

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

MARÍA CAROLINA RUEDA PERDOMO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓELOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

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

MARÍA CAROLINA RUEDA PERDOMO

**Monografía para obtener el título de:
Especialistas en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director:
NICOLÁS SANTOS SANTOS
MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓELOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN _____	17
1. GENERALIDADES DEL CAMPO DINA TERCIARIOS _____	18
1.1.METODOLOGIA _____	23
1.1.1. Fundamentos metodológicos _____	23
1.1.2. Variables y/o categorías _____	24
1.1.3. Población y muestra _____	24
1.1.4 Plan de acciones estratégicas _____	25
1.1.5. Instrumentos _____	26
2. MARCO TEÓRICO _____	27
2.1 SISTEMA DE BOMBEO PCP _____	27
2.2. RANGO DE APLICACIONES Y LIMITACIONES DEL SISTEMA PCP _____	29
2.3 COMPONENTES DE BOMBEO PCP EN SUPERFICIE _____	30
2.4 COMPONENTES DE BOMBEO PCP EN SUBSUELO _____	33
2.4.1 Bomba PCP . _____	34
2.5 FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA _____	46
2.5.1 Desplazamiento de la Bomba . _____	46
3. DESCRIPCION DEL TRABAJO DE CAMPO Y RESULTADOS OBTENIDOS _____	50
3.1 POZO DT-52 _____	54
3.2 POZO DT-113 _____	56
3.3 POZO DT-116 _____	58
3.4 POZO DT-166 _____	59
3.5 POZO DT-177 _____	61
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS _____	64
4.1 INTERPRETACIÓN TEÓRICA DE LOS RESULTADOS _____	64
4.2. BALANCE DE PRODUCCIÓN _____	65

5. CONCLUSIONES	67
6. RECOMENDACIONES	69
BIBLIOGRAFÍA	70
ANEXOS	71

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos en campo Dina terciarios	19
Tabla 2. Espesores de las formaciones productoras	21
Tabla 3. Petróleo original In-situ	23
Tabla 4. Resultados PVT	23
Tabla 5. Pozos con BS&W inferior al 70 %.....	51
Tabla 6. Data de Niveles y fluidos.....	53
Tabla 7. Histórico de producción DT-52.....	55
Tabla 8. Histórico de producción DT-113.....	56
Tabla 9. Histórico de producción DT-116.....	58
Tabla 10. Histórico de producción DT-166.....	60
Tabla 11. Histórico de producción DT-177.....	62
Tabla 12. Evaluación de la optimización	66

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación del Campo Dina-Terciarios.....	18
Figura 2 Formaciones productoras en Dina Terciarios	21
Figura 3. Perfil de las fallas I y II	22
Figura 4. Mapa Estructural de las Fallas para el campo Dina Terciarios	22
Figura 5. Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.....	28
Figura 6. Sección de un Estator y la Etapa de la Bomba	39
Figura 7. Sección transversal de un estator y un rotor.....	39
Figura 8. Vista interna de un rotor dentro de un estator (con su elastómero)	40
Figura 9. Pin de pare del Niple.....	40
Figura 10. Vista del Niple de Extensión	41
Figura 11. Bomba armada para ser conectada a la tubería de producción	41
Figura 12. Ancla de torque instalada en el extremo de la Bomba.....	42
Figura 13. Vista del Rotor con el Pony Rod y el Centralizador de varilla respectivo	43
Figura 14. Vista de la Conexión de varillas con el rotor de la bomba	45

Figura 15. Distribución del flujo a través del elastómero y el rotor.....47

Figura 16. Geometría de la Bomba.....47

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. BS&W y Producción Campo Dina Terciarios 2014.....	50
Gráfica 2. Análisis de la sumergencia y BS&W.....	52
Gráfica 3. Análisis de la sumergencia VS la producción de crudo.....	53
Gráfica 4. Comportamiento DT-52.....	55
Gráfica 5. Comportamiento DT-113.....	57
Gráfica 6. Comportamiento DT-116.....	59
Gráfica 7. Comportamiento DT-166.....	61
Gráfica 8. Comportamiento DT-177.....	63

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Estado Mecánico DT-166	72
Anexo B. Estado Mecánico DT-177	73
Anexo C. Estado mecánico DT-113.....	74
Anexo D. Estado mecánico DT-116.....	75

GLOSARIO

Bombeo Cavidades Progresivas: 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.

RESUMEN

TÍTULO: OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL CONTRATO DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL- NEIVA, CAMPO DINA*

AUTOR: MARÍA CAROLINA RUEDA PERDOMO**

PALABRAS CLAVE: BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS

DESCRIPCIÓN:

El objeto de los contratos de Producción Incremental en campos de propiedad de Ecopetrol consiste en encontrar una compañía asociada que aplique nuevos métodos de extracción, realice inversión mediante perforación de nuevos pozos, provea transferencia de tecnología, entre otras cosas con el fin de incrementar la producción del campo objeto del contrato.

El campo de estudio del presente documento que cuenta con el contrato de Producción Incremental suscrito entre Ecopetrol y Petrominerales, es Dina Terciarios el cuál se encuentra ubicado al noroccidente del departamento del Huila en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Este campo fué descubierto en el año 1961 por las compañías Intercol, Tenesse Colombia y Colbras y a partir de ese momento probó hidrocarburos en las Formaciones Monserrate, Barzalozza, Honda, Doima, Chicoral.

En el año 1995 el Campo DT revirtió a la Nación junto con los otros campos de la misma concesión y el contrato de producción Incremental fue firmado en el año 2002. Actualmente el campo cuenta con 137 pozos perforados, de los cuáles 86 cuentan con sistema de levantamiento artificial mediante Bombeo por cavidades progresivas PCP, a los que se les realizó un detallado seguimiento de variables y condiciones operacionales con el objetivo de seleccionar una muestra bajo los criterios de %BSW, niveles de fluidos y producción de crudo que permitieran llevar a cabo la optimización de producción propuesta en el presente estudio.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos: Director: Nicolás Santos Santos MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

SUMMARY

TITLE: PRODUCTION OPTIMIZATION SYSTEM FOR ARTIFICIAL LIFT PUMP PROGRESSIVE CAVITIES IN PRODUCTION CONTRACT INCREMENTALLY NEIVA , CAMPO DINA*

AUTHOR: MARÍA CAROLINA RUEDA PERDOMO**

KEYWORDS: PROGRESSIVE CAVITY PUMP

DESCRIPTION:

The Incremental Production Contract's in fields owned by Ecopetrol has as object to find a associate company to apply new methods of extraction, perform investment by drilling new wells, provide new technology, to increase the oil production in the field covered by the contract.

The field about this document which has the Incremental Production Contract signed between Ecopetrol and Petrominerales, Dina Terciarios Field, located in the northwest of Huila's department in the basin of the Upper Magdalena Valley. This field was discovered in 1961 by the companies Intercol, Tennessee Colombia and Colbras and thereafter proved hydrocarbons in Monserrate, Barzalozza, Honda, Doima, Chicoral formations.

In 1995 the Dina Terciarios Field reverted to the Nation along with the other fields in the same concession and the Incremental production contract was signed in 2002. Currently the field has 137 wells drilled, of which 86 have artificial lift system by progressive cavity pumping PCP, which underwent a detailed monitoring of variables and operating conditions in order to select a sample under the criteria about % BSW, fluid levels and oil production that would allow carrying out the production optimization proposed in this study.

* Bachelor Thesys

** Physicochemical Faculty of Engineering . School of Petroleum Engineering : Director: Nicolas Santos Santos MSc. Hydrocarbon Engineering

INTRODUCCIÓN

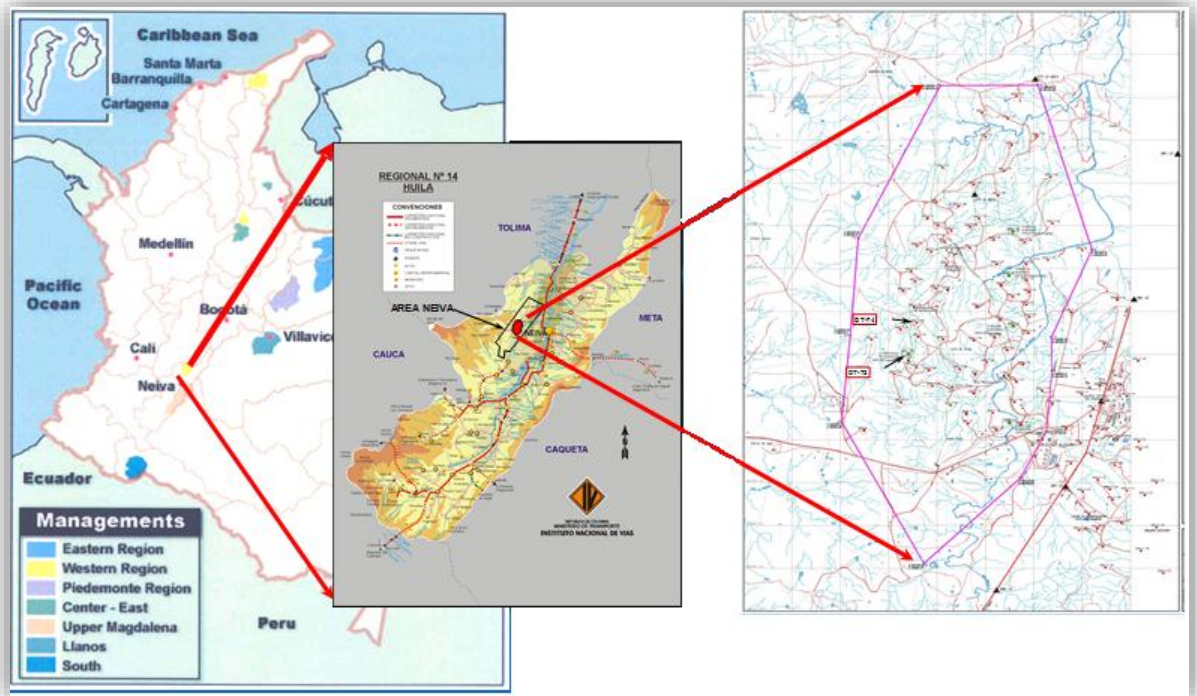
El contrato de producción incremental (CPI) Neiva-campo Dina, suscrito entre las empresas Ecopetrol y Petrominerales, tiene como objetivo desarrollar y optimizar la producción del campo Dina Terciarios, a través de la inversión, hecho por el cual se han realizado campañas de perforación y proyectos de 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

El Campo Dina Terciarios geográficamente se encuentra 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 está localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la Sub-cuenca de Neiva (Figura 1), produciendo en la secuencia paleogena-Neogena que se presenta en el departamento del Huila.

Figura 1. Ubicación del Campo Dina-Terciarios



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 cuál 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 Bls/D.

El campo Dina terciarios cuenta con 137 pozos, los cuales se detallan a continuación:

Tabla 1 Pozos en campo Dina terciarios

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

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.

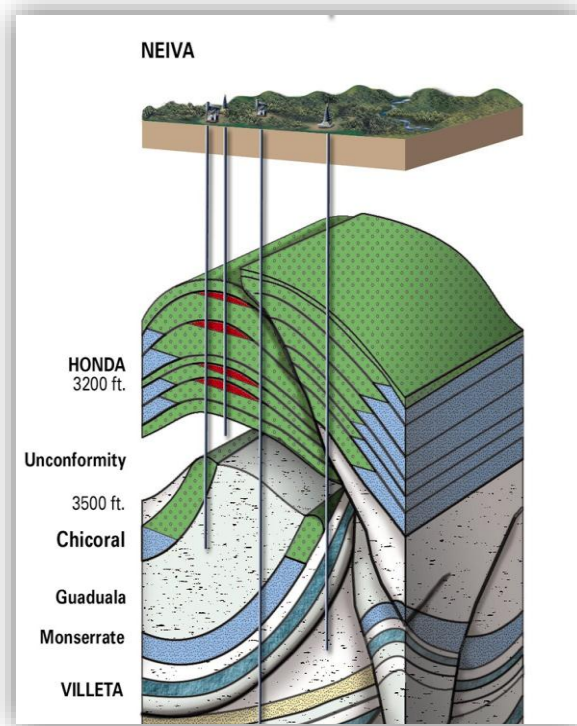
Formación Chicoral: Está compuesta por areniscas con lentes conglomeráticos sobre arcillolitas de color rojizo, hacia el tope predominan los conglomerados finos sobre areniscas y areniscas conglomeráticas.

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

Barzalosa: aunque en la subcuenca Neiva no aflora está unida, 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 conglomeraticos 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



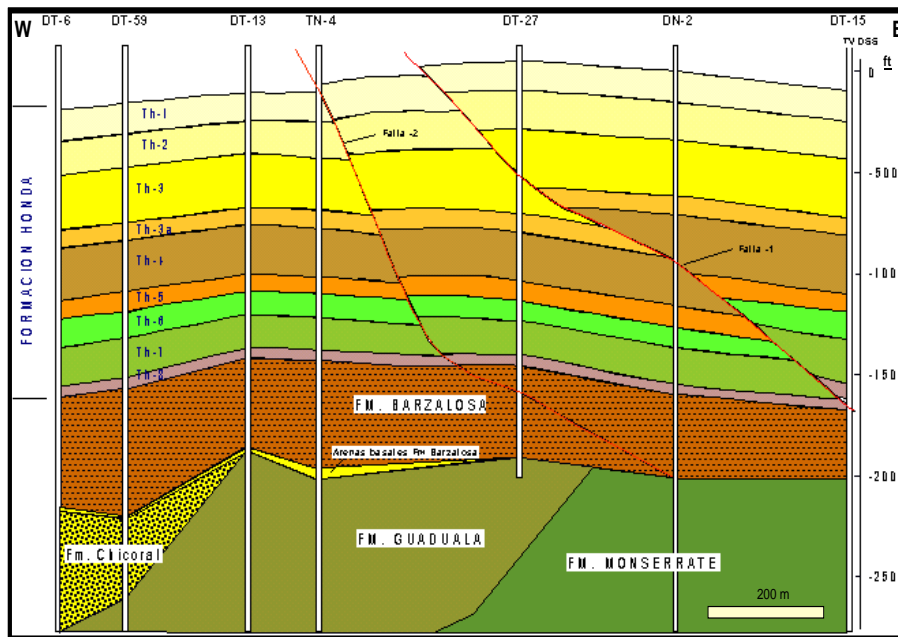
Fuente: Petrominerales

Tabla 2. Espesores de las formaciones productoras

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

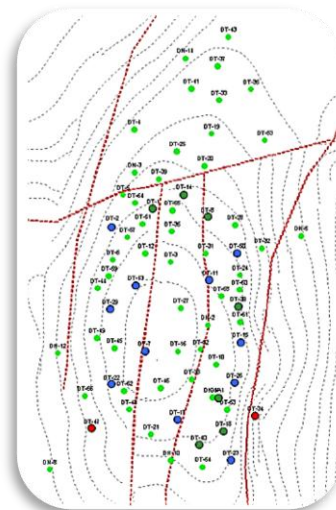
Fuente: Petrominerales

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

Tabla 3. Petróleo original In-situ

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

Fuente: Petrominerales

Tabla 4. Resultados PVT
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

Fuente: Petrominerales

1.1. METODOLOGIA

1.1.1. Fundamentos metodológicos 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.

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.
- 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 sin sumergencia y permitiendo extraer 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, 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 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 acorde al seguimiento de los niveles de fluidos tomados del reporte diario de niveles con el registro del

Sonolog. Finalmente se filtró la muestra por el caudal de crudo (BOPD), descartando pozos con bajo potencial y con la evaluación de este parámetro la muestra se redujo a 10 pozos.

1.1.4 Plan de acciones estratégicas Se inicia la recolección de información relacionada con el sistema de levantamiento por cavidades progresivas PCP y optimización de producción, esto con el objetivo de llevar a cabo el desarrollo del proyecto de la mejor manera, de acuerdo a los pasos descritos a continuación:

- **Búsqueda de la información:** Se realiza la búsqueda de la base de datos que contiene la información pertinente al campo y el proyecto de optimización.
- **Selección de la información requerida:** Una vez obtenida la base de datos, se procede a hacer un filtro de la información, con el objetivo de seleccionar exclusivamente la 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 10 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, entre otros.

1.1.5. 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 de cada uno de los pozos.
- 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 PCP¹²

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:

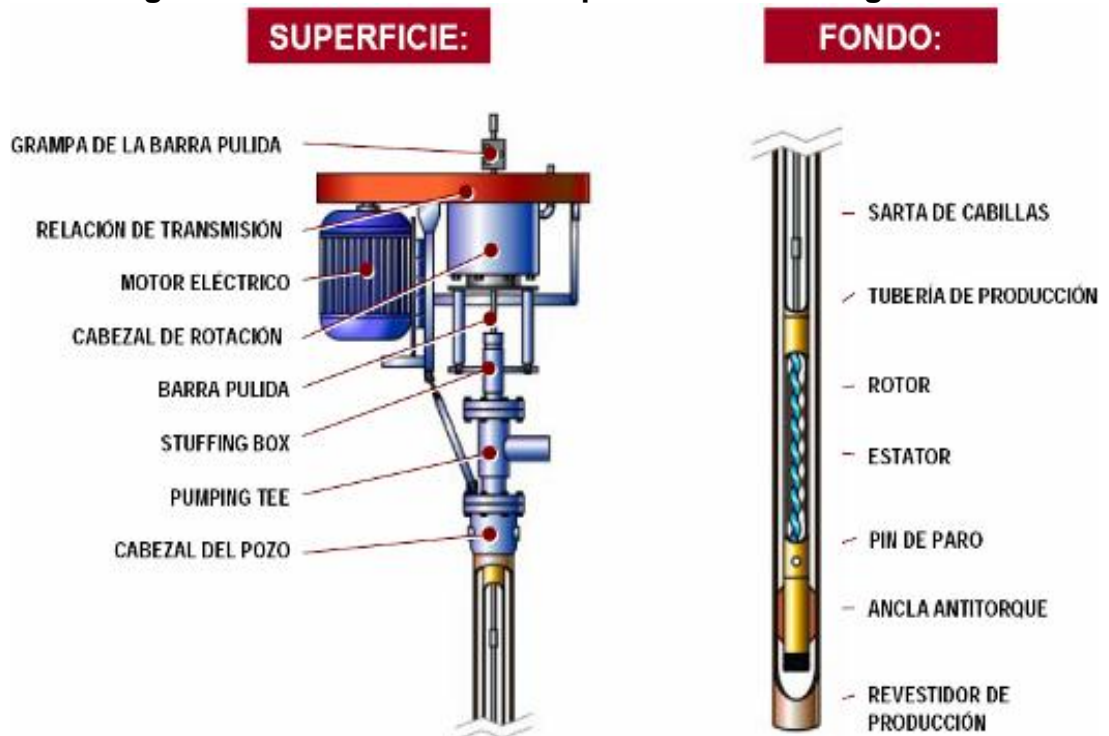
- Producción de fluidos altamente viscosos.
- Producción de fluidos con altas concentraciones de sólidos.
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.

¹ Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión 2008

² Manual de Sistemas PCP, Netzsch .Octubre 2007

- 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 Progressivas



Fuente: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión

2.2. RANGO DE APLICACIONES 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° API) con limitaciones en % de H₂S.
- Petróleos livianos (>30°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 también 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:

- **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.

- **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.

2.3.1.2. 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:

$$1. R_{Total} = R_{Gearbox} \times R_{Poleas}$$

$R_{Gearbox}$: 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:

$$2. RPM_{Bomba\ PCP} = \frac{(RPM_{Motor} \times Diámetro_{Polea\ Motor})}{Diámetro_{Polea\ Cabezal\ PCP}}$$

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 el NBR, 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 H_2S .

- Ataca el enlace triple del 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 CO_2

- Se encuentra en muchos pozos en la fase gaseosa.
- Efecto: endurecimiento e hinchamiento de la goma.
- Requiere concentraciones opuestas de ACN que el H_2S

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
- $A < \text{ACN}$ y $C4 < \text{hinchamiento por agua}$
- 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 $< \text{permeabilidad del elastómero} > \text{efecto de descompresión}$.
- En cauchos NBR a $> \% \text{ de ACN} < \text{permeabilidad FKM y HNBR} : \text{alta permeabilidad pero poca resistencia al CO}_2 \text{ libre}$.

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
- Elastómeros base NBR: dependen del % ACN y de los otros aditivos.

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 460mm a 520mm. 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 a posibilidad de recubrimientos con boro.

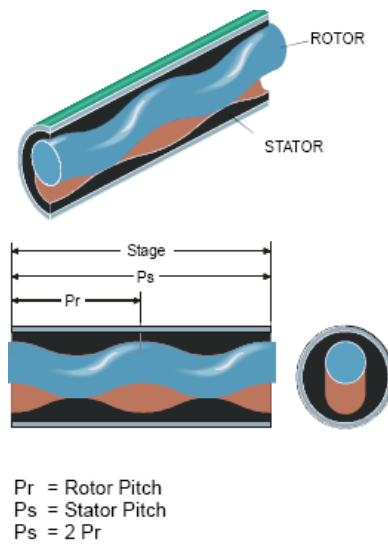
Generalmente se utilizan aceros al carbón de alta resistencia como 1040, 4130, 4140 y acero inoxidable en ambientes corrosivos.

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:

Figura 6. Sección de un Estator y la Etapa de la Bomba



Fuente: Manual de Sistemas PCP, Netzsch .Octubre 2007

Figura 7. Sección transversal de un estator y un rotor



Fuente: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión

Figura 8. Vista interna de un rotor dentro de un estator (con su elastómero)



Fuente: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión

- Hacer tope al rotor al momento del espaciamento
- 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.)

Figura 9. Pin de pare del Niple



Fuente: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión

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.

Figura 10. Vista del Niple de Extensión



Fuente: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión

Figura 11. Bomba armada para ser conectada a la tubería de producción



Fuente: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión

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.

Figura 12. Ancla de torque instalada en el extremo de la Bomba



Fuente: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión

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

Figura 13. Vista del Rotor con el Pony Rod y el Centralizador de varilla respectivo



Fuente: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión

- **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 roce interno de los acoples 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.

Figura 14. Vista de la Conexión de varillas con el rotor de la bomba



Fuente: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión

- **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.

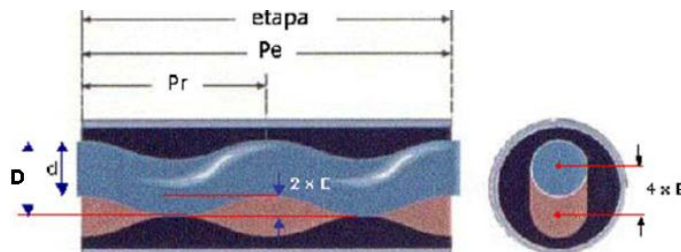
Figura 15. Distribución del flujo a través del elastómero y el rotor



Fuente: Manual de Sistemas PCP, Netzsch .Octubre 2007

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 16. Geometría de la Bomba



Fuente: Manual de bombeo de cavidades progresivas, Marcelo Hirschfeldt – Oil Production Net versión

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:

$$3. A = 4 \times D \times E$$

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.

- **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.
- **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.

$$4. E = (D - d)/2$$

- **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.

- **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.

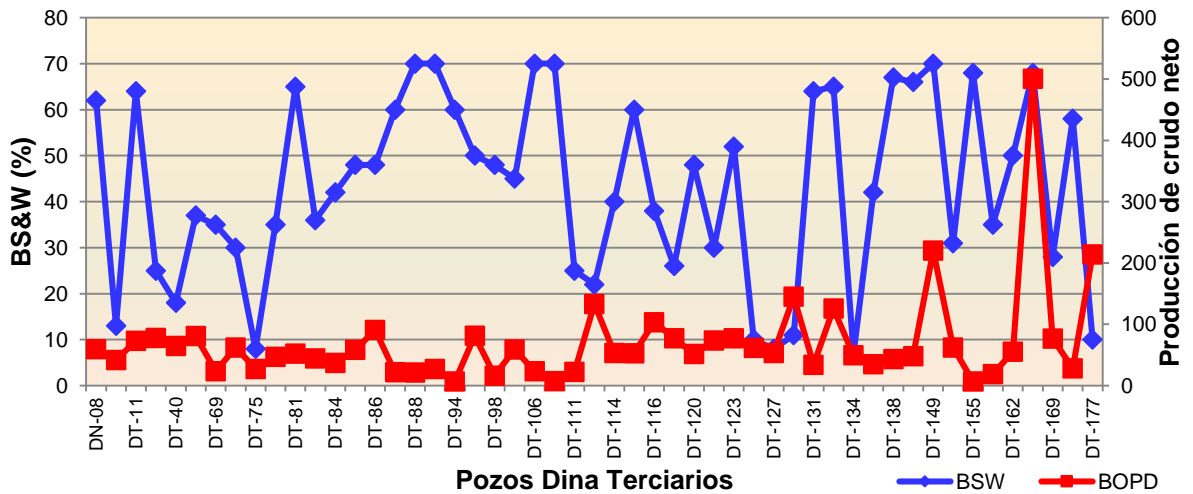
3. DESCRIPCION DEL TRABAJO DE CAMPO Y RESULTADOS OBTENIDOS

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

En 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.

Una vez con la información, esta es procesada realizando el filtro y selección de la muestra dando como resultado para la primera variable la siguiente gráfica:

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



Fuente: Autor

Tabla 5. Pozos con BS&W inferior al 70 %

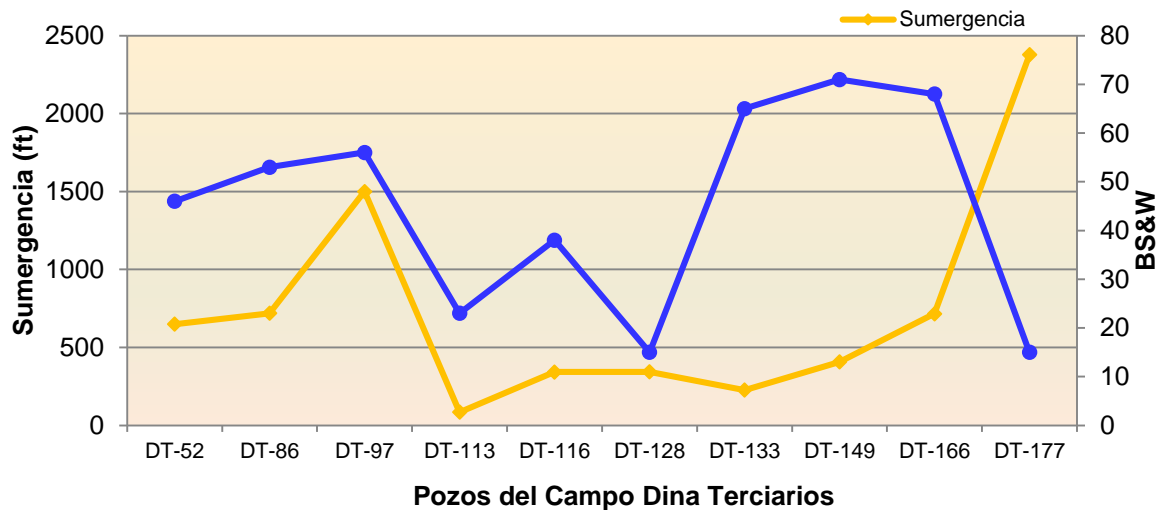
Pozo	BSW	BOPD	DT-115	60	53
DN-08	62	60	DT-116	38	103
DT-08	13	42	DT-117	26	77
DT-11	64	73	DT-120	48	52
DT-14	25	78	DT-122	30	74
DT-40	18	65	DT-123	52	78
DT-52	37	81	DT-126	10	62
DT-69	35	24	DT-127	8	53
DT-74	30	62	DT-128	11	145
DT-75	8	27	DT-131	64	34
DT-79	35	47	DT-133	65	126
DT-81	65	52	DT-134	7	50
DT-82	36	45	DT-137	42	35
DT-84	42	37	DT-138	67	43
DT-85	48	59	DT-139	66	48
DT-86	48	91	DT-149	70	220
DT-87	60	22	DT-154	31	62
DT-88	70	21	DT-155	68	7
DT-92	70	27	DT-160	35	19
DT-94	60	7	DT-162	50	55
DT-97	50	81	DT-166	68	501
DT-98	48	16	DT-169	28	77
DT-99	45	59	DT-170	58	28
DT-106	70	23	DT-177	10	214
DT-110	70	7			
DT-111	25	23			
DT-113	22	133			
DT-114	40	53			

Fuente: Autor

En la tabla anterior 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.

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. 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).

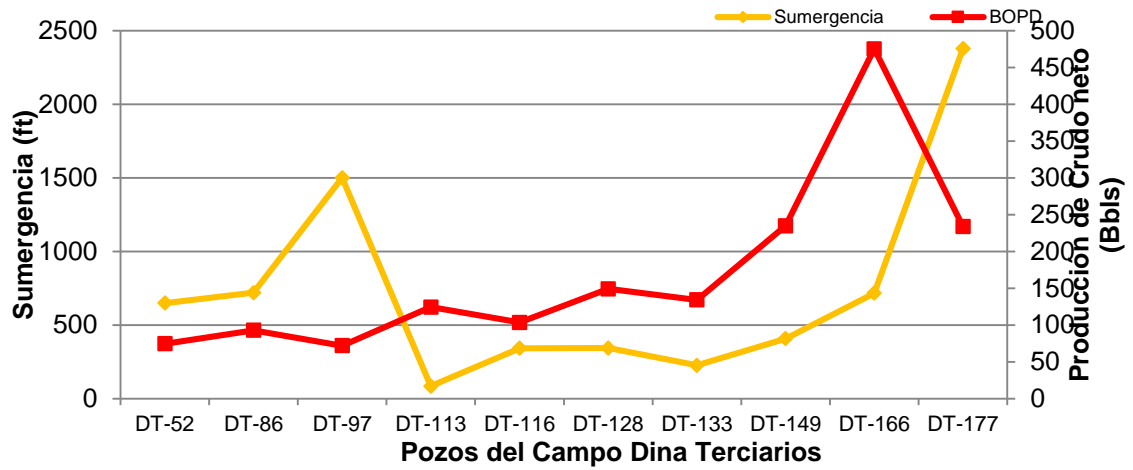
Gráfica 2. Análisis de la sumergencia y BS&W



Fuente: Autor

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.

Gráfica 3. Análisis de la sumergencia VS la producción de crudo



Fuente: Autor

Observando la Gráfica 3, se aprecia que pozos como el DT-52 y DT-177 tienen buena sumergencia respecto a su producción, y son importantes para el estudio.

Tabla 6. Data de Niveles y fluidos

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

Fuente: Autor

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 incremento de revoluciones por minuto del sistema de levantamiento artificial por unidad de bombeo de cavidades progresivas.

3.1 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.

Este pozo seleccionado posee un buen potencial, tiene buena sumergencia y en la gráfica 4 se detalla su comportamiento tras aumentar la velocidad.

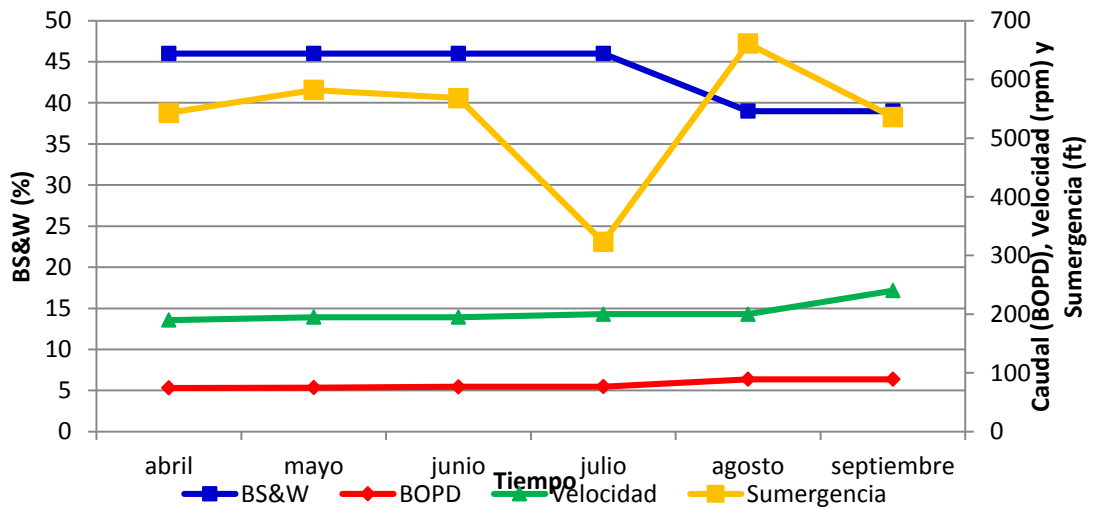
Se puede considerar que al incrementar de 190 a 195 rpm disminuye poco la sumergencia, pero al incrementar a 200 rpm disminuye drásticamente el valor de la sumergencia pero termina estabilizando en el mes de agosto de 2014, además disminuye su BS&W por lo que se decide aumentar a 240 rpm con un excelente resultado al aumentar la producción a 89 BOPD, con una ganancia de 15 BOPD comparado con abril de 2014.

Tabla 7. Histórico de producción DT-52

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

Fuente: Autor

Gráfica 4. Comportamiento DT-52



Fuente: Autor

3.2 POZO DT-113

Al seguir el comportamiento anterior al periodo de estudio, encontramos una tendencia estable, bajando un poco el caudal a 124 BOPD para los meses de mayo y junio de 2013, según lo observado en la Tabla 8.

Este pozo al contrario del DT-52 posee una baja sumergencia, por tal motivo se decidió disminuir la velocidad obteniendo los siguientes resultados referidos en la gráfica 5.

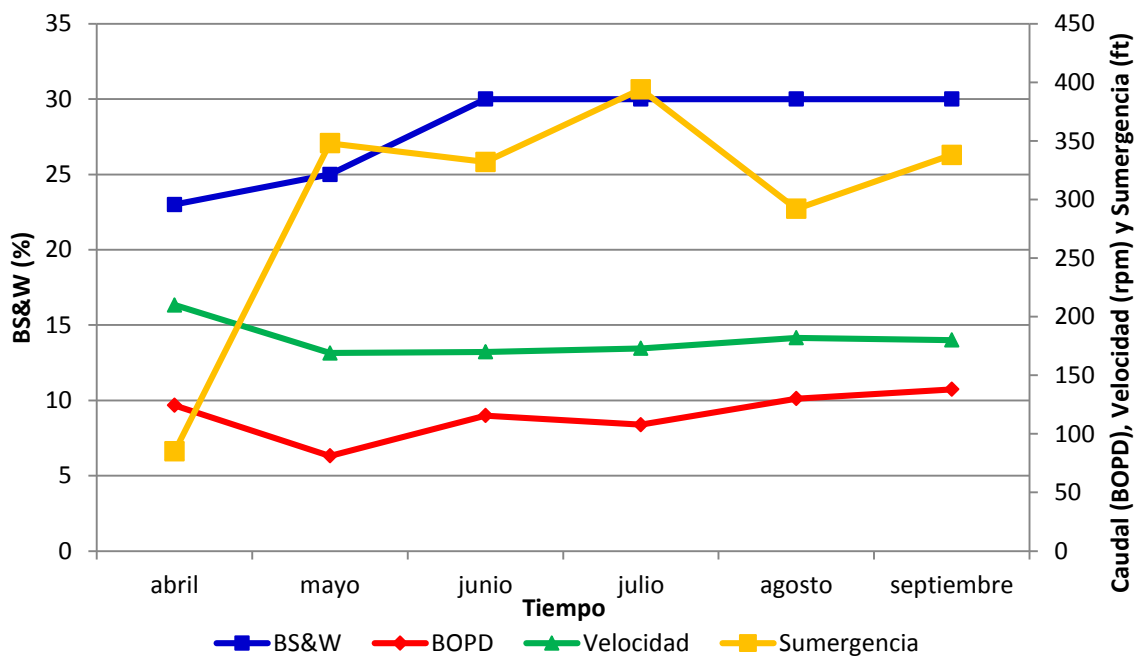
Tabla 8. Histórico de producción DT-113

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

Fuente: Autor

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 incrementa la producción hasta llegar a la producción de 130 BOPD en agosto del 2014, sumergencia de 292 pies a 182 rpm. Mejorando de esta manera las condiciones de operación de la bomba y asegurando el incremento del caudal con una sumergencia estable.

Gráfica 5. Comportamiento DT-113



Fuente: Autor

3.3 POZO DT-116

Desde principios del año 2013 este pozo tiende a incrementar su producción de fluido total y aceite, según lo observado en el histórico presentado la Tabla 9.

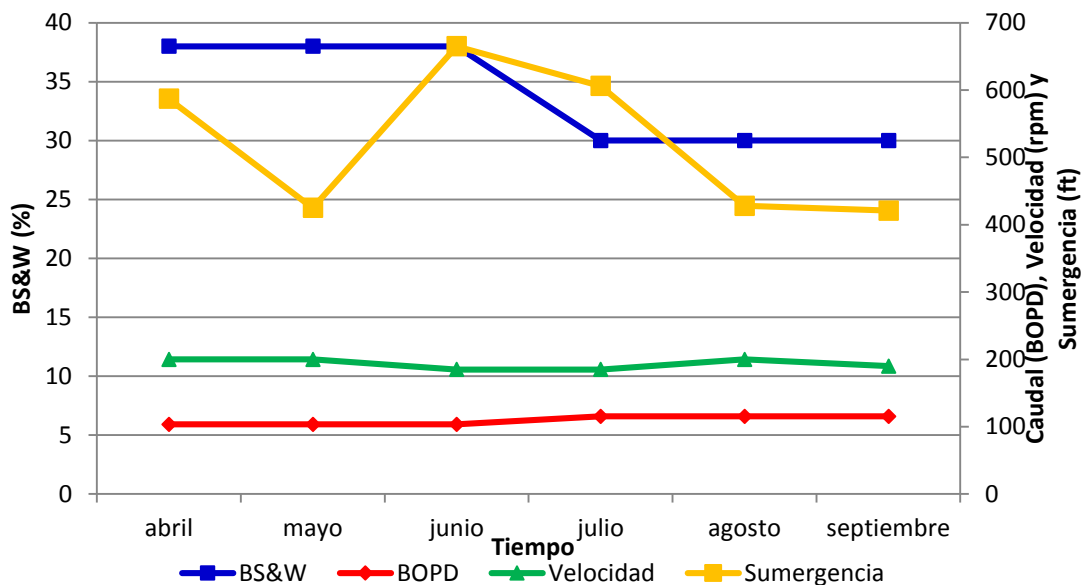
Durante el mes de mayo de 2014 este pozo disminuye la sumergencia por lo que se baja la velocidad desde 200 rpm a 185 rpm con un aumento esperado de nivel, para finales de septiembre de 2014 y después de que los fluidos del pozo se han estabilizado, se realiza un incremento de velocidad a 200 rpm y obteniendo cómo resultado una acentuación de la producción en 115 BOPD y una sumergencia que permite el incremento de velocidad, justificado también por la disminución del BS&W. Todo el comportamiento anteriormente descrito puede ser visualizado en la gráfica 6.

Tabla 9. Histórico de producción DT-116

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

Fuente: Autor

Gráfica 6. Comportamiento DT-116



Fuente: Autor

3.4 POZO DT-166

Por su gran importancia este pozo se encuentra bajo un monitoreo continuo del comportamiento, adicionalmente disminuyó en aproximadamente 100 BOPD de Enero de 2013 a Marzo de 2014.

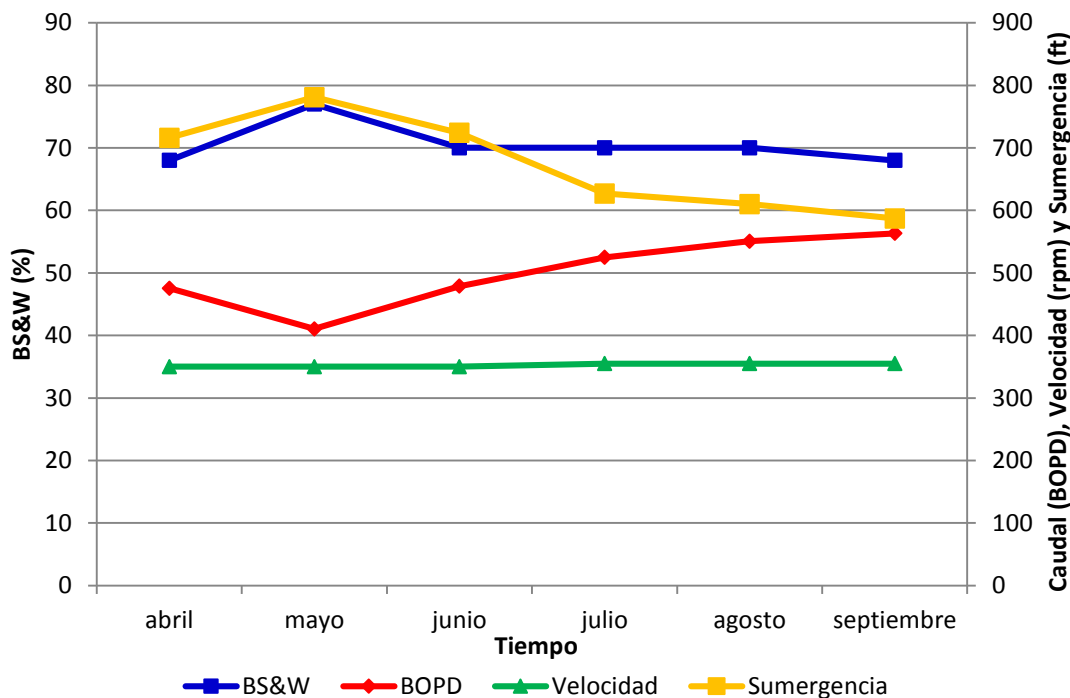
El pozo DT-166 posee buen potencial y su importancia radica en el interés por ser el de mayor potencial productor del campo Dina Terciarios, se maneja con mucha precaución cualquier cambio en las condiciones de operación, cualquier afectación en su BS&W o capacidad aportante. Es monitoreado constantemente y su comportamiento después del cambio de condiciones se evalúa en la gráfica 7.

Tabla 10. Histórico de producción DT-166

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

Fuente: Autor

Gráfica 7. Comportamiento DT-166



Fuente: Autor

Aumenta un poco el nivel de sumergencia en el mes de mayo del 2014, por lo que se decide incrementar solo 5 rpm a finales de junio del 2014 para un total de 355 rpm, resultando en septiembre del 2014 con un incremento exponencial de 411 a 563 BOPD en tan solo 5 meses, además de una favorable estabilización del BS&W alrededor del 68% con buena sumergencia bajo buenas condiciones de operación de la bomba.

3.5 POZO DT-177

Este pozo entró en operación de producción en Enero de 2014, por tal motivo continúa en evaluación y ajuste de condiciones de operación, con excelentes

resultados, es el segundo de mayor potencial productor en el campo e históricamente desde su alineación a batería se ha comportado de la siguiente manera:

Tabla 11. Histórico de producción DT-177

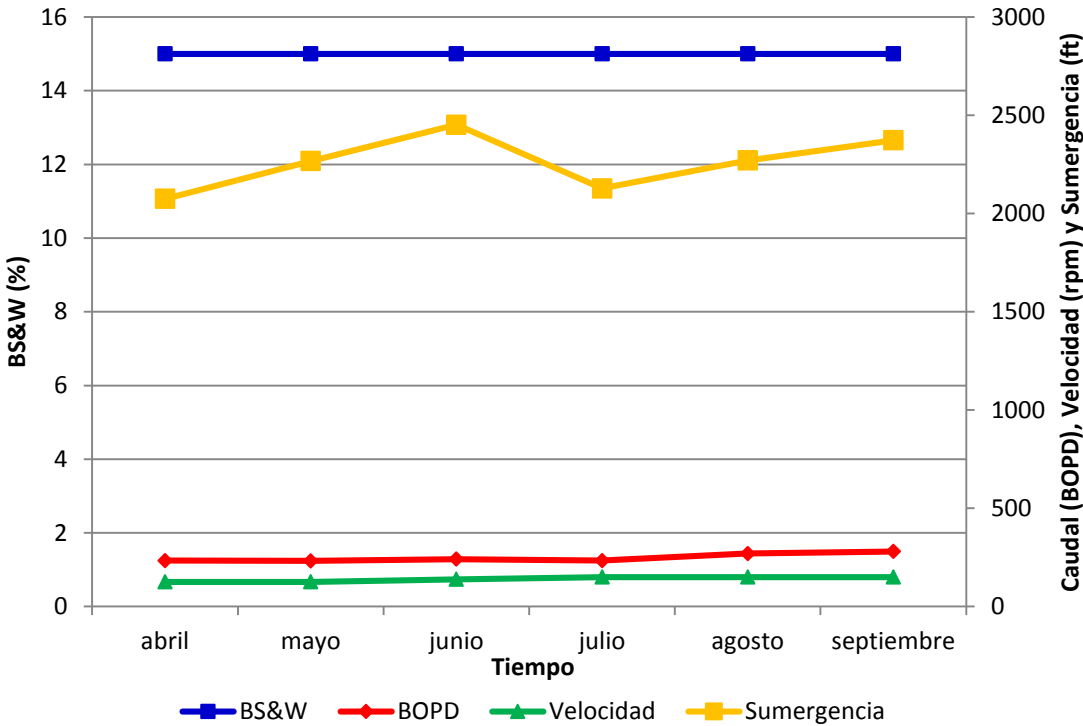
BFPD	%BSW	BOPD	BWPD	GAS	GOR	RPM
226	5	214	11	8	37	101
238	10	214	24	8	37	110
248	10	224	25	8	36	110
269	15	229	40	17	74	125
275	15	234	41	15	64	126

Fuente: Autor

De acuerdo con el análisis del comportamiento del pozo se puede determinar que posee aún excelentes probabilidades de incremento 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 el de este pozo 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).

Gráfica 8. Comportamiento DT-177



Fuente: Autor

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 determina 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, incrementando las revoluciones por minuto gradualmente para evaluar la incidencia de este cambio.

Consecuentemente, el 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 último parámetro de operación para estabilizar el BS&W e incrementar el 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 continuar incrementando la velocidad de operación de la bomba, mientras no cambie y estabilice el BS&W.

4.2. BALANCE DE PRODUCCIÓN

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

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, incrementando en 6 meses a 175 BOPD, siendo este el resultado de este proceso de optimización. Siendo durante los meses de Agosto y Septiembre de 2014 donde se refleja el mayor cambio diferencial de producción.

Tabla 12. Evaluación de la optimización

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

Fuente: Autor

Cabe resaltar que en durante 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 de pozos. La producción acumulada mensual presentó una desviación negativa.

5. 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 175 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 mismo.

Los pozos objetivo del estudio están posicionados en cercanía de la zona de waterflooding, ya que al incrementar la velocidad de las Bombas, incrementa el BS&W.

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

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.

6. 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 presente el fenómeno de conificación aumentando así el BS&W a la hora de incrementar la velocidad de las bombas con el objetivo de obtener mayor producción.

Evaluar con precaución el incremento de velocidad en las bombas de pozos ubicados en zonas de influencia de Waterflooding, para evitar efectos contraproducentes respecto a la producción diaria de crudo.

BIBLIOGRAFÍA

FOURIER Julio, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. México.: Editorial Limusa, 1987. (p.17-68). ISBN 968-18-2113-0

HIRSCHFELDT Marcelo, Manual de bombeo de Cavidades progresivas Oil Production.net version 2008 V1.

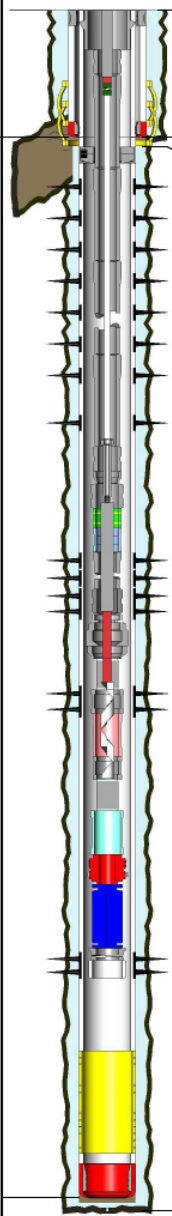
INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación Sexta actualización. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. NTC 1486

NETZSCH, Manual de sistemas PCP Revisión Octubre 2006. (p.8-46).

ANEXOS

Anexo A. Estado Mecánico DT-166

	Company: ECOPELROL 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 ppf, K-65, 15.0ft	BARRA LISA 1 1/4" X 40FT, 50.0ft
					0.05"	CASING JOINT(S) 9.625 in, 36.00 ppf, K-65, 699.3ft	TUBING HANGER 7-1/16 X 3 1/2" EUE, 15.7ft
					0.06"		pup joint 3 1/2" EUE, 21.8ft
					0.10"	CASING JOINT(S) 7.0 in, 23.0 ppf, N-80, 3,442.9ft	Pony rod de 1" x 10 y 6 ft, 68.0ft
					0.38"		VARILLAS 1" X 25 FT EL, 143.0ft
					2.06"		
3256.0ft	691.0ft		696.0ft		5.17"	CASING FLOAT SHOE, 9.625 in, 691.0ft	
			3256.0ft		13.54"	CASING FLAT JOINT, 7.0, 23.00 ppf, N-80, 3,456.7ft	
3320.0ft		HONDA		3,518.0ft, 3,528.0ft	11.96"		
				3,541.0ft, 3,551.0ft	11.65"		
				3,561.0ft, 3,571.0ft	11.37"		
				3,600.0ft, 3,610.0ft	11.11"		
				3,615.0ft, 3,620.0ft	10.58"		Tubing 3 1/2" EUE N80 9,3, 3,618.7ft
				3,631.0ft, 3,641.0ft	10.24"		
				3,676.0ft, 3,696.0ft	10.11"		
				3,785.0ft, 3,800.0ft	9.89"		
				3,845.0ft, 3,850.0ft	9.53"		
				3,858.0ft, 3,863.0ft	8.89"		
				3,872.0ft, 3,882.0ft	9.02"		
				3,892.0ft, 3,897.0ft	9.15"		VARILLA CONTINUA 1" CORROD SER 6, 3, 735.9ft
				3,950.0ft, 3,965.0ft	9.18"		SHEAR COUPLING 1" BOX-BOX x 50KILBS + COUPLING 1" WO 5555629, 3,737.0ft
					9.20"		Pup joint 3 1/2" EUE, 3,922.8ft
					9.22"		X/O 3 1/2" EUE x 4" NU, 3,823.3ft
					9.22"		VARILLA CONTINUA CUELLO DE GANSO 1" CORROD SER 6, 3,837.0ft
					9.22"		pup joint 4" NU x 6" oiu, 3,841.2ft
					9.25"		X/O 4" NU x 3 1/2" EUE, 3,841.6ft
					9.05"	CASING JOINT(S) 7.0 in, 23.00 ppf, N-80, 4,108.4ft	POLISHED ROD 1-1/2" PIN DE 1" X 44 FT + ABS TOOL, 1 FT., 3,881.0ft
					8.95"		seating Nipple 3 1/2" EUE x 2.75" ID, 3,842.2ft
					8.93"		Tubing 3 1/2" EUE N80 Nuevo, 3,873.8ft
					8.92"		pup joint 3 1/2" EUE N80 x 4" oiu, 3,881.7ft
					8.84"		PONY ROD 1-1/4" x 1" PIN x 10 ft, 3,891.0ft
					8.79"		Salvei RODEO 3 1/2" EUE, 3,863.3ft
					8.70"		X/O 3 1/2" EUE x 4" NU, 3,853.8ft
					8.48"		Extension superior 4" NU, 3,693.3ft
					8.33"		coupling 4" NU, 3,893.8ft
					8.32"		ROTOR WTF 22-40-2500 Pin 1-1/8" SIN 3277000461, 3,927.1ft
					8.31"		stator WTF 22-40-2500, 3,926.7ft
					8.31"		coupling 4" NU, 3,927.2ft
					8.30"		Extension inferior 4" NU, 3,928.4ft
					8.28"		pin de paro 4" NU x 3 1/2" EUE, 3,928.8ft
					8.27"		Andia TX7 para CSG 7" 3 1/2" EUE, 3,930.0ft
					8.26"		Sepador de gas 3 1/2" EUE, 3,932.7ft
					8.24"		tubing 3 1/2" EUE N 80, 3,962.8ft
					8.88"		couplin 3 1/2" EUE, 3,963.1ft
4010.0ft					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 ppf, N-80, 4,151.3ft	
					8.88"	CASING FLOAT SHOE, 7.0 in, 4,153.0ft	
4202.0ft	4,153.0ft		4202.0ft		8.88"		

Anexo C. Estado mecánico DT-113





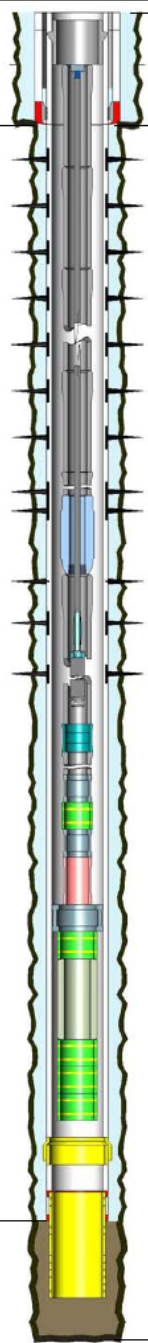
Company: ECOPEPETROL S.A. Event: WELL SERVICES
 Common Well Name: DINA TERCIARIO 113 Objective: TUBING LEAK
 Start Date: 2/24/2013 00:00



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"	Fibrot 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		
1593.0ft	712.0ft				12.69"			
				1,825.0ft, 1,835.0ft	10.63"			
					9.52"			
				1,895.0ft, 1,910.0ft	8.77"			
					7.36"			
				2,040.0ft, 2,050.0ft	5.39"			
2075.0ft					5.09"			TUBERIA DE PRODUCCION 3 1/2" EUE N-80, 3,115.0ft
					4.62"			
				2,240.0ft, 2,255.0ft	4.28"			Sucker Rod 7/8" X 25' EL W/ PL 5 7/8" con CNTR, 2,177.0ft
2440.0ft					4.18"			
			2,563.0ft, 2,583.0ft	4.18"				
2701.0ft				3.78"				
			2,723.0ft, 2,738.0ft	2.65"				
2802.0ft				2.47"				
			2,920.0ft, 2,930.0ft	2.16"				
			2,928.0ft, 2,938.0ft	2.13"				
				1.62"			Sucker Rod 7/8" X 25' EL, 3,052.0ft	
				1.60"				
3057.0ft				0.94"				
				0.90"				
				0.92"			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 EXTENSION 3.5"NU-PIN-PIN, 3,132.1ft	
				0.74"		Casing 7" N-80 23# BTC, 3,634.0ft	COUPLING 3.5" NU, 3,146.5ft	
				0.72"			Rotor 28-40-500 S/N: 3258000019, 3,143.8ft	
				0.69"			STATOR 16-2000+ 28-40-500 JS/N: 2964540412, 3,146.0ft	
				0.68"			COUPLING 3.5" NU, 3,146.5ft	
				0.67"			SPACER NIPPLE 3.5" NU PINXPIN, 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"				
3428.0ft				0.65"				
	Base Barzalosa			0.79"				
3553.0ft				0.97"				
	Guaduala			1.06"				
3639.0ft	3,634.0ft			1.06"				

Anexo D. Estado mecánico DT-116

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

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 subcouplig de 1.0 in x 0.875 in, 16.0ft
					0.40°		Pony Rod Tenaris MMS 0.875 in x 2 ft, 36.0ft
					12.77°	CASING FLOAT SHOE, 9.625 in, 710.2ft	
					17.19°		
1420.0ft	710.2ft				6.41°		
HONDA TH1				1,940.0ft, 1,950.0ft	5.86°		
2021.2ft					4.60°		
HONDA TH2				2,075.0ft, 2,090.0ft	4.55°		
					4.39°		
HONDA TH3				2,190.0ft, 2,205.0ft	4.33°		Tubing Joint(s) 3.5 in, 9.3 ppf, N-80, 2,710.6ft
					4.34°		
2322.1ft				2,276.0ft, 2,286.0ft	4.36°		
HONDA TH4				2,366.0ft, 2,376.0ft	4.20°		
					4.09°		
2572.8ft				2,465.0ft, 2,480.0ft	4.11°		
HONDA TH5				2,616.0ft, 2,633.0ft	4.09°		
					4.08°		
2683.1ft				2,616.0ft, 2,633.0ft	4.16°		
HONDA TH6				2,715.0ft, 2,730.0ft	4.10°		Tubing Pup Joint 3.5 in, EUE, PIN-PIN, 2,720.7ft
					4.08°		
2808.5ft				2,715.0ft, 2,730.0ft	4.06°		Sucker Rod Tenaris MMS 0.875 in x 25 ft centralizada 1 a 1, 2,811.0ft
HONDA TH7				2,808.0ft, 2,818.0ft	4.04°	CASING JOINT(S) 7.0 in, 23.0 ppf, N-80, 3,182.8ft	Blast Joint 4.0 in OD x 3.0 in, ID, 2,750.0ft
					4.02°		
2953.9ft				2,808.0ft, 2,818.0ft	4.35°		
HONDA TH8				2,880.0ft, 2,895.0ft	4.35°		Centralizer PL5, 2,878.2ft
					4.33°		Tubing Joint(s) 3.5 in, 9.3 ppf, N-80, 2,998.9ft
					4.31°		Shear coupling, 2,879.2ft
					4.31°		Sucker Rod Tenaris MMS 0.875 in, 2,954.2ft
					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 coarta 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
					4.35°		
					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	
					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	
					4.57°	CASING FLOAT SHOE, 7.0 in, 3,488.0ft	
					4.57°		FONDO LIMPIO @ 3440 ft FEB-12-2013, 3,604.5ft
					4.57°		
3304.9ft	3,488.0ft				4.57°		
BASAL BARZALOSA					4.57°		
3639.5ft					4.57°		
GUADUALA					4.57°		
3736.2ft			3736.2ft		4.57°		