor Neto	215 ft
Buzamiento	4° al Oriente
Profundidad Vertical Promedio	2200 ft
Presión Inicial	875 psi a 1600 ft
Presión Actual	300 psi a 1600 ft
Temperatura	105 °F a 1600 ft
Porosidad Promedio	28 %
Permeabilidad Promedio	800 md
Factor volumétrico de la Formación	1.04 Bbl/ STB

Fuente. Departamento de Yacimientos Omimex de Colombia Ltda

1.8.3 Información del Fluido

Tabla 3. Información del Fluido de Teca y Nare

INFORMACION DEL FLUIDO	
Gravedad API	Nare 11.3°, Teca 12.5
Densidad	990.2 Kg./m ³
Gravedad Especifica	Nare 0.9909, Teca 0.9826
Viscosidad	12163 cp a 98 °F y 480 psi
Compresibilidad	5.11x10 ⁻⁶ psi
Peso Molecular	525 gr/mol

Fuente. Departamento de Yacimientos Omimex de Colombia Ltda.

Tabla 4. Contaminantes del Fluido

CONTAMINANTES DEL FLUIDO			
Azufre	1.37%	Potasio	1 ppm
Nitrogeno	0.45%	Hierro	32 ppm
Carbón	81.6 %	Magnesio	4 ppm
Sodio	31 ppm	Vanadio	106 ppm
Niquel	59 ppm	Calcio	265 ppm
Silicio	3 ppm	H₂S	0 ppm

Fuente. Departamento de Yacimientos Omimex de Colombia Ltda

1.9 OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

Con el fin de explotar los hidrocarburos y suministrarles las condiciones necesarias para su comercialización, se deben llevar a cabo procesos de Campo.

Las operaciones comienzan con la perforación de los pozos. En los campos Teca y Nare las zonas productoras son bastante someras, ya que se encuentran en un rango menor a 2600 pies de profundidad, por tanto las operaciones de perforación se realizan en tiempos cortos, en promedio 14 días por pozo y no necesitan equipos grandes de perforación.

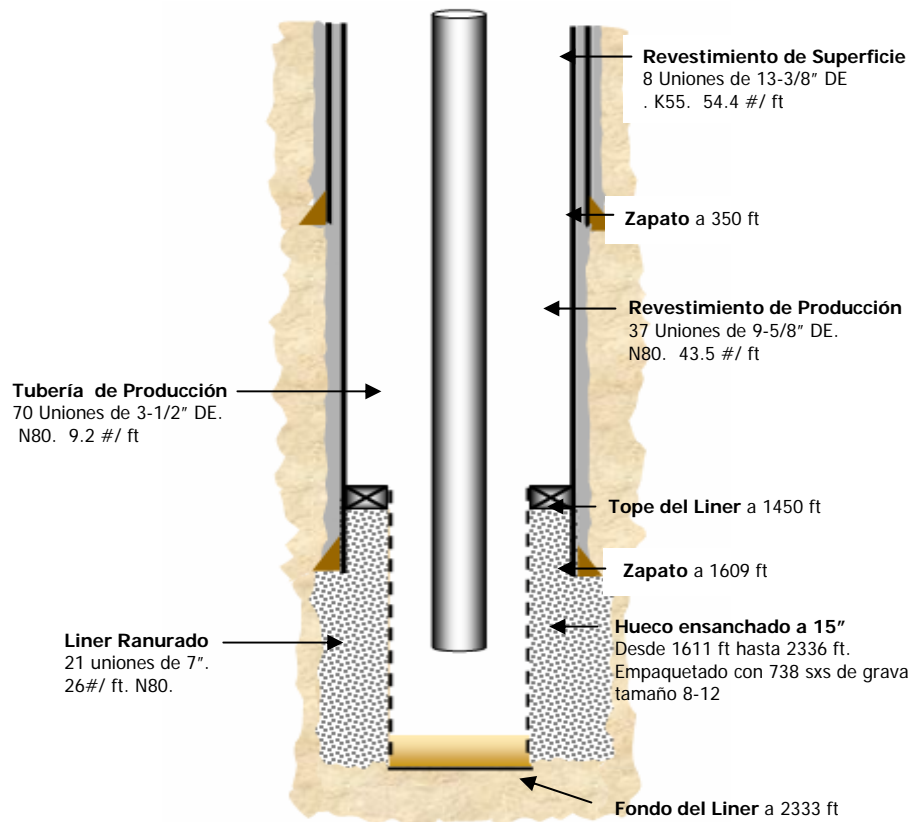
En la etapa inicial de desarrollo de los campos sólo se perforaron pozos verticales. En la actualidad se cuenta con algunos pozos que han sido perforados con pequeños ángulos de desviación.

En las últimas fases de desarrollo del campo Nare se ha estudiado la idea de aprovechar las localizaciones de pozos existentes para realizar desde allí perforaciones de pozos direccionales e implementar de esta manera el sistema de " Clusters" utilizado en campos vecinos como Jazmín y Under River.

El completamiento típico de los pozos de Teca y Nare se observa en la figura 4.

Un problema frecuente es el arenamiento que se presenta debido a la poca consolidación de las arenas someras y a la inyección de vapor que se realiza en gran cantidad de pozos como método de recobro mejorado para aumentar la producción. Para controlar este fenómeno se coloca al final del revestimiento liner ranurado de 7" y se realiza un empaquetamiento con grava de mallas 8 y 11.

Figura 4. Estado Mecánico Típico de un pozo de los campos Teca y Nare



Fuente. Departamento de Producción - Campo Teca

Algunos de los primeros pozos perforados tienen otro diseño de completamiento, están entubados hasta el fondo con revestimiento de 7", cañoneados en las zonas

productoras y revestidos con liner ranurado. El tubing utilizado para la producción del petróleo tiene un diámetro externo de 3-1/2".

En cabeza de pozo se tiene la configuración mostrada en la figura 5, donde se observan dos válvulas conectadas al anular del pozo, una que normalmente permite la salida de gas, y la otra que se utiliza como válvula auxiliar para realizar inspecciones al pozo tal como la toma de niveles. También se observa la pumping tee que se encarga de dirigir el fluido proveniente del tubing por la línea de flujo como de permitir una salida para la toma de muestras del fluido del pozo; por último se observa una preventora, que como su nombre lo indica es el mecanismo acondicionado para cerrar mecánicamente y parar el flujo de aceite en caso de alguna emergencia.

Figura 5. Configuración del Cabezal



Fuente. El autor.

Todos estos accesorios colocados en cabeza de pozo están diseñados para soportar altas temperaturas a las que se someten debido a la inyección cíclica de vapor que se aplica como método de recobro mejorado.

El sistema de levantamiento usado desde las primeras etapas del desarrollo de los campos Teca y Nare es el Bombeo Mecánico.

1.10 RESERVAS Y PRODUCCION

En el siguiente cuadro se presenta el resumen de las expectativas de petróleo original y reservas estimadas considerando los espesores netos petrolíferos.

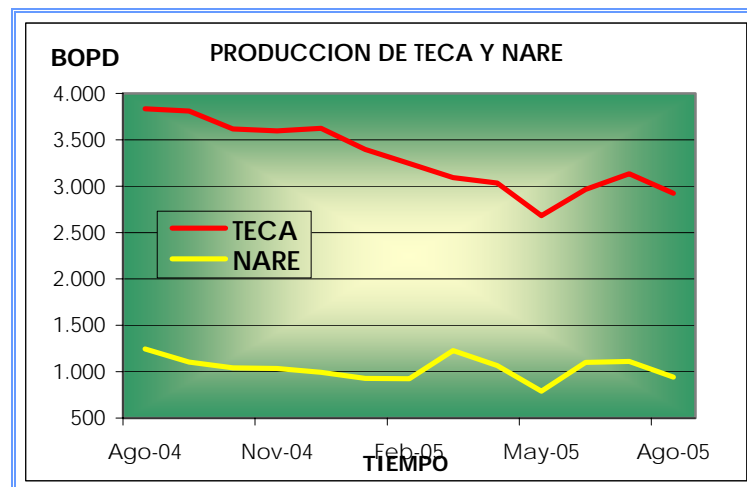
Tabla 5. Información de Reservas

INFORMACION DE RESERVAS	
OOIP	392 MMBIs
Factor de Recobro	18%

Fuente. Departamento de Yacimientos Omimex de Colombia Ltda.

Los campos Teca y Nare están implementando la técnica de inyección cíclica de vapor, pretendiendo con esto transmitir calor al fluido para disminuir su viscosidad y por ende facilitar su producción. En la actualidad Teca produce un total de 2905 BOPD y Nare 1003 BOPD como se observa en la siguiente gráfica.

Figura 6. Producción de Petróleo en Teca y Nare



Fuente. Departamento de Producción Campo Teca

2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO

El bombeo es un grupo amplio de métodos de levantamiento artificial e involucra el empleo de una bomba instalada en el pozo para incrementar la presión. La bomba debe proporcionar una presión tal que supere la suma de las pérdidas de presión en el pozo.

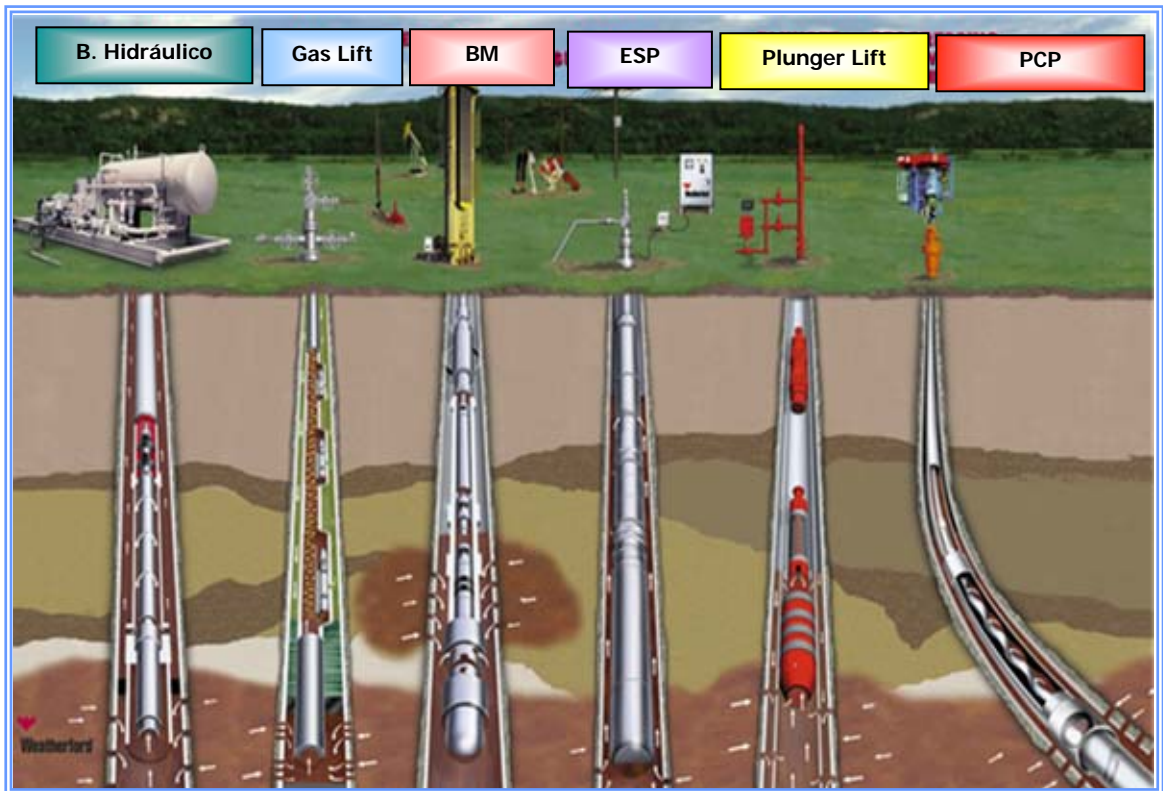
Los métodos de bombeo se pueden clasificar según la forma como es impulsada la bomba en el pozo y según utilicen varillas o no.

El bombeo hidráulico y el sistema de levantamiento artificial con bomba electrosumergible, son formas de bombeo sin varillas. Por otro lado se encuentran el bombeo mecánico y el levantamiento con bombas de cavidades progresivas, que utilizan una sarta de varillas con movimiento oscilante o giratorio respectivamente, que conectan la bomba ubicada en el pozo, con el mecanismo de impulsión colocado en superficie.

En la figura 7 se observan los diferentes sistemas de levantamiento artificial.

El bombeo mecánico, es el sistema de levantamiento artificial más utilizado alrededor del mundo con más del 80% de las instalaciones de levantamiento realizadas.

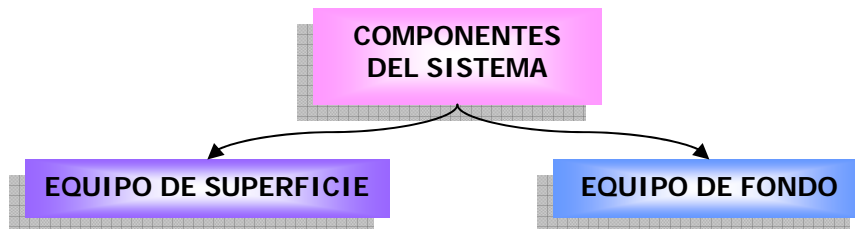
Figura 7. Sistemas de Levantamiento Artificial



Fuente. Weatherford Colombia Limited

Los componentes individuales del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico se dividen en dos grandes grupos: Equipo de Superficie y Equipo de Fondo.

Figura 8. Componentes del sistema de Bombeo Mecánico



Fuente. El autor

2.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie está compuesto principalmente por los siguientes elementos:

2.1.1. Motor Primario. Es el encargado de proporcionar la potencia para impulsar al sistema.

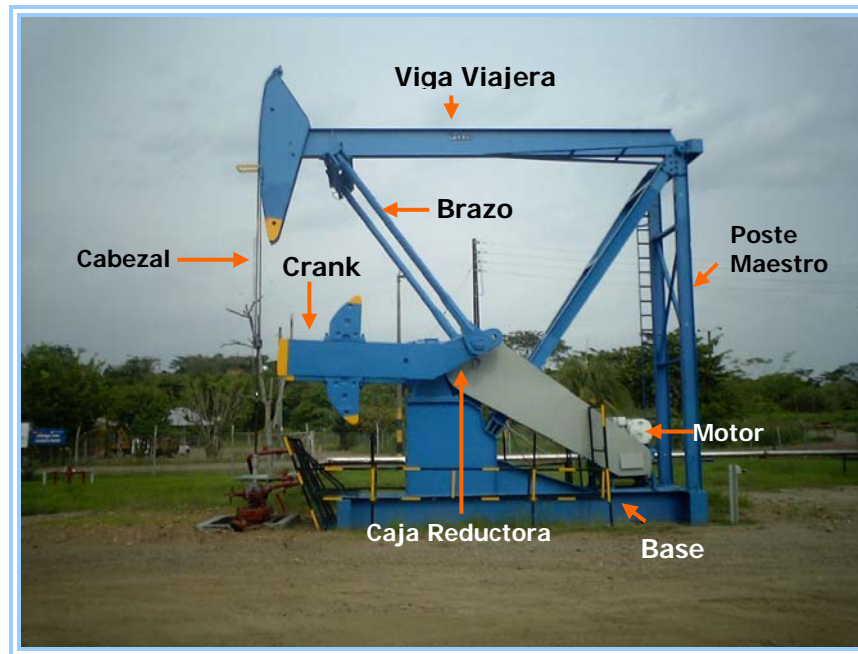
En las instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico de Teca y Nare se cuenta con motores Sargent econopack-2 de 460 voltios y 60 Hz. Su consumo máximo de amperaje es 69 A (54Kw).

2.1.2. Caja Reductora. Está compuesta por un conjunto de poleas o engranajes que disminuyen la velocidad rotacional del motor primario, a la velocidad adecuada para realizar la operación de levantamiento. Las cajas reductoras para unidades convencionales encontradas en los pozos de Teca y Nare manejan relaciones de poleas de 30.3:1.

2.1.3 Unidad de Bombeo. Es la encargada de transformar el movimiento de rotación del motor y la caja reductora, en el movimiento oscilante vertical que se requiere para operar la bomba de fondo.

Las principales partes estructurales de la unidad de bombeo se observan en la siguiente fotografía.

Figura 9. Unidad de Bombeo MARK II



Fuente. El autor.

La estructura está construida sobre una base rígida de acero la cual asegura un apropiado alineamiento de los componentes y se ubica sobre un cimiento de cemento de acuerdo con la unidad que se vaya a utilizar. El poste maestro es la parte más fuerte de la unidad, debido a que soporta la carga mas pesada. Sobre él se ubica el cojinete el cual constituye le punto pivote del balancín.

El balancín o palanca es una viga pesada de acero colocada sobre el cojinete, con una sección transversal suficientemente grande como para retirar las cargas de dobladura originadas por las cargas del pozo y la fuerza de impulsión de la biela.

En el extremo del balancín se encuentra el cabezal que a través de un sujetador para cable de acero permite el movimiento de la barra lisa. La curvatura del cabezal asegura que la barra lisa sólo se mueva en dirección vertical, de lo

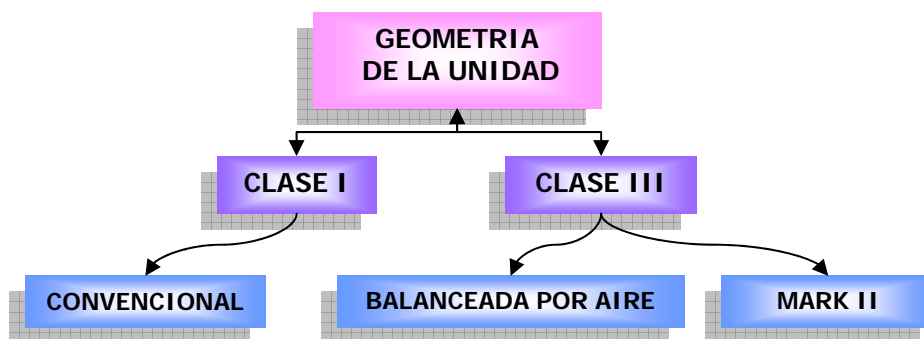
contrario las fuerzas de dobladura resultantes podrían rápidamente romper la barra lisa.

El brazo de la manivela de la unidad se puede girar en dos direcciones: En el sentido de las manecillas del reloj (CW) o en sentido contrario (CCW). Se debe tomar como punto guía para esta observación que el cabezal del pozo se encuentre hacia el lado derecho del observador.

La mayoría de las unidades instaladas en los pozos de Teca y Nare son Mark II, en las cuales el sentido de giro es antihorario, esto debido a que por geometría, esta unidad esta diseñada para trabajar en este sentido y con esto disminuir el torque necesario en la caja reductora.

Las unidades de bombeo aunque tienen los mismos componentes básicos, pueden tener distintas disposiciones geométricas de sus partes. Usualmente ellas se clasifican de acuerdo con el criterio de si el balancín opera como una palanca de doble brazo (Clase I) o como una palanca de un sólo brazo (Clase III).

Figura 10. Geometría de la Unidad de Bombeo



Fuente. El autor

Las unidades convencionales son las más comunes y antiguas que funcionan en el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico. En éstas el balancín actúa como una palanca de doble brazo que es impulsada desde su extremo posterior e impulsa la barra lisa en su extremo frontal. Este sistema también es llamado "Sistema con Empuje Ascendente". Las contrapesas se pueden ubicar sobre el extremo posterior del balancín (unidades balanceadas por el balancín) o sobre el brazo de la manivela (unidades balanceadas en la manivela). En los pozos de Teca y Nare se pueden encontrar algunas unidades de este tipo, aunque las más utilizadas son las MARK II debido a que su configuración es la más apropiada para levantar a superficie aceite pesado como el encontrado en estos campos.

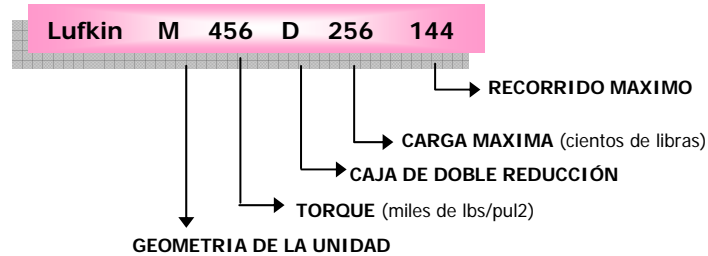
Las unidades MARK II son un sistema de palancas clase III, fueron inventadas por J.P Byrd a finales de los años cincuenta con el objetivo de disminuir los requerimientos de torque y potencia de las unidades convencionales.

En la figura 9 se observa una unidad MARK II. Las características básicas de esta unidad son:

- Utiliza un sistema de palancas con empuje ascendente.
- El cojinete nivelador está localizado sobre el balancín, muy cerca del cabezal, haciendo que la longitud de palanca sea más grande. De esta manera se logra disminuir el torque requerido y por ende se mejora la configuración de la unidad.
- Las contrapesas de rotación están colocadas sobre un brazo separado que está dirigido hacia el costado opuesto del brazo de la manivela y tiene una fase dada por un ángulo aproximadamente de 24° . Esta característica garantiza una variación más uniforme del torque neto durante todo el ciclo completo de bombeo.

Las especificaciones de las unidades se dan de la siguiente manera:

Figura 11. Especificaciones de la Unidad de Bombeo Mecánico



Fuente. ECOPETROL

En los pozos de los campos Teca y Nare se utilizan unidades LUFKIN MARK II con especificaciones entre 640, 456 y 228 miles de libras por pulgada cuadrada de torque máximo, esto es dependiendo de la productividad de los pozos y por consiguiente de las cargas máximas que tengan que soportar las unidades.

Debido a la declinación que ha tenido la producción con el tiempo, actualmente las unidades se encuentran sobredimensionadas, por esta razón se están utilizando en nuevos proyectos de pozos recién perforados y los pozos viejos se les esta implementando el sistema de levantamiento por cavidades progresivas.

2.1.3. Barra Lisa. Es la encargada de conectar la unidad de bombeo a la sarta de varillas; además asegura una superficie de sellamiento, con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo. En las instalaciones de los pozos de Teca y Nare se utilizan barras lisas de 1-1/4" por 26 pies.

2.1.4 Cabeza de Pozo. En cabeza de pozo se tienen accesorios como el prensaestopas para dar sello sobre la barra lisa y una tee de bombeo para hacer

que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. En el capítulo 1 se muestra la configuración en cabeza para los pozos de Teca y Nare.

2.2. EQUIPO DE FONDO

Los componentes del equipo de fondo de un sistema de bombeo mecánico son:

2.2.1 Sarta de Varillas. La sarta de varillas es fundamental en el sistema de bombeo mecánico ya que proporciona el acople mecánico entre la bomba de subsuelo y el equipo de superficie.

La sarta está compuesta de varias varillas conectadas una con otra, hasta alcanzar la profundidad requerida de bombeo.

En Teca y Nare las varillas son de acero con extremos forjados para acomodar roscas hembras o machos. También se encuentran disponibles en el mercado la varilla hueca, la varilla flexible y la varilla continua.

Los avances más importantes en los métodos de fabricación de varillas durante los últimos años han sido la aplicación de un tratamiento al calor para mejorar la resistencia a la corrosión, mejores construcciones del pin y el empleo de rodillos en lugar de cortes para hacer precisas las roscas.

Las varillas más utilizadas son las de acero, que han sido estandarizadas por la American Petroleum Institute desde 1926. Estas vienen en presentaciones de 25 o 30 pies de largo con diámetros que van desde ½" a 1-1/8" con incrementos de 1/8". Dependiendo de los materiales utilizados en las aleaciones de las varillas, éstas pueden ser de grado K, C ó D según especificaciones API.

Las varillas utilizadas en las instalaciones de bombeo mecánico en Teca y Nare son de acero grado C, es decir soportan 115000 psi de esfuerzo máximo. Este tipo de varillas son las mas económicas, pero su aplicabilidad se ve limitada a ambientes no corrosivos y a cargas promedio de bombeo como las encontradas en las instalaciones de Teca y Nare.

El número de varillas encontrado en los pozos oscila entre 66 y 70 varillas de 30 pies, dependiendo de la profundidad a la que se ubique la bomba dentro del pozo. También se adicionan algunas barras de peso de 1" con el fin de disminuir el fenómeno de flotabilidad de la sarta que se presenta cuando la viscosidad del crudo es muy alta, es decir cuando el pozo no se esta inyectando.

2.2.2 Bomba de Subsuelo. En bombeo mecánico se pueden encontrar dos tipos de bombas: De tubería y de Inserción o de Varilla. Sus diferencias radican en la forma como está instalado en el pozo el barril de trabajo. Ambos tipos de bombas tienen dos válvulas de cheque que operan sobre el principio de una bola y un asiento. Estas válvulas son consideradas partes fundamentales debido a que de ellas depende el buen funcionamiento y la eficiencia de la bomba.

2.2.2.1 Bombas Insertas. Las bombas de varillas o de inserción, son un ensamblaje completo que va dentro del pozo, que contiene el barril de trabajo, el pistón dentro del barril y las válvulas tanto viajera como fija. El ensamblaje de la bomba va sobre la sarta de varillas y se asegura en su lugar con un agarre tipo copa o de anillos de fricción. El anclaje depende principalmente de la presión de fondo y de la temperatura a la que se encuentre el pozo.

Hay diferentes clases de este tipo de bomba y cada diseño depende de las condiciones del pozo (Tasa de producción y profundidad), algunas de ellas son:

- Barril estacionario con anclaje en fondo.
- Barril viajero con anclaje en fondo
- Barril estacionario con anclaje en le tope.

En la siguiente tabla se muestran las principales aplicaciones para las bombas insertas.

Tabla 6. Aplicaciones para las Bombas Insertas

BOMBAS INSERTAS	RECOMENDACIONES DE USO
Barril estacionario- Anclaje en fondo	<ul style="list-style-type: none"> ● Pozos con bajos niveles de fluido. ● Pozos con presencia de gas.
Barril viajero- Anclaje en fondo	<ul style="list-style-type: none"> ● Pozos con producciones de arena ● Malas es pozos con bajo nivel de fluido
Barril estacionario-Anclaje en el tope	<ul style="list-style-type: none"> ● Pozos con problemas de arena. ● Pozos con presencia de gas.

Fuente. Harbison Fisher. "Best Pumps in the Oil Match"

2.2.2.2 Bombas de Tubería. En las bombas de Tubería el barril de trabajo forma parte integral de la sarta de tubería de producción, debido a ello presenta mayor capacidad de bombeo ya que su barril es mas grande (aproximadamente con un diámetro interno ¼ de pulgada mas pequeño que el diámetro interno de la tubería). Este tipo de bombas tiene una construcción más fuerte, por tanto pueden soportar grandes cargas. También son más económicas que las bombas de varillas ya que tiene menos partes. Su principal desventaja son los costos de mantenimiento que se generan debido a la necesidad de sacar toda la sarta de tubería cuando se desea reparar la bomba. Son poco recomendadas en pozos con gas, debido a que el espacio muerto es grande y la cámara de gas generada

ocasiona pobre acción de la válvula fija y por ende disminuye la eficiencia de la bomba.

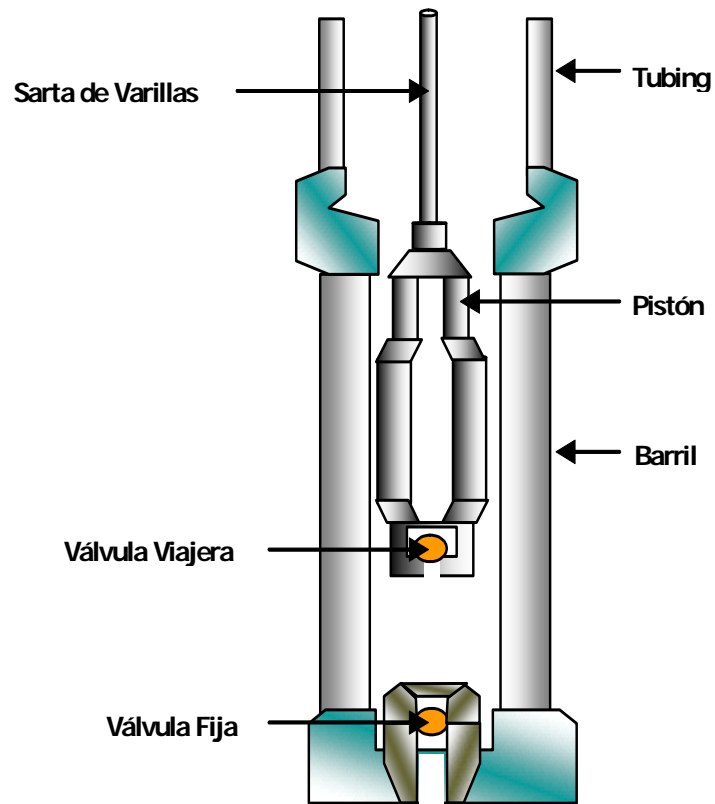
Las bombas de tubería son excelentes en la producción de fluidos viscosos debido a que los mayores tamaños de las válvulas permiten menos pérdidas de presión, además como se mencionó anteriormente soportan grandes cargas. Por estas razones este tipo de bombas son las utilizadas en los pozos de Teca y Nare con denominación API 25-225-THM-16-2-2. La denominación de las bombas se presenta en la figura 13.

Las principales partes de la bomba son: Barril, pistón, válvula fija y válvula viajera.

El pistón es la parte móvil de la bomba y está directamente conectado a la sarta de varillas. Tiene en su interior la válvula viajera que durante el recorrido ascendente levanta el fluido contenido en la tubería de producción. En Teca y Nare se utilizan pistones de 2-1/4" por 2 ft de longitud. La longitud del pistón se calcula por experiencia como 1 ft por cada 1000 pies de profundidad del pozo, esto es debido a que a mayor profundidad el pistón soporta mas columna de fluido, y por tanto necesita mas longitud para proporcionar mas sello y evitar que el fluido se escurra.

El barril es la parte estacionaria de la bomba y hace parte de la tubería de producción. En él se encuentra la válvula fija que permite el paso de los fluidos del pozo a la bomba. Barriles con diámetro 2-7/8" por 16 ft de longitud son utilizados en las instalaciones de bombeo mecánico de Teca y Nare.

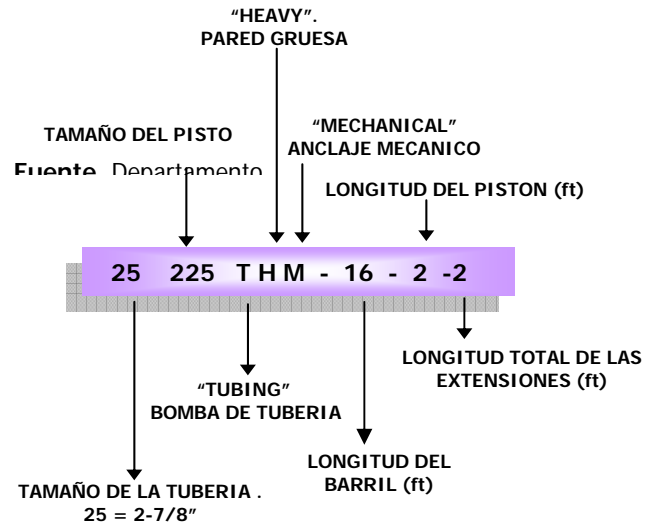
Figura 12. Bomba de Tubería



Fuente. Gabor, Takacs. Bombeo Mecánico Moderno.

En este tipo de bombas, que manejan crudo pesado, el "Clerance", es decir el espacio entre el diámetro externo del pistón y el diámetro interno del barril debe ser mayor que en las bombas que manejan crudos convencionales, esto debido a que por la alta viscosidad del crudo se le debe permitir mas espacio para que pueda entrar entre el pistón y el barril y lubricar esta superficie de contacto.

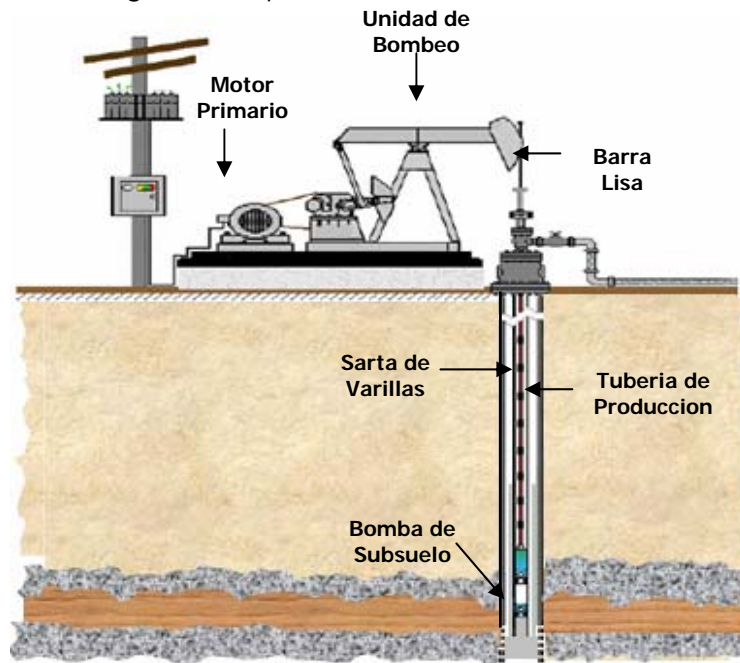
Figura 13. Especificaciones de la Bomba de Subsuelo



Fuente. ECOPETROL

A continuación se muestra un esquema general de las partes del sistema de bombeo mecánico.

Figura 14. Esquema General del Bombeo Mecánico



Fuente .El autor

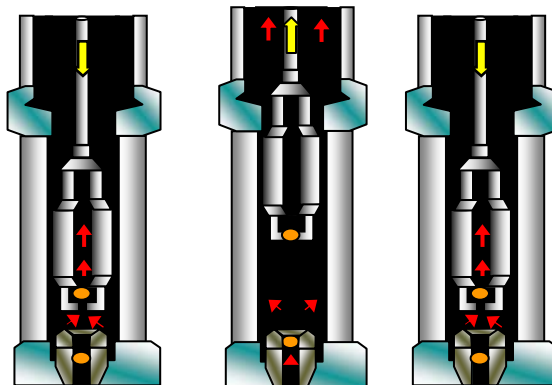
2.3 CICLO DE BOMBEO

Las bombas utilizadas en bombeo mecánico, trabajan sobre el principio de desplazamiento positivo.

El ciclo de bombeo se basa en la diferencia de presiones que se crea en las carreras ascendentes y descendentes.

Al comenzar el recorrido ascendente, el pistón se encuentra en su posición más baja, en este momento la válvula viajera se encuentra cerrada por la alta presión hidrostática que el fluido ejerce sobre ella. El fluido contenido en el pistón encima de la válvula viajera es levantado hasta superficie. De esta manera disminuye la presión en el espacio que existe entre la válvula fija y la viajera, permitiendo así que la presión en la cara del pozo abra la válvula fija y pase el fluido al barril, hasta que la presión alcanzada en esta cavidad cierre la válvula fija. En este momento ha terminado la carrera ascendente y comienza la carrera descendente. La válvula viajera se abre debido a que la presión que ejerce el fluido por debajo de ella es mayor a la de la columna hidrostática que esta por encima. El pistón continúa su carrera descendente mientras se va llenando para iniciar de nuevo el ciclo.

Figura 15. Ciclo de Bombeo Mecánico



Fuente. El Autor

2.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

2.4.1 Ventajas

- Es un método de levantamiento muy conocido para el personal del campo.
- Las partes del sistema están disponibles rápidamente y son intercambiables en cualquier parte del mundo
- El diseño de instalación es bastante sencillo y se puede realizar en campo, es simple de operar
- Bajo condiciones operacionales se puede utilizar hasta el ciclo final de la vida del pozo, es decir hasta el abandono.
- Posee una capacidad de extracción ajustable

2.4.2 Desventajas

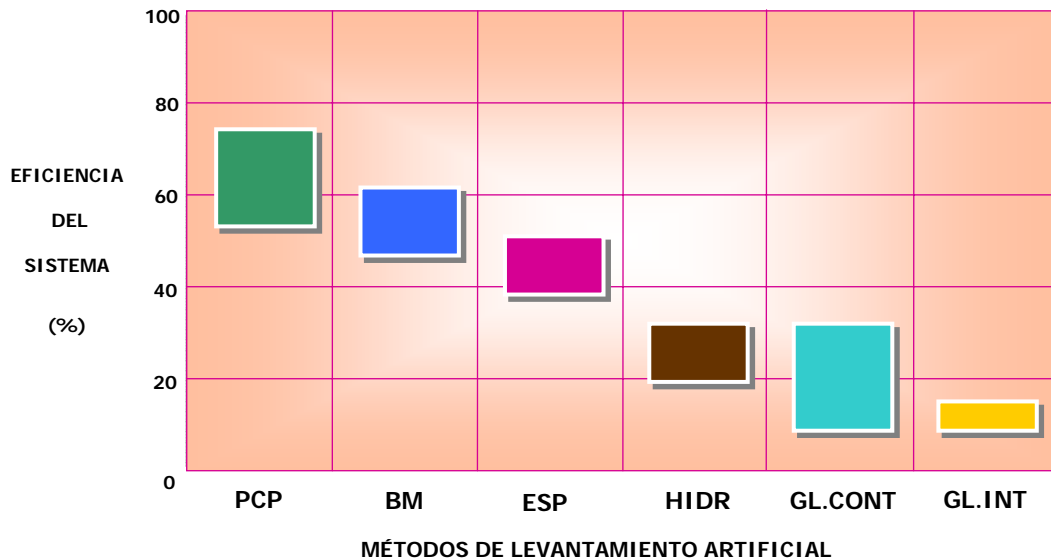
- La profundidad de bombeo es limitada, especialmente por la resistencia mecánica del material de la sarta de varillas
- El Gas libre presenta problemas por la disminución de la eficiencia de la bomba
- No es muy recomendado en pozos desviados, debido a que la fricción de las piezas metálicas puede originar fallas mecánicas.
- La unidad de bombeo en superficie requiere de gran espacio y es muy pesada.

3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

El concepto de bombas de cavidades progresivas se ha venido implementando desde finales de los años 20, pero sólo a mediados de 1950 se considera su aplicación en la industria petrolera con los primeros motores hidráulicos con mecanismos de doble rotor helicoidal que fueron utilizados en la perforación de pozos. A finales de los 70's se implementa su utilización como método de levantamiento artificial de hidrocarburos.

Los sistemas de levantamiento por cavidades progresivas tienen características únicas, por lo cual pueden ser preferidos sobre otros métodos de levantamiento artificial. Una de estas características es su alta eficiencia que oscila entre 50% y 70%, siendo muy elevada comparada con los demás sistemas de levantamiento.

Figura 16. Eficiencia de los Métodos de Levantamiento



Fuente Progressing Cavity Pumping Systems

3.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

A continuación se presentan las principales ventajas y desventajas del levantamiento con bombas de cavidades progresivas

3.1.1 Ventajas.

Las Principales ventajas que presenta el bombeo por cavidades progresivas son las siguientes:

- Es un sistema de levantamiento con gran habilidad para producir fluidos viscosos, debido a que presenta pocas pérdidas de presión debido a la configuración de la bomba.
- El sistema PCP es muy bueno en pozos con alta producción de arena, debido a diferentes razones como la ausencia de válvulas que se puedan ver obstruidas por ésta. Además por la presencia en la bomba de un material elástico (Elastómero), se permite el flujo de arena sin que se puedan vea afectada alguna parte de la bomba.
- Una ventaja importante del sistema PCP, es que es factible regular la velocidad de bombeo de acuerdo a las condiciones operativas del campo y del pozo, mediante el uso de un variador de frecuencia
- A nivel económico el sistema de levantamiento con PCP, resulta muy ventajoso sobre otros sistemas debido a su bajo costo de inversión inicial, bajo costo por consumo de energía y bajo costo de mantenimiento.

- Por último cabe destacar que los equipos de superficie de los sistemas PCP son pequeños, fáciles de manejar y manejan bajo nivel de ruido.

3.1.2 Desventajas

Así como el sistema de levantamiento por cavidades progresivas, presenta ventajas y beneficios, también presenta desventajas como las siguientes:

- La principal desventaja de los sistemas PCP, es que manejan bajas capacidades de desplazamiento, con un máximo de 4000 Bbls/día (640 m³/día), razón por la cual no es muy factible encontrar este tipo de levantamiento artificial en pozos con gran índice de productividad.
- La profundidad de operación se puede ver limitada por la temperatura, esto debido a que el elastómero que compone la bomba puede sufrir daños irreversibles con temperaturas elevadas. La máxima temperatura se encuentra cercana a los 330°F (170°C). La profundidad máxima de operación del sistema PCP se encuentra alrededor de 9800ft (3000m).
- Las bombas de cavidades progresivas, son altamente sensibles a los fluidos producidos, debido a que los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse al contacto con ciertas sustancias por periodos prolongados de tiempo.
- Este tipo de bombas necesita tener buen nivel de fluido y por ende buena sumergencia, debido a que la bomba se mantiene refrigerada gracias al fluido que transporta, por tal motivo si se queda sin fluido la temperatura se eleva por la fricción entre rotor y estator y el elastómero del estator se puede dañar.

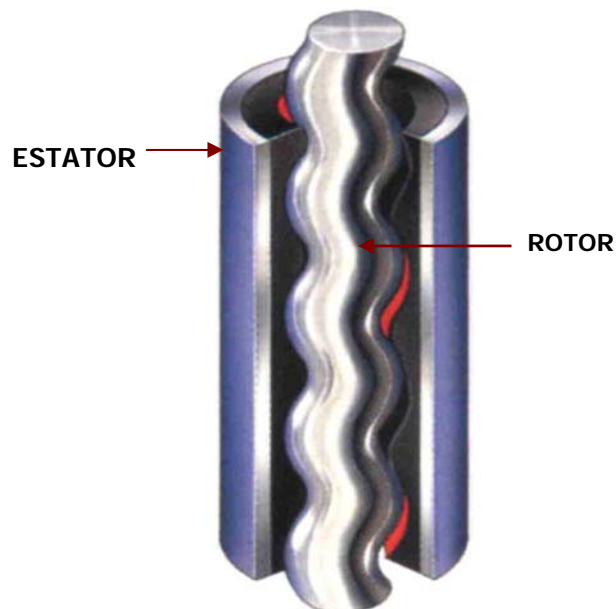
- Una importante desventaja es la poca experiencia que se tiene en el medio respecto al diseño, instalación y operación del sistema.

En la actualidad con el desarrollo de nuevos productos, materiales y diseños de equipos se están mejorando las limitaciones que presenta el bombeo por PCP.

3.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas, PCP (pumping cavity progressive), consiste de una bomba de desplazamiento positivo conformada por 2 partes principales, un rotor de acero de forma helicoidal y un estator que consta de un tubo de acero recubierto internamente por un elastómero sintético.

Figura 17. Partes principales de la bomba de Cavidades Progresivas



Fuente. WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

En estas bombas se realiza un movimiento giratorio del rotor dentro del estator que es accionado desde superficie por una fuente de energía externa y permite que el fluido se desplace verticalmente hasta la superficie del pozo.

La geometría de estas bombas permite que se creen cavidades, es decir volúmenes lenticulares, espirales y cerrados creados en los espacios vacíos entre el rotor y el estator. Cada cavidad se mueve en forma de espiral alrededor del eje del estator progresando desde la entrada hacia la salida de la bomba como consecuencia de la rotación del motor.

Los equipos de superficie y de fondo utilizados en este sistema, varían en capacidades y dimensiones según los requerimientos que cada sistema exige.

3.3 EQUIPO DE SUPERFICIE

El equipo de superficie utilizado en los sistemas de levantamiento con bombas de cavidades progresivas consta de un conjunto de partes que deben estar en capacidad de:

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo.
- Entregar la energía necesaria (torque) para hacer rotar la barra lisa a la velocidad requerida y por ende dar óptimo funcionamiento al sistema de levantamiento.
- Prevenir la fuga de fluidos en superficie.

Las partes del equipo de superficie del sistema levantamiento por cavidades progresivas son las siguientes.

3.3.1 Cabezal de Rotación. El cabezal de rotación es un equipo de accionamiento mecánico instalado en superficie directamente sobre el cabezal del pozo.

Consiste de un sistema de rodamientos que soportan la carga axial del sistema, tiene un freno que puede ser mecánico o hidráulico y que puede o no estar integrado a la estructura del cabezal; este freno se requiere para evitar el "Back Spín" es decir la rotación en sentido inverso que se presenta cuando se para el sistema y que es debida a la liberación del torque(energía) en las varillas y a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y en el espacio anular al momento de la parada. Este fenómeno debe ser controlado porque las altas velocidades que puede presentar causan daños a los equipos de superficie así como un desenroscamiento de la tubería de producción o la sarta de varillas.

El cabezal de rotación también posee un ensamblaje de instalación que comúnmente esta compuesto por el stuffing box para evitar la filtración y asegurar que el fluido producido se desplace hacia la línea de producción y por un sistema integrado de caja reductora accionado por poleas y correas.

En las instalaciones que se están realizando actualmente en los pozos de Teca y Nare se utilizan cabezales de rotación AV-1 que poseen una buena configuración con un torque máximo de 1774 N*m, un freno de accionamiento por fricción y sirven para ser utilizados con barra lisa de 1-1/4" que es la que se maneja en estos campos.

Figura 18. Cabezal de Rotación



Fuente. Campo Teca

3.3.2 Sistema de Transmisión. El sistema de transmisión es el encargado de transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor) hasta el cabezal de rotación.

Existen dos tipos de sistemas de transmisión tradicionalmente usados: Sistema con poleas y correas y sistema de transmisión hidráulica, siendo el primero el utilizado en las instalaciones de Teca y Nare.

3.3.2.1 Sistemas con Poleas y Correas. La relación de transmisión con poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado y de la caja reductora interna si la tiene

Se debe tener en cuenta la relación de los diámetros de las poleas entre el motor y el cabezal, para poder determinar la relación de transmisión.

$$R_{\text{Poleas}} = \frac{D}{d} \quad (1)$$

$$R_{\text{Total}} = R_{\text{gearbox}} \times R_{\text{Poleas}} = R_{\text{gearbox}} \times \frac{D}{d} = \frac{N_{\text{Motor}}}{N_{\text{bp}}} = \frac{T_{\text{bp}}}{T_{\text{Motor}}} \quad (2)$$

Donde:

R_{Poleas} = Relación de Poleas

R_{Total} = Relación total de transmisión

R_{gearbox} = Relación de la caja reductora

D = Diámetro de la polea del cabezal

d = Diámetro de la polea del motor

N_{Motor} = Velocidad de rotación del motor (rpm)

N_{bp} = Velocidad de operación del sistema (rpm)

T_{bp} = Torque requerido por el sistema (N*m o Lb.*pie)

T_{Motor} = Torque entregado por el motor (N*m o Lb.*pie)

Los cabezales AV-1 utilizados en las instalaciones de Teca y Nare, no tienen caja reductora interna, por lo que se asume un valor de 1:1 para el parámetro R_{gearbox} , por tanto la relación de transmisión total es igual a la relación de poleas.

$$R_{\text{Total}} = R_{\text{Poleas}} = \frac{D}{d} = 5,6$$

Para este caso la relación de transmisión total es igual a 5,6.

Cabe anotar que la relación de transmisión se puede hallar de igual manera relacionando la velocidad de rotación del motor con la velocidad de operación del

sistema, así como los torques tanto el requerido por el sistema como el entregado por el motor.

3.3.3 Motor Eléctrico. Los sistemas PCP, pueden utilizarse tanto con motores eléctricos como con motores de combustión interna. De ellos el primero es el más utilizado debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización.

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

$$P_{\text{Requerida}} = \frac{C \times T_{\text{Sarta}} \times N}{\mu_{\text{Transmision}}} \quad (3)$$

Donde:

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

T_{Sarta} =Torque total sobre la sarta de varillas (N*m o Lb.*pie)

N=Velocidad de rotación del sistema (rpm)

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

C =Constante (Métrico: $1,504 \times 10^{-2}$ o Ingles: $1,917 \times 10^{-6}$)

En las instalaciones de los pozos de Teca y Nare se utilizan motores de 10 Hp, 20Hp y 30Hp de potencia, esto depende de los requerimientos de cada sistema en cada pozo.

El torque máximo disponible que puede entregar el motor al sistema viene dado por la siguiente ecuación:

$$T_{\text{Maximo}} = \frac{5252 \times P_{\text{Motor}} \times R_{\text{Poleas}} \times R_{\text{Transmision}}}{\text{rpm}_{\text{Nominal}}} \quad (4)$$

Donde:

T_{Maximo} = Torque máximo disponible entregado por el motor (lb *ft)

P_{Motor} = Potencia del motor (Hp)

$\text{rpm}_{\text{Nominal}}$ =Velocidad nominal del motor (1180 rpm)

Con base en lo anterior se tiene que los motores de 10Hp ofrecen un torque máximo de 249,24 lb.ft, los de 20Hp 498,49 lb.ft y los de 30Hp 747,74 lb ft

3.3.4 Variador de Velocidad. Los variadores de velocidad son dispositivos que ofrecen una protección efectiva del sistema, debido a que con ellos es posible determinar el rango de operación del torque, la velocidad de rotación y el consumo de corriente; a su vez con ellos se puede realizar un arranque suave del sistema debido a su capacidad de controlar la frecuencia de rotación del motor y el tiempo de la rampa de aceleración.

Actualmente la tecnología ha desarrollado sofisticados dispositivos con los que es posible automatizar el sistema para que se puedan programar órdenes lógicas en el variador y el mismo pueda actuar con relativa autonomía al momento de suscitarse algún problema. Una ventaja importante de estos dispositivos, es la conectividad con sistemas remotos de comunicación como satélites, fibra óptica, telefonía celular, microondas, radio, etc que permiten transferir la información adquirida por el variador en el pozo hacia cualquier otro punto geográfico que concentre la información de toda el área de producción. Gracias a esto se minimiza la necesidad de personal en campo disminuyéndose de esta manera los costos de operación del sistema.

En los campos Teca y Nare, se utilizan variadores de frecuencia de 10Hp, 20Hp, y 30 Hp, debido a que este es el caballaje utilizado en los motores. Estos variadores poseen también tienen un DataLogger que es un dispositivo que almacena los eventos que suceden durante la operación del pozo. Tienen una capacidad de muestreo de 80 eventos, esta información se puede descargar mediante el uso de un cable serial conectado al computador y realizar un análisis del comportamiento de las variables como torque, velocidad y amperaje con respecto al tiempo. También registra datos de fallas durante el periodo de muestreo.

Figura 19. Variador de Frecuencia

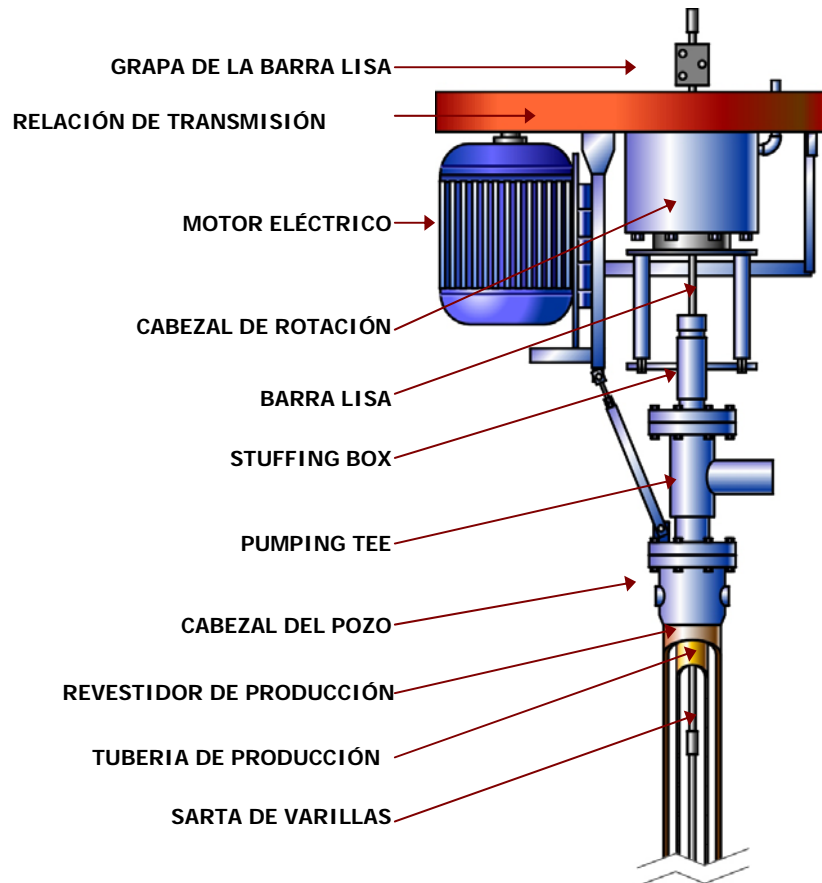


Fuente. Campo Teca

3.3.5 Barra Lisa. La barra lisa va ubicada al final de la sarta de varillas y esta sostenida al cabezal de rotación por una grapa; su principal función es transmitir el movimiento de rotación del cabezal a la sarta de varillas y al rotor además de brindar sello junto con el stuffing box para asegurar que el fluido producido se desplace hacia la línea de producción.

Como se mencionó anteriormente en las instalaciones de Teca y Nare se utilizan barras lisas de 1-1/4", debido a que son las estandarizadas en los campos tanto para bombeo mecánico como para PCP.

Figura 20. Equipo de Superficie del sistema PCP



Fuente. WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

En la figura anterior se presenta un esquema general del equipo de superficie utilizado para el sistema de levantamiento PCP.

3.4 EQUIPO DE FONDO

El equipo de fondo utilizado en las instalaciones de PCP, principalmente es el siguiente:

3.4.1 Sarta de Varillas. La sarta de varillas al igual que en bombeo mecánico es la que comunica el movimiento desde la barra lisa a la parte móvil de la bomba, que en este caso es el rotor.

3.4.2 BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS. Las bombas de cavidades progresivas, son bombas de desplazamiento positivo que constan de 2 partes fundamentales rotor y estator. Al igual que en bombeo mecánico estas bombas pueden ser insertas o tipo Tubing. La configuración utilizada en las instalaciones de los pozos de Teca y Nare es la tipo Tubing, esto debido a que es el tipo de bomba más disponible en el mercado, además el empleo de una bomba inserta esta limitada al diámetro de tubería disponible en los pozos. Sin embargo se esta estudiando la prueba de una bomba inserta para realizar un piloto, en el cual se pueda inyectar vapor y después producir por este sistema de levantamiento.

En las bombas de cavidades progresivas tipo Tubing el rotor va conectado al final de la sarta de varillas y el estator va instalado al fondo de la tubería de producción.

3.4.2.1 Geometría de la Bomba. La geometría de las bombas de cavidades progresivas esta gobernada por los siguientes parámetros:

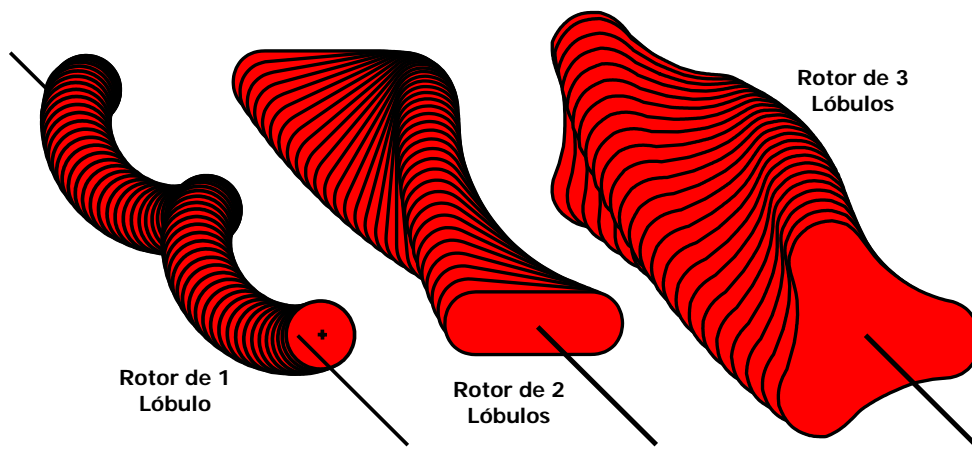
● Relación de Lóbulos

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

Las bombas utilizadas en las instalaciones de Teca y Nare tienen relación de lóbulos (también llamada geometría) 1:2, esto significa un lóbulo en el rotor y dos lóbulos en el estator.

En la figura 21 se observan las formas tridimensionales de diversos rotores helicoidales.

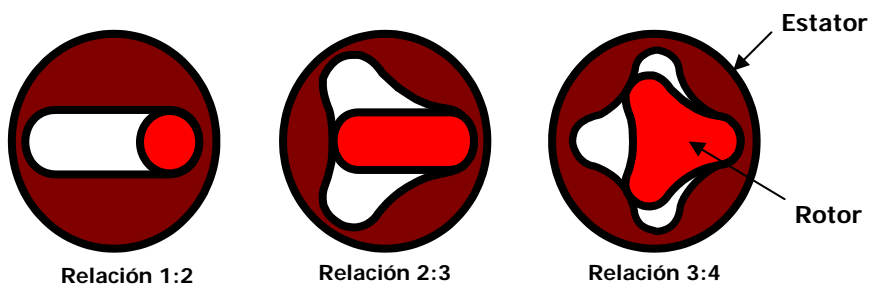
Figura 21. Formas Tridimensionales de Rotores Helicoidales



Fuente. WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

En la siguiente figura se esquematizan diferentes geometrías Rotor-Estator de las bombas PCP.

Figura 22. Geometría en las Bombas PCP



Fuente. WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

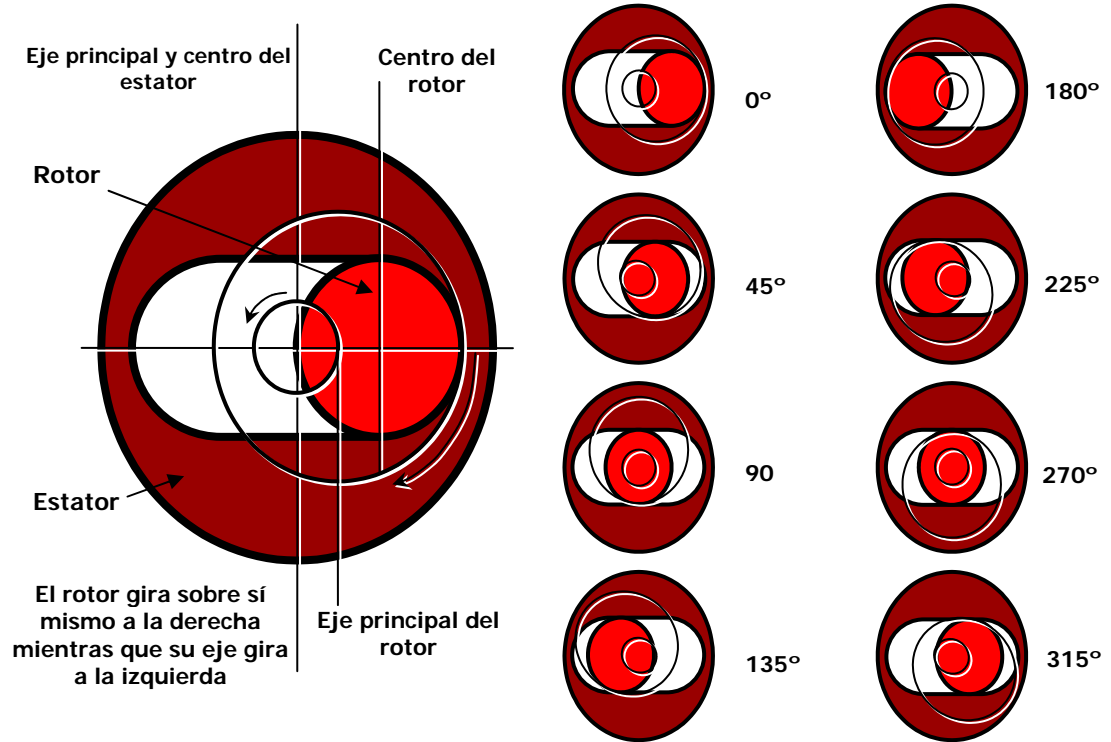
Es importante anotar que el rotor no es concéntrico con el estator. Por tanto el movimiento del rotor dentro del estator resulta en la combinación de dos movimientos, uno la rotación alrededor de su propio eje en una dirección (en sentido de las agujas del reloj) y otro la rotación en sentido contrario de su eje longitudinal alrededor del eje del estator.

En la siguiente figura 23 se esquematiza el movimiento del rotor dentro del estator para una geometría 1:2.

Sistemas Multilobulares

Los sistemas multilobulares son usados principalmente en motores hidráulicos de fondo para las aplicaciones de perforación de pozos. Estas bombas pueden desplazar altas tasas de flujo a velocidades bajas, por lo que pueden alcanzar mayores potencias de salida. Es por esta razón que en las instalaciones de Teca y Nare se utilizan bombas de geometría 1:2 porque los pozos de estos campos tienen bajo potencial y por ende resulta innecesario utilizar una bomba que levante grandes tasas de flujo.

Figura 23. Movimiento del Rotor para una Geometría 1:2



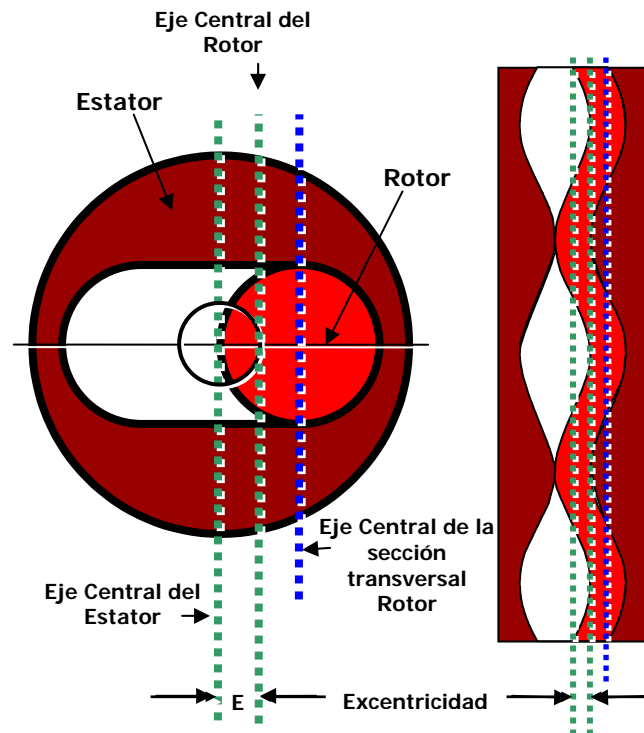
Fuente. WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

● Excentricidad

La excentricidad hace referencia a la distancia entre el eje central del rotor y el eje central del estator y se simboliza como **E**.

En la figura 24 se esquematiza este parámetro.

Figura 24. Excentricidad sistema Rotor-Estator



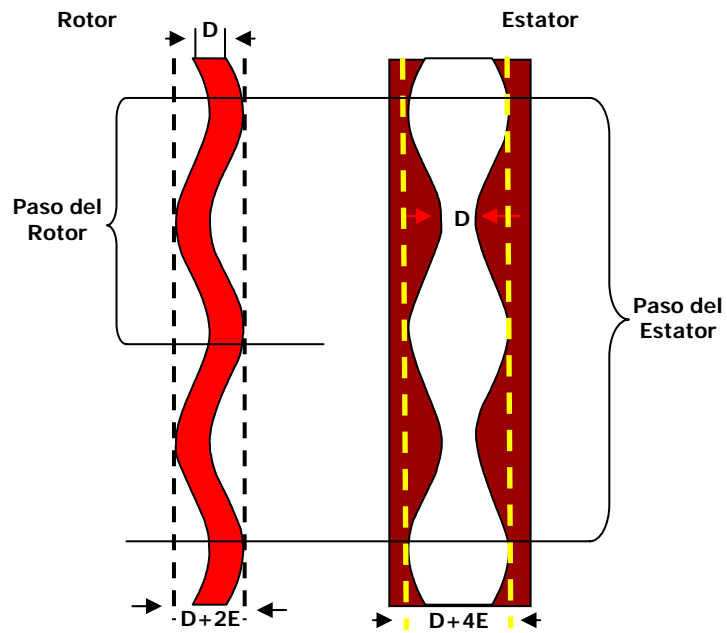
Fuente. WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

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

● Paso del Rotor y del Estator

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

Figura 25. Paso del Rotor y Estator



Fuente. WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

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

$$P_S = \frac{L_r + 1}{L_r} \times P_R \quad (5)$$

Donde:

P_S = Paso del Estator (in o mm)

L_r = Numero de Lóbulos del rotor

P_R = Paso del Rotor (in o mm)

Para el caso de las bombas con geometría 1:2, utilizadas en las instalaciones de Teca y Nare, esta relación quedaría:

$$P_S = \frac{1+1}{1} \times P_R = 2 \times P_R$$

Es decir que por cada paso del rotor, hay dos pasos del estator.

En la figura 11, se muestra que el diámetro del rotor medido de cresta a cresta es $D+2E$, es decir el diámetro del rotor mas dos veces la excentricidad. Además también se muestra que el diámetro mas pequeño del estator es D y el mas grande equivale a $D+4E$.

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

La línea continua de contacto entre rotor-estator es llamada "Línea de Sello" y su eficiencia depende de la presión diferencial que existe entre las dos cavidades consecutivas separadas por dicha línea.

● Cavidades

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

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

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

$$C = L_r \left(\frac{H_s}{P_R} - 1 \right) \quad (6)$$

Donde:

H_s = Longitud del Estator (ft)

L_r = Numero de Lóbulos del rotor

P_R = Paso del Rotor (ft)

3.4.2.2 Capacidad de Desplazamiento. A medida que el rotor gira, las cavidades se mueven axialmente hacia la descarga, creando la acción de bombeo.

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

La capacidad de desplazamiento de una bomba PCP esta definida como el volumen de fluido producido por cada rotación del rotor por día.

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

$$V = C \times E \times D \times P_s \quad (7)$$

Donde:

V= Capacidad de desplazamiento (bbls/día/rpm o m³/día/rpm)

C=Constante (Imperial= $5,94 \times 10^{-1}$ o SI= $5,76 \times 10^{-6}$).

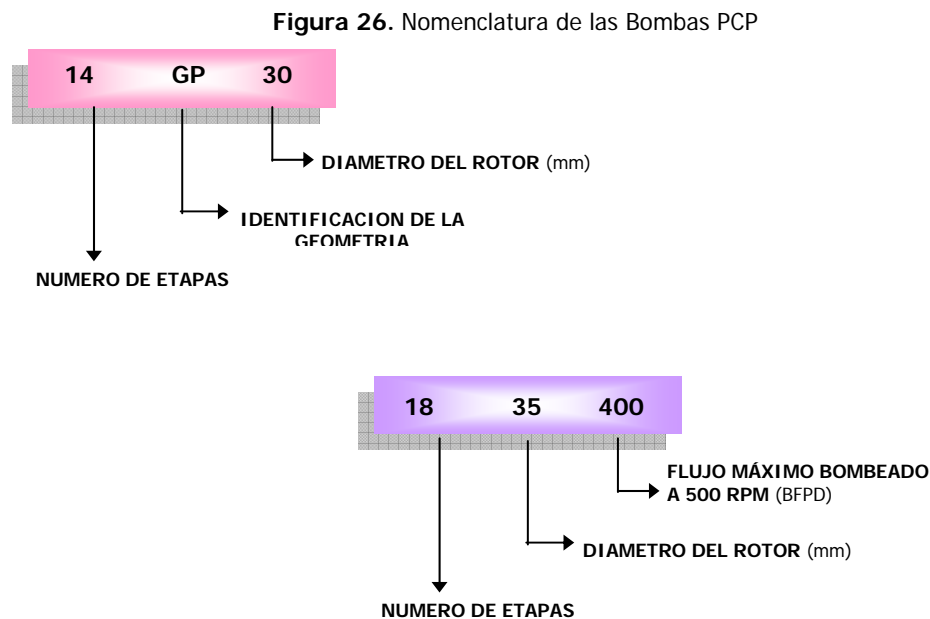
E=Excentricidad (in o m)

D = Diámetro del Rotor (in o mm)

P_s = Paso del Estator (in o mm)

Los rangos de desplazamientos típicos van desde 0,13 bbls/día/rpm (0,02 m³/día/rpm) hasta 10,1 bbls/día/rpm (1,6m³/día/rpm)

En las instalaciones de Teca y Nare se han colocado bombas 14GP30, 18-35-400, 14-35-500 con capacidad nominal de desplazamiento de 0.05m³/día/rpm, 0.12 m³/día/rpm y 0.16 m³/día/rpm respectivamente.



Fuente. WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

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

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

$$Q_{\text{Teórica}} = V \times N \quad (8)$$

Donde:

$Q_{\text{Teórica}}$ = Tasa de Flujo Teórica (bbls/día o m³/día)

V = Capacidad de desplazamiento (bbls/día/rpm o m³/día/rpm)

N = Velocidad de Operación (rpm)

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

$$Q_{\text{Real}} = Q_{\text{Teórica}} - Q_{\text{slip}} \quad (9)$$

Donde:

Q_{Real} = Tasa de Flujo Real (bbls/día o m³/día)

Q_{slip} = Tasa de deslizamiento (bbls/día o m³/día)

3.4.2.3 Capacidad de Levantamiento. La presión diferencial que se da en la bomba, causa la filtración del fluido a través de las líneas de sello entre rotor y estator, desde las cavidades de mayor a las de menor presión. Este gradiente de presión depende básicamente de la naturaleza y composición del fluido bombeado. Los fluidos incompresibles como el agua tendrán un comportamiento lineal, mientras que los fluidos compresibles, como los hidrocarburos con gas en solución,

tendrán un comportamiento exponencial desde la entrada hasta la descarga de la bomba.

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

La máxima presión diferencial entre cavidades varía típicamente en un rango de 35 a 44 psi (240 a 300 Kpa). En bombas con geometría 1:2 como las empleadas en Teca y Nare se pueden alcanzar presiones diferenciales de 105 a 132 psi(724 a 910 Kpa), por cada etapa de la bomba, es decir por cada tres cavidades.

En las bombas utilizadas en Teca y Nare se asume que por cada etapa se levantan 100 psi de presión, es decir para una bomba 18 GP 30, que posee 18 etapas se levantarían 1800 psi a través de la bomba.

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

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

$$T_{Total} = T_{Hidraulico} + T_{Friccion} \quad (10)$$

Donde:

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

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

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

● Torque Hidráulico

El torque hidráulico hace referencia a la energía necesaria que se le debe proporcionar a la bomba para vencer la presión diferencial, es decir el delta de presión entre la entrada y la descarga de la bomba. Este torque es proporcional al desplazamiento de la bomba y a la presión diferencial a través de ella.

El torque hidráulico puede ser calculado de la siguiente manera:

$$T_{\text{Hidraulico}} = C \times V \times \Delta P \quad (11)$$

Donde:

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

V = Capacidad de desplazamiento (bbls/día/rpm o m³/día/rpm)

$\Delta P = \text{Presión diferencial a través de la bomba (KPa o Psi)}$

C = Constante (Métrico: 0.11 o Inglés: 8.97×10^{-2})

● Torque por Fricción

El torque por fricción es el torque que se le debe suministrar a la bomba para vencer la fricción mecánica entre rotor y estator. La magnitud de este torque

depende del ajuste o interferencia entre rotor y estator, de las propiedades lubricantes del fluido producido, de la longitud de la bomba y del tamaño del rotor.

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

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

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

$$P_{\text{Bomba}} = C \times T_{\text{Total}} \times N \quad (12)$$

Donde:

P_{Bomba} =Potencia requerida por la bomba (Kw. o HP)

T_{Total} = Torque total de la bomba (N*m o Lb.*ft)

N= Velocidad de Operación (rpm)

C = Constante (Métrico: 1.05×10^{-4} o Inglés: 1.91×10^{-4})

3.4.2.6 Descripción del Rotor y el Estator

● Rotor

El rotor es un cuerpo construido en acero 4140, de alta resistencia torneado en forma helicoidal y recubierto por una capa fina de cromo endurecido para hacerlo más resistente a la abrasión. En los casos donde estén presentes agentes corrosivos o acidificantes en alta concentración, se utiliza el acero inoxidable por su capacidad de resistencia a estos ambientes agresivos.

La principal función del rotor es bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator creando cavidades que progresan en forma ascendente.

● Estator

Los estatores son tubos de acero (generalmente 4140), que tienen un recubrimiento interno con material elastomérico. Dependiendo de la geometría de la bomba los elastómeros son torneados como hélices de dos o más lóbulos.

EIASTÓMEROS

Los elastómeros utilizados en los sistemas PCP son polímeros sintéticos con propiedades como la flexibilidad, elasticidad y fuerza.

Hoy en día la tecnología de elastómeros ha presentado un gran desarrollo en el estudio de aditivos especiales y procesos mejorados de vulcanización que permiten mejorar las aplicaciones de este material.

En el estudio de los elastómeros cabe anotar que el comportamiento de estos depende de sus propiedades químicas y mecánicas

Es importante analizar el comportamiento del elastómero frente al calor, ya que en las aplicaciones de sistemas de levantamiento artificial de hidrocarburos como PCP, estos materiales se pueden ver sometidos a temperaturas considerables.

La exposición de un elastómero a elevadas temperaturas causa una expansión del material que puede crear reacciones que alteren la estructura química del mismo y por ende causen deterioro irreversible en las propiedades de éste. Las cantidades de calor que un elastómero pueda soportar antes de su deterioro irreversible varían en un rango amplio entre los diversos materiales. El límite de temperatura para la utilización de elastómeros en los sistemas PCP se encuentra alrededor de los 330°F (170°C).

Para garantizar el correcto funcionamiento de las bombas de cavidades progresivas, es indispensable seleccionar adecuadamente el material elastomérico con el que se fabrica el recubrimiento interno para el estator de la bomba.

Los elastómeros utilizados en PCP deben tener principalmente las siguientes características:

- Alta resistencia química al aceite que transporta
- Muy buena resistencia Térmica
- Buena resistencia a la abrasión y al desgaste
- Capacidad de recuperación elástica
- Buenas propiedades mecánicas como resistencia a la fatiga

Para la mayoría de las aplicaciones se debe llevar un orden en el análisis de las propiedades para la escogencia del elastómero mas adecuado, de esta manera primero es mejor empezar por considerar la temperatura de la operación, después el contenido de H₂S, contenido de aromáticos, de CO₂ y contenido de arena

En la industria se presentan diversos tipos de elastómeros siendo los más comunes los señalados en el siguiente cuadro.

Tabla 7. Propiedades de Elastómeros

PROPIEDADES	ACRILONITRILO	ACRILONITRILO	NITRILO	FLUORO ELASTOMERO
	MEDIO	ALTO	HIDROGENADO	
Propiedades Mecánicas	Buena	Promedio	Muy buenas	Bajas
Resistencia Térmica Máxima (°F)	200	210	250	320
Resistencia a la Abrasión	Buena	Promedio	Buena	Pobre
Resistencia a los aromáticos	Promedio	Buena	Promedio	Muy Buena
Resistencia al H ₂ S	Promedio	Muy Pobre	Promedio	Buena
Resistencia al Hinchamiento por gas	Promedio	Buena	Buena	promedio
Resistencia al agua	Pobre	pobre	Promedio	Buena

Fuente. Principios fundamentales para diseño de PCP

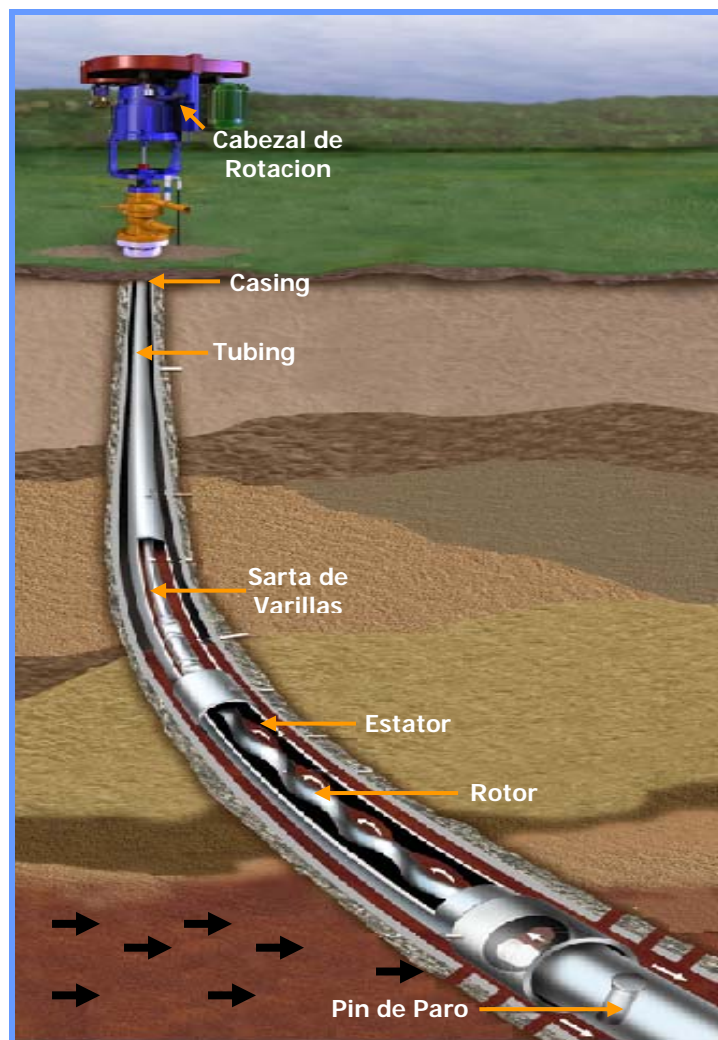
En las instalaciones de los campos Teca y Nare la temperatura no es muy relevante debido a que los pozos que se están disponiendo a el cambio a sistema PCP, ya no son estimulados con vapor, por ende no manejan altas temperaturas que puedan perjudicar el elastómero. Los contenidos de H₂S, aromáticos y de CO₂ son muy bajos por ende no se corre el peligro que el elastómero se pueda hinchar o deformar por la presencia de dichas sustancias. Un punto que si es importante

es el manejo de arena debido a que por tratarse de un crudo pesado las formaciones son someras y las arenas poco consolidadas por lo que hay gran producción de arena que la bomba debe manejar.

El elastómero usado en las instalaciones de Teca y Nare, es por tanto el Acrilonitrilo, también llamado Buna, por sus buenas propiedades que se adaptan a los requerimientos antes mencionados.

A continuación se muestra el sistema completo de PCP.

Figura 27. Sistema de Levantamiento PCP



Fuente. WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

4. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CAMBIO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO A SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Los crudos pesados pueden ser llevados a superficie, por diferentes sistemas de levantamiento entre los cuales se encuentran el Bombeo Mecánico y el Bombeo por Cavidades Progresivas. A continuación se mostrarán las principales ventajas y desventajas de la utilización de cada sistema en los pozos de los campos Teca y Nare.

Los puntos más importantes a evaluar técnicamente, se refieren a parámetros como el caudal manejado, el gas libre, el manejo de fluidos viscosos y al consumo de energía entre otros factores. A continuación se presenta una breve explicación del manejo que dan las bombas tanto mecánicas como de cavidades progresivas a estos y otros parámetros.

4.1 CAUDAL MANEJADO

Las bombas ya sean mecánicas o PCP, se diseñan de acuerdo al caudal que se desee manejar.

En la literatura se encuentra que las bombas mecánicas manejan un alto rango de barriles de fluido y la tasa máxima que manejan las bombas PCP se encuentra alrededor de los 2000 BFPD. En Teca y Nare no se generan inconvenientes por el caudal manejado debido a que el máximo barrilaje que manejan los pozos es aproximadamente 100 BFPD.

4.2 TEMPERATURA

Como es bien sabido el crudo de los campos Teca y Nare, es de 12^o API con viscosidades que oscilan alrededor de los 12000 cps, por lo que se puede catalogar como crudo pesado. Para la extracción de este crudo se emplea la inyección cíclica de vapor como método de recobro mejorado, por lo que resulta necesario emplear un sistema de levantamiento que maneje un amplio rango de temperaturas de hasta 550 °F.

El bombeo mecánico ofrece una muy buena opción, debido a que puede emplear materiales buenos para soportar altas temperaturas como las encontradas en el fluido del pozo después de haber sido sometido a una inyección de vapor. Además de esto el bombeo mecánico puede utilizar diferentes configuraciones en los anclajes como el anclaje mecánico que utiliza un sello de bronce o como los anillos de fricción aptos para temperaturas elevadas. Las bombas THM utilizadas para la extracción de crudo en Teca y Nare utilizan anclaje con sello de bronce.

Figura 28. Anclaje Mecánico



Fuente. Taller de Bombas Campo Teca

En Teca y Nare se está iniciando un proyecto de instalación de bombas STEAM BY PASS, que son bombas insertas especiales para inyección de vapor, debido a la

resistencia del material del que están construidas y debido al ahorro en servicios pre y post inyección, ya que estas bombas pueden permanecer en pozo mientras se realiza la inyección.

Las bombas de Cavidades Progresivas, a diferencia de las bombas mecánicas tienen dificultad con el manejo de temperaturas elevadas (Máximo hasta 280⁰F), esto es debido a que el elastómero que recubre el estator sufre fenómenos de histéresis que lo endurecen, cristalizan y fracturan por lo que se pierde el principio de funcionamiento del sistema.

Como se menciona en capítulos anteriores, en Teca y Nare se realizaron las instalaciones PCP en pozos que según estudios realizados se consideraron no inyectables por problemas mecánicos, de esta manera se pudo implementar este sistema de levantamiento.

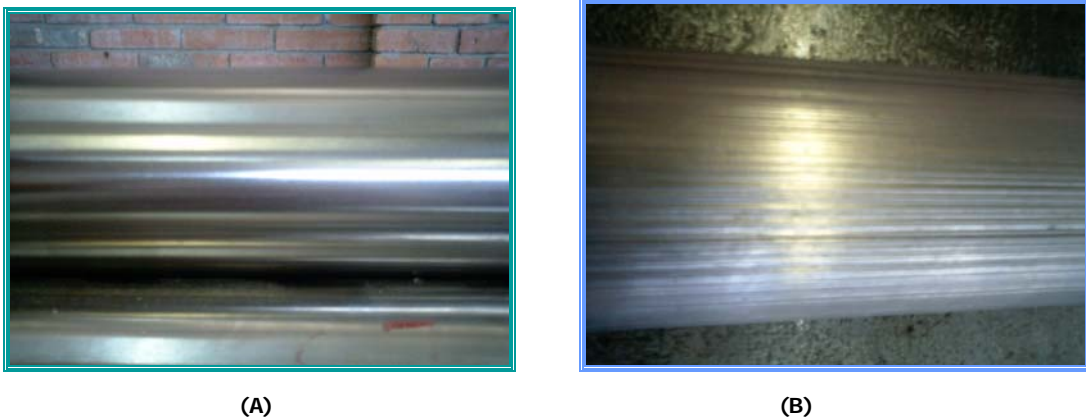
4.3 MANEJO DE ARENA

Como la mayoría de los crudos pesados, la zona productora de los campos Teca y Nare es bastante somera (en promedio a 2000 ft), por lo que las arenas no están bien consolidadas. Cuando se producen los fluidos, la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) disminuye generándose así un drawdown entre la cara del pozo y la formación, esta caída de presión genera que las partículas que no están bien consolidadas migren hacia el pozo y generen problemas de altos cortes de arena en la producción de los fluidos.

Las bombas mecánicas tienen en su configuración válvulas fijas y viajeras, que se pueden ver gravemente afectadas debido al desgaste producido por el paso de las partículas de arena. Además de esto la arena puede generar rayas profundas en el

cuerpo del pistón que ocasionan aumento en el escurrimiento de fluido. En el Taller de Bombas de Campo Teca suelen darse de baja válvulas y pistones por las razones antes mencionadas. Una forma de atenuar este problema, además del previo empaquetamiento con grava realizado a los pozos es dejar un bolsillo considerable al instalar la bomba para permitir que las partículas de arena se asienten y no lleguen hasta el intake de la bomba.

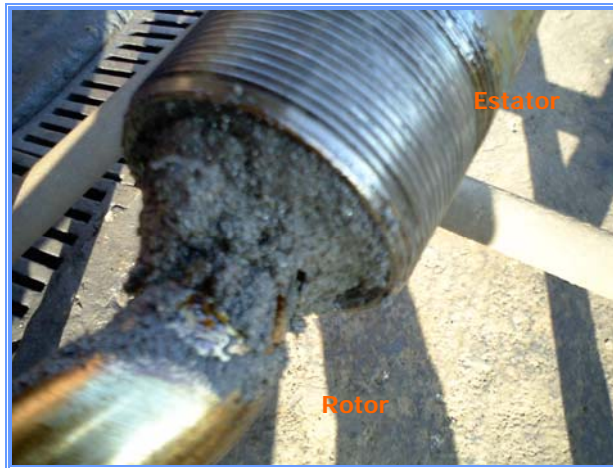
Figura 29. Cuerpo del Pistón. (A)Optimo estado. (B) Rayado por Arena



Fuente. Taller de Bombas Campo Teca

Las bombas de cavidades progresivas a diferencia de las bombas mecánicas, tienen buen manejo de arena. El elastómero que recubre el estator tiene propiedades como resistencia a la abrasión y al desgaste, resistencia a la fatiga y buena capacidad de recuperación elástica. Cuando una partícula de arena ingresa a la bomba ésta es desplazada de cavidad en cavidad gracias a que la elasticidad del elastómero, permite su deformación momentánea para permitir el paso de la partícula de arena por el sello. Las bombas de cavidades progresivas pueden manejar un corte de arena hasta del 50%, de superarse este límite se puede producir un atascamiento entre el rotor y el estator, esto generalmente ocurre cuando hay algún daño en los sistemas de control de arena instalados en los pozos.

Figura 30. Daño en Bomba PCP por arena en exceso



Fuente. Taller de Bombas Campo Teca

Una forma efectiva de tratar los problemas de arena es colocar un filtro, como tubo de cola para evita de esta manera que las bombas, ya sean mecánicas o PCP se vean afectadas por la producción de arena.

4.4 MANEJO DE GAS

Los crudos pesados están compuestos en mas del 90% por fracciones pesadas del petróleo, por tanto es de esperarse que el gas manejado sea poco. En Teca y Nare hay poca producción de gas, sin embargo se pueden encontrar pozos como el Nare 12, que se cree puede estar en la cima del yacimiento, y por tanto cerca del contacto gas-oil.

Las bombas de cavidades progresivas y las bombas mecánicas no tienen muy buen manejo del gas.

Las bombas mecánicas no están diseñadas para manejar fluidos bifásicos, el funcionamiento de la bomba esta basado en diferenciales de presión que generan la apertura y el cierre de las válvulas fija y viajera. Siendo la primera la encargada

de permitir el paso del fluido al pozo y la válvula viajera la encargada de permitir el paso del fluido del barril al pistón en la carrera descendente y el sello para que el fluido permanezca en el pistón en la carrera ascendente.

Cuando en un ciclo de bombeo mecánico hay presencia de gas, éste puede ocasionar "interferencia por gas", es decir el gas se comprime en el espacio muerto del barril ocasionando que la válvula viajera no se abra instantáneamente al iniciar la carrera descendente, sino que se abra cuando se alcance el diferencial de presión requerido. En ocasiones cuando hay excesivo aporte de gas de la formación al pozo, el gas en el espacio muerto puede ocasionar que la válvula viajera permanezca cerrada durante todo el recorrido, a este fenómeno se le llama "Bloqueo por Gas". Además de esto cabe mencionar que al existir gas, éste ocupa espacio en el barril ocasionando que se disminuya el volumen disponible para el llenado con el crudo, debido a esto la eficiencia de la bomba disminuye.

Existen bombas mecánicas diseñadas para optimizar el manejo de gas, este es el caso de las bombas dos etapas, que permiten disminuir la presión en el espacio muerto del barril para de esta manera evitar la interferencia y el bloqueo por gas.

En las bombas de cavidades progresivas, al igual que en las bombas mecánicas, el gas disminuye la eficiencia de bombeo por disminución del espacio disponible en la cavidad para el crudo. La excesiva presencia de gas en la bomba puede generar una aceleración del proceso de histéresis del elastómero debido a que no hay suficiente capacidad de disipación del calor generado por la fricción entre el rotor y el estator. Cabe anotar que el aceite es el encargado de lubricar la bomba y por ende disipar el calor.

Es importante anotar que para manejar el gas ya sea en bombas mecánicas o PCP, es aconsejable colocar un separador de gas a la entrada de la bomba, de esta manera, el gas al separarse del crudo sale por el anular y no interfiere en la eficiencia y desempeño de la bomba.

4.5 CONTAMINANTES DEL FLUIDO

Otro factor importante es la presencia de sustancias como CO₂, H₂S que causan extensión de la vulcanización del elastómero lo cual resulta en un endurecimiento y eventual ruptura del mismo, o también componentes aromáticos del crudo como el benceno, xileno y tolueno, que inducen problemas de hinchamiento de los elastómeros. El crudo de los campos Teca y Nare no presenta cantidades significativas de estos componentes, por lo que no resulta un problema. Sin embargo es de resaltar que las bombas de cavidades progresivas son altamente vulnerables a estas sustancias.

Las bombas mecánicas por el contrario, ofrecen una buena opción si el fluido tiene altas concentraciones de contaminantes, esto es debido a que su metalurgia soporta la influencia de estas sustancias.

4.6 MANEJO DE FLUIDOS VISCOSOS

Las bombas mecánicas, debido a sus múltiples configuraciones manejan fluidos con un amplio rango de gravedades API.

En Teca y Nare se utilizan bombas mecánicas THM (Tubing Heavy Mechanical) recomendadas para crudos pesados debido a que tienen mayores áreas de flujo y

por tanto menos pérdidas de presión, factor importante en la extracción de crudo pesado.

Las bombas PCP son excelentes para producir fluidos viscosos, en esto se resume su mayor fortaleza.

En la producción de crudos pesados como ya se menciono, comúnmente se encuentra elevada producción de arena, profundidades someras con temperaturas moderadas, entre otros factores aptos para ser manejados por las bombas de cavidades progresivas.

4.7 EMULSIFICACION

El sistema de levantamiento con bombas de cavidades progresivas a diferencia del sistema de bombeo mecánico, no posee válvulas, es decir no tiene restricciones al flujo, por esta razón se presenta menor emulsificación del crudo cuando se utiliza este sistema.

4.8 NIVEL DE FLUIDO

El punto mas importante en el monitoreo de los sistemas PCP es el nivel de fluido, esto es debido a la sensibilidad que presentan las bombas a trabajar pequeños lapsos de tiempo en seco. Como ya se menciono anteriormente el aceite es el encargado de disipar el calor producido por la fricción entre el rotor y el estator. Al no fluir aceite dentro de la bomba, esta no puede disipar el calor, por tanto la temperatura del medio aumenta generando daño irreversible en el elastómero del estator.

Las bombas mecánicas son menos sensibles a trabajar lapsos de tiempo sin nivel de fluido. Si el pozo se queda sin nivel aumenta la fricción entre el pistón y el barril, ocasionando desgaste del recubrimiento de estas partes, sin embargo la bomba no se ve afectada a tal punto crítico como la bomba de cavidades progresivas.

4.9 ESCURRIMIENTO

El escurrimiento hace referencia a la cantidad de fluido que se desliza a través de la bomba causando una reducción en la tasa de flujo.

En las bombas PCP, este factor depende del tipo de fluido a levantar y del sello o interferencia entre el rotor y el estator. Es importante resaltar que las bombas PCP al no tener válvulas son mas vulnerables al escurrimiento. Cuando un pozo operando con este tipo de bombas se para es de esperarse que la tubería se desocupe porque el fluido se desliza entre las líneas de sello rotor-estator.

Las bombas mecánicas, pueden presentar escurrimiento entre el pistón y el barril si no existe buen sello entre los dos, esto puede ocurrir si no se emplea el ajuste adecuado o también si el pistón o el barril tienen rallas en su superficie ocasionadas por la arena. A diferencia de la bombas de cavidades progresivas si un pozo con bomba mecánica se para, el fluido permanece en la tubería, gracias a al sello que dan las válvulas fija y viajera.

4.10 CONSUMO DE ENERGIA

En el capítulo anterior se mostraron los datos de consumo de energía. Se observo el ahorro en consumo al utilizar el sistema de bombeo mecánico PCP.

El sistema PCP trabaja con un variador de velocidad, que tiene un control de torque vectorial voltaje/frecuencia (V/F). Esto quiere decir que según a la velocidad de trabajo el variador hace un ajuste de ahorro de energía de la corriente y el voltaje, cosa que no se puede establecer con las unidades de bombeo mecánico instaladas en Teca y Nare ya que estas trabajaban con sistemas de arrancadores eléctricos donde el motor trabaja a la velocidad máxima de diseño, lo que implica un alto consumo de corriente y voltaje.

Otra explicación a ello es que las unidades mecánicas tienen por diseño motores de mayor caballaje, por el esfuerzo mecánico que necesitan para levantar la columna de fluido, mientras los sistemas PCP debido a su configuración el torque requerido es inferior.

Por último también es importante anotar que el consumo de energía en los sistemas de levantamiento con bombeo mecánico, se puede aumentar si la unidad está desbalanceada, esto porque la unidad estaría levantando no solo el peso de la columna de fluido sino también la sarta de varillas.

4.11 REPARACION

Los dinagramas son la herramienta utilizada por los ingenieros de producción para supervisar el comportamiento de las bombas mecánicas de subsuelo. Con ellos se puede observar cuando la bomba falla y requiere ser llevada al taller para su reparación.

La reparación de estas bombas, se realiza desarmándolas y observando cada una de las partes que la componen, a las válvulas se les realiza una prueba para verificar que den sello. Si una de las piezas se encuentra en mal estado se

reemplaza por otra y se ensambla de nuevo la bomba. Este procedimiento es sencillo y se realiza en el Taller de Bombas de Campo Teca.

Las bombas de cavidades progresivas no tienen una herramienta con la cual monitorear el desempeño óptimo de sus piezas (Rotor- Estator) en el pozo. Cuando la bomba no levanta fluido a superficie, se hace necesario sacarla. El análisis de esta bomba debe realizarse en un banco de pruebas diseñado específicamente para este sistema, donde se analice la elasticidad del estator y la eficiencia de la bomba. Campo teca no cuenta con banco de pruebas por lo que en caso de falla de una bomba se hace necesario trasladarla, por lo que los costos se incrementan.

Es importante también resaltar que en la reparación de una bomba mecánica se puede cambiar solo la pieza que falla, mientras que en una bomba PCP se hace necesario cambiar toda la bomba (Rotor y Estator).

4.12 FAMILIARIDAD CON EL SISTEMA

Alrededor del 80% de los pozos con sistema de levantamiento artificial en el mundo, emplean Bombeo Mecánico, por esta razón este sistema es muy conocido por los ingenieros y técnicos encargados de las operaciones de campo, lo que facilita el diseño, instalación y operación del sistema.

Las bombas de cavidades progresivas, han sido implementadas en la industria petrolera desde mediados de los años 50's en la perforación de pozos direccionales, pero solo hasta finales de los años 70's se realizaron esfuerzos considerables para utilizarlas como método de levantamiento artificial para pozos productores de hidrocarburos.

Los sistemas con bombas de cavidades progresivas están todavía en sus inicios, comparados con otros sistemas de levantamiento artificial como bombeo mecánico, por esta razón es poca la familiaridad que se tiene con el sistema, lo que ocasiona incertidumbre en los operadores de campo, con respecto al funcionamiento del sistema. Además pocas personas tienen experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

4.13 CONTAMINACION VISUAL

Las unidades de bombeo mecánico son estructuras de gran tamaño, debido a la configuración y funcionamiento del sistema, en cambio el equipo de superficie de los sistemas PCP es mucho más pequeño, lo que ocasiona menos contaminación visual.

Figura 31. Contaminación Visual



Fuente. Campo Teca

5. EVALUACIÓN ECONOMICA DEL CAMBIO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO A SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Para evaluar económicamente el cambio de Bombeo Mecánico (BM) a Cavidades Progresivas (PCP) en los campos de las asociaciones Cocorná y Nare, resulta elemental tener en cuenta factores como costos de mantenimiento, energía consumida por cada sistema para su funcionamiento y por último los servicios a pozo.

5.1 PROYECTO DE INSTALACIÓN PCP

El 1 de Abril de 2004 se inicia en OMIMEX DE COLOMBIA, un proyecto de caracterización a los pozos donde se observó un conjunto de pozos no aptos para la inyección de vapor, debido a problemas como alto corte de agua, daños mecánicos como colapsos en el revestimiento, rotura de liner o alto nivel de relleno; también se observó pobre respuesta del conjunto de pozos a la inyección de vapor.

El 10 de Enero de 2005 se inicia una prueba piloto de sistema de levantamiento por cavidades progresivas en el pozo Teca 326, donde se observaron muy buenos resultados y se mantuvo la producción promedio de 50 BFPD que se obtenía con bombeo mecánico.

Con base en los buenos resultados obtenidos en la prueba piloto surgió la idea de instalar sistemas PCP en el conjunto de pozos que se habían encontrado no inyectables.

Otro factor que influyó en el proyecto de instalación de sistemas PCP en Teca y Nare fue la posibilidad de mejorar el proyecto del campo Under River, liberando las unidades de bombeo de los pozos no inyectables de Teca y Nare y así reduciendo costos en el proyecto.

Por estas razones se instalaron 79 sistemas PCP en los campos Teca y Nare.

A continuación se realiza un análisis económico del cambio de sistema de Bombeo Mecánico a levantamiento con Cavidades Progresivas PCP. El análisis se extiende a cinco años, tiempo básico para considerar la totalidad de factores del mantenimiento, consumo de energía y servicios a pozo.

5.2 INVERSION INICIAL

Como se mencionó anteriormente una de las principales razones para implementar PCP en Teca y Nare fue la necesidad de liberar unidades de bombeo para instalar en los pozos del campo Under River, esto debido a que resultaba mas económico para el proyecto liberar las unidades de bombeo que tienen un costo aproximado de US\$ 70000 cada una y asumir el costo de los sistemas PCP a instalar en los pozos no inyectables de Teca y Nare. Por esta razón no se tendrán en cuenta en el presente análisis los costos de inversión inicial, debido a que son asumidos por el campo Under River, además se pretende realizar una comparación económica a nivel operativo de los dos sistemas de levantamiento.

A manera de información se tiene que el costo promedio de un sistema PCP oscila alrededor de US\$ 20.000, por tanto el costo aproximado de los 79 sistemas PCP es de US\$ 1'580.000.

Es importante anotar que el campo Under River tuvo un gran ahorro al asumir el costo de los sistemas PCP de Teca y Nare y no comprar unidades de bombeo. En la siguiente tabla se muestran los valores.

Tabla 9. Ahorro aproximado campo Under River

79 SISTEMAS PCP (US\$)	79 UNIDADES DE BOMBEO (US\$)	AHORRO (US\$)	AHORRO (%)
1'580.000	5.530.000	3'950.000	71.4

Fuente. El Autor

A continuación se presenta una breve descripción y costos del mantenimiento realizado tanto a los sistemas de levantamiento mecánico como a los sistemas PCP. También se presenta el cálculo del consumo de energía en los dos sistemas y un estimado de servicios anuales a pozos.

5.3 MANTENIMIENTO

Los diferentes sistemas de levantamiento utilizados para llevar crudo a superficie, así como cualquier otro sistema que esté realizando un trabajo necesitan mantenimiento de sus partes para garantizar su óptimo funcionamiento. Es por esto que en los campos Teca y Nare se realizan periódicamente mantenimientos mecánicos y eléctricos tanto a las unidades de bombeo mecánico como a las partes instaladas en superficie de los sistemas PCP.

5.3.1 Mantenimiento a las Unidades de Bombeo Mecánico.

En los campos Teca y Nare como se mencionó anteriormente, se cuenta con unidades de bombeo Convencionales y con Unidades MARK II, a las cuales se les realizan mantenimientos preventivos y correctivos, en la parte mecánica y eléctrica.

5.3.1.1 Mantenimiento Mecánico.

El mantenimiento mecánico se realiza de manera preventiva y correctiva. A continuación se menciona cada uno.

● Mantenimiento Mecánico Preventivo

Cada cuatro meses, es decir 3 veces al año, el departamento de mantenimiento de OMIMEX DE COLOMBIA, la empresa operadora de los campos Teca y Nare realiza el mantenimiento mecánico preventivo a las unidades de bombeo que consta de los siguientes procedimientos:

- Engrase a las partes móviles de la Unidad.
- Verificación del funcionamiento de la caja reductora.
- Revisión del funcionamiento de los rodamientos de los escualizables.
- Revisión de correas.
- Toma y análisis de muestras para verificar estado del aceite.
- Observación general del funcionamiento de la Unidad Bombeo.

Para realizar este proceso OMIMEX contrata a dos personas especializadas en estos procedimientos, un mecánico y un ayudante, que realizan el trabajo en un tiempo aproximado de 2 horas.

En la tabla 10 se resumen los costos del mantenimiento mecánico preventivo en la Unidad de Bombeo. Con base en esta puede concluir que el mantenimiento preventivo tiene un costo de US \$ 48.42 por pozo.

Tabla 10. Mantenimiento Mecánico Preventivo a Unidades BM

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	9.62
Análisis de Muestra de Aceite	35.16
Costo de la Grasa	4
Total (US\$)	48.42

Fuente. El Autor

● Mantenimiento Mecánico Correctivo

● Cambio de Aceite

Uno de los procedimientos que se llevan a cabo en el mantenimiento preventivo es la toma de una muestra de aceite de la caja reductora. Esta muestra es enviada a análisis de laboratorio donde se observan características del aceite que especifican si cumple o no con los requerimientos necesarios. En caso de que el análisis arroje resultados desfavorables se debe realizar un cambio de aceite, como mantenimiento correctivo asumiendo los siguientes costos:

Tabla 11. Cambio de Aceite en BM

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	19,24
Costo Aceite (MEROPA* 55 gal)	426
Total (US\$)	445.55

Fuente. El Autor

En los pozos de bombeo mecánico de los campos Teca y Nare, aproximadamente se realiza 1 cambio de aceite cada 2 años.

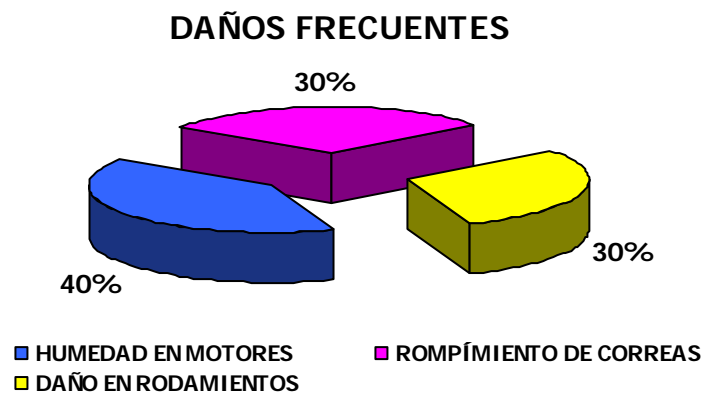
Una de las ventajas de realizar regularmente el mantenimiento preventivo es que permite notar y por ende solucionar daños frecuentes que se presentan en las partes mas susceptibles del equipo de superficie.

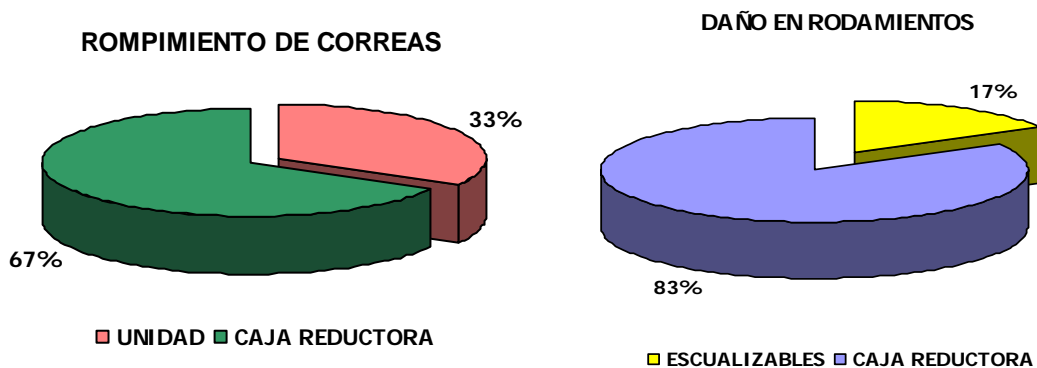
A continuación se mencionan los daños más frecuentes en el equipo de superficie y los costos que acarrea en el mantenimiento correctivo el cambio de las partes afectadas.

DAÑOS FRECUENTES AL EQUIPO DE SUPERFICIE

Los daños mas frecuentes encontrados en los mantenimientos son la humedad en los motores, el rompimiento de correas y el daño en los rodamientos de los escualizables.

Figura 32. Daños Frecuentes en el equipo de Superficie.





Fuente. El Autor

En caso de encontrar estas fallas en la unidad, se prosigue a efectuar un mantenimiento mecánico correctivo, es decir a reemplazar las partes que se encuentran en mal estado y que por ende dificultan el buen funcionamiento de la unidad.

El reemplazo de estas partes en la unidad de bombeo acarrea costos mayores en el mantenimiento, debido a que necesita de una grúa como la P&H o un brazo articulado para poder desmontar las partes y cambiarlas.

● Humedad en los Motores

La humedad en los motores se presenta debido a cierta cantidad de agua que ingresa al interior del motor cuando llueve, esto hace que aumente la humedad relativa interna del motor y se apague. Los motores de las unidades tienen una serie de resistencias que actúan para evaporar el agua y disminuir la humedad relativa hasta alcanzar su valor óptimo, es decir adecuado para el trabajo del motor. Al alcanzar éste valor el motor se enciende automáticamente.

● Daño en Rodamientos a Escualizables

Si después de revisar la alineación y el balanceo de la unidad se concluye que los rodamientos de los escualizables presentan fallas, se deben cambiar los rodamientos asumiendo el siguiente costo por cada par de rodamientos cambiados:

Tabla 12. Cambio de Rodamientos en BM

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	36.15
Costo Rodamientos(2 Rodamientos)	470.26
Alquiler de la P&H	16.02
Total (US\$)	522.43

Fuente. El Autor

Cabe anotar que la unidad de bombeo, ya sea Convencional o Mark II tiene dos escualizables ubicados en los puntos de apoyo del balancín, cada escualizable cuenta con dos rodamientos que permiten el movimiento, debido a esto si se presenta daño en un rodamiento es aconsejable cambiar los dos para asegurar el buen funcionamiento del escualizable. De no presentarse daño en estos rodamientos se deben cambiar cada cuatro años, ya que en este tiempo cumplen su ciclo de vida útil.

En promedio, aproximadamente cada 2 años se cambia 1 par de rodamientos a una Unidad de bombeo.

● Rompimiento de Correas

Como se mencionó anteriormente otra falla común que se presenta en las unidades de bombeo es el rompimiento de correas, ya sean las correas largas que comunican el movimiento del motor a la caja reductora o las de la caja reductora. Para realizar estos cambios es necesario contar con la ayuda de un brazo articulado. A continuación se presentan los costos para cambio de correas a la Unidad y a la Caja Reductora.

Correas de la Unidad

Tabla 13. Cambio de Correas de la Unidad en BM

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	14,43
Costo Correas de la Unidad	430,71
Alquiler Brazo Articulado	4,12
Total (US\$)	449,25

Fuente. El Autor

Aproximadamente se cambian 1 vez al año en un pozo.

Correas de la Caja Reductora

Tabla 14. Cambio de Correas de la Caja Reductora

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	14,43
Costo Correas de la Caja Reductora	79,11
Alquiler Brazo Articulado	4,12
Total (US\$)	97,66

Fuente. El Autor

Aproximadamente se cambian 1 vez al año en un pozo

5.3.1.2 Mantenimiento Eléctrico.

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

●Mantenimiento al Tablero de Control

El tablero de control en bombeo mecánico es el encargado de mantener encendida la unidad y dar re arranque al pozo cuando ocurra un cierre. A diferencia del variador en los sistemas PCP, este tablero de control no maneja la velocidad, ésta se regula con arreglos de poleas.

El mantenimiento al tablero de control se realiza una vez al año a cada pozo, para éste solo es necesaria una persona que dura aproximadamente dos horas, 30 minutos por pozo. En este mantenimiento se debe realizar limpieza general a los contactores también se debe revisar que permanezca aislada la acometida principal del pozo. Con base en lo anterior los costos del mantenimiento al tablero de control por pozo se deben básicamente a la mano de obra y un leve costo por las partes pequeñas que puedan requerir cambio.

Tabla 15. Mantenimiento al Tablero de Control en BM

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	14,26
Total (US\$)	14,26

Fuente. El Autor

● Mantenimiento del Motor

Además de realizar mantenimiento al tablero de control, se realiza mantenimiento al motor dos veces al año. Para realizar este mantenimiento es necesario retirar el motor de la unidad. El mantenimiento dura dos días durante los cuales la unidad de bombeo se deja trabajando con un motor de back up con el que cuenta OMIMEX para realizar los mantenimientos.

Para retirar el motor de la unidad se debe contar con un brazo articulado que facilite el proceso. Este trabajo de retirar y después del mantenimiento volver a ubicar el motor en la unidad aproximadamente se lleva a cabo en 1 hora y 30 minutos en los cuales se debe asumir costos por mano de obra del mecánico y el ayudante así como el alquiler del brazo articulado.

El motor retirado se lleva al taller, donde se desarma y se le realiza una revisión general que consta de los siguientes pasos: desarme Total, lavado, secado, verificación de Variables eléctricas (Protocolos del Motor) y verificación y engrase de Rodamientos

Este procedimiento tiene un costo de:

Tabla 16. Mantenimiento al Motor en BM

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	106,04
Costo de la Grasa (2 Lbs)	7,27
Alquiler Brazo Articulado	98,89
Total (US\$)	212,20

Fuente. El Autor

Este proceso es realizado en el taller eléctrico de OMIMEX, por un eléctrico y un ayudante. Si llegado al caso es necesario cambiar los rodamientos del motor se debe asumir el siguiente costo:

Tabla 17. Mantenimiento al Motor con Cambio de Rodamientos en BM

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
	CAMBIO DE RODAMIENTOS
Costo de Mano de Obra	106,04
Costo de Rodamientos	202,17
Costo de la Grasa (2Lbs)	7,27
Alquiler Brazo Articulado	98,89
Total (US\$)	414,37

Fuente. El Autor

Aproximadamente en uno de los dos mantenimientos que se le realizan al año al motor, se le cambian un par de rodamientos.

Es importante resaltar que el costo de mantenimiento puede variar de pozo a pozo dependiendo de las condiciones a las que se encuentre trabajando o la calidad del mantenimiento preventivo que se le realice.

Como una aproximación se presenta el costo del mantenimiento, tanto mecánico como eléctrico a una unidad de bombeo, estimado a un año.

Observando la tabla 18, se concluye que en promedio en mantenimiento 1817.51 dólares al año

Tabla 18. Costo de Mantenimiento Anual de una Unidad de Bombeo

MANTENIMIENTO	DESCRIPCION		COSTO (US\$)/ Mantenimiento	Mtto/ Año
MECANICO	Engrase y Revisión		48,42	3
	Cambio de Aceite		445,55	0,5
	Cambio Rodamientos de la Unidad		522,43	0,5
	Cambio Correas de la Unidad		449,25	1
	Cambio de Correas de la Caja Reductora		97,66	1
ELECTRICO	Mantenimiento al Tablero de Control		14,26	1
	Mantenimiento al Motor	Sin Rodamientos	212,20	1
		Con Rodamientos	414,37	1
Costo Total de Mantenimiento al Año (US\$)			1817,51	9

Fuente. El Autor

5.3.2 Mantenimiento a los Sistemas PCP.

Al igual que en el sistema de levantamiento con bombas mecánicas al sistema PCP también se le realiza mantenimiento mecánico y eléctrico.

5.3.2.1 Mantenimiento Mecánico a los Sistemas PCP. A continuación se presentan brevemente los procedimientos y los costos del mantenimiento mecánico los sistemas PCP.

● Mantenimiento Mecánico Preventivo

Los procedimientos requeridos en el Mantenimiento mecánico preventivo de los sistemas PCP instalados en Teca y Nare son los siguientes: Cambio de Aceite a Cabezales de Rotación AV-1 y mantenimiento o Engrase.

● Cambio de Aceite en Cabezales

Lo primero que se debe hacer es desenergizar el motor desde el variador y accionar el freno del cabezal con el fin de liberar el back spín en la barra lisa para de esta manera realizar un procedimiento seguro. Después se prosigue a aplicar el aceite en el depósito para aceite ubicado en el cabezal, teniendo cuidado de no derramarlo sobre la superficie del stuffing box, el flanche o sobre los alrededores del pozo. Se debe además colocar un recipiente al lado del cabezal para depositar el aceite desalojado. Es importante verificar que todo el aceite contenido en el cabezal se desaloje para si permitir la entrada del aceite nuevo, que debe llenar solo hasta el nivel máximo indicado en el visor del equipo.

El departamento de mantenimiento de OMIMEX, utiliza para este procedimiento el aceite EP-90 de Epson, recomendado para los cabezales de rotación AV-1 instalados en los 79 sistemas PCP de los campos Teca y Nare.

El primer cambio de aceite debe realizarse después de las primeras 200 horas de trabajo. Los siguientes cambios de aceite se deben realizar con una periodicidad de 5000 horas de trabajo (es decir 2 veces al año), o en su defecto cuando el aceite que aparezca en el visor se torne de color negro o gris.

Los costos de cambio de aceite a un cabezal de rotación se aprecian en la siguiente tabla:

Tabla 19. Cambio de Aceite a Cabezales de Rotación AV-1

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	2.42
Costo de Aceite (2.85 Lt/ cabezal)	5.66
Total (US\$)	8.08

Fuente. El Autor

● Mantenimiento o Engrase

La lubricación de los empaques es esencial para mantener el sello y evitar fugas de fluido.

En los sistemas PCP de Teca y Nare, se está realizando engrase a los empaques del Stuffing Box tres veces al año, según el siguiente costo:

Tabla 20. Mantenimiento o Engrase a Cabezales de Rotación AV-1

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	2.85
Costo de la Grasa (0.5 Lt/ Pozo)	1.82
Total (US\$)	4.67

Fuente. El Autor

Si se llega a presentar fuga considerable de fluido a través del Stuffing Box, se hace necesario realizar un cambio de empaques, esto ocurre de igual manera en el sistema de bombeo mecánico como en PCP.

● Mantenimiento Mecánico Correctivo

Los principales mantenimientos correctivos que se realizan a los equipos de superficie de los sistemas PCP, son el cambio de correas y cambio de rodamientos al cabezal de rotación.

● Cambio de Correas

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

Tabla 21. Cambio de Correas a Cabezales de Rotación AV-1

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	9.62
Costo de Correas del Cabezal	210.96
Total (US\$)	220.58

Fuente. El Autor

Cabe anotar que las instalaciones de sistemas PCP en Teca y Nare son muy recientes por lo que no se tienen datos de periodicidad de cambio de correas. Por tal motivo se asume por experiencia con sistemas instalados en campos como Rubiales, San Francisco y Guando, que el cambio de correas se realiza aproximadamente 1 vez cada 2 años.

● **Cambio de Rodamientos al Cabezal de Rotación**

Los rodamientos del cabezal de rotación son los encargados de transmitir el movimiento de rotación a la barra lisa, por esto son parte importante del sistema.

El daño en los rodamientos se puede evidenciar cuando se calienta el cabezal y produce un ruido, además se puede comprobar si al aumentar las rpm desde el variador, la barra lisa no gira.

El diseño de los cabezales AV-1 instalados en Teca y Nare se realizó para superar un Run Life de 5 años, en base a la carga axial y a las rpm máximas de trabajo (220 rpm). Por esta razón para el presente análisis se asume un cambio de rodamientos al cabezal al quinto año, asumiendo aproximadamente los mismos costos generados para el cambio de rodamientos a las unidades de bombeo, US\$ 522.43.

5.3.2.2 Mantenimiento Eléctrico en los Sistemas PCP.

El mantenimiento eléctrico a los sistemas PCP consta de: Mantenimiento al Variador de Frecuencia, revisión General al Motor y mantenimiento al Motor.

A continuación se describe brevemente y se presentan costos de cada mantenimiento eléctrico realizado a los equipos de superficie de los sistemas PCP.

● Mantenimiento al Variador de Frecuencia

El Variador de Frecuencia, es una pieza clave en el funcionamiento de los sistemas PCP, debido a que controla parámetros como torque y arranques en el sistema, es por esto que es importante revisar su funcionamiento, para ello se le realiza un mantenimiento al año, según los siguientes costos:

Tabla 22. Mantenimiento al Variador de Frecuencia

DESCRIPCION	COSTO (US\$)
Costo de Mano de Obra	42.17
Total (US\$)	42.17

Fuente. El Autor

● Revisión General al Motor

Esta revisión se realiza junto con el engrase de empaques al Stuffing Box cada cuatro meses. Consiste en revisar la temperatura y con un sistema llamado PEN, medir las vibraciones del motor para poder determinar el estado de los rodamientos.

Cabe señalar que esta revisión también se le realiza dentro del mantenimiento preventivo a la unidad de bombeo.

En esta revisión también se debe chequear que el motor esté limpio, debido a que se puede presentar acumulación de vapores aceitosos que bloquean la ventilación del motor. Además se deben chequear los conectores eléctricos para asegurar que estén bien apretados

● **Mantenimiento al Motor**

En los motores instalados en los sistemas PCP la periodicidad del mantenimiento no es muy frecuente como en los motores de las unidades, debido a que gracias a la configuración del sistema, el motor trabaja de manera más homogénea y por tanto se alarga la vida útil de los rodamientos.

Sin embargo en caso de que en la revisión general periódica el motor se note daño en los rodamientos, se realiza el mismo procedimiento de mantenimiento al motor que el realizado a los motores de las unidades, asumiendo aproximadamente los mismos costos, US\$ 414.89 para mantenimiento con cambio de rodamientos.

Por experiencia en otros campos con sistemas PCP se tiene que los rodamientos del motor duran más de 5 años trabajando adecuadamente. El intervalo de lubricación a los rodamientos para los motores BALDOR depende directamente de la velocidad nominal que el motor maneje.

A continuación se presenta el costo aproximado del mantenimiento mecánico y eléctrico de los sistemas PCP estimado a un año.

Tabla 23. Costo de Mantenimiento Anual al Sistema PCP

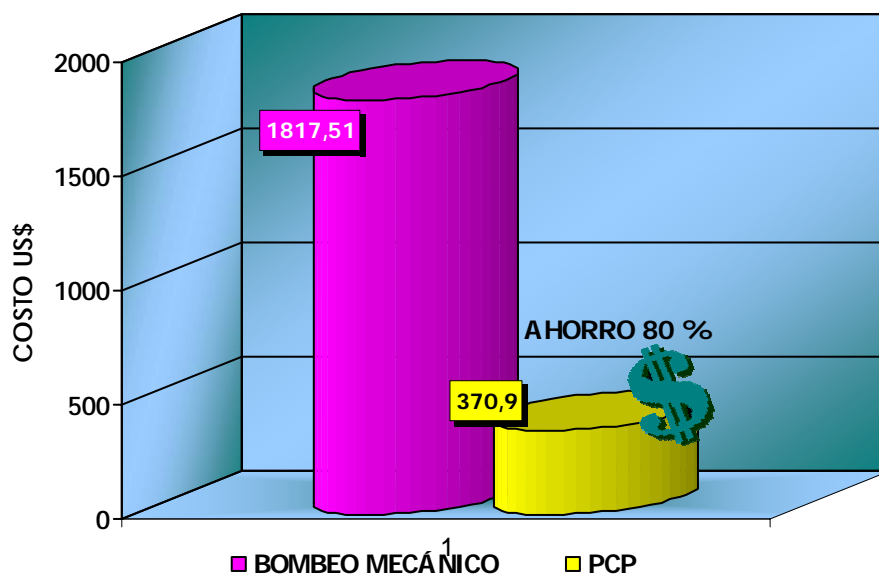
MANTENIMIENTO	DESCRIPCION	COSTO (US\$)/ Mantenimiento	Mtto/ Año
MECANICO	Engrase y Revisión	4.67	3
	Cambio de Aceite	8.08	2
	Cambio Rodamientos al Cabezal	522.43	0.2
	Cambio Correas	220.58	0.5
ELECTRICO	Mantenimiento al Variador	42.17	1
	Mantenimiento al motor	414.89	0.2
Costo Total de Mantenimiento al Año (US\$)		370.09	6.9

Fuente. El Autor

En la tabla anterior se observa que el mantenimiento estimado a un año de un sistema PCP tiene un costo de US\$ 370.09.

5.3.3. Comparación de Costos de Mantenimiento

Figura 33. Comparación de Costos de Mantenimiento



Fuente. El Autor

En la figura 32 se comparan a un tiempo estimado de un año los costos de mantenimiento de los sistemas PCP y Bombeo Mecánico, se observa un ahorro del 80% en costos de mantenimiento anual al utilizar PCP, esto es debido a la simplicidad del sistema que ofrece menos partes móviles susceptibles a daños.

5.4. CONSUMO DE ENERGÍA

Una parte vital para el análisis económico de la instalación de los 79 sistemas PCP en los campos Teca y Nare, son los consumos de energía que generan los dos sistemas de Levantamiento.

A continuación se muestran los datos medidos para cada sistema.

5.4.1 Consumo de Energía en Bombeo Mecánico.

En primer lugar se evaluaron los diferentes circuitos de energía que tiene campo Teca, con el fin de escoger uno que no estuviera proporcionando energía a los módulos de producción, la estación de bombeo o a la zona industrial, para medir el consumo y poder tener un estimado real de KWH/DIA consumidos por las unidades de bombeo mecánico.

Se escogió el circuito 5 que tiene 46 pozos de los cuales 42 se encuentran activos.

Se midió el consumo de este circuito en las fechas comprendidas entre Febrero y Agosto de 2005 con contadores ubicados en la subestación eléctrica de campo Teca. En las Fechas mencionadas no se habían realizado instalaciones de sistemas PCP, lo que asegura que el consumo de energía medido es netamente de bombeo mecánico.

Con datos suministrados por el departamento de producción se calcularon cuantos de los 42 pozos activos en el circuito operaron durante cada mes, con esto se pretende tener mas exactitud en los cálculos, debido a que cierta cantidad de pozos pueden estar parados en el mes debido a periodos de inyección, remojo o por servicios.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 24. Consumo de Energía en Bombeo Mecánico

MES (2005)	CONSUMO TOTAL CIRCUITO (KWH/DIA)	PROMEDIO POZOS OPERANDO	CONSUMO KWH/DIA/POZO
Febrero	4.371	31	141
Marzo	4.181	32	131
Abril	4.136	31	133
Mayo	4.003	30	131
Junio	4.160	31	133
Julio	4.026	29	137
Agosto	4.428	30	147
PROMEDIO	4.186	31	136

Fuente. El Autor

De la tabla anterior se puede concluir que en promedio un pozo con sistema de levantamiento por bombeo mecánico consume 136 Kwh/día, este valor puede variar dependiendo de que tan balanceada esté la unidad de bombeo.

Para obtener el precio de consumo de energía, se toma como base \$144.86 (US\$ 0.06) por Kw/h, que cobra a OMIMEX la compañía operadora de Red "EPM" (Empresas Públicas de Medellín) encargada de la venta de la energía a los Campos petroleros Teca y Nare.

En la siguiente tabla se presenta el costo diario y anual de energía en un pozo con bombeo mecánico

Tabla 25. Costo de Energía en Bombeo Mecánico

COSTO DIARIO /POZO (US\$)	COSTO ANUAL /POZO (US\$)
8,16	2.978,4

Fuente. El Autor

5.4.2 Consumo de Energía en Sistema de Levantamiento PCP

El consumo de energía en pozos con PCP, se midió directamente en el variador de frecuencia debido a que éste arroja datos como los KW totales consumidos y también las Horas Run que lleva el sistema desde que se instaló, gracias a ello resulta sencillo calcular los Kwh/día consumidos por cada sistema, por lo que no se hace necesario colocar contadores.

Estos valores se midieron en los 79 pozos, a continuación se presentan los valores promedios encontrados para los sistemas de 10 HP, de 20HP y de 30HP.

Tabla 26. Consumo de Energía en PCP

SISTEMA	CONSUMO (KWH/DIA)
10 HP	16
20 HP	23
30 HP	30

Fuente. El Autor

Cabe anotar que el consumo de energía en los sistemas PCP está influenciado por factores como por ejemplo las rpm de operación, por tanto los valores presentados se entienden como valores promedio.

En la siguiente tabla se presenta el costo de energía diaria y anual para los sistemas PCP instalados en Teca y Nare.

Tabla 27. Costo de Energía en PCP

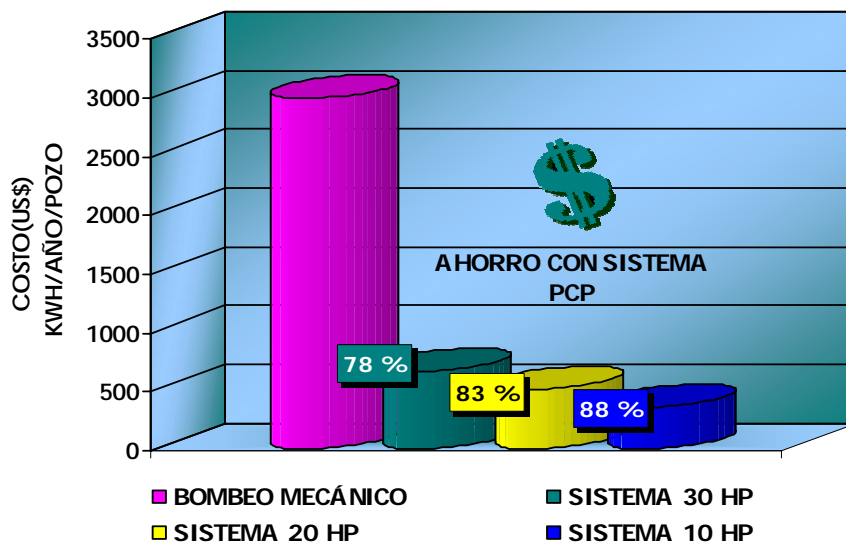
SISTEMA	COSTO DIARIO /POZO (US\$)	COSTO ANUAL /POZO (US\$)
10 HP	0.96	350.4
20 HP	1.38	503.7
30 HP	1.8	657

Fuente. El Autor

5.4.3. Comparación de Consumo de Energía.

Como se observa en la figura 33 con los sistemas PCP se obtiene un gran ahorro en consumo de energía, esto es debido a factores como la relación voltaje frecuencia que manejan los variadores de las PCP, que permite que solo se consuma el voltaje requerido para determinada frecuencia (rpm), además de esto con los resultados obtenidos se evidencia que probablemente las unidades de bombeo estén desbalanceadas y sobredimensionadas para las condiciones actuales de los pozos de Teca y Nare.

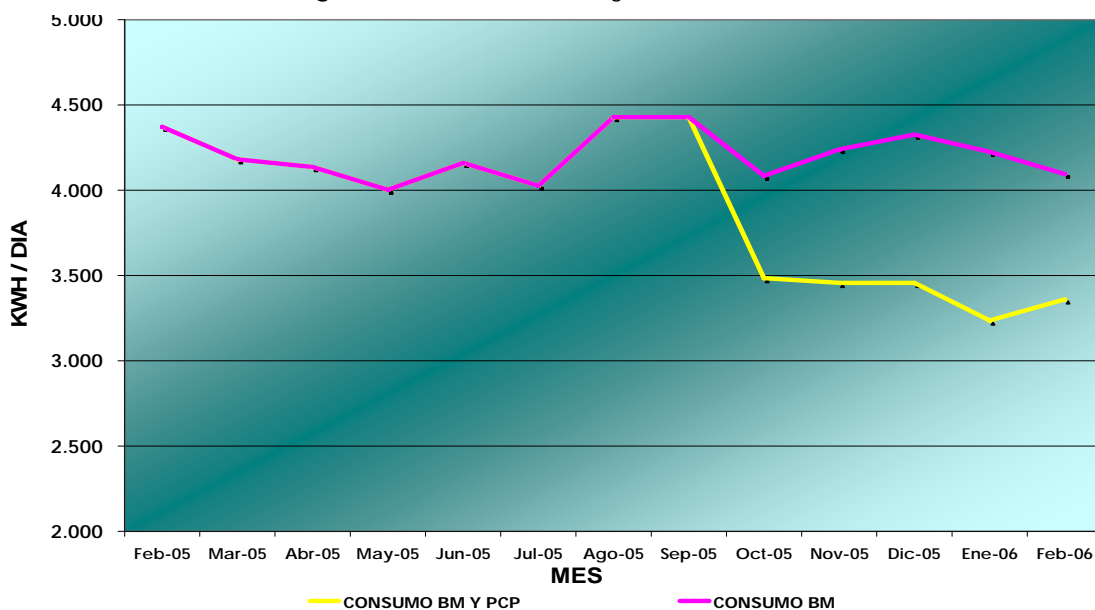
Figura 34. Comparación de Consumo de Energía



Fuente. El Autor

La siguiente figura muestra el comportamiento del consumo de energía en el circuito 5 cuando todos los pozos funcionaban con bombeo mecánico y en la actualidad que tiene instalados 13 sistemas PCP.

Figura 35. Consumo de Energía en el circuito 5



Fuente. El Autor

5.5. SERVICIOS A POZO

Otro Factor importante a tener en cuenta en la evaluación económica del cambio de levantamiento Mecánico a PCP, es la cantidad y el costo de servicios a pozo que requiera cada sistema de levantamiento.

En la siguiente tabla resumen se presentan costos de los principales servicios realizados por el equipo varillero JS-1 a pozos fríos.

Tabla 28. Costos del equipo varillero

SERVICIOS A POZO	US\$ / SERVICIO
Cambio de Bomba Completo	578,6
Cambio de Pistón	232,5

Fuente. Departamento de Producción Campo Teca

Los servicios de Varilla partida y tubería rota no se tienen en cuenta para este análisis debido a que suceden independientes de que sistema de levantamiento se esté utilizando.

A continuación se presentan los datos para los dos sistemas.

5.5.1 Servicios a Pozo con Bombeo Mecánico.

Para cuantificar el número de servicios a pozo por año se evaluó la vida útil de los barriles, pistones y válvulas. Como resultado se observó que en promedio un barril dura 8 meses, los pistones 6 meses y las válvulas 7 meses. Con base en esto se calcula un cambio de bomba completa cada 9 meses cuando se emplea bombeo mecánico.

En la siguiente tabla se muestra un estimado de costos al año por servicios a un pozo.

Tabla 29. Costos de Servicios a Pozo / Año en Bombeo Mecánico

SERVICIO	NUMERO SERVICIOS/AÑO	COSTO SERVICIOS/AÑO
Cambio de Bomba Completa	1.3	751.4
Costo Total de Servicios al Año/Pozo (US\$)		751.4

Fuente. El Autor

En el costo total de servicios al año/pozo mostrado en la tabla anterior, se tuvo en cuenta que la periodicidad estimada para los servicios es de 9 meses, por tanto los tres meses restantes para completar el año,

5.5.2. Servicios a Pozo con Sistema PCP.

Como ya se ha mencionado en ocasiones anteriores, las instalaciones de sistemas PCP en los campos Teca y Nare son muy recientes y por tanto no existe un promedio de servicios a pozo.

Para estimar la cantidad de servicios, se debe tener presente el tiempo de vida útil de las bombas instaladas que para este caso se estimó en 18 meses. Un ejemplo de esto es la bomba instalada en el pozo piloto Teca 326 que ya supero el run life de un año. Cabe resaltar que el tiempo que dure la bomba funcionando correctamente depende de la columna de fluido que se maneja, el tipo de fluido y la fricción entre el elastómero y el rotor.

Para realizar mejor esta aproximación de número de servicios a pozo, se estudió el Run Life de las bombas instaladas en Campo Rubiales. Se escogió este campo

debido a que presenta características similares a las encontradas en los campos Teca y Nare como la gravedad API (13^o). Además este campo lleva 3 años operando con sistemas PCP por lo que puede ofrecer experiencia en el comportamiento de estas bombas.

En Rubiales el promedio de vida útil de las bombas PCP, se encuentra alrededor de los 16 a 24 meses, es decir cubre el tiempo de vida útil estimado para Teca y Nare, por ende se toma un tiempo de 18 meses como el estimado para servicios con las bombas PCP de Teca y Nare.

Es importante resaltar que como las bombas PCP están compuestas solo por rotor y estator, cuando se presenta una falla que amerite cambio se deben cambiar las dos partes, es decir la bomba completa.

A continuación un estimado de servicios a pozo en el sistema PCP al año.

Tabla 30. Costos de Servicios a Pozo / Año en PCP

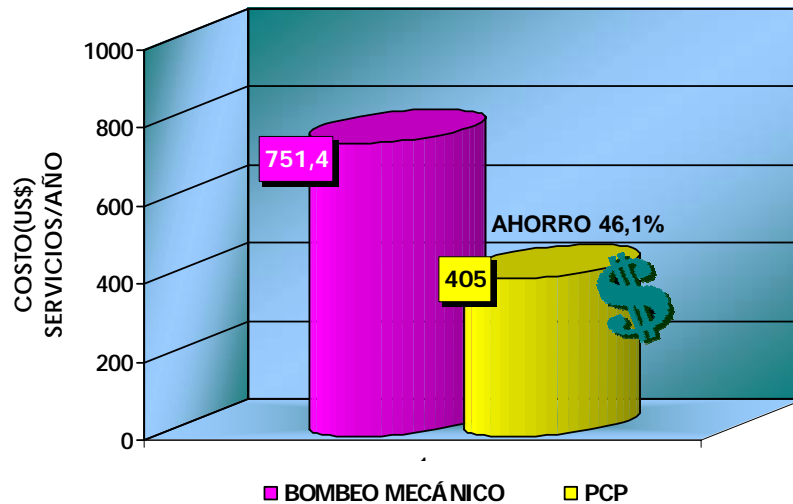
SERVICIO	NUMERO SERVICIOS/AÑO	COSTO SERVICIOS/AÑO
Cambio de Bomba Completa	0,7	405
Costo Total de Servicios al Año/Pozo (US\$)		405

Fuente. El Autor

5.5.3 Comparación de Costos de Servicios a Pozo.

Debido al poco tiempo de funcionamiento que tienen los sistemas PCP en Teca y Nare, la comparación de costos de servicios a pozo se hace en base a datos supuestos por experiencia de otros campos.

Figura 36. Comparación de Costos de Servicios a Pozo



Fuente. El Autor

En la grafica comparativa se observa que los servicios a pozo en sistemas PCP se disminuyen debido a la configuración del sistema, como es sabido el sistema PCP no tiene partes pequeñas como válvulas que son susceptibles a daños.

Los daños mas frecuentes encontrados en las bombas mecánicas son causados por la alta producción de arena.

Las bombas de cavidades progresivas debido a las propiedades elásticas del elastómero tienen buen manejo de arena, por lo que su vida útil se alarga disminuyendo así la cantidad de servicios a realizar.

Cabe anotar que los valores presentados solo contemplan el costo del equipo, mas adelante se presentan los costos de las partes de la bomba que deben ser cambiados en los servicios.

5.6. COSTO DE REPUESTOS

El último factor a tener en cuenta para concluir el análisis económico del cambio de sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico a PCP es el costo de las partes que se cambian cuando se realiza un servicio.

A continuación se presentan los costos para Bombeo Mecánico y para PCP.

5.6.1. Costos de Repuestos en Bombeo Mecánico.

OMIMEX DE COLOMBIA, cuenta con un Taller de Bombas, que presta el servicio de reparación de las bombas mecánicas. En la actualidad el taller es manejado por WEATHERFORD.

El costo aproximado de la bomba se subsuelo 25-225-THM-16-2, utilizada en el sistema de levantamiento por bombeo mecánico para los campos Teca y Nare oscila alrededor de los US\$ 2200.

Al bajar por primera vez una bomba de subsuelo al pozo, la bomba se cobra con todas sus partes nuevas. Cuando se realiza un servicio las partes se llevan al taller de bombas para ser evaluadas por el técnico, quien determina que pieza se debe cambiar por estar en mal estado.

En base a lo anterior, se estima que las partes mas susceptibles a dañarse, debido a la inyección de vapor y a la gran cantidad de arena que se maneja en los campos Teca y Nare son los Barrel Heavy Wall, los Seat Copper, los Plunger Box End 2ML5/2ML8 y los Ball and Seat, las demás partes que conforman la bomba tienen promedios de vida útil grandes; Por esta razón para el presente análisis se asume que la bomba que se baja por primera vez en un pozo tiene todas sus

partes nuevas, al siguiente cambio de bomba se cobran solo las partes susceptibles mencionadas (US\$ 1300) y en un tiempo aproximado de 3 años, se vuelve a bajar la bomba contadas sus partes nuevas debido a que las partes mas susceptibles ya han cumplido su ciclo de vida útil.

5.6.2 Costo de Repuestos en Sistema de Levantamiento PCP.

Los principales repuestos de los sistemas PCP son la bomba se subsuelo, el motor, el variador y el cabezal. Los costos de estas partes varían según el tamaño y la capacidad del sistema a instalar. Un valor promedio es el presentado en la siguiente tabla:

Tabla 31. Costos de Repuestos Sistemas PCP

REPUESTO	COSTO (US\$)
Bomba	3.300
Motor	2.200
Variador	5.200
Cabezal	6.900

Fuente. Taller de Bombas-Campo Teca

En el costo de repuestos se debe incluir el costo de mano de obra de los técnicos que ensamblan y reparan bombas en el Taller. Un costo aproximado por reparación se puede asumir en US\$ 145 con un incremento anual, según los índices de precios al consumidor.

5.7. EVALUACIÓN

Con base en los datos de mantenimiento, consumo de energía, servicios a pozo y costo de repuestos presentados anteriormente, se realizó un análisis económico a 5 años con el propósito de evaluar el cambio de sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico (BM) a Bombeo por cavidades Progresivas (PCP).

El fin del presente análisis es calcular el costo de levantamiento con ambos sistemas de bombeo bajo distintos escenarios de comportamiento de los sistemas PCP en Teca y Nare. Como el comportamiento del bombeo mecánico es conocido éste no se variará en la sensibilidad.

La sensibilidad se realizó variando el tiempo de vida útil de la bomba PCP. No se realiza sensibilidad con daño en el variador ni en el motor, debido a que si se les realiza mantenimiento adecuado estas partes pueden ofrecer un tiempo prolongado de vida útil.

Para la sensibilidad se asumió una declinación de la producción del 12% anual que es la presentada en Teca y Nare y una tasa de oportunidad del 12% EA que es la que OMIMEX utiliza para evaluar los proyectos.

Se tomaron datos representativos de potenciales de pozos para sistemas de 10 HP, 20 HP y 30 HP. En la siguiente tabla se muestran los datos.

Tabla 32. Datos representativos de Pozos

SISTEMA	BFPD	% BSW	BOPD	BM (KWH)	PCP (KWH)
10 HP	46	60	18	5.7	0.67
20 HP	75	85	11	5.7	0.96
30 HP	114	91	10	5.7	1.25

Fuente. Departamento de Producción-Campo Teca

A continuación se presentan los resultados obtenidos en los diferentes escenarios.

5.7.1 Escenario 1.

En el escenario 1 se asumen 18 meses como tiempo de vida útil de las bombas PCP.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para el costo de levantamiento con bombeo mecánico y con cada uno de los tres sistemas PCP instalados en Teca y Nare.

Tabla 33. Resultados Escenario 1

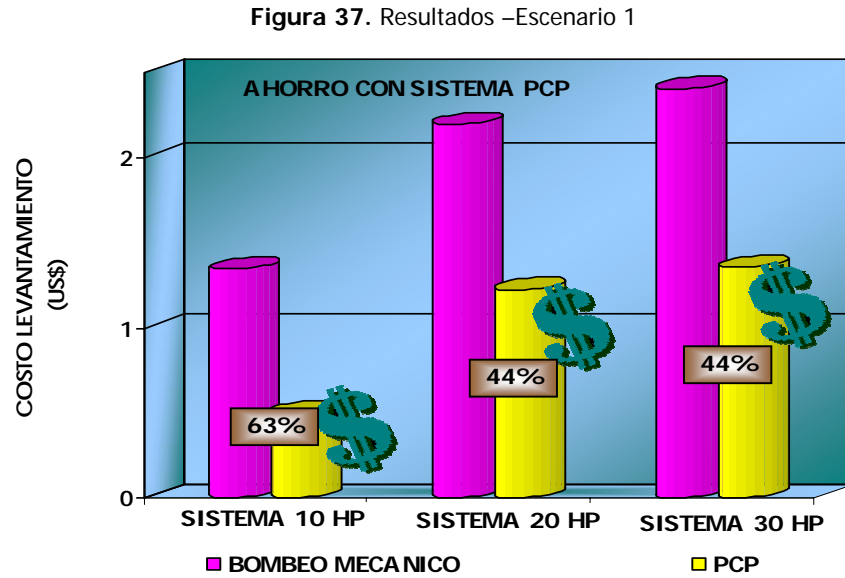
COSTOS DE LEVANTAMIENTO (US\$/ BARRIL)		
BOMBEO MECÁNICO	CAVIDADES PROGRESIVAS	
1.34	SISTEMA 10 HP	0.5
2.19	SISTEMA 20 HP	1.22
2.40	SISTEMA 30 HP	1.35

Fuente. El Autor

Con los resultados obtenidos se puede apreciar:

- El costo de levantamiento con sistemas PCP aumenta a medida que aumenta el caballaje del sistema, esto es debido a un mayor consumo de energía.
- Con los resultados se evidencia que a mayor cantidad de barriles de fluido producidos, es más alto el corte de agua, por tanto son menos barriles de aceite los que se llevan a superficie, resultando en un aumento del costo de levantamiento.

● Con el tiempo de 18 meses estimado como vida útil, resulta mas rentable implementar sistemas PCP en los pozos no inyectables, debido a que los costos de levantamiento de los sistemas PCP de 10 HP, 20 HP y 30 HP son mas económicos (figura 36), que el sistema de levantamiento con bombeo mecánico.



Fuente. El Autor

5.7.2 Escenario 2.

Para el escenario 2 se asume un año como el tiempo de la vida util de la bomba PCP.

En la siguiente tabla se presentan resultados de costos de levantamiento con los dos sistemas.

Tabla 34. Resultados Escenario 2

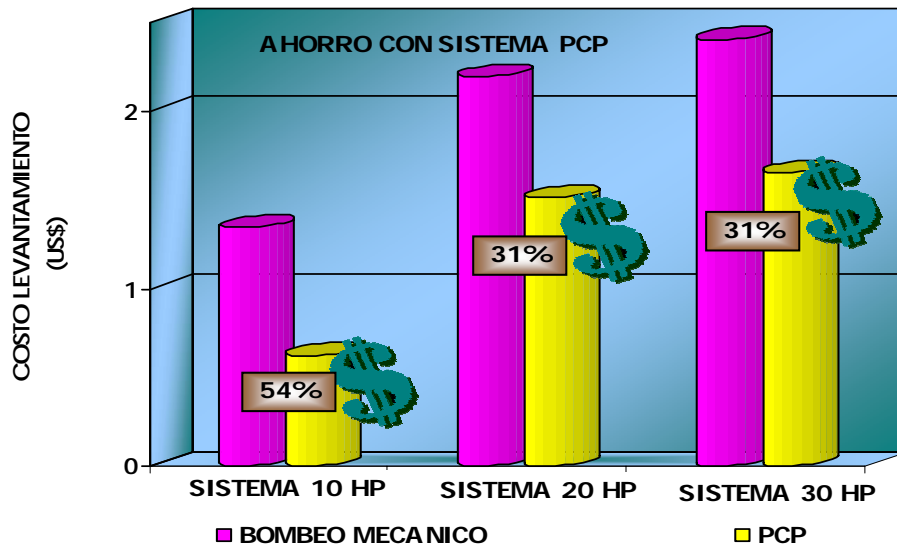
COSTOS DE LEVANTAMIENTO (US\$/ BARRIL)		
BOMBEO MECÁNICO	CAVIDADES PROGRESIVAS	
1.34	SISTEMA 10 HP	0.62
2.19	SISTEMA 20 HP	1.51
2.40	SISTEMA 30 HP	1.65

Fuente. El Autor

Los resultados muestran lo siguiente:

- Al igual que en el escenario 1, los costos de levantamiento aumentan con el caballaje del sistema.
- Asumiendo 1 año como tiempo de vida útil de la bomba PCP, se observa un aumento en los costos de levantamiento con este sistema, sin embargo continúa siendo mas económico que el sistema de bombeo mecánico, (figura 37)

Figura 38. Resultados –Escenario 2



Fuente. El Autor

5.7.3 Escenario 3.

En este escenario se considera el caso mas critico de vida útil de las bombas PCP, en caso que el run life sea de 6 meses.

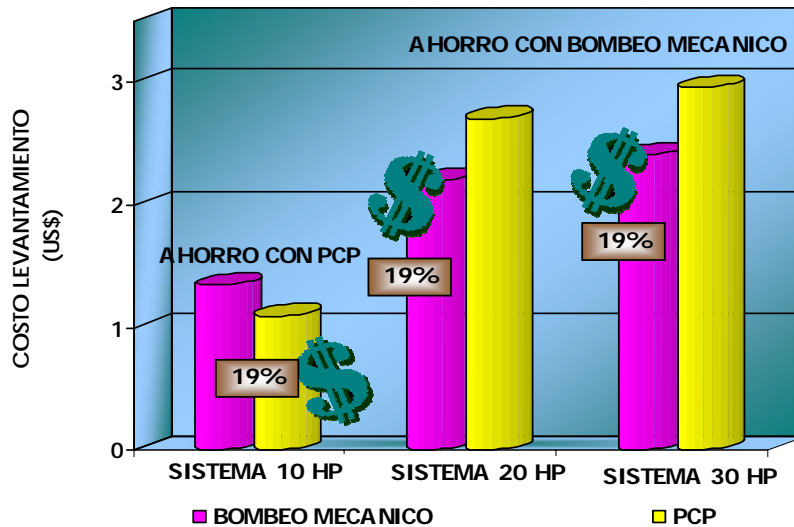
Tabla 35. Resultados Escenario 3

COSTOS DE LEVANTAMIENTO (US\$/ BARRIL)		
BOMBEO MECÁNICO	CAVIDADES PROGRESIVAS	
1.34	SISTEMA 10 HP	1.09
2.19	SISTEMA 20 HP	2.74
2.40	SISTEMA 30 HP	2.95

Fuente. El Autor

● Se observa que el costo de levantamiento con los sistemas de 20 y 30 HP, resulta más costoso que con bombeo mecánico, esto es debido al mayor costo de las bombas PCP en comparación con las bombas mecánicas. Con este resultado se evidencia que la rentabilidad del proyecto depende del tiempo de vida útil de las bombas PCP.

Figura 39. Resultados –Escenario 3



Fuente. El Autor

RECOMENDACIONES

En base a los resultados obtenidos se recomienda monitorear el funcionamiento de los sistemas PCP y estimar el tiempo promedio real de vida útil de las bombas, debido que si cumplen con el run life esperado de 18 meses estos sistemas resultan más rentables para los pozos no inyectables que el bombeo mecánico en las condiciones actuales y sería recomendable instalar PCP en mas pozos fríos.

Debido a la alta viscosidad del crudo de los campos Teca y Nare y a los buenos resultados que se obtienen de inyección cíclica de vapor, se recomienda optimizar el sistema de levantamiento con bombeo mecánico, para esto se recomienda instalar variadores de frecuencia que permitan controlar los consumos de energía según los requerimientos del sistema, balancear las unidades de bombeo e instalar bombas Steam by Pass para disminuir el numero de servicios pre y post inyección a los pozos, con esto disminuir el costo de levantamiento.

Se recomienda realizar seguimiento a los pozos con problemas de arena para realizar un estudio enfocado a evaluar mecanismos de control de finos y arena, con el fin de encontrar soluciones viables que ayuden a minimizar el problema y aumenten el run life de las bombas mecánicas.

CONCLUSIONES

Con base en los resultados obtenidos en el presente estudio se concluye la viabilidad técnica que tienen los sistemas PCP en los pozos no inyectables de los campos Teca y Nare, estos sistemas ofrecen buen manejo a condiciones como producción de arena y alta viscosidad del crudo, mantenido el caudal de producción entregado por bombeo mecánico.

Económicamente los sistemas PCP ofrecen diferentes costos de levantamiento según el caballaje que manejen, esto es debido a que a medida que aumenta el caballaje, aumenta el consumo de energía. Con los resultados obtenidos se evidencia que la rentabilidad del proyecto depende del tiempo de vida útil de las bombas PCP. Si las bombas se comportan según lo esperado por experiencia con el pozo piloto y con datos de otros campos, el proyecto resulta rentable y por ende considerar instalar PCP en más pozos no inyectables de Teca y Nare sería una buena opción.

Las unidades de bombeo de Teca y Nare fueron instaladas desde el inicio del campo, por lo que a las condiciones actuales se encuentran sobre diseñadas para los potenciales de los pozos. Con los 79 sistemas PCP se mejoro esta condición debido a que se diseñaron teniendo en cuenta las condiciones actuales optimizando así el levantamiento.

El proyecto de instalación de los 79 sistemas PCP en Teca y Nare resulto en un gran beneficio económico para el campo Under River, debido al ahorro del 70% obtenido por la diferencia en costos de las 79 unidades que se liberaron y el costo de los 79 sistemas PCP.

BIBLIOGRAFIA

ARTIFICIAL LIFT using oil well progressing cavity pumps. Kudu industries Inc. Calgary, Canadá. 2000.

BOB GAYMARD, Robert and MILLS, R. Nuevas aplicaciones de la bomba de cavidad progresiva para pozos de petróleo. Paper SPE 35541. 1996.

HARBISON FISHER .Best pumps in the oil Patch. March 2000

MATTHEWS, Cam. ZAHACY, Tood. Progressing Cavity Pumping Systems. Desing, Operation and Performance Optimization. Course Notes. Imperial Version. CFER Technologies. September 1994

OMIMEX DE COLOMBIA LTD. Manual de Mantenimiento de Equipo de Perforación JD-1. Campo Teca, 2003.

_____. Justificación de la Perforación del Pozo Teca 555. Asociación Cócora, Dirección de Geología – Yacimientos. Santa Fé de Bogotá D.C. Julio de 2001.

_____. Revista NOTIMEX. Edición 32. Santa Fé de Bogotá D.C. Febrero de 2002.

ROBELLO, Samuel and SAVETH, Ken, Progressing cavity pump (PCP): New performance equations for optimal design. Midland, Texas. Paper SPE 39786. 1998

SAVETH, Ken and KLEIN,S. The progressing cavity pump: Principle and Capabilities. Oklahoma City, Oklahoma. Paper SPE 18873. 1989.

TAKÁCS, Gabor. Bombeo Mecánico Moderno. Houston. Enero 1985. 96-121 p.

TEXAS PETROLEUM COMPANY. Manual de Mantenimiento de Equipo de Superficie. Campo Teca 1990.

_____. Manual de Capacitación. Campo Teca. Vol. 1

_____ . _____. Campo Teca. Vol. 3

WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED. Manual de Mantenimiento de Cabezales AV-1. Bogota 2005