



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**Estudio de factibilidad de instalación de bomba de carga, para pozos con alta producción de gas, en el campo cerro negro, empresa mixta Petromonagas s.a.**

**REALIZADO POR:  
JOSÉ SAID RIVAS MOCO  
C.I.: 18.586.244**

**Trabajo de Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar Al Título De:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**MATURÍN, MARZO DE 2011**



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE INSTALACIÓN DE BOMBA DE CARGA,  
PARA POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE GAS, EN EL CAMPO CERRO  
NEGRO, EMPRESA MIXTA PETROMONAGAS S.A.**

**REALIZADO POR:  
JOSÉ SAID RIVAS MOCO  
C.I.: 18.586.244**

**REVISADO POR:**

  
**Ing. Franklin Velásquez  
Asesor Industrial**

  
**Ing. Milagros Sucre  
Asesor Académico**

**MATURÍN, MARZO DE 2011**



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

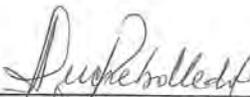
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE INSTALACIÓN DE BOMBA DE CARGA,  
PARA POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE GAS, EN EL CAMPO CERRO  
NEGRO, EMPRESA MIXTA PETROMONAGAS S.A.

REALIZADO POR:  
JOSÉ SAID RIVAS MOCO  
C.I.: 18.586.244

APROBADO POR:

  
Ing. Alicia Da Silva  
Jurado Principal

  
Ing. Miguel Flores  
Jurado Principal

  
Ing. Milagros Sucre  
Asesor Académico

MATURÍN, MARZO DE 2011

## RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN DEBERÁ PARTICIPARLO PREVIAMENTE AL CONSEJO UNIVERSITARIO PARA SU AUTORIZACIÓN”.



## DEDICATORIAS

Primeramente a dios todo poderoso, por darme siempre la fuerza necesaria y las ganas para vencer cada uno de los obstáculos encontrados en el camino emprendido para alcanzar esta meta.

A mi mamá, NILCA MOCO, por mostrarme en todo momento que detrás de las luchas y los esfuerzos que realizamos, siempre nos espera una gran recompensa. Si hay alguien de grandes luchas para lograr lo que quiere, ese eres tu mama. Te quiero mucho.

A mi papá, VICTOR SOBIL, quien siempre me mostraba lo recio y consecuente que hay que ser para lograr la meta.

A mis hermanos: Nilvialis Sobil y Victor Sobil, quienes con su inocencia me mostraban la parte más tierna de la vida. Que este triunfo le sirva de precedente para emprender sus propias luchas.

A mi abuelita, ELBA MOCO, quien con sus sabios consejos siempre me ubicaba en el deber ser de las cosas, lo cual es necesario para tener éxito en el mundo de hoy tan complicado.

A los viejos de mi calle, JUAN LOPEZ, SANTO Rocola, y DAMIÁN REINOZA, quienes me aconsejaban en todo momento de lo grande que se puede ser al emprender luchas con convicción, y a disfrutar del éxito con mucha humildad.

A TODOS MIL GRACIAS, POR CONFIAR EN MI!!!!!!!

## AGRADECIMIENTOS

A dios todopoderoso, por no dejarme solo en los momentos más difíciles... Y por disfrutar conmigo cada uno de los momentos de felicidad encontrados en esta etapa de mi vida.

A mi mamá, por apoyarme incondicionalmente en la concreción de este sueño.

A mis familiares: Eliezer, Ana, Onelis, Yusmelis, Roselis, Luisa Maxdalis, Javier, Marilé, Yarida, Eudomar, Yaneira, y todos aquellos, que estuvieron pendiente de mi en todo momento en la concreción de este triunfo.

A la Universidad de Oriente, por brindarme la oportunidad de formarme como profesional.

A los profesores: Rubén Salazar, María Elena Carnaval, Maryolis Hernández, Lorenzo Mantilla, Omaira Salazar, Miguel Flores, Alicia Da Silva, y Marta Espinoza, por brindarme de muchos conocimientos de interés para la carrera, y por servirnos a todos los estudiantes como ejemplo a seguir.

A mis tutores: Ing. Milagros Sucre, Ing. Franklin Velásquez, Ing. Graciela Martins, e Ing. José Gregorio, por servirme de mucha ayuda en el desarrollo de mi tesis, y en la concreción de este triunfo.

A mis amigos: Yeinni, María Gabriela, Auri, Juan Andrés, Abigahil, Nerlys, Rosangela, Marlioz, Keren, Franklin, Gabriela, Deimar, y Victor, por brindarme siempre su amistad sincera e incondicional, durante la travesía de este camino.

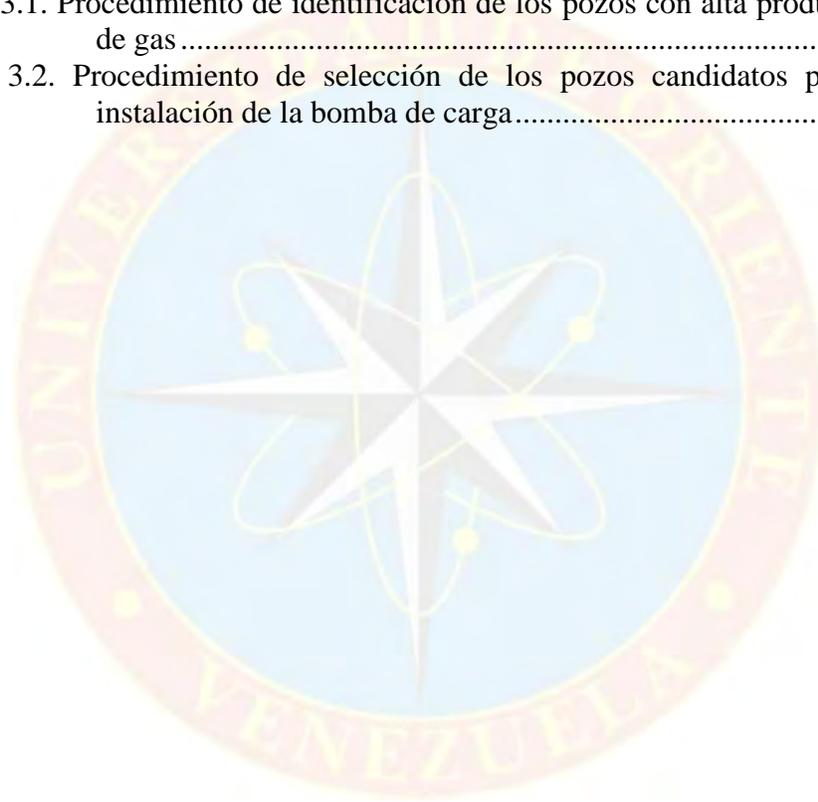
# ÍNDICE

|   |             |
|---|-------------|
| <b>RESOLUCIÓN</b> .....   | <b>iv</b>   |
| <b>DEDICATORIAS</b> .....   | <b>v</b>    |
| <b>AGRADECIMIENTOS</b> .....  | <b>vi</b>   |
| <b>ÍNDICE</b> .....   | <b>vii</b>  |
| <b>LISTA DE FIGURAS</b> .....   | <b>ix</b>   |
| <b>LISTA DE GRÁFICOS</b> .....  | <b>x</b>    |
| <b>LISTA DE TABLAS</b> .....  | <b>xi</b>   |
| <b>RESUMEN</b> .....  | <b>xiii</b> |
| <b>INTRODUCCIÓN</b> .....   | <b>1</b>    |
| <b>CAPÍTULO I</b> .....   | <b>3</b>    |
| <b>EL PROBLEMA</b> .....  | <b>3</b>    |
| 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....  | 3           |
| 1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....  | 4           |
| 1.2.1 Objetivo General .....  | 4           |
| 1.2.2 Objetivos Específicos.....  | 4           |
| 1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....  | 4           |
| 1.4 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....   | 5           |
| <b>CAPÍTULO II</b> .....  | <b>6</b>    |
| <b>MARCO TEÓRICO</b> .....  | <b>6</b>    |
| 2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....   | 6           |
| 2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA EN ESTUDIO.....   | 6           |
| 2.3 BASES TEÓRICAS.....   | 8           |
| 2.3.1 Producción de Gas .....   | 8           |
| 2.3.2 Impacto Técnico-Económico de la Producción de Gas Sobre el<br>Funcionamiento de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)..... | 9           |
| 2.3.3 Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).....   | 9           |
| 2.3.3.1 Configuración del Equipo de Levantamiento Artificial por<br>Bombeo de Cavidad Progresiva.....                         | 10          |
| 2.3.4 Bomba de Carga (CHARGE PUMP 110-150) .....  | 17          |
| 2.3.5 Principio de Funcionamiento de la Bomba de Carga.....   | 18          |
| 2.3.6 Impactos Técnico-Económicos de la Instalación de Bomba de Carga en<br>Pozos con Alta Producción de Gas .....            | 20          |
| 2.4 GLOSARIO DE TÉRMINOS.....   | 21          |
| <b>CAPÍTULO III</b> .....   | <b>23</b>   |
| <b>MARCO METODOLÓGICO</b> .....   | <b>23</b>   |
| 3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN .....   | 23          |
| 3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....  | 23          |
| 3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....  | 24          |
| 3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....   | 25          |

|  |           |
|--|-----------|
| 3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....  | 29        |
| 3.5.1 Técnicas .....   | 29        |
| 3.5.2 Instrumentos.....  | 30        |
| 3.6 RECURSOS .....   | 30        |
| 3.6.1 Recursos Humanos.....  | 30        |
| 3.6.2 Recursos Financieros .....   | 30        |
| 3.6.3 Recursos Materiales .....  | 30        |
| <b>CAPÍTULO IV .....</b>   | <b>31</b> |
| <b>ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS .....</b>  | <b>31</b> |
| 4.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS POZOS CON PROBLEMAS DE ALTA PRODUCCIÓN DE GAS EN EL CAMPO .....                      | 31        |
| 4.2 ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS COMPLETADOS CON BOMBA DE CARGA.....                  | 42        |
| 4.3 SELECCIÓN DE LOS POSIBLES POZOS CANDIDATOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA BOMBA CARGA.....                      | 54        |
| 4.4 REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN DE LA BOMBA DE CARGA EN LOS POZOS SELECCIONADOS ..... | 61        |
| <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>   | <b>66</b> |
| CONCLUSIONES .....   | 66        |
| RECOMENDACIONES .....  | 67        |
| <b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>   | <b>68</b> |
| <b>APÉNDICES.....</b>  | <b>69</b> |
| <b>HOJAS METADATOS.....</b>  | <b>88</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 2.1. Ubicación geográfica del campo Cerro Negro, bloque Carabobo.....                                    | 7  |
| Figura 2.2. Corte longitudinal de un estator.....   | 12 |
| Figura 2.3. Rotor y estator de una bomba BCP.....   | 13 |
| Figura 2.4. Equipo de superficie de poleas y correas.....   | 16 |
| Figura 2.5. Bomba de Carga 110-150 y sus componentes.....   | 17 |
| Figura 2.6. Etapas de Bombeo de la bomba de carga. ....   | 19 |
| Figura 3.1. Procedimiento de identificación de los pozos con alta producción<br>de gas.....                     | 26 |
| Figura 3.2. Procedimiento de selección de los pozos candidatos para la<br>instalación de la bomba de carga..... | 28 |



## LISTA DE GRÁFICOS

|  |    |
|--|----|
| Gráfico 4.1. Porcentajes de pozos para el período 2009-2010.....   | 31 |
| Grafico 4.2. Distribución de los pozos activos y pozos problema, en los yacimientos M-26, M-29, y M-30 .....                               | 34 |
| Gráfico 4.3. Distribución de los porcentajes de pozos con alta producción de gas, en los yacimientos M-26, M-29, y M-30 .....              | 35 |
| Gráfico 4.4. Distribución de los porcentajes de pozos con alta producción de gas, en las arenas Morichal Superior, Medio, e Inferior ..... | 37 |
| Grafico 4.5. Comportamiento de producción del pozo CGC-0105 .....  | 43 |
| Gráfico 4.6. Comportamiento de producción del pozo CHC-0511 .....  | 49 |
| Grafico 4.7. Comportamiento de la producción de crudo, y la RGP del pozo CHC-0511, con la bomba de carga.....                              | 53 |
| Gráfico 4.8. Comportamiento de producción del pozo CGC-0302, para el período 2008-2010.....  | 56 |



## LISTA DE TABLAS

|  |    |
|--|----|
| Tabla 4.1. Pozos con alta producción de gas, para el período 2009-2010 .....   | 32 |
| Tabla 4.2. Efecto del tiempo de explotación y cantidad de pozos activos, sobre el número de pozos con alta producción de gas en el campo ..... | 36 |
| Tabla 4.3. Pozos identificados como altos productores de gas en cada macolla .....   | 38 |
| Tabla 4.4. Distribución de los pozos identificados con alta producción de gas por arena, para cada macolla, .....                              | 41 |
| Tabla 4.5. Pozos completados con bomba de carga.....   | 42 |
| Tabla 4.6. Histórico de producción del pozo CGC-0105 con la bomba de carga .....   | 46 |
| Tabla 4.7. Histórico de producción del pozo CHC-0511 con la bomba de carga .....   | 51 |
| Tabla 4.8. Pozos candidatos para la instalación del diseño bomba de carga 110-150.....   | 54 |
| Tabla 4.9. Costo de los equipos de la bomba de carga .....   | 62 |
| Tabla 4.10. Costos de taladro para la intervención de cada pozo seleccionado.....  | 63 |
| Tabla 4.11. Costo total del cambio de completación para cada pozo seleccionado .....   | 65 |

## LISTA DE ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute.

%AyS: Porcentaje de agua y sedimento.

BCP: Bombeo de Cavidad Progresiva.

Bls: Barriles

BPD: Barriles por Día.

Lpc: Libras por Pulgadas cuadrada.

M-26: Morichal 26.

M-29: Morichal 29.

M-30: Morichal 30.

MPCND: Miles de Pies Cúbicos Normales por Día.

N.O.V: National Oilwell Varco.

Pb: Punto de burbuja del crudo.

PCN: Pies Cúbicos Normales.

PCND: Pies Cúbicos Normales por Día.

PCN/BN: Pies Cúbicos Normales por Barril.

qg: Tasa de gas, o producción de gas.

qo: Tasa de petróleo, o producción de petróleo.

RGP: Relación Gas-Petróleo.

RPM: Revoluciones por Minuto.

Rs: Relación Gas-Petróleo en solución.



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**RESUMEN**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE INSTALACIÓN DE BOMBA DE CARGA,  
PARA POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE GAS, EN EL CAMPO CERRO  
NEGRO, EMPRESA MIXTA PETROMONAGAS S.A.**

**Autor:**

**José Said Rivas Moco**

Fecha: Febrero de 2011

**Asesores**

**Académico:** Ing. Milagros Sucre

**Industrial:** Ing. Franklin Velásquez

El campo Cerro Negro, operado por la empresa mixta Petromonagas S.A., produce mediante la aplicación del método de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP). Considerando, que la presión de los yacimientos explotados, se encuentra por debajo de la presión de burbuja del crudo, cuarenta y ocho (48) pozos, de los ciento sesenta (160) que se encontraban activos, presentaron problemas de alta producción de gas, lo cual ha reducido la eficiencia volumétrica de la bomba BCP, y la producción de crudo. Por tal razón, se planteó como objetivo, el estudio de la factibilidad de instalar bomba de carga en los pozos afectados, los cuales fueron identificados de acuerdo a criterios establecidos operacionalmente. La investigación, partió del estudio de la factibilidad observada en los pozos completados en el campo con la bomba de carga, continuando con la selección de los pozos candidatos para la posible instalación de la tecnología, y culminando con el análisis económico de los costos asociados a la intervención de los pozos seleccionados. Se concluyó, que la bomba de carga, permitió mejorar las condiciones de los pozos CHC-O511 y CGC-O105, completados con esta tecnología, obteniéndose en ambos casos, incremento de la producción de crudo; y que seis (6), del total de los pozos identificados con alta producción de gas, cumplieron con las premisas de selección para la instalación de la bomba de carga.

## INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco, alberga una de las reservas de crudo pesado y extra pesado más grande del mundo. La explotación de la mayoría de los yacimientos que en ella se encuentran, se realiza con métodos de levantamiento artificial, los cuales permiten la extracción de volúmenes de este fluido que por vía natural serían difíciles de extraer, debido a la baja presión de yacimiento, y la alta viscosidad que estos poseen. La extracción de crudo, generalmente se encuentra asociada a la producción de una gran cantidad de gas, lo cual afecta sustancialmente el funcionamiento de los equipos de fondo, empleados por los métodos de levantamiento.

El campo Cerro Negro, operado por la empresa mixta Petromonagas S.A., está ubicado en el bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, la producción de crudo se realiza con bombeo de cavidad progresiva (BCP), donde el gas que se produce, genera problemas de operación en los equipos de fondo de este método de levantamiento, ya que deteriora el elastómero, con lo cual reduce la eficiencia volumétrica de la bomba, y la vida útil de la misma.

Actualmente, se dispone en el mercado de técnicas que permiten un manejo adecuado del gas libre en fondo, una de ellas es la bomba de carga, la cual es una tecnología nueva, que consiste de dos bombas BCP, dispuesta una por encima de la otra, y cuya aplicación busca reducir la entrada de gas a la bomba superior, con el fin de mejorar la eficiencia volumétrica de la misma.

La presente investigación, buscó estudiar y establecer la factibilidad de instalación de bomba de carga, en pozos con alta producción de gas, a objeto de

determinar el impacto técnico y económico de la instalación de esta tecnología, sobre la producción de los pozos que presentan este problema.



# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La producción de gas, asociada a la explotación de yacimientos de crudo pesado y extrapesado, en pozos completados con bombeo de cavidad progresiva (BCP), es uno de los problemas principales a los que se enfrenta la industria petrolera, debido a que el gas libre que entra a la bomba BCP, ocasiona la disminución de la eficiencia volumétrica de la misma. La frecuencia de ocurrencia de este problema, ha motivado a las empresas petroleras, a realizar inversiones en tecnologías que permitan disminuir dicho inconveniente, a fin de incrementar la producción de crudo, y alargar la vida útil de la bomba. Dentro de estas tecnologías, destaca la bomba de carga, la cual es un diseño que consiste de una bomba de producción normal (BCP), conectada y separada por un niple perforado, a una bomba de alto volumen con el mismo principio de funcionamiento de la BCP.

En Venezuela, la bomba de carga ha sido poco utilizada, ya que fué a partir de 2008 cuando su instalación comenzó a emplearse, como prueba piloto en dos (2) pozos pertenecientes al campo Cerro Negro, adscrito a la empresa mixta Petromonagas S.A., en donde además se cuenta actualmente con ciento sesenta (160) pozos horizontales activos, de crudo pesado y extrapesado, con gravedad promedio entre 8-8,5 °API, y distribuidos en ocho (8) macollas. La producción de gas en este campo, ha venido incrementando significativamente en el tiempo, ocasionando que la bomba BCP trabaje con menos eficiencia volumétrica, y disminuya la producción de crudo. Es por ello, que se requirió del estudio de la factibilidad de instalar en este campo bomba de carga, en aquellos pozos con producción de gas, a objeto de conocer

y establecer la efectividad real de la tecnología, en el manejo del gas libre en fondo, y su impacto sobre la producción de crudo.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo General**

Estudiar la factibilidad de instalar bomba de carga, en pozos con alta producción de gas, en el campo Cerro Negro, adscrito a la empresa mixta Petromonagas S.A.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Identificar los pozos con problemas de alta producción de gas en el campo.
- Estudiar el comportamiento de producción de los pozos completados con bomba de carga.
- Seleccionar los posibles pozos candidatos para la instalación de la bomba de carga.
- Realizar el análisis económico de la instalación de la bomba de carga en los pozos seleccionados.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

La producción de crudo, en cuarenta y ocho (48) pozos del campo Cerro Negro, adscrito a la empresa mixta Petromonagas S.A., está siendo afectada en la actualidad, por altas tasas de producción de gas, que han llevado a la bomba BCP de estos pozos,

a trabajar con baja eficiencia volumétrica, ocasionando la reducción de la producción de crudo, y la disminución del tiempo de vida útil del equipo, lo cual en la mayoría de los casos, ha conllevado a la parada de los pozos por diagnosticarse bomba dañada, y a una posterior intervención de los mismos, para la sustitución del equipo. Por tal razón, surge la necesidad de estudiar la factibilidad de proponer un cambio en la completación de estos pozos, reemplazando el diseño del sistema de bombeo actual por uno de carga, a objeto de minimizar la entrada de gas libre a la bomba superior BCP, y favorecer la producción de crudo y vida útil de la misma.

#### **1.4 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

La presente investigación, fue desarrollada en el campo Cerro Negro, operado por la empresa mixta Petromonagas S.A., referida a los cuarenta y ocho (48) pozos encontrados con alta producción de gas, y los dos (2) pozos completados con bomba de carga; y desarrollada en un período de tiempo comprendido, entre el inicio de producción de cada pozo, hasta Julio de 2010, que fué la fecha tope de la investigación.

El estudio, se centró principalmente en las macollas 1 y 5, donde se encuentran ubicados los pozos CGC-0105 y CHC-0511, completados con la bomba de carga; y el mismo, fue realizado a través del análisis del comportamiento de producción de estos pozos, y el estudio de la factibilidad de dicha instalación.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN**

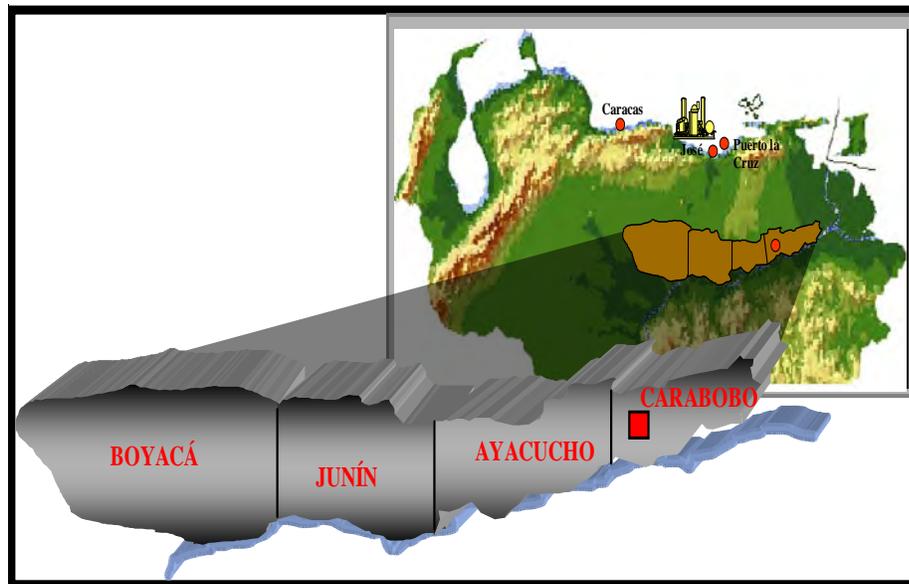
**Carpio, M., (2008).** En su informe titulado: “Evaluación de la factibilidad de instalación de la bomba de carga modelo 110-150, y separador de gas, en la completación de pozos con alta RGP en el área Petromonagas – Campo Carabobo”; observó que la bomba de carga podría presentarse como un método atractivo para combatir pozos con alta producción de gas, debido a que reduce la entrada de este fluido a la bomba superior BCP, lo cual aumenta la eficiencia volumétrica y favorece la producción de crudo y vida útil de la misma.

#### **2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA EN ESTUDIO**

El área del campo Cerro Negro, operado por la empresa mixta Petromonagas S.A., se encuentra en el estado Anzoátegui, específicamente en el bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, en el área limítrofe de los estados Monagas y Anzoátegui. Se ubica a 120 km al sur de la ciudad de Maturín, y 70 km al noreste de la ciudad de Puerto Ordaz.

Abarca un área de explotación de 130,76 km<sup>2</sup>, delimitada por los yacimientos Morichal 26 (M-26) con 14,88 km<sup>2</sup>, Morichal 29 (M-29) con 57,88 km<sup>2</sup>, y Morichal 30 con 58 km<sup>2</sup>, los cuales se encuentran divididos cada uno, en las arenas Morichal Superior, Morichal Medio, y Morichal Inferior. En esta área, se han perforado 7 pozos pilotos (0101P, 0201P, 0301P, 0401P, 0501P, 0601P y 0801P), 70 pozos stratigráficos (pozos verticales), 160 pozos horizontales, y 20 pozos de investigación

de alto ángulo (slant), lo cual ha permitido la identificación de nuevas trayectorias, la factibilidad de perforar otras, definir la extensión lateral de los cuerpos de arena, y finalmente identificar áreas para futuras macollas.



## 2.3 BASES TEÓRICAS

### 2.3.1 Producción de Gas

La producción de gas en los procesos de extracción de crudo, desde siempre ha representado un parámetro a considerar en el diseño de los esquemas de explotación de los yacimientos. La mayoría de los equipos en fondo, empleados en los pozos completados con métodos de levantamiento artificial, están fabricados para el manejo de líquidos (agua y crudo), con cierta tolerancia a la producción de gas, la cual al incrementar significativamente reduce la operatividad de los mismos.

La Faja Petrolífera del Orinoco, posee crudo pesado y extrapesado, con gravedad promedio de 8-8,5 °API. La producción en esta zona, se realiza con métodos de levantamiento artificial, tales como: bombeo mecánico (BM), bombeo de cavidades progresivas (BCP), y bombeo electro sumergible (BES), donde además la producción de gas ha venido incrementando en el tiempo, principalmente por las condiciones variables de los yacimientos explotados, restando eficiencia volumétrica a los métodos de levantamiento, en la producción de crudo.

En teoría, los crudos pesados y extra pesados poseen poco gas en solución (Rs), sin embargo los que se encuentran en los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco, tienen valores de Rs por el orden de los 121 PCN/BN. Por otra parte, algunos de estos yacimientos en su mayoría sub saturados, tienen valores de presión entre 800-1400 lpc, que rápidamente alcanzan la presión de burbuja del crudo (aproximadamente 1200 lpc), con el desarrollo de la producción, lo cual estimula la formación de una capa de gas. Estos dos factores, representan las causas principales de la producción de gas en los campos desarrollados en la faja, entre los cuales se destaca el campo Cerro Negro, donde la relación gas/petróleo de los pozos que presentan este problema, se encuentra por el orden de los 600 PCN/BN.

### **2.3.2 Impacto Técnico-Económico de la Producción de Gas Sobre el Funcionamiento de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)**

Las BCP, permiten el manejo de los fluidos aportados por el yacimiento al pozo, principalmente líquidos (agua y petróleo), y cierta cantidad de gas natural. Su diseño, posee cierta tolerancia a la producción de gas, sin embargo al aumentar este parámetro, el funcionamiento de los equipos en fondo se ve afectado, con lo cual se reduce sustancialmente la eficiencia volumétrica de la misma, ya que la capacidad de succión y descarga decae, lo que conlleva a una menor producción de crudo. Debido a esto, las empresas petroleras se ven obligadas a realizar inversiones, en la búsqueda e instalación de tecnologías como bomba de carga y separador de gas, que permitan un manejo adecuado del gas libre en fondo, con el fin de alargar la vida útil de la BCP y aumentar o mantener (dependiendo del caso) la producción de crudo.

### **2.3.3 Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)**

La bomba de cavidad progresiva, es una bomba de desplazamiento positivo, llamada comúnmente en la terminología petrolera como bomba de tornillo, está compuesta por un estator fabricado de material elastómero, y un rotor metálico con recubrimiento de cromo para reducir la fricción. El funcionamiento de la bomba se basa en la geometría de tipo helicoidal reflejada entre el estator y el rotor. Cuando el rotor se inserta dentro del estator, se forman dos cadenas de cavidades progresivas bien delimitadas y aisladas, lo cual permite la formación de cavidades entre ambos elementos. Estas cavidades se llenan de fluido, el cual es desplazado desde su succión a la entrada de la bomba, y descargado al final de la misma mediante flujo continuo desde el fondo hasta la superficie. El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de cabillas que se encuentra conectada a este. El estator, es el componente estático de la bomba, y

contiene un polímero de alto peso molecular, con la capacidad de deformación y recuperación elástica, llamado elastómero.

El principio de bombeo de cavidad progresiva, está basado en el ideado por René Moineau (no debe confundirse con la bomba de Arquímedes ya que son principios diferentes). La bomba utiliza un rotor de forma helicoidal de  $n$  lóbulos, dentro de un estator en forma de helicoide de  $n+1$  lóbulos. Las dimensiones del rotor y el estator, están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades, desde la succión de la bomba hasta su descarga. (ESP OIL, 2004).

### **2.3.3.1 Configuración del Equipo de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidad Progresiva**

Los componentes del equipo de levantamiento, se dividen en equipos de subsuelo y equipos de superficie.

#### **➤ Equipos de subsuelo de la bomba de cavidad progresiva**

Está integrado principalmente por la bomba de subsuelo, y un conjunto de accesorios: niple de paro, ancla de torque, ancla de gas, nicle intermedio y la sarta de cabilla.

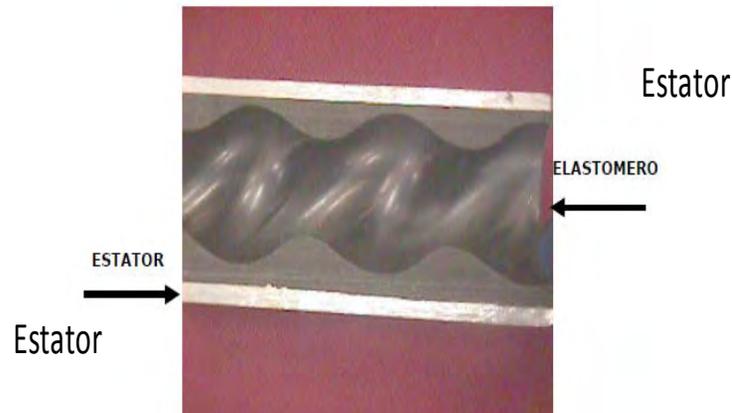
#### **• La bomba de subsuelo**

Está conformada por un rotor y un estator.

**El rotor:** Está fabricado con acero de alta resistencia, mecanizado con precisión, y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión. Se encuentra conectado a una sarta de cabillas (bombas tipo tubular), las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor). Un rotor se fabrica a partir de una barra cilíndrica de acero en un torno especial.

Luego de ser mecanizado, se recubre con una capa de un material duro. Generalmente se trata de un recubrimiento con un proceso electro químico de cromado. El diámetro del rotor (D), dependerá del posible hinchamiento del elastómero debido a la presión, temperatura y naturaleza de los fluidos bombeados.

**El estator:** Es un cilindro de acero (o tubo), revestido internamente con un elastómero sintético (polímero de alto peso molecular), moldeado en forma de dos hélices y adherido fuertemente a dicho cilindro, mediante un proceso especial. El estator, se baja al pozo con la tubería de producción (bombas tipo tubular o de tubería), o con la sarta de cabillas (bombas tipo insertables). Un estator se obtiene por inyección de un elastómero a alta temperatura y a alta presión, entre la camisa de acero y un núcleo. Este núcleo, negativo del perfil interno del estator, es similar a un rotor de dos lóbulos. Antes de la inyección del elastómero, se recubre con un adhesivo la superficie interna de la camisa de acero (tubo). Luego de vulcanizado, el elastómero se enfría y se contrae, lo que permite extraer el núcleo. La magnitud de la contracción depende del tipo de elastómero.



**Figura 2.2. Corte longitudinal de un estator.**

Fuente: Manual de BCP ESP OIL

**El elastómero:** Constituye el elemento más delicado de la bomba de cavidad progresiva, y de su adecuada selección depende en gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación. El elastómero reviste internamente al estator, y en si es un polímero de alto peso molecular, con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente; cuya propiedad se conoce como resiliencia o memoria, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator, la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo). Los elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos, y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión. Los elastómeros más utilizados en la aplicación BCP, poseen base nitrílica (convencionales), hidrogenación catalítica (elastómeros hidrogenados), o fluoelastómeros.



**Figura 2.3. Rotor y estator de una bomba BCP.**

Fuente: Weatherford EVI de Venezuela

- **Niple de paro:** Es parte integral de la bomba, va enroscado al extremo inferior de la misma. Sus funciones son:
  - Servir de tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo
  - Servir de “pulmón” a la elongación de la sarta de cabillas al funcionar la bomba
  - Servir de succión de la bomba.
  
- **Ancla de Torque**

Evita el riesgo de desprendimiento o desenrosque de la tubería, ocasionado por la combinación de los efectos fricción y vibración; vibraciones que tienden a ser más fuertes cuanto más aumenta el caudal.

No siempre es obligatorio el uso del ancla, como en el caso de bombas de bajo caudal instaladas a poca profundidad, y/o girando a baja velocidad, las cuales no tienen un torque importante y no producen fuertes vibraciones. En el caso de que no se instale un ancla, se debe ajustar la tubería con el máximo torque API recomendado.

- **Ancla de gas**

Se emplea en los casos extremos de no lograr una reducción adecuada de la relación gas-líquido (RGL). La función del ancla de gas es la de separar el gas libre del líquido, y de hacer migrar el gas fuera de la bomba, hacia el espacio anular.

- **Niple intermedio**

El movimiento excéntrico de la cabeza del rotor, junto con el acople de unión a la primera cabilla, se inscribe en un círculo de diámetro mayor que su propio diámetro. El diámetro que permite este movimiento es  $D + 2E$ , donde:

- D, es el mayor de los diámetros, el de la cabeza del rotor o el diámetro externo del acople.
- E, es la excentricidad de la bomba.

Si el diámetro interno de la tubería de producción no alcanza este valor, es imprescindible utilizar un niple intermedio de diámetro interno mayor que el de la tubería de producción. La longitud del niple, debe ser suficiente para alojar la cabeza del rotor antes del arranque de la bomba, es decir, antes de la elongación dinámica de las cabillas.

- **Centralizadores de cabillas**

Son centralizadores no rotatorios, que van instalados en los extremos de las cabillas. Consta de tres elementos:

- Un vástago hecho de acero, cuyos extremos tienen las mismas roscas de las cabillas.
- Una camisa plástica, con capacidad para resistir la presencia tanto de arena

como de aromáticos y  $H_2S$ .

- Dos cuellos de cabilla, ya que son necesarios uno a cada extremo del centralizador, para conectar en ambos extremos las cabillas.

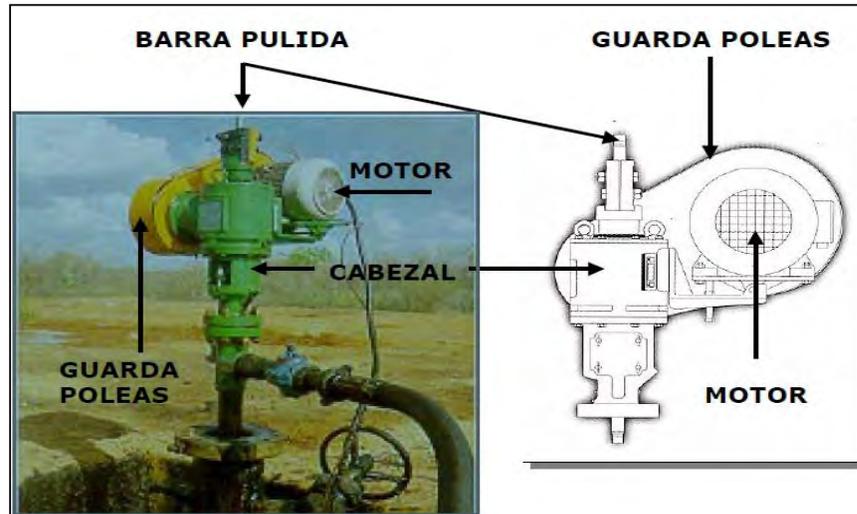
### ➤ **Equipos de superficie de la bomba de cavidad progresiva**

#### • **Cabezal de rotación**

Está provisto de dos tipos de rodamiento, los que soportaran la carga axial, y los que absorberán la carga radial; en aplicaciones inclinadas debe considerarse el efecto de la distribución de cargas, ya que el cojinete para la carga axial, estará sometido a carga radial que pudiera ser relativamente importante. El sistema es operado desde superficie por un accionamiento que suministra el torque y velocidad requerida.

El cabezal de rotación, cumple 4 funciones básicas:

1. Soporte para las cargas axiales generadas por el peso de las cabillas, y por el peso del fluido sobre el rotor.
2. Evitar o retardar el giro inverso de la sarta de cabillas
3. Aislar los fluidos del pozo del medio ambiente
4. Soportar el accionamiento electro-mecánico (para algunos modelos).



**Figura 2.4. Equipo de superficie de poleas y correas.**

Fuente: Manual de BCP ESP Oil

- **Motovariadores mecánicos**

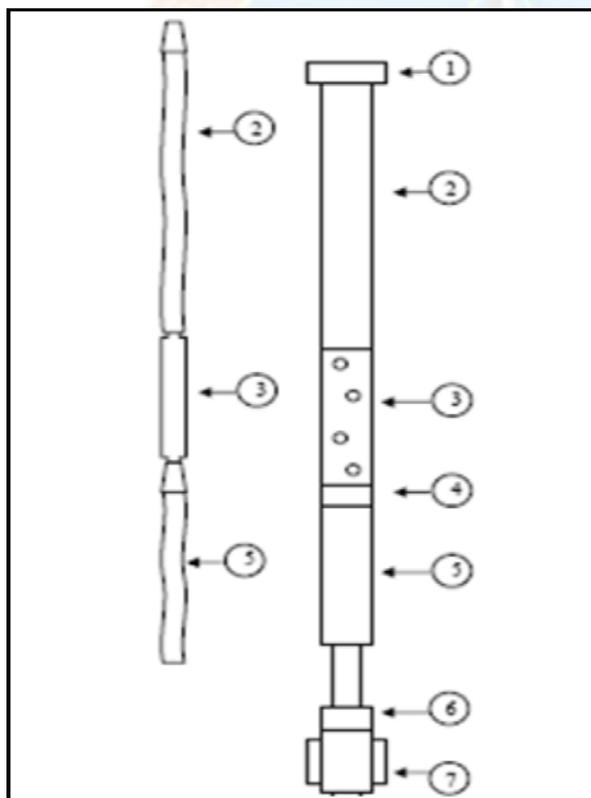
En este sistema, el acople entre motor y caja reductora no es directo. Dicho acople se realiza a través de un conjunto variador de velocidad formado por correas y poleas de diámetro variable, el cual cumple con la función de permitir el cambio de velocidad de rotación, sin requerir la parada del equipo ni el cambio de componentes. Los equipos donde se instalan los motovariadores, tienen la posibilidad de ser ajustados en un rango de velocidades desde 50 RPM hasta 400 RPM.

- **Variadores de frecuencia**

Rectifica la corriente alterna requerida por el motor, y la modula electrónicamente produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia, varía la velocidad de rotación, y al variar la velocidad de operación, varía la producción. (ESP OIL, 2004).

### 2.3.4 Bomba de Carga (CHARGE PUMP 110-150)

La bomba de carga (Charge Pump 110-150), es un diseño novedoso, usado para optimizar pozos con alta producción de gas. El sistema de bombeo consiste de una bomba de producción normal (bomba de subsuelo o bomba de baja) de 6,6 Bls/RPM/DÍA, conectada a una bomba inferior de alto volumen (bomba de alta) de 9,4 Bls/RPM/DÍA. La bomba inferior está separada de la bomba de subsuelo con un tubo perforado, y los rotores por un niple de cabilla. También son bajados con este diseño, dependiendo de las características del pozo, ciertos equipos tales como: crossover, ancla de torque, y tapón ciego (Figura 2.5).



#### Descripción

**1.-**Crossover 5 ½"BTC box x 5 ½"LTC box

**2.-**110-1350 PCP 5 ½"LTC x 4 ½"EUE box downRotor 110-1350 x 2 3/8" PAC x 1"API RC

**3.-**Tubo perforado 4 ½"EUE pin-pin x 10 ft.1"x10ft. Pony Rod x 1"connection

**4.-**Crossover 3 ½"EUE pin x 4 ½"EUE box

**5. -** PCP incluido tag bar 3 ½"EUE Rotor 150-225 x 1"API box connection

**6.-**Crossover 3 ½"EUE box x 5 ½"EUE pin

**7.-**Ancla de Torque 9 5/8"x 5 ½"LTC box-pin 2 slip's

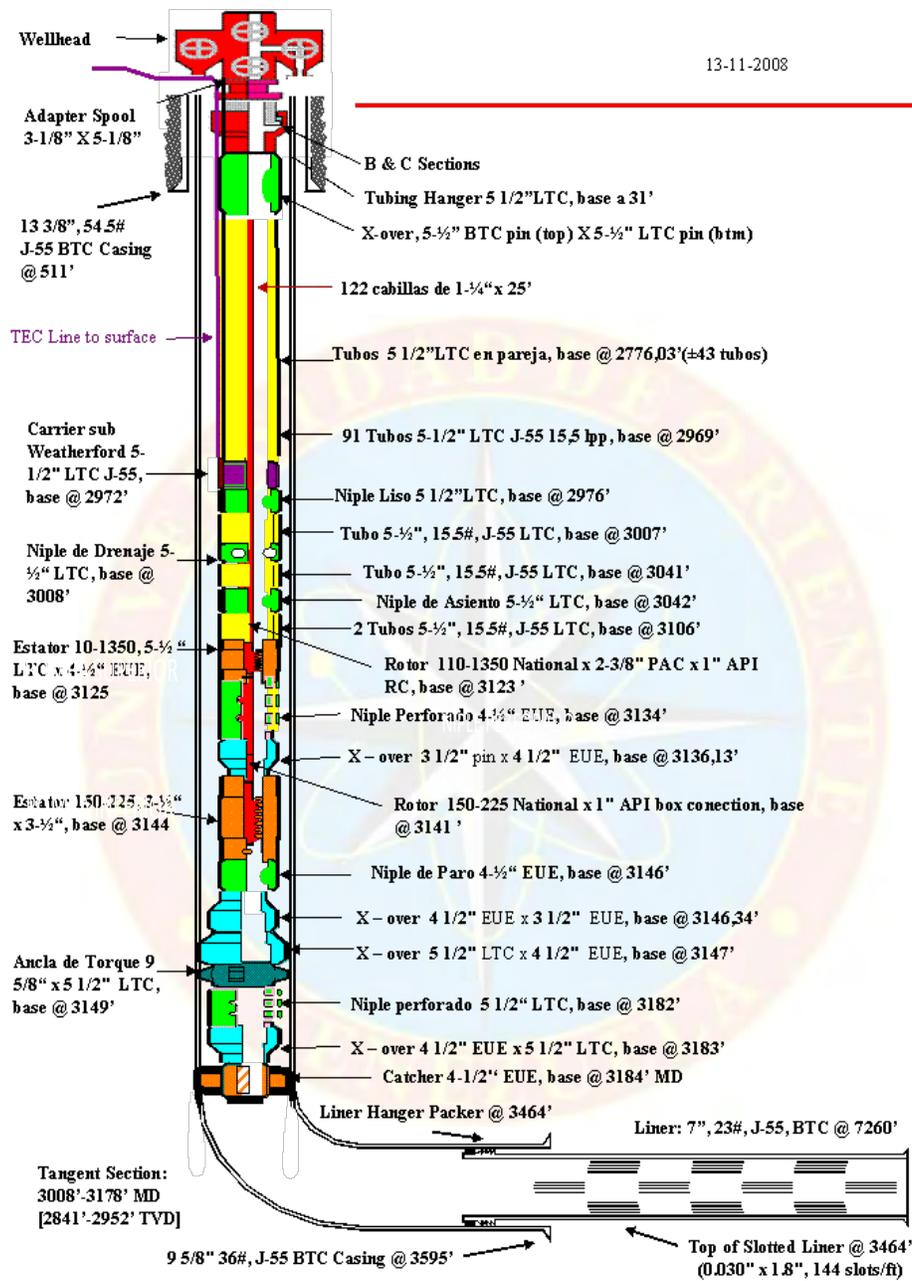
**Figura 2.5. Bomba de Carga 110-150 y sus componentes.**

Fuente: National Oilwell Varco (N.O.V)

### 2.3.5 Principio de Funcionamiento de la Bomba de Carga

La bomba de carga, consta de dos unidades de bombeo BCP de diferentes tamaños, dispuesta una por encima de la otra, principalmente por requerimiento técnico-operacional del diseño. La bomba inferior, de mayor tamaño (9,4 Bls/RPM/Día), posee la mayor capacidad de bombeo, con el fin de ofrecer mayor área abierta al flujo, y favorecer la separación diferencial de líquido y gas.

El funcionamiento de la bomba de carga, consta de tres etapas o fases. La bomba inferior (bomba de alta), succiona en una primera etapa, parte de la mezcla de fluidos aportados por el yacimiento al pozo (agua, petróleo y gas), y lo trasfiere a una segunda etapa, el niple perforado, donde es favorecida la separación instantánea de líquido y gas, ya que este último por tener más movilidad, se escapa por las aberturas, quedando el líquido en presencia de una menor cantidad de este fluido; luego, en una tercera etapa, la bomba superior (bomba de baja), de menor tamaño (6,6 Bls/RPM/Día), succiona la mezcla resultante de fluidos y lo bombea a superficie. Lo anterior mejora sustancialmente la eficiencia volumétrica de la bomba superior BCP, debido a que se reduce la cantidad de gas libre que entra a la misma. La siguiente Figura 2.7., muestra el diagrama de un pozo con la completación de bomba de carga.



**Figura 2.6. Etapas de Bombeo de la bomba de carga.**  
Fuente: Petromonagas

### **2.3.6 Impactos Técnico-Económicos de la Instalación de Bomba de Carga en Pozos con Alta Producción de Gas**

**✓ Aumento de la circulación de fluidos permitiendo que el gas se separe más rápido del líquido**

La bomba de alta, por tener mayor capacidad de bombeo, incrementa el área disponible a flujo, lo cual aumenta la circulación de los fluidos, y favorece la separación de gas y petróleo en el niple perforado.

**✓ Reducción de la entrada de gas libre a la bomba superior (bomba normal BCP) y obtención de mayor producción del mismo por el anular**

La mayor parte del gas presente en la mezcla de fluidos, succionada por la bomba de alta, es transferida al anular por las aberturas del niple perforado, lo cual reduce la cantidad de gas libre que entra a la bomba de baja (Figura 2.7), e incrementa la producción de este fluido por el anular.

**✓ Aumento de la eficiencia de la bomba superior (bomba normal BCP o bomba de baja) e incremento de la vida útil de la misma**

Al reducirse la entrada y el volumen de gas libre en la bomba de baja, se incrementa la eficiencia volumétrica y la vida útil de la misma, con lo cual se evita realizar gastos a corto y mediano plazo, en intervenciones de pozos con bombas dañadas por alta producción de gas.

**✓ Obtención de mayor producción de líquido (agua y petróleo)**

Al disminuir la entrada de gas libre a la bomba superior, es succionado un mayor volumen de líquido, debido a que los equipos de fondo tienen un mejor funcionamiento.

Este incremento representa una ganancia en barriles de crudo, lo cual es atractivo monetariamente.

## 2.4 GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Bomba:** Equipo empleado para el suministro de energía, al transporte de líquidos de un lugar a otro.

**Crudo:** Hace referencia al volumen de petróleo manejado bajo condiciones de producción, es decir aquel que no ha sido sometido a los procesos de mejoramiento en superficie. Crudo se refiere a petróleo sin procesar.

**Eficiencia volumétrica:** Es un concepto del área de las máquinas con pistones e indica la relación entre el volumen de fluido succionado y descargado con relación a la capacidad de bombeo del equipo.

**Factibilidad:** Se refiere a la disponibilidad de los recursos necesarios para llevar a cabo los objetivos o metas señalados.

**Histórico:** Registro de un conjunto de datos e información, presentados de acuerdo a la secuencia de desarrollo de un evento, una vida, etc.

**Macolla:** Locación que reúne la producción de varios pozos ubicados en ella.

**Producción de gas:** También conocida como tasa de gas, es un parámetro que cuantifica el volumen de este fluido producido por unidad de tiempo. Es denotada como qg, y se expresa generalmente en Pies Cúbicos Normales por Día, PCN/D.

**Producción de crudo:** También conocida como tasa de crudo, es un parámetro que cuantifica el volumen de este fluido producido, por unidad de tiempo. Es denotado como  $q_o$ , y se expresa generalmente en Barriles por Día, BPD.

**Relación gas/petróleo (RGP):** Son los pies cúbicos normales de gas producido, con relación a un barril de petróleo producido, cuando ambos son llevados a condiciones normales de presión y temperatura.

**Relación gas/petróleo en solución (Rs):** Son los pies cúbicos de gas, disueltos en un barril de petróleo bajo condiciones de yacimiento.

**Vida útil:** Es el tiempo de duración de un equipo o elemento de provecho para la empresa. Encontramos dos tipos: Teórica, aquella que se asigna al equipo de acuerdo a su diseño y requerimientos técnicos del mismo, y operacional, aquella que se define en función a las condiciones reales de operación del equipo.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODÓLOGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

La investigación realizada es de tipo descriptiva, ya que fué estudiado el comportamiento de producción de los pozos completados en el campo con bomba de carga, a fin de establecer el impacto de la tecnología sobre la producción de los pozos con alta producción de gas, y estudiar la factibilidad de dicha instalación. Arias Fidas, (2006) define la investigación descriptiva de la siguiente manera:

“Consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación, se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere”. (p.24).

#### **3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

La metodología seguida por la investigación, respondió a un diseño de tipo documental, ya que en base a la información suministrada por la base de datos de la empresa, tales como: las pruebas mensuales realizadas, los históricos de producción, servicios realizados, e información de las carpetas de pozos, fué estudiado el comportamiento de producción de los pozos completados con bomba de carga; a fin de establecer la factibilidad de instalación de esta tecnología, en los pozos identificados con alta producción de gas. Arias Fidas, (2006) define la investigación documental de la siguiente manera:

“Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos”. (p.25).

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

La investigación abarcó una población de cuarenta y ocho (48) pozos activos del campo Cerro Negro, los cuales presentaron problemas de alta producción de gas. La muestra estuvo conformada por los pozos completados con bomba de carga, en total (2) pozos, los cuales fueron abordados en el objetivo 2, con la determinación de la efectividad de la tecnología sobre la producción. Arias F, (2006) expresa: “la población se refiere al conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones que se obtengan”.

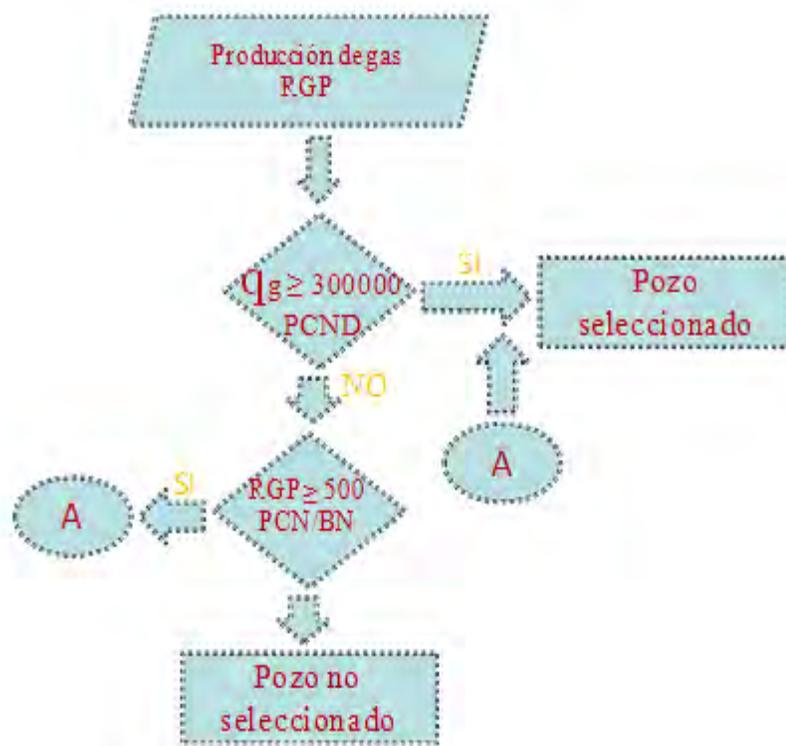
Por otro parte, Arias F, (2006) explica que la muestra “es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p.83). En este estudio, la muestra estará representada por la totalidad de la población.

### 3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

#### **PRIMERA ETAPA: Identificación de los pozos con problemas de alta producción de gas del campo Cerro Negro**

Con la revisión de los históricos de prueba y de producción, de los ciento sesenta (160) pozos activos en el campo, fueron identificados aquellos que presentaron alta producción de gas (qg) para el período 2009-2010, de acuerdo a valores límites establecidos bajo criterios operacionales, tales como tasa de gas (qg)  $\geq$  300.000 PCND, y relación gas-petróleo (RGP)  $\geq$  500 PCN/BN. Cabe señalar, que la razón de delimitar en el tiempo la identificación de estos pozos para el período 2009-2010, surgió de la posibilidad de intervenir con la instalación de la bomba de carga, aquellos que en la actualidad venían registrando alta producción de gas, a objeto de asegurar el buen funcionamiento de la bomba BCP, y la producción de crudo. La siguiente Figura 3.1., muestra el procedimiento seguido para la identificación de los pozos.

Los pozos seleccionados representaron aquellos identificados con alta producción de gas, y para efectos de la investigación fueron considerados como pozos problema. Por su parte, los pozos no seleccionados estuvieron referidos a aquellos que no presentaron alta producción de gas, y fueron denotados como pozos no problema.



**Figura 3.1. Procedimiento de identificación de los pozos con alta producción de gas**

Cada pozo identificado con alta producción de gas (pozo problema), se ubicó en el yacimiento donde se encuentra perforado, Morichal 26 (M-26), Morichal (29) ó Morichal 30 (M-30), así como la arena en la cual se encuentra completado, Morichal Superior, Morichal Medio, ó Morichal Inferior; con la revisión de la información de geología de la empresa. Ésto, con el fin de darle mayor caracterización a estos pozos. De forma similar, fueron ubicados por macolla, ésta vez con la revisión de la carpeta de vida de cada pozo, lo cual, se realizó con el fin de crear una base estadística, donde pudiera observarse el porcentaje de pozos con alta producción de gas, existente en cada macolla.

## **SEGUNDA ETAPA: Estudio del comportamiento de producción de los pozos completados con bomba de carga**

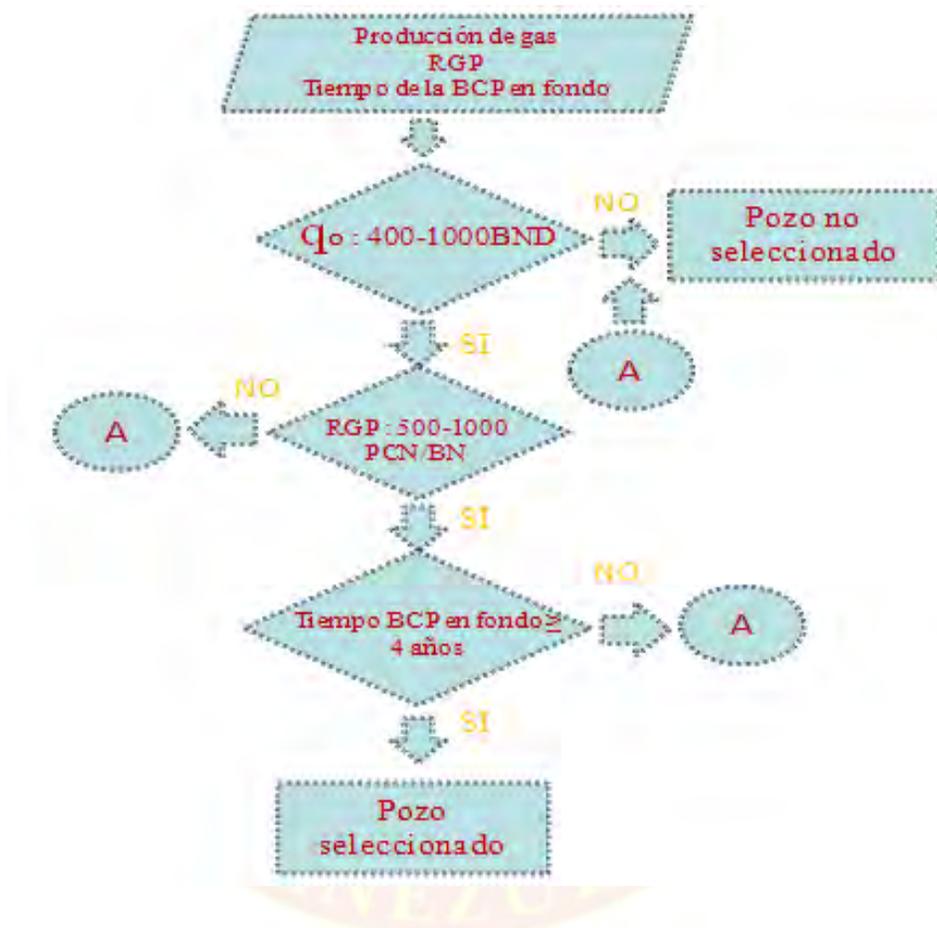
En consultas con los ingenieros y operadores del Departamento de Operaciones de pozos de la empresa, fueron identificados y señalados los pozos completados con la bomba de carga en el campo, los cuales, con la revisión de la información de geología, fueron ubicados por arena y por yacimiento.

Luego, a partir de los históricos de prueba, correspondientes a cada pozo completado con la bomba de carga, desde sus inicios de producción hasta Julio de 2010 (fecha tope de la investigación), fué creado para cada uno de ellos, un registro de los parámetros de velocidad de operación de la bomba (RPM), producción de crudo (qo), producción de gas (qg), %AyS, y relación gas-petróleo (RGP); los cuales permitieron elaborar gráficos representativos, en los cuales fueron descritos, el antes y el después de la instalación de la tecnología en estos pozos, a objeto de observar el comportamiento de producción, determinar los factores que posiblemente intervinieron en el comportamiento observado, y estudiar la factibilidad de la instalación de la bomba de carga, sobre la producción de crudo y la relación gas/petróleo.

## **TERCERA ETAPA: Selección de los posibles pozos candidatos para la instalación de bomba de carga.**

Con la revisión de los históricos de prueba de los pozos identificados con alta producción de gas, y de los históricos de intervención de los mismos, fueron seleccionados los pozos candidatos para la instalación de bomba de carga, lo cual, se hizo partiendo de los resultados de factibilidad observados en los pozos estudiados en el objetivo anterior, y tomando en cuenta las siguientes premisas establecidas bajo criterios operacionales:

- Relación gas-petróleo (RGP): 500-1000 PCN/BN
- Tasa de producción de petróleo ( $q_o$ ): 400 – 1000 BND
- Tiempo de la bomba en fondo  $> 4$  años.



**Figura 3.2. Procedimiento de selección de los pozos candidatos para la instalación de la bomba de carga**

Con la revisión de los históricos de prueba de cada pozo seleccionado, se creó un registro de los parámetros de velocidad de operación de la bomba (RPM), producción de crudo ( $q_o$ ), producción de gas ( $q_g$ ), %AyS, y relación gas-petróleo (RGP), con el fin de elaborar gráficos representativos, a objeto de observar el comportamiento seguido por los mismos y determinar la importancia de proponerlos como candidatos para el cambio de la completación.

## **CUARTA ETAPA: Realización del análisis económico de la instalación de la bomba de carga para los pozos seleccionados**

A través de consultas con técnicos de la empresa National Oilwell Varco (N.O.V), fabricante del diseño bomba de carga 110-150 instalado en el campo, y con los Ingenieros del Departamento de Perforación y Reacondicionamiento de pozos de la empresa Petromonagas, fueron recopilados los costos de materiales de la bomba de carga, y de servicio de intervención de taladro para el cambio de la completación. Luego, con la utilización de una hoja de cálculo Excel, fueron estimados los costos de intervención para cada pozo seleccionado, sumando el costo de la bomba de carga, y el costo de taladro.

Los demás componentes de la completación del pozo con la bomba de carga, no fueron considerados para la estimación del costo total de la intervención, debido a que estos pueden ser utilizados a partir de la completación actual de cada pozo seleccionado.

### **3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN**

#### **3.5.1 Técnicas**

Revisión bibliográfica y documental: Se efectuaron revisiones, análisis y recolección de información referente al tema de estudio; en libros, tesis, carpetas de pozos, e historial de las pruebas de producción.

Entrevistas no estructuradas: Se realizaron reuniones a fin de esclarecer dudas al respecto de la investigación; para ello se efectuaron consultas a los Ingenieros de petróleo, Ingenieros mecánicos, y operadores del Departamento de Operaciones de pozos de la empresa.

### **3.5.2 Instrumentos**

Programas utilizados: Fueron empleados los programas de oficina: Microsoft Office ® que incluye: Word ®, Excel ®, y Power Point ®; e Internet ®.

## **3.6 RECURSOS**

### **3.6.1 Recursos Humanos**

Se contó con el apoyo del personal que labora en la empresa, ingenieros y operadores de campo en las áreas de yacimiento, optimización, y producción; así como también con el apoyo de los profesores de la Universidad de Oriente Núcleo de Monagas. Todos en la búsqueda de alcanzar los objetivos planteados para el desarrollo de la investigación.

### **3.6.2 Recursos Financieros**

Los costos económicos necesarios para la realización de este estudio, fueron cubiertos por la empresa mixta Petromonagas, S.A., Filial de la estatal Petróleos de Venezuela (P.D.V.S.A).

### **3.6.3 Recursos Materiales**

Los recursos materiales utilizados para la realización de la investigación fueron: Computadoras, impresoras, fotocopadoras, escáner, carpeta de pozo, e informes técnicos; los cuales fueron aportados por la empresa. También se contó con tesis aportadas por la Universidad de Oriente Núcleo de Monagas, para la recolección de información teórica y metodológica, referentes a la investigación.

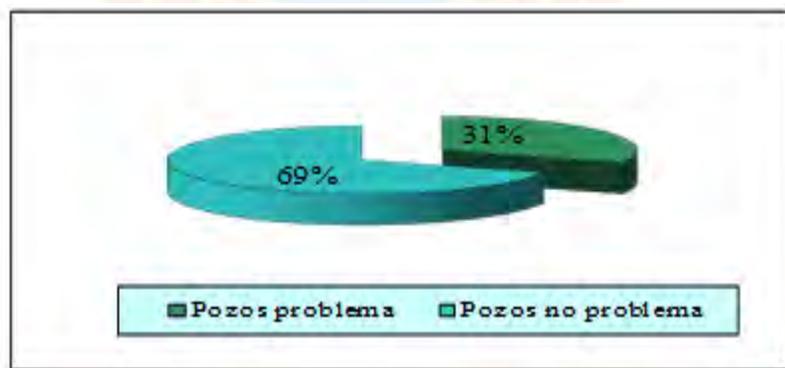
## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

A los fines de proponer mejoras, para la optimización de la producción de crudo, en el campo Cerro Negro operado por la empresa mixta Petromonagas S.A., se estudió en este capítulo, la factibilidad de instalar bomba de carga, en aquellos pozos con alta producción de gas que cumplan con las premisas de selección, a partir de la efectividad observada en los pozos completados con esta tecnología. De igual forma, fueron estimados los costos asociados a dicha instalación.

#### 4.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS POZOS CON PROBLEMAS DE ALTA PRODUCCIÓN DE GAS EN EL CAMPO

De los ciento sesenta (160) pozos activos, fueron identificados cuarenta y ocho (48) con alta producción de gas, para el período 2009-2010, los cuales representaron aproximadamente el treinta y uno por ciento (31%) de la totalidad. El sesenta y nueve por ciento (69%) restante, se constituyó de ciento doce (112) pozos, cuya producción de gas es menor de 300.000 PCND. El siguiente gráfico 4.1., muestra la distribución de estos porcentajes, para el total de pozos activos.



**Gráfico 4.1. Porcentajes de pozos para el período 2009-2010**

Los pozos problema, que fueron aquellos identificados con alta producción de gas, estuvieron distribuidos en las arenas Morichal Superior, Morichal Medio, y Morichal Inferior, de los yacimientos Morichal 26 (M-26), Morichal 29 (M-29), y Morichal 30 (M-30). En la tabla 4.1., son presentados estos pozos, así como su distribución en estos yacimientos.

**Tabla 4.1. Pozos con alta producción de gas, para el período 2009-2010**

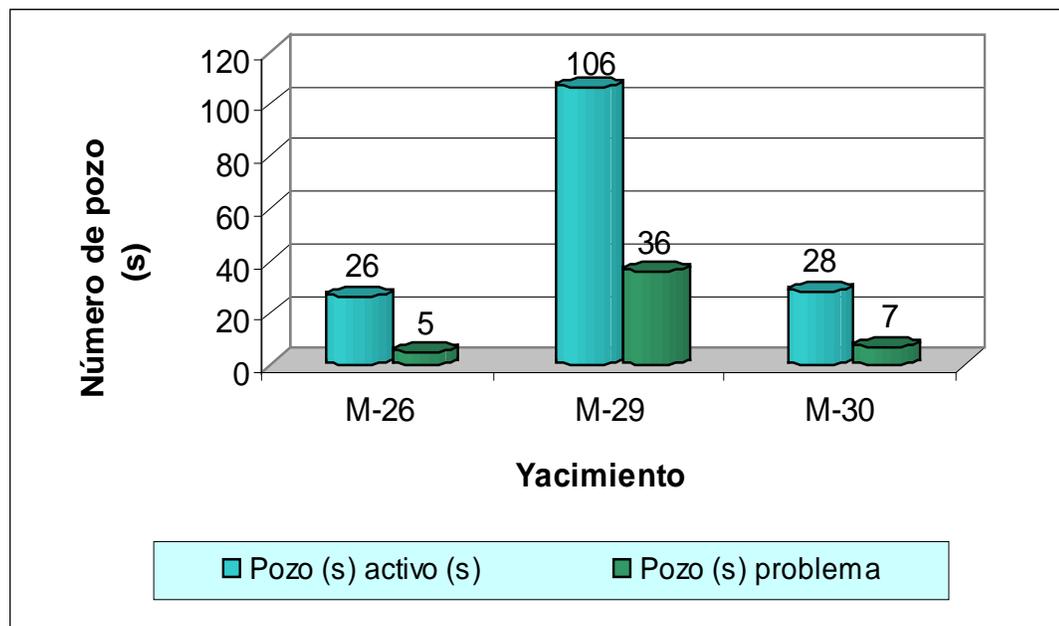
| Yacimiento | Pozo (s)<br>Activo (s) | Pozo (s) Problema |          |          |
|------------|------------------------|-------------------|----------|----------|
|            |                        | Arena             | Cantidad | Pozo     |
| M-26       | 26                     | Morichal Superior | 1        | CHC-0709 |
|            |                        | Morichal Inferior | 4        | CHC-0213 |
|            |                        |                   |          | CHC-0218 |
|            |                        |                   |          | CHC-0610 |
|            |                        |                   |          | CHC-0611 |
| M-29       | 106                    | Morichal Superior | 3        | CHC-0614 |
|            |                        |                   |          | CHC-0702 |
|            |                        |                   |          | CHC-0713 |
|            |                        | Morichal Medio    | 7        | CGC-0105 |
|            |                        |                   |          | CGC-0306 |
|            |                        |                   |          | CGC-0418 |
|            |                        |                   |          | CHC-0618 |
|            |                        |                   |          | CHC-0619 |
|            |                        |                   |          | CHC-0620 |
|            |                        |                   |          | CHC-0621 |
|            |                        | Morichal Inferior | 26       | CGC-0113 |
|            |                        |                   |          | CGC-0302 |
|            |                        |                   |          | CGC-0413 |
|            |                        |                   |          | CHC-0501 |
|            |                        |                   |          | CHC-0502 |
|            |                        |                   |          | CHC-0505 |
|            |                        |                   |          | CHC-0508 |
|            |                        |                   |          | CHC-0509 |
|            |                        |                   |          | CHC-0511 |
|            |                        |                   |          | CHC-0512 |
| CHC-0513   |                        |                   |          |          |
| CHC-0514   |                        |                   |          |          |
| CHC-0515   |                        |                   |          |          |
| CHC-0516   |                        |                   |          |          |
| CHC-0519   |                        |                   |          |          |
| CHC-0604   |                        |                   |          |          |

**Tabla 4.1** Pozos con alta producción de gas, para el período 2009-2010  
(Continuación)

| Yacimiento | Pozo (s)<br>Activo (s) | Pozo (s) Problema |          |          |
|------------|------------------------|-------------------|----------|----------|
|            |                        | Arena             | Cantidad | Pozo (s) |
| M-29       | 106                    | Morichal Inferior | 26       | CHC-0605 |
|            |                        |                   |          | CHC-0606 |
|            |                        |                   |          | CHC-0607 |
|            |                        |                   |          | CHC-0608 |
|            |                        |                   |          | CHC-0609 |
|            |                        |                   |          | CHC-0612 |
|            |                        |                   |          | CHC-0616 |
|            |                        |                   |          | CHC-0617 |
|            |                        |                   |          | CHC-0703 |
|            |                        |                   |          | CHC-0704 |
| M-30       | 28                     | Morichal Medio    | 2        | CGC-0807 |
|            |                        |                   |          | CGC-0818 |
|            |                        | Morichal Inferior | 5        | CGC-0803 |
|            |                        |                   |          | CGC-0805 |
|            |                        |                   |          | CGC-0806 |
|            |                        |                   |          | CGC-0810 |
|            | CGC-0824               |                   |          |          |

La alta producción de gas, así como la cantidad de pozos que presentaron este problema, variaron de manera particular para cada yacimiento, de acuerdo al tiempo de explotación, las condiciones de operación, la cantidad de pozos activos, y la relación presión promedio en el área de drenaje, y presión de burbuja del crudo; los cuales fueron los factores que determinaron el aporte de gas de los yacimientos, a la producción de los pozos.

El gráfico 4.2., muestra la distribución de los pozos activos y pozos problema para cada yacimiento, observados para el período 2009-2010.



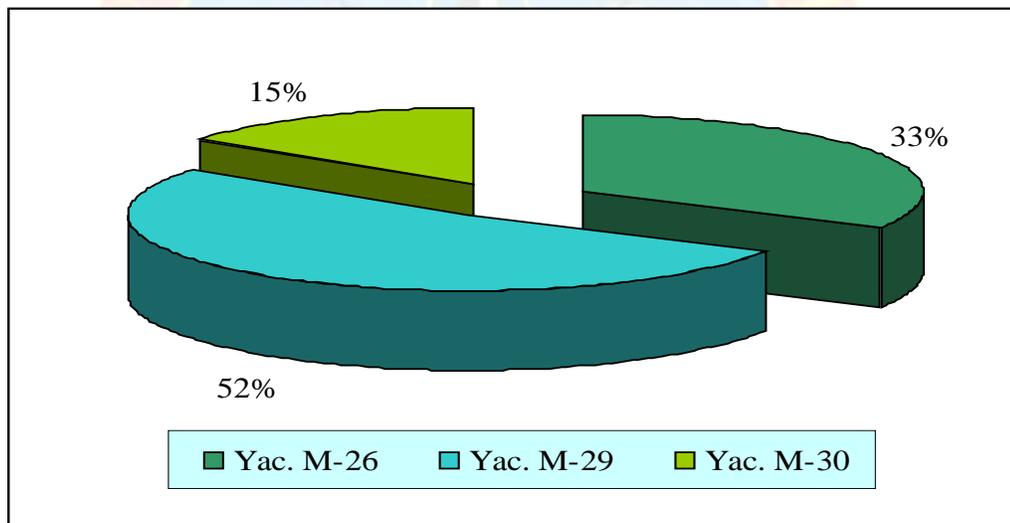
**Gráfico 4.2. Distribución de los pozos activos y pozos problema, en los yacimientos M-26, M-29, y M-30**

De acuerdo a lo observado en el gráfico 4.2., el mayor número de pozos problema se identificó en el yacimiento M-29, con un total de treinta y seis (36), frente a cinco (5) identificados en M-26, y siete (7) en M-30. Entre las causas encontradas destacan el mayor tiempo de explotación y número de pozos activos, presentados por este yacimiento en comparación con los otros, siendo de once (11) años y ciento seis (106) pozos respectivamente, que en el tiempo han venido ocasionando que deplete, y tenga un aporte creciente de gas a la producción de sus pozos.

Por su parte el yacimiento M-26 presentó el menor número de pozos problema en el campo, con apenas cinco (5) identificados, a pesar de tener el mismo tiempo de explotación que M-29, y más pozos activos que M-30; sin embargo producto del alto nivel de agotamiento, la mayoría de sus pozos activos, han venido siendo operados a velocidades por el orden de 200 RPM, menor a los 300 RPM manejados en M-29, y

400 RPM en M-30, lo cual ha contribuido a la reducción y estabilización de la canalización del gas, y por consiguiente a una menor producción de este fluido. El yacimiento M-30, se ubicó en una posición intermedia en el número de pozos problema identificados en el campo, ya que presentó menos pozos que M-29, por tener menor tiempo de explotación, apenas cinco (5) años; y más pozos que M-26, por ser operados la mayoría de sus pozos activos a velocidades superiores.

A continuación se presenta en el gráfico 4.3., la distribución de los porcentajes de pozos con alta producción de gas en los yacimientos, con relación a los cuarenta y ocho (48) que resultaron identificados con este problema para todo el campo.



**Gráfico 4.3. Distribución de los porcentajes de pozos con alta producción de gas, en los yacimientos M-26, M-29, y M-30**

Las arenas Morichal Superior, Medio e Inferior, que conforman los yacimientos M-26, M-29 y M-30, explotados actualmente en el campo, difieren entre sí en el número de pozos activos, tiempo y condiciones de explotación, y la historia de operación de los pozos en ellas perforados, por tal razón es que en un yacimiento pudo cuantificarse un mayor número de pozos problemas que en otro. A

continuación, se presenta en la tabla 4.2., el efecto del tiempo de explotación y la cantidad de pozos activos, sobre el número de pozos con alta producción de gas identificados para cada arena.

**Tabla 4.2. Efecto del tiempo de explotación y cantidad de pozos activos, sobre el número de pozos con alta producción de gas en el campo**

| <b>Yacimiento</b> | <b>Arena</b>      | <b>Tiempo de explotación (años)</b> | <b>Pozo (s) activo (s)</b> | <b>Pozo (s) problema (s)</b> |
|-------------------|-------------------|-------------------------------------|----------------------------|------------------------------|
| <b>M-26</b>       | Morichal Superior | 11                                  | 5                          | <b>1</b>                     |
|                   | Morichal Medio    |                                     | 13                         | <b>4</b>                     |
|                   | Morichal Inferior |                                     | 24                         | <b>11</b>                    |
| <b>M-29</b>       | Morichal Superior | 11                                  | 12                         | <b>3</b>                     |
|                   | Morichal Medio    |                                     | 29                         | <b>7</b>                     |
|                   | Morichal Inferior |                                     | 50                         | <b>15</b>                    |
| <b>M-30</b>       | Morichal Medio    | 5                                   | 8                          | <b>2</b>                     |
|                   | Morichal Inferior |                                     | 19                         | <b>5</b>                     |

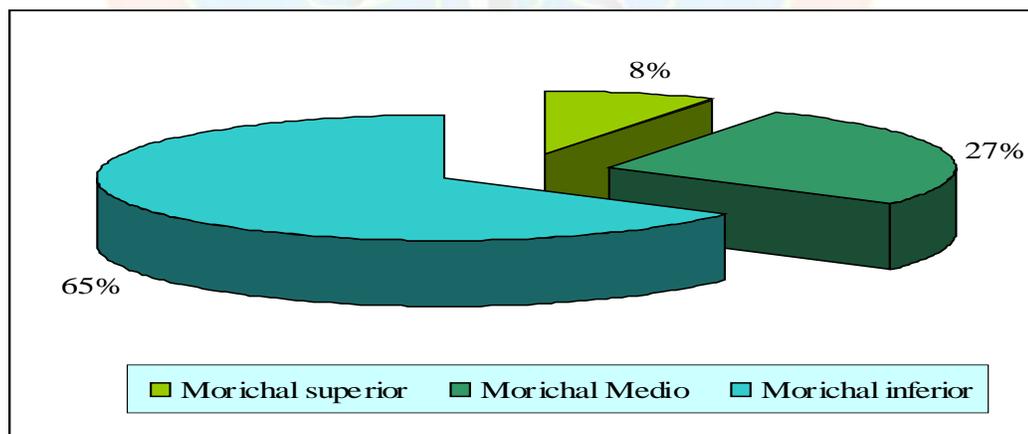
Como se muestra en la tabla 4.2., la arena Morichal Inferior tuvo el mayor número de pozos problema identificados para los tres yacimientos, con un total de treinta y uno (31), frente a trece (13) identificados en Morichal Medio, y cuatro (4) en Morichal Superior. Entre las causas encontradas destaca el mayor número de pozos activos presentados por esta arena con relación a las otras, siendo de noventa y tres (93) pozos, los cuales han venido ocasionando que deplete en el tiempo, y se favorezca la canalización del gas, con un aporte creciente de este fluido a la producción de sus pozos.

En un siguiente orden se tuvo la arena Morichal Medio, con trece (13) pozos identificados como problema; siendo las causas de la producción de gas, las mismas

reconocidas en la arena Morichal Inferior, sin embargo el número de pozos identificados es menor, debido a que dispone de menos pozos activos para su explotación, lo cual ha generado un menor agotamiento de la misma, y por consiguiente menor ha sido la producción de gas.

La arena Morichal Superior, tuvo el menor número de pozos problema identificados para los tres yacimientos, con apenas cuatro (4) pozos, a pesar de tener el mismo tiempo de explotación que las dos arenas anteriores; sin embargo es la que cuenta con menos pozos activos en el campo, lo cual ha generado menor agotamiento de la misma, y por consiguiente menos pozos son afectados con alta producción de gas.

El gráfico 4.4., presenta la distribución de los porcentajes de pozos con alto producción de gas, en las arenas Morichal Superior, Medio e Inferior, con relación a la población de los cuarenta y ocho (48) pozos que resultaron identificados con este problema.



**Gráfico 4.4. Distribución de los porcentajes de pozos con alta producción de gas, en las arenas Morichal Superior, Medio, e Inferior**

La explotación de estas arenas, se ha venido realizando en el campo, a través de ocho (8) macollas operativas, de donde se han destacado los cuarenta y ocho (48)

pozos problema, identificados para el período 2009-2010. Las condiciones de operación, y la cantidad de pozos activos, así como el tiempo de explotación de cada arena, han sido los factores que han venido estimulando en el tiempo la producción de gas, debido a que han contribuido al agotamiento de las arenas, con lo cual se ha favorecido la canalización del gas hacia un número creciente de pozos.

La tabla 4.3., presenta para cada macolla los pozos identificados con alta producción de gas. De igual forma, el apéndice A, muestra la ubicación de las macollas en los yacimientos.

**Tabla 4.3. Pozos identificados como altos productores de gas en cada macolla**

| Macolla | Pozo(s) activos | Pozo (s) Problema (s) |          |                                 |            |                |            |
|---------|-----------------|-----------------------|----------|---------------------------------|------------|----------------|------------|
|         |                 | cantidad              | pozo (s) | Producción promedio de gas (qg) |            |                |            |
|         |                 |                       |          | 2009 (Ago-Dic)                  |            | 2010 (Ene-Jul) |            |
|         |                 |                       |          | RPM                             | qg (MPCND) | RPM            | qg (MPCND) |
| 1       | 16              | 2                     | CGC-0105 | 140                             | 151        | 150            | 354        |
|         |                 |                       | CGC-0113 | 138                             | 307        | 137            | 354        |
| 2       | 19              | 2                     | CHC-0213 | 393                             | 326        | 380            | 450        |
|         |                 |                       | CHC-0218 | 300                             | 333        | 300            | 415        |
| 3       | 19              | 2                     | CGC-0302 | 96                              | 403        | 101            | 383        |
|         |                 |                       | CGC-0306 | 140                             | 638        | 144            | 390        |
| 4       | 18              | 2                     | CGC-0413 | 200                             | 372        | 200            | 311        |
|         |                 |                       | CGC-0418 | 155                             | 366        | 150            | 352        |
| 5       | 20              | 12                    | CHC-0501 | 173                             | 102        | 258            | 516        |
|         |                 |                       | CHC-0502 | 266                             | 315        | 319            | 429        |
|         |                 |                       | CHC-0505 | 228                             | 259        | 282            | 415        |
|         |                 |                       | CHC-0508 | 270                             | 345        | 300            | 391        |
|         |                 |                       | CHC-0509 | 231                             | 394        | 255            | 545        |
|         |                 |                       | CHC-0511 | 117                             | 233        | 170            | 570        |
|         |                 |                       | CHC-0512 | 217                             | 255        | 263            | 667        |

**Tabla 4.3.** Pozos identificados como altos productores de gas para cada macolla  
(Continuación)

| Macolla | Pozo(s) activos | Pozo (s) Problema (s) |          |                                 |            |                |            |
|---------|-----------------|-----------------------|----------|---------------------------------|------------|----------------|------------|
|         |                 | cantidad              | pozo (s) | Producción promedio de gas (qg) |            |                |            |
|         |                 |                       |          | 2009 (Ago-Dic)                  |            | 2010 (Ene-Jul) |            |
|         |                 |                       |          | RPM                             | qg (MPCND) | RPM            | qg (MPCND) |
| 5       | 20              | 12                    | CHC-0513 | 150                             | 387        | 177            | 512        |
|         |                 |                       | CHC-0514 | 302                             | 276        | 303            | 445        |
|         |                 |                       | CHC-0515 | 101                             | 378        | 70             | 416        |
|         |                 |                       | CHC-0516 | 168                             | 336        | 208            | 413        |
|         |                 |                       | CHC-0519 |                                 |            | 165            | 453        |
| 6       | 21              | 16                    | CHC-0604 | 130                             | 562        | 100            | 616        |
|         |                 |                       | CHC-0605 | 288                             | 128        | 365            | 325        |
|         |                 |                       | CHC-0606 | 360                             | 401        | 420            | 418        |
|         |                 |                       | CHC-0607 | 270                             | 687        | 270            | 520        |
|         |                 |                       | CHC-0608 | 223                             | 272        | 320            | 685        |
|         |                 |                       | CHC-0609 | 403                             | 362        | 402            | 996        |
|         |                 |                       | CHC-0610 | 190                             | 153        | 200            | 308        |
|         |                 |                       | CHC-0611 | 248                             | 181        | 320            | 380        |
|         |                 |                       | CHC-0612 | 415                             | 232        | 433            | 390        |
|         |                 |                       | CHC-0614 | 210                             | 268        | 300            | 388        |
|         |                 |                       | CHC-0616 | 396                             | 165        | 417            | 307        |
|         |                 |                       | CHC-0617 | 338                             | 238        | 350            | 350        |
|         |                 |                       | CHC-0618 | 230                             | 254        | 230            | 310        |
|         |                 |                       | CHC-0619 | 264                             | 206        | 256            | 390        |
| 7       | 18              | 5                     | CHC-0702 | 323                             | 297        | 300            | 385        |
|         |                 |                       | CHC-0703 | 354                             | 284        | 335            | 387        |
|         |                 |                       | CHC-0704 | 189                             | 252        | 199            | 440        |
|         |                 |                       | CHC-0709 | 70                              | 547        | 80             | 341        |
|         |                 |                       | CHC-0713 | 189                             | 296        | 200            | 652        |
| 8       | 29              | 7                     | CGC-0803 | 210                             | 267        | 210            | 461        |
|         |                 |                       | CGC-0805 | 430                             | 571        | 440            | 836        |
|         |                 |                       | CGC-0806 | 100                             | 324        | 91             | 890        |

**Tabla 4.3.** Pozos identificados como altos productores de gas para cada macolla (Continuación)

| Macolla | Pozo(s) activos | Pozo (s) Problema (s) |          |                                 |           |                |           |
|---------|-----------------|-----------------------|----------|---------------------------------|-----------|----------------|-----------|
|         |                 | cantidad              | pozo (s) | Producción promedio de gas (qg) |           |                |           |
|         |                 |                       |          | 2009 (Ago-Dic)                  |           | 2010 (Ene-Jul) |           |
|         |                 |                       |          | RPM                             | qg (MPCN) | RPM            | qg (MPCN) |
| 8       | 29              | 7                     | CGC-0807 | 310                             | 123       | 314            | 316       |
|         |                 |                       | CGC-0810 | 375                             | 241       | 415            | 410       |
|         |                 |                       | CGC-0818 | 180                             | 147       | 205            | 310       |
|         |                 |                       | CGC-0824 | 200                             | 211       | 215            | 350       |

Como se observa en la tabla 4.3., la macolla seis (6) tuvo el mayor número de pozos problema, con un total de dieciséis (16) pozos identificados para todo el campo. Las causas radicaron en las arenas perforadas, y el tiempo de explotación de la mayoría de sus pozos activos, siendo para esta macolla, las arenas Morichal Medio y Morichal Inferior, de los yacimientos M-26 y M-29, que tienen aproximadamente once (11) años de explotación, y donde se encuentran perforados la mayoría de los pozos activos en el campo, lo cual ha venido ocasionado en el tiempo un mayor agotamiento de las mismas, y por consiguiente un incremento en el número de pozos con alta producción de gas en esta macolla.

En un siguiente orden, se tuvo la macolla cinco (5) con doce (12) pozos problema. Se presume que la producción de gas en esta macolla, ha venido siendo favorecida en el tiempo, por las mismas causas reconocidas en la macolla seis (6), sin embargo el número de pozos problema fué menor, debido a que tiene menos pozos activos, lo cual ha generado menor agotamiento de las arenas explotadas.

Luego se tuvo la macolla ocho (8), con la identificación de siete (7) pozos problema, cantidad que es menor a las observadas en las macollas anteriores, debido a que sus pozos se encuentran perforados en las arenas Morichal Medio e Inferior del yacimiento M-30, que viene siendo explotado desde hace cinco (5) años

aproximadamente, y cuyo tiempo es menor a los once (11) años de las arenas explotadas por las macollas cinco (5) y seis (6).

La macolla siete (7), tuvo cinco (5) pozos identificados como problema, cantidad que fué menor a la observada en las macollas anteriores, debido a que tiene menos pozos activos, lo cual ha ocasionado un menor agotamiento de las arenas explotadas por la misma.

En la siguiente tabla 4.4., se muestra la distribución de los pozos identificados con alta producción de gas por arena, para cada macolla.

**Tabla 4.4. Distribución de los pozos identificados con alta producción de gas por arena, para cada macolla,**

| Macolla | Yacimiento | Arena             |                |                   |
|---------|------------|-------------------|----------------|-------------------|
|         |            | Morichal Superior | Morichal Medio | Morichal Inferior |
| 1       | M-29       |                   | 1              | 1                 |
| 2       | M-26       |                   |                | 2                 |
| 3       | M-29       |                   | 1              | 1                 |
| 4       | M-29       |                   | 1              | 1                 |
| 5       | M-26       |                   | 4              | 7                 |
|         | M-29       |                   |                | 1                 |
| 6       | M-26       |                   |                | 2                 |
|         | M-29       | 1                 | 4              | 9                 |
| 7       | M-26       | 1                 |                |                   |
|         | M-29       | 2                 |                | 2                 |
| 8       | M-30       |                   | 2              | 5                 |

Las macollas uno (1), dos (2), tres (3) y cuatro (4), como se muestran en las tablas 4.3y 4.4., fueron las que menos pozos problema tuvieron en el campo, debido a que solamente dos (2) fueron identificados en cada una de ellas. Las causas radicaron en que para el momento del estudio, las BCP en estas macollas, se encontraron operando a velocidades por el orden de los 195 RPM, mientras que en las macollas cinco (5), seis (6), siete (7) y ocho (8), las velocidades fueron de 250 RPM

aproximadamente, lo cual se presume que ha estimulado en las ultimas macollas la canalización del gas, y por consiguiente la producción de este fluido en un mayor número de pozos.

#### 4.2 ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS COMPLETADOS CON BOMBA DE CARGA

Para el desarrollo de éste objetivo, fueron cuantificados previamente los pozos completados con bomba de carga existentes en el campo, obteniéndose un total de dos (2), de los ciento sesenta (160) que se encontraban activos para el periodo 2009-2010. A continuación se presentan en la tabla 4.1., estos pozos y su ubicación en el yacimiento.

**Tabla 4.5 Pozos completados con bomba de carga**

| Pozo     | Yacimiento | Arena             |
|----------|------------|-------------------|
| CGC-0105 | M-26       | Morichal medio    |
| CHC-0511 | M-29       | Morichal inferior |

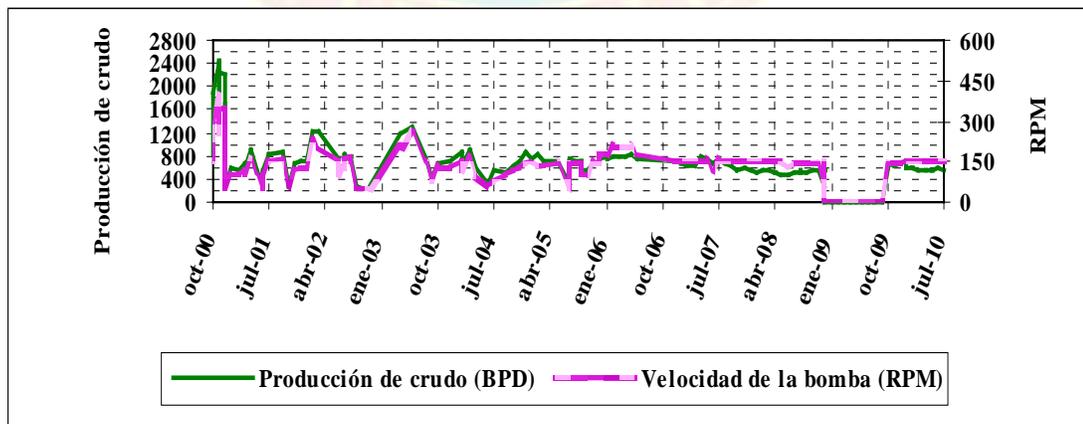
Posteriormente, se recopilaron y se graficaron a partir de las pruebas de producción realizadas a los pozos, los parámetros de velocidad de la bomba (RPM), producción de gas (MPCND), producción de crudo (BPD), relación gas/petróleo (PCN/BN), y % AyS, con respecto al tiempo; a fin de estudiar el comportamiento de producción de estos pozos luego de la instalación de la bomba de carga. Además, fué considerado el diagrama de completación de cada pozo, a objeto de comparar el inicial con el obtenido luego de la instalación de la tecnología.

### Pozo CGC-0105

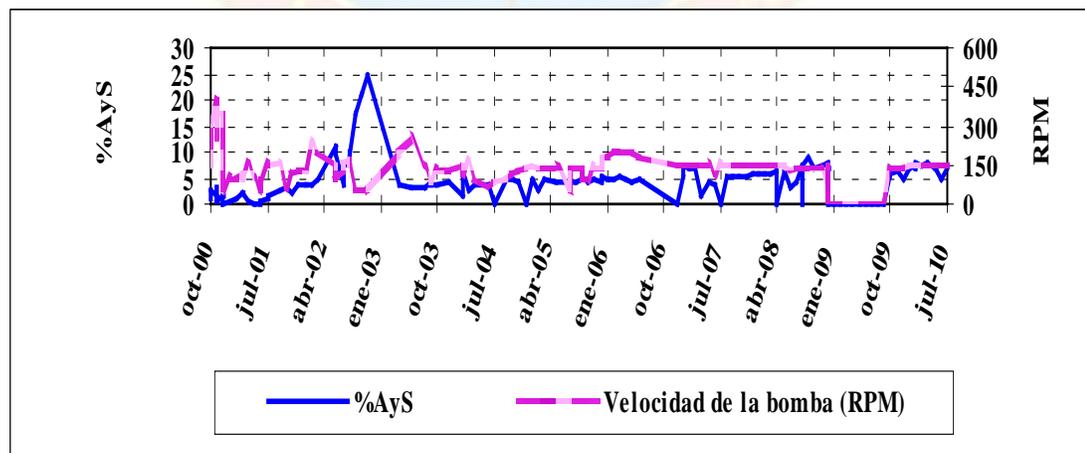
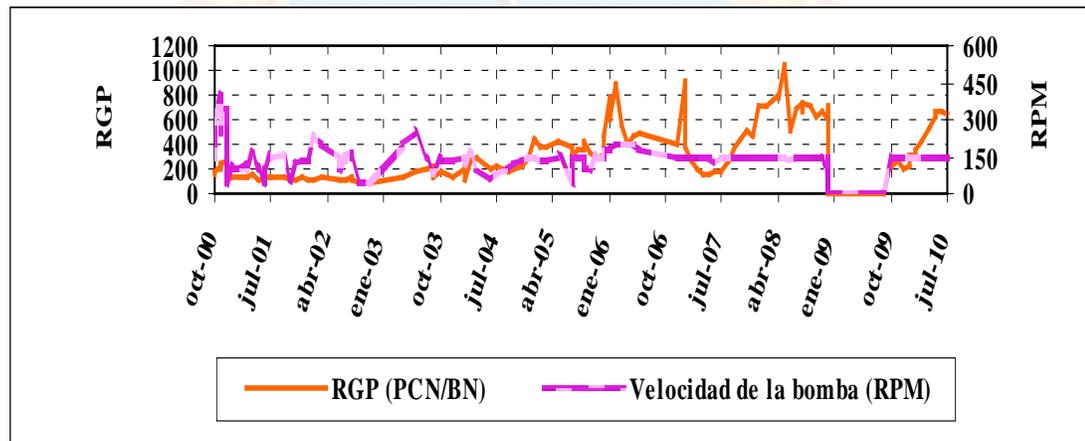
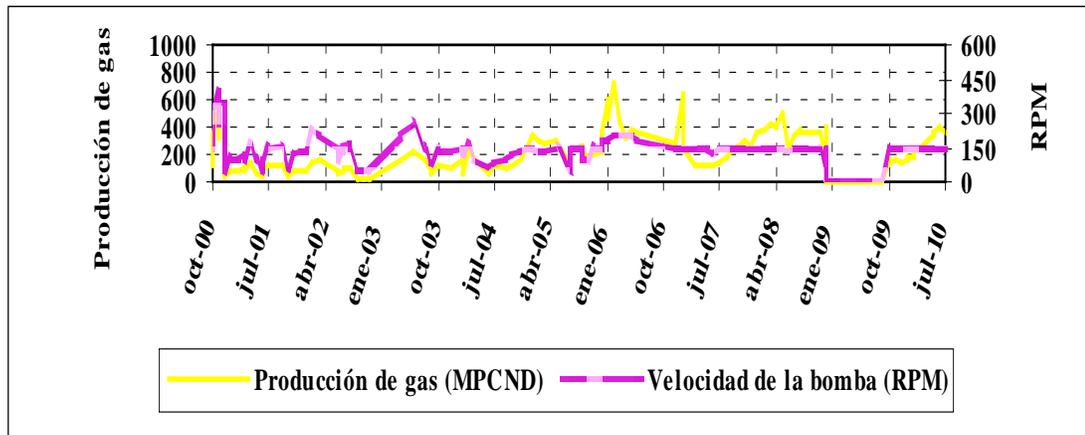
El pozo CGC-0105, es un pozo de configuración horizontal, perforado el 27 de Octubre de 1998, y completado el 25 de Febrero de 1999 con Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP) en la arena Morichal Medio del yacimiento Morichal 26 (M-26). Consta de una sección horizontal de aproximadamente 3662'MD, que comienza en 3598'MD y finaliza en 7260'MD, y tiene una longitud total de 7260'MD/3075,84'TVD. Se abrió a producción inicialmente el 29 de Octubre de 1999, con una velocidad de la bomba de 445 RPM, registrando una producción de gas de 379 MPCND, una RGP de 173 PCN/BN, y una producción de crudo de 2189 BPD.

El 13 de Noviembre de 2008 es intervenido a raíz de la alta relación gas/petróleo que venía manejando, lo cual obligaba a la bomba a operar con baja eficiencia volumétrica. La intervención consistió en la sustitución de la completación convencional BCP por el diseño bomba de carga 110-150. El apéndice B.1, muestra la completación inicial y final del pozo luego de la intervención.

En el gráfico 4.5., se muestra el comportamiento de los parámetros de producción del pozo CGC-0105 hasta Julio de 2010, que fue la fecha tope de la investigación.



**Gráfico 4.5. Comportamiento de producción del pozo CGC-0105**



**Gráfico 4.5.** Comportamiento de producción del pozo CGC-0105 (Continuación)

De acuerdo al gráfico 4.5., la producción de gas desde los inicios de producción del pozo hasta la bajada de la bomba de carga, venía manejándose en un valor promedio de 313 MPCND, a una velocidad de operación de la BCP de 150 RPM, dando como resultado una producción de crudo de 642 BPD, y una relación gas/petróleo de 502 PCN/BN. Al momento del cambio de la completación, la producción de gas se encontraba por el orden de 365 MPCND, y la producción de crudo era de 554 BPD.

La relación gas/petróleo (RGP), es el factor que motivó a la intervención del pozo, debido a que la producción de crudo venía siendo afectada por alta producción de gas, con lo cual se acortaba la vida útil de la bomba BCP, y se veía comprometido el comportamiento de producción que venía registrando.

Los registros de producción posteriores a dicha instalación, como se muestra en el gráfico 4.5., correspondieron al mes de Diciembre, debido a que las operaciones en el campo por estrategia de mercado, fueron detenidas el 31 de Diciembre de 2008, manteniéndose por siete (7) meses parado hasta el 15 de Julio de 2009 cuando fueron retomadas, sin embargo el pozo fue reactivado tres (3) meses después en Octubre de 2009.

Para el análisis del efecto de la bomba de carga sobre los parámetros de producción del pozo, fué considerada la siguiente tabla 4.6., la cual muestra el comportamiento del mismo a las velocidades que fué operado mayormente, previo y luego de la instalación de la tecnología.

**Tabla 4.6. Histórico de producción del pozo CGC-0105 con la bomba de carga**

| Instalación de la bomba de carga | Fecha                            | RPM | Producción de crudo (BPD) | Producción de gas (MPCND) | %AyS | RGP (PCN/BN) |  |
|----------------------------------|----------------------------------|-----|---------------------------|---------------------------|------|--------------|--|
| <b>Antes</b>                     | 22-ene-08                        | 150 | 553                       | 353                       | 5    | 638          |  |
|                                  | 21-feb-08                        |     | 544                       | 390                       | 6    | 717          |  |
|                                  | 16-mar-08                        |     | 542                       | 411                       | 6    | 758          |  |
|                                  | 07-abr-08                        |     | 508                       | 408                       | 6    | 803          |  |
|                                  | 04-jul-08                        | 140 | 503                       | 348                       | 4    | 691          |  |
|                                  | 29-ago-08                        |     | 502                       | 368                       | 7    | 732          |  |
|                                  | 21-sep-08                        |     | 499                       | 357                       | 9    | 715          |  |
|                                  | 01-oct-08                        |     | 557                       | 357                       | 7    | 641          |  |
|                                  | 05-nov-08                        |     | 554                       | 365                       | 8    | 659          |  |
| 13-nov-08                        | Instalación de la bomba de carga |     |                           |                           |      |              |  |
| <b>Después</b>                   | 12-dic-08                        | 150 | 557                       | 392                       | 7    | 704          |  |
|                                  | 16-dic-08                        |     | 546                       | 371                       | 7    | 679          |  |
|                                  | Campo parado                     |     |                           |                           |      |              |  |
|                                  | 06-oct-09                        | 140 | 583                       | 162                       | 5    | 278          |  |
|                                  | 05-nov-09                        |     | 614                       | 157                       | 6    | 256          |  |
|                                  | 10-dic-09                        |     | 660                       | 138                       | 5    | 209          |  |
|                                  | 03-ene-10                        | 150 | 714                       | 155                       | 7    | 217          |  |
|                                  | 06-feb-10                        |     | 600                       | 184                       | 7    | 307          |  |
|                                  | 23-feb-10                        |     | 581                       | 212                       | 8    | 365          |  |
|                                  | 12-mar-10                        | 150 | 566                       | 236                       | 8    | 417          |  |
|                                  | 04-abr-10                        |     | 568                       | 302                       | 8    | 532          |  |
|                                  | 01-may-10                        |     | 546                       | 343                       | 7    | 628          |  |
|                                  | 27-may-10                        |     | 538                       | 359                       | 7    | 667          |  |
| 23-jun-10                        | 600                              |     | 406                       | 5                         | 677  |              |  |
| 07-jul-10                        | 562                              | 362 | 7                         | 644                       |      |              |  |

Como se observa en la tabla 4.6., la instalación de la bomba de carga permitió un mejor manejo del pozo CGC-0105, ya que el aumento de velocidad de 140 a 150 RPM realizado en Diciembre de 2008, incrementó la RGP en apenas 4 PCN/BN, de 688 a 692 PCN/BN. Sin embargo, no se logró la optimización del pozo bajo estas

condiciones de operación, ya que para el momento del cambio de la completación, el mismo había sido optimizado en 140 RPM, con una producción de crudo de 523 BPD, luego con la instalación de la tecnología, se incrementó la velocidad para aumentar la producción de crudo, obteniéndose un ganancial de apenas 29 BPD, a pesar de haber sido el incremento de 10 RPM. Las causas radicaron en el nivel de agotamiento de la arena donde se encuentra perforado este pozo, lo cual no permitió un aporte mayor de crudo, sinó que con el incremento de velocidad se estimuló la producción de gas.

Es de importancia señalar, que la parada del campo originó cierta restauración de las condiciones del yacimiento M-29, donde se ubica este pozo, cuyo efecto se presume prevaleció los cinco (5) meses inmediatos luego de la reactivación, lo cual favoreció la producción de crudo durante ese tiempo, es por ello que para el análisis del efecto de la bomba de carga luego de la parada, se consideraron los registros de producción posteriores al mes de Marzo de 2010, cuando se cree que el pozo retomó las condiciones previas, observándose a la velocidad de 150 RPM una producción de crudo de aproximadamente 563 BPD, lo cual representó un incremento de 40 BPD con relación a la producción que tuvo a 140 RPM previo a la instalación. Sin embargo, de acuerdo al histórico mostrado en la tabla 4.6., la producción de crudo ha venido declinando en los últimos meses, mientras que la producción de gas se ha incrementado, favoreciendo valores mayores de relación gas/petróleo (RGP), lo cual es indicativo de la baja efectividad de la tecnología a las condiciones actuales de operación del pozo, por tal razón se infiere para un menor manejo del mismo, la velocidad debe ser reducida y mantenida en 140 RPM, a fin de controlar la canalización del gas, y estabilizar su producción.

### **Pozo CHC-0511**

Este pozo se perforó el 17 de Septiembre de 1999 siguiendo una configuración horizontal, y completado el 14 de Septiembre del 2000, con el método de levantamiento artificial BCP en el arena Morichal Inferior del yacimiento Morichal 29 (M-29). Consta de una sección horizontal de aproximadamente 4662' MD, que comienza en 3838' MD y finaliza en 8500' MD, y tiene una longitud total de 8498' MD/3300' TVD. Inicialmente fué abierto a producción el 19 de Septiembre del 2000, con una presión inicial de fondo de aproximadamente 1118 lpc y una velocidad de la bomba de 445 RPM, registrando un corte de gas de 325 MPCND, una RGP de 133 PCND/BN, y una producción de crudo de 2.443 BPD aproximadamente.

Cuenta con dos veces intervenciones, la primera el 04 de Noviembre de 2004, motivada por los problemas de arenamiento que venía presentando, lo cual requirió limpieza con la unidad de coiled tubing concéntrico en modo sand vac/well vac para la recuperación de la arena, y del tratamiento nafta-gasoil (250 bls), bombeado al pozo para su estimulación. La segunda intervención, fue realizada el 05 de Septiembre de 2008, y permitió el cambio de la completación BCP por el diseño bomba de carga 110-150, a los fines de tener un mejor manejo del gas libre en fondo y favorecer la producción de crudo y vida útil de la bomba de baja. En el apéndice B.2., se muestra la completación inicial y final del pozo luego de la instalación de la tecnología.

A continuación se presenta en el siguiente gráfico 4.6., el comportamiento de los parámetros de producción del pozo CHC-0511 con respecto al tiempo.

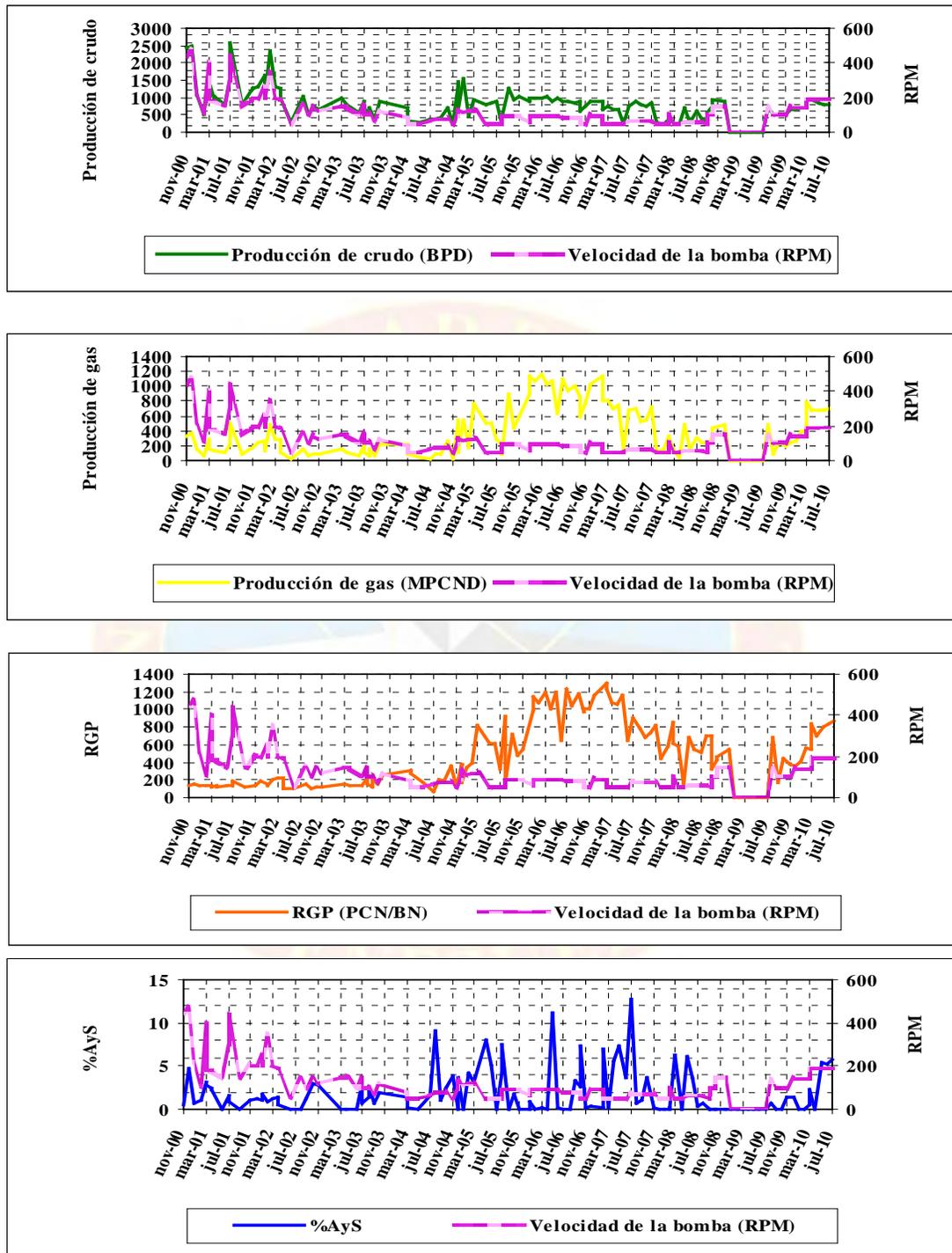


Gráfico 4.6. Comportamiento de producción del pozo CHC-0511

Como se muestra en el gráfico 4.6., la producción de gas desde los inicios de producción del pozo hasta la instalación de la bomba de carga, ha venido manejándose en un valor promedio de aproximadamente 610.000 PCND a una velocidad de operación de 100 RPM, dando como resultado una producción de crudo de 730 BPD y una relación gas/petróleo (RGP) de 802 PCN/BN. Al momento de la parada del pozo para el cambio de completación, la producción de crudo se encontraba por el orden de los 355 BPD, y la RGP era de 699 PCN/BN, a una velocidad de operación de 60 RPM.

Al igual que en el pozo CGC-0105, la RGP es el factor que predominante motivó a la intervención, ya que como se ha mencionado, la bomba de carga desde el punto de vista de optimización y producción, permite mejorar las condiciones de operación del pozo teniendo un mejor manejo del gas libre en fondo, con lo cual se favorece la producción de crudo. Los registros de producción posteriores a la intervención, como se muestra en el gráfico 4.6., correspondieron a los meses de Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre del año 2008, que es donde se observa el efecto más representativo de la bomba de carga sobre la producción del pozo, debido que el campo como ya se mencionó, se paró por siete (7) meses, desde el 31 de Diciembre de 2008 hasta el 15 de Julio de 2009, reactivándose el pozo un mes después en Agosto de 2009.

El efecto de la bomba de carga, sobre los parámetros de producción del pozo, fué analizado partiendo de la tabla 4.7., la cual muestra el comportamiento del mismo, previo y luego de la instalación.

**Tabla 4.7 Histórico de producción del pozo CHC-0511 con la bomba de carga**

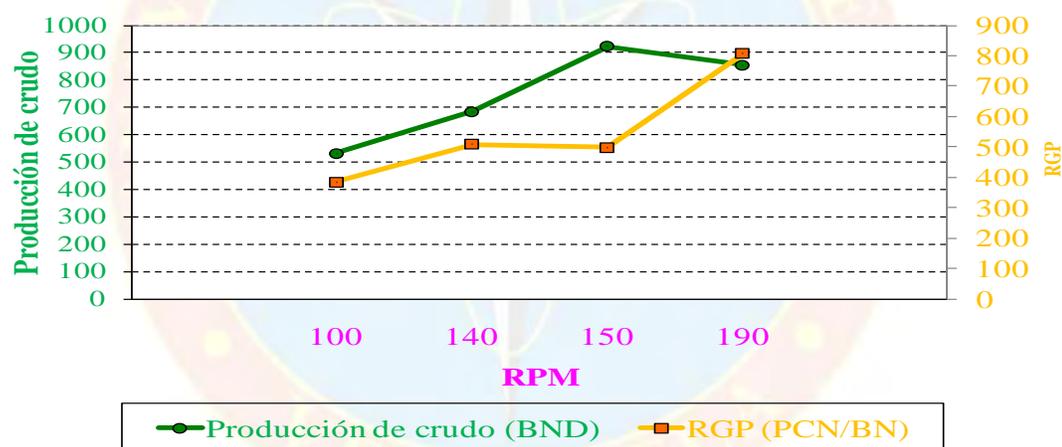
| Instalación de la bomba de carga | Fecha        | RPM                              | Producción de crudo (BPD) | Producción de gas (MPCND) | %AyS | RGP (PCN/BN) |     |
|----------------------------------|--------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------|------|--------------|-----|
| Antes                            | 08-may-08    | 60                               | 693                       | 477                       | 6    | 688          |     |
|                                  | 10-jun-08    |                                  | 273                       | 147                       | 4    | 538          |     |
|                                  | 09-jul-08    |                                  | 611                       | 310                       | 0    | 507          |     |
|                                  | 30-jul-08    |                                  | 471                       | 257                       | 16   | 546          |     |
|                                  | 12-ago-08    |                                  | 355                       | 248                       | 1    | 699          |     |
|                                  | 18-sep-08    | Instalación de la bomba de carga |                           |                           |      |              |     |
|                                  | 27-sep-08    | 100                              | 543                       | 174                       | 0    | 320          |     |
|                                  | 02-oct-08    |                                  | 765                       | 331                       | 0    | 433          |     |
| Después                          | 08-oct-08    | 150                              | 926                       | 368                       | 0    | 397          |     |
|                                  | 18-oct-08    |                                  | 939                       | 428                       | 0    | 456          |     |
|                                  | 10-dic-08    |                                  | 904                       | 490                       | 0    | 542          |     |
|                                  | Campo parado |                                  |                           |                           |      |              |     |
|                                  |              | 31-ago-09                        | 140                       | 720                       | 490  | 1            | 681 |
|                                  |              | 21-sep-09                        | 100                       | 539                       | 88   | 0            | 163 |
|                                  |              | 02-oct-09                        |                           | 529                       | 238  | 0            | 450 |
|                                  |              | 10-nov-09                        |                           | 532                       | 198  | 1            | 372 |
|                                  |              | 05-dic-09                        | 140                       | 656                       | 235  | 1            | 358 |
|                                  |              | 13-ene-10                        |                           | 648                       | 268  | 0            | 414 |
|                                  | 17-feb-10    | 708                              |                           | 398                       | 0    | 562          |     |
|                                  | 09-mar-10    | 697                              |                           | 385                       | 1    | 552          |     |
| Después                          | 17-abr-10    | 190                              | 956                       | 677                       | 0    | 708          |     |
|                                  | 19-may-10    |                                  | 861                       | 687                       | 5    | 798          |     |
|                                  | 13-jun-10    |                                  | 807                       | 681                       | 5    | 844          |     |
|                                  | 06-jul-10    |                                  | 797                       | 700                       | 6    | 878          |     |

Como se muestra en la tabla 4.7., la instalación de la bomba de carga permitió la optimización del pozo CHC-0511, ya que con el aumento de velocidad de 60 a 100 RPM en Septiembre de 2008, y de 100 a 150 RPM en Octubre del mismo año, se logró incrementar la producción de crudo y reducir la relación gas/petróleo (RGP) en ambos casos, lo cual demostró la efectividad de la tecnología sobre la producción del pozo, teniendo un mejor manejo del gas libre en fondo. Se observó a la velocidad de 100 RPM, un adicional de crudo de 264 BPD y una disminución de la RGP en 384 PCN/BN, y a 150 RPM un incremento de la producción de crudo en 441 BPD, y una reducción de la RGP en 97 PCN/BN, a pesar de haber sido estimulada la canalización del gas con los aumentos de velocidad, sin embargo la tecnología garantizó un mayor volumen de líquido (petróleo+agua) en la bomba de baja, con lo cual se permitió aumentar la producción de crudo, y asegurar el buen funcionamiento de este equipo así como su vida útil.

La parada de siete (7) meses en las operaciones de producción del campo, contribuyó a cierta restauración de las condiciones del yacimiento M-29 donde se encuentra perforado este pozo, lo cual favoreció la producción de crudo en los meses inmediatos a la reactivación, debido a que se restableció parte de la energía de la arena productora, y además se tuvo estabilización del gas que se encontraba canalizado, por tal razón el análisis del efecto de la bomba de carga sobre la producción del pozo, se realizó a partir de Enero de 2010 donde se presume el yacimiento retomó las condiciones previas a la parada, observándose para esta fecha a 140 RPM una producción de crudo de crudo de aproximadamente 684 BPD y una RGP de 509 PCN/BN, las cuales en comparación con las registradas entre Mayo y Agosto de 2008 a 60 RPM, previo a la instalación, representó una ganancia de aproximadamente 203 BPD de crudo y una reducción de la relación gas/petróleo en 87 PCND/BN.

Por requerimiento de producción en el campo, la velocidad del pozo se aumentó de 140 a 190 RPM en Abril de 2010, lo cual permitió incrementar la producción de crudo a 855 BPD, sin embargo fué estimulada la canalización del gas aumentando su producción, tal y como se observa en el histórico mostrado. Es por ello que se infiere para un mejor manejo de las condiciones del pozo, la velocidad debe ser reducida, a fin de estabilizar el aporte de gas de la arena al pozo.

El siguiente grafico 4.8., muestra la producción de crudo y la RGP del pozo, a las distintas velocidades que ha sido operado luego de la instalación de la bomba de carga.



**Grafico 4.7. Comportamiento de la producción de crudo, y la RGP del pozo CHC-0511, con la bomba de carga**

Como se observa en el gráfico 4.8., las velocidades que mayor efecto tuvieron sobre la producción de crudo y la RGP en el pozo, fueron las de 150 y 190 RPM, sin embargo la operación óptima se tuvo a la primera velocidad donde la producción promedio de crudo fue de 922 BPD y la RGP de 499 PCND/BN, ya que a 190 RPM a pesar de tenerse una velocidad superior lo cual supone un mayor bombeo de fluidos, la producción es de 855 BPD, menor a la registrada a la velocidad en cuestión,

mientras que la RGP fué de 807 PCND, el doble de la observada a 150 RPM. Lo expuesto, supone que para un mejor manejo de las condiciones de operación del pozo, la velocidad debe ser reducida y mantenida en 150 RPM, a fin de controlar la canalización del gas y estabilizar su producción, y además como se ha observado, a esta velocidad la bomba de carga tuvo buena efectividad sobre la producción de crudo, y el manejo óptimo del pozo.

#### **4.3 SELECCIÓN DE LOS POSIBLES POZOS CANDIDATOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA BOMBA CARGA**

De acuerdo a los criterios operacionales de selección, descritos en el capítulo 3 para este objetivo, y los resultados de factibilidad observados en el objetivo anterior para los pozos CGC-0105 y CHC-0511, fueron seleccionados seis (6) pozos de los cuarenta y ocho (48) identificados en el campo como altos productores de gas, los cuales estuvieron distribuidos en las macollas 3, 6, 7 y 8, y con características propias de operación. En la siguiente tabla 4.8., son mostrados estos pozos, así como el yacimiento donde se encuentra perforado cada uno de ellos.

**Tabla 4.8. Pozos candidatos para la instalación del diseño bomba de carga 110-150**

| <b>Yacimiento</b> | <b>Arena</b>             | <b>Pozo</b> | <b>RPM</b> | <b>Producción de crudo (BPD)</b> | <b>RGP (PCN/BN)</b> | <b>Tiempo BCP en fondo (año)</b> |
|-------------------|--------------------------|-------------|------------|----------------------------------|---------------------|----------------------------------|
| <b>M-29</b>       | <b>Morichal inferior</b> | CGC-0302    | 100        | 443                              | 889                 | 9                                |
| <b>M-29</b>       | <b>Morichal inferior</b> | CHC-0607    | 270        | 911                              | 625                 | 10                               |
| <b>M-29</b>       | <b>Morichal superior</b> | CHC-0614    | 300        | 729                              | 622                 | 6                                |
| <b>M-29</b>       | <b>Morichal medio</b>    | CHC-0618    | 230        | 617                              | 586                 | 5                                |
| <b>M-26</b>       | <b>Morichal inferior</b> | CHC-0713    | 200        | 743                              | 813                 | 10                               |
| <b>M-30</b>       | <b>Morichal inferior</b> | CGC-0824    | 230        | 641                              | 611                 | 5                                |

Luego de la selección, fueron caracterizados los pozos a partir del comportamiento que han venido registrando desde los inicios de su producción, hasta el momento de su selección para la instalación de la bomba de carga, y adicionalmente en el apéndice C, se describe para el pozo CGC-0302, el diagrama de completación propuesto para la intervención y cambio de la completación de los pozos seleccionados.

Se tomó como completación referencial de bomba de carga, la instalada en el pozo CGC-0105 por ser más sencilla, sin embargo es de importancia señalar que la intervención de cada pozo dependerá principalmente de las condiciones propias del mismo. En el apéndice D, se muestran los equipos que componen esta completación, y que serán propuestos para la completación final de los pozos seleccionados, de igual forma se presentan a manera comparativa, los equipos bajados en la completación final del pozo CHC-0511.

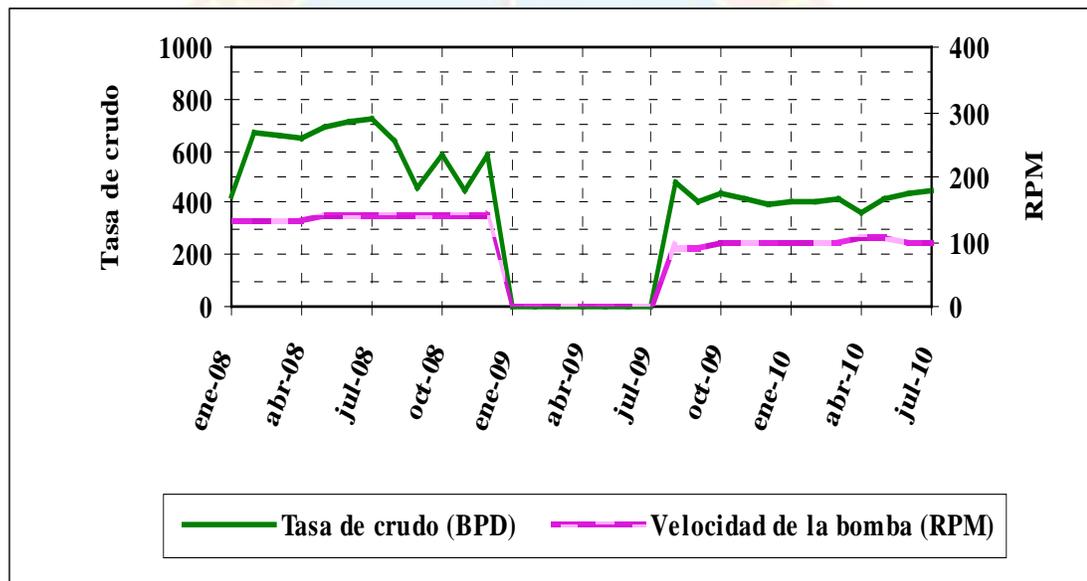
### **Pozo CGC-0302**

Se perforó siguiendo una configuración horizontal el 29 de Mayo de 1999, y Completado el 20 de Enero del 2000 en la arena Morichal Inferior del yacimiento

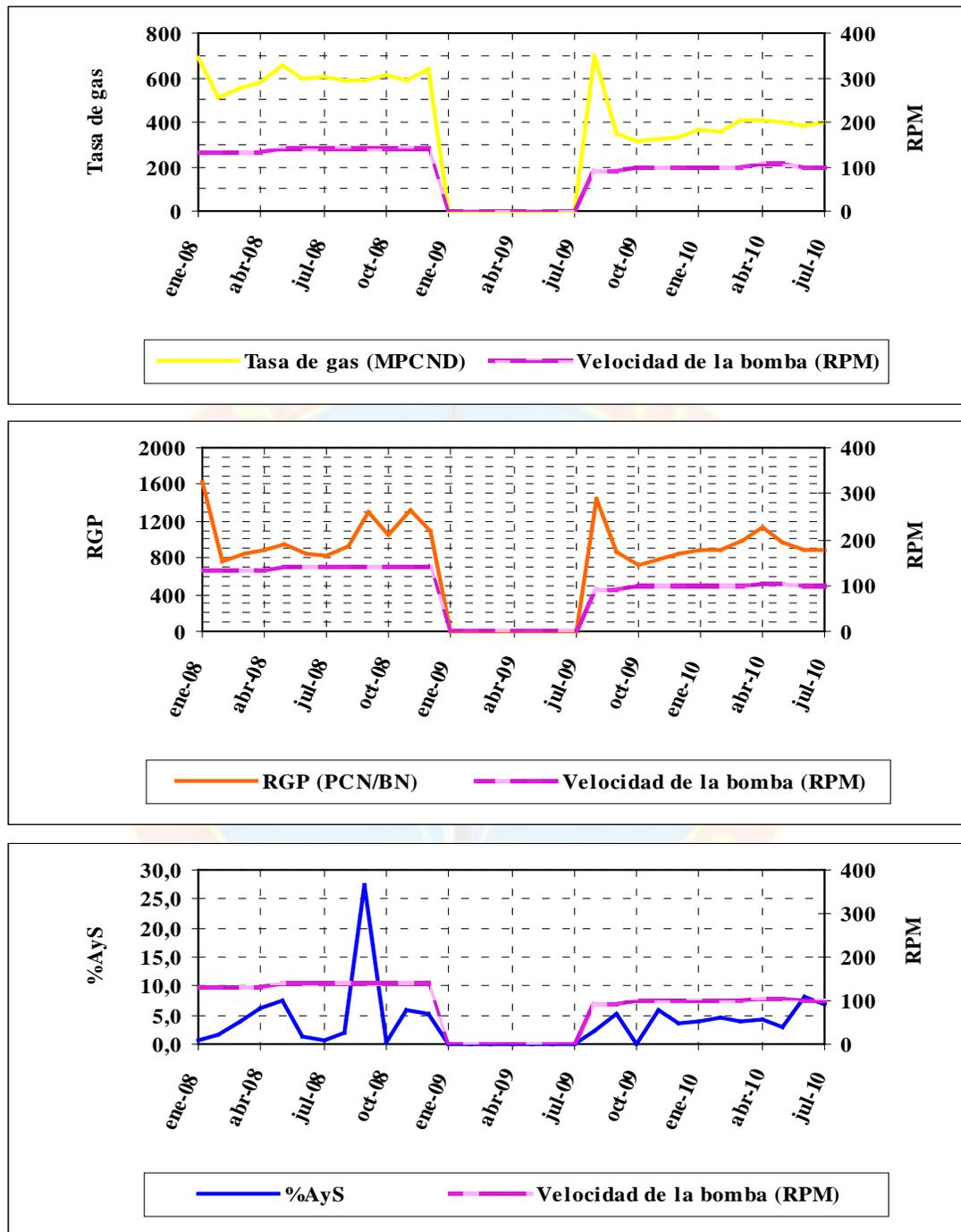
Morichal-29. Tiene una longitud total de 9400'MD/3126'TVD, y consta de una sección horizontal de aproximadamente 4136'MD. Inicia producción el 01 de Junio del 2000, con una presión inicial de fondo de 1160 lpc aproximadamente. El 11 de Octubre de 2001 se paró, se levantó barra pulida con sarta de cabillas de 1 ¼" x 25', se tensionó a 18000 lbs y se estabilizó a 13500 lbs/pie, se le inyectó 11 barriles de agua caliente, se presurizó la BCP a 800 lpc bajando la presión a 100 lpc en 14 segundos, fué circulado con agua caliente (39 barriles), se levantó y verificó espaciamento OK, y se presurizó la bomba con 500 lpc disminuyendo la presión a cero (0) en 3 segundos.

Posteriormente, el 01 de Noviembre del mismo año se realizó el cambio de la bomba Weatherford 98-1580 que tenía para el momento de la intervención 2 años operativas, por otra nueva del mismo modelo, la cual en Julio de 2010 tenía 9 años en operación. El tiempo de la ultima bomba en fondo, junto con las condiciones de relación gas/ petróleo (RGP), fueron los factores que motivaron a su selección como candidato para el cambio de la completación.

El siguiente gráfico 4.8., muestra el comportamiento de los parámetros de producción del pozo, durante el período 2008-2010.



**Gráfico 4.8. Comportamiento de producción del pozo CGC-0302, para el período 2008-2010**



**Gráfico 4.8.** Comportamiento de producción del pozo CGC-0302, para el período 2008-2010 (Continuación)

**Pozo CHC-0607**

Este pozo fué perforado horizontalmente el 26 de Diciembre de 1999, y completado el 02 de Noviembre del 2000. Consta de una sección horizontal productora de aproximadamente 5539'MD que comienza en 3729'MD y termina en 9268'MD, y una longitud total de 9354'MD/3064TVD. Fue abierto a producción inicialmente el 07 de Diciembre del 2000, con una presión inicial de fondo de aproximadamente 1186 lpc. No ha sido sometido hasta la fecha a servicio alguno y viene trabajando con una bomba que tiene aproximadamente diez (10) años operativas, lo cual junto a las condiciones de RGP que ha venido manejando, lo constituye como candidato para el cambio de la completación actual BCP modelo Weatherford 98-1580, por el diseño bomba de carga 110-150.

En el apéndice E, se muestra el comportamiento de producción de este pozo, y de los que a continuación se describen.

**Pozo CHC-0614**

El pozo CHC-0614 fué perforado horizontalmente el 02 de Marzo del 2000, y completado el 11 de Noviembre del mismo año. Tiene una longitud total de 8060'MD/2766TVD, y una sección horizontal de 4418'MD que comienza en 3642'MD y termina en 8060'MD. Se abrió inicialmente a producción el 09 de Diciembre del 2000, con una presión inicial de fondo de aproximadamente 977 lpc. Ha sido intervenido solo una vez, lo cual se realizó el 27 de Septiembre de 2004, y obedeció al alto torque de 1458 lbs-pie que venía registrando a 229 RPM, y 1404 lbs-pie a 122 RPM, luego de esta intervención fue reiniciado y se observó un torque de 80 lbs-ft a 50 RPM, y 142 lbs-pie a 250 RPM, por lo que se presume cabilla suelta. En esta intervención, se aprovechó de realizar el cambio de la bomba BCP modelo Weatherford 98-1580 de 6,16 BLS/ RPM, que tenía para ese momento cuatro (4)

años operativas, por otra de la misma capacidad pero modelo Nacional 98-1580, la cual hasta Julio de 2010 (fecha tope de la investigación) tenía aproximadamente seis (6) años operativas, cuyo tiempo junto con las condiciones de RGP manejados por el pozo, permitieron proponerlo como candidato para el cambio de completación.

### **Pozo CHC-0618**

Es un pozo multilateral, perforado el 03 de Abril del 2000 siguiendo una configuración horizontal, y completado el 17 de Noviembre del mismo año. Consta de una sección horizontal de aproximadamente 4640'MD para el brazo superior, que comienza en 3677'MD y termina en 8317'MD, y una longitud total de 3392'MD/2928'TVD; y de 4301'MD para el brazo inferior, que comienza en 3776'MD y termina en 8077'MD, con una longitud total de 7452'MD/3059'TVD. Inicia producción el 09 de Diciembre del 2000, con una presión inicial de fondo de 1069 lpc aproximadamente.

En Marzo de 2001 se realizó servicio en el pozo con la unidad de flush by y se encontró un hueco en la tubería, se observó que el 25 % de las cabillas mostraron significativo desgaste y señales de abrasión en los coupling, sin embargo el 99 % de las mismas fueron descartadas y el pozo se puso a producir nuevamente. En Abril del mismo año, el taladro es ingresado al pozo para sacar toda la completación, se reemplazó la tubería y las cabillas dañadas, y se bajó una nueva completación esta vez con centralizadores, y luego se coloca nuevamente el pozo en producción por seis (6) meses.

En Junio de 2001, debido a un alto torque se sacaron alrededor de 27 cabillas para inspeccionarlas, fue encontrado un desgaste significativo en algunos de los centralizadores, se realizó prueba de la tubería y no se encontró resultados que hiciera presumir hoyo en la tubería, se decidió correr nuevamente las cabillas al pozo y

cerrarlo para una intervención mayor del mismo, la cual abarcó actividades que iniciaron el 12 de Noviembre de 2001 cuando se dejó punta libre, el 02 de Diciembre de 2002 se realizó limpieza con la unidad de coiled tubing, y el 16 de Diciembre del mismo año se instaló la completación con una nueva bomba modelo Weatherford 98-1580, siendo la anterior modelo Weatherford 130-1600, y se abre el pozo a producción nuevamente por tres (3) años aproximadamente.

El 18 de Noviembre de 2005, el pozo se detiene debido a que presentó alto torque (1340 lbs-pie) a 240 RPM, que luego bajó a 151 lbs-pie a la misma velocidad (el mismo venía operando con un torque promedio de 788 lbs-ft a 240 RPM), se cambió la bomba por una de la misma capacidad pero del modelo National 98-1580, la cual hasta Julio de 2010 tenía operativa cinco (5) años aproximadamente. Actualmente viene presentando problemas de alta relación gas/petróleo, es por ello que se propone como pozo candidato para el cambio de completación.

### **Pozo CHC-0713**

Fué perforado horizontalmente el 24 de Marzo del 2000, y completado el 21 de Febrero de 2001. Posee una longitud total de 9152'MD/2846'TVD, y una sección horizontal de aproximadamente 3692'MD, que comienza en 5460'MD y termina en 9152'MD. Abre producción el 19 de Julio de 2001, con una presión inicial de fondo de 1113 lpc aproximadamente. No ha sido intervenido hasta la fecha (Julio de 2010), y viene operando con la misma bomba desde hace aproximadamente 10 años, lo cual junto con las condiciones de RGP que ha venido manejando, lo hacen atractivo para el cambio de la completación actual BCP modelo Weatherford 98-1580 de 6,16 BLS/RPM, por el diseño bomba de carga modelo 110-150.

### **Pozo CGC-0824**

Se perforó siguiendo una configuración horizontal el 08 de Diciembre de 2004, y completado el 11 de Febrero de 2005. Consta de una sección horizontal de aproximadamente 5229'MD, que comienza en 4034'MD y termina en 9563'TVD. Inicia producción el 05 de Marzo de 2005, con una presión inicial de fondo de 1160 lpc aproximadamente. No se le ha realizado trabajo alguno, y viene operando con la misma bomba desde hace seis (6) años aproximadamente, además ha venido registrando alta RGP, lo cual lo hace atractivo para el cambio de la completación.

#### **4.4 REALIZACIÓN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN DE LA BOMBA DE CARGA EN LOS POZOS SELECCIONADOS**

Luego de la selección de los pozos candidatos para la instalación de la bomba de carga, se procedió a la estimación de los costos para la intervención, lo cual se hizo para cada pozo con la totalización de los costos de equipos de la bomba de carga, y el servicio de taladro para la instalación.

Primeramente, se realizaron los cálculos de precios de la bomba de carga, en bolívares fuertes (Bs.F), manejándose una paridad cambiaria de 4,3 Bs.F/\$, fijada por el estado venezolano. En la tabla 4.10., son mostrados estos cálculos, en dólares (\$) y en Bs.F.

**Tabla 4.9. Costo de los equipos de la bomba de carga**

| Equipo                                       |   | Precio                               |             |                |
|--|---|--------------------------------------|-------------|----------------|
|  |   | Bs.F                                 | \$          |                |
| <b>Bomba de Carga 110-150</b>                | BCP 110-1350  | Estator de 5-1/2" LTC x 4-1/2" EUE   | 133.962     | 31.154         |
|  |   | Rotor de 2-3/8" PAC x 1" API RC      |             |                |
|  |   | Conexión de rotor de 2-3/8" x 1" API |             |                |
|  | Niple perforado de 4-1/2" de 10' , N 80                             |                                      | 8.385       | 1.950          |
|  | Crossover de 4-1/2" EUE Box x 3-1/2" EUE Pin, Pony Rod de 1" de 10' |                                      |             |                |
|  | BCP 150-225   | Estator de 3-1/2" x 3-1/2"           | 24.410      | 5.677          |
|  |   | Rotor de 1" API Box                  |             |                |
|  |   | TAGBAR                               |             |                |
| Crossover de 4-1/2" EUE Pin x 3-1/2" EUE Box |   | 26.123                               | 6.075       |                |
| Ancla antitorque de 9-5/8" x 4-1/2" EUE B-P  |   |                                      |             |                |
| <b>Costo Total Equipos</b>                   |   | <b>Bs.F Equivalentes</b>             | 4,3 Bs.F/\$ | <b>192.880</b> |
|  |   | <b>\$ Equivalentes</b>               |             | <b>44.856</b>  |

Es de importancia señalar, que del conjunto de equipos que conformarán la nueva completación, fueron propuestos como nuevos solamente los mostrados en la tabla 4.9., debido a que los demás pueden ser utilizados a partir de la completación actual del pozo, con la evaluación previa de las condiciones físicas y mecánicas, y la determinación de la reutilización de los mismos.

Posteriormente, fueron estimados los costos de taladro, los cuales fueron considerados sin variación en los pozos, por tratarse de un mismo trabajo. En la tabla 4.10., se presenta la estructura propuesta de los costos asociados a los trabajos

requeridos para la instalación de la nueva completación, así como los cálculos totales en Bs.F y en \$, obtenidos manejando una paridad cambiaria de 4,3 Bs/\$ para el cambio de moneda.

Cabe mencionar que el conjunto de actividades que conforman el servicio expuesto en la tabla 4.10., representan un formato estándar de trabajo, el cual varía de acuerdo a las características y condiciones de los pozos a intervenir, motivando en uno, a un mayor número de actividades que en otro, y que en ciertos casos algunas de estas no apliquen, sin embargo a manera de propuesta fueron consideradas todas las actividades, ya que éstas irán ajustándose a las condiciones propias de cada intervención.

**Tabla 4.10. Costos de taladro para la intervención de cada pozo seleccionado**

| Actividad                                  | Unidad de medida | Cantidad | Precio unitario |        | Costo total actividad |        |
|--|------------------|----------|-----------------|--------|-----------------------|--------|
|  |                  |          | BsF.            | \$     | BsF.                  | \$     |
| <b>Producción diaria de operación</b>      | Día              | 2,500    | 61.790          | 14.370 | 154.475               | 35.925 |
| <b>Mudanza inicial</b>                     | Actividad        | 1,00     | 191.170         | 44.458 | 191.170               | 44.458 |
| <b>Mudanza entre pozos (hasta 30 kmts)</b> | Actividad        | 1,00     | 112.536         | 26.171 | 112.536               | 26.171 |
| <b>Mudanza final</b>                       | Actividad        | 1,00     | 191.170         | 44.458 | 191.170               | 44.458 |
| <b>Kilómetro adicional</b>                 | kmts             | 1,00     | 3.762           | 875    | 3.762                 | 875    |

Tabla 4.10. Costos de taladro para la intervención de cada pozo seleccionado  
(Continuación)

| Actividad  | Unidad de medida | Cantidad | Precio unitario          |             | Costo total actividad |    |
|--|------------------|----------|--------------------------|-------------|-----------------------|----|
|  |                  |          | BsF.                     | \$          | BsF.                  | \$ |
| Obrero adicional certificado día (8 hrs)                   | Día              | 1,00     | 345                      | 80          | 345                   | 80 |
| Ajuste 1/2 hora tiempo de viaje en exceso obrero adicional | Hora             | 1,00     | 18                       | 4           | 18                    | 4  |
| Ajuste 1/2 hora tiempo de viaje en exceso por cuadrillas   | Hora             | 1,00     | 15                       | 3           | 15                    | 3  |
| <b>Costo Total del Servicio</b>                            |                  |          | <b>Bs.F Equivalentes</b> | 4,3 Bs.F/\$ | <b>653.492</b>        |    |
|  |                  |          | <b>\$ Equivalente</b>    |             | <b>151.975</b>        |    |

Estimados los costos de equipos y de taladro, se estableció para cada pozo seleccionado el costo total del cambio de completación, lo cual se realizó a partir de la suma de estos dos cálculos. En la tabla 4.11., son mostrados estos costos para cada pozo.

**Tabla 4.11. Costo total del cambio de completación para cada pozo seleccionado**

| Pozo            | Costos equipos |         | Costos taladro |         | Costo total intervención |         |
|-----------------|----------------|---------|----------------|---------|--------------------------|---------|
|                 | \$             | Bs.F    | \$             | Bs.F    | \$                       | Bs.F    |
| <b>CGC-0302</b> | 44.856         | 192.880 | 151.975        | 653.492 | 196.831                  | 846.372 |
| <b>CHC-0607</b> | 44.856         | 192.880 | 151.975        | 653.492 | 196.831                  | 846.372 |
| <b>CHC-0614</b> | 44.856         | 192.880 | 151.975        | 653.492 | 196.831                  | 846.372 |
| <b>CHC-0618</b> | 44.856         | 192.880 | 151.975        | 653.492 | 196.831                  | 846.372 |
| <b>CHC-0713</b> | 44.856         | 192.880 | 151.975        | 653.492 | 196.831                  | 846.372 |
| <b>CGC-0824</b> | 44.856         | 192.880 | 151.975        | 653.492 | 196.831                  | 846.372 |

Cabe destacar, que el costo total estimados para cada pozo, no presentó variación en uno y otro, debido a que se propuso un mismo diseño de completación, lo cual a manera de propuesta es representativo de la intervención a realizar para el cambio de completación, sin embargo el mismo irá ajustándose a las condiciones propias del pozo que vaya a intervenir.

## **CAPITULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- El treinta y uno por ciento (31%) de los pozos activos en el campo fueron identificados con problemas de alta producción de gas.
- El yacimiento M-29 presentó el mayor número de pozos con alta producción de gas.
- Para los tres yacimientos la arena Morichal inferior, tuvo el mayor número de pozos identificados con alta producción de gas.
- La velocidad de operación de los pozos activos en el yacimiento M-30, permitieron identificar en el mismo, una mayor cantidad de pozos con alta producción de gas, que en el yacimiento M-26.
- Las macollas cinco (5) y seis (6) presentaron el mayor número de pozos con alta producción de gas, con doce (12) y dieciséis (16) pozos respectivamente.
- La velocidad de operación de los pozos activos en las macollas 1, 2, 3, y 4, permitieron identificar en éstas, menor número de pozos con alta producción de gas, con relación a las otras macollas.
- Las causas principales de la producción de gas, fueron tiempo de explotación y las velocidades de operación de los pozos activos.
- La bomba de carga permitió un mejor manejo del pozo CGC-0105, con un ganancial de crudo entre 29 y 40 BPD a una velocidad de 150 RPM.
- La velocidad óptima de operación del pozo CGC-0105 con la tecnología en fondo, es de 140 RPM.
- La bomba de carga permitió la optimización del pozo CHC- 0511 con un ganancial de crudo, entre 264 y 441 BPD a las velocidades de 100 y 150 RPM.

- La velocidad óptima de operación del pozo CHC-0511 con la tecnología en fondo, es de 150 RPM.
- De los cuarenta y ocho (48) pozos identificados con alta producción de gas, seis (6) cumplieron con los criterios de selección para la instalación de la bomba de carga.
- El costo de instalación de la bomba de carga para cada pozo seleccionado, es de 846.372 Bs.F, que equivale a 196.831 \$.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

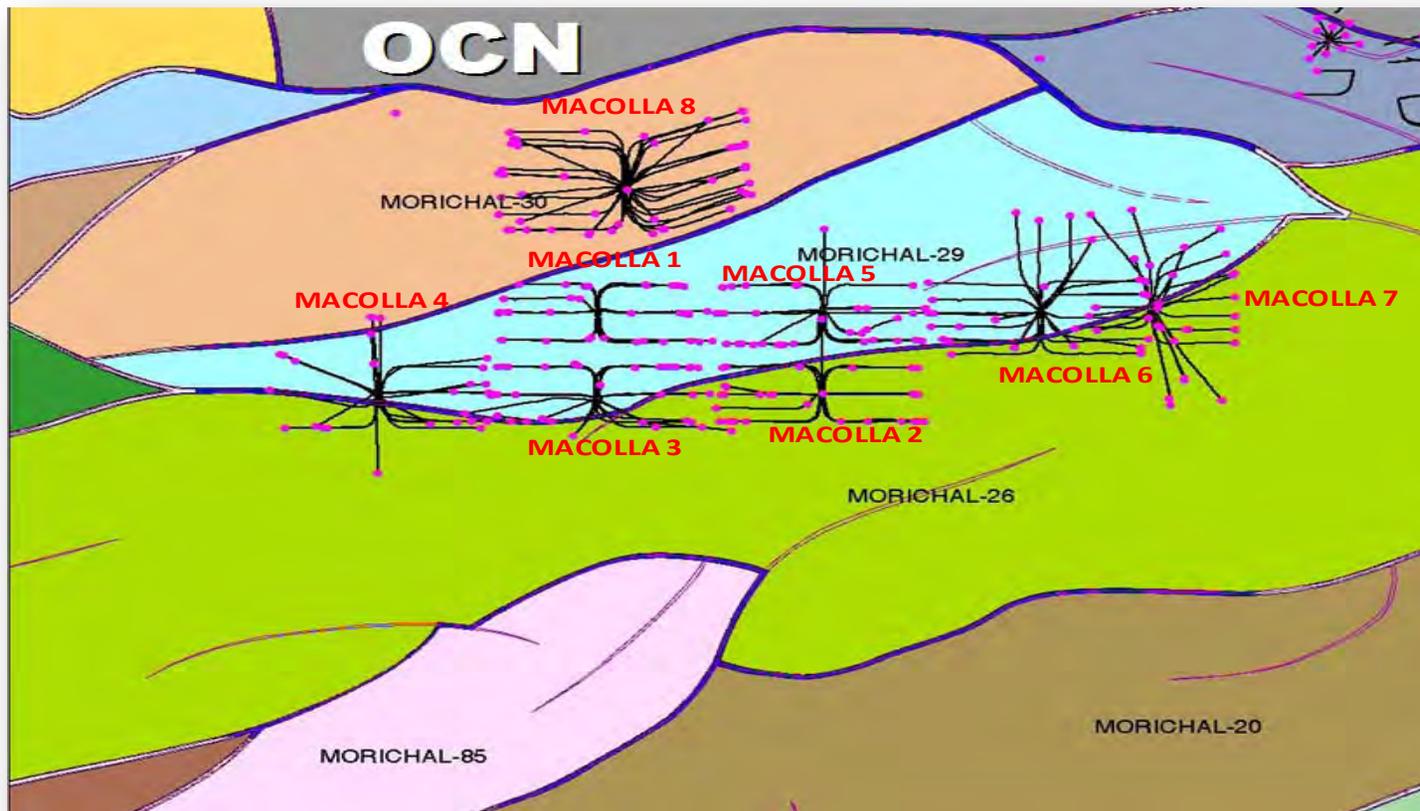
- Realizar mediciones de presión de fondo en los pozos CGC-0105 y CHC-0511, y aquellos que sean completados con la bomba de carga.
- Reducir la velocidad de operación del pozo CGC-0105, de 150 a 140 RPM.
- Disminuir la velocidad de operación del pozo CHC-0511, de 190 a 150 RPM.
- Una vez instalada la bomba de carga, realizar pruebas de producción para determinar la velocidad óptima de operación, y realizar seguimiento del comportamiento de producción de los pozos.
- Instalar bomba de carga en los pozos CGC-0302, CHC-0607, CHC-0614, CHC-0618, CHC-0713 y CGC-0824.
- Reducir la velocidad de operación de los pozos no seleccionados para la instalación de la bomba de carga.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARIAS, F. (2004). **El Proyecto de Investigación**, Editorial Epísteme, C.A. Caracas, Venezuela.
- CARPIO, M. (2008). **Evaluación de la factibilidad de instalación de la bomba de carga 110-150 y separador de gas en la completación de pozos con alta RGP en el Área PETROMONAGAS – Campo Carabobo.**
- ESP OIL (2004). **Bombeo de Cavidad Progresiva. BCP Para Operadores.**
- HERNÁNDEZ, S. (1998). **Metodología de la Investigación.** México. MacGraw Hill, Segunda Edición
- OPERADORA CERRO NEGRO (2002). **Manual de Operaciones (Manual OCN-CPF-MA-O-00-2002-001)**
- PETROMONAGAS (2004). **UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CERRO NEGRO, BLOQUE CARABOBO.**

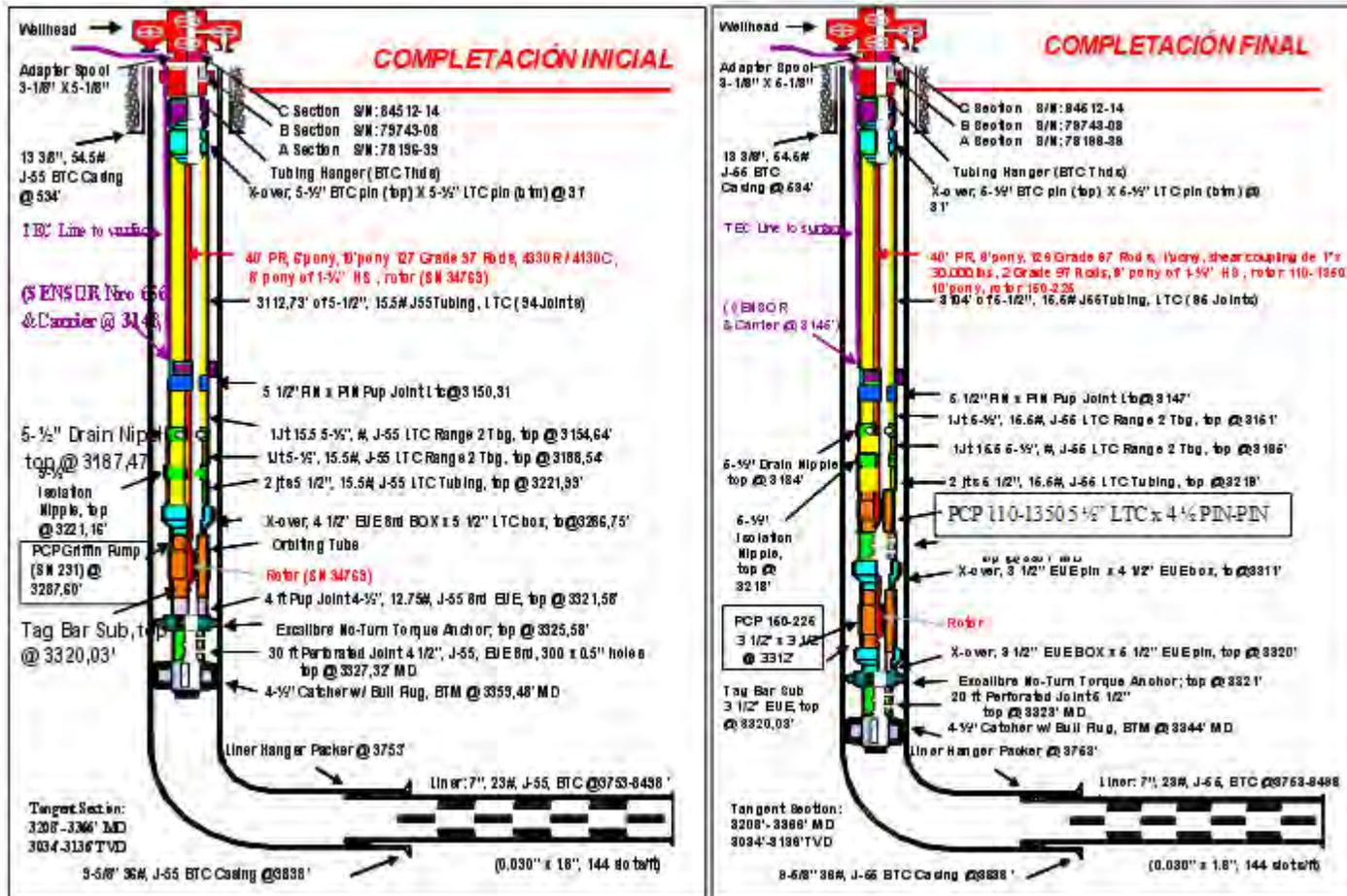


## **APÉNDICES**

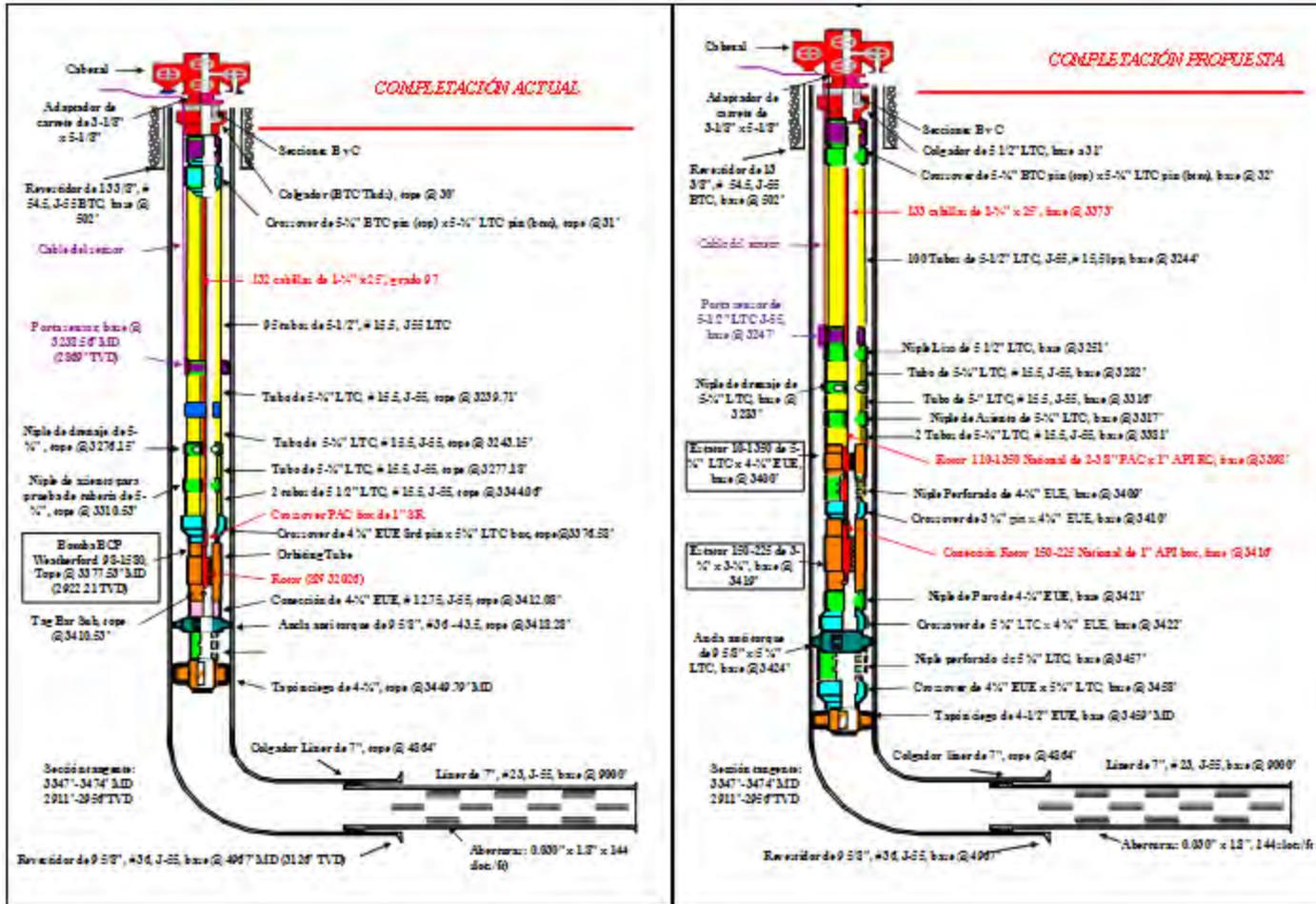


**APÉNDICE A.1:** Distribución de las macollas en los yacimientos M-26, M-29, y M-30





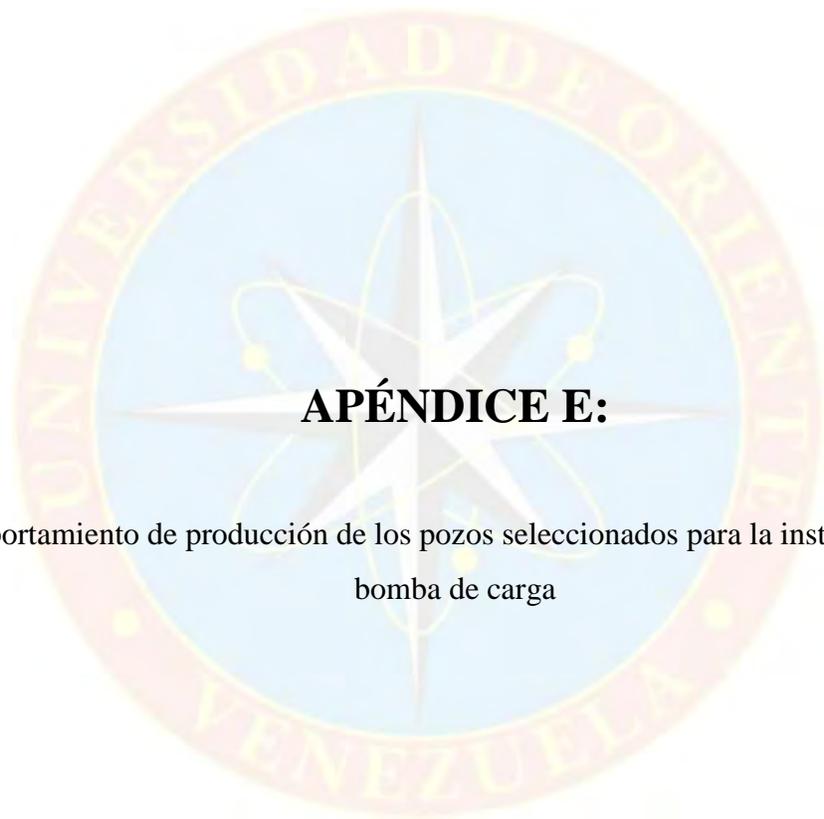
APÉNDICE B.2: Diagramas de completación, inicial y final del pozo CHC-0511



APÉNDICE B.3: Diagramas de completación, actual y propuesto del pozo CGC-0302

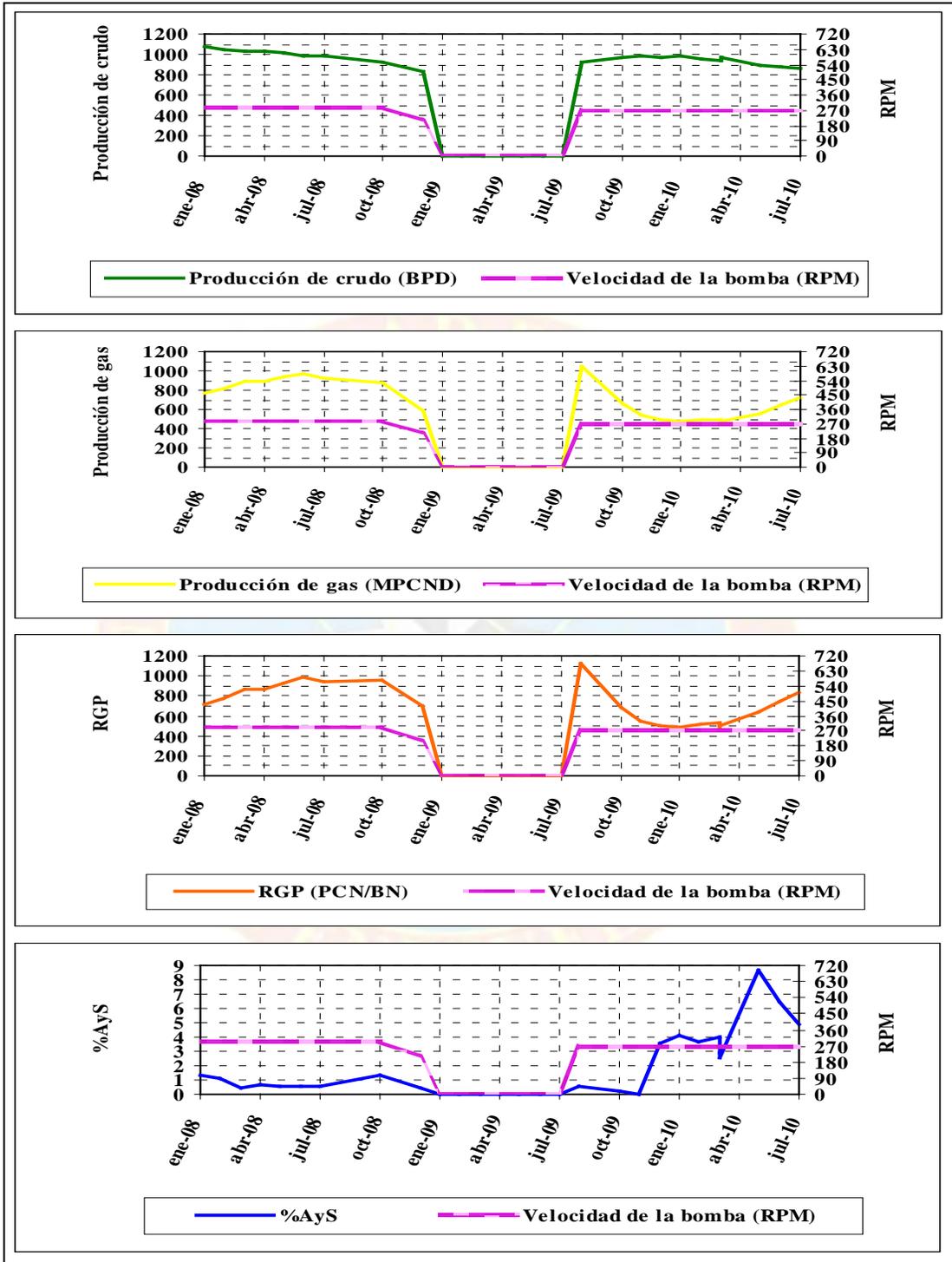
**TABLA B.1:** Equipos bajados en la completación de bomba de carga de los pozos CGC-0105, y CHC-0511

|                            |                   | <b>Completación bomba de carga 110-150</b>           |  |
|----------------------------|-------------------|--|--|
|                            |                   | <b>Pozo CGC- 0105</b>                                | <b>Pozo CHC-0511</b>                                 |
| <b>Componente estático</b> |                   | Tubing Hanger 5-1/2" LTC                             | Tubing Hanger 5-1/2" LTC                             |
|                            |                   | Niple de tubería, 5-1/2" LTC J-55                    | Niple de tubería, 5-1/2" LTC J-55                    |
|                            |                   | Tubos 5-1/2" LTC J-55 15,5 lpp                       | Tubos 5-1/2" LTC J-55 15,5 lpp                       |
|                            |                   | Carrier sub Weatherford 5-1/2" LTC J-55              | Carrier sub Weatherford 5-1/2" LTC J-55              |
|                            |                   | Niple de tubería 5-1/2" LTC J-55                     | Niple de tubería 5-1/2" LTC J-55                     |
|                            |                   | Tubo 5-1/2" LTC J-55 15,5 lpp                        | Tubo 5-1/2" LTC J-55 15,5 lpp                        |
|                            |                   | Niple de Drenaje 5-1/2" (3000 psi)                   | Niple de Drenaje 5-1/2" (3000 psi)                   |
|                            |                   | Tubo 5-1/2" LTC J-55 15,5 lpp                        | Tubo 5-1/2" LTC J-55 15,5 lpp                        |
|                            |                   | Niple de asiento para prueba de tubería              | Niple de asiento para prueba de tubería              |
|                            |                   | Tubos 5-1/2" LTC J-55 15,5 lpp                       | Tubos 5-1/2" LTC J-55 15,5 lpp                       |
|                            |                   | Cuello 5-1/2" LTC box                                | Cuello 5-1/2" LTC box                                |
|                            |                   | Estator 110-1350 National, 5-1/2" LTC x 4-1/2" EUE   | Estator 110-1350 National, 5-1/2" LTC x 4-1/2" EUE   |
|                            |                   | Niple Perforado 4-1/2" EUE pin-pin x 10'             | Niple Perforado 4-1/2" pin-pin x 10' EUE             |
|                            |                   | Crossover 3 1/2" EUE pin x 4 1/2" EUE box            | Crossover 3 1/2" EUE pin x 4 1/2" EUE box            |
|                            |                   | Estator 150-225 National, 3-1/2" x 3-1/2"            | Estator 150-225 National, 3-1/2" x 3-1/2"            |
|                            |                   | Niple de Paro 3-1/2" EUE                             | Niple de Paro 3-1/2" EUE                             |
|                            |                   | Crossover 3 1/2" EUE box x 5 1/2" LTC pin            | Crossover 3 1/2" EUE box x 5 1/2" EUE pin            |
|                            |                   | Ancla de Torque 9-5/8" x 5-1/2" LTC box-pin 2 slip's | Ancla de Torque 9-5/8" x 5-1/2" LTC box-pin 2 slip's |
|                            |                   | Niple perforado 5-1/2"                               | Niple de tubería 5 1/2 LTC                           |
|                            |                   | Crossover 4-1/2" EUE a 5-1/2" LTC                    | Tubo perforado 5-1/2"                                |
|                            | Tubo ciego 4-1/2" | Niple de tubería 5 1/2 LTC                           |  |
|                            |                   | Crossover 4-1/2" EUE a 5-1/2" LTC                    |  |
|                            |                   | Tubo ciego 4-1/2"                                    |  |
| <b>Componente dinámico</b> |                   | Barra Pulida 1-1/2" x 30 x 1"                        | Barra Pulida 1-1/2" x 40'                            |
|                            |                   | Cabillas de 1-1/4" x 25'                             | Cabilla 25' x 1 1/4 " Pin 1" API                     |
|                            |                   | Niple de Cabilla de 1-1/4" x 6'                      | Pony Rod 1' x 1 1/4" Pin 1" API                      |
|                            |                   | Crossover 2-3/8" PAC x 1" API                        | Cabilla 25' x 1 1/4 " Pin 1" API                     |
|                            |                   | Rotor 110-1350 National x 2-3/8" PAC x 1" API RC     | Pony Rod 6' x 1 1/4 " Pin 1" API                     |
|                            |                   | Niple de Cabilla de 1" x 10'                         | Crossover 2-3/8" PAC x 1" API                        |
|                            |                   | conexión Rotor 150-225 National x 1" API box         | Rotor 110-1350 National x 2-3/8" PAC x 1" API RC     |
|                            |                   |  | Pony Rod 1" x 10' Pin 1" API                         |
|                            |                   | conexión Rotor 150-225 National x 1" API box         |  |

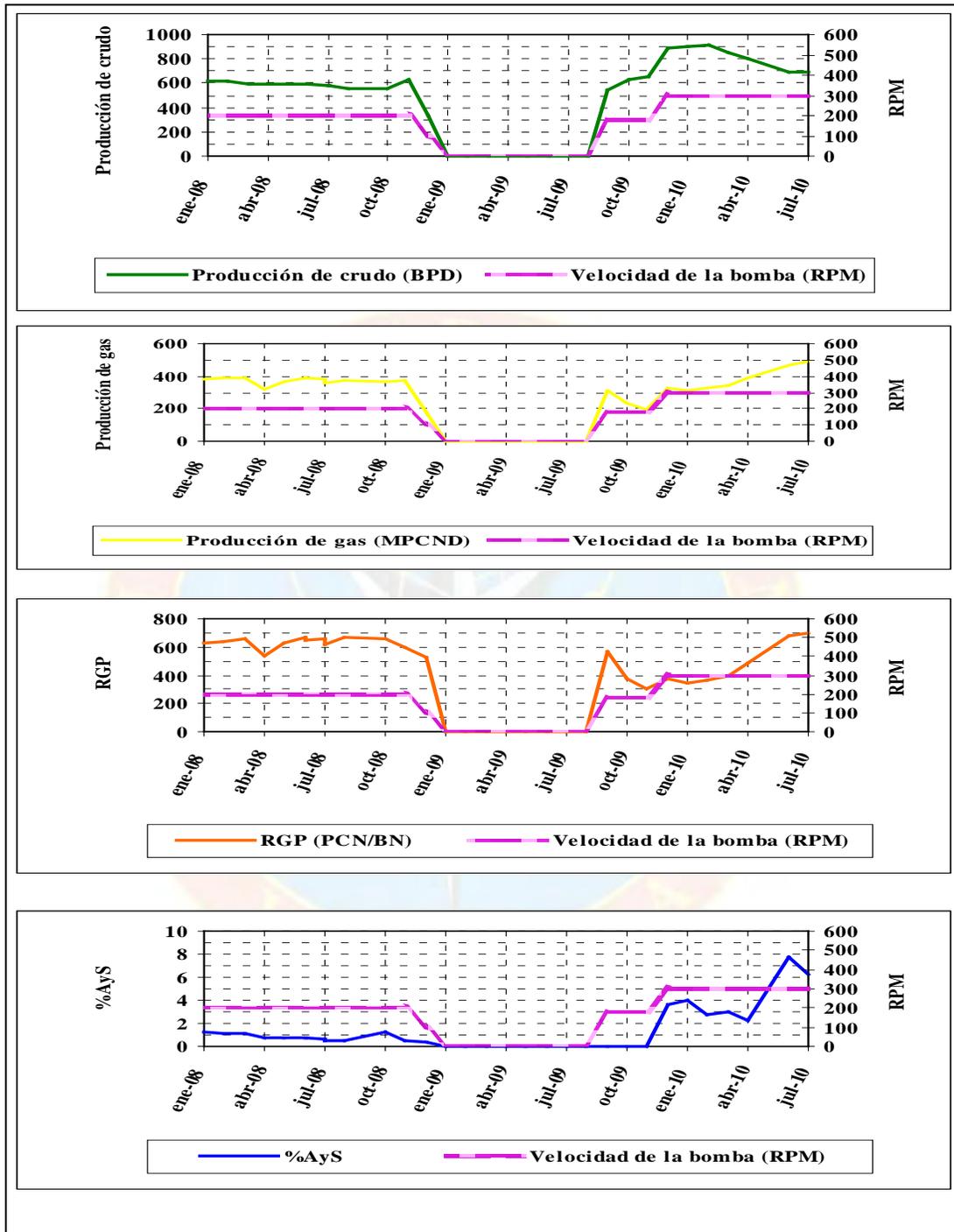


## **APÉNDICE E:**

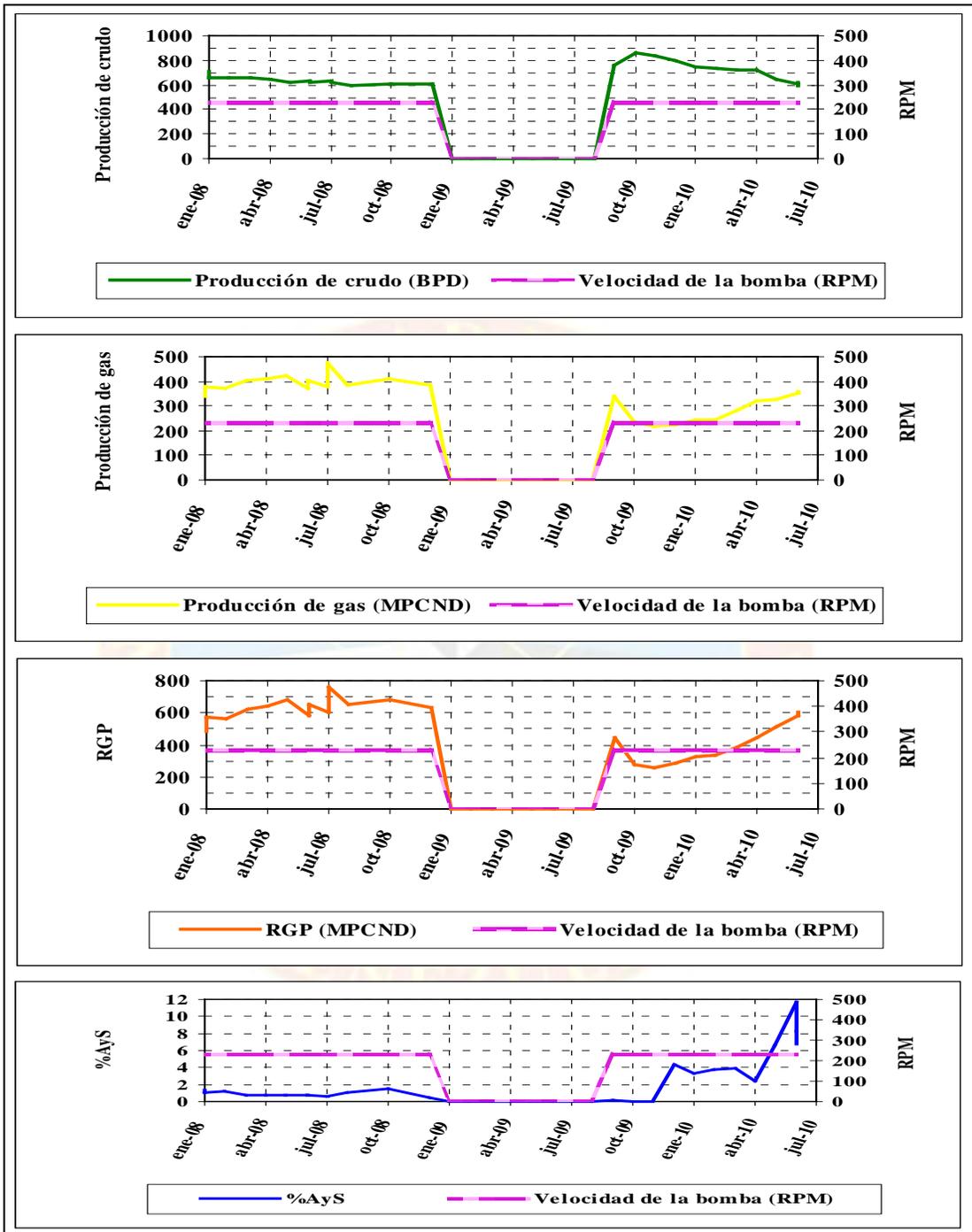
Comportamiento de producción de los pozos seleccionados para la instalación de la  
bomba de carga



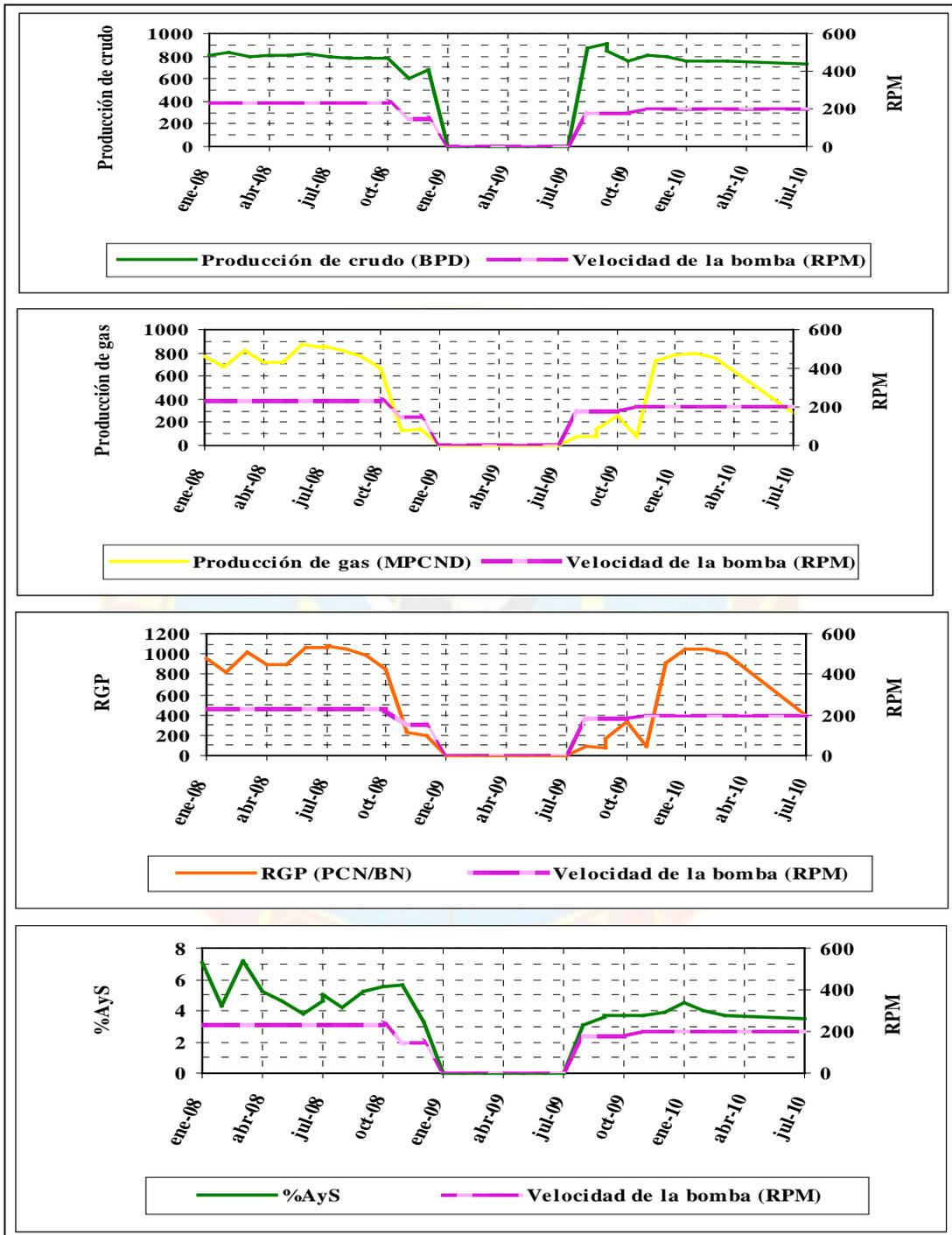
**APÉNDICE E.1:** Comportamiento de producción del pozo CHC-0607, para el período 2008-2010



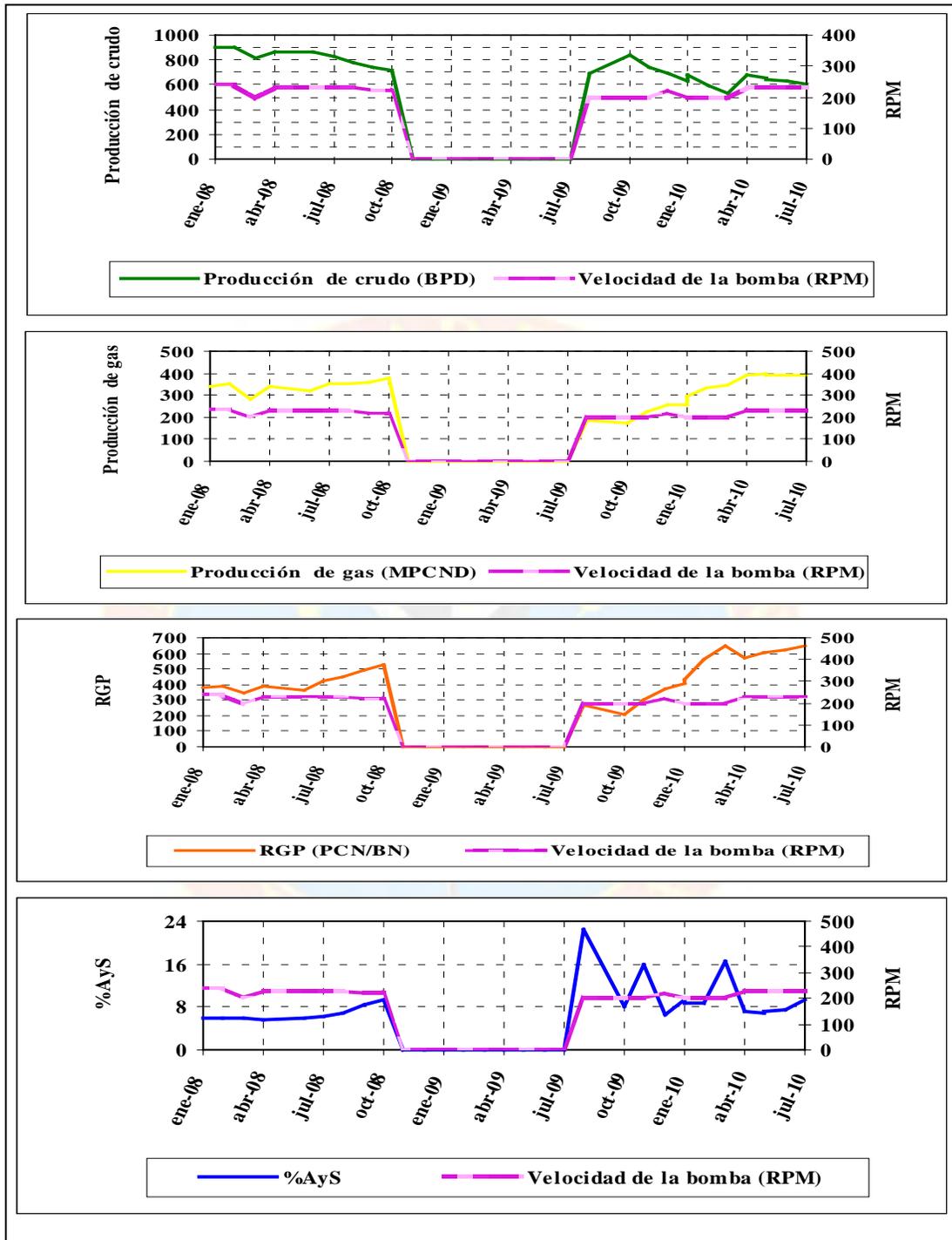
APÉNDICE E.2: Comportamiento de producción del pozo CHC-0614, para el período 2008-2010



**APÉNDICE E.3:** Comportamiento de producción del pozo CHC-0618, para el período 2008-2010



APÉNDICE E.4: Comportamiento de producción del pozo CHC-0713, para el período 2008-2010

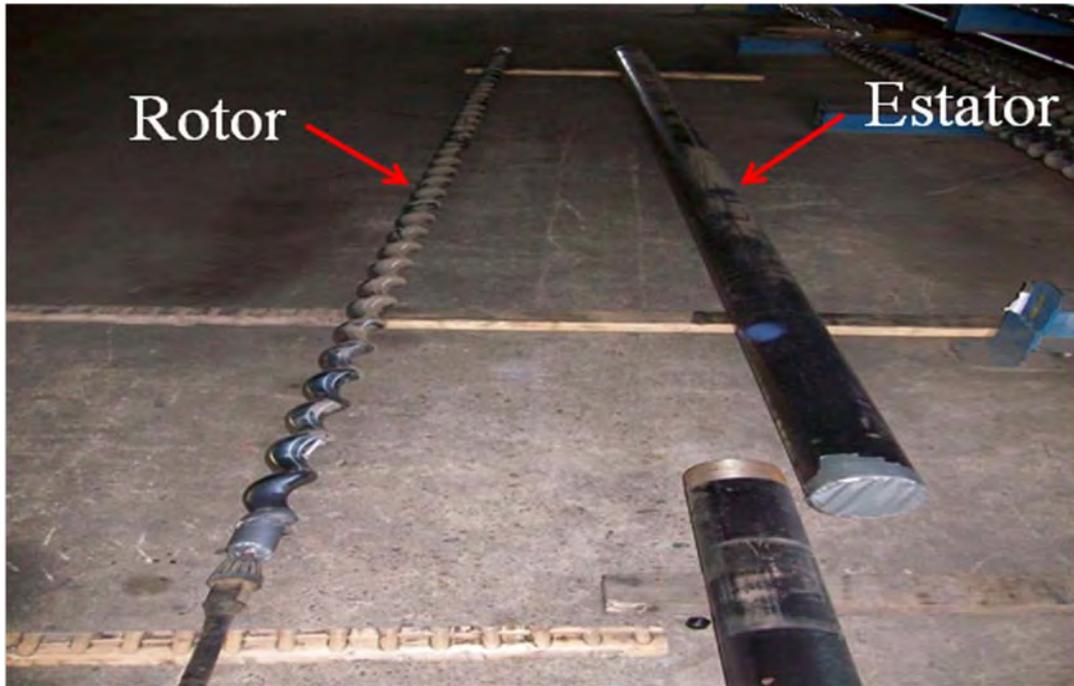


APÉNDICE E.5: Comportamiento de producción del pozo CGC-0824, para el período 2008-2010

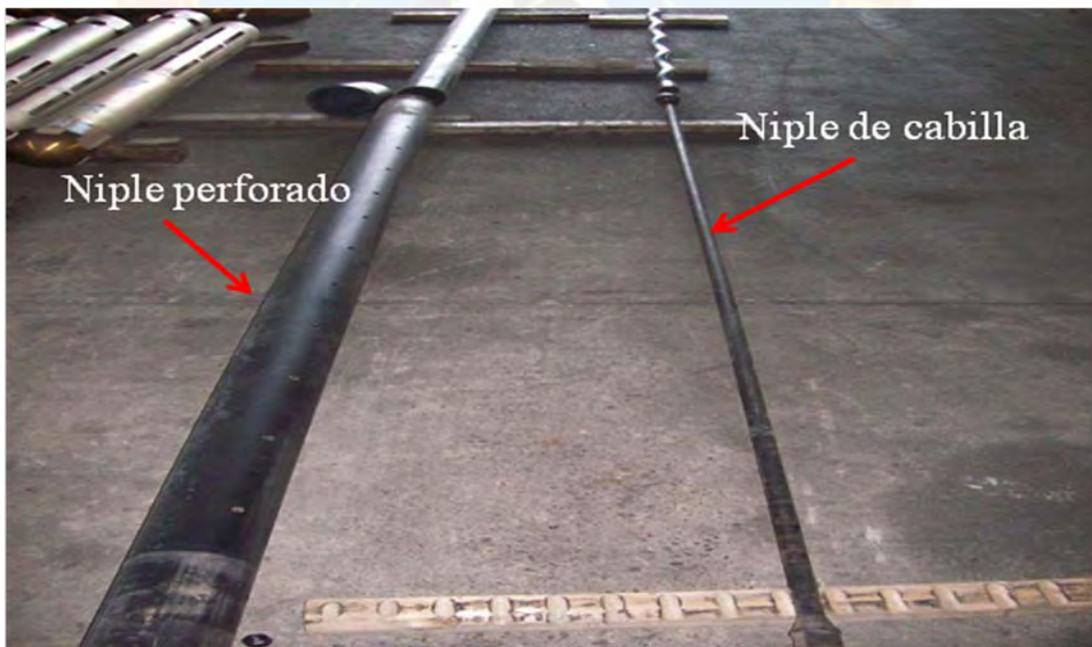


**APÉNDICE F:**

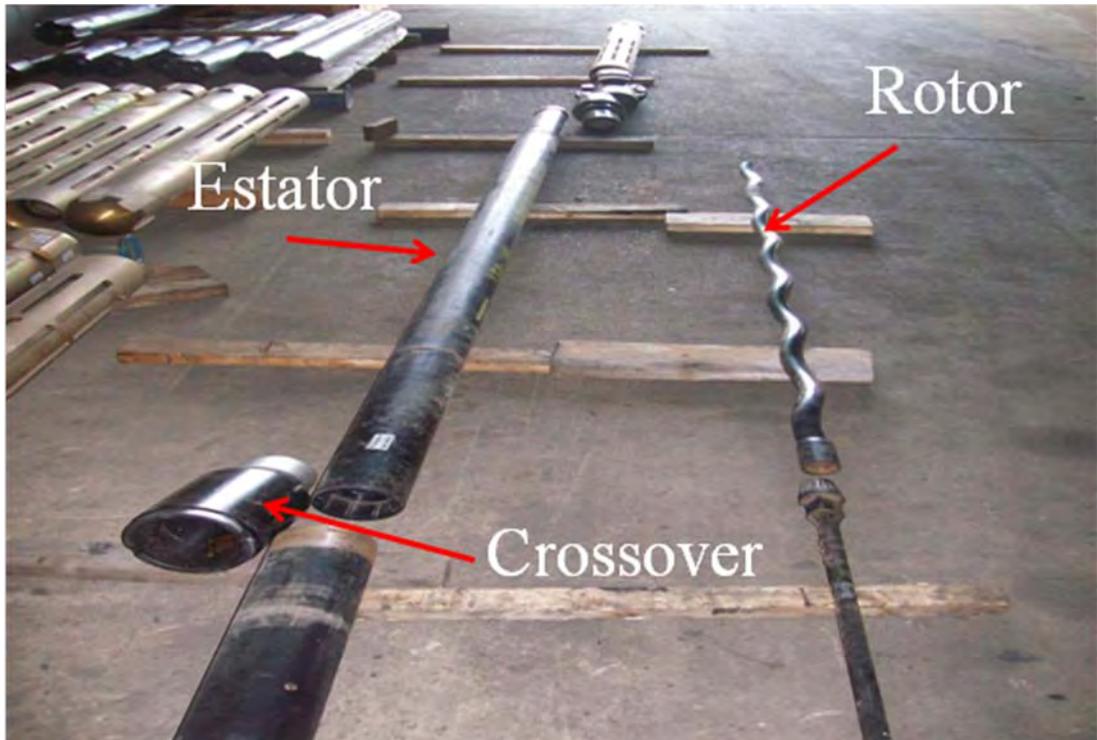
**Fotos de los equipos de la bomba de carga**



APÉNDICE F.1: Bomba de baja (6,6 Bls/RPM/Día), rotor y estator



APÉNDICE F.2: Niple perforado y niple de cabilla



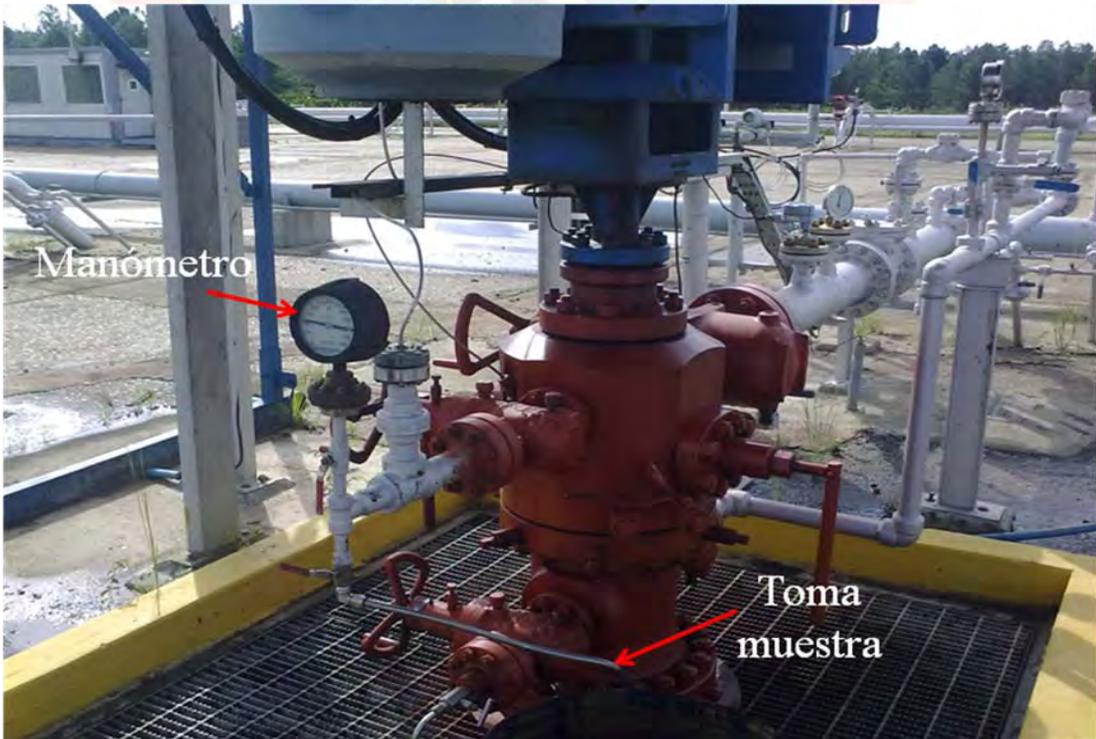
APÉNDICE F.3: Bomba de alta (9,4 Bls/RPM/Día), rotor y estator





**APÉNDICE G:**  
**Fotos de macolla**







## HOJAS METADATOS

### Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

|                  |  |
|------------------|--|
| <b>Título</b>    | <b>ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE INSTALACIÓN DE BOMBA DE CARGA, PARA POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE GAS, EN EL CAMPO CERRO NEGRO, EMPRESA MIXTA PETROMONAGAS S.A.</b> |
| <b>Subtítulo</b> |  |

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

| <b>Apellidos y Nombres</b> | <b>Código CVLAC / e-mail</b> |                         |
|----------------------------|------------------------------|-------------------------|
| <b>Rivas M., José S.</b>   | <b>CVLAC</b>                 | <b>C.I. 18.586.244.</b> |
|                            | <b>e-mail</b>                | Josesaid13@hotmail.com  |
|                            | <b>e-mail</b>                |                         |
|                            | <b>CVLAC</b>                 |                         |
|                            | <b>e-mail</b>                |                         |
|                            | <b>e-mail</b>                |                         |

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

|                   |
|-------------------|
| Bomba de Carga    |
| Factibilidad      |
| Producción de gas |

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

### Líneas y sublíneas de investigación:

| Área                            | Sub-área               |
|---------------------------------|------------------------|
| Tecnología y Ciencias Aplicadas | Ingeniería de Petroleo |
|                                 |                        |
|                                 |                        |
|                                 |                        |
|                                 |                        |
|                                 |                        |

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

### Resumen (Abstract):

El campo Cerro Negro, operado por la empresa mixta Petromonagas S.A., produce mediante la aplicación del método de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP). Considerando, que la presión de los yacimientos explotados, se encuentra por debajo de la presión de burbuja del crudo, cuarenta y ocho (48) pozos, de los ciento sesenta (160) que se encontraban activos, presentaron problemas de alta producción de gas, lo cual ha reducido la eficiencia volumétrica de la bomba BCP, y la producción de crudo. Por tal razón, se planteó como objetivo, el estudio de la factibilidad de instalar bomba de carga en los pozos afectados, los cuales fueron identificados de acuerdo a criterios establecidos operacionalmente. La investigación, partió del estudio de la factibilidad observada en los pozos completados en el campo con la bomba de carga, continuando con la selección de los pozos candidatos para la posible instalación de la tecnología, y culminando con el análisis económico de los costos asociados a la intervención de los pozos seleccionados. Se concluyó, que la bomba de carga, permitió mejorar las condiciones de los pozos CHC-O511 y CGC-O105, completados con esta tecnología, obteniéndose en ambos casos, incremento de la producción de crudo; y que seis (6), del total de los pozos identificados con alta producción de gas, cumplieron con las premisas de selección para la instalación de la bomba de carga.

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

### Contribuidores:

| Apellidos y Nombres    | Código CVLAC / e-mail |  |
|------------------------|-----------------------|--|
| Profa. Milagros Sucre  | ROL                   | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/> |
|                        | CVLAC                 |  |
|                        | e-mail                |  |
|                        | e-mail                |  |
| Profa. Alicia Da Silva | ROL                   | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/> |
|                        | CVLAC                 |  |
|                        | e-mail                |  |
|                        | e-mail                |  |
| Prof. Miguel Flores    | ROL                   | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/> |
|                        | CVLAC                 |  |
|                        | e-mail                |  |
|                        | e-mail                |  |
|                        | ROL                   | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>            |
|                        | CVLAC                 |  |
|                        | e-mail                |  |
|                        | e-mail                |  |

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

### Fecha de discusión y aprobación:

| Año  | Mes | Día |
|------|-----|-----|
| 2011 | 03  | 22  |

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

**Lenguaje:** spa

Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

### Archivo(s):

|                   |
|-------------------|
| Nombre de archivo |
| RivasJosé.DOC     |
|                   |

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 \_ - .**

### Alcance:

Espacial: \_\_\_\_\_ (opcional)

Temporal: \_\_\_\_\_ (opcional)

### Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniería de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

### Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

### Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano  
**Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ**  
Vicerrector Académico  
Universidad de Oriente  
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNVELO  
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Telemática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/marija

---

**Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6**

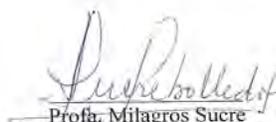
**Derechos:**

**Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009):** "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."



---

Rivas José  
**AUTOR**



---

Profa. Milagros Sucre  
**TUTOR**