

**APLICACIÓN DE LA TECNOLOGIA PCP DIRECT DRIVEHEAD EN DOS  
POZOS PILOTO EN EL CAMPO DINA TERCARIOS DE LA SOH**

**ANGELICA MARIA ROJAS ZAMBRANO  
JOSE ALBERTO TORO MONDRAGON**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS  
NEIVA  
2009**

**APLICACIÓN DE LA TECNOLOGIA PCP DIRECT DRIVEHEAD EN DOS  
POZOS PILOTO EN EL CAMPO DINA TERCARIOS DE LA SOH**

**ANGELICA MARIA ROJAS ZAMBRANO  
JOSE ALBERTO TORO MONDRAGON**

**Trabajo de investigación presentado para optar al título de  
Ingenieros de Petróleos**

**Director  
HENRY CHAVARRO GASCA  
Ingeniero de Petróleos  
Ingeniero de Producción Campo DINA Terciario**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS  
NEIVA  
2009**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

Presidente del jurado

---

Jurado

---

Jurado

Neiva, Febrero 6 del 2009

## DEDICATORIA

A Dios por ser mi mayor guía, a mis padres Edgar Rojas y Luz Dary Zambrano por apoyarme desde el inicio de esta etapa, a mi hermana Claudia por ser un ejemplo, a Federico por su compañía, a mis amigos por sus incontables y maravillosas experiencias y a todas aquellas personas que de una u otra manera colaboraron en la importante culminación de esta meta.

A todos mil gracias,

Angélica María Rojas Zambrano

Dedico este proyecto y toda mi vida profesional a Dios, a mis padres Mario Rodríguez, Martha Lucia Mondragón, porque hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome.

A mi abuela, hermanos, primos, amigos y profesores, por haber fomentado en mí el deseo de superación y anhelo de triunfo en la vida.

A mi esposa María Eva por su apoyo y comprensión en momentos difíciles, a mis hijos Jesús Andrés y Alberto José porque el orgullo que sienten por mí, fue lo que me hizo ir hasta el final.

Va para Ustedes, por lo que valen, por lo que hemos logrado,

José Alberto Toro Mondragón

## **AGRADECIMIENTOS**

De igual manera, los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

Al Ing. de Petróleos Javier Nevito, Jefe de departamento de Ingeniería y confiabilidad de la SOH.

El director de este proyecto Ing. de Petróleos Henry Chavarro Gasca, ingeniero de producción del campo DINA Terciario

Al asesor de este estudio Ing. de Petróleos Mario Molano Trujillo, ingeniero de producción senior del campo DINA Terciario

Al Ing. de Petróleos Fauricio Romero, ingeniero de producción del campo Dina Terciario.

Al Ing. de Petróleos Daniel Ortega, gerente operativo de TDA Supply and Services

Al Ing. de Petróleos Miguel Lesmes, Jefe del area Clariant Oil Services.

A la Ing de Petróleos Hayde Morales, Profesora del programa de Ingeniería de Petróleos y codirectora del proyecto

Al Ing. De Petróleos Cesar Augusto Posada, gerente operativo de A.V.S Ltda.

A ECOPETROL S.A, Superintendencia de Operaciones Huila y Campo DINA Terciario.

A los jurados de la presente investigación, Ing. de Petróleos Ervin Aranda Aranda y Ricardo Parra, profesores de la facultad de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	
1. GENERALIDADES	15
1.1 CAMPO DINA TERCIARIOS	15
1.1.1 Marco Geográfico	15
1.1.2 Marco Histórico	16
1.1.2.1 Distribución de la Producción	17
1.1.3 Marco Geológico	18
1.1.3.1 Estratigrafía	20
1.1.4 Fluidos de Yacimiento	21
1.2 ASPECTOS GENERALES DE LA INVESTIGACION	21
1.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS	21
1.3.1 Revisión Histórica	21
1.3.2 Generalidades sistemas PCP	23
1.3.3 Bombas de cavidades progresivas	26
1.3.3.1 Selección de Elastómeros	27
1.3.4 Cabezales	30
1.3.4.1 Cabezales convencionales	30
1.3.4.2 Cabezal DDH	31
2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A INSTALAR PCP	34
3 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN LOS DOS POZOS DE INTERES	37

3.1	FALLAS VARILLAS DE BOMBEO	37
3.2	DIFERIDAS POR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO	38
3.2.1	Diferidas DT-11	39
3.2.2	Diferidas DT-35	42
4	DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS	45
4.1	MODELAMIENTO DE LAS IPR`s EN DOCUMENTO EXCEL	47
4.1.1	Gráficas de IPR	48
5	SEGUIMIENTO OPERACIONAL INSTALACION DDH, EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO	57
6	CONCLUSIONES	60
7	RECOMENDACIONES	61
	BIBLIOGRAFIA	62
	ANEXOS	64

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción acumulada de fluidos y gas del campo Dina Terciario	16
Tabla 2. Selección de pozos	35
Tabla 3. Programas y función	45
Tabla 4. Índice de productividad y caudal máximo para cada pozo	50
Tabla 5. Información a nivel de campo	52
Tabla 6. Información a nivel de pozo	52
Tabla 7. Características cabezal DDH	56
Tabla 8. Pozo DT - 11	57
Tabla 9. Pozo DT - 35	58
Tabla 10. Producción BFDP	59
Tabla 11. Comparación entre equipo con correa polea y DDH	71
Tabla 12. Modelos de bombas y capacidades	75



## LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Figura 1. Localización geográfica del campo Dina Terciario	15
Figura 2. Histórico de producción	17
Figura 3. Esquema geológico del campo Dina Terciario	18
Figura 4. Sección este – oeste del campo, mostrando las diferentes Formaciones	19
Figura 5. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle superior del Magdalena	20
Figura 6. Instalaciones de PCP	22
Figura 7. Geometría de la PCP	26
Figura 8. Parámetros geométricos de la bomba de PCP	27
Figura 9. Elaboración del elastómero	28
Figura 10. Configuración y aplicabilidad del elastómero	30
Figura 11. Descripción de un sistema típico con bombas de cavidades progresivas (PCP)	30
Figura 12. Cabezal DDH	32
Figura 13. RPM del reductor de engranajes versus hercios	32
Figura 14. Diferidas Año 2006 DT-11	39
Figura 15. Diferidas Año 2007 DT-11	40
Figura 16. Diferidas semestre A del 2008 DT-11	41
Figura 17. Diferidas Año 2006 DT-35	42
Figura 18. Diferidas Año 2007 DT-35	43
Figura 19. Diferidas semestre A del 2008 DT-35	44

Figura 20. IPR pozo DT-11	48
Figura 21. IPR pozo DT-35	48
Figura 22. Parámetros de crudo en el well flo	49
Figura 23. Datos de formación en el Well flo	50
Figura 24. Diseño final DT-11	55
Figura 25. Diseño final DT-35	51
Figura 26. Diferidas pozo DT-11	57
Figura 27. Diferidas pozo DT-35	58
Figura 28. Producción	72
Figura 29. Nomenclatura de PCP	74
Figura 30. Espaciado de rotores	75

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Ubicación campo DINA Terciario en el Huila	65
Anexo B. Mapa de pozos del campo DINA Terciario	66
Anexo C. Métodos actuales de levantamiento artificial	67
Anexo D. Desarrollo del cabezal DDH	68
Anexo E. Especificaciones bomba Netzsch	74
Anexo F. Procedimiento operacional para puesta en marcha y parada del equipo	77

## RESUMEN

La actualidad de la industria del petróleo en Colombia, recae sobre numerosos esfuerzos de crecimiento que van desde hallazgos en exploración, hasta lo referente a transporte y comercialización de crudo.

En la actualidad, en nuestro país, se cuenta con una producción de aceite diaria por encima de los 500 kbpd, y de gas mayor a 700 Mpcd concentrados principalmente en el Valle del Río Magdalena y la cordillera oriental.

Hoy en día, no se escatiman esfuerzos que proporcionen resultados favorables en la mejora de la producción del país, por tanto las compañías petroleras operadoras, en especial ECOPETROL S.A como principal empresa nacional, se centra en la búsqueda de nuevas tecnologías y nuevos equipos que respondan a sus necesidades con la mínima tasa de egresos posibles, ante esto, uno de los temas con mayor importancia es el que comprenden los Sistemas de Levantamiento Artificial, como métodos de aumentar la producción del pozo basados y seleccionados en cada parámetro específico desde, la temperatura, presión, regímenes de producción óptimos, propiedades de los fluidos, particularidades del pozo; profundidad, inclinación, configuración de la terminación, instalaciones de superficie y tipo de energía para producir el levantamiento.

Este ejercicio académico para la instalación de una nueva tecnología en cabezales PCP comprende desde una primera fase que reúne la selección de los dos pozos con mejores respuestas al cambio de levantamiento artificial, basado en sus propiedades específicas tanto de los pozos como del equipo comprado por ECOPETROL. La segunda y tercera fase que comprende un análisis técnico del desarrollo del bombeo mecánico en los dos pozos de interés y la respuesta teórica y real del levantamiento por bombas de cavidades progresivas. Terminando el estudio con las conclusiones y recomendaciones surgidas en el desarrollo del trabajo de grado "Aplicación de la técnica PCP Direct DriveHead, en dos pozos pilotos en el Campo Dina Terciarios de la SOH" elaborado por los dos ejecutores.

## ABSTRACT

The present time of the oil industry in Colombia, falls on numerous efforts of growth that go from findings in exploration, to referring to transport and the commercialization of crude. At present, in our country, kbpd is counted on 700 a daily gas and oil production over the 500, greater to Mpcd concentrates mainly in the Valley of the Magdalena River and the Eastern mountain range.

Nowadays, efforts are not scrimped that provide favorable results in the improvement of the production of the country, therefore the operating oil companies, especially ECOPETROL S.A. like main national company, it concentrates in the search of new technologies and new equipment which they respond to its needs with the minimum rate of possible debits, before this, one of the subjects with greater importance he is the one than they include/understand the Systems of Artificial Rise, like methods to increase the production of the well based and selected in each specific parameter from, the temperature, pressure, optimal regimes of production, properties of the fluids, particularities of the well; depth, inclination, configuration of the completion, facilities of surface and type of energy to produce the rise.

This academic exercise for the installation of a new technology in mall pillows PCP includes/understands as much from one first stage that both reunites the well selection with better answers to the change of artificial rise, based in its specific properties of wells as of the equipment bought by ECOPETROL. The second and third phase that both includes/understands a technical analysis of the development of interest the mechanical well pumping and the theoretical and real answer of the rise by pumps of progressive cavities. Concluding the study with the conclusions and recommendations arisen throughout the investigation and elaborated by both investigators.

## INTRODUCCION

El sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas es uno de los mecanismos más utilizados en la actualidad gracias a los múltiples beneficios que brinda, entre los cuales se tiene un aumento de producción, mayor confiabilidad para pozos con crudo pesado, con medianos cortes de arena, petróleo de grado API medio, con limitaciones en el contenido de aromáticos, y yacimientos con altas temperaturas.

El campo DINA Terciario cuenta con nueve pozos con PCP, además de un estudio de factibilidad para su aplicación en la totalidad del campo. Lo que se busca con este trabajo además de aplicar este sistema de levantamiento artificial, es dar a conocer una nueva tecnología en cabezales de la casa fabricante “Direct Drive Head”, el cual lleva el mismo nombre, y es aplicado por primera vez en América Latina, para ello nace la necesidad de realizar el proyecto “APLICACIÓN DE LA TECNOLOGIA PCP DIRECT DRIVEHEAD EN DOS POZOS PILOTOS EN EL CAMPO DINA TERCIARIOS DE LA SOH”.

Este estudio parte de la elección de los dos pozos que se acogen de la mejor manera a la implementación de los nuevos cabezales, un análisis de resultados entre el bombeo mecánico y PCP, además de ciertas orientaciones técnicas para el manejo y funcionamiento del nuevo equipo, cumpliendo de esta manera los objetivos del proyecto en la realización del piloto para el campo DINA Terciario de la Super Intendencia de Operaciones Huila-Tolima (SOH).

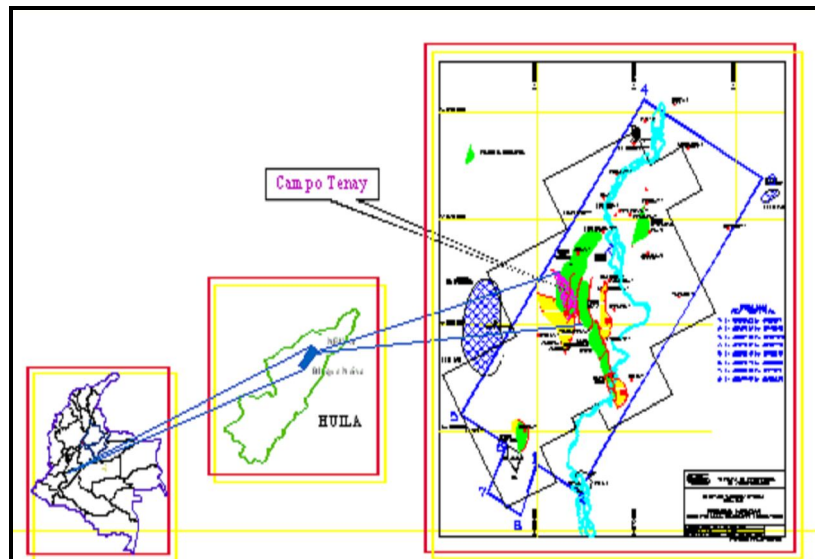
## 1. GENERALIDADES

### 1.1 CAMPO DINA TERCIARIOS

#### 1.1.1 Marco Geográfico

El Campo Dina Terciarios está localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la Sub-cuenca de Neiva, departamento del Huila, actualmente SuperIntendencia de Operaciones Huila Tolima (SOH) de ECOPETROL S.A. Aproximadamente a unos 17 Km de Neiva.

**Figura 1. Localización Geográfica del campo DINA Terciarios**



Fuente: Proyecto piloto de inyección de agua. Campo DINA Terciarios, Formación Honda. PETROMINERALES COLOMBIA LTD, ECOPETROL S.A.

El Campo corresponde a una trampa estructural formada por un anticlinal con cierre propio, limitado al Este por una falla inversa. La integración de la interpretación sísmica 3D junto con la información de pozo y registros dipmeter, permitió definir un modelo estructural más complejo con dos fallas inversas (back thrust de la falla que limita el campo al este) con rumbo norte-sur y una al norte con rumbo E-W que dividen el campo en varios bloques. Cada uno de estos bloques tienen contacto de fluidos y mecanismo de producción diferentes.

### 1.1.2 Marco Histórico

El Campo Dina Terciarios (Campo DT) fue descubierto en el año 1961, dentro de la Concesión Neiva 540, por las compañías Intercol, Tenesse Colombia y Colbras 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, y en marzo de 1963 se perforó el pozo Dina-3, el cual probó hidrocarburos en la Formación Doima-Chicoral.

El desarrollo del campo fue lento. Durante los primeros años de producción, década del 60, solo se perforaron 15 pozos y durante la década del 70 fueron perforados 6 pozos. En la década del 80 se llevó a cabo la campaña de perforación para desarrollar el campo, fueron perforados 56 pozos. Durante los años 2003 y 2004 se perforaron 8 pozos más dentro del Contrato de Producción Incremental (CPI) perteneciente a PETROMINERALES COLOMBIA LTD, siete (7) de los cuales fueron en la Formación Honda y uno (1) en la Formación Doima-Chicoral.

Inicialmente, algunos de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se pasó a un sistema de levantamiento por bombeo mecánico y PCP, los cuales se mantienen en la actualidad.

En la Tabla 1, se presentan los valores promedios de producción acumulada de aceite, agua y gas de cada una de las formaciones del campo DT, a Abril de 2006.

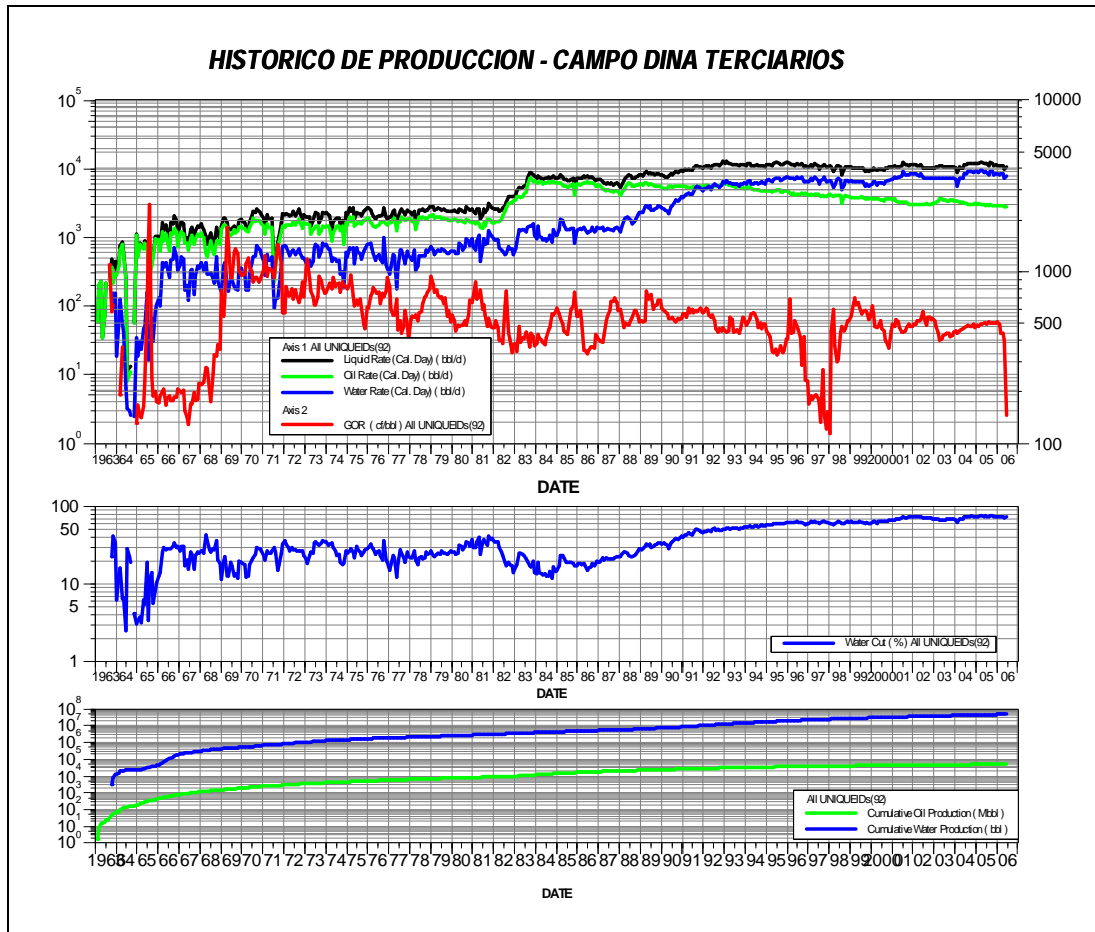
**Tabla 1. Producción acumulada de fluidos y gas del campo DT**

FORMACIÓN	VALORES ACUMULADOS					
	OIL (BBL)	OIL (%)	WATER (BBL)	WATER (%)	GAS (MMSCF)	GAS (%)
HONDA	43,873,630	89.2	34,042,101	72.7	23,286	91.7
DCH	2,566,416	5.2	3,498,770	7.5	653	2.6
MONSERRATE	1,718,956	3.5	8,433,680	18.0	789	3.1
BARZALOSA	1,009,692	2.1	854,685	1.8	652	2.6

Fuente: Proyecto piloto de inyección de agua, Campo Dina Terciarios, PETROMINERALES, ECOPEPETROL S.A., 2006



**Figura 2. Histórico de Producción**



Los datos y cifras mencionados en este apartado se tomaron de estudios y pruebas realizados por la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima (SOH) en conjunto con el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) para el Campo Dina Terciarios, para el 2006.

**1.1.2.1 Distribución de la Producción**

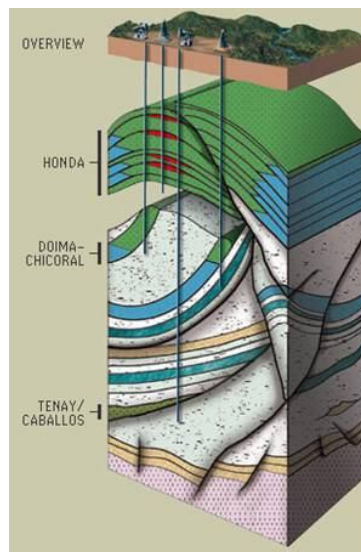
La distribución por formación, indica que el 89.2% de la producción del campo DINA TERCIARIO, proviene de la formación Honda. El 10.8% restante, proviene en conjunto de las formaciones Barzalosa, Doima – Chicoral y Monserrate (K4). La producción acumulada del campo es de 40.8 MMSTB.

**1.1.3 Marco Geológico**

El Campo DT se encuentra localizado en la sub-cuenca de Neiva, la cual tiene un rumbo Noreste, y está limitado en sus dos flancos por frentes de falla de las Cordilleras Central y Oriental.

En la Figura. 3 se ilustra el modelo geológico del Campo Dina Terciarios con la ubicación de las diferentes formaciones que lo conforman: Formación Honda (Terciario Superior-Mioceno), Formación Barzalosa (Terciario-Oligoceno), Grupo Chicoral (Eoceno), la Formación Doima (Oligoceno) y la Formación Monserrate (K-4) Cretácico.

**Figura 3. Esquema Geológico del Campo DINA Terciarios**



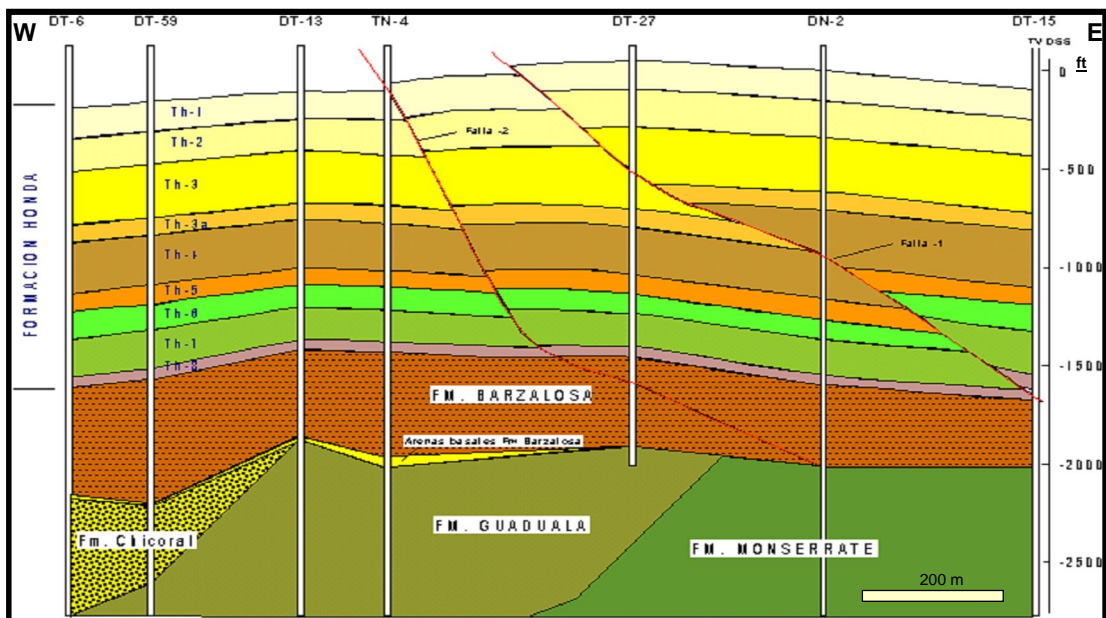
Fuente: Proyecto piloto de inyección de agua, Campo Dina Terciarios, PETROMINERALES, ECOPEPETROL S.A., 2006.

La Formación Honda, que es la principal Formación productora corresponde a depósitos fluviales de ambiente continental con dirección preferencial N-S. Las areniscas están constituidas por granos de tamaño medio con esporádicas variaciones a tamaño grueso y muy grueso. Los minerales autigénicos (esmectita) se encuentran formando delgados abrigos alrededor de los granos del armazón. La porosidad primaria es predominante y es en promedio del 15%. Hace parte también de esta formación los complejos de crevasse, con facies de areniscas bioturbadas, areniscas con laminaciones y ondulitas y areniscas con estratificación cruzada y el subambiente de llanura de inundación.

Estructuralmente el Campo Dina Terciario a nivel de la Formación Honda corresponde a un anticlinal con dirección Norte-Sur. El anticlinal tiene cierre propio

y se encuentra dividido en bloques por dos fallas inversas que corresponden a back thrust de la localizada hacia el este del Campo. Cada bloque tiene sus particulares comportamientos de mecanismos de producción y sus diferentes niveles de contactos de fluidos. Igualmente se identifica una falla con rumbo Este-Oeste al norte del campo. En la Figura 4 se observa la sección transversal Este-Oeste del campo.

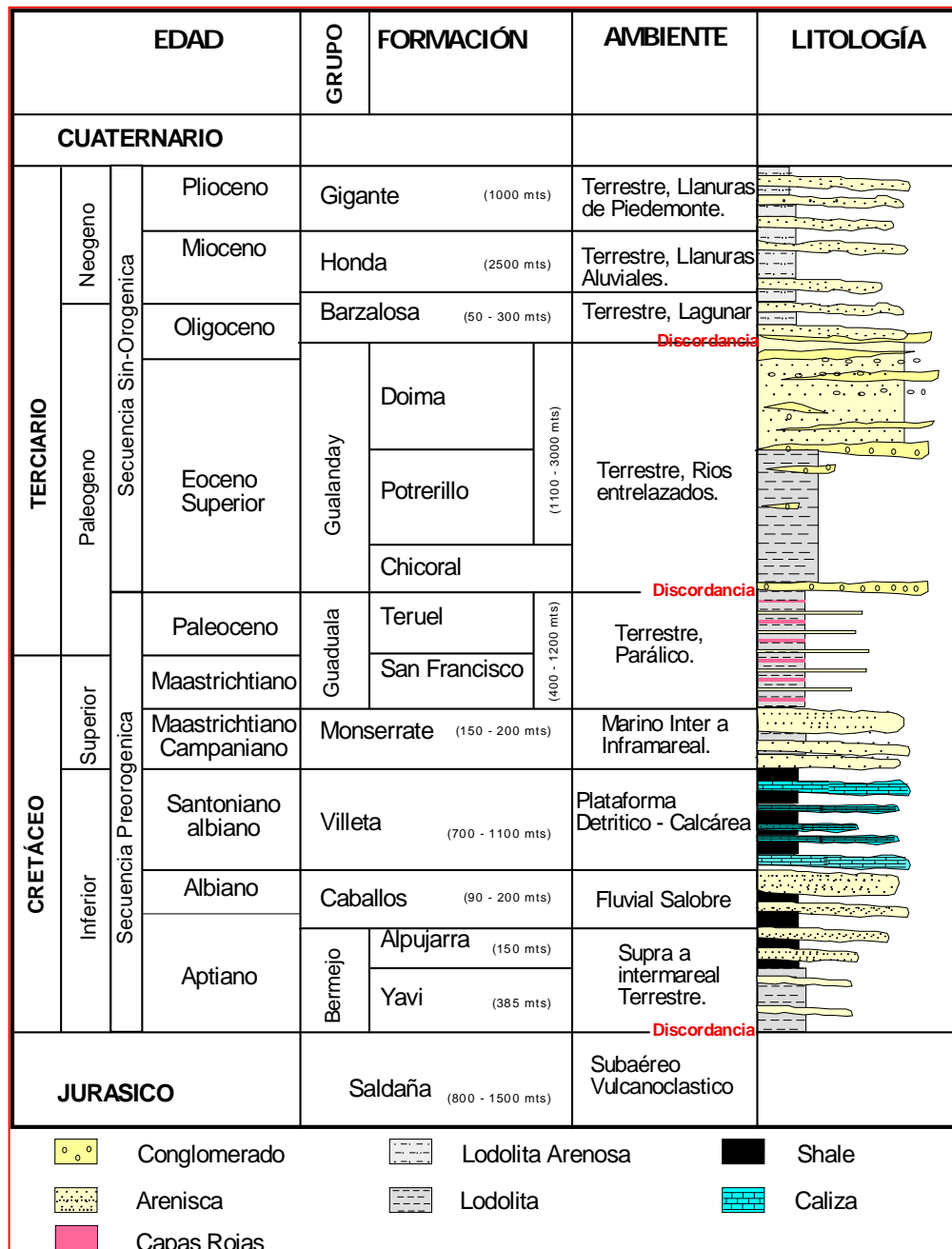
**Figura 4. Sección Este-Oeste del campo, mostrando las diferentes Formaciones**



Fuente: Proyecto piloto de inyección de agua, Campo Dina Terciarios, PETROMINERALES, ECOPEPETROL S.A., 2006.

### 1.1.3.1 Estratigrafía

**Figura 5. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.**



FUENTE: Informe Evaluación de Yacimientos formación Caballos, Campo SANTA CLARA. GERENCIA ALTO MAGDALENA (GAM). ECOPEPETROL S. A., 2001.

#### **1.1.4 Fluidos de Yacimiento**

El Yacimiento Honda corresponde a un sistema Black Oil saturado, con una presión de burbuja muy cerca a la presión de yacimiento. Es un crudo de baja merma, con gravedad API entre 18-20, un GOR en el rango de 150 a 1500 SCF/STB y corte de agua entre 15 y valores mayores a 90%. Este comportamiento tan variable del GOR y el corte de agua, depende del bloque donde se encuentre ubicado el pozo y las unidades que tenga abierta el pozo a producción.

La presión original de la Formación Honda en el Campo DT es de 1280 psi @ - 1600 pies bajo el nivel del mar. El mecanismo de producción asociado es combinado para cada uno de los bloques, predominando el empuje de agua en el bloque oeste y gas en solución en el bloque este. Aunque no existe un sostenimiento de la presión de forma significativa, la acción del empuje de agua permite diferenciar los perfiles de presión de los bloques Oeste y Este-Centro.

Los cálculos de OOIP por el método volumétrico para la Formación Honda son entre 225 a 247 Mbls. Con la producción actual acumulada para la Formación Honda con base en la distribución de producción realizada a Abril de 2006 de 43.87 MMbls de aceite, en la actualidad se tiene un factor de recobro del 17.76%.

### **1.2 ASPECTOS GENERALES DE LA INVESTIGACION**

El Sistema de Levantamiento Artificial con mayor crecimiento interanual es el método por bombas de cavidades progresivas con un porcentaje del 5.26% desde sus inicios en el año de 1980, lo que demuestra la aceptación y eficiencia del sistema desde su implementación.

Son considerables las mejoras tanto en el equipo de fondo, como en superficie de los componentes, que en su conjunto hacen a éste sistema de levantamiento atractivo y confiable con las necesidades de los campos de producción.

### **1.3 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS**

#### **1.3.1 Revisión Histórica**

El concepto de las bombas de cavidad progresiva fue desarrollado a finales de los años 20 por el Señor Rene J. Moineau. Nacido en Francia en 1887, mostró grandes cualidades intelectuales e inventivas a lo largo de su vida.

Para destacar, en 1932, Moineau forma la compañía “Pompes Compresseurs Mecanique” (PCM) en asociación con Gevelot Company, fungiendo como presidente fundador y domiciliado en la población de Vanves, Francia. En 1936, las patentes son vendidas bajo acuerdos de licencia a diversas compañías internacionales entre las que se destacan Mono Pumas Ltd de Inglaterra y Robbins and Myers de los Estados Unidos. Además, se lograron acuerdos de fabricación con compañías en Alemania, Rusia, China, Brasil y Canadá.

En sus inicios, la tecnología de cavidades progresivas fue dedicada para el desarrollo de sistemas de transmisión y bombas de transferencia para aplicaciones industriales (alimentos, papel, agricultura, petróleo, etc.). Para la industria petrolera, la primera aplicación data de mediados de los años 50, cuando se desarrollaron los primeros motores hidráulicos con mecanismo de doble rotor helicoidal para ser utilizados en la perforación de pozos direccionales. Sin embargo, con excepción de algunas pruebas clandestinas, no fue sino hasta finales de los años 70 y/o principios de los años 80 cuando se realizaron esfuerzos considerables para utilizarlas como método de levantamiento artificial para pozos productores de hidrocarburos, obteniéndose en la actualidad 50000 a 55000 pozos alrededor del mundo con este tipo de levantamiento artificial.

**Figura 6. Instalaciones de PCP**

País	Instalaciones BCP		Crecimiento
	Año 1994	Año 1999	
Argentina	100	600	500 %
Indonesia	200	600	200 %
Venezuela	250	750	200 %
Canadá	8.000	18.000	125 %
Europa	300	500	67 %
Rusia	1.000	1.500	50 %
Africa	20	30	50 %
Brasil	600	900	50 %
India	400	600	50 %
Omán	100	150	50 %
China	1.000	1.200	20 %
Estados Unidos	4.500	5.000	11 %
Otros	30	900	
<b>Total</b>	<b>16.550</b>	<b>30.730</b>	<b>86 %</b>

Fuente: Taller PCP, TDA Supply and Services. Bogota 2008

En 1979, algunas operadoras canadienses de crudo pesado cuyos pozos producían fluidos con un alto corte de arena, empezaron a experimentar con PCP.

Una vez que las pruebas en estas exigentes aplicaciones fueron exitosas, el desarrollo de sistemas completos de fondo y superficie aumentó rápidamente. En los años siguientes, la gama de productos empezó a comercializarse y la frecuencia de utilización incrementó considerablemente en los campos de crudo pesado en Canadá.

### **1.3.2 Generalidades del Sistema PCP**

En el sistema convencional PCP, la potencia requerida por la bomba es suministrada a la sarta de varillas de bombeo por el cabezal, localizado en superficie; el sistema está compuesto por:

- ✓ Cabezal y motor primo
- ✓ Sarta de bombeo
- ✓ PCP de fondo
- ✓ Accesorios (ancla de torque, anclas de tubing, centralizadores de varillas)

Las Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero.

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 varillas. La rotación de esta sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator lo cual hace que el fluido se desplace verticalmente hacia el cabezal del pozo. Los equipos de superficie, de distintas capacidades y dimensiones, se seleccionan en función de los requerimientos que exige cada sistema.

Este tipo de bombas son conocidas por su habilidad para bombear fluidos altamente viscosos y el manejo eficiente de arena. Su instalación, funcionamiento y mantenimiento son relativamente sencillos, por lo que hoy en día son ya varios los campos que han sido cambiados a dicho sistema de levantamiento por representar los costos de implementación y mantenimiento más bajos en comparación con otros sistemas, sin interferir esto con su tiempo de vida útil (Run Life).

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% lo cual, es mayor que cualquier otro método de levantamiento, según estudios realizados. Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena
- Habilidad para tolerar porcentajes medios de gas libre
- Menor probabilidad de que el fluido entre en emulsión por agitación (manejo de bajas ratas de corte)
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles:
  - Muy buena resistencia a la abrasión
  - Bajos costos de inversión inicial
  - Bajos costos de energía
  - Demanda constante de energía
  - Instalación y operación simple
  - Bajo mantenimiento
  - Equipos de superficie de pequeñas dimensiones
  - Bajo nivel de ruido

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los 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. A continuación se presentan algunas limitaciones del sistema PCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día ó 320 m<sup>3</sup>/día (máximo de 4000 Bls/día o 64 m<sup>3</sup>/día)
- Capacidad de levantamiento real de hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 10500 pies o 3500 metros)
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F ó 138 °C (máximo de 350 °F ó 178 °C)
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse ó deteriorarse, con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo)
- Sujeto a operar con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos



- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción, puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas.

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta, los sistemas con bombas de cavidades progresivas proveen el más económico, y en muchos casos el único método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

### **Parámetros de Aplicación**

#### **1. CRUDO PESADO**

- Menos de 18<sup>o</sup> API
- Viscosidad entre 500 a 1500 cps
- Producción por encima a 440 bbls
- Instalación entre 1000 a 2500 ft
- Cortes de arena superiores al 85%
- Cortes de agua superiores al 99%
- Bajo GOR y aromáticos
- H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> posibles

#### **2. CRUDO MEDIO**

- De 18 a 30<sup>o</sup> API
- Viscosidad menor a 500 cps
- De 2000 a 4500 fts
- Por encima de los 3100 bbls
- Corte de arena menor a 2%
- Cortes de agua por encima a 99%
- Grandes posibilidades de aromáticos H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>

#### **3. CRUDO LIVIANO**

- Mayor a 30<sup>o</sup> API
- Viscosidad menor a 20 cps
- De 3200 ft >
- Por encima de los 3100 bbls

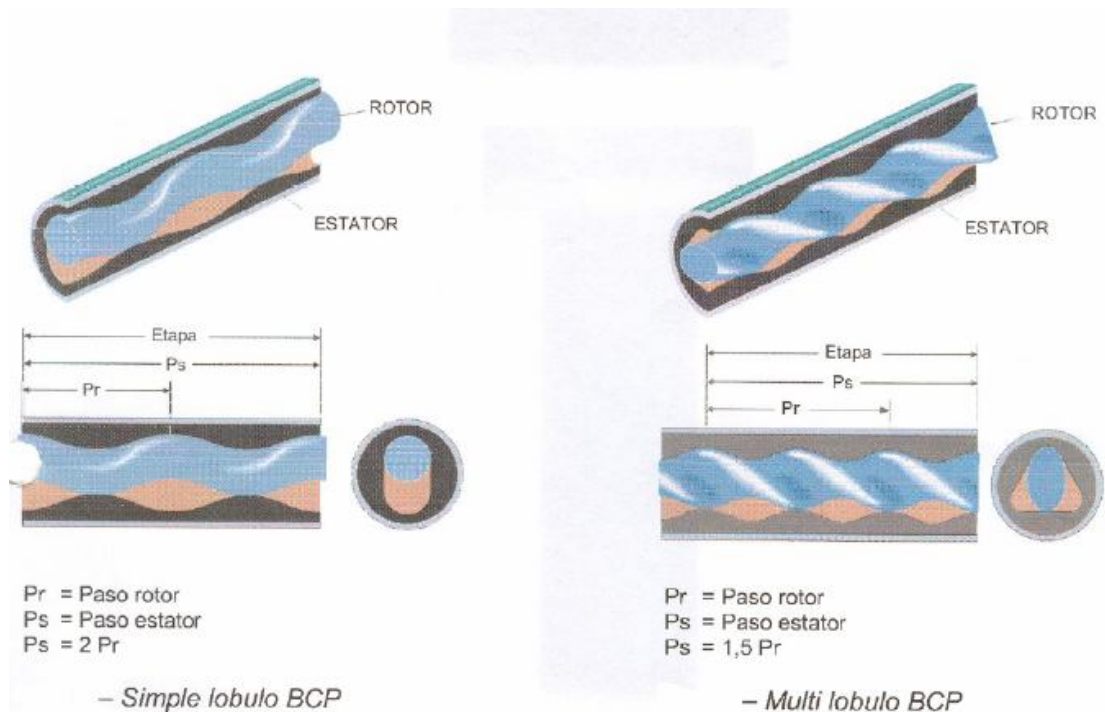
- Trazas de arena
- Cortes de agua por encima del 99%
- Altas posibilidades de aromáticos, alto GOR, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>

### 1.3.3 Bombas de Cavidades Progresivas

NETZSCH desarrolló la geometría PCP simple y multilóbulo, siguiendo el principio de Moineau, basado en el ajuste geométrico entre la única parte móvil (rotor) la cual gira excéntricamente en el elemento estacionario (estator).

En la geometría simple el rotor presenta una sección transversal circular, mientras en la multi-lóbulo la sección transversal es elíptica o triangular con bordes redondeados.

**Figura 7. Geometría de la PCP**



Fuente: Manual bombas de cavidades progresivas NETZCH

La geometría de la bomba viene definida fundamentalmente por la relación de lóbulos entre rotor y estator. Por ejemplo, la geometría de una bomba con rotor

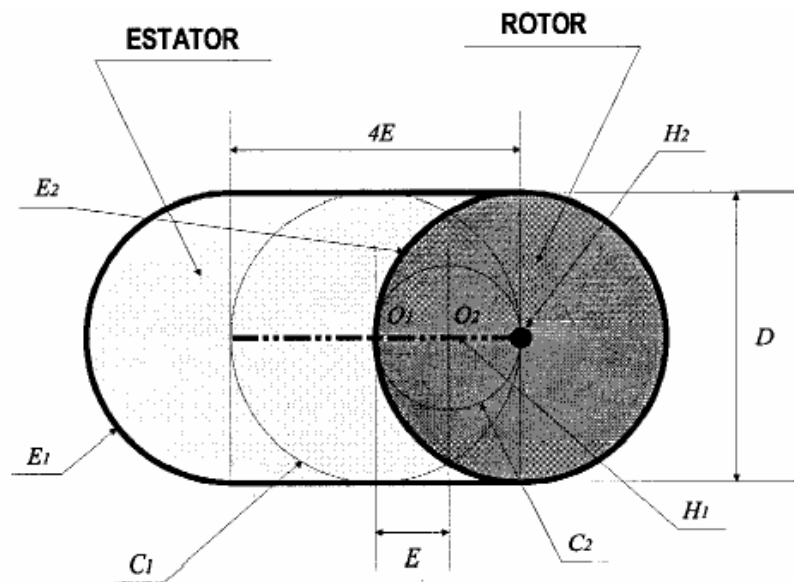
externamente helicoidal simple y estator internamente helicoidal doble se conoce como "BOMBA 1:2". Figura 8.

El rotor no es concéntrico con el estator. Por tanto, el movimiento del rotor dentro del estator resulta en la combinación de dos movimientos:

- La rotación alrededor de su propio eje en una dirección (en sentido de las agujas del reloj), y
- La rotación en sentido contrario de su eje longitudinal alrededor del eje del estator.

Los parámetros geométricos de este engrane helicoidal está perfectamente definida en la figura

**Figura 8. Parámetros geométricos de la bomba PCP**



Fuente: Manual bombas de cavidades progresivas de Weatherford.

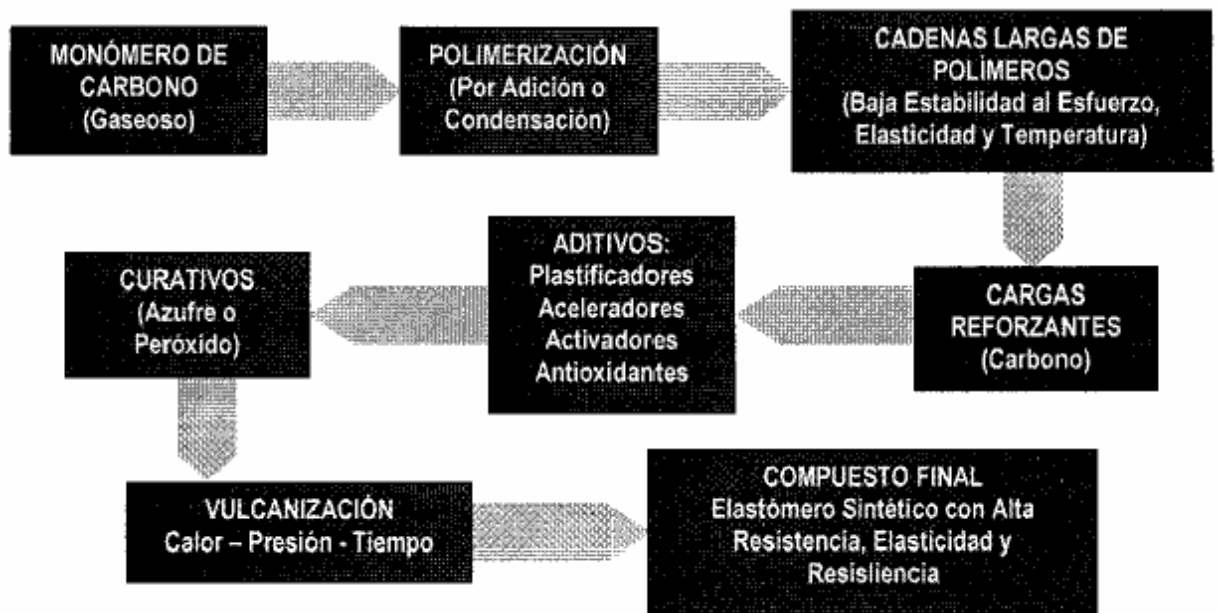
### 1.3.3.1 Selección de Elastómeros

Las condiciones de producción de los diferentes pozos y yacimientos varían considerablemente en un amplio rango cuando comparamos unos con otros. Se tiene por ejemplo, variación en las temperaturas de fondo, presiones de fondo

fluyente, fluidos producidos con caracterizticas totalmente diferentes en cuanto al tipo y contenido de solidos, tipo y volumenes relativos de gas.

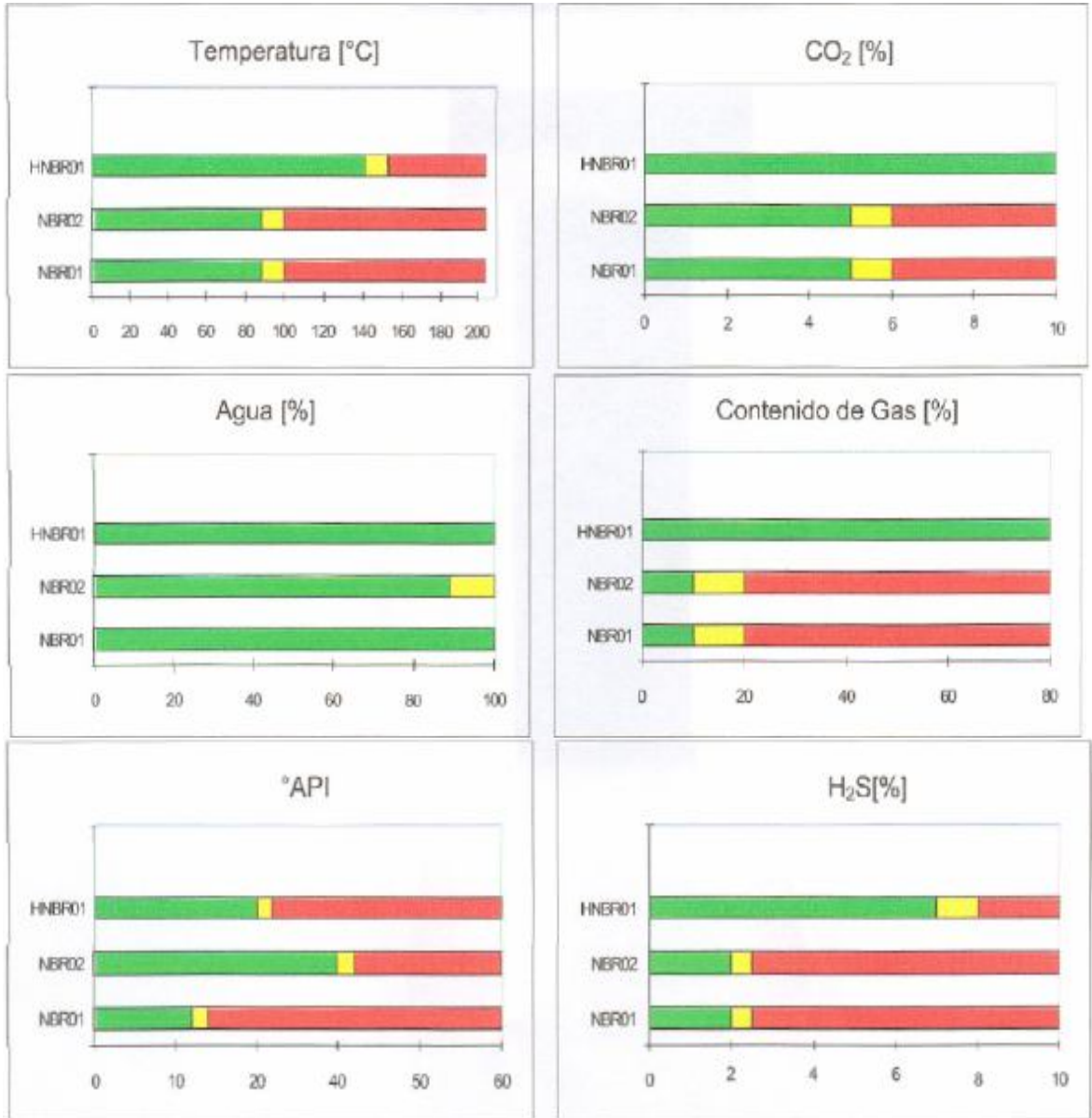
Todo lo anterior hace que los diferentes ambientes tengan a su vez diferentes efectos sobre los materiales elastomericos utilizados en la fabricacion de estatores, siendo muchos de estos ambientes adversos a cualquier formulacion de gomas, haciendo poco o no aplicable al método de PCP. De hecho, en pozos operados con sistemas PCP, la mayoría de las fallas se refieren a incompatibilidad de elastómeros ya sea por presencia de ciertos fluidos producidos, por altas temperaturas o por altas presiones diferenciales de operación.

**Figura 9. Elaboración de elastómero**



Fuente: Manual bombas de cavidades progresivas NETZSCH

**Figura 10. Configuración y aplicabilidad del elastómero**



Disponibilidad para alto porcentaje de arena mayor del 3%.

**NBR01 (SBE)    NBR02 (NSB)    HNBR01 (HSB)**

Nomenclatura:

**Rango Recomendado    Precaución    No Recomendado**

Fuente: Manual bombas de cavidades progresivas NETZSCH

El elastómero instalado en los dos pozos pilotos son el NBR01(SBE) que cumple con las condiciones de trabajo simuladas, para el fondo del pozo.

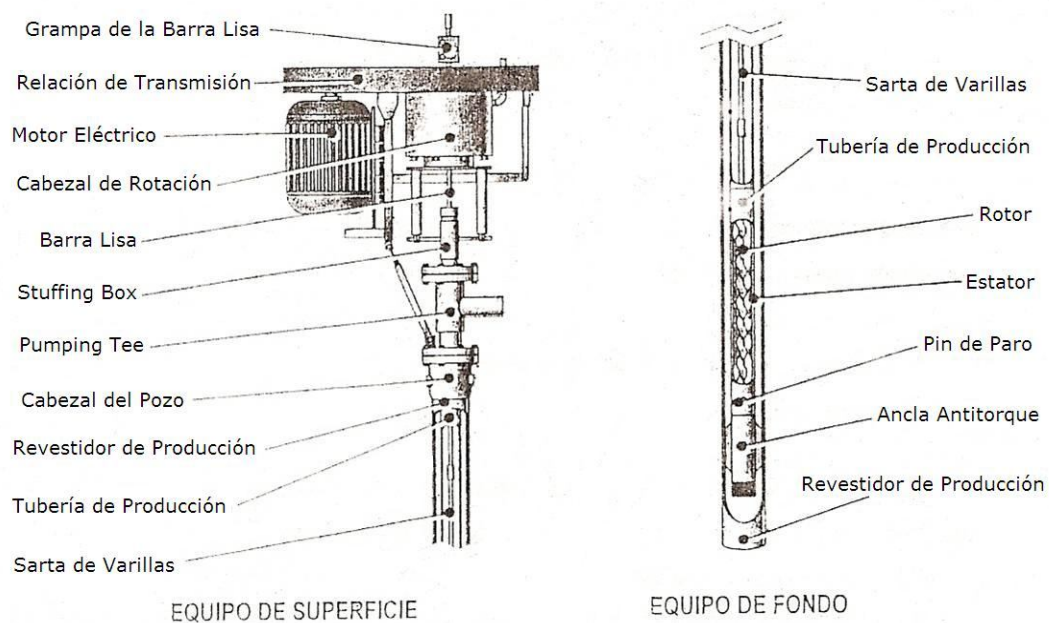
### 1.3.4 Cabezales

#### 1.3.4.1 Cabezales Convencionales

Genéricamente los cabezales son requeridos en sistemas convencionales de bombeo PCP para transferir potencia desde el motor a la bomba, la cual es manejada por la sarta de varillas de bombeo. Además debe cumplir con otras funciones tales como:

- ❖ Proveer acción de sellado entre la broca de pozo y el vástago.
- ❖ Soportar la carga axial determinada por la acción de bombeo.
- ❖ Proveer un medio adecuado de controlar el giro inverso de la sarta (backspin).

**Figura 11. Descripción de un sistema típico con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).**



Fuente: Principios Fundamentales para el Diseño de Sistemas PCP. MATTHEWS DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A. C-FER Technologies Inc. Calgary, Alberta (Canada). 1999.

#### **1.3.4.2 Cabezal DDH**

Es una tecnología creada en razón de las necesidades de los campos de crudo, fue conformado para que fuera el sistema de levantamiento artificial más robusto, económico y programable que existe, proporcionando una sencilla solución al proceso de instalación y mantenimiento de las operaciones de PCP.

El diseño del Direct DriveHead es ideal para cualquier tipo de pozo a una profundidad hasta de 6.000 pies, que representa la limitación de profundidad aproximada para bombas CP.

Este modelo, entrega 260 pies/lb de torque en forma continua a partir de un motor de 5 hp. Dando como resultado que se puede levantar mas de 300 barriles/día desde 1000 pies y/o hasta 120 barriles/día desde 6000 pies.

En consecuencia, se obtiene una tecnología que soluciona los problemas de daños y limitaciones de arena, problemas de correas y poleas, obteniendo ajustes inmediatos en velocidad y un aumento en el margen de seguridad, al igual que un aumento de la vida útil de la bomba.

El reductor de cambios con que cuenta este equipo, siempre puede cambiar el engranaje de 14:1 a 9:1 para doblar el potencial de la bomba PCP.

Relación de salida en el acople 14:1

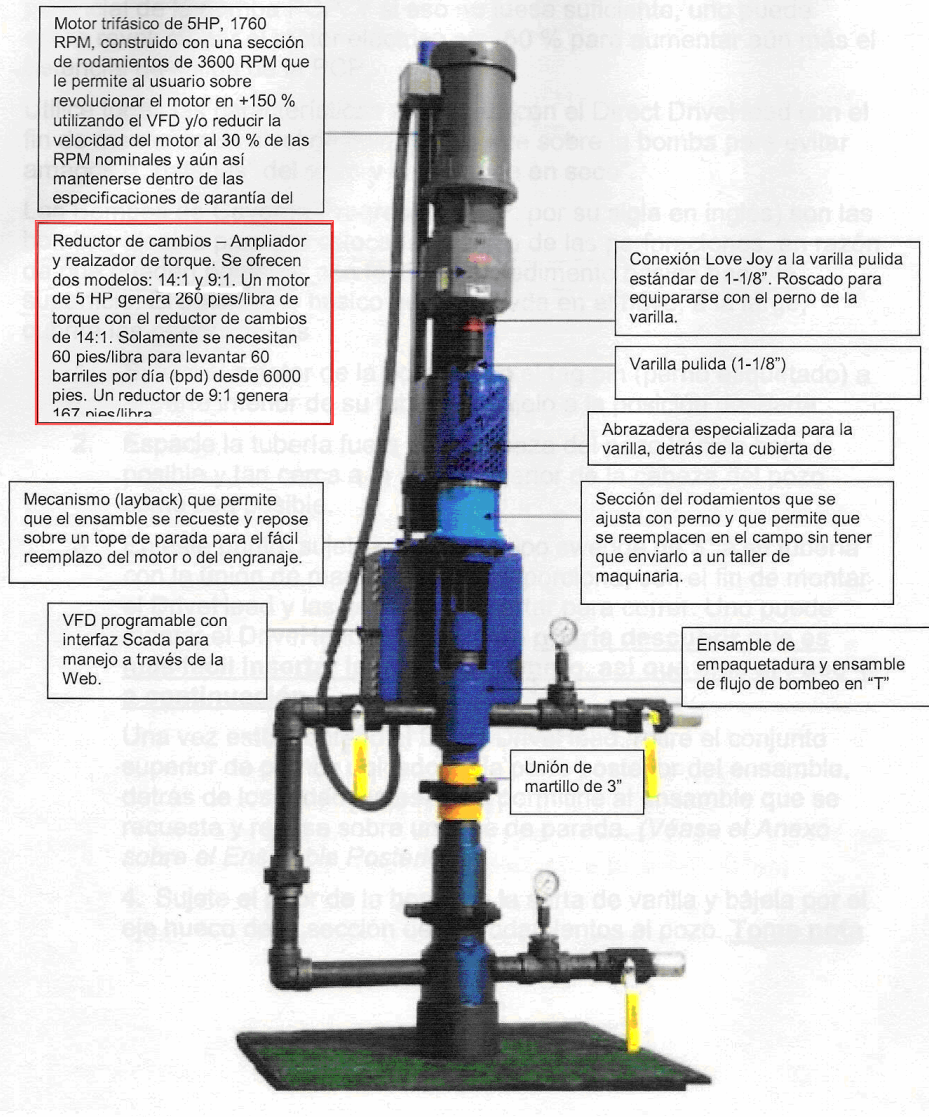
Salida en RPM 124 RPM a entrada nominal de motor de 5 HP, salida de torque constante (libras-pulgada 2519 / 209 libras por pie); Disponible al inicio y en picos 300+ libras por pie)

Relación de salida 9:1

Salida en RPM 194 RPM a entrada nominal de motor de 5 HP, salida de torque constante (libras-pulgada 1577 / 130 libras por pie); Disponible al inicio y en picos 230+ libras por pie)

**Figura 12. Cabezal DDH**

**Descripción general del conjunto estándar del equipo y sus componentes principales.**

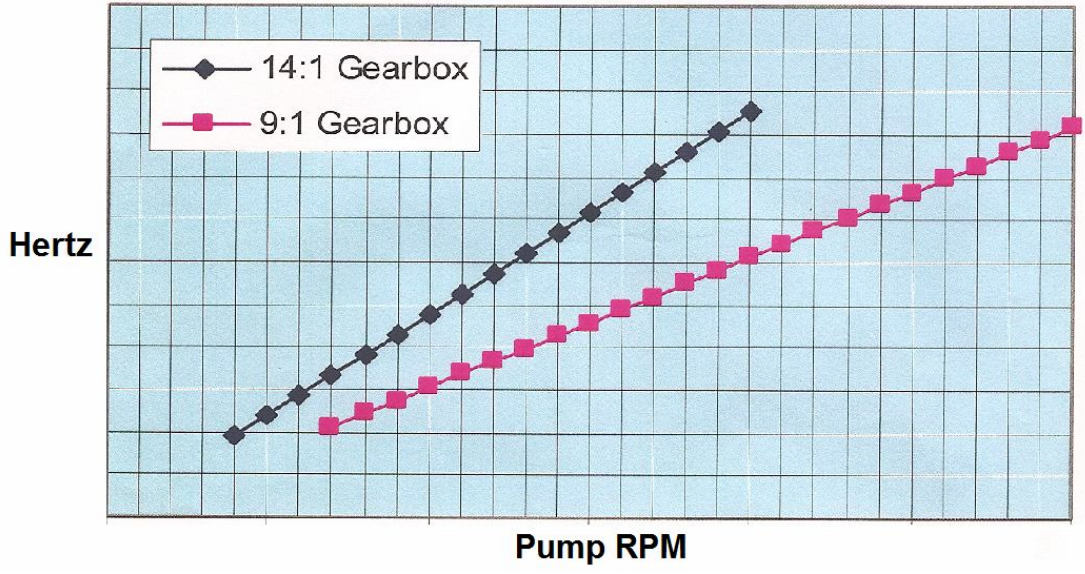


Fuente: Manual de instalación y operación Direct DriveHead

**Figura 13 RPM del Reductor de engranajes versus Hercios**



### Pump RPM vs Hertz



Fuente: Manual de instalación y operación del Direct Drivehead

## **2. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS A INSTALAR PCP**

Para la selección de los dos pozos candidatos a implementar el sistema de levantamiento por bombas de cavidades progresivas con el cabezal de la casa DDH, se tomaron en cuenta los siguientes factores:

- Capacidad de la bomba.
- Confiabilidad del sistema.
- Disminución de diferidas.
- Incremento de producción.

El estudio debió partir del hecho que la empresa ECOPETROL S.A, ya tenía en sus bodegas los equipos que comprendían el cabezal y la bomba, lo primero fué descartar los pozos que ya tenían PCP como sistema de levantamiento, los cuales son 9 de 63 en total, posterior, aquellos pozos en los cuales su producción excedía los 100BFPD por razones de exceso de capacidad, descartando en total 23 pozos, quedándonos con solo 9 candidatos opcionales, procedimos a conocer la capacidad de levantamiento que podía manejar la bomba CP, con este dato, y conociendo que en profundidad su máximo de asentamiento era de 3400 ft, se obtuvieron finalmente dos pozos con una profundidad de asentamiento no mayor a 3400ft, un caudal medio entre 40 y 90 BFPD y unas diferidas totales a Diciembre del 2007 mayores a 300 BFPD.

Obteniéndose de esta manera los pozos DT-11 y DT-35, como los mejores candidatos para la realización del piloto.

### **Tabla 2. Selección de pozos pilotos**

Pozo	PERDIDAS ACUMULADA 2007 (BFPD)	LIMITANTE DE SELECCION
DT-26:H-D-CH	4299	PCP
DT-52:H-D-CH	3944	PCP
DT-63:H-D-CH	3457	Potencial alto
DT-56:H-D-CH	2638	Bomba sobredimensionada
DT-59:H-D-CH	2068	Potencial alto
DT-19:H-D-CH	1678	Estado mecánico
DT-29:H-D-CH	1414	Potencial alto
DT-61:H-D-CH	1167	Potencial alto
DT-40:H-D-CH	1145	PCP
DT-44:H-D-CH	1132	Potencial alto
DT-8:H-D-CH	1071	PCP
DT-15:H-D-CH	1049	Potencial alto
DT-68:H	1040	PCP
DT-54:H-D-CH	982	Estado mecánico
DT-39:H-D-CH	784	Potencial alto
DT-22:H-D-CH	762	Potencial alto
DT-62:H-D-CH	738	Potencial alto
DT-25:H-D-CH	728	Potencial alto
DT-6:H-D-CH	625	Potencial alto
DT-49:H-D-CH	594	Potencial alto
DT-48:H-D-CH	542	Potencial alto
<b>DT-11:H-D-CH</b>	<b>538</b>	
DT-1:H-D-CH	529	Potencial alto
D8:H-D-CH	529	Estado mecánico
DT-14:H-D-CH	488	Estado mecánico y potencial alto
D-1A:H-D-CH	486	Estado mecánico
DT-18:H-D-CH	478	Potencial alto
DT-57:H-D-CH	413	Estado mecánico
DT-70:H	336	PCP
DT-71:H	328	Potencial alto
<b>DT-35:H-D-CH</b>	<b>313</b>	
DT-64:H-D-CH	309	Potencial alto
DT-38:H-D-CH	292	
DT-2:H-D-CH	289	Potencial alto
DT-55:H-D-CH	277	
DT-58:H-D-CH	251	

Continuación tabla 2. Selección de pozos pilotos...

Pozo	PERDIDAS ACUMULADA 2007 (BFPD)	LIMITANTE DE SELECCION
DT-51:H-D-CH	233	
DT-33:H-D-CH	228	
DT-31:H-D-CH	226	
DT-20:H-D-CH	224	
DT-73:H	223	Potencial alto
DT-32:H-D-CH	209	
DT-21:H-D-CH	204	
DT-60:H-D-CH	202	Potencial alto
DT-45:H-D-CH	193	Potencial alto
D-2:H-D-CH	186	
DT-50:H-D-CH	176	
DT-41:H-D-CH	170	
DT-46:H-D-CH	155	
DT-74:H	152	PCP
DT-3:H-D-CH	133	
DT-69:H	131	PCP
DT-10:H-D-CH	130	
DT-12:H-D-CH	124	
DT-75:H	107	PCP
DT-72:D-CH	103	
DT-5:H-D-CH	96	Potencial alto
DT-17:H-D-CH	83	
DT-27:H-D-CH	54	
DT-23:H-D-CH	43	
DT-28:H-D-CH	40	
DT-36:H-D-CH	35	
DT-16:H-D-CH	33	

Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

La zona sombreada corresponde a los pozos con unas diferidas anuales (2007) inferiores a los 300 BFPD.

El pozo DT-11 seleccionado maneja un caudal de producción real de 50 BFPD, con una profundidad de asentamiento de la bomba 3090 pies, y el pozo DT-35 con un caudal de producción total de 65 BFPD, con una profundidad de asentamiento de la bomba 3191 pies. Cumpliendo los dos pozos con las especificaciones de operación de la bomba, la cual maneja un caudal 26-130 BFPD y una profundidad de asentamiento de 3500 pies.

### **3. EVALUACION DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO EN LOS DOS POZOS DE INTERES**

#### **3.1 FALLAS VARILLAS DE BOMBEO**

La mayoría de las fallas asociadas con los sistemas de levantamiento artificial puede ser atribuida a uno de los tres componentes principales del fondo pozo la bomba de fondo, la varilla de bombeo o la sarta de tubería de producción.

Dentro de las fallas que presentan las sartas de bombeo de los pozos en evaluación, encontramos principalmente, falencias mecánicas y/o por fatiga causadas por trabajar la varilla en compresión y mantenerla sujeta a esfuerzos cíclicos continuos, provocando un excesivo número de intervenciones para cada caso, teniendo en el pozo DT-11 un total al 2007 de 8 servicios y para el pozo DT-35 un total de 4 servicios. Estos casos, pueden generar ceses de la actividad frecuentes y necesidad de mantenimiento excesivo, reparación y hasta incluso reemplazo completo de las piezas para que el sistema pueda seguir operando. Por lo general, el costo de dicho mantenimiento excede el costo que se tendría por evitar el problema en la etapa de diseño o la aplicación de medidas de control en la misma.

Además las interrupciones causadas por estos daños, afectan directamente la producción. Estas interrupciones pueden resultar en una reducción de las ganancias ocasionando un gran impacto económico. Por otro lado, el coste, cese y reinicio de la operación puede llegar a ser considerable; razones por las cuales se tomo la decisión de convertir los pozos seleccionados a PCP.

Es necesario tener en cuenta que los dos pozos analizados del campo DINA Terciarios DT-11 y DT-35, presentan diferentes problemas asociados a su sistema de levantamiento por bombeo Mecánico, analizados a partir de dinagramas generados por el programa TWM, y estudiados dos años atrás de acuerdo a las fechas de los servicios evaluados del programa DIMS. Todo compilado en el archivo de Excel "dinagramas y servicios de DT.xls", algunos de los parámetros más importantes son:

- ❖ Golpe de pistón, el cual genera daño en la válvula viajera, y en las cajas.
- ❖ Golpe de fluido, genera daño mecánico en las partes de la bomba.
- ❖ Fricción entre la barra lisa y el stuffing box
- ❖ Porcentajes de llenado irregulares
- ❖ Fricción por finos
- ❖ Requerimiento de servicio en las válvulas
- ❖ Varillas partidas

Los cuales ocasionan en su conjunto también, fallas mecánicas y fallas de fatiga por esfuerzo, lo que a final produce pérdida de tiempo, producción y pérdidas económicas, que se minimizaron según este estudio, con la instalación del nuevo sistema de levantamiento por PCP, siendo en conjunto el nuevo cabezal de la casa DDH, y su correspondiente bomba Netzsch.

### **3.2 DIFERIDAS POR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO**

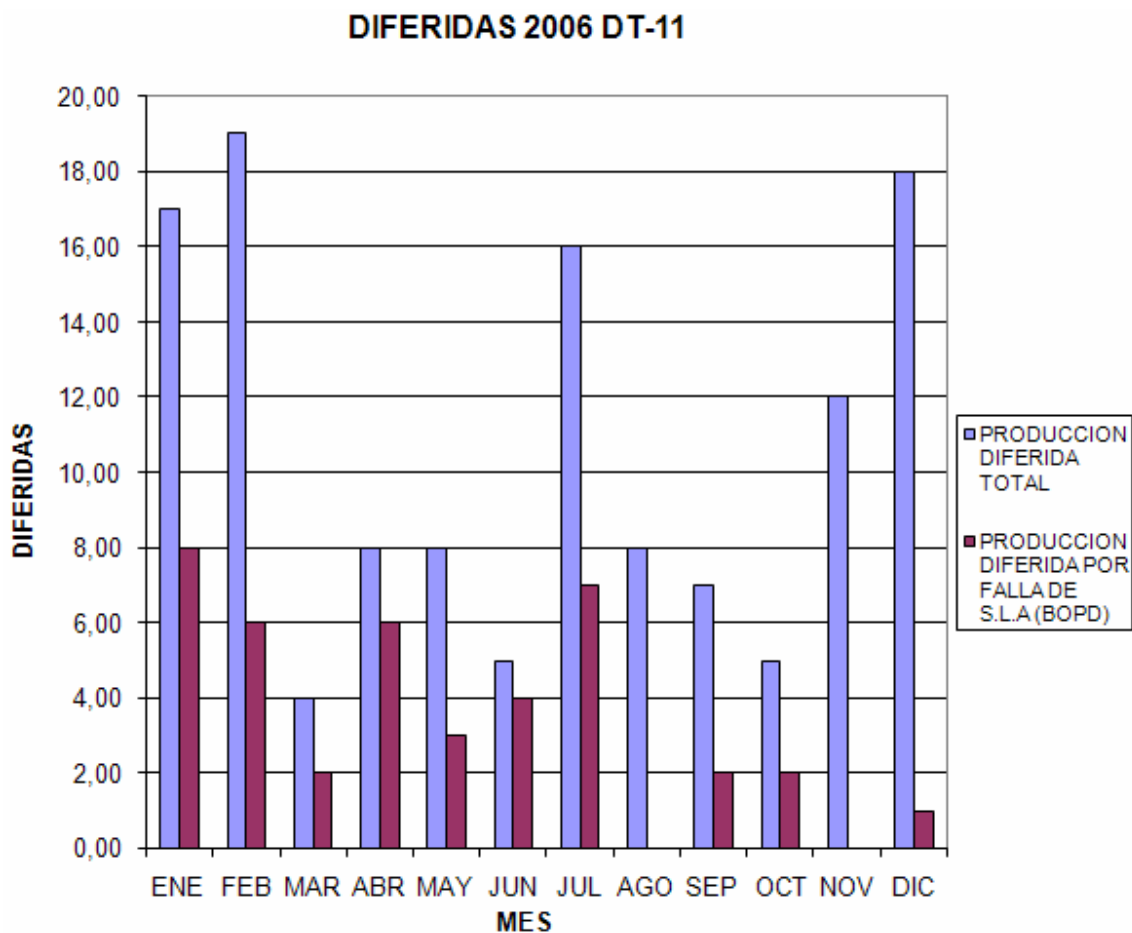
Tal como se menciona en el capítulo de Selección de los dos pozos candidatos para la implementación de bombas de Cavidades Progresivas, uno de los parámetros más influyentes fue el hecho que proporciona el sistema de levantamiento por PCP, que es la confiabilidad que brinda este.

ECOPETROL S.A, dentro los objetivos que tiene es poder minimizar las diferidas que ocasione cualquier sistema de levantamiento y en especial el bombeo mecánico que es el de mayor utilización en la SOH, siendo más crítico en aquellos pozos que por su potencial no sean los primeros para intervenir, por lo cual la demora por un equipo de workover y la realización de cualquier actividad provoque que la producción se pare y se tenga a la larga grandes cantidades de diferidas y por ende pérdidas económicas.

Por ello también en la selección de los dos pozos DT-11 y DT-35, se tuvo en cuenta que tuvieran una pérdida de producción por encima de los 300 bbl de aceite anual, en este aparte, miraremos en profundidad el análisis de diferidas para los dos pozos desde el año 2006.

### 3.2.1 Diferidas DT-11

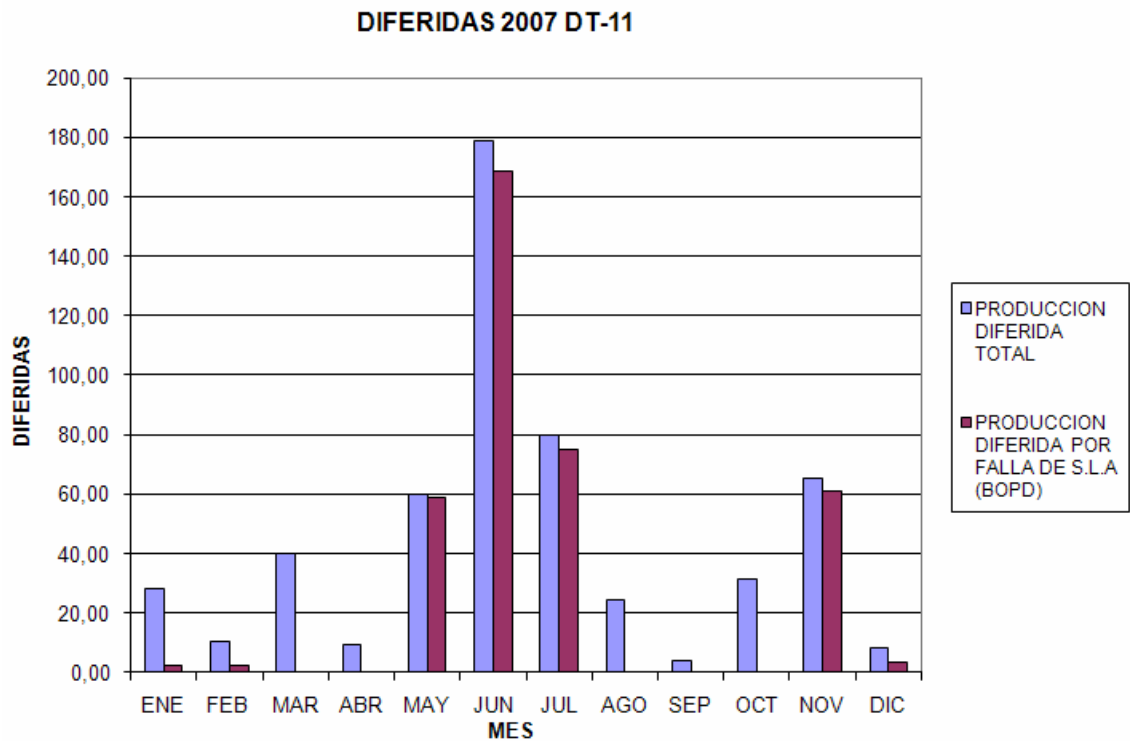
Figura 14. Diferidas Año 2006



Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

En el año 2006, las diferidas de producción totales ascendieron al valor de 127 barriles de aceite para el pozo DT-11, correspondiendo de este total 41 barriles a causa del sistema de levantamiento por bombeo mecánico. Debido a fallas en la unidad de bombeo.

**Figura 15. Diferidas Año 2007**



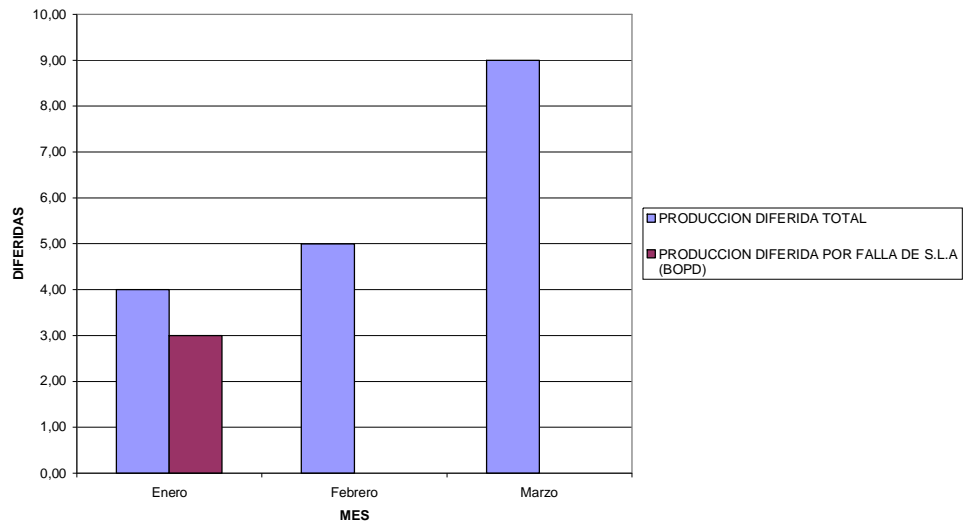
Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

Para el año 2007, las diferidas totales alcanzaron un valor de 538 barriles de aceite, de las cuales 371 corresponde a falencias del bombeo mecánico, relacionadas con el elevado número de intervenciones realizadas ese año, por problemas en el equipo de fondo del pozo. Con respecto al año 2006, se tuvo un incremento en las diferidas de 330 barriles de aceite, correspondiente a un 900%.

**Figura 16. Diferidas Semestre A del 2008**



DIFERIDAS 2008-A DT-11

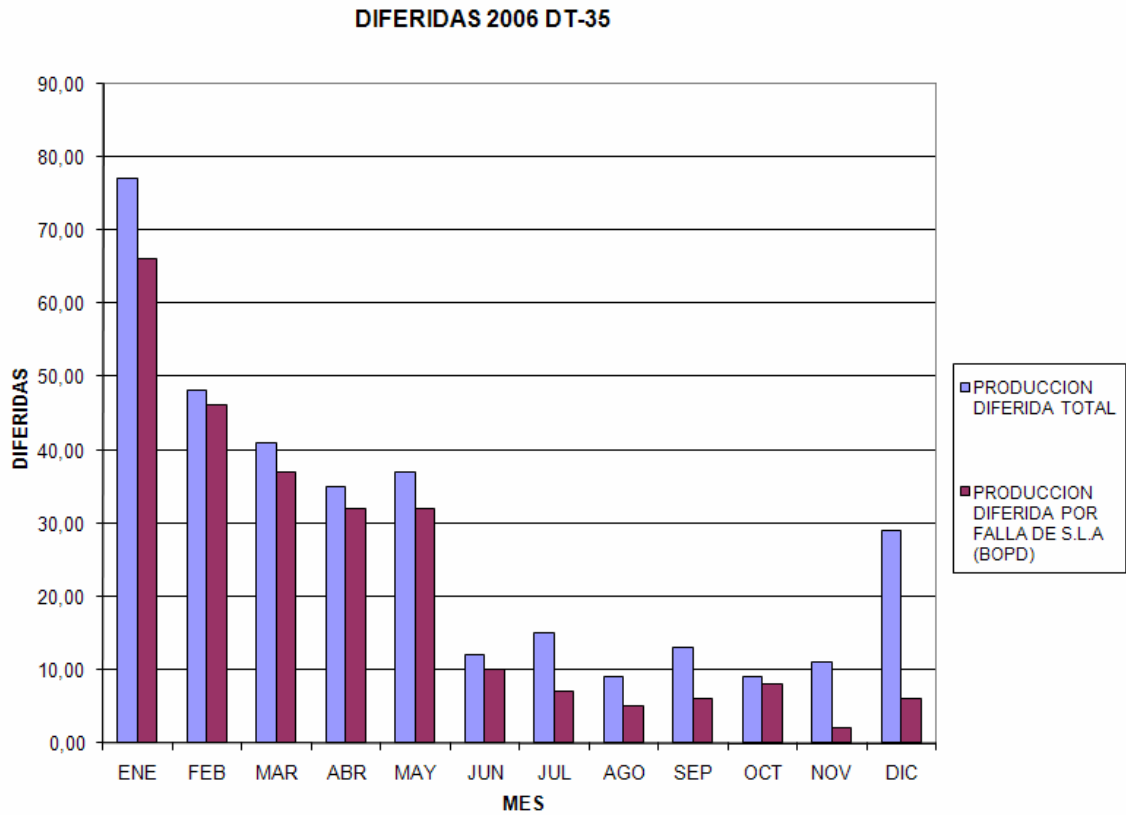


Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

Para el año 2008, solo fueron analizados los primeros tres meses debido al corte de datos que se selecciono para el estudio, para este caso son 18 barriles de aceite de diferidas totales y 3 barriles de aceite relacionadas con el sistema de levantamiento de bombeo mecánico, dándose la disminución por los cambios efectuados tanto en superficie como en fondo.

### 3.2.2 Diferidas DT-35

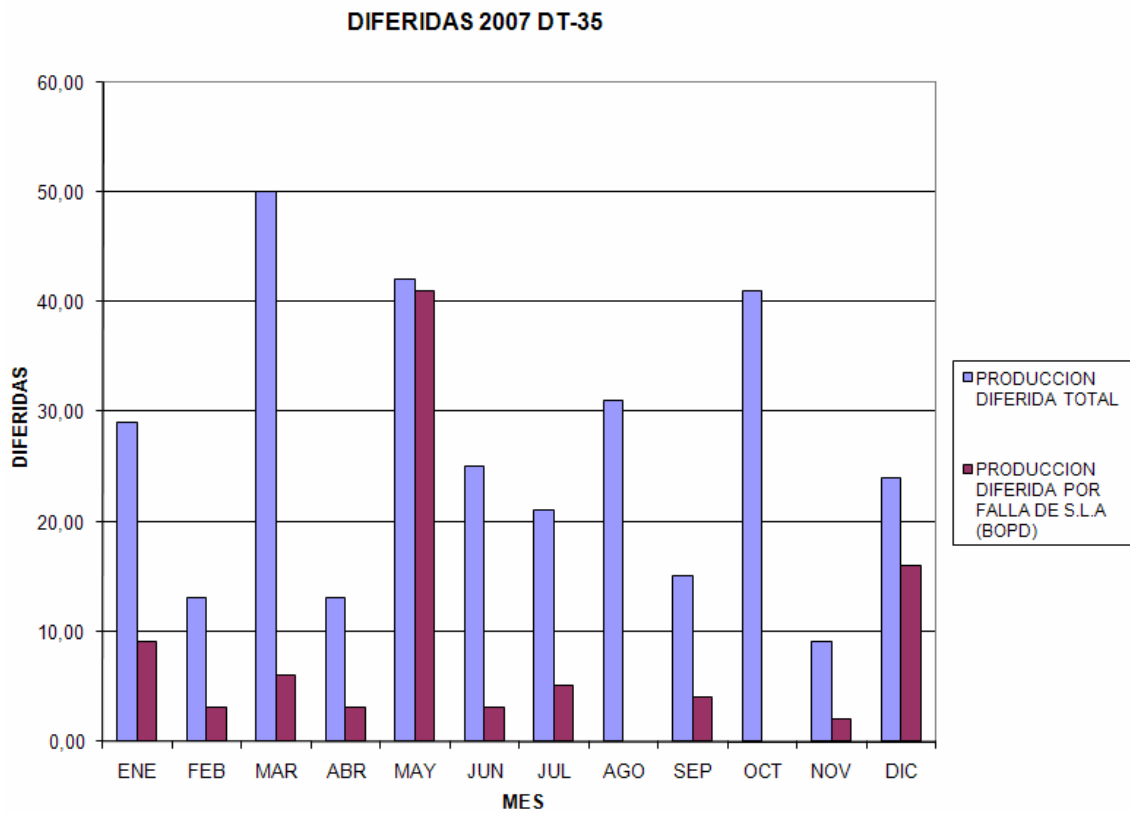
**Figura 17. Diferidas Año 2006**



Fuente: Rojas Z, Angélica Maria; Toro M, José Alberto.

Para el pozo DT-35, las diferidas totales de producción obtuvieron un valor de 336 barriles de aceite, correspondiendo 257 barriles de aceite a fallas en el sistema de bombeo mecánico por problemas asociados a la varilla y baja eficiencia de la bomba de subsuelo.

**Figura 18. Diferidas Año 2007**

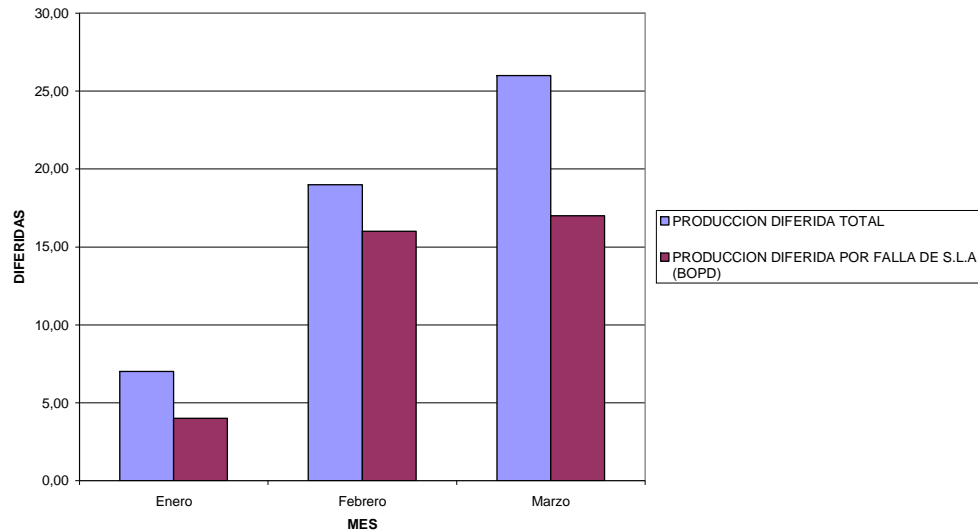


Fuente: Rojas Z, Angélica Maria; Toro M, José Alberto.

Para el año 2007, las diferidas totales tuvieron un valor de 313 barriles de aceite, de los cuales 92 barriles de aceite corresponden al sistema de levantamiento. Perdidas de producción relacionadas con una intervención al pozo y un cambio de diseño en la bomba de subsuelo.

**Figura 19. Diferidas Semestre A del 2008**

DIFERIDAS 2008-A DT-35



Fuente: Rojas Z, Angelica María; Toro M, José Alberto.

Para los primeros tres meses del año 2008, las diferidas totales tienen un valor de 52 barriles de aceite y las correspondientes al bombeo mecánico obtienen 37 barriles de aceite, debido a problemas asociados al desempeño de la bomba en fondo.

Con las gráficas anteriores, podemos visualizar que el pozo DT-11, tuvo un incremento en pérdidas de producción del año 2006 al año 2007 originadas por las repetidas intervenciones al pozo, de las cuales debido a su potencial de producción no fueron realizadas inmediatamente, generando un tiempo más prolongado en la parada de éste.

En el caso del pozo DT-35, los dos años analizados en cuanto a diferidas nos refleja un comportamiento similar en sus pérdidas de producción, generadas de igual manera por problemas con el equipo de superficie y la bomba de subsuelo.

Todo esto conduce a la decisión de convertir estos dos pozos de la SOH a un sistema más confiable y ajustable a las necesidades del campo, pasando del bombeo mecánico a PCP.

La respuesta del sistema de levantamiento por PCP se ilustrara en el quinto capítulo del presente estudio.

#### 4. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Posterior a la selección de los pozos, se procede a recopilar la información de cada uno de ellos, con el fin de correr un diseño teórico de la instalación, para ello se utilizaron los siguientes programas:

**Tabla 3. Programas y Función**

PROGRAMA	FUNCION
TWM	En este programa encontramos los datos de presiones, temperaturas, estado actual de la bomba
PROFILE	Información del estado mecánico de los pozos
WESEMS	Pruebas de producción, pruebas de laboratorio, historial de producción
DIMS	Información de todos los trabajos realizados en el pozo

Recopilando esta información, procedemos a clasificarla:

- Nombre del pozo.
- Datos de los fluidos: Dentro de los que están, el % BSW, la °API, gravedad específica del gas y del agua, que fueron obtenidos de la prueba más óptima del programa TWM, realizada en el mes de Marzo de 2008.

A partir de °API, se calculó la gravedad específica del aceite con la siguiente ecuación.

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

Obtenida la gravedad específica del aceite se calcula el gradiente de presión así:

$$\nabla_{oil} = 0.433 \frac{psi}{ft} * \gamma_o$$

- Información de Profundidades: Como son, la sumergencia de la bomba que fué tomada a la misma fecha de la prueba de producción (Marzo 2008), el tope y base de perforados, para con esto obtener la profundidad media de perforados (PMP) y por ultimo, se toma la profundidad de la bomba para determinar su ubicación con respecto al PMP, todos estos datos fueron tomados del programa TWM.

- Información de Presiones y Temperaturas: dentro de estos datos tenemos, presión de fondo fluyendo (Pwf), caudal de presión de fondo fluyendo, temperatura de fondo, temperatura de superficie obtenida a la misma fecha de la sumergencia de la bomba (Marzo del 2008), el press datum (obtenida del área de yacimientos - SOH), la presión estática de fondo (static BHP) que fué corregida a partir de la profundidad del press datum.

Calculo de la Pwf esperada, dentro de los datos que se suministran son la presión del casing, presión de la columna de gas y con estos se determina la presión de fondo fluyendo calculada la cual se obtiene así:

$$P_{wf\text{ calculada}} = P_{csg} + P_{gas} + \gamma_{oil} * P_{bomba}$$

P<sub>csg</sub>: Presión del casing.

P<sub>gas</sub>: Presión de la columna de gas.

P<sub>bomba</sub>: Presión de entrada de la bomba.

La presión de fondo fluyendo esperada, presión ideal que solo se daría en caso que no haya inconvenientes al momento de desear profundizar o sacar la bomba, para determinarla se tiene como referencia la Pwf<sub>CALCULADA</sub>, se toma no mayor a 50 psi.

- Ubicación de la bomba: Se determina la ubicación de la bomba actual con respecto a la profundidad media de perforados, se establece la presión de fondo fluyendo permitida la cual es presión máxima que se permitirá por seguridad a la profundidad establecida de la bomba, se ubica el rat hole, el cual es el espacio que se encuentra entre la base de las perforados y el ultimo fondo limpio, útil al momento de determinar la nueva profundidad de la bomba especialmente para pozos que tienen arenamiento.

Para la nueva ubicación se tienen como criterios: la capacidad de levantamiento de la bomba como factor principal, el espacio entre el ultimo fondo limpio y la

bomba que no debe ser menor a 60 pies y se debe ubicar debajo de la base de los perforados, teniendo la nueva ubicación se establece si se debe subir o bajar la bomba con respecto a la antigua ubicación y la nueva sumergencia a la cual quedó instalada la bomba luego de ser profundizada.

#### 4.1 MODELAMIENTO DE LAS IPR's EN DOCUMENTO EXCEL

Al tener toda la anterior información organizada y disponible en el archivo de Microsoft Excel anexo a esta investigación que tiene por nombre “**DISEÑO DE INSTALACION DE PCP.xls**”, se procede a realizar las curvas IPR en este mismo archivo mediante la ecuación de VOGEL, asumiendo un skin = 1, así:

$$J = \frac{q_o}{Pr - Pb + \frac{Pb}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{Pb} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{Pb} \right)^2 \right]}$$

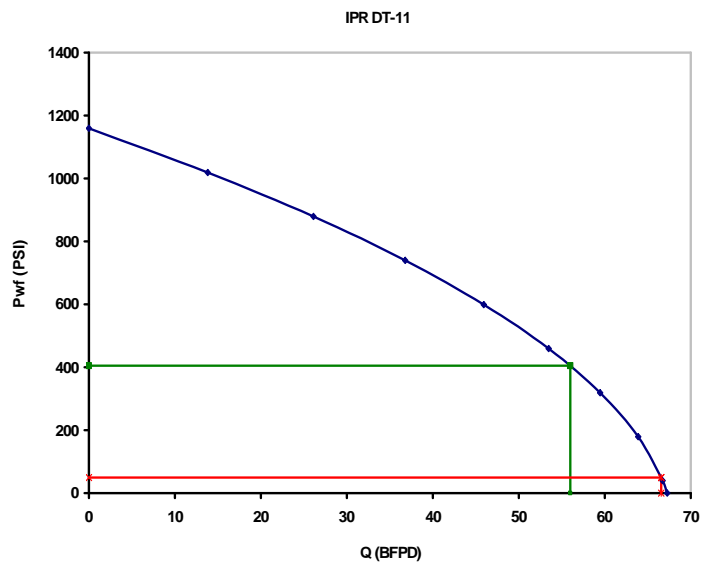
$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - \left( 0.2 * \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - \left( 0.8 * \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right)$$

Esta ecuación es utilizada para representar la tasa de flujo cuando se observa un comportamiento multifásico de gas y líquido en el fondo del pozo (yacimientos saturados). Es decir, en muchos pozos que producen por algún método de levantamiento artificial, por lo general la presión de fondo fluyendo que disminuye por debajo de la presión de burbujeo ( $P_b$ ), de manera que el fluido es multifásico con una fase gaseosa la cual afecta la producción. Características que posee el Campo DINA Terciario.

Teniendo esta información junto con los datos iniciales, podemos entrar a comparar la capacidad de producción futura del pozo, con su producción actual y de esta manera poder estimar el comportamiento después de la instalación del sistema de levantamiento por Bombas de Cavidades Progresivas.

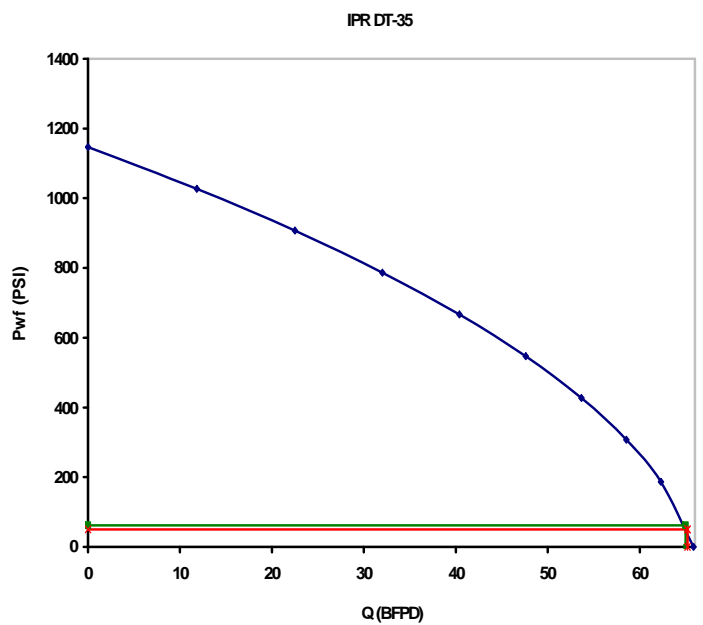
##### 4.1.1 Graficas de IPR

**Figura 20. IPR POZO DT-11**



Fuente: Rojas Z, Angelica Maria; Toro M, José Alberto.

**Figura 21. IPR POZO DT-35**



Fuente: Rojas Z, Angelica Maria; Toro M, José Alberto.

Para obtener con mayor exactitud el modelamiento de los dos pozos seleccionados se corren los datos con el software WELL FLO, programa utilizado



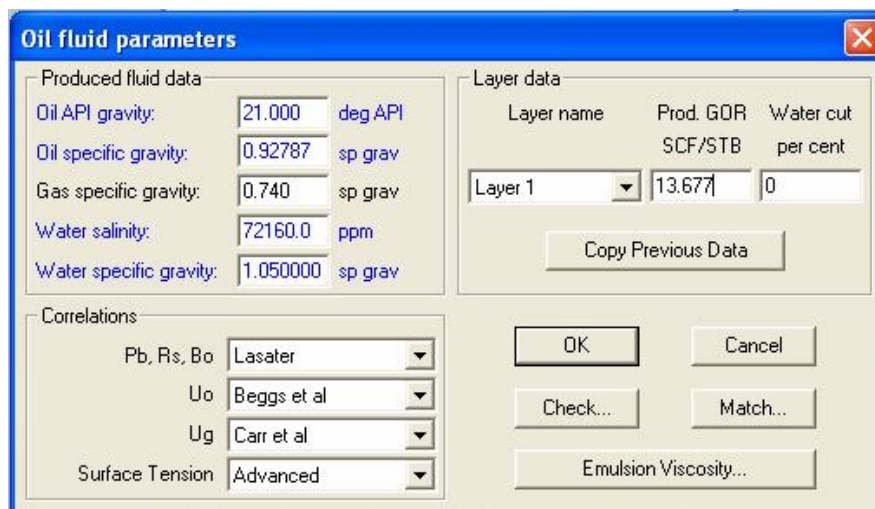
para realizar análisis nodal de cada pozo y de esta manera realizar el mismo procedimiento anterior, mediante la utilización de este programa, para ello se cargan los siguientes parámetros:

○ Carga de Parámetros de Fluido

Se procede a ingresar los parámetros de fluido para llevar a cabo el análisis nodal respectivo para cada pozo, estos parámetros son:

- ✓ % BSW
- ✓ Gravedad API del aceite o Gravedad específica
- ✓ Gravedad Específica del agua o salinidad del agua.

**Figura 22. Parámetros del crudo en el Well Flo**



Fuente: Well Flo 3.8.2

○ Carga de Condiciones Actuales de Pozo

Luego de tener cargados los parámetros de fluido, se procede a determinar el parámetro fundamental para la predicción de la producción de los dos pozos seleccionados a la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial por bombeo PCP, el “Índice de Productividad” o IP. Para ello se procede a ingresar los siguientes datos para cada pozo:

- ✓ Presión de yacimiento
- ✓ Temperatura de yacimiento
- ✓ Profundidad Media de perforados (PMP)

- ✓ Datos de Prueba de Producción (Presión de Fondo Fluyente y su respectivo Caudal)

**Figura 23. Datos de formación en el Well Flo**

Fuente: Well Flo 3.8.2

Posteriormente se define el modelo matemático que mejor se ajusta al presente estudio, tomando como modelo la ECUACIÓN DE VOGEL, obteniéndose así los Índices de Productividad (IP) y Caudal Máximo (Absolute Open Flow - AOF), como se presenta en la Tabla .

**Tabla 4. Índice de Productividad y Caudal Máximo para cada pozo.**

<b>POZO</b>	<b>IP (BFPD/Psi)</b>	<b>AOF (BFPD)</b>
DT-11	0.0663	75.8
DT-35	0.0602	68.1

Fuente: Well Flo 3.8.2

También se corrió un diseño con el software C-FER, con los siguientes parámetros:

Se corrieron tres escenarios distintos, observando con cada uno de ellos la eficiencia a la cual trabajaría la bomba, además del caudal que se podría esperar con las distintas condiciones:

Para diseñar un sistema con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP), se debe entender que se trata de un conjunto de decisiones para la selección y correcta aplicación de cada una de las partes que componen este sistema.

Cada etapa del proceso de diseño se basa en la evaluación individual o en conjunto, de cada una de estas consideraciones. Para ello se ha pretendido seguir mediante el software especializado PC – PUMP desarrollado por la compañía C-FER la corrida del diseño. El procedimiento es el siguiente:

- Primer Paso (Introducción de Datos de Tubería)

Inicialmente se introducen datos de tubería de producción y completamiento del pozo, la cual se encuentra en el estado mecánico de cada pozo, igualmente se introducen al software los datos de profundidad de la bomba, profundidad media de perforados.

- Segundo Paso (Carga de Parámetros de Fluido)

Después de realizar el debido ajuste a los datos PVT provenientes del estudio respectivo a los pozos, se procede a ingresar los debidos parámetros de fluido para llevar a cabo el diseño respectivo de los sistemas PCP para cada pozo y así poder finalmente obtener el diseño final del sistema.

- Tercer Paso (Diseño Final)

Luego de ingresar los datos de geometría de pozo y condiciones actuales del mismo, así como también parámetros de fluido respectivos se determina finalmente cual podría ser el diseño del sistema PCP a emplear en cada pozo.

## DATA DE ENTRADA

Tabla 5. Información a nivel de campo

CARACTERIZACION DE LOS FLUIDOS	VALORES
API	21
SALINIDAD	8 ppm
GRAV. ESP. GAS	0.74
CO2	Despreciable
H2S	Despreciable
PORCENTAJE DE ARENA	0%
IP	0.05-0.08 BFPD/psi

Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

Tabla 6. Información a nivel de pozo

POZO	Pump Depth	BFPD actual	BFPD esperado	BSW	GOR	N.F actual
DT-11	3090 ft	50	120,6	3	14	2881
DT-35	3191 ft	65	70,0	16	22	3121.1

Fuente: Rojas Z, Angelica Maria; Toro M, José Alberto.

## CONSIDERACIONES QUE SE TUVIERON EN CUENTA ANTES DE CORRER EL DISEÑO

Para el programa CFER es un error que el punto medio de perforados esté por encima del nivel dinámico de fluido. Por ende desplazamos el PMP dentro del nivel de fluido colocándolo a una profundidad de: 3349 ft.

Se consideró una THP de 100 para ambos casos, para ser conservativos cuando se den condiciones de prueba de línea.

Como se cambia el PMP por diseño, hallamos de nuevo la  $P_{wf}$  y la  $P_y$  de la siguiente manera, específicamente para la corrida de la simulación en el software C-FER:

$$P_{wf} = 100 * 0.4022 + 75 = 115 \text{ psi}$$

$$P_y = P_{wf} + THP = 115 + 100 = 215 \text{ psi}$$

### **ESCENARIO A MINIMAS RPM A MAXIMO NIVEL DE FLUIDO**

Las mínimas rpm a las cuales trabajaría la bomba son halladas mediante la siguiente ecuación:

$$Min\_rpm = \frac{rpm\_motor}{4 * Rt} = \frac{1725}{4 * 14} = 26.95 = 30rpm$$

Se incluyen los datos del fluido, se define las rpm a la cual debe trabajar la bomba y se corre el diseño, de esta manera encontramos un caudal esperado de 29 BFPD, con una eficiencia volumétrica de la bomba en una rango de 53 a 55% muy por debajo de cómo se debe trabajar el equipo y por ende quedaría sub dimensionada.

### **ESCENARIO B: CONDICION ACTUAL**

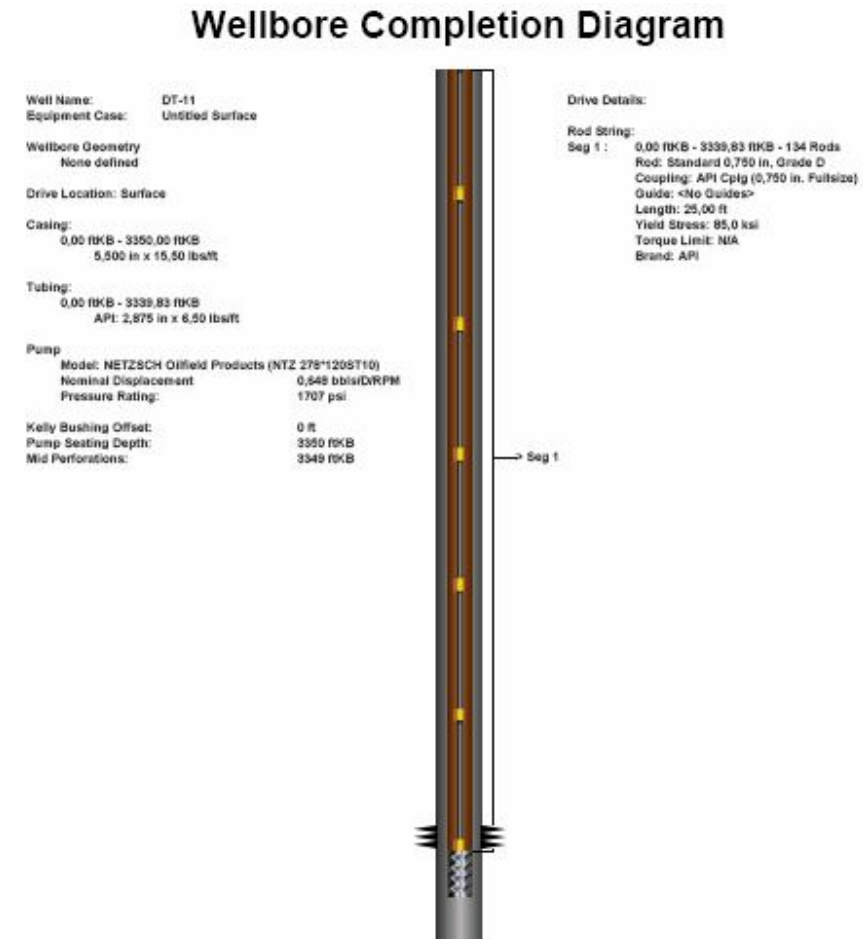
Como lo indica el nombre, acá se define como parámetro de entrada el caudal actual del pozo y el nivel de fluido actual con el sistema de bombeo mecánico, encontrando que la bomba trabajaría alrededor de 99 a 126 rpm, a una eficiencia volumétrica entre 81 y 83%, obteniéndose una buena eficiencia, pero pudiendo obtener una mayor exigencia.

### **ESCENARIO C: MAXIMO ESPERADO**

Acá se entra a definir los parámetros con el cálculo de la curva IPR, con una data de entrada de nueva profundidad de la bomba, y su nueva sumergencia, dando como resultado un caudal de 121 BFPD, a 216 rpm para el pozo DT-11 (el único al que se le corre este escenario). El máximo de la bomba con una eficiencia de 90% son 192 rpm, pero se pueden lograr 216 rpm aumentando los herz en el motor.

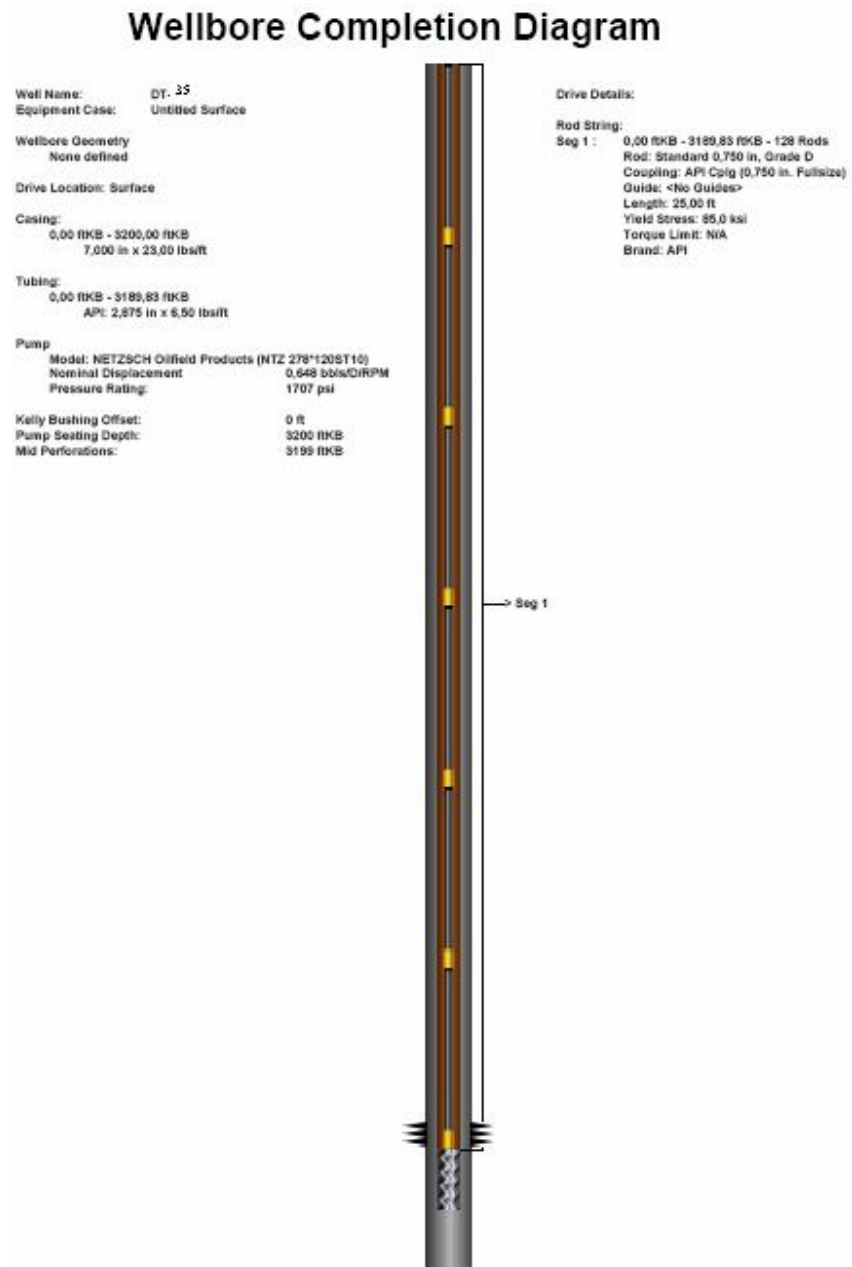
El estudio de sensibilidad de estos escenarios, fueron realizados en el documento: ESTUDIO DE SENSIBILIDAD.xls.

Figura 24. Diseño final DT-11



Fuente: PC – Pump, CFER

Figura 25. Diseño final DT-35



Fuente: PC – Pump, CFER

## CARACTERISTICAS DEL CABEZAL DDH

Tabla 7. Características cabezal DDH

	<b>DDH</b>
<b>MODELO CABEZAL</b>	DD VS H2 5G
<b>TORQUE OPERACIÓN</b>	167 / 260 Lb-ft
<b>VEL MAX OPERACIÓN</b>	210 rpm
<b>TORQUE DISPONIBLE</b>	243.57 lb-ft
<b>VENTAJAS</b>	
<b>MULTIPLICADOR DE PAR</b>	SI
<b>VSD EN CABEZA DE POZO</b>	SI
<b>COSTO MANTENIMIENTO</b>	MINIMO
<b>MANTENIMIENTO PARADA IN SITU</b>	No
<b>CONSUMO ENERGIA</b>	El variador requiere 230/460 voltios y 20/105 Hz

Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

La nueva tecnología en cabezales PCP de la casa fabricante DDH, permite también la automatización de los pozos a través del sistema SCADA, logrando la valoración de la información y ajustes pertinentes de éstos a través de internet. Además los cambios con respecto a cabezales convencionales ha demostrado que el Direct DriveHead responde satisfactoriamente en cuanto a disminución de fallas mecánicas, logrando de esta manera uno de los propósitos del cambio de levantamiento.



## 5. SEGUIMIENTO OPERACIONAL INSTALACION DDH, EVALUACION DE DESEMPEÑO

El seguimiento a la instalación del sistema de levantamiento por PCP se realizó durante sesenta días (dos meses), hasta lograr la estabilización del pozo.

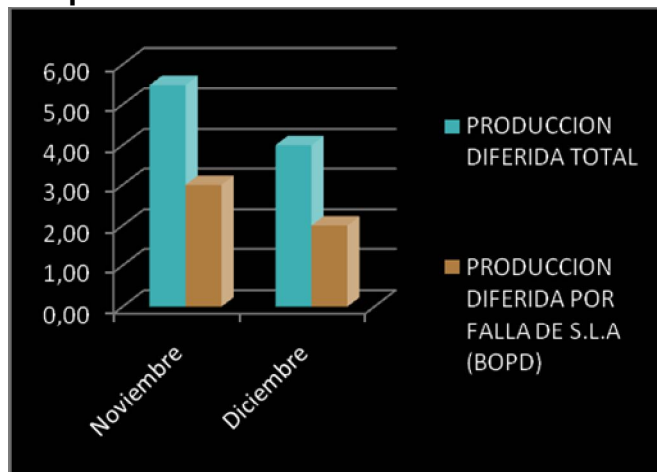
Además realizamos un análisis de pérdida de producción por sistema de levantamiento artificial, tal como lo hicimos con los pozos cuando tenían Bombeo Mecánico, los resultados fueron los siguientes:

**Tabla 8. Pozo DT-11**

NUMERO	MES	VALORES PROMEDIO				AGUA
		TIEMPO FUERA TOTAL (hr)	PRODUCCION DIFERIDA TOTAL	TIEMPO FUERA POR FALLA DE S.L.A (hr).	PRODUCCION DIFERIDA POR FALLA DE S.L.A (BOPD)	
1,00	Noviembre	2,00	5,50	1,00	3,00	
2,00	Diciembre	2,10	4,00	0,50	2,00	

Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

**Figura 26. Diferidas pozo DT-11**



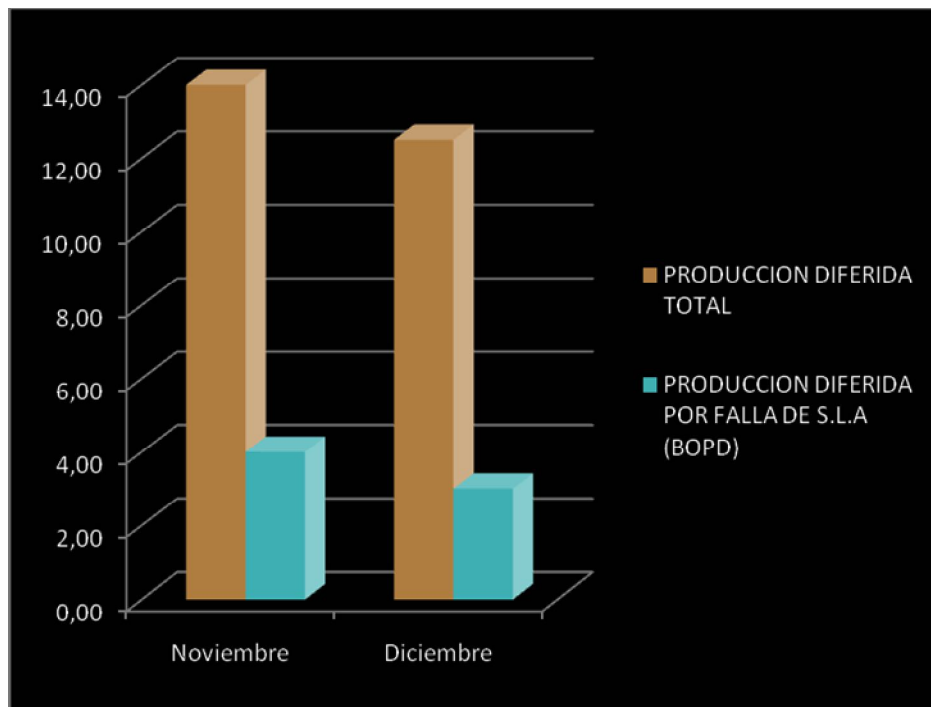
Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

**Tabla 9. Pozo DT-35**

NUMERO	MES	VALORES PROMEDIO				AGUA
		TIEMPO FUERA TOTAL (hr)	PRODUCCION DIFERIDA TOTAL	TIEMPO FUERA POR FALLA DE S.L.A (hr).	PRODUCCION DIFERIDA POR FALLA DE S.L.A (BOPD)	
1,00	Noviembre	9,50	14,00	3,00	4,00	
2,00	Diciembre	5,00	12,50	1,50	3,00	

Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

**Figura 27. Diferidas pozo DT-35**



Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

Tal como se logra evidenciar en las graficas anteriores, compiladas en el archivo de Excel: Diferidas pcp.xls, la producción diferida total y la correspondiente al sistema de levantamiento por PCP disminuyeron sustancialmente, incluyéndose una parada programada después de los primeros treinta días, que se visualiza en el tiempo fuera de ese análisis; por ende podemos determinar que el cambio del sistema de levantamiento artificial en los dos pozos objetos de estudio y más aun

la aplicación de una nueva tecnología en cabezales fue positiva, obteniendo un aumento de producción más pronunciado en el pozo DT-11, y una disminución de diferidas debido al decremento de tiempo fuera por mantenimiento de bomba y equipo, logrando pasar de diferidas que sobrepasaban los 90 barriles de aceite, a diferidas por valores de 14 barriles de aceite.

Es importante anotar que el seguimiento y el análisis al cabezal se ha realizado durante dos meses, y aunque es un equipo que hasta el momento no ha presentado fallas, a lo largo de su vida útil se espera la aparición de ellas, aunque en menor cantidad, por la estructura y conformación de los elementos y por la ausencia de poleas y correas, que es el principal problema y dolor de cabeza de los cabezales comunes, debido a malos manejos con tensión exagerada y desalineamiento de poleas, que puede terminar en el rompimiento de las correas y posterior parada del equipo para la realización de cambios.

Finalmente de acuerdo a los estudios realizados en el pre diseño, el pozo DT-11 presenta a la fecha una producción total de 114 BFPD y un BSW del 4%, con respecto a 50 BFPD y 3% de BSW al inicio de éste estudio cuando aún el pozo tenía como sistema de levantamiento el bombeo mecánico; el pozo DT-35 con producción total de 75 BFPD y un BSW del 16%, en comparación con 65 BFPD iniciales y 16% de BSW para bombeo mecánico.

El sistema de levantamiento por PCP se encuentra trabajando

Al momento, los resultados obtenidos en este estudio fueron satisfactorios tanto para ECOPETROL S.A, para Direct DriveHead Inc, y para nosotros como realizadores y colaboradores del piloto. La empresa operadora espera continuar con el seguimiento por un tiempo más, y evaluar la posibilidad de aplicarlo al resto del campo y demás de la SuperIntendencia de Operaciones Huila – Tolima (SOH).

**Tabla 10. Producción BFPD**

<b>FECHA</b>	<b>15 DIAS</b>	<b>30 DIAS</b>	<b>60 DIAS</b>
<b>POZO</b>	<b>PRODUCCION (BFPD)</b>		
DT-11	48	65	114
DT-35	64	68	75

Fuente: Rojas Z, Angélica María; Toro M, José Alberto.

## 6. CONCLUSIONES

- Con la adecuada selección de los dos pozos candidatos para el piloto aplicado en la SOH, se logró demostrar con resultados verídicos y positivos, que el sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas es el sistema que mejor se acomoda a las necesidades del campo DINA Terciarios, siendo un sistema moldeable a las condiciones de operación en fondo de pozo.
- A través del análisis técnico realizado en este proyecto, se logra comprobar que la implementación del cabezal DDH, trae respuesta positiva a los interrogantes de la empresa ECOPETROL S.A, pues se disminuyen los tiempos fuera y se disminuyen costos de mantenimiento.
- Con el estudio sobre el sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico, se logran comprobar las desventajas que presenta en comparación con las Bombas de Cavidades Progresivas en cuanto a mantenimiento y producción, puesto que los problemas presenciados por mal funcionamiento durante los años 2006 y 2007 de la bomba de subsuelo no se han evidenciado en el tiempo de seguimiento.
- Con la implementación de las Bombas de Cavidades Progresivas con cabezal DDH, se obtuvo un menor tiempo fuera, disminución de diferidas y aumento de producción, además que se espera que a lo largo de su vida útil la necesidad de mantenimiento sea mínima en comparación con el Bombeo Mecánico.
- El cabezal DDH es un equipo de fácil instalación, fácil manejo y fácil entendimiento, adecuado para las necesidades del Campo DINA Terciario y así mismo de la SOH.
- Con la instalación de PCP, bajo ambientes tolerables por el elastómero seleccionado, se busca disminuir las fallas del sistema de levantamiento artificial durante su run life.

## 7. RECOMENDACIONES

- Con los resultados positivos obtenidos de este estudio, se aconseja seguir realizando un seguimiento a los dos pozos pilotos del campo DINA Terciario con el fin de ampliar su aplicación al resto del campo y obtener datos favorables de producción.
- Para planes futuros, se recomienda el sistema de levantamiento por Bombas de Cavidades Progresivas desde el inicio de la vida del pozo, como el mejor sistema de respuesta para las exigencias de la SOH.
- Con los buenos resultados obtenidos de este proyecto, la aplicación del cabezal DDH es aconsejable también para otros campos manejados por la SOH, y campos en general manejados por ECOPETROL S.A.

## BIBLIOGRAFIA

BOYLES, G.A. The Direct Drive Head Variable Speed Drive Head for PCPs Saves Big Bucks. Paper SPE 93913.

BRADLEY, H. B. Petroleum Engineering Handbook. Society of Petroleum Engineers( SPE). Houston, TX. 1997.

BROWN. K.E. Overview of Artificial Lift Systems. Paper SPE 09979, University of Tulsa & Society of Petroleum Engineers Inc.

ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. "Evaluación Integral de Yacimientos Campo DINA Terciario". Neiva.2000. Versión magnética, sin paginar.

[http://www.ep-solutions.com/Spanish/Solutions/eP/ePAC\\_PCP.htm](http://www.ep-solutions.com/Spanish/Solutions/eP/ePAC_PCP.htm)

<http://www.oilproduction.net/00pcp-como%20funciona.htm>

<http://www.oilproduction.net/files/004-PCPdesign.pdf>

<http://www.oilproduction.net/files/003-IP.pdf>

[http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish04/aut04/03\\_esp\\_surveillance.pdf](http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish04/aut04/03_esp_surveillance.pdf) , p. 2.

<http://www.directdrivehead.com/flashinteractive.php>

<http://www.directdrivehead.com/3Dview.php>

<http://www.directdrivehead.com/products.php>

Manual de instalación y operación Direct DriveHead.

Manual de bombas de Cavidades Progresivas. Netzch

Manual de bombas de Cavidades Progresivas. Weatherford

MATTHEWS DUNN, L, MATTHEWS, C. and ZAHACY, T.A. Principios Fundamentales para el diseño de sistemas PCP. C-FER Technologies Inc. Calgary, Alberta (Canada). 1999.

PAEZ, J. HERNANDEZ, A. HELI, L. VALDERRAMA, G. Proyecto piloto de Inyección de Agua Campo DINA Terciario formación Honda bloque este. ECOPETROL S.A. Bogota – Cundinamarca. 2006

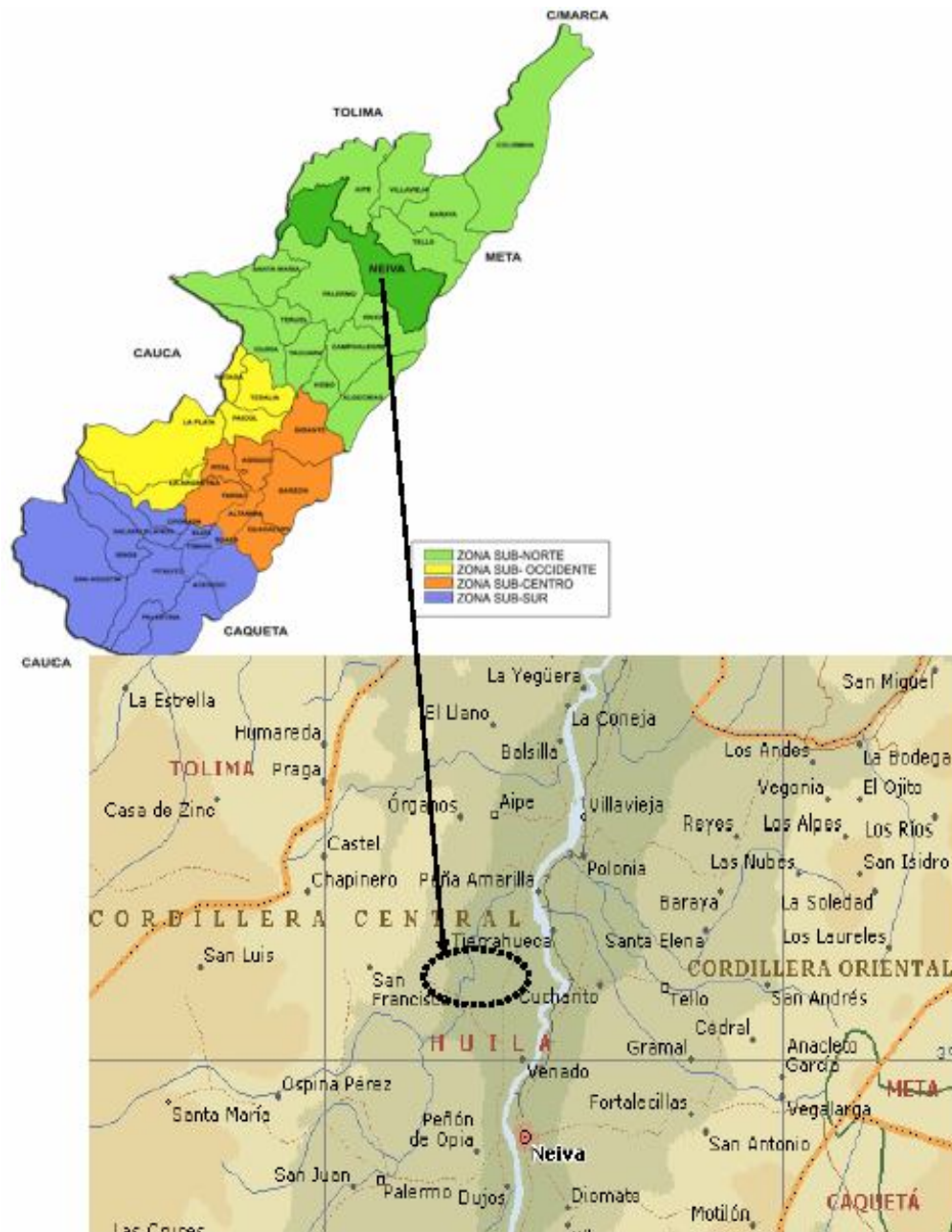
TDA Suplly and Services. Taller de Bombeo por Bombas de Cavidades Progresivas, Bogota, Junio del 2008.

ZAMBRANO, Yony. Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidad Progresiva. Programa de Adiestramiento. ESP OIL Engieneering Consultants.

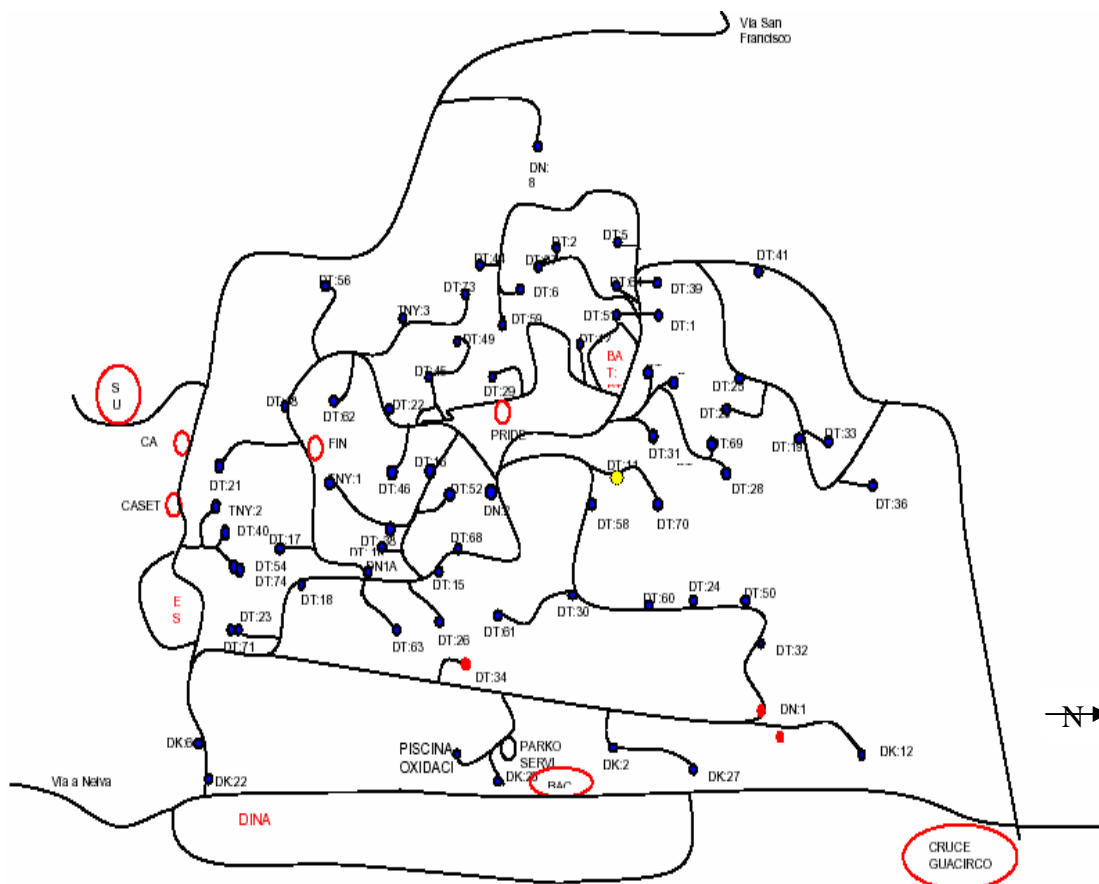
# ANEXOS



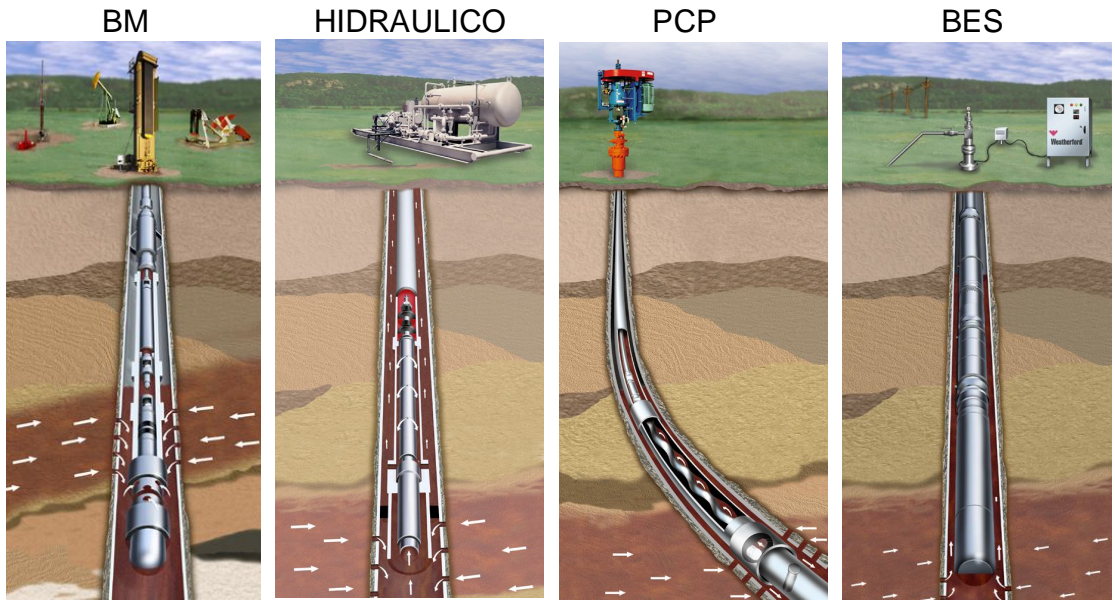
**Anexo A.**  
**Ubicación campo DINA Terciario en el Huila**



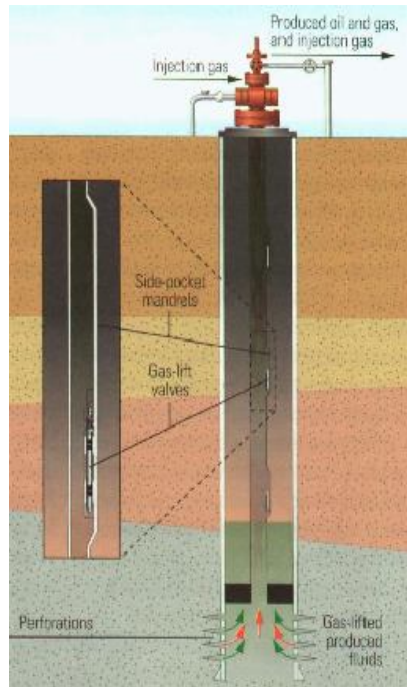
## Anexo B. Mapa de pozos del campo DINA Terciario



**Anexo C.**  
**Métodos actuales de levantamiento artificial**



**GAS LIFT**



## **Anexo D. Desarrollo del cabezal DDH**

### **USOS EN CAMPO Y DESARROLLO DE ESTA TECNOLOGIA**

La configuración original del Drive Head consto de un sistema de correa y polea que hiciera girar las varillas en el pozo. El fluido entra en la bomba y la rotación del rotor en el estator envía el fluido a superficie. El cambio en las condiciones de fluido del reservorio puede cambiar el torque necesario para girar el rotor. Cuando esto pasa, las correas de transmisión se queman sobre las poleas y el sistema falla. La utilización de un sistema Direct Drive Head satisface la exigencia del torque aumentado por arena, bombeando a la superficie y evitando la falla.

Los diseños iniciales de la bomba fueron hechos para fluidos limpios. Según lo requerido, se realizaron variaciones en los materiales del estator, de suave a duro, de baja temperatura a alta temperatura, y un cierre de ajuste del rotor en el estator para manejar varios tipos de fluido y materiales. La experiencia en campo ha demostrado que el PCP es capaz de mover el fluido con arena hasta del 50% con el diseño apropiado del estator y del rotor. Con cada porcentaje de arena, el torque en la bomba y la impulsión del motor pueden aumentar perceptiblemente según lo medido en la carga estática.

El sistema convencional Drive fue configurado con un motor eléctrico de 1725 rpm, poleas y correas que reducen la velocidad de la secuencia del Drive a aproximadamente 100 RPM para las condiciones de fondo de la PCP. Las condiciones de torque incrementadas en el fondo son inmediatamente transferidas a la superficie en las poleas y correas. Si las correas tienen deslizamiento, se queman, y después se rompen.

Los principales desafíos a los cuales se les hizo frente era mantener las correas y poleas para que el sistema Drive Head operara en una base continua. Además, las condiciones del reservorio requirieron variar con frecuencia la velocidad del Drive Head en respuesta a la dinámica del nivel de fluido.

El trabajo inicial sobre estos desafíos comenzó con el análisis del acoplamiento más débil; además de las correas y las poleas en el Drive Head.

Las razones de la falla de la correa dando por resultado una falla del sistema fueron determinadas así:

- Resbalamiento debido a las correas que estiran en un cierto plazo.
- El deslizamiento y el desgaste debido a las variaciones del torque por sólidos que entran en la corriente de fluidos.
- Resbalamiento que reduce la fricción entre la correa y la polea.
- Desgaste causado por las poleas mal alineadas, que da lugar en última instancia a que las correas se quemen fuera de las poleas y causa que la bomba deje de rotar.

Cada vez que la bomba se para, es una buena ocasión para que el rotor se pegue. Entre más tiempo este una bomba estacionaria, los sólidos más grandes tendrán chance de instalarse en el rotor de la bomba. Los sólidos que se sientan en la sección del rotor harán más probable que la bomba se pegue, al igual que las varillas en el tubing.

El bombeo de aceite de un pozo requiere variar la velocidad de la bomba de acuerdo a la rata de aceite que entre. Mientras que el índice de la entrada de fluido en el pozo varía, la velocidad de la bomba (RPM) se debe también ajustar para maximizar la producción y evitar que la bomba bombee en seco haciéndola inoperante. El proceso de emparejar la velocidad de la bomba a la entrada de fluido, requiere medidas frecuentes del nivel fluido y ajustes a la velocidad de bombeo. Para manejar este problema, los sistemas conducidos de la correa y de la polea han incorporado la siguiente solución.

Instalar un mecanismo ajustable de polea, y así variando el tamaño de la polea se puede variar las RPM.

La unidad del Drive Head usa un motor eléctrico a 5 hp y 1725 rpm que se emperna directamente al engranaje. El engranaje del Drive tiene cuatro montajes que se empernan a un montaje de placa trasero. Cuando la placa trasera es bloqueada en la posición vertical, el eje de salida del engranaje es directamente colocado. Cuando la parte posterior que gira se abre y se inclina sobre el resto trasero de la placa, el reductor del engranaje y el motor eléctrico son apartados

dando el acceso completo a la secuencia de la barra que trabajará según lo necesario.

El eje de salida del engranaje se rosca a un coupling de eje flexible. Esto compensa para cualquier desalineamiento potencial, simplifica la instalación y proporciona una característica de seguridad para el engranaje. En el hecho que la abrazadera de la barra se deslice el coupling desunirá evitando que el peso de la secuencia de la barra sea llevado por la caja de engranajes.

Una fase digital inversor/regulador se utiliza para permitir al operador retardar inmediatamente el motor a un mínimo de 500A, salida sin causar daño al motor. Con un empuje de un botón el operador puede reducir la rata de la bomba rápidamente para evitar quemarse encima de la bomba del fondo del hueco. Con el sistema de la correa y la polea sería necesario desmontar entero el Direct Drive para cambiar las poleas.

El torque de la varilla almacenado es otro problema cuando la superficie del Drive Head para. El backspin que resulta del drivehead puede ser muy repentino, muy rápido y muy peligroso. El backspin en este sistema es retardado por el engranaje. Sin embargo, para tratar ratas más altas de la vuelta se asocio a bajos radios del engranaje, un sistema de frenos electrónico dinámico que puede ser agregado al regulador digital electrónico.

La velocidad de Backspin puede alcanzar 10 velocidades de funcionamiento normales. Un backspin rápido puede hacer la tubería retroceder requiriendo un equipo de workover para pescar la tubería partida.

Un rápido y duro backspin en el Drive Head puede causar daños corporales.

El uso del engranaje reductor/convertidor del torque actúa como freno que reduce la velocidad del backspin con la resistencia generada por el torque convertidor reductor del engranaje. Durante el shut down, la unidad hará que el backspin pase a través de un engranaje reductor/convertidor de torque de 10:1 retardando la vuelta a una velocidad dentro del rango del Drive Head.

El desarrollo que probó el prototipo del Drive Head fue terminado en Julio 1 del 2003 y se instaló en E-237 de julio 11. Esta unidad bombeó por 30 días antes de que se presentaran elementos débiles en la transferencia del torque a la

secuencia de la varilla. Después de que estas ediciones fueran solucionadas, el prototipo funcionó el apuro.

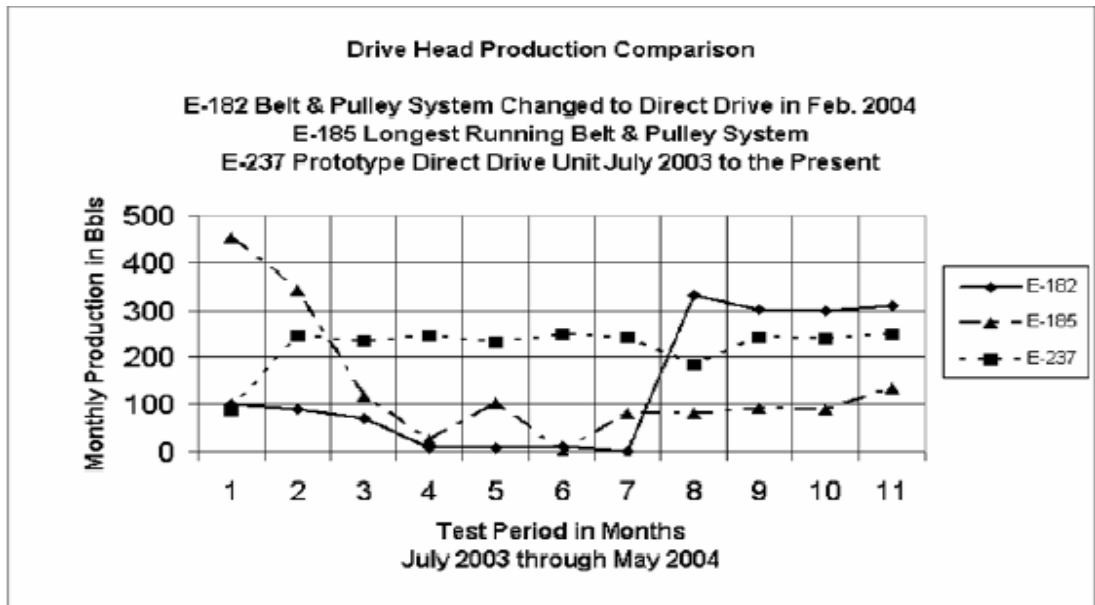
Una comparación del coste en función del análisis de coste operacional a uno de los mejores pozos que producen sobre un sistema de correa y polea E-185, el sistema prototipo instalado en E-237, y el E-182 a un pozo problemático ilustra claramente la eficacia del diseño, tabla 6. El período de la prueba para estos pozos era de julio 1 del 2003 a mayo 31 de 2004. En fecha de este informe, un total de 24 unidades están en uso en el campo.

**Tabla 11. Comparación entre Equipo con Correa-polea y DDH**

WELL	E-185 Belt & Pulley	Cost Factor	E-237 Direct Drive	Cost Factor
Days of Operation:	236/324 (71.30%)		317/324 (97.84%)	
Lost Days Due to Belts	30		0	
Avg. Daily Production Bbls	6.5		7.7	
Cum Test Production Bbls	1515		2448	
Lost Test Production	195	\$3900	0	\$0
Belt Replacements	4	\$510	0	\$0
Workover Rig Days	3	\$3000	0	\$0
Pump Speed Adjustments	3	\$650	3	\$0
<b>TOTAL COST</b>		\$8060		\$0
WELL	E-182 Belt & Pulley		E-182 Direct Drive	
Days Of Operation	210		120	
Cum Test Production Bbls	287		1244	
Belt Replacements	3	\$385	0	\$0
Workover Rig Days	3	\$3000	0	\$0
<b>TOTAL COST</b>		\$3385		\$0

Fuente: BOYLES, G.A. The Direc Drive Head Variable Speed Drive Head for PCPs Saves Big Bucks. Paper SPE 93913.

**Figura 28. Producción**



Fuente: BOYLES, G.A. The Direc Drive Head Variable Speed Drive Head for PCPs Saves Big Bucks. Paper SPE 93913.

Durante el período de la prueba, el Drive Head funcionó el 97.84% del tiempo. La unidad E-237 estaba abajo solamente durante interrupciones de la energía y para un cambio del diseño que realce la conexión del eje. Nunca requirió un equipo de workover para servicio en pozo.

La e 185, un Drive Head de poleas y correas, funciono el 71.30% del tiempo. Requirió el costo adicional en reparaciones para mantener el bombeo del pozo debido a la falla de correas y pegó las bombas.

En el problemático E-182 el sistema de correa y polea fue substituido por una unidad de Drive Head en los cuatro meses pasados del período de la prueba. En los cuatro meses subsecuentes de la operación, la unidad del Drive Head producía cuatro veces más aceite sobre una base constante, con altas condiciones de torque, con niveles más altos de la arena producida bombeado del pozo. La bomba del fondo del hueco fue colocada debajo de las perforaciones y Drive Head podía bombear la arena hacia fuera con aceite sin parar. En un cierto plazo, el pozo limpió (porcentaje del sedimento/de la arena básicos disminuidos) y el pozo continúa bombeando constantemente.



La combinación del motor Drive Head / engranaje reductor ha solucionado los problemas de arena con torque continuo y energía de bomba.

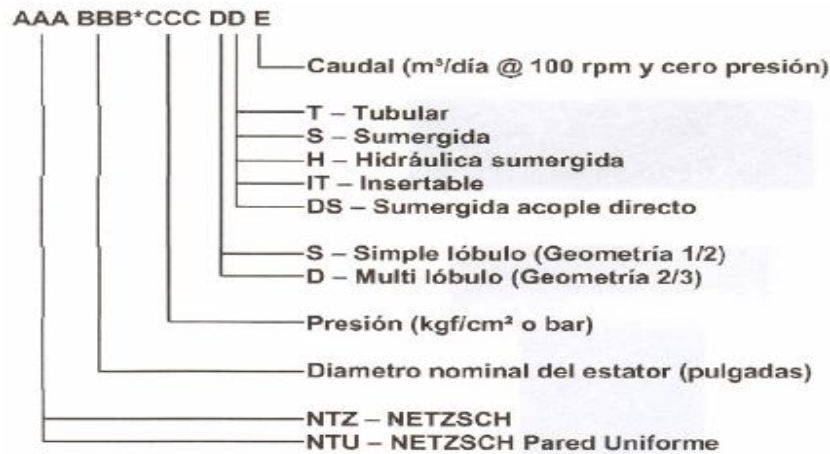
El uso del convertidor de frecuencia digital puede variar la velocidad del motor eléctrico dándonos un “instante” de empuje sobre la velocidad de la unidad. Si una lectura del nivel fluido demostró la necesidad de retardar la bomba, podríamos retardar la unidad abajo dentro de segundos sin decir en voz alta al equipo.

El operador puede ahora hacer ajustes inmediatos de la velocidad para emparejar cambios en los niveles de fluidos. Esto eliminó la necesidad de un equipo para hacer los ajustes requeridos en el sistema de polea y correa. Además, se está observando una vida más larga de la bomba y pocas bombas están fallando porque ellas son operadas desde el principio dentro de la gama de fluido de entrada. Esta tecnología también permitió aumentar la gama operacional de la RPM del Drive Head. El operador ahora tiene mayor flexibilidad y margen para la seguridad.

## Anexo E. ESPECIFICACIONES BOMBA NETZSCH

### Nomenclatura de PCP

**Figura 29. Nomenclatura de PCP para Netzsch**



Fuente: Manual bombas de cavidades progresivas NETZSCH  
Ejemplos:

❖ NTZ 278\*120ST 4.0

Descripción: bomba tubular, lóbulo simple, 2 7/8" rosca, 120  $\text{kgf}/\text{cm}^2$  (bar) máx. presión diferencial, 4.0  $\text{m}^3/\text{día}$  @ 100 rpm y cero presión.

❖ NTZ 350\*180DT 33

Descripción: bomba tubular multilobulo, 3 1/2" rosca, 180  $\text{kgf}/\text{cm}^2$  (bar) máx. presión diferencial, 33  $\text{m}^3/\text{día}$  @ 100 rpm y cero presión.

❖ NTZ 238\*100DIT 4.6

Descripción: bomba insertable multilobulo, 2 3/8" rosca, 100  $\text{kgf}/\text{cm}^2$  (bar) máx. presión diferencial, 4.6  $\text{m}^3/\text{día}$  @ 100 rpm y cero presión.

❖ NTU 350\*150DT 40

Descripción: bomba multilobulo de pared uniforme, 3 1/2" rosca, 150  $\text{kgf}/\text{cm}^2$  (bar) máx. presión diferencial, 40  $\text{m}^3/\text{día}$  @ 100 rpm y cero presión.

Tabla 12- Modelos de Bombas y Capacidades

Bombas PCP NETZSCH - Singlelobe					
Modelo da Bomba	Modelo - Tipo Even Wall	Estator D.E.	Presion max. Diferencial	Caudal Nominal	Velocidad Maxima
		Medida Nominal [ pulgadas ]	[kgf/cm <sup>2</sup> ] - [psi]	[m <sup>3</sup> /d] - [bbl/d] en 100 rpm	[rpm]
ST0.2		1.66"	240 - 3413	0.2 - 1.3	3000
ST0.8			240 - 3413	0.8 - 5	
ST1.1			240 - 3413	1.1 - 7	
ST1.6		2 3/8"	240 - 3413	1.6 - 10	1400
ST3.2			240 - 3413	3.2 - 20	
ST4.0			240 - 3413	4.0 - 25	
ST6.2			240 - 3413	6.2 - 39	
ST4.0		2 7/8"	240 - 3413	4.0 - 25	1000
ST7.0			240 - 3413	7.0 - 44	
ST10			240 - 3413	10 - 63	
	ST10		150 - 2134	10 - 63	
ST14		3 1/2"	240 - 3413	14 - 88	650
ST16.4			240 - 3413	16.4 - 103	
ST25			240 - 3413	25 - 157	
ST33		4"	240 - 3413	33 - 208	600
ST62			150 - 2134	62 - 390	
ST78			150 - 2134	78 - 491	
	ST98		150 - 2134	98 - 617	
ST145		5 1/2"	150 - 2134	145 - 912	350

Fuente: Manual bombas de cavidades progresivas NETZSCH

Figura 30. Espaciado de rotores

Factor de Espaciado "k" - Simplelobulo Bombas					
NETZSCH Bombas PCP Modelos	Barras de Bombeo API				
	5/8	3/4	7/8	1	1 1/8
NTZ 166°XX ST 0.2	0.000				
NTZ 166°XX ST 0.8	0.024				
NTZ 166°XX ST 1.1	0.024				
NTZ 238°XX ST 1.6	0.136	0.080	0.046		
NTZ 238°XX ST 3.2	0.101	0.055	0.028		
NTZ 238°XX ST 4.0	0.101	0.055	0.028		
NTZ 238°XX ST 6.2	0.158	0.095	0.057		
NTZ 278°XX ST 4.0	0.197	0.122	0.077		
NTZ 278°XX ST 7.0	0.227	0.140	0.090		
NTZ/U 278°XX ST 10	0.275	0.176	0.117		
NTZ 278°XX ST 14	0.286	0.184	0.123	0.083	
NTZ 350°XX ST 16.4	0.484	0.321	0.223	0.160	
NTZ 350°XX ST 25	0.498	0.331	0.231	0.165	0.120
NTZ 400°XX ST 33		0.363	0.254	0.183	0.134
NTZ 400°XX ST 62			0.266	0.192	0.142
NTZ 400°XX ST 78			0.274	0.199	0.147
NTZ/U 500°XX ST 98			0.655	0.491	0.378
NTZ 550°XX ST 145			0.652	0.488	0.375

### Continuación figura 30. Espaciado de rotores

Para alcanzar el espaciado "d" para cualquier bomba NETZSCH PCP, la sarta debe ser alzada la longitud "Y":

$$Y = \frac{\Delta P \cdot \lambda_0 \cdot k}{1000} + d$$

Y [cm] - Distancia de alzamiento

$\Delta P$  [bar] - La actual presión diferencial (determinando la pérdida de presión por medio de la bomba)

$\lambda_0$  [m] - La longitud de sarta

k [-] - El factor de espaciado

d [cm] - Distancia hasta el stop pin 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

Ej.: Determinar el espaciado de una **NTZ 278\*120ST10**, fijada a **830 m**, usando barras **3/4"**, y la máxima presión diferencial esperada **80 bar**. El pozo se asume vertical.

$$Y = \frac{80 \cdot 830 \cdot 0.176}{1000} + 30 = 42 \text{ cm}, \text{ con } k = 0.176 \text{ de la tabla superior}$$

Fuente: Manual bombas de cavidades progresivas NETZCH

**ANEXO F**  
**PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA PUESTA EN MARCHA Y PARADA**  
**DEL EQUIPO**

**PASOS DE PRE-INSTALACIÓN**

A continuación se plantea un procedimiento recomendado para la instalación del sistema PCP:

1. Tenga una buena cantidad de varillas tipo pony a la mano para el espaciado en el pozo.
  
2. Tenga un reductor tipo swedge a la mano. Típicamente, el pozo tendrá o bien un collar de tubería de 2-3/8 o de 2-7/8 mirando hacia arriba. Tendrá que utilizar un reductor tipo swedge en la parte superior de su tubería, que tenga una rosca regular de 3" con el fin de sujetar la unión de martillo de 3" que se suministra con el Drive-Head a la tubería de producción que se prolonga desde la cabeza del pozo.
  
3. Después de que haya bajado y espaciado su bomba PCP, sujete el Direct Drive-Head mediante la unión de martillo de 3" que se suministra, a la tubería de producción que se extiende de la cabeza de su pozo.
  
4. El Direct Drive-Head se despacha con dos tipos de empaques de sellamiento comerciales: (1) tipo Skinner de caucho de 1-1/8" y (2) tipo de soga de teflón con incrustaciones de bronce. Dependiendo de la aplicación particular que usted tenga (agua o Petróleo), usted podrá seleccionar el tipo de empaque que le funciona mejor. (Los cauchos Skinner funcionan bien en la producción de petróleo liviano y pesado. Asegúrese de engrasar los empaques durante la instalación y mientras están en uso).
  
5. Una vez el Direct Drive-Head se encuentra instalado en su sitio y listo para operar, conecte el cable eléctrico que se suministra a la caja de arranque y enchúfelo.

**ADVERTENCIA: Revise la Rotación** de la sarta de la varilla al arrancar. La rotación debe ser hacia la derecha. En el arranque inicial, "revise la rotación"

arrancando la unidad lentamente y detenga la unidad en forma inmediata si la rotación es incorrecta. De ser incorrecta la rotación, invierta los cables de entrada en la caja de arranque para reversar la polaridad, con el fin de obtener la rotación correcta.

6. Una vez usted esté satisfecho de que la unidad está rotando hacia la derecha, utilice el control de velocidad para operar el Direct Drive-Head en forma tal que se maximice el potencial de la bomba PCP y la proteja de “bombear en vacío”.

Conozca el potencial de su pozo y **no trate de bombear con su PCP en vacío, ya que esto quemaría muy rápidamente el estator.**

### **Instalación Mecánica del Direct Drive-Head**

Utilice una sarta de varillas de por lo menos  $\frac{3}{4}$ " para bajar la bomba PCP. Uno siempre puede cambiar el engranaje de 14:1 a 9:1 para doblar el potencial de la bomba PCP. Y si eso no fuese suficiente, uno puede sobre revolucionar el motor eléctrico en un 150 % para aumentar aún más el potencial de salida de la PCP.

Utilice todas las características asociadas con el Direct Drive-Head con el fin de mantener un nivel constante de fluido por encima de la bomba y evitar pegas, “patadas” del pozo y el “bombeo en seco”.

Las Bombas de Cavidades Progresivas, son las bombas ideales para ser colocadas debajo de las perforaciones en el pozo, en razón de que pueden bombear con facilidad hacia la superficie el sedimento que se acumula en la base. Éste sedimento puede quedar en el hueco y, a la larga, tapan las perforaciones.

1. Sujete el estator de la bomba con el tag pin (perno etiquetado) a la parte inferior de su tubería (tubing) y bájelo a la posición deseada.

2. Espacie la tubería (tubing) por encima de la cabeza del pozo lo más bajo posible y tan cerca a la placa superior de la cabeza del pozo como sea posible.

**3. En este punto, sujete el reductor tipo swedge de 3” a su tubería con la unión de martillo que se proporciona para montar el Drive- Head y las varillas. Puede montar el Drive-Head primero, pero normalmente se descubre que es más fácil insertar las varillas primero, así que siga al Paso 4.**

Una vez esté montado el Direct Drive-Head, retire el conjunto superior de pernos ubicado en la parte posterior del ensamble, detrás de los rodamientos, para permitirle al ensamble que se incline y repose sobre el tope de parada.

4. Sujete el rotor de la bomba a la sarta de varillas y bájela dentro del pozo por el hueco de la sección de rodamientos. **Tome nota del peso de la varilla apenas el rotor ingrese al estator al TD (profundidad total).**

5. Baje el rotor a través del estator y el "Tag Pin" ("perno etiquetado"). Rote la sarta de varillas con una llave inglesa para asegurarse que el rotor ingrese completamente a través del estator hasta el perno.

"Sienta el torque" hasta que el perno detiene la rotación y así evita que el rotor pase más allá del perno en la parte inferior de la bomba.

6. Después del tag (etiquetado); levante la sarta de varillas hasta que se recupere el peso de las varillas que se observó en el paso 4.

7. Después de recuperar el peso de las varillas, **"levante la sarta de varillas" hasta soltarla del perno.** El espacio entre el perno y la parte inferior del rotor, en el diseño de la Bomba Netzsch, es de 22 pulgadas. Por tanto, el objetivo de ubicación del rotor en el estator, para las Bombas Netzsch, es de aproximadamente 22 pulgadas de distancia desde el perno.

8. En este punto, TOME NOTA del lugar en el cual está situada la caja de varillas que cuelga de la torre de perforación desde los elevadores de varillas y la altura objetivo que desea para sujetar, la conexión "LOVE JOY" de la varilla pulida a la conexión LOVE JOY de la caja de engranajes.

9. Espacie, utilizando varillas tipo pony, de tal manera que quede en el lugar más cercano posible a la sección de rodamientos. Tenga presente que debe espaciar dentro de un área de 12 pulgadas por encima de los rodamientos.

10. Después de espaciar las varillas en su posición, deslice el Direct Drive-Head por encima y hasta llegar a su sitio, sujetándolo y bloqueándolo a la tubería con la unión de martillo de 3". Inserte también los bujes de bronce alrededor de la varilla

pulida en la parte superior del eje de los rodamientos, con el fin de estabilizar la rotación de la varilla.

11. Ajuste la varilla pulida en su sitio con los bujes de bronce por debajo de la abrazadera de la varilla pulida. Apriete la abrazadera y posicione el key-way en la parte superior del conjunto de rodamientos.

12. Vuelva a posicionar el ensamble de hacia arriba y sobre la varilla pulida.

13. Baje la Caja de engranajes y el motor eléctrico a la Conexión Love Joy y apriete.

14. Conecte el cable eléctrico que se proporciona a su caja de arranque eléctrico.

15. Abra el circuito y compruebe la rotación, activando “lentamente” el Controlador de Frecuencia Variable (VFD) que se suministra con el Direct Drive-Head. Si la rotación es hacia la izquierda, “DETÉNGALO” e invierta la polaridad en su caja de arranque. Vuelva a probar el sentido de la rotación. La unidad viene cableada con anterioridad y probada en fábrica y no requerirá de más cableado.

16. Instale las empaquetaduras.

17. Conecte los accesorios, pruebe la bomba y ajuste los empaquetamientos según se requiera.

### **Instalación eléctrica del Direct Drive-Head**

El Direct Drive-Head viene cableado y probado en fábrica, antes de ser despachado desde la planta de ensamble. El motor trifásico de 5 HP y 230/460 voltios está conectado a un Controlador / Inversor de Frecuencia Variable (VFD). En la base de la caja del VFD, usted encontrará una toma Cat. 4, precableado para su conexión rápida al interruptor de potencia eléctrica y caja de arranque en el campo. Un enchufe conector precableado Cat. 4 también se incluye con el cable para asegurar que esta instalación sea lo más sencilla posible. Todo lo que tiene que hacer el electricista es conectar el cable a la caja de potencia en el campo y enchufarlo. En ese momento, ya estará listo para arrancar. (Si solamente hay electricidad monofásica disponible, no se preocupe. El VFD convertirá la energía monofásica en energía trifásica).



Las cajas de los interruptores de potencia eléctrica que tenga a disposición en el campo, deberán estar equipadas con calentadores, bobinas y fusibles estándar para el funcionamiento apropiado de un motor de 5 HP.

El interruptor no deberá exceder 30 amperios. La carga típica durante las operaciones se situará en una gama de 3 a 6 amperios. El motor puede llegar hasta 18 amperios, bajo condiciones de torque elevado, sin que se les cause daño a las partes electrónicas.

Este es un sistema de “arranque suave” y no requiere de un “starter” (arrancador) en su caja de interruptores.

El VDF del Direct Drive-Head posee protección contra el voltaje bajo y alto. Si embargo, es buena idea instalar una protección de este tipo en su caja de interruptores para proporcionar protección adicional.

**NOTA: REVISE SIEMPRE LA DIRECCIÓN DE ROTACIÓN DESPUÉS DE CONECTAR LA ELECTRICIDAD**

El modelo DD VS H2 5G, realiza una auto verificación cuando se le aplica potencia. Después de algunos momentos, la auto verificación está completa y el tablero de visualización reemplazará el pantallazo de “H2” en la presentación, para mostrar Hz, RPM, Voltaje y Corriente. En ese momento, ya se está listo para operar el Drive-Head.

**La sarta de la varilla deberá rotar hacia la derecha cuando uno mira hacia abajo por el hueco.** Después de arrancar, presione el botón FWD y luego impulse la “flecha hacia arriba” en el VFD hasta que comience a rotar lentamente. Si el sentido de rotación es incorrecto, presione STOP (parada).

Corte la potencia e invierta el cableado EN SU CONEXIÓN EN LA CAJA DE POTENCIA para reversar la polaridad. Una vez esté girando en la dirección correcta, uno solamente tiene que utilizar la “flecha hacia arriba”, la “flecha hacia abajo” o STOP (parada) para controlar la bomba. El controlador tiene valores de seguridad y valores límite preestablecidos antes de haber sido despachado. Esto incluye igualmente tasas lentas de arranque y funcionamiento, límites de frecuencia (Hz) altos y bajos, etc.

**Revisiones de seguridad:**

El VFD a 60 Hz hará que el motor de 230/460 rote a 1760 RPM. El VFD hará variar la frecuencia (en Hz) para variar la velocidad del motor. Uno puede operar el motor las 24 horas del día, 7 días a la semana, dentro de la gama entre un tope de 150 % y hasta una velocidad baja de un 30 %, sin causarle daños al motor, según las especificaciones del fabricante. El motor ha sido construido con una conformación de 3600 RPM en los rodamientos.

**Operación**

**Velocidad del motor:** Capacidad de diseño para operación las 24 horas, 7 días a la semana, en la gama de 20 a 105 Hz.

**Revisiones al fluido de bombeo:** Cuando la bomba está operando a 100 RPM, una burbuja en el tubo confirma que el flujo está ascendiendo. Podría tomar varias horas para que el flujo realmente llegue a la superficie. El tiempo en llegar a la superficie depende de la tasa de flujo de bombeo, el nivel del fluido y el tamaño de la tubería. El cargue de la tubería acelerará la velocidad de llegada del fluido a la superficie.

**Tasa de bombeo:** El volumen diario de bombeo es linealmente proporcional a las RPM de la sarta de la varilla y, por lo tanto, de la bomba. Las RPM de la bomba están controladas por el controlador de frecuencia y los Hz que le envía al motor. Las Bombas de Cavidades Progresivas (sea cual fuere el fabricante) se clasifican según el volumen nominal diario a 100 RPM. A 150 RPM, la bomba bombearía el 150 % del volumen diario de diseño y una bomba a 50 RPM bombearía el 50 % del volumen diario de diseño.

**Revisiones de seguridad:**

A. Evite ser lesionado por la varilla en rotación y por la abrazadera de la varilla en rotación. Protéjase y proteja a los demás, instalando, alrededor de la abrazadera de la varilla, el dispositivo de protección que se suministra.

B. Evite todos los elementos del circuito eléctrico y hágale mantenimiento únicamente después de que haya aislado la fuente de potencia del Direct Drive-Head o una vez la unidad se haya desconectado de la fuente de potencia.

C. Después de instalar el Direct Drive-Head, revise para asegurarse de que todos los pernos asociados con el ensamble de la placa posterior estén bien apretados: los cuatro (4) que sostienen el reductor de engranajes y los cuatro (4) que aseguran el componente de la bisagra.

D. Revise todas las válvulas que están asociadas con el sistema de bombeo del Direct Drive-Head con el fin de asegurarse de que se encuentren en la posición apropiada para evitar derrames y retro presión sobre la bomba. La bomba de desplazamiento positivo acumulará presión sobre una válvula cerrada y, o bien excederá la presión a la que se puede reventar la línea de flujo o excederá el límite de diseño de la bomba y esto causará que se funda.

E. Asegúrese de que el empaque de la tapa (Packing Cap) esté lo suficientemente apretado para evitar fugas o derrames.

F. Asegúrese de que la unión de martillo de 3" esté lo suficientemente apretada.

G. Asegúrese de que el diente del Key-Way, que está soldado en la parte inferior de la abrazadera de la varilla, esté ajustado en forma segura al eje de soporte en la sección de los rodamientos.

### **Espaciamiento del Rotor**

**Este es uno de los procedimientos de mayor cuidado en la instalación para lo cual se sigue el siguiente mecanismo:**

- ❖ Bajar lentamente la sarta de varillas al acercarse a la profundidad indicada en el diseño, con el fin de verificar cuando comience a girar la sarta de varillas en sentido horario (hacia la derecha), indicando que el rotor está siendo introducido en el estator.
- ❖ Asegurarse que la sarta de varilla descansa completamente y libre en el pin de paro. Debe poderse mover la sarta con la mano.
- ❖ Hacer una marca sobre la varilla de maniobra en el punto anterior (usar corrector líquido), tomando como referencia la T de producción o BOP.
- ❖ Subir la sarta muy lentamente y anotar el peso registrado por el indicador (Martin Decker). El peso registrado es el de la sarta mas el del bloque. Hacer una marca en este punto con corrector.
- ❖ Bajar de nuevo la sarta hasta que el rotor se asiente en el pin de paro; el peso registrado baja.

Repetir este procedimiento mínimo tres veces haciendo marcas en cada vez. Finalmente tomar como definitiva las marcas que coincidan o hacer un promedio si es necesario.

- A partir de esta marca medir las pulgadas de espaciamiento sacando la sarta muy lentamente. Hacer en este punto una marca que lo identifique como el punto definitivo de espaciamiento. Para calcular la elongación dinámica, remitirse

a la hoja de cálculo disponible para tal fin, teniendo en cuenta el modelo de la bomba, la longitud de la sarta de varilla y el OD de la sarta.

- A partir de este punto, levantar la sarta de varilla una longitud equivalente la longitud del cabezal de rotación desde el flange hasta el extremo superior (diferencia de longitud entre la barra lisa y el cabezal). Hacer una marca en este punto, que será identificada como la base de la grapa. Borrar las otras marcas y/o diferenciarla de las anteriores: esta será la marca definitiva.
- Solicitar al maquinista sacar la varilla marcada (varilla de maniobra) junto con la varilla siguiente, en lo posible unidas (parada).
- Colocar un elevador de varillas para sujetar la sarta por encima de esta unión y colocar un pony de manejo de 2 ft sujetado al elevador para que sostenga el peso de la sarta de varillas.
- Acostar en el piso o encima de los burros la barra lisa, y colocar al lado las dos varillas sacadas del pozo (la varilla marcada junto con la varilla de abajo), de tal forma que el extremo superior de la barra lisa sobre-salga 1 ft (máximo 2 ft) por encima de la marca base de la grapa hecha en la barra lisa.
- Utilizar una combinación de ponys para compensar la diferencia de longitud entre el extremo de la barra lisa y la segunda varilla. Realizar el ensamble, preferiblemente un poco más largo que corto, y la longitud de exceso se puede compensar con el ajuste de la grapa en la barra lisa.
- Ajustar la grapa con la llave Bristol y conectar el conjunto de barra lisa y ponys a la sarta. Terquear los ponys aplicando el torque recomendado y apretar la barra lisa con una llave de fricción para evitar deformaciones en la superficie.

#### Chequeo y Arranque de Pozo

En el arranque del sistema PCP se deben tener en cuenta las siguientes actividades preliminares o de chequeo:

#### Estado de las conexiones eléctricas

Se debe revisar con anterioridad todas las acometidas eléctricas del VSD, para lo cual se debe tener en cuenta:

ALIMENTACION DEL VSD 460 - 480 VCA: Verificar con la ayuda de un multímetro, que la tensión sea la ideal recomendada para los VSD. Verificar voltaje fase a fase e incluir esta información en el formato de chequeo pre-arranque.

**CONEXIÓN A TIERRA DEL VSD Y MOTOR:** Comprobar que las conexiones de tierra del motor estén con sus bornes y sujetas y que las conexiones del VSD estén conectadas, aisladas y aterrizadas y estas estén conectadas con los filtros armónicos. Medir voltaje fase a tierra e incluir esta información en el formato de chequeo pre-arranque.

**CONEXIÓN DE PARARAYO TRIFÁSICO:** verificar que las conexiones estén conectadas debidamente.

**REVISION DE ACOMETIDA ELECTRICA, CELDA VSD Y MOTOR:** se debe confirmar que las acometidas entregadas estén bien realizadas y con los materiales adecuados para la instalación del sistema eléctrico.

#### **Programación del VSD**

**SENTIDO DE GIRO MOTOR:** Se debe comprobar que el giro de la sarta de varilla sea en sentido horario.

**LIMITE DE TORQUE:** Determinar el límite de torque que puede entregar el sistema dependiendo de la potencia del motor, las RPM de éste, y de la relación de transmisión en el cabezal.

$$T(\text{lbs} * \text{pie}) = \frac{5252 * Pot(\text{HP}) * RT}{Vel(\text{RPM})}$$

Determinar también el límite de torque que soporta la varilla del sistema. Seleccionar el menor valor entre estos y utilizarlo para setear el límite de torque del equipo.

**VELOCIDAD DE PROCESO:** determinar la velocidad máxima y mínima a la que trabajará el sistema, de acuerdo con el diseño y determinar las rampas de aceleración y desaceleración del VSD adecuadas.

**AUTO AJUSTE SATISFACTORIO:** el auto ajuste se hará con los parámetros entregados del variador y motor, los cuales deberán estar acorde con lo programado para su arranque.

### **Inspección del Cabezal**

**INSPECCIÓN DEL NIVEL DE ACEITE EN LA CAJA REDUCTORA:** el nivel de aceite deberá estar en la marca de nivel ideal del visor lateral del cabezal, la cual indicará el nivel óptimo de trabajo del cabezal.

**INSPECCION DEL STUFFING BOX:** verificar que el Stuffing Box esté ajustado utilizando la llave tipo U. con el fin de garantizar correcto sello y evitar fugas.

### **Línea de Superficie**

**ESTADO DE LAS VALVULAS:** verificar que las válvulas estén limpias y libres de cualquier residuo de aceite; a su vez verificar el funcionamiento de las mismas: cierre y apertura sin complicaciones

**ALINEACION DE VALVULAS:** Se deben abrir las válvulas de la línea de producción y la de gas del anular, línea que descarga a la línea de vacío o tea, si ésta se encuentra instalada. El resto de válvulas deben estar cerradas. En lo posible solicitar a un representante del cliente que realice la verificación.

**ESTADO DE MANÓMETROS:** el manómetro debe estar libre de aceites o cualquier sustancia que empañe el vidrio, al momento de la instalación este debe tener 0 psi.

### **Puesta en Marcha del equipo**

**NIVEL DE FLUIDO:** se recomienda realizar una toma de nivel estático antes del arranque del pozo para verificar condiciones del sistema.

**ARRANQUE SUAVE:** el arranque del sistema debe ser suave y según lo programado en el VSD.

**RUIDOS EXTRAÑOS:** verificar que en el arranque del sistema no existan ruidos extraños en el cabezal y el motor.

**FUGAS DE ACEITE:** una vez el sistema este en funcionamiento se observará que no existan fugas de aceite en el cabezal y en todo el sistema de tubería de producción.

**MEMORIA DE ARRANQUE:** durante toda la operación llenar el formato de lista de chequeo pre-arranque e informar al cliente de cualquier condición anormal. Una vez realizado el arranque satisfactoriamente, informar al ingeniero a cargo para que notifique al cliente.

#### **PARADA DEL EQUIPO**

Cuando sea necesario parar el equipo de superficie (cabezal y motor), hay que tener en cuenta solo dos factores importantes, si es para mantenimiento se debe contar con un nivel alto de lubricación, si por lo contrario el equipo se para por alguna falla mecánica, este debe ser desenergizado, para poder realizar cambio del elemento dañado y sencillamente se procede a ponerlo en marcha de acuerdo al procedimiento explicado anteriormente.

Si el caso comprende cambiar algo del ensamblaje de fondo, hay que remitirse a descabezar el pozo, se sacan varillas, se saca tubería y finalmente la bomba, dependiendo del tipo de daño que haya ocurrido; después es cambiar el elemento dañado por uno nuevo y volver a armar el completamiento del pozo y ponerlo en marcha de acuerdo al procedimiento mencionado anteriormente.