



**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL CONTRATO DE
PRODUCCIÓN INCREMENTAL – NEIVA CAMPO DINA**

**CARLOS ALBERTO GUERRERO BENAVIDES
PEDRO ALEXANDER ESQUIVEL VIVAS**

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA – HUILA

2014

**OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL CONTRATO DE
PRODUCCIÓN INCREMENTAL – NEIVA CAMPO DINA**

Integrantes:

**CARLOS ALBERTO GUERRERO BENAVIDES
PEDRO ALEXANDER ESQUIVEL VIVAS**

Proyecto de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director:

MILFER DUSSAN CASTAÑEDA

Codirector:

LUZ MARINA BOTERO ROJAS

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA – HUILA

2014

Nota de Aceptación

MILFER DUSSAN CASTAÑEDA
Director

LUZ MARINA BOTERO ROJAS
Codirector

HAYDEE MORALES MONDRAGON
Jurado

LUIS FERNANDO BONILLA CAMACHO
Jurado

Neiva, noviembre de 2014

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida a través de mis padres y permitirme llegar hasta esta instancia y momento tan importante de mi formación profesional.

A mi madre, por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional con esfuerzo y dedicación. A mi padre, que a pesar de nuestra distancia, siento que estás conmigo siempre y aunque nos faltaron muchas cosas por vivir juntos, sé que este momento hubiera sido tan especial para ti como lo es para mí.

A mi familia Tatiana y Santiago por ser el motor de mi vida y compartir los mejores momentos de amor y compañía.

A mis hermanitos, porque los amo infinitamente, por su disposición para ayudarme en cualquier momento y circunstancia, tras ser el ejemplo de vida.

A mis profesores y compañeros de trabajo y estudio, porque sin ellos no tendría el conocimiento y la experiencia profesional para seguir adelante en el proceso académico y futuro profesional.

CARLOS ALBERTO GUERRERO BENAVIDES

A Dios que me dio la vida y me concedió los dones necesarios para llegar a este punto.

Cada minuto que vivimos es inspirado en personas que siempre están presentes en nuestra memoria, luchando para no desaparecer de nuestras vidas, recordándonos lo bonito que fue la infancia a su lado, brindándonos fuerza para seguir adelante y guiándonos por el camino de la vida, de esas personas aprendí los valores que me fundamentan; mis viejos este logro es para ustedes, gracias por ser la base de mi crianza, Pedro Elías Vivas Rojas y Mercedes Barrios Gaona abuelos incondicionales.

A mi madre, Jakeline Vivas Barrios que siempre ha sido una guerrera y luchadora, enseñándome en medio de las dificultades a no dejarme vencer por las adversidades y buscar siempre una solución, recalcándome desde pequeño que el estudio y el esfuerzo eran el camino para una vida mejor, a ti madre querida te dedico todos mis logros.

Mis hermanos, la energía que me impulsa cada día, Yerson, Fabián, Wilmer, Daniel , Diego y diego, no ha sido fácil, pero nacimos para triunfar, estamos condenados al éxito.

A mi padre Luis Humberto Esquivel, mi progenitor un apasionado por la vida.

A los amigos, personas que llegan a nuestras vidas y enriquecen con su carisma y apoyo, Mauro, Wilson, Apu, Francy, Paz, Jhotanan 2, Manuel, Alejo, Ladino, Camilo, Diana y a todas las personas también allegadas que siempre confiaron en mí.

A Roberto Vargas Cuervo, mi tutor, me brindo el conocimiento y me abrió las puertas al gran mundo de la geología y el constante deseo de aprender y de crecer en conocimiento.

PEDRO ALEXANDER ESQUIVEL VIVAS

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a los ingenieros y personal técnico de Pacific Rubiales Energy por la disposición de la información y continua colaboración para el desarrollo de este proyecto.

Al equipo de ECOPETROL S.A. por sus valiosos aportes en la investigación y evaluación de la optimización.

Al ingeniero Milfer Dussan por su guía y dirección del proyecto, por su aporte profesional en compañía del grupo técnico de producción del Contrato de Producción Incremental Neiva – Campo Dina.

Al cuerpo Docente de Ingenieros de la Universidad Surcolombiana por su formación, entrega y dedicación constante en la formación integral de los profesionales del futuro.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	13
1. GENERALIDADES DEL CAMPO DINA TERCIARIOS.....	14
1.1. METODOLOGIA	18
1.1.1. FUNDAMENTOS METODOLOGICOS	18
1.1.2. VARIABLES Y/O CATEGORÍAS	18
1.1.3. POBLACIÓN Y MUESTRA	19
1.1.3.1. Características Generales de la Población	19
1.1.3.2. Criterios de Selección de la Muestra	19
1.1.3. PLAN DE ACCIONES ESTRATEGICAS.....	19
1.1.4. INSTRUMENTOS.....	20
2. MARCO TEÓRICO	21
2.1. SISTEMA DE BOMBEO PCP.....	21
2.2. RANGO APLICACIÓN Y LIMITACIONES DEL SISTEMA PCP.....	22
2.3. COMPONENTES DE BOMBEO PCP EN SUPERFICIE	23
2.3.1. CABEZAL GIRATORIO	23
2.3.1.1. Sistema de Frenado.....	24
2.3.1.2. Freno De Accionamiento Por Fricción	24
2.3.1.3. Freno De Accionamiento Hidráulico	24
2.3.1.4. Sistema De Reciclo.....	25
2.3.2. Movimiento Primario (Motor)	25
2.3.2.1. Equipo De Transmisión De Potencia:.....	25
2.3.2.2. Sistema De Correas Y Poleas:	25
2.3.2.3. Cálculo De Las RPM De La Bomba PCP	25
2.4. COMPONENTES DE BOMBEO PCP EN SUBSUELO	26
2.4.1. BOMBA PCP	26
2.4.1.1. Estator	26
2.4.1.2. Rotor	29
2.4.1.3. Componentes Mecánicos De La Bomba	29
2.5. FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA	32
2.5.1. DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA.....	33
2.5.1.1. Desplazamiento Positivo.....	33

2.5.1.2.	Geometría de la Bomba	33
2.5.1.3.	Formación de la Cavidad	34
2.5.1.4.	Offset o Excentricidad	34
2.5.1.5.	Movimiento del Rotor	35
2.5.1.6.	Deslizamiento (slippage).....	35
2.6.	DISEÑO DE LA BOMBA PCP	35
2.6.1.	PRESIÓN DE DISEÑO.....	35
2.6.2.	PRESIÓN DE DISEÑO DEL SISTEMA	36
2.6.2.1.	Pérdidas de carga	36
2.6.2.2.	Consideraciones Para El Diseño	36
2.6.3.	REQUERIMIENTO DE TORQUE Y POTENCIA	36
2.6.3.1.	Torque	36
2.6.3.2.	Potencia.....	37
2.6.4.	DESARROLLO DE LA PRESIÓN	37
2.6.5.	NOMENCLATURA DEL ROTOR Y ESTATOR	37
2.6.6.	NOMENCLATURA DEL CABEZAL.....	38
2.7.	Espaciamiento	38
2.7.1.	Cálculo para el Espaciamiento.....	38
2.7.1.1.	Espaciado de rotores simple lóbulo	39
2.8.	Instalación del sistema PCP	40
2.8.1.	Procedimiento para instalación de bombas tubulares	40
2.8.2.	Procedimiento de instalación del cabezal.....	40
2.9.	Acciones recomendadas frente a problemas operativos en PCP	41
3.	DESCRIPCION DEL TRABAJO DE CAMPO Y RESULTADOS OBTENIDOS.....	46
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	58
4.1.	INTERPRETACIÓN TEÓRICA DE LOS RESULTADOS	58
4.2.	BALANCE DE PRODUCCIÓN	59
5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	60
6.	CONCLUSIONES.....	62
	RECOMENDACIONES.....	63
	ANEXOS.....	634
	GLOSARIO.....	68
	BIBLIOGRAFÍA.....	70

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Pozos en Campo Dina Terciarios.	15
Tabla 2: Espesores de las Formaciones Productoras.	16
Tabla 3: Petróleo Original In-Situ.	18
Tabla 4: Resultados PVT.	18
Tabla 5: Tipos de Elastómeros.....	27
Tabla 6: Pozos con BS&W Inferior al 70 %	47
Tabla 7: Data de Niveles y fluidos.....	49
Tabla 8: Histórico de Producción DT-52.....	50
Tabla 9: Histórico de Producción DT-113.....	52
Tabla 10: Histórico de Producción DT-116.....	53
Tabla 11: Histórico de producción DT-166.	55
Tabla 12: Histórico de Producción DT-177.....	56
Tabla 13: Evaluación de la Optimización.....	59
Tabla 14: Costos en Dólares, por cada variable en el sistema PCP en el Campo Dina Terciarios.....	60

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación del Campo Dina-Terciarios.	14
Figura 2: Formaciones productoras en Dina Terciarios.	16
Figura 3: Perfil de las Fallas I Y II.....	17
Figura 4: Mapa Estructural de las fallas para el Campo Dina Terciarios.....	17
Figura 5: Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.....	22
Figura 6: Geometría de la bomba.....	34
Figura 7: Excentricidad	41

LISTA DE GRÁFICOS

Grafica 1: BS&W y Producción Campo Dina Terciarios 2014.....	46
Grafica 2: Análisis de la Sumergencia y BS&W.....	48
Grafica 3: Análisis de la Sumergencia VS la Producción de Crudo.	49
Grafica 4: Comportamiento Dt-52.....	51
Grafica 5: Comportamiento DT-113	52
Grafica 6: Comportamiento Dt-116.....	54
Grafica 7: Comportamiento DT-166	56
Grafica 8: Comportamiento DT-177	57
Grafica 9: Análisis Porcentual de costos en un pozo con Sistema PCP al año	61

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Estado mecánico DT-166	67
Anexo B. Estado mecánico DT-177	68
Anexo C. Estado mecánico DT-113	69
Anexo D. Estado mecánico DT-116	70

INTRODUCCIÓN

El contrato de producción incremental (CPI) Neiva-Campo Dina, suscrito entre las empresas Ecopetrol y Pacific Rubiales (Petrominerales), tiene como objetivo el desarrollar y optimizar la producción del Campo Dina Terciarios, a través de la inversión, hecho por el cual se han realizado campañas de perforación y proyectos de optimización de producción, para ello se analizaron diferentes factores del Campo llegando a la conclusión de que el sistema PCP (Bombeo por Cavidades Progresivas por sus siglas en inglés), es el sistema de levantamiento artificial que mejor se adapta a las necesidades del mismo.

En la realización del presente trabajo se tuvo como base la observación directa sobre los pozos con este sistema de levantamiento, presentes en el Campo Dina Terciarios, el historial de producción del Campo también fue estudiado y analizado obteniendo las conclusiones con respecto al trabajo desarrollado en los procesos de optimización implementados.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO DINA TERCIARIOS

Ubicación:

El Campo Dina Terciarios geográficamente se encuentra en la en el área rural de la ciudad de Neiva, al noroccidente del departamento de Huila, hace parte de la antigua concesión Neiva 540, desde el punto de vista geológico el Campo esa localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la Sub-cuenca de Neiva (Figura 1), produciendo en la secuencia Paleógena-Neógena que se presenta en el departamento del Huila.

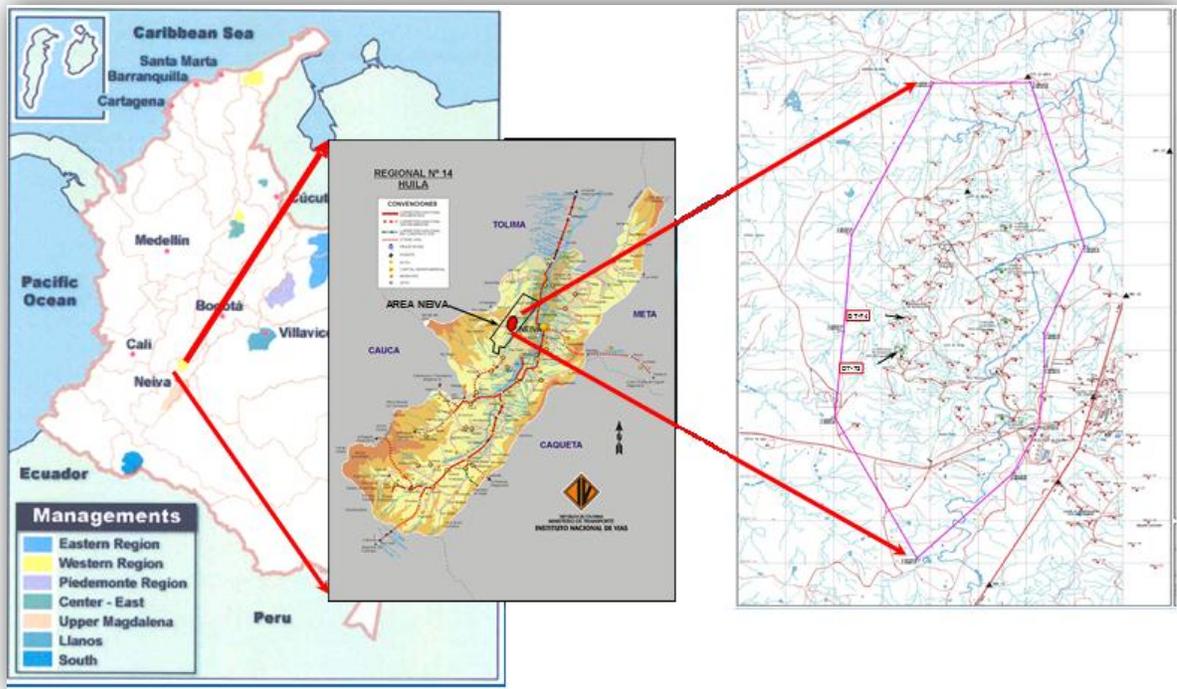


Figura 1: Ubicación del Campo Dina-Terciarios.
Fuente: Petrominerales

Reseña Histórica: (FUENTE PETROMINERALES)

Este Campo fue descubierto en el año 1961 por las compañías Intercol, Tenesse Colombia y Colbras, dentro de la Concesión Neiva 540, con la perforación del pozo Dina-1 el cual fue completado en mayo de 1961 en la Formación Monserrate.

El pozo Dina-2 fue completado en febrero de 1963 y probó hidrocarburos en las Formaciones Barzalosa y Honda. En marzo de 1963 se perforó el pozo Dina-3, el cual probó hidrocarburos en la Formación Doima-Chicoral.

En el año 1995 el Campo DT revirtió a la Nación junto con los otros Campos de la misma concesión. La producción inició en 1963 de las areniscas de la Formación Honda (Terciario-Mioceno) y alcanzó el pico máximo de producción de aceite en octubre de 1983 con 7361 STB/D.

Estado Actual:

El Campo Dina Terciarios presenta 137 pozos, los cuales se detallan a continuación:

Pozos totales	137
Pozos cerrados	17
Pozos activos	120
Pozos PCP	86
Pozos BM	51

**Tabla 1: Pozos En Campo Dina Terciarios.
Fuente: Petrominerales**

Geología general:

Estratigráficamente en el Campo Dina Terciarios la producción está ligada a formaciones sedimentarias clásticas que van desde el tope del cretácico, pero en mayor medida a la secuencia clástica continental del Paleógeno-Neógeno (ver tabla 1), siendo así las formaciones productoras el tope del Monserrate, Chicoral, Doima, Barzalosa y Honda (ver figura 2)

Formación Monserrate: La formación Monserrate está conformada por una secuencia de areniscas, limonitas silíceas con alternancia de lodolitas, para el caso específico del Campo Dina Terciarios, el Monserrate aportara producción del K1, siendo este constituido por areniscas cuarzosas de grano medio a fino muy friables.

Formación Chicoral: Está compuesta por areniscas con lentes conglomeráticos sobre arcillolitas de color rojizo, hacia el tope predominan los conglomerados finos sobre areniscas y areniscas conglomeráticas.

Formación Doima: Es una unidad predominantemente de litoarenitas conglomeráticas de color amarillo claro.

Barzalosa: Aunque en la subcuenca Neiva no aflora esta unidad, es descrita de manera constante en los registros realizados en los diferentes Campos de la zona, la formación Barzalosa está conformada por tres niveles siendo el inferior predominante por alternancia de areniscas rojas, niveles conglomeráticos y arcillolitas, el medio predominan las arcillas con betas de yeso de origen

diagenético, el miembro superior está constituido por niveles de areniscas con alternancia de arcillolitas rojas.

Formación Honda: Es una formación continental de origen fluvial y está constituida por unas secuencias de areniscas líticas, conglomerados poco consolidados, lodolitas claras y arcillolitas amarillas y rojizas con lentes conglomeraticos

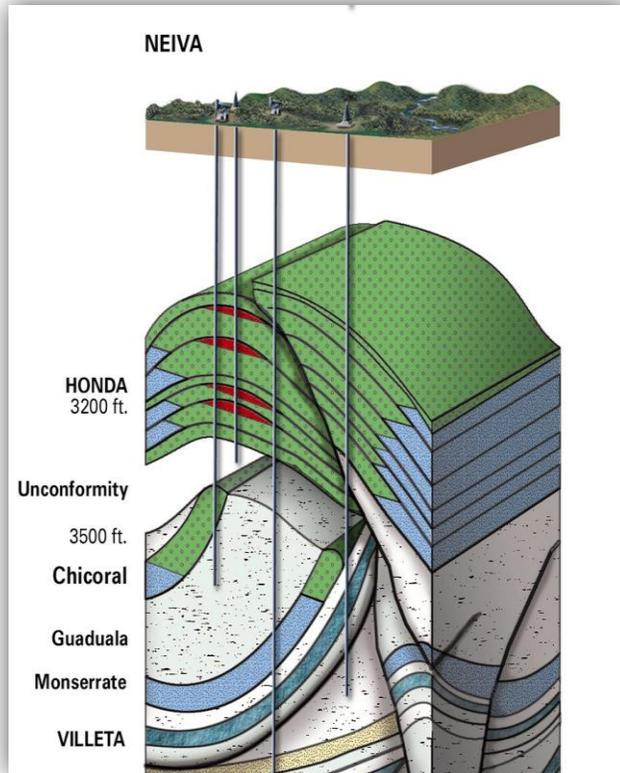


Figura 2: Formaciones productoras en Dina Terciarios.
Fuente: Petrominerales

FORMACIÓN	EDAD	PROFUNDIDAD	ESPESOR TOTAL PROMEDIO
Honda	Mioceno	3200 ft	1400 ft
Barzalosa	Oligoceno	3300 ft	50 ft
Doima Chicoral	Oligoceno- Eoceno	3700 ft	300 ft
Monserrate	Cretaceo-Tardio	3500 ft	200 ft

Tabla 2: Espesores de las formaciones productoras.
Fuente: Petrominerales

Modelo estructural:

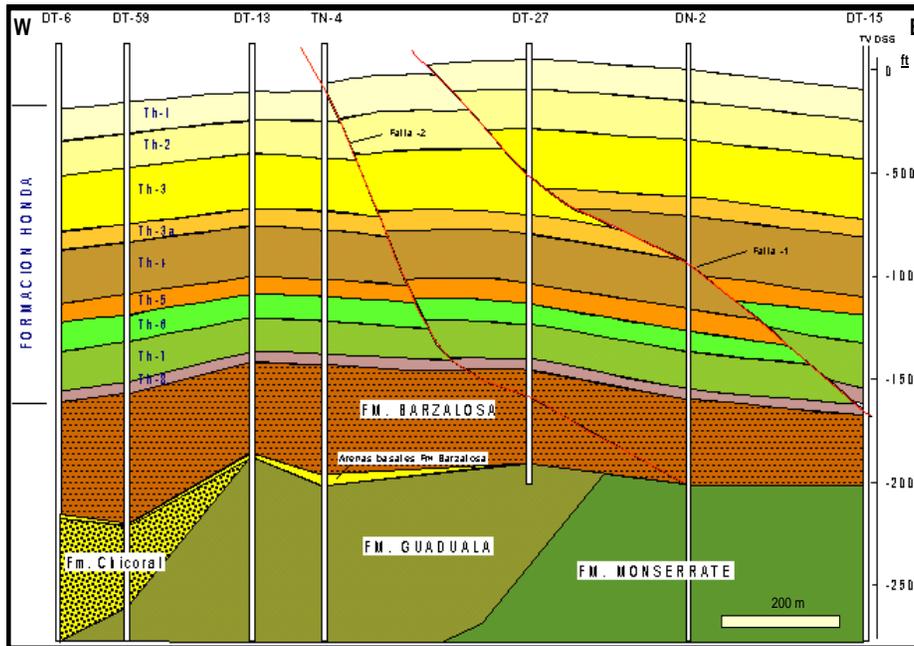


Figura 3: Perfil De Las Fallas I Y II
Fuente: Petrominerales

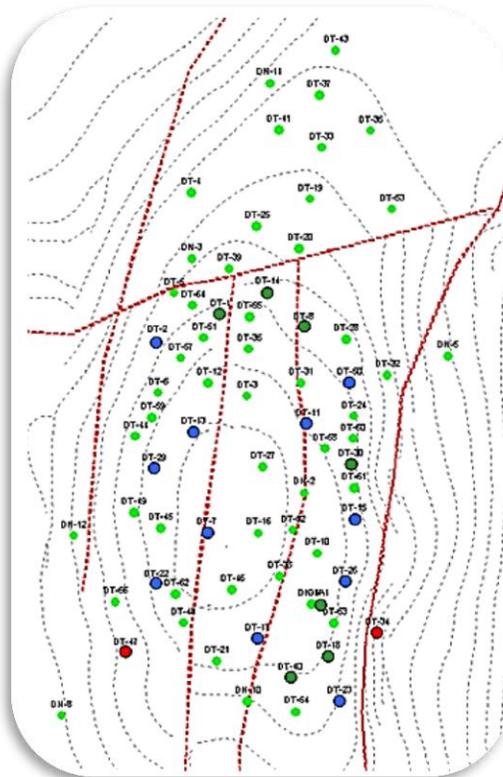


Figura 4: Mapa Estructural De Las Fallas Para El Campo Dina Terciarios
Fuente: Petrominerales

Petróleo Original In-situ:

FORMACIÓN	OOIP [MBIs]
Honda	220 – 250
Doima – Chicoral	23 – 93
Monserate	4
Barzalosa	7-8

**Tabla 3: Petrleo Original In-Situ.
Fuente: Petrominerales**

Análisis de Fluidos:

ANÁLISIS DE RESULTADOS PVT		
	DINA-2	DINA-11
°API	16-17 @ 60 °F	17-18 @ 60 °F
Pb	1170 psi @ 1936'	1592 psi @ 2589'
Bo	1.063	1.176
Uo	40 cp @ Pb a 98 cp @ P atm.	
T	152 °F	128 °F

**Tabla 4: Resultados PVT.
Fuente: Petrominerales**

1.1. METODOLOGIA

1.1.1. FUNDAMENTOS METODOLOGICOS

Este trabajo se desarrolló basado en la investigación cuantitativa, fundamentado en datos matemáticos y estadísticos para el análisis de resultados, obteniendo las respectivas conclusiones con los procedimientos desarrollados bajo los estándares de la industria.

Se contó con la data suministrada por la empresa PETROMINERALES, por el cual los ejecutantes del proyecto se comprometieron a guardar total confidencialidad con la información que se suministró, dejando constancia escrita de dicho compromiso.

1.1.2. VARIABLES Y/O CATEGORÍAS

Con el objetivo de proponer mejoras a los problemas encontrados en éste trabajo se tuvo en cuenta las siguientes variables de interés, las cuales permitieron conocer el estado de los pozos.

- BS&W: con esta variable se descartan los pozos con un BS&W muy alto, donde la producción del pozo disminuye su rentabilidad con el aumento de la velocidad.
- BOPD: en esta variable se observa cual es el caudal de cada uno de los pozos seleccionados en el proyecto, con base en el BOPD se hace el análisis económico para así saber el tiempo de retorno de la inversión hecha.
- Sumergencia: este nivel, señala un factor de gran importancia, ya que de esta variable dependerá el cambio de las revoluciones del equipo, evitando siempre que la bomba quede trabajando en seco y permitiendo sacar el máximo caudal posible.

1.1.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

1.1.3.1. Características Generales de la Población

La población objeto de este estudio será la los pozos con sistema de levantamiento artificial bombeo por cavidades progresivas, que se encuentran en producción en el Campo Dina Terciarios, siendo un total de 86 pozos, en los cuales se realizó un detallado seguimiento de las condiciones operacionales de los mismos, siendo prioridad para este trabajo la información obtenida entre los meses de abril y septiembre de 2014.

1.1.3.2. Criterios de Selección de la Muestra

Para la selección de la muestra se realizó un sencillo proceso de filtrado en donde el primer criterio fue el BS&W, fijándose un parámetro de pozos parámetro de pozos con más del 70% de BS&W no entrarían a ser parte de este estudio, aplicando este primer criterio la muestra se reduce a 51 pozos; el segundo criterio de selección fue la sumergencia con el seguimiento de los niveles de fluidos tomados del reporte diario de niveles con el registro del Sonolog. Finalmente se filtró la muestra con el caudal de crudo (BOPD), descartando pozos con bajo potencial y con la evaluación de este parámetro la muestra se redujo a 5 pozos.

1.1.3 PLAN DE ACCIONES ESTRATEGICAS

Una vez aprobada la realización del proyecto, se lleva a cabo la recolección de información relacionada con PCP y optimización de producción, esto con el objetivo de llevar a cabo el desarrollo del proyecto de la mejor manera, también fue clave el contacto directo de uno de los ejecutantes con la empresa PACIFIC

RUBIALES, ya que este se encontraba desarrollando su práctica profesional, con dicha empresa, el proyecto fue desarrollado de la siguiente manera:

- Solicitud de la información: se lleva a cabo la solicitud de la información requerida al personal de producción de CAMPO DINA, para ellos se hace el traslado hasta las oficinas ubicadas en Campo.

- Recepción de la información: una vez el personal de producción de PACIFIC, evaluada la solicitud, procede a hacer entrega de la base de datos que contiene la información pertinente al Campo y el proyecto de optimización

- Selección de la información requerida: ya con la base de datos, se procede a hacer un filtro de la información, con el objetivo de seleccionar exclusivamente la información que será útil en el desarrollo del proyecto.

- Análisis de la población y selección de la muestra: con la información requerida lista, se procede a escoger la población a ser analizada, dando como resultado un total de 5 pozos.

- Análisis del historial de producción del Campo: antes de realizar cualquier otro análisis se debe realizar el de los gráficos de producción del Campo, con el objetivo de conocer, producción base antes del trabajo de optimización, ganancia de crudo posterior al trabajo de optimización, para así poder concluir sobre el éxito del trabajo de desarrollo.

-Análisis estado mecánico de los pozos: se llevó a cabo un análisis detallado del estado mecánico de cada uno de los diez pozos, que se van a estudiar en el presente proyecto, con el objetivo de conocer todas las variables operacionales del pozo, como profundidad de la bomba, potencia, profundidad de perforados, revoluciones por minuto, amperaje, frecuencia, entre otros.

1.1.4. INSTRUMENTOS

- Base de datos: es el punto de partida para obtener y procesar la información que ha sido debidamente guardada día a día, en donde se deja constancia de todas las intervenciones y el estado del pozo.
- Registros de producción: Se realiza un seguimiento a la historia consignada en la bitácora de producción, siendo primordial la información de los pozos seleccionados.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. SISTEMA DE BOMBEO PCP

Las bombas de Cavidad Progresiva son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator (recubierto internamente de un elastómero), un motor y un sistema de acoples flexibles. El efecto de bombeo se obtiene a través de cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator. El movimiento es transmitido por medio de una sarta de varillas desde la superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor – reductor acoplado a las varillas.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a baja velocidades y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua, así como también son ideales para manejar crudos de mediana y baja gravedad API.

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60%. Otras ventajas adicionales de estos sistemas son:

- Producción de fluidos altamente viscosos.
- Producción de fluidos con altas concentraciones de sólidos.
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajos costos de energía.
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.
- Bajo nivel de ruido.

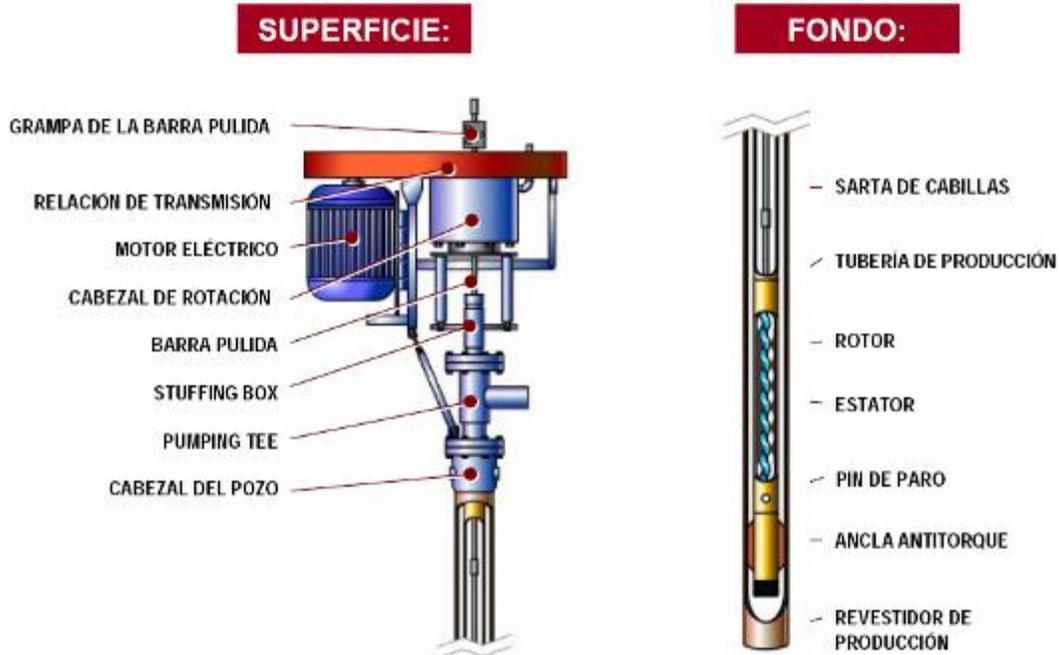


Figura 5: Sistema De Bombeo Por Cavidades Progresivas.
Fuente: Manual PCP Weatherford

2.2. RANGO APLICACIÓN Y LIMITACIONES DEL SISTEMA PCP

Algunos de los avances logrados y que en la actualidad juegan un papel importante, han extendido su rango de aplicación que incluyen:

- Producción de petróleos pesados y bitúmenes (18° API) con cortes de arena hasta un 50%.
- Producción de crudos medios ($18-30^{\circ}$ API) con limitaciones en % de H_2S .
- Petróleos livianos ($>30^{\circ}$ API) con limitaciones en aromáticos.
- Producción de pozos con altos % agua y altas producciones brutas, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria (por inyección de agua).

En los últimos años las PCP han experimentado un incremento gradual como un método de extracción artificial común. Sin embargo las bombas de cavidades progresivas están recién en su infancia si lo comparamos con otros métodos de extracción artificial como las bombas electrosumergibles o el bombeo mecánico. A su vez estos sistemas también presentan desventajas en comparación con otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos.

Otras de las limitaciones de este sistema son:

- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F o 138 °C (máxima de 350 °F o 178°C).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por períodos prolongados de tiempo).
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por períodos de tiempo relativamente cortos;
- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción en pozos direccionales y horizontales.
- Por lo general, requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba (ya sea por falla, por adecuación o por cambio de sistema).

2.3. COMPONENTES DE BOMBEO PCP EN SUPERFICIE

Es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida para el sistema, esto significa que deben ser capaces de:

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

Existen diferentes tipos de configuraciones de cabezales y a su vez un amplio rango de accesorios y tecnologías para cada uno de estas configuraciones.

Los componentes básicos de un sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva incluyen:

2.3.1. CABEZAL GIRATORIO

Equipo de accionamiento mecánico, instalado en la superficie directamente sobre la cabeza del pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico), que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque (Stuffing Box), para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Su función principal es la de soportar el peso de la sarta de cabillas. Además, evita que ésta última retroceda cuando el sistema se apaga.

Además algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas. Hay cabezales directos, cabezales angulares y cabezales motor reductor.

2.3.1.1. Sistema de Frenado

La segunda función importante del cabezal es la del frenado que requiere el sistema una vez que rota en marcha inversa llamado "Back Spin". Cuando un sistema PCP está en operación una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión en las varillas. Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión.

Adicionalmente a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante ese proceso de Back Spin se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas. Al perder el control del Back Spin las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea del cabezal, pudiendo ocasionar esta situación severos daños al operador.

De los frenos utilizados se pueden mencionar lo siguiente:

2.3.1.2. Freno de accionamiento por fricción

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

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

2.3.1.3. Freno de accionamiento hidráulico

Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo de cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj (operación de la PCP). Al ocurrir el Back Spin el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada.

Dependiendo del diseño del cabezal este mecanismo hidráulico puede accionarse con juego de válvula de drenaje, embragues mecánicos etc.

2.3.1.4. Sistema de reciclo

Sistema de manguera acoplado en la “T” de la PCP En la cual se recircula por forros parte de la producción, con la intención modular el nivel de fluido de tal forma que se tenga sumergencia optima, para proseguir con la producción y no se seque el pozo.

2.3.2. Movimiento Primario (Motor)

Su función principal es la de proveer la energía necesaria para mover el equipo de subsuelo, y por ende la sarta de varillas y la bomba.

2.3.2.1. Equipo de transmisión de potencia:

A través de un conjunto de poleas, cadenas y un sistema hidráulico, se encarga de transmitirle potencia al motor. También se puede incluir dentro de este grupo el prensa-estopas y la Barra Pulida.

2.3.2.2. Sistema de correas y poleas:

La relación de transmisión con poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado y de la potencia/torque que se deba transmitir a las varillas de bombeo (a las PCP).

En el caso de los cabezales con caja reductora interna, debe considerarse la relación de la caja de engranajes para establecer la relación de transmisión total.

La relación de transmisión (R total) puede calcularse como:

$$R_{Total} = R_{Gearbox} \times R_{Poleas}$$

$R_{Gearbox}$: Relación de la caja reductora interna del cabezal.

R_{Poleas} : Relación de diámetros de las poleas

2.3.2.3. Cálculo de las RPM de la bomba PCP

Para el cálculo de las RPM a trabajar en el sistema PCP de un pozo, se tendrá en consideración los siguientes datos:

$$RPM_{Bomba\ PCP} = \frac{(RPM_{Motor} \times Diámetro_{Polea\ Motor})}{Diámetro_{Polea\ Cabezal\ PCP}}$$

2.4. COMPONENTES DE BOMBEO PCP EN SUBSUELO

En este grupo de componentes se encuentran la bomba de subsuelo, el ancla de gas, el ancla antitorque y la sarta de varillas.

2.4.1. BOMBA PCP

La bomba de subsuelo consiste de un rotor helicoidal singular que rota alrededor de un mismo eje, dentro de un estator helicoidal doble de mismo diámetro (menor) y del doble de longitud. El rotor y el estator forman una serie de cavidades selladas a lo largo de una misma dirección, que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba.

El desplazamiento de una bomba de Cavidad Progresiva además de ser función de la velocidad de rotación, es directamente proporcional a tres constantes: el diámetro de la sección transversal del rotor, la excentricidad (o radio de la hélice) y la longitud "pitch" de la hélice del estator. El desplazamiento por revolución puede variar con el tamaño del área de la cavidad.

2.4.1.1. Estator

El estator es de una hélice interior doble moldeada de un elastómero duro y resistente a la abrasión, unido permanentemente al interior de un tubo de acero de aleación. Cuando gira el rotor dentro del estator, se forman cavidades que avanzan desde el extremo de succión hasta el de descarga de la bomba, transportando el material bombeado. El sello continuo entre las hélices del rotor y el estator hace que el fluido se desplace continuamente a una velocidad fija que es proporcional a la velocidad de rotación de la bomba.

Para su fabricación primero se tornea un molde con la geometría deseada, este se alinea concéntricamente dentro del tubo de acero, el cual se le ha realizado un tratamiento de limpieza, rugosidad y aplicación de un adhesivo interno. La mezcla de elastómeros es inyectada a presión, luego el estator pasa a un proceso de vulcanizado donde se obtiene las propiedades finales. Por último se tornean las conexiones y se realizan los controles dimensionales y pruebas de calidad del componente elastomérico.

2.4.1.1.1. *Elastómero*

Son la base del sistema PCP, en el que esta moldeado el perfil de doble hélice del estator. De su correcta determinación e interferencia con el rotor depende en gran medida de la vida útil de la PCP. Además es un elemento que espera ser estirado

un mínimo de 2 veces su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original.

2.4.1.1.2. *Condiciones Para Elastómeros Para PCP*

- **Resistencia a la fatiga:** hasta 500000000 de ciclos acumulados de deformación cíclica.
- **Elasticidad:** Fuerza necesaria por unidad de superficie para estirar una longitud.
- **Dureza shore "A":** Fuerza requerida para deformar la superficie del elastómero.
- **Resistencia al corte:** Fuerza requerida para cortar la muestra en condiciones ASTM.
- **Resistencia al desgarramiento**
- **Resistencia a la abrasión**
- **Resiliencia:** velocidad para volver a la forma original, para volver a sellar las cavidades.
- **Permeabilidad:** Para evitar la descompresión explosiva en paros de producción de pozos con gas libre en la succión de la bomba. Actualmente existen tres componentes en el mercado para Bombas de Cavidad Progresiva, todos estos componentes son formulados a partir de la goma de nitrilo. Los componentes y algunas de sus aplicaciones se muestran a continuación:
- **Nitrilo con concentración media de Acrilonitrilo:** este tipo de elastómero puede ser aplicado en crudos de API menores a 28°, con altos cortes de agua. Así mismo, el material posee excelentes propiedades mecánicas, teniendo como límite de temperatura de aplicación 200°F.
- **Nitrilo de alta concentración de Acrilonitrilo:** este material posee alta resistencia a la presencia de aromáticos. Puede ser aplicado en crudos entre 28° y 38° API. El material soporta temperaturas de hasta 225°F.
- **Nitrilo altamente saturado y de alta concentración de Acrilonitrilo:** este tipo de material no aplica ante la presencia de aromáticos. Sus propiedades mecánicas son excelentes y soportan temperaturas hasta 275°F.

2.4.1.1.3. *Agentes químicos y físicos agresivos*

Disolventes aromáticos.

- Cadenas de carbono $C_{2n} H_{2n-6}$ cerradas no saturadas, que producen reacciones químicas con benceno, tolueno, Xileno, etc.
- Petróleos con más de 30 °API casi siempre contienen aromáticos.
- Alta presión de vapor: evaporan fácilmente
- La agresividad de los aromáticos aumenta con la temperatura
- Efecto: reblandecimiento e hinchamiento de la goma

Ácido sulfhídrico H₂S.

- Ataca el enlace triple del Acronitrilo (ACN).
- También ataca el enlace doble del butadieno.
- Efecto: Enlaces cruzados que estrechan el elastómero, lo ponen quebradizo y lo rompen, opuesto a los aromáticos.

Dióxido de carbono CO₂

- Se encuentra en muchos pozos en la fase gaseosa.
- Efecto: endurecimiento e hinchamiento de la goma.
- Requiere concentraciones opuestas de Acronitrilo (ACN) que el H₂S

Abrasión

- El ACN aumenta la dureza del caucho y por consiguiente el desgaste del rotor.
- Se realizan cauchos con bajo contenido de ACN (buna-n) para petróleos viscosos acompañados con arenas de formación.
- El carbono también aumenta la dureza pero es necesario para mantener las propiedades mecánicas.

Agua

- Todos los cauchos absorben agua y se hinchan
- Todos los cauchos son oleofílicos: al absorber petróleo los protege del agua. Se pueden bombear fluidos con el 99 % de agua.

Gas libre

- Todos los cauchos son permeables al gas.
- En paros de producción produce descompresión explosiva a < permeabilidad del elastómero > efecto de descompresión.
- En cauchos poca resistencia al CO₂ libre.

Temperatura

- Aumenta la susceptibilidad a los ataques químicos.
- Disminuye en forma lineal las propiedades mecánicas.
- Aumenta en forma lineal el hinchamiento por absorción de líquidos.
- Elastómeros especiales tienen mayor resistencia a la temperatura

2.4.1.2. Rotor

El rotor es de una hélice externa simple con una sección de corte transversal redonda, maquinada con precisión en un acero de alta resistencia.

Estando el estator y el rotor al mismo nivel sus extremos inferiores, el pin del rotor sobresale del estator aproximadamente unos 460 mm a 520 mm. Este dato permite verificar en muchos casos si el espaciado fue bien realizado. En caso de emergencia de arena, aunque sea escasa, esta deja muchas veces marcada la hélice del rotor. De este modo, al retirar el rotor por cualquier motivo, se puede observar en qué punto estuvo trabajando dentro del estator, partiendo del extremo del rotor.

El rotor es minuciosamente torneado con acero de alta resistencia externamente en forma helicoidal. Para la resistencia a la abrasión es recubierto con una capa de cromo endurecido. Cuando la concentración de sólidos es alta se ha estado evaluando la posibilidad del uso de recubrimientos con boro.

Generalmente se utilizan aceros al carbón de alta resistencia como 1040, 4130, 4140 y acero inoxidable en ambientes corrosivos.

El diámetro final del rotor dependerá del posible hinchamiento del elastómero del estator por efectos de reacción química ante los fluidos y la temperatura.

2.4.1.3. Componentes Mecánicos De La Bomba

Lo llamaremos componentes mecánicos de la bomba ya que cada uno de estas partes forma parte del juego mecánico de la bomba.

2.4.1.3.1. *Niple de Pare*

Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator y tiene como principales funciones:

- Hacer tope al rotor al momento del espaciado
- Servir de pulmón al estiramiento de las varillas con la unidad funcionando
- Como succión de la bomba

Los más usuales son de rosca doble, con rosca macho en sus extremos, uno de los cuales está vinculado al estator y el otro a cualquier otro elemento (ancla dinámica, tubing, etc.)

2.4.1.3.2. *Tubo de extensión o Niple intermedio*

Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su reducción de conexión a la última varilla, cuando el diámetro del tubing no lo permite. En estos casos es imprescindible su instalación.

2.4.1.3.3. *Ancla De Torque*

Como el estator se baja en conjunto de Varillas, la finalidad del ancla es fijar el mismo a la columna de la tubería, logrando de esta manera mantener el estator fijo respecto al rotor y producir en forma continua.

Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj (vista de arriba), se realiza la acción de girar la columna también a la derecha, es decir hacia el sentido del desenrosque de la tubería. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profundas es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería. El ancla de torque evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator, elemento de la columna donde el esfuerzo de torque es mayor. No siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades o bajas profundidades, no se tienen torques importantes y/o se producen grandes vibraciones. No obstante es recomendable en todos los casos.

2.4.1.3.4. *Varillas De Bombeo API*

Son varillas de acero enroscadas unas con otras por medio de coples, formando la mencionada sarta, que va desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de los tubing, utilizándose por ejemplo de 7/8" o 1" (coples slip hole) en tubings de 2 7/8". Su longitud puede ser de 25' o 30'.

- **Esfuerzo en varillas PCP**

Los esfuerzos en la varillas que trabajan en el sistema PCP son del tipo: Axiales, flexión y de tensión, a continuación detallaremos un poco cada una de estos esfuerzos.

- **Esfuerzo axiales**

La bomba al operar genera una presión de descarga que aplicada en el área diferencial existente entre la varilla y el área del rotor produce un esfuerzo axial que tiende a estirar la varilla. Esta presión de descarga es función del nivel y características del fluido y fricción en la tubería. Todas variables que pueden experimentar grandes variaciones.

- **Esfuerzos de flexión**

Los pozos normalmente no son rectos, tienen desviaciones, patas de perro, irregularidades. Estas desviaciones de la vertical con mayor o menor grado de severidad tienen influencia en la magnitud del momento flector que actúa en la sarta. Es una función directa de la magnitud del esfuerzo y sobre todo del radio de curvatura. La magnitud es muy difícil de predecir ya que normalmente la existencia de estas irregularidades se desconoce al menos en su real magnitud.

- **Esfuerzos de tensión**

El torque es el esfuerzo de mayor magnitud entre los que actúan en la PCP. Lo podemos definir como la energía requerida para rotar el rotor dentro del estator y desplazar un fluido contra una presión existente. Consta de 2 conceptos, un torque de fricción y un torque hidráulico. El torque de fricción es debido a la interferencia del rotor girando dentro de la goma del estator, tiene un valor muy pequeño – alrededor de 80-90 N-m, valor que se determina en el ensayo de la bomba, el hidráulico tiene que ver con los HP hidráulicos que dependen del caudal a extraer y de las presiones requeridas. Este es el mayor.

- **Centralizadores de Varilla**

Sirve para mantener centrada el sistema de varillas dentro de la bomba y proteger la tubería de producción de colapso, originado por el rose interno de los coples de varilla.

- **Vástago o barra pulida**

El extremo superior de la sarta se completa con un vástago cromado enroscado a las varillas, el cual va empaquetado en superficie, por medio de un dispositivo “prensa”. Todo esto se conecta al puente de producción.

- **Tubería de producción**

Estas constituyen arreglos de tubulares y equipos de fondo; pueden ir desde arreglos sencillos hasta arreglos muy complicados. Su objetivo primordial es conducir los fluidos desde la boca de las perforaciones hasta la superficie. Los grados API para tubería mayormente empleados son: J-55, C-75, C-95 y P-105.

Los grados C-75 y C-95 son diseñados para soportar ambientes ácidos, son más resistentes y costosos que el J-55, este último presenta un buen comportamiento en ambientes básicos. Existen dos tipos de conexiones, para tuberías de producción, abaladas por la American Petroleum Institute (API). La conexión API "NU" (NOT-UPSET), que consta de una rosca de 10 vueltas, siendo la conexión menos fuerte que la tubería. La conexión de tubería "EUE" (EXTERNAL UPSET), dicha conexión posee mayor resistencia que el cuerpo de la tubería y es ideal para los servicios de alta presión.

- **Zapato Probador o Niple de Asiento**

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

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

2.5. FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA

Aunque la geometría de sus elementos de bombeo puede parecer bastante compleja, el principio de funcionamiento de la bomba de cavidad progresiva es extremada y engañosamente sencilla. El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator.

2.5.1. DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA

El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud del rotor) En tanto, el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación.

La capacidad de la bomba PCP para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico formados entre ROTOR-ESTATOR. Para obtener esas líneas de sello se requiere una interferencia entre rotor/estator, es decir una compresión entre rotor y estator.

2.5.1.1. Desplazamiento Positivo

Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

2.5.1.2. Geometría de la Bomba

La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. La geometría del sello helicoidal formado por el rotor y el estator están definidos por los siguientes parámetros:

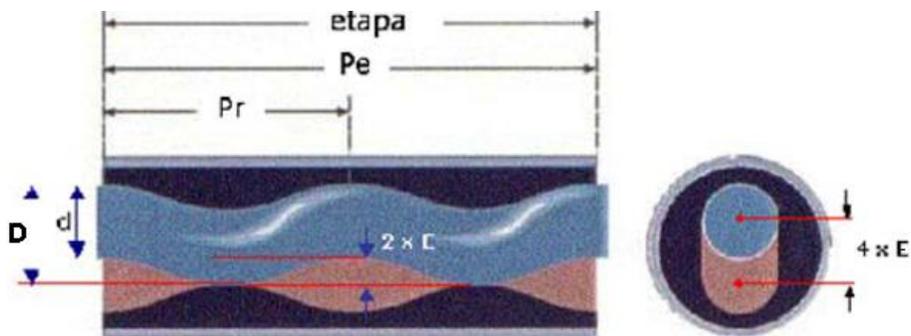


Figura 6. Geometría de la Bomba
Fuente: Manual PCP Weatherford

D: diámetro mayor del rotor (diámetro nominal)

d: diámetro de la sección transversal del rotor

E : excentricidad del rotor

Pe: paso del estator (long de la cavidad = long de la etapa)

Pr: paso del rotor

Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de fluido. La sección de esta cavidad es:

$$A = 4 \times D \times E$$

El área es constante, y a velocidad de rotación constante, el caudal es uniforme.

Esta es una importante característica del sistema que lo diferencia del bombeo alternativo con descarga pulsante. Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita.

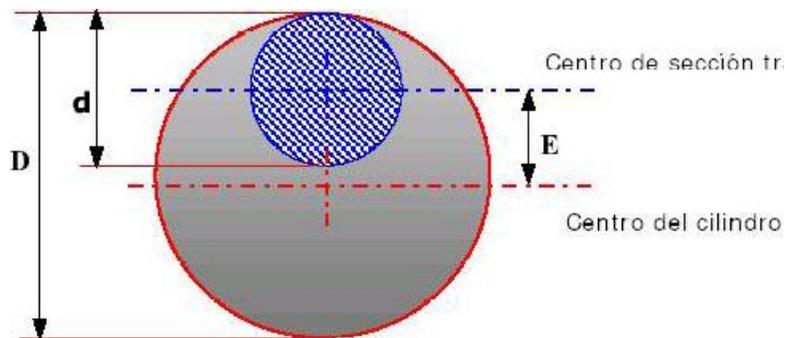
La mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es un paso, ésta es entonces una bomba de una etapa. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más.

2.5.1.3. Formación de la Cavidad

Una cavidad equivale a un paso del estator (lóbulo a lóbulo). Una cavidad comienza donde la otra termina. En cualquier corte seccional el número de cavidades separadas es uno más que el número de lóbulos en el rotor.

2.5.1.4. Offset o Excentricidad

Es la diferencia entre el diámetro mayor y menor del rotor. La geometría de la bomba rige el movimiento excéntrico del rotor alrededor de la línea de centro del estator.



- D:** diámetro mayor del del rotor(diámetro nominal)
- d:** diámetro de la sección transversal del rotor
- E:** excentricidad del rotor

Figura 7. Excentricidad
Fuente: Manual PCP Weatherford

$$E = (D - d)/2$$

2.5.1.5. Movimiento del Rotor

El rotor girar alrededor de su propio eje en dirección horaria a la velocidad de la bomba. El rotor gira excéntricamente alrededor del eje del estator en sentido anti horario a la velocidad de la bomba multiplicada por el número de lóbulos.

2.5.1.6. Deslizamiento (slippage)

La presión diferencial a través de la bomba causa el deslizamiento del fluido a través de las líneas de sello entre el rotor y el estator desde las cavidades de mayor a menor presión. El deslizamiento del fluido, el cual genera un gradiente de presión a través de la bomba, el cual dependerá básicamente de la naturaleza y composición del fluido. Los fluidos incompresibles (como el agua) tienen un comportamiento lineal, mientras que los compresibles (hidrocarburos con gas) tendrán un comportamiento exponencial desde la entrada hasta la descarga de la bomba.

La operación de PCP a presiones que excedan las especificaciones del fabricante tendrá alta tasa de deslizamiento, lo que a su vez genera alta deformación sobre los lóbulos del estator. Esto ocasionara un deterioro acelerado del elastómero.

2.6. DISEÑO DE LA BOMBA PCP

Al seleccionar una bomba los 2 parámetros críticos son:

- La Bomba tiene suficiente capacidad de desplazamiento.
- La Bomba tiene suficiente capacidad de elevación para lo requerido por el pozo.

2.6.1. PRESIÓN DE DISEÑO

La presión en la admisión de la bomba es una función de la presión del casing mas las presiones debidas al gas y a la columna líquida en el espacio anular.

$$P_{adm} = P_{csg} + P_{gas} + P_{liq}$$

P_{adm} (Kpa o Psi)

P_{csg} (Kpa o Psi)

P_{gas} (Kpa o Psi)

P_{liq} (Kpa o Psi)

2.6.2. PRESIÓN DE DISEÑO DEL SISTEMA

La presión de descarga es la suma de la presión en la boca de pozo, las pérdidas de carga en el tubing y la altura de elevación por nivel.

$$P_{desc} = P_{b/p} + \text{Nivel} + \text{Fricción}$$

P_{desc} (Kpa o Psi)

$P_{b/p}$ (Kpa o Psi)

P_{nivel} (Kpa o Psi)

$P_{friccion}$ (Kpa o Psi)

2.6.2.1. Pérdidas de carga

Dependen de la viscosidad del fluido, flujo de fluido a lo largo de la tubería, flujo de fluido a lo largo de cuplas, guías y centralizadores, caudales elevados, esfuerzos de corte superficiales en la interfaz metal/fluido crean fuerzas de fricción.

2.6.2.2. Consideraciones para el diseño

- Limitaciones en el diámetro del casing
- Capacidad de elevación de la bomba.
- Desplazamiento de la bomba.

2.6.3. REQUERIMIENTO DE TORQUE Y POTENCIA

El torque se define como la energía requerida para girar el rotor y mover el fluido a la presión necesaria. El torque de la bomba resta compuesta por una parte hidráulica y otra de fricción, el torque de fricción es la energía requerida para vencer el ajuste de interferencia entre el estator y rotor, este torque depende del ajuste de interferencia revestimiento del rotor, del elastómero del estator, de las propiedades lubricantes del fluido y de la longitud de la bomba.

2.6.3.1. Torque

El torque hidráulico es proporcional a la elevación y al desplazamiento de la bomba.

$$T_{hid} = C \times V \times P_{lift}$$

T_{hid} = Torque hidráulico de la bomba (N.m o Ft.Lbs)
 V = Desplazamiento de la bomba (m³/día/rpm o Bls/día/rpm)
 P_{lift} = Presión de elevación (Kpa o Psi)
 C = Constante (SI: 0.111 Imperial: 8.97x10⁻²)

$$T_{Total} = T_{hid} + T_{fricción}$$

T_{Total} = Torque total de la bomba (N.m o Ft.Lbs)
 $T_{fricción}$ = Torque de fricción (N.m o Ft.Lbs)

2.6.3.2. Potencia

La potencia total requerida para el accionamiento de una bomba PCP es una función del torque total.

$$P_{Bomba} = C \times T_{Total} \times N$$

P_{Bomba} = Potencia de la bomba (Kw o Hp)
 T_{Total} = Torque total de la bomba (N.m o Ft.Lbs)
 N =velocidad de la bomba (rpm)
 C = Constante (SI: 1.05E-4 Imperial: 1.91x10⁻⁴)

2.6.4. DESARROLLO DE LA PRESIÓN

La presión desarrollada en la bomba depende de:

- Cantidad de líneas de sello o número de etapas.
- Ajuste de interferencia entre rotor y estator.
- Expansión térmica del elastómero.
- Hinchamiento químico del elastómero

2.6.5. NOMENCLATURA DEL ROTOR Y ESTATOR

AAA BBB CCC DD E

E: Caudal (m³/día @ 100RPM)
 D: Tubular (T), sumergida (S), hidráulica sumergida (H), Insertable (IT), sumergida acople directo (DS).
 CCC: Presión (Kgf/cm² o bar)
 BBB: Diámetro nominal de estator en Pulg.
 AAA: NTZ O NTU

2.6.6. NOMENCLATURA DEL CABEZAL

NDH AAA BC DD EE

EE: Freno hidráulico (HB), Freno mecánico (MB), Freno viscoso (VB).
DD: Carga axial (miles de libras).
C: Eje hueco (H), Eje sólido (S).
B: Directo (D), con reducción interna (G), Angular (R).
AAA: Potencia (horse power).
NDH: Netzsch (cabezal)

2.7. ESPACIAMIENTO

Es importante esta variable en la operación, e instalar finalmente el rotor dentro del estator así que no se debe permitir que esté cerca del niple de paro, ni tampoco que el extremo inferior del rotor trabaje dentro del estator en plena carga de la bomba ya que como máximo la tolerancia que da el diseño del equipo es de 20”

2.7.1. CÁLCULO PARA EL ESPACIAMIENTO

Para determinar el espaciamiento se deben considerar 3 parámetros de longitud:

- Estiramiento por presión= EP (cm)
- Estiramiento por temperatura= ET (cm)
- Distancia cuceta-estator= DCE (cm)

Estiramiento por presión

$$EP_{(cm)} = \frac{A_{dif} \times L \times P_{max}}{A_v \times E}$$

El resultado de la fórmula multiplicado por los metros de varilla bajados al pozo es igual al estiramiento por presión.

A_{dif} = Área entre rotor y varilla (cm²)

L = longitud de varilla en metros

A_v = Área de varilla (cm²)

P_{max} = Máxima presión de la bomba (kg/cm²)

E = Modulo de elasticidad de acero 2.1×10^6 Kg/cm²

Estiramiento por temperatura= ET

Para determinar el salto térmico se debe hallar una temperatura promedio para el momento de instalar (T_1) y otra para el pozo en régimen (T_2)

$$D_t = T_1 - T_2$$

$$T_1 = (T_s + T_f) / 2$$

$$T_2 = (T_f + T_{ps}) / 2$$

T_f = Temperatura de fondo

T_s = Temperatura de superficie ambiente.

T_{ps} = Temperatura de la producción en superficie.

$$ET = D_t \times Alfa$$

D_t = Salto Térmico

Alfa = Coeficiente de dilatación de acero 1.2×10^{-5}

El resultado de la fórmula multiplicado por los metros de varilla bajados al pozo es igual al estiramiento por temperatura.

Distancia Cruceta-Estator = DCE

Esta distancia se obtiene midiendo directamente en el niple de paro o en la bomba según el modelo normalmente es de 50 a 55cm

El estiramiento por temperatura ET solo se considera cuando el tubing está anclado por tensión. En caso de estar sin ancla de torque no se considera, ya que la dilatación del tubing y de las varillas tiene un mismo coeficiente que es el que corresponde al cero. Esto es 0,000012

$$\text{Espaciamiento Total} = EP + ET + DCE$$

2.7.1.1. Espaciado de Rotores Simple Lóbulo

Para alcanzar el espaciado para cualquier bomba NETZSCH PCP con ancla de la tubería de producción, la sarta de varillas debe ser alzada la longitud "Y":

$$Y_{[cm]} = \frac{(\Delta P_{[bar]} \times L_0[m] \times k)}{1000} + d_{[cm]}$$

Y [cm] (Distancia de alzamiento)

ΔP [bar] (La actual presión diferencial, determinando la pérdida de presión por medio de la bomba)

L_0 [m] (La longitud de la sarta de tubería de producción)

k [-] (El factor de espaciado)

d [cm] (Distancia hasta el perno de paro debajo de la carga de presión de acuerdo con la capacidad de presión de la bomba, espaciado recomendado)

d = 30 cm, si la capacidad de presión de la bomba **hasta 120 bar**

d = 50 cm, si la capacidad de la bomba es **mayor que 120 bar**

L_{static} [m] (nivel estático del fluido)

T_{fluid} [°C] (temperatura del fluido)

T_{air} [°C] (temperatura media del aire dentro de la tubería de producción vacía)

2.8. INSTALACIÓN DEL SISTEMA PCP

Todas las mediciones que se realicen son pocas para asegurar que la ubicación del rotor es correcta dentro del estator. Cabe recordar que la tolerancia que da el diseño del equipo es de 50 cm como máximo. Es tan importante que el rotor quede bien posicionado dentro del estator que no permite que este cerca del niple de paro, ni tampoco que el extremo inferior del rotor trabaje dentro del estator en plena carga de la bomba (Manual PCP Weatherford).

2.8.1. PROCEDIMIENTO PARA INSTALACIÓN DE BOMBAS TUBULARES

- Medir la longitud del estator desde la parte superior al perno de paro y registrar este dato.
- Medir la longitud del rotor y registrar este valor que será sumado a la longitud de la sarta, registrar los valores del rotor y estator.
- Unir la extensión, si la hay, con el estator y el primer tubo. Si la extensión no es necesaria unir el estator al primer tubo de la columna. Verificar que este perno de paro en su posición.
- Bajar la tubería hasta la profundidad deseada.
- Unir el rotor a la primera varilla, bajar las varillas necesarias hasta tocar el pin de paro (chequear el peso en el Martin Deker del equipo).
- Alzar la tubería lentamente hasta alcanzar la carga máxima y permitir el estiramiento total.
- Marcar esta posición para espaciar, según lo calculado (considera medidas del cuadro de producción para sentar las bridas).
- Instalar el cabezal.

2.8.2. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL CABEZAL.

- Conectar el vástago a la sarta de varillas con el anillo de la brida "T" de producción.
- Colocar una grampa auxiliar en el vástago por encima de la brida de la "T" de flujo y el anillo de forma tal que aproximadamente 6 pies del vástago

queden por encima de la “T “de flujo, tratando de no dañar el anillo al librar el peso del sistema sobre él.

- Alzar el cabezal por los puntos provistos tratando de que la brida inferior este lo más horizontal posible durante todo el proceso de instalación.
- Introducir el vástago en el eje del hueco del cabezal con cuidado y luego bajar el cabezal. Conectar un trozo de varilla de bombeo en la parte superior del vástago.
- Levantar la sarta de varillas y el cabezal juntos.
- Remover la grampa auxiliar, bajar el cabezal hasta que se junten ambas bridas con el anillo entre ambas. Montar los espárragos y ajustar las tuercas de forma tal que la luz entre las bridas se igualen todo el perímetro de las bridas.
- Limpiar el vástago en la zona donde será fijada la grampa (grasa), lubricar los espárragos de la grampa y colocarla en su posición.
- Bajar la columna de las varillas a la posición final de espaciado y ajustar la grampa con 400Nm (300 Lb-pie) de torque en los espárragos, transferir el peso del cabezal, luego retirar la varilla corta de maniobra colocando un acople de seguridad.
- Dependiendo de la medida del cabezal, instalar soportes para aliviar la carga.

2.9. Acciones recomendadas frente a problemas operativos en PCP

Se detallara las acciones recomendaciones para los diferentes casos de Problemas de operación en PCP

- **Bajo caudal y baja eficiencia volumétrica:** Cuando la velocidad es la prefijada y el rango de corriente es normal

Causa probable	Acción recomendada
Rotor no está totalmente insertado	Verifique el espaciado y corríjalo
Presión de descarga de la bomba inferior a la necesaria	Verifique la altura de elevación necesaria por cálculo. Cambie la bomba si es necesario.
Rotor bajo medida para la temperatura del pozo	Cheque la temperatura y el tipo de rotor usado. Cambie el rotor si es necesario
Perdida en la temperatura	Busque el tubing roto y cambie la unión
Productividad del pozo es inferior a la esperada	Verifique el nivel de fluido. Reduzca la velocidad de la bomba. Monitoree los cambios en la eficiencia volumétrica. Compare con las curvas de comportamiento de la bomba

Altas pérdidas por fricción por el uso de centralizadores	Replantee la necesidad de centralizadores, si hay disponibles use otro tipo de centralizador. Reemplace la bomba por otra que permita girar más lento sin centralizadores. Cambiar la tubería si es posible
Estator esta gastado	Saque la bomba. Llévela a un banco de ensayos y si es necesario cámbiela
Admisión de la bomba tapada	Levante el rotor fuera de estator, desplace fluido por el tubing para limpiar el estator, re espaciar, ponga en producción y cheque la producción

- **Caudal intermitente y baja eficiencia volumétrica:** Cuando la velocidad es normal y el consumo está dentro del límite esperado.

Causa probable	Acción recomendada
Condición de falta de nivel	Verifique el nivel. Baje la velocidad de la bomba. Asegure que la velocidad no pase de 200 rpm. Si es necesario cambie la bomba para cumplir con los requisitos de producción.
Bomba dañada o mal diseñada	Saque la bomba. Cheque en el banco para poder usarla en otra aplicación. Verifique los requerimientos hidráulicos de la instalación. Reemplace la bomba por otra de mayor capacidad de presión y caudal para poder bajar las RPM

- **Caudal intermitente y pobre eficiencia volumétrica:** Cuando la velocidad es más baja que la normal, consumo más alto que el esperado.

Causa probable	Acción recomendada
Mal espaciado el rotor tocando el niple de paro	Levante el rotor re espaciar, arranque. Chequee todos los parámetros
Rotor aprisionado por exceso de temperatura o ataque químico	Saque la bomba. Chequee la temperatura de fondo. Seleccione rotor Undersize. Verifique el análisis químico del fluido. Si es necesario cambie la formulación del elastómero.
Rotor aprisionado por sólidos	Levante el rotor y lave el estator

- **Sin producción, Perdida de velocidad gradual y Consumo más alto que el esperado.**

Causa probable	Acción recomendada
Mal espaciado. Rotor en contacto con el niple de paro.	Levante el rotor, arranque y chequee todos los parámetros. Cambie la bomba si es necesario.
Elastómero hinchado aumenta la fricción con el rotor.	Saque la bomba, verifique la temperatura de fondo. Seleccione rotor Undersize si es necesario. Analice el fluido, cambie la composición del elastómero para cumplir con las condiciones de fondo.
Alta interferencia entre el rotor y Estator	Reemplace la bomba para otra capacidad de presión y caudal con distinto ajuste de compresión, seleccione rotor Undersize, monitoree el consumo.

- **Sin producción:** Velocidad normal. Consumo bajado.

Causa probable	Acción recomendada
Rotación contraria	Verifique el giro. Verifique si no hay pesca y arranque
Rotor no está insertado en el estator	Verifique las medidas de la instalación, espacie, arranque y monitoree caudal
Estator y rotor dañado	Chequee la profundidad de bomba y compare con la longitud de barras. Chequee la presión. Cambie partes si es necesario.
Rotor o barras de pesca	Profundice la instalación. Re espacie, saque y repare, cambie la bomba
Tubing sin hermeticidad	Verifique el nivel y la presión, saque la columna de producción repare la pesca.
Tubing desenroscado o cortado	Verifique espaciado. Saque la sarta de barras y tubing. Repare

- **Motor (eléctrico) se para y la corriente es más alta que lo esperado.**

Causa probable	Acción recomendada
Potencia del motor es baja para la aplicación	Verifique la potencia a partir de la hidráulica de la instalación, compare con la corriente de la instalación, cambie a otro motor más adecuado
Falla en la línea de alimentación	Verifique las fases en la línea , arranque el sistema.
Rotor bloqueado dentro del estator debido a arena o incrustaciones	Flush-By, trate de limpiar circulando el pozo
Hinchamiento del estator debido a ataque químico o temperatura	Verifique la elección del elastómero

- **Perdidas a través del sistema de sello permanecen altas a pesar de haber ajustado el sello**

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

- **Correas cortadas frecuentemente velocidad bien. Corriente dentro de lo esperado.**

Causa Probable	Acción recomendada
Mal alineamiento entre correas y fajas	Verifíquelo y corríjalo si es necesario
Poleas gastadas y/o rotas	Verifíquelo y cambie si es necesario
Las correas no son las adecuadas para la aplicación	Verifique si el perfil es el correcto para la polea, reemplace, por el adecuado juego de correas o poleas., Solicite soporte técnico.

- **Nivel de aceite baja un periodo de tiempo corto**

Causa Probable	Acción recomendada
Sistema de sello está dañado, gastado o mal ajustado.	Verifique el sello, reemplácelo si es necesario
Tapón de drenaje esta suelto	Reapriete el tapón

- **Perdida a través del sistema de sellado del vástago**

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

- **Temperatura del aceite del cabezal es alta**

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

3. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE CAMPO Y RESULTADOS OBTENIDOS.

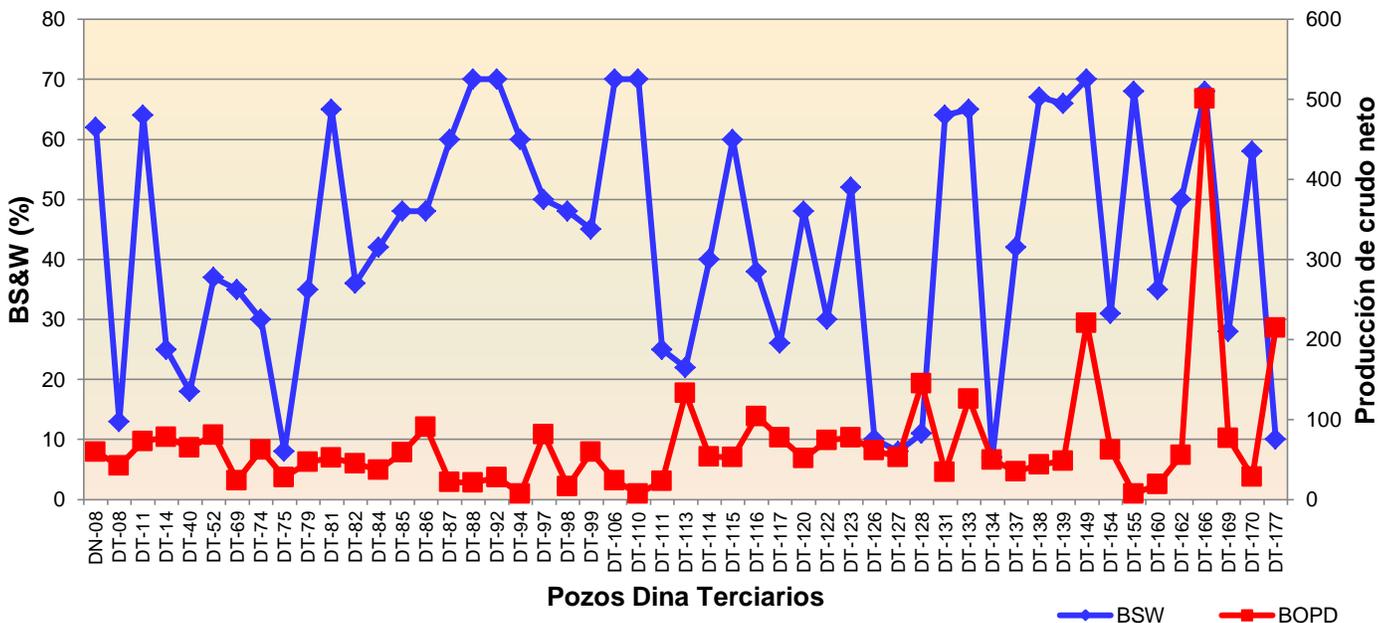
A continuación se presenta un informe detallado del trabajo que se realizó, el seguimiento que se le hizo a cada uno de los pozos en las diferentes visitas, los análisis realizados a la información y el proceso de filtro y selección de la información

Se da inicio a la primera fase del trabajo con la visita programada a las oficinas de Petrominerales, ubicada en Campo Dina Terciarios, con el fin de solicitar la información requerida en el desarrollo del proyecto.

De la visita Campo Dina se obtiene la información de producción del Campo, estados mecánicos de los pozos, niveles de Sumergencia entre otros, además el acceso a la base de datos virtual del Campo a través del software LOWIS, siendo esta herramienta de vital importancia, ya que la información se actualiza a diario con lo que se facilita el desarrollo del trabajo.

Una vez con la información, los ejecutantes la procesan realizando el filtro y selección de la muestra dando como resultado para la primera variable el siguiente gráfico representativo:

Gráfica 1: BS&W y Producción Campo Dina Terciarios 2014



Fuente: Autores

Analizando los datos y aplicando el primer criterio de selección de muestra de BS&W inferior al 70%, se descartan 35 pozos que no cumplen con este parámetro, quedando 51 pozos con BS&W \leq 70 % (ver grafica 1)

En la siguiente tabla se muestran los pozos seleccionados y se realiza el último filtro, descartando los pozos con bajo potencial, clasificando los pozos a los que finalmente se les realizará el seguimiento y estudio, resaltados en color amarillo.

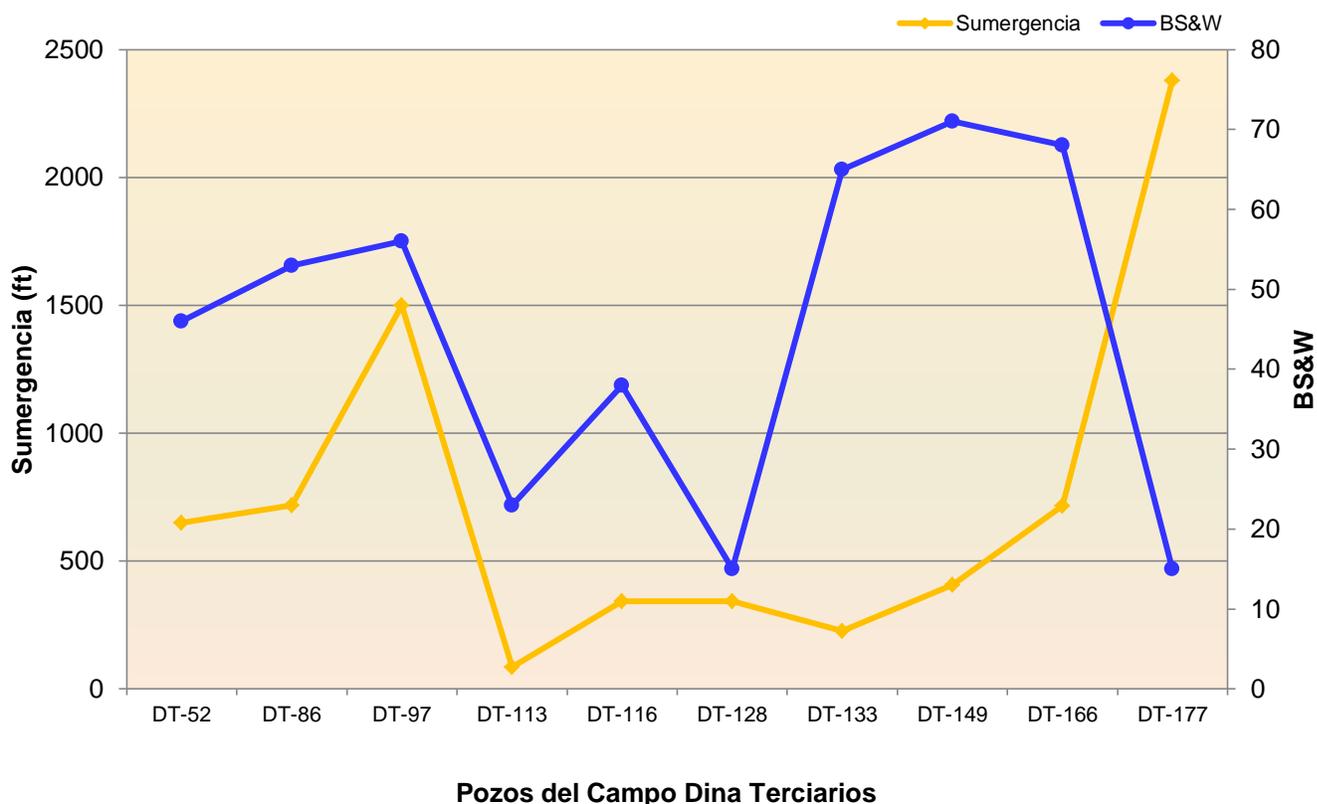
Pozo	BSW	BOPD
DN-08	62	60
DT-08	13	42
DT-11	64	73
DT-14	25	78
DT-40	18	65
DT-52	37	81
DT-69	35	24
DT-74	30	62
DT-75	8	27
DT-79	35	47
DT-81	65	52
DT-82	36	45
DT-84	42	37
DT-85	48	59
DT-86	48	91
DT-87	60	22
DT-88	70	21
DT-92	70	27
DT-94	60	7
DT-97	50	81
DT-98	48	16
DT-99	45	59
DT-106	70	23
DT-110	70	7
DT-111	25	23
DT-113	22	133
DT-114	40	53
DT-115	60	53
DT-116	38	103
DT-117	26	77
DT-120	48	52
DT-122	30	74
DT-123	52	78

Pozo	BSW	BOPD
DT-126	10	62
DT-127	8	53
DT-128	11	145
DT-131	64	34
DT-133	65	126
DT-134	7	50
DT-137	42	35
DT-138	67	43
DT-139	66	48
DT-149	70	220
DT-154	31	62
DT-155	68	7
DT-160	35	19
DT-162	50	55
DT-166	68	501
DT-169	28	77
DT-170	58	28
DT-177	10	214

Tabla 5: Pozos Con BS&W Inferior Al 70%
Fuente: Autores

Definidos los 10 pozos, se precisa el estudio y evaluación para analizar el comportamiento y detallar el proceso de optimización, percibiendo las mejores posibilidades y cambios a implementar en el sistema de levantamiento y su diseño. Por tal motivo el siguiente paso es evaluar el seguimiento de la Sumergencia de dichos pozos, sin dejar de lado el cambio de su BS&W (Ver Gráfica 2).

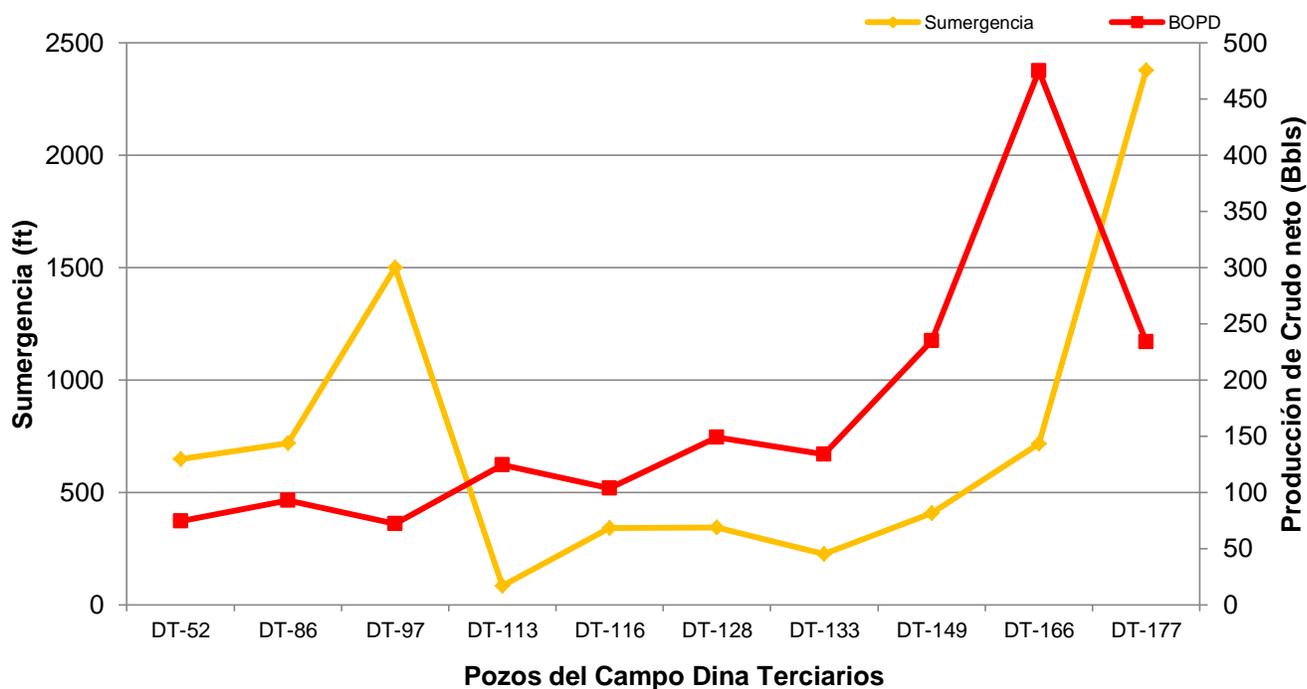
Gráfica 2: Análisis de la Sumergencia y BS&W



Fuente: Autores

De la anterior gráfica se deduce que el pozo DT-177 tiene buen potencial por su alto nivel de sumergencia y bajo BS&W, además de ser el segundo mejor productor del Campo, es un buen candidato para seguimiento, evaluación y optimización.

Grafica 3: Análisis de la Sumergencia VS la Producción de Crudo.



Fuente: Autores

Observando la Gráfica 3, se puede apreciar que pozos como el DT-52 y DT-177 tienen buena sumergencia respecto a su producción, reafirmando la importancia de estos pozos en el estudio de la optimización.

Pozo	BS&W	BOPD	Sumergencia (ft)
DT-52	46	74	649
DT-86	53	93	719
DT-97	56	72	1500
DT-113	23	124	85
DT-116	38	103	342
DT-128	15	149	343
DT-133	65	134	226
DT-149	71	235	407
DT-166	68	475	716
DT-177	15	234	2378

Tabla 6: Data de Niveles y Fluidos.
Fuente: Autores

Finalmente, después de comparar la data consolidada de BS&W, sumergencia y producción neta de petróleo, se identificó que los pozos de mayor interés para la evaluación de la optimización de producción son: DT-52, DT-113, DT-116, DT-166 Y DT-177. Por su gran potencial, bajo corte de agua y excelente sumergencia.

Dado este resultado, se detallará independientemente cada pozo, evaluando su comportamiento en las fechas definidas, con el seguimiento que se hizo para optimizar la producción, a través del aumento de revoluciones por minuto del Sistema de Levantamiento Artificial por unidad de Bombeo Cavidades Progresivas:

De acuerdo al seguimiento que se hizo a estos pozos durante el respectivo periodo y dado su buen nivel de sumergencia, se evaluó el comportamiento del BS&W respecto al aumento de la velocidad de operación y también el respectivo cambio del caudal diario de petróleo.

- **Pozo DT-52**

Según el histórico de producción de este pozo, se aprecia un comportamiento desfavorable en cuanto a su producción, la cual declina con el tiempo desde enero de 2013, según el histórico:

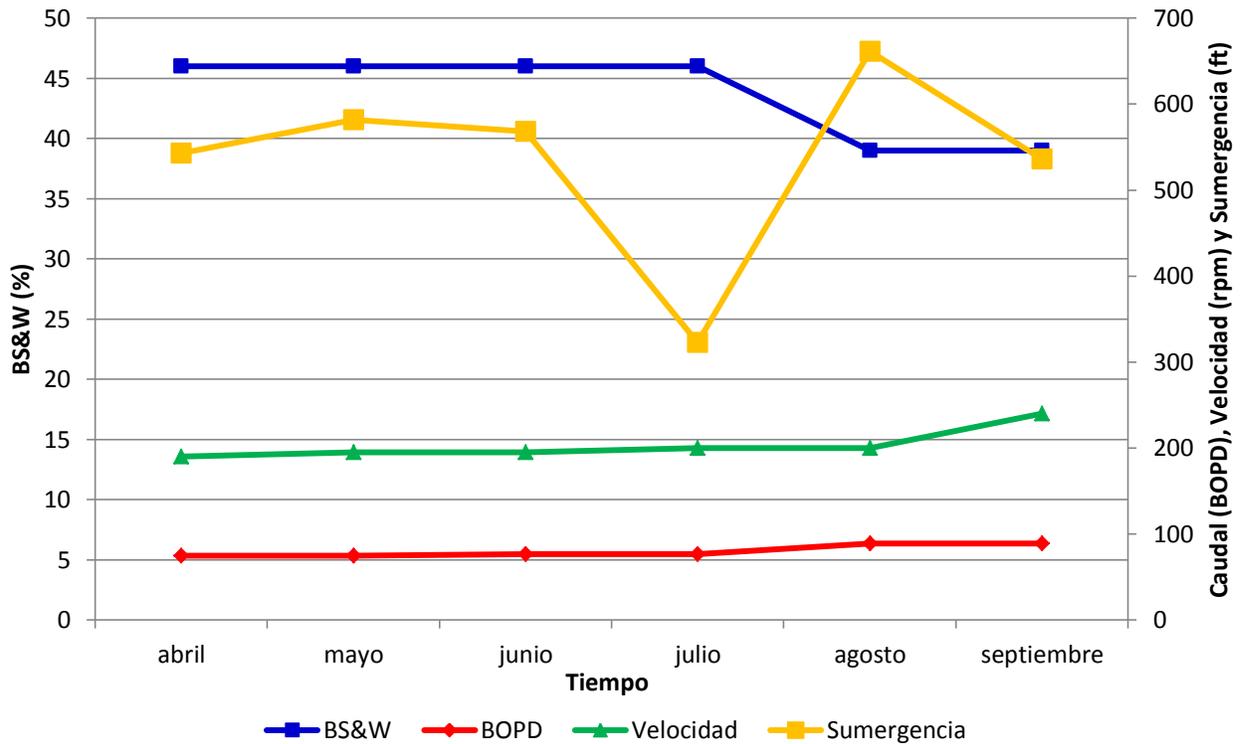
POZO	FECHA	BFPD	%BSW	BOPD	BWPD	GAS	GOR	RPM
DT-052	18-ene-13	145	37	92	54	18	197	160
DT-052	12-feb-13	149	37	94	55	18	191	170
DT-052	12-feb-13	149	37	94	55	18	191	170
DT-052	26-mar-13	146	37	92	54	18	195	170
DT-052	22-abr-13	143	37	90	53	18	199	170
DT-052	15-may-13	142	37	90	53	18	201	170
DT-052	08-jun-13	140	37	88	52	12	136	170
DT-052	04-jul-13	144	37	90	53	12	133	170
DT-052	07-ago-13	152	37	96	56	16	167	170
DT-052	03-sep-13	128	37	81	47	16	198	170
DT-052	18-feb-14	128	37	81	47	15	186	180
DT-052	24-mar-14	132	40	79	53	15	190	190
DT-052	19-abr-14	138	46	74	63	15	201	190

Tabla 7: Histórico De Producción DT-52.

Fuente: Autores

Este pozo seleccionado posee un buen potencial, tiene buena sumergencia y a continuación se detalla su comportamiento tras aumentar la velocidad:

Grafica 4: Comportamiento DT-52



Fuente: Autores

Se puede considerar en la gráfica anterior que al aumentar de 190 a 195 rpm disminuye poco la sumergencia, pero al bajar a 200 rpm disminuye drásticamente el valor de la sumergencia pero termina estabilizando en el mes de agosto, además disminuye su BS&W por lo que se decide aumentar a 240 rpm con un excelente resultado al aumentar la producción a 89 BOPD, con una ganancia de 15 BOPD comparado con abril.

- **Pozo DT-113**

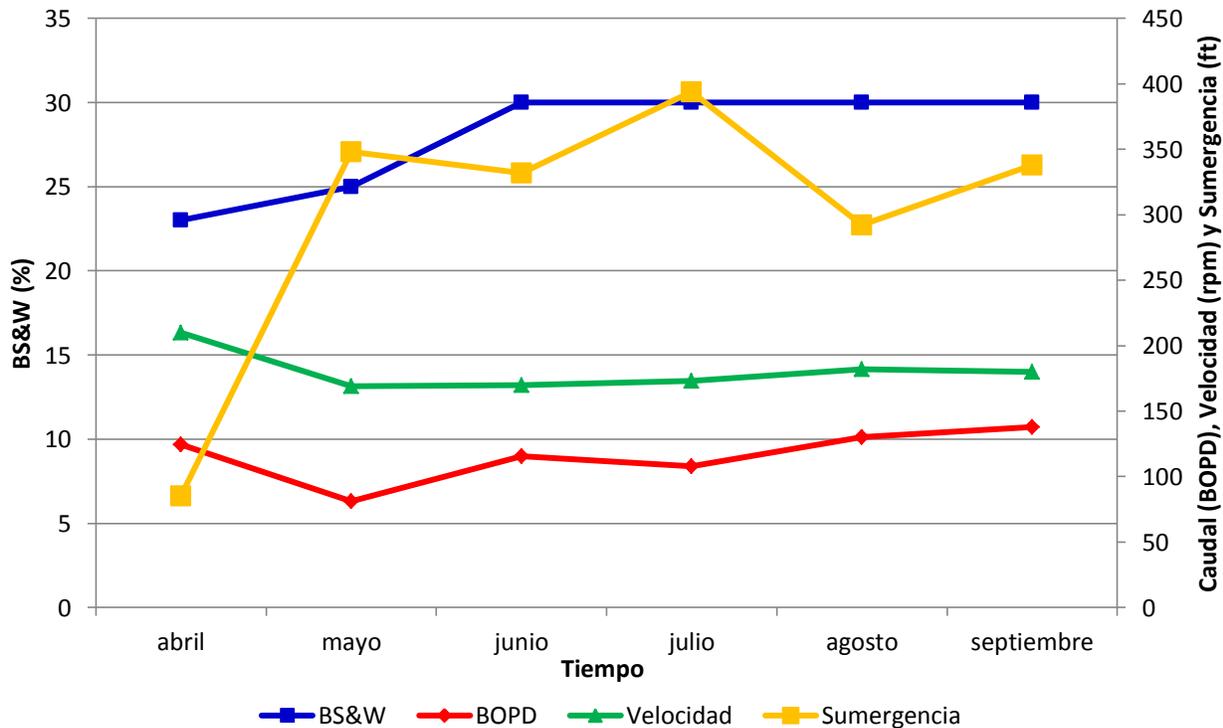
Al seguir el comportamiento anterior al estudio, encontramos una tendencia estable, bajando un poco el caudal a 124 BOPD para mayo de 2014:

FECHA	BFPD	%BSW	BOPD	BWPD	GAS	GOR	RPM
07-feb-13	163	16	137	26	135	988	248
27-mar-13	141	14	122	20	135	1110	170
12-abr-13	150	16	126	24	135	1069	185
13-may-13	125	16	105	20	135	1290	130
12-jun-13	123	16	103	20	132	1279	130
16-jul-13	169	20	135	34	135	999	200
18-ago-13	161	20	129	32	112	871	190
25-sep-13	178	25	133	44	112	840	214
25-oct-13	170	24	129	41	112	866	205
21-nov-13	167	24	127	40	112	880	225
31-dic-13	158	22	123	35	112	910	186
08-feb-14	166	22	130	37	45	347	194
24-mar-14	161	23	124	37	110	885	174

Tabla 8: Histórico De Producción DT-113.
Fuente: Autores

Este pozo al contrario del DT-52 posee una baja sumergencia, por tal motivo se decidió disminuir la velocidad obteniendo los siguientes resultados:

Grafica 5: Comportamiento DT-113



Fuente: Autores

Este pozo con una velocidad de 210 rpm, tiene una sumergencia de 85 pies y un caudal de producción de crudo de 124 BOPD, al bajar esta velocidad a 169 rpm la sumergencia aumenta considerablemente disminuyendo la producción a 81 BOPD, pero tras esperar la estabilización bajo las nuevas condiciones, al cabo de los tres meses siguientes se aumenta la producción hasta llegar a la producción de 130 BOPD en agosto, sumergencia de 292 pies a 182 rpm. Mejorando las condiciones de operación de la bomba y asegurando el aumento del caudal con una sumergencia estable.

- **Pozo DT-116**

Desde principios del año 2013 este pozo tiende a subir su producción, según su histórico:

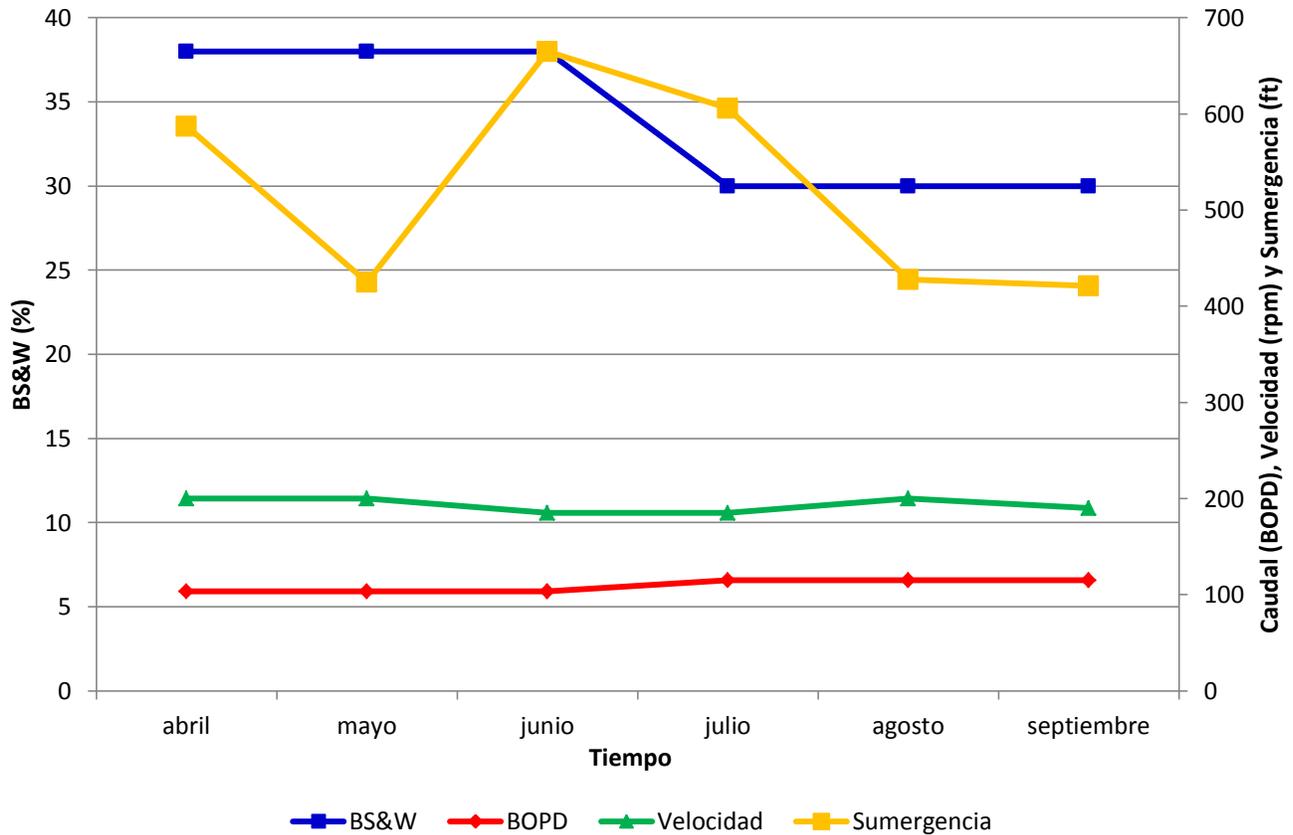
FECHA	BFPD	%BSW	BOPD	BWPD	GAS	GOR	RPM
15-ene-13	133	30	93	40	250	2681	339
21-feb-13	125	43	71	54	250	3512	130
11-mar-13	183	44	103	81	250	2436	178
11-abr-13	148	44	83	65	250	3019	252
11-may-13	152	44	85	67	250	2936	260
09-jun-13	154	40	92	62	137	1484	275
04-jul-13	152	40	91	61	137	1499	274
15-ago-13	151	40	91	61	137	1509	295
17-sep-13	154	40	93	62	135	1458	300
31-oct-13	169	41	99	69	135	1358	310
17-dic-13	185	45	102	83	130	1276	320
24-ene-14	167	38	103	63	130	1256	320

Tabla 9: Histórico de Producción DT-116.

Fuente: Autores

Posee buena sumergencia, pero para el mes de mayo disminuye este valor, por lo que se reduce la velocidad de operación obteniendo buenos resultados, descritos detalladamente en el siguiente gráfico:

Grafica 6: Comportamiento DT-116



Fuente: Autores

En el mes de mayo este pozo disminuye la sumergencia por lo que se baja la velocidad a 185 rpm con un aumento esperado de nivel, para finales de septiembre después de estabilizar se aumenta la velocidad a 190 rpm con acentuación de la producción a 115 BOPD y una sumergencia que permite el incremento de velocidad, justificado también por la disminución del BS&W.

- **Pozo DT-166**

Por su gran importancia este pozo se encuentra bajo un monitoreo continuo del comportamiento, la preocupación por tal motivo es que su producción ha bajado aproximadamente 100 BOPD, y desde enero de 2013 se presenta este proceso en declive, detallada a continuación:

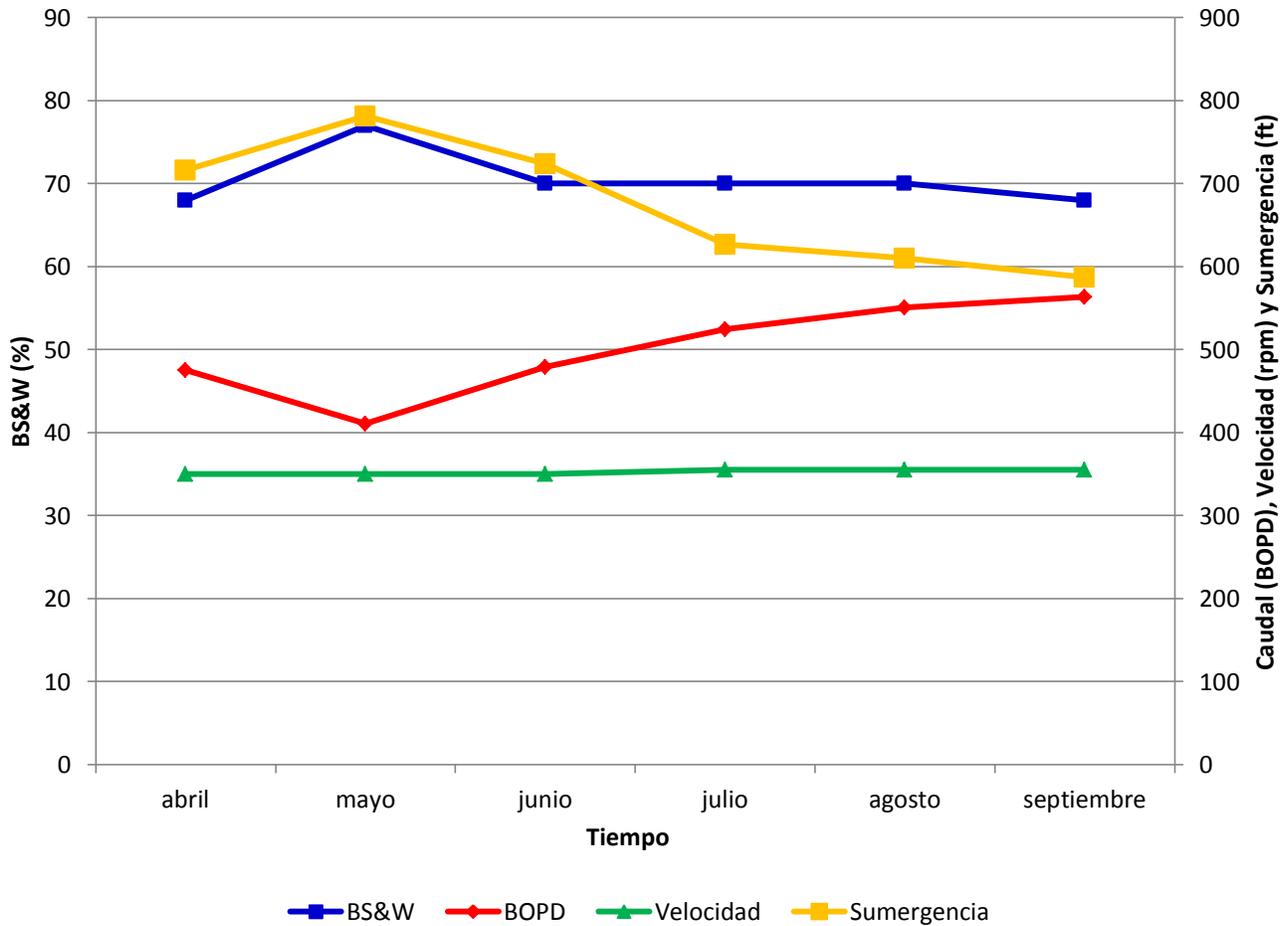
FECHA	BFPD	%BSW	BOPD	BWPD	GAS	GOR	RPM
16-ene-13	987	40	592	395	240	405	253
21-ene-13	977	35	635	342	240	378	255
02-feb-13	993	32	675	318	240	355	253
24-feb-13	1264	37	796	468	240	301	325
04-mar-13	1202	34	799	403	240	300	333
13-mar-13	1186	35	771	415	250	324	332
09-abr-13	1211	37	769	442	250	325	332
09-may-13	1193	46	644	549	250	388	332
27-may-13	1341	59	550	791	330	600	330
28-jun-13	1115	52	535	580	235	439	335
24-jul-13	1249	48	649	599	235	362	337
11-ago-13	1288	48	670	618	235	351	347
06-sep-13	1332	50	666	666	235	353	350
27-oct-13	1336	60	534	802	151	283	350
11-nov-13	1335	60	534	801	151	283	345
10-dic-13	1305	65	457	848	140	307	350
22-dic-13	1297	65	454	843	139	306	350
20-ene-14	1546	68	495	1051	130	263	350
29-ene-14	1565	68	501	1064	130	260	350
07-feb-14	1533	68	498	1035	130	261	350
21-mar-14	1552	68	497	1056	82	165	346

**Tabla 10: Histórico de producción DT-166.
Fuente: Autores**

Tiene buen potencial y su importancia radica en su interés por ser el de mayor potencial productor del Campo Dina Terciarios, se maneja con mucha precaución cualquier cambio en las condiciones de operación, cualquier afectación en su BS&W o capacidad aportante se monitorea constantemente y su comportamiento después del cambio de condiciones se evalúa en la siguiente gráfica:

Aumenta un poco el nivel de sumergencia en el mes de mayo, por lo que se decide aumentar solo 5 rpm a finales de junio para un total de 355 rpm, resultando en diciembre con un incremento exponencial de 411 a 563 BOPD en tan solo 5 meses, además de una favorable estabilización del BS&W del 68% con buena sumergencia bajo condiciones ideales de operación de la bomba.

Grafica 7: Comportamiento DT-166



Fuente: Autores

- Pozo DT-177**

Este pozo entró en producción en enero de 2014, por tal motivo sigue en evaluación y ajuste de condiciones de operación, con excelente resultados, es el segundo de mayor potencial en el Campo e históricamente desde su alineación a batería se ha procedido de la siguiente manera:

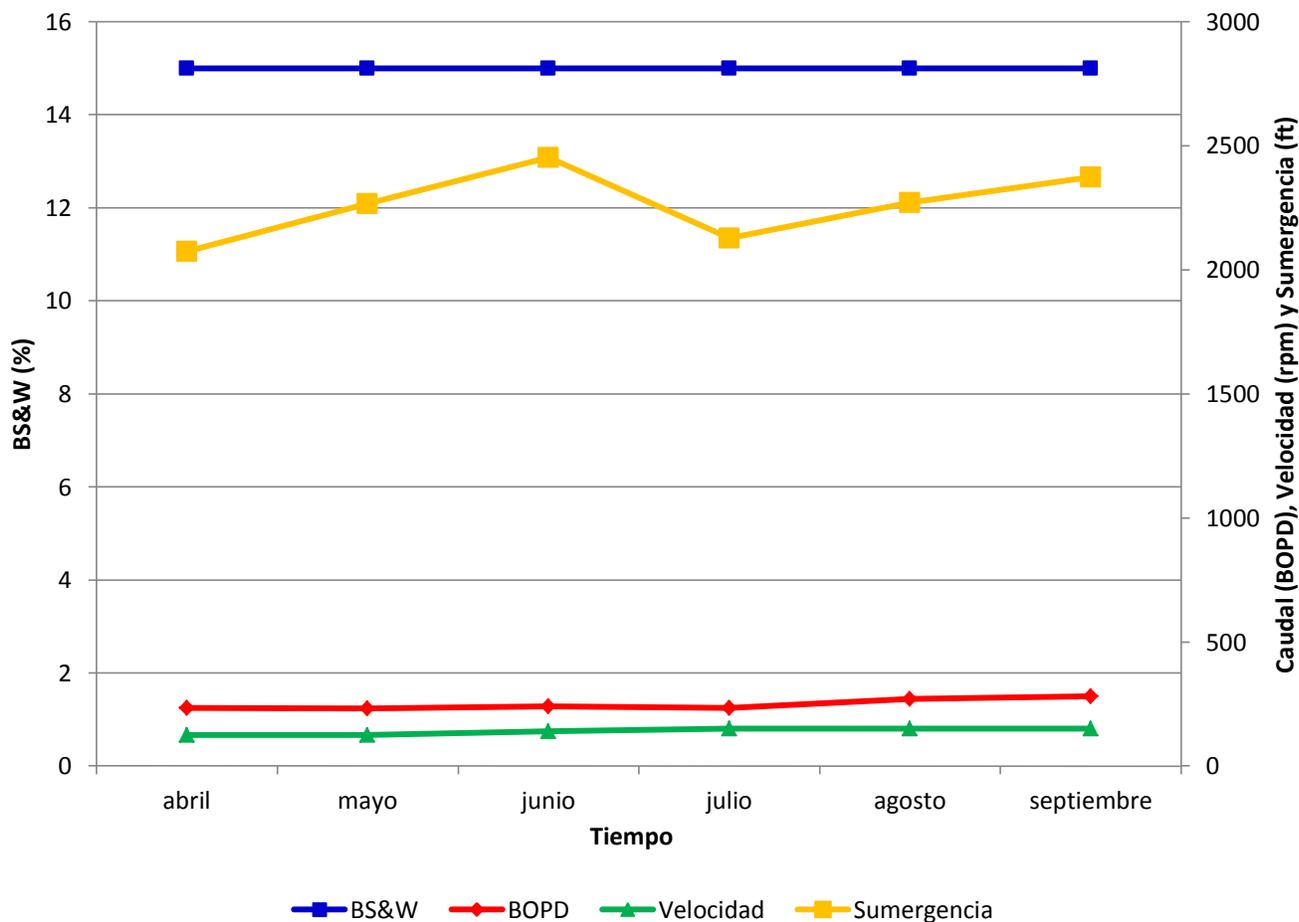
BFPD	%BSW	BOPD	BWPD	GAS	GOR	RPM
226	5	214	11	8	37	101
238	10	214	24	8	37	110
248	10	224	25	8	36	110
269	15	229	40	17	74	125
275	15	234	41	15	64	126

Tabla 12: Histórico De Producción DT-177

Fuente: Autores

Es el segundo mejor productor del Campo, inicia producción en enero de 2014 con excelentes expectativas se evalúa su comportamiento y se describe su comportamiento después de la optimización desde abril en este gráfico:

Grafica 8: Comportamiento DT-177



Fuente: Autores

Posee aún excelentes probabilidades de aumento de producción con el aumento proporcional de la velocidad de operación, con tan solo extender gradualmente de 125 a 150 rpm, se logró incrementar la producción de 234 a 280 BOPD, aún posee alta la sumergencia y pese al cambio de velocidad no ha cambiado su BS&W, siendo uno de los más bajos en el Campo. Se evalúa la posibilidad de un incremento gradual de la velocidad, analizando el monitoreo del comportamiento del mismo para evitar conificación del agua y por ende el aumento del BS&W, al estar bajo la influencia del área de recobro por inyección de agua (Waterflooding).

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. INTERPRETACIÓN TEÓRICA DE LOS RESULTADOS

Basados en la información referida en los resultados y a las visitas de Campo realizadas en el desarrollo de esta investigación, se discierne el siguiente análisis:

El nivel de sumergencia se ve afectado por el aporte de fluidos al pozo, por lo tanto es un buen indicador para cambiar la condición de operación de la bomba, aumentando las revoluciones por minuto gradualmente para evaluar la incidencia de este cambio.

Consecuentemente, este caudal de producción se ve afectado directamente por el cambio de velocidad, siendo positivo en el caso del crudo, siempre y cuando no se presente conificación, ni daños en la formación.

El recobro por inyección de agua afecta considerablemente el BS&W en el Campo, manifestándose en algunos pozos como es el caso del DT-113, que a partir del mes de junio tuvo un incremento del BS&W, tras ser influenciado directamente por el arrastre del frente de inyección o zona de lavado (waterflooding).

La tendencia general de los pozos es que al variar la velocidad de la bomba, el caudal de producción de crudo es inversamente proporcional al BS&W.

Para el DT-52 se observa un cambio en la sumergencia sin afectar las demás variables, por ende se considera este fenómeno como una desviación, posiblemente por una falla en la toma de este dato o por algún cambio momentáneo en el aporte de este pozo.

En el pozo DT-113 se presenta una baja sumergencia y se decide disminuir la velocidad, cuando dicho nivel se estabiliza junto con el BS&W, se amplía el rango de velocidad gradualmente hasta obtener un caudal mayor bajo condiciones operacionales estándar.

En el caso del DT-116 la sumergencia decrece al mantener constante la velocidad, por lo tanto se disminuye este valor, para estabilizar el BS&W y aumentar caudal de producción de crudo y operar con buena sumergencia la bomba.

En el pozo DT-166 el comportamiento del pozo es ideal, siguiendo la simetría de las variables siendo el caudal de producción de crudo directamente proporcional al cambio de velocidad e inversamente proporcional a la sumergencia y el BS&W.

Finalmente en el DT-177 se presenta un comportamiento igual al DT-166 con la diferencia de que el BS&W permanece constante, deduciendo que para una posterior optimización se puede seguir aumentando la velocidad de operación de la bomba, mientras cambie y estabilice el BS&W, bajo condiciones operacionales estándar.

4.2. BALANCE DE PRODUCCIÓN

Con respecto a la producción de crudo se presenta el siguiente análisis:

Pozo	Caudal de producción neto de crudo (BOPD)					
	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
DT-52	74	75	76	77	89	89
DT-113	124	81	116	108	130	138
DT-116	103	103	103	115	115	115
DT-166	475	411	479	525	551	563
DT-177	234	232	241	234	270	280
Total	1010	902	1015	1059	1155	1185

Tabla 11: Evaluación de la Optimización
Fuente: Autores

Comparando la producción total de los 5 pozos entre los meses de abril y septiembre de 2014, se observa un cambio positivo en el caudal de producción de crudo diario, aumentando en 6 meses a 175 BOPD, siendo este el resultado de este proceso de optimización. Siendo los meses comprendidos entre agosto y septiembre donde se refleja el mayor cambio diferencial de producción.

Cabe resaltar que en el mes de mayo, debido a servicios realizados a los pozos DT-113 y DT-166 y otros factores externos como la ejecución programada de proyectos y paradas. La producción acumulada mensual presentó una desviación negativa en dicho mes.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

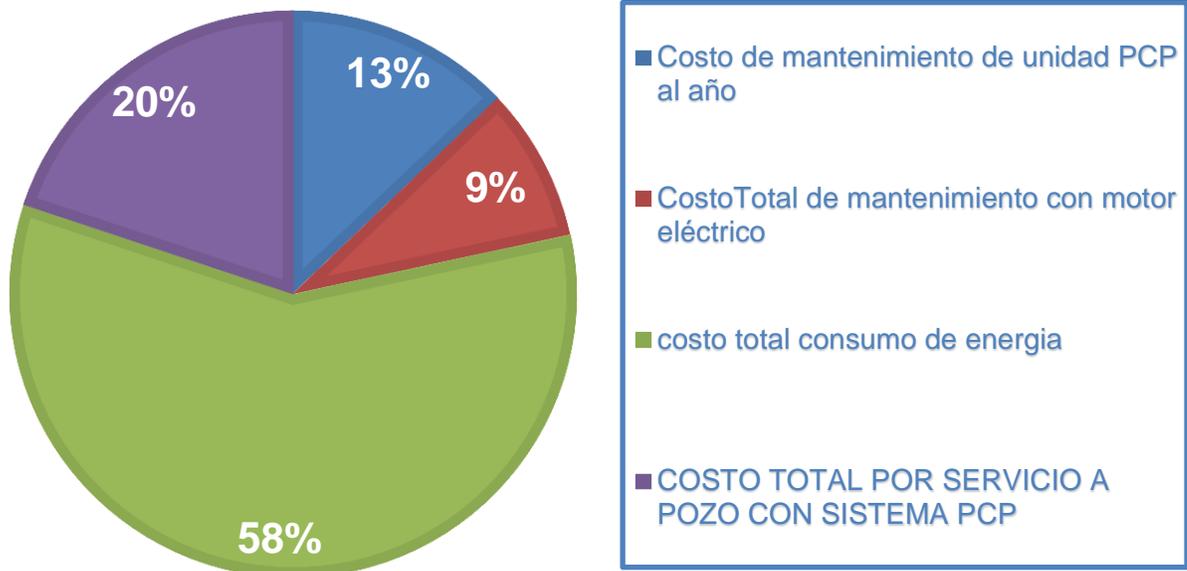
Se realiza basado en los costos por cada variable que entran en juego en el sistema PCP (ver Tabla 13), dentro de los costos no se tienen en cuenta los costos de la bomba, debido a que el trabajo de optimización se realiza posterior a la puesta en marcha de la misma.

Tabla 12: Costos en dólares, por cada variable en el sistema PCP, en el Campo Dina Terciarios.

COSTOS DE MANTENIMIENTO DE CABEZAL PCP (SUPERFICIE)		COSTOS REPUESTOS	MANO DE OBRA	COSTO TOTAL
1	Mantenimiento de cabezal PCP			
1.1	cambio de aceite de cabezal al año	600		600
	repuestos para mantenimiento a cabezal en un año	500		500
	Costo de mantenimiento de unidad PCP al año			1100
COSTOS MANTENIMIENTO MOTOR ELECTRICO SISTEMA PCP				
2	Mantenimiento motor electrico			
2.1	mantenimiento proactivo cada 6 meses.			
	Inspeccion exterior en cojinetes y carcaza. Verificar las condiciones de operación : voltaje, amperaje, ruidos y zumbidos, movimientos axiales del acoplamiento, ajuste de pernos, niveles de vibracion en cojinetes y puntos de anclajes. Efectuar limpieza extertna del motor, Verificar el aislamiento del motor y de la línea de alimentación, revisar las conexiones de entrada al motor, estado del aislamiento y signos de deterioro en los empalmes, Reemplazar el aceite o grasa de los cojinetes o chumaceras, Verificar los lubricantes, estado de las conexiones de las botoneras , inspeccionar e interruptor principla, Efectuar prueba del motor : amperaje de arranque,temperaturas de operación de cojinetes y carcaza, ruisos y	650		
2.2	Hora hombre (Electricista, ayudante)Hora hombre (Electricista, ayudante)		100	
	CostoTotal de mantenimiento con motor eléctrico			750
COSTOS POR CONSUMO DE ENERGIA				
3	consumo de energia al año por unidad PCP			5000
	costo total consumo de energia			5000
COSTOS POR SERVICIOS A POZO CON SISTEMA PCP				
4	intervencion a pozo con equipo de workover			
	equipo de workover con promedio de intervencion de 1 vez al año, duracion de 2 dias por servicio, se incluye alimentacion, intervencion, mano de obra, combustible y demas			1700
	COSTO TOTAL POR SERVICIO A POZO CON SISTEMA PCP			1700
COSTOS TOTALES POR POZO CON PCP AL AÑO				8550

Fuente: Petrominerales y Autores

Grafica 9: Análisis Porcentual de costos en un pozo con sistema PCP al año



Fuente: Autores

De la gráfica 9 se puede ver que la variable que representa un mayor costo es el consumo de energía con un 58 % de los costos totales del trabajo de optimización, en segundo lugar aparece el costo por servicio a pozo con un 20 %, en tercer lugar el relacionado con mantenimiento de la unidad PCP con un 13% y en cuarto lugar el mantenimiento al motor eléctrico con un 9 %.

Según datos proporcionados por la empresa, una vez evaluadas cada una de las variables económicas el costo de producción por cada barril de crudo será de 9 dólares, partiendo de un precio de venta base de 50 dólares por barril se tendrá una ganancia neta de :

Ganancia neta por barril: precio de venta base del crudo - gastos totales por barril
 : 50 dólares por barril - 9 dólares
 : 41 dólares por barril

Ganancia neta total pozos: ((número de pozos optimizados producción total de los pozos)* 50 dólares) – ((número de pozos optimizados* producción total de los pozos) * 9 dólares)*

: ((5 pozos * 1186 barriles)*50 dólares) – ((5 pozos * 1186)* 9 dólares)

: 243130 dólares (septiembre 2013)

*Ganancia total trabajo optimización: (barriles optimizados * 41 dólares*

: 174 barriles * 41 dólares

: 7134 dólares (septiembre 2013)

6. CONCLUSIONES

El trabajo de optimización realizado durante el tiempo de ejecución del proyecto fue exitoso debido a que se presentó una ganancia de producción de 174 barriles en el mes de septiembre del 2014.

La inyección de agua en el Campo afecta el trabajo de optimización, ya que dependiendo de la zona preferencial de barrido de agua, algunos pozos van a presentar BS&W mucho mayor.

El nivel de Sumergencia en el pozo y el BS&W están directamente relacionados, ya que al aumentar el contenido de agua en el pozo se hace mayor la cantidad de líquido presente en el pozo.

Las bombas están posicionadas cerca de la zona de waterflooding, ya que cuando se aumenta la velocidad de las mismas, aumenta el BS&W en el pozo.

Los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo que se realizan a los pozos interfieren directamente sobre el trabajo de optimización, ya que al parar temporalmente los pozos la producción de crudo acumulada mensual va a ser mucho menor.

El inadecuado seguimiento de las variables del pozo repercute a la hora de realizar el trabajo de optimización, como es el caso del DT-52 que debido a desconocimiento o mala toma de la información, no se observa un comportamiento claro del pozo.

El trabajo de optimización es continuo y está directamente ligado con el precio internacional del crudo.

RECOMENDACIONES

Hacer un seguimiento más detallado de cada una de las variables operativas de los pozos, lo cual permitirá un mejor entendimiento de estado del pozo y las condiciones de producción bajo las que se encuentra, llevando así a un trabajo de optimización adecuado.

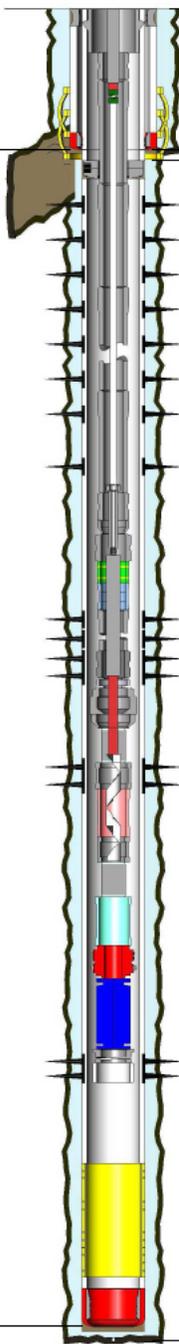
Tener en cuenta el nivel del contacto agua aceite, para evitar que se presenten fenómenos de conificación aumentando así el BS&W a la hora de aumentar la velocidad de las bombas con el objetivo de aumentar la producción.

Evaluar con precaución el aumento en zonas de influencia de Waterflooding, para evitar efectos contraproducentes respecto a la producción diaria de crudo.

ANEXOS

Anexo A. Estado Mecánico DT-166

	Company: ECOPETROL S.A. Common Well Name: DINA TERCIARIO 166 Start Date: 5/11/2014 06:00	Event: SERVICIO A POZO Objective: MANTTO SARTA DE VARILLAS 
---	---	--

Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Opening Details	Survey (")	Casing Details	Equip. Details
			15.0ft		0.05°	CASING LANDING JOINT 9.625 in, 36.00 ppr, K-55, 15.0ft	BARRA LISA 1 1/4" X 40FT, 50.0ft
					0.05°	CASING JOINT(S) 9.625 in, 36.00 ppr, K-55, 669.3ft	TUBING HANGER 7-1/16 X 3 1/2" EUE, 15.7ft
					0.06°		pup joint 3 1/2" EUE, 21.0ft
					0.10°	CASING JOINT(S) 7.0 in, 23.0 ppr, N-80, 3,442.9ft	Pony rod de 1" x 10 y 8 ft, 68.0ft
					0.38°		VARILLAS 1" X 25 FT EL, 143.0ft
					2.06°		
					5.17°	CASING FLOAT SHOE, 9.625 in, 691.0ft	
					13.54°	CASING FLAT JOINT, 7.0, 23.00 ppr, N-80, 3,456.7ft	
3256.0ft	691.0ft		696.0ft		11.96°		
	3256.0ft			3,518.0ft, 3,528.0ft	11.65°		
3520.0ft	HONDA			3,541.0ft, 3,551.0ft	11.37°		
				3,561.0ft, 3,571.0ft	11.11°		
				3,600.0ft, 3,610.0ft	10.58°		Tubing 3 1/2" EUE N80 9.3, 3,818.7ft
				3,615.0ft, 3,620.0ft	10.24°		
				3,615.0ft, 3,620.0ft	9.89°		
				3,631.0ft, 3,641.0ft	9.53°		
				3,676.0ft, 3,696.0ft	8.89°		
				3,785.0ft, 3,800.0ft	9.02°		
				3,845.0ft, 3,850.0ft	9.15°		VARILLA CONTINUA 1" CORROD SER 6, 3, 735.9ft
				3,858.0ft, 3,863.0ft	9.18°		SHEAR COUPLING 1" BOX-BOX x 50KLSB + COUPLING 1" WO 5565629, 3,737.0ft
				3,872.0ft, 3,882.0ft	9.20°		Pup joint 3 1/2" EUE, 3,622.0ft
				3,892.0ft, 3,897.0ft	9.20°		x/o 3 1/2" EUE x 4" NU, 3,623.3ft
				3,950.0ft, 3,965.0ft	9.22°		VARILLA CONTINUA CUELLO DE GANSO 1" CORROD SER 6, 3,837.0ft
					9.22°		pup joint 4" NU x 6' o/u, 3,841.2ft
					9.22°		x/o 4" NU x 3 1/2" EUE, 3,841.6ft
					9.25°		POLISHED ROD 1-1/2" PIN DE 1" X 44 FT + ABS TOOL 1 FT - 3,881.0ft
					9.05°	CASING JOINT(S) 7.0 in, 23.00 ppr, N-80, 4,108.4ft	sealing Nipple 3 1/2" EUE x 2.75" ID, 3,842.2ft
					8.95°		Tubing 3 1/2" EUE N80 Nuevo, 3,673.6ft
					8.93°		pup joint 3 1/2" EUE N80 x 4' o/u, 3,881.7ft
					8.92°		PONY ROD 1-1/4" W x 1" PIN x 10 ft, 3,891.0ft
					8.84°		Swivel RODEC 3 1/2" EUE, 3,883.3ft
					8.79°		x/o 3 1/2" EUE x 4" NU, 3,883.8ft
					8.70°		Extension superior 4" NU, 3,893.3ft
					8.48°		coupling 4" NU, 3,893.8ft
					8.33°		ROTOR WTF 22-40-2500 Pin 1-1/8" SIN 3277000461, 3,927.1ft
					8.32°		stator WTF 22-40-2500, 3,926.7ft
					8.31°		coupling 4" NU, 3,927.2ft
					8.31°		Extension inferior 4" NU, 3,928.4ft
					8.30°		pin de paro 4" NU x 3 1/2" EUE, 3,928.8ft
					8.28°		Anda TX7 para CSG 7" 3 1/2" EUE, 3,930.0ft
					8.27°		Separador de gas 3 1/2" EUE, 3,932.7ft
					8.26°		tubing 3 1/2" EUE N 80, 3,962.6ft
					8.21°		couplin 3 1/2" EUE, 3,963.1ft
					8.24°		
					8.88°		
					8.88°		
					8.88°		
					8.88°		
					8.88°		TOPE SAND @ 4111 FT, ENE-9-2014, 4,111.1ft
					8.88°	CASING FLOAT COLLAR, 7.0 in, 4,110.0ft	
					8.88°	CASING JOINT(S) 7.0 in, 23.00 ppr, N-80, 4,151.3ft	
					8.88°		
4202.0ft	4,153.0ft		4202.0ft		8.88°	CASING FLOAT SHOE, 7.0 in, 4,153.0ft	
					8.88°		

Anexo C. Estado mecánico DT-113



Company: **ECOPETROL S.A.** Event: **WELL SERVICES**
 Common Well Name: **DINA TERCIARIO 113** Objective: **TUBING LEAK**
 Start Date: **2/24/2013 00:00**



Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Opening Details	Survey (")	Casing Details	Equip. Details
15.0ft					0.00°	Casing Shoe, Casing Shoe, .36.00 ppf., .0.7ft	BARRA LISA DE 1 1/4" X 40' PIN 1", 54.0ft
					0.09°	Casing, Casing, .36.00 ppf., .694.9ft	Tubing Hanger, 15.6ft
					0.09°	Float Shoe 7" N-80 23# BTC, 1.7ft	PONY ROD 7/8" X 2', 56.0ft
					0.26°	Casing 7" N-80 23# BTC, 42.5ft	Sucker Rod 7/8" X 25' EL, 256.0ft
					0.32°	Float Collar 7" N-80 23# BTC, 44.1ft	
					1.00°	Casing 7" N-80 23# BTC, 250.3ft	
					10.06°	Pup Joint Casing 7" N-80 23# BTC, 267.1ft	
					12.47°	Casing, Pup Joint, .36.00 ppf., .712.0ft	
1533.0ft	712.0ft			1,825.0ft, 1,835.0ft	12.69°		
					10.63°		
					9.52°		
					8.77°		
					7.36°		
					5.39°		
2075.0ft				2,040.0ft, 2,050.0ft	5.09°		TUBERIA DE PRODUCCION 3 1/2" EUE N-80, 3,115.0ft
					4.62°		
					4.28°		
					4.18°		Sucker Rod 7/8" X 25' EL W/ PL 5 7/8" con CNTR, 2,177.0ft
2440.0ft				2,240.0ft, 2,255.0ft	3.78°		
					2.65°		
				2.47°			
2701.0ft			2,563.0ft, 2,583.0ft	2.16°			
				2.13°			
2802.0ft			2,723.0ft, 2,738.0ft	1.62°		Sucker Rod 7/8" X 25' EL, 3,052.0ft	
				1.60°			
				0.94°			
3057.0ft			2,920.0ft, 2,930.0ft	0.90°			
				0.82°		Shear coupling x 30000 lbs., 3,053.1ft	
				0.81°		NIPLESILLA 3 1/2 EUE, 3,116.0ft	
				0.81°		PUP JOINT 3 1/2", 3,122.1ft	
				0.79°		COUPLING 3.5" X 3 1/2" EU, 3,122.7ft	
				0.78°		Sucker Rod 7/8" X 25' EL, 3,128.1ft	
				0.75°		UPPER EXTENTION 3.5" NU-PIN-PIN, 3,132.1ft	
				0.74°	Casing 7" N-80 23# BTC, 3,634.0ft	COUPLING 3.5" N-U, 3,132.6ft	
				0.72°		Rotor 28-40-500 S/N: 3258000019, 3,143.8ft	
				0.69°		STATOR 16-2000-4 28-40-500 S/N: 2964540412, 3,148.0ft	
				0.68°		COUPLING 3.5" NU, 3,146.5ft	
				0.67°		SPACER NIPPLE 3.5" NU PINKPIN, 3,147.7ft	
				0.67°			
				0.67°		BACK STOP PIN 3.5"EUE PIN BOX X 2-7/8"EUE S/N: 293377, 3,148.1ft	
				0.67°			
				0.67°		COUPLING 2-7/8" EUE N-80, 3,148.5ft	
				0.66°		X-OVER 2-7/8" EUE PIN X 3.5" EUE PIN, 3,148.8ft	
				0.66°		NON TURN ANCHOR TORQUESTOPPER 3 1/2" X CSG 7", 3,150.0ft	
				0.66°			
				0.66°		COUPLING 3.5" N-80, 3,150.5ft	
				0.66°			
				0.42°			
				0.33°			
				0.43°			
				0.65°			
3428.0ft				0.79°			
				0.97°			
3553.0ft				1.06°			
3639.0ft	3,634.0ft			1.06°			

Anexo D. Estado mecánico DT-116

	Company: ECOPETROL S.A. Event: WELL SERVICES Common Well Name: DINA TERCIARIOS 116 Objective: BOTTOM PUMP UNIT CHANGE Start Date: 2/9/2013 00:00	
---	---	---

Lithology	Casing Shoes	Schematic	Hole Depths	Opening Details	Survey (")	Casing Details	Equip. Details
			0.0ft		0.00"	LANDING JOINT 9.625 in, 36.0 ppf, K-55, 17.0ft	Tubing Hanger 7-1/16 x 3.5 in, 13.6ft
			715.0ft		0.04"	CASING JOINT(S) 9.625 in, 36.0 ppf, K-55, 708.5ft	Polished Rod 1.5 in x 36 ft, Pin 1" con subcoupling de 1.0 in x 0.875 in, 16.0ft
			1,940.0ft, 1,950.0ft		0.40"		Pony Rod Tenaris MMS 0.875 in x 2 ft, 36.0ft
1420.0ft	710.2ft				12.77"	CASING FLOAT SHOE, 9.625 in, 710.2ft	
HONDA TH2					17.19"		
2021.2ft					6.41"		
HONDA TH3					5.86"		
					4.60"		
2322.1ft					4.55"		
HONDA TH4					4.39"		
					4.33"		Tubing Joint(s) 3.5 in, 9.3 ppf, N-80, 2,710.6ft
2572.8ft					4.34"		
HONDA TH5					4.36"		
					4.20"		
2683.1ft					4.09"		
HONDA TH6					4.11"		
					4.09"		
2808.5ft					4.08"		
HONDA TH7					4.16"		
					4.10"		Tubing Pup Joint 3.5 in, EUE, PIN-PIN, 2,720.7ft
2868.3ft					4.08"		
HONDA TH8					4.06"		
					4.04"	CASING JOINT(S) 7.0 in, 23.0 ppf, N-80, 3,162.8ft	Sucker Rod Tenaris MMS 0.875 in x 25 ft centralizada 1 a 1, 2,811.0ft
2808.5ft					4.02"		Blast Joint 4.0 in OD x 3.0 in, ID, 2,750.0ft
2953.5ft					4.35"		
HONDA TH8					4.33"		Centralizer PLS, 2,878.2ft
					4.31"		Tubing Joint(s) 3.5 in, 9.3 ppf, N-80, 2,998.9ft
3014.1ft					4.31"		Shear coupling, 2,879.2ft
					4.31"		Sucker Rod Tenaris MMS 0.875 in, 2,964.2ft
					4.31"		Rotor 28-40-500N/S:2653710110, 2,970.0ft
					4.31"		Seating Nipple 3.5 in, EUE, Pin x Pin, 3,000.0ft
					4.31"		Tubing Pup Joint 3.5 in, EUE, PIN-PIN, 3,006.1ft
					4.31"		Coupling 4NU, 3,006.6ft
					4.31"		Extensión superior, 3,016.1ft
					4.31"		Coupling 4 NU, 3,016.5ft
					4.31"		Pump, Stator, MD, 28-400-500,N/S 2964550112, 3,030.0ft
					4.33"		Coupling 4 NU, 3,030.4ft
					4.34"		Extensión corta 3-1/2" pin x pin, 3,031.6ft
					4.34"		Back Stop Pin 3.5 in, EUE PIN x PIN, 3,032.0ft
					4.34"		X over 3-1/2" eue pin x 2-7/8", 3,032.8ft
					4.34"		Non Turn Anchor Torquestopper 3.5 in, EUE x F/CSG 7.0 in., 3,034.0ft
					4.35"		Coupling 3.5 in, EUE, 3,034.5ft
					4.66"		
					4.69"	FLAG JOINT, 7.0 in, 23.0 ppf, N-83, 3,200.4ft	
					4.62"	CASING JOINT(S) 7.0 in, 23.0 ppf, N-80, 3,443.8ft	
3304.5ft					4.60"	CASING FLOAT COLLAR, 7.0 in, 3,445.4ft	
					4.57"	CASING JOINT(S) 7.0 in, 23.0 ppf, N-80, 3,486.3ft	
	3,486.0ft				4.57"	CASING FLOAT SHOE, 7.0 in, 3,488.0ft	
					4.57"		FONDO LIMPIO @ 3440 ft FEB-12-2013, 3,604.5ft
3639.5ft					4.57"		
GUADUALA					4.57"		
3736.2ft			3736.2ft		4.57"		

GLOSARIO

Bombeo Cavidades Progressivas: Estas bombas de desplazamiento positivo consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de cabillas.

Sumergencia: es la cantidad de fluido que se encuentra por encima de la entrada de la bomba por el anular del pozo.

CHP (Casing Head Pressure): la presión percibida en la tubería del anular del pozo en superficie.

THP (Tubing Head Pressure): la presión percibida en la tubería de producción del pozo en superficie.

BS&W (Basic Sediments and Water): es decir el contenido máximo de sedimentos y agua que el petróleo crudo pueda contener para poder ser transferido.

RPM (Revoluciones por Minuto): es el número de revoluciones del motor por unidad de tiempo dada en minutos.

Bomba de subsuelo: Es un equipo de desplazamiento positivo (reciprocante), la cual es accionada por la sarta de varillas desde la superficie. Los componentes básicos de la bomba de subsuelo son simples, pero construidos con gran precisión para asegurar el intercambio de presión y volumen a través de sus válvulas. Los principales componentes son: el barril o camisa, pistón o émbolo, 2 o 3 válvulas con sus asientos y jaulas o retenedores de válvulas.

Unidad de superficie: Tiene por objeto transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad de asentamiento de la bomba de subsuelo con la finalidad de elevar los fluidos desde el fondo hasta la superficie. Estas unidades pueden ser de tipo balancín o hidráulicas.

Campo: área que consiste de un solo reservorio o múltiples reservorios, todos agrupados alrededor de o vinculados a la misma característica geológica estructural individual y/o condición estratigráfica.

Diagenético: Relativo a la diagénesis, que es la alteración física, química o biológica de los sedimentos, que se convierten en rocas sedimentarias, a

temperaturas y presiones relativamente bajas, que puede producir cambios en la mineralogía y la textura original de la roca. Después de la depositación, los sedimentos se compactan a medida que son sepultados por debajo de las capas sucesivas de sedimentos y son cementados por los minerales que precipitan a partir de la solución. Los granos de sedimentos, los fragmentos de rocas y los fósiles pueden ser reemplazados por otros minerales durante la diagénesis. La porosidad normalmente se reduce durante la diagénesis, salvo en casos raros, tales como la disolución de los minerales y la dolomitización. La diagénesis no incluye los procesos de meteorización. La generación de hidrocarburos comienza durante la diagénesis. No existe una distinción aceptada y clara entre diagénesis y metamorfismo, si bien el metamorfismo se produce a presiones y temperaturas más elevadas que las de la corteza externa, donde tiene lugar la diagénesis.

BIBLIOGRAFÍA

- Análisis nodal & optimización d producción. Dale Beggs, Tulsa Oklahoma, 2003 II.
- Bombeo de Cavidad Progresiva, Chacín Nelvy, ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP, Venezuela, 2003.
- Explotación de pozos con PCP en yacimiento Diadema, Farías Laura, Hirschfeldt Marcelo, , Tesis de Grado, 2006.
- Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separation (DOWS) Technology, "Technical Report for U.S Veil J.A., Langhus, B.G. and Belieu, S.: Department of Energy, Jan. 1999.
- Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros, E.W. Nind; tr. por: Julio Fourier González. México 1987
- Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, Hirschfeldt Marcelo, Versión 2008 V1, Argentina, Junio de 2008.
- Manual de sistemas PCP de Netzsch Revision octubre 2006.
- Optimización de la producción por sistema PCP, Matos Gutierrez Jaime Aquiles, , Tesis de Grado, Lima- Perú, 2009.
- Principios fundamentales para diseños de bombas con cavidad progresiva, Ciulla Francesco, 2003.
- Progressing Cavity Pump Manual Weatherford general information Version 1.2.
- Updated field case studies on application and performance of bottom drive progressing Cavity pumps, SPE 39043, Haworth, C.G., 1997, Rio de Janeiro, Brazil, Septiembre 1997.