

**“ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA UN CAMBIO DE MÉTODO DE PRODUCCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON GAS (LAG) A BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP). Caso: Campo Urdaneta 01. Zulia Venezuela”**



**THE TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY STUDY FOR A CHANGE OF PRODUCTION OF ARTIFICIAL LIFT METHOD WITH GAS (LAG) TO PUMPING BY PROGRESSIVE CAVITY (PCP) IN A FIELD THAT PRODUCES HEAVY CRUDE OIL OF 12 ° API TO IMPROVE THE RECOVERY OF THE RESERVOIR**

Autor: Ing. José Pirela<sup>1</sup>  
jose.pire.la@hotmail.com

Ingeniero de Producción y Métodos de Levantamiento Artificial

## **RESUMEN**

Este artículo está fundamentado en las investigaciones realizadas durante el desarrollo del curso PE559 (Ingeniería de Producción) correspondiente al marco de la maestría cursada en TAU, considerando el yacimiento Urdaneta 01, el cual presenta un crudo de 12 °API y utiliza como método de Levantamiento Artificial el Gas lift (LAG), el cual es el método de menor eficiencia para este tipo de crudo, incrementando el uso del gas y por ende los costos por compresión. Por este motivo se realizó un estudio técnico económico para determinar un cambio de método de levantamiento de inyección con gas lift a un método de levantamiento por cavidades progresivas (BCP). Se compararon los costos de inversión y costos por energía utilizada por cada uno de ellos.

---

<sup>1</sup> Ing. José Pirela, estudiante del Master of Science in Petroleum Engineering-Production Engineering (2014), Tecana American University (TAU), USA.

Durante el desarrollo de esta investigación se estudiaron diversos conceptos o definiciones de la ingeniería de producción, se realiza una descripción del área de estudio y se evaluaron los diferentes modelos de bombas BCP para diversas capacidades según las condiciones presentes en el yacimiento.

Para dar respuesta a la interrogante presentada, se empleó la Aplicación Especializada PC-PUMP versión 2.67 para simular y diseñar un sistema de levantamiento de alta eficiencia que se adapte a las condiciones del yacimiento. Para el análisis se utilizó una metodología explicativa-aplicada, para conocer de una manera sencilla la aplicación de la investigación y comparar técnica y económicamente el Bombeo de Cavidades Progresivas con el Gas Lift. Palabras claves: BCP (bombeo de cavidad progresiva), LAG (levantamiento artificial con gas), BBPD (barriles brutos por día), método, datum, eficiencia, producción, contacto agua petróleo, barriles, °API.

## ABSTRACT

This article is based on research conducted during the development of the course PE559 (production engineering) corresponding to the framework of the master's degree filed in TAU, considering the Urdaneta's reservoir 01, which presents a crude oil of 12 °API and used as a method of artificial Lift the gas lift (LAG), which is the lower efficiency method for this type of crude oil, increasing the use of gas and therefore the costs by compression. For this reason, a technical-economic study was conducted to determine a change of method of lifting gas lift injection with a method of lifting by progressive cavity pumping (PCP).

During the development of this research were studied various concepts or definitions of production engineering, a description of the study area has been made and different models of pumps PCP for various capabilities depending on the conditions present in the reservoir were evaluated.

To give an answer to the question presented, the application specialized PC-PUMP version 2.67 was used to simulate and design a lifting system of high efficiency that meets the conditions of the site. For the analysis an explanatory - applied methodology is used, to know in a simple manner the research's application and compare technical and economically progressive cavity pumping with Gas Lift.

Key Words: progressing cavity pumping, artificial gas lift, method, efficiency, datum, production, barrel per day, oil & water contact, °API.

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, la explotación de los yacimientos a través de los pozos petroleros es de suma importancia, ya que ellos representan el medio de obtención de hidrocarburos desde el yacimiento petrolífero a la superficie, lo cual reviste a su vez un interés de aspecto económico para el país.

Por lo anterior, los ingenieros petroleros son los responsables como concededores de la materia que la producción de dichos pozos se efectúe en forma óptima; es decir, que el pozo produzca a un costo tal que la vida productiva sea lo más prolongada posible, claro está, sin dejar de importar el aspecto económico y ambiental, además, es importante producir la mayor cantidad de hidrocarburos de los pozos para lograr un mayor recobro.

De esta manera los sistemas artificiales de producción en pozos petroleros, tienen una gran importancia en la explotación de los hidrocarburos, por lo tanto sin estos sistemas de extracción no sería factible obtener el máximo beneficio del yacimiento. Cabe mencionar que el empleo de un sistema de levantamiento, incrementa el costo de la explotación del yacimiento, pero si este costo es mucho menor al beneficio obtenido del fluido extraído, no solo se cubrirá la inversión sino a su vez se tendrán ganancias adicionales.

Por lo tanto el siguiente trabajo permitirá analizar y determinar la factibilidad técnico-económica para un cambio de método de producción de levantamiento artificial con gas (LAG) a bombeo por cavidades progresivas (BCP) en un campo que produce crudo pesado de 12 °API, donde el suministro de gas no es confiable para el funcionamiento eficiente del LAG. Para el desarrollo de esta investigación se evaluarán los diferentes modelos de bombas BCP (Bombas de Cavidades Progresivas), para diversas capacidades según las condiciones presentes en el campo, donde las curvas de comportamiento de afluencia (IPR) de los pozos por sus condiciones físicas presentan profundidades no mayores a los 2469 metros. Para dar respuesta a la interrogante presentada, se utilizará la Aplicación Especializada PC-PUMP versión 2.67, para diseñar un sistema de levantamiento de alta eficiencia que se adapte a las condiciones del yacimiento. El trabajo se ha estructurado de la siguiente manera: Capítulo I, definición de términos y conceptos teóricos aplicados en la ingeniería de producción que son fundamentales para el desarrollo de la investigación. Capítulo II, presenta la descripción y ubicación geográfica del yacimiento, el modelo geológico y los pozos por bloque que tienen como sistema de levantamiento el gas lift. Capítulo III, describe los componentes que integran un sistema de levantamiento con BCP tanto de superficie como de subsuelo. Capítulo IV, detalla la Aplicación Especializada PCPUMP 2.67 utilizada para las simulaciones con el soporte de la hoja de datos que permite buscar la información requerida. Capítulo V: muestra y compara los costos asociados a la instalación de un sistema con LAG versus un sistema con BCP, así como los costos por la energía utilizada. Capítulo VI, describe el procedimiento para la selección del elastómero de la bomba de subsuelo y las simulaciones, para posteriormente establecer sobre la base de lo observado en la investigación las conclusiones del informe.

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **Enunciado del Problema**

En el proceso de producción de hidrocarburos, llega un momento en el cual la energía del yacimiento no es suficiente para levantar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie, por lo cual el pozo dejará de producir por flujo natural y se llega a un límite económico de productividad donde se plantea ciertas alternativas, para un incremento en los niveles de energía, a través de algún método de Levantamiento Artificial y entre los cuales se encuentran: Levantamiento Artificial por Gas (LAG), Bombeo Electro sumergible (BES), Bombeo Mecánico (BM), así como también Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) y Bombeo Hidráulico (BH) entre otros.

La selección del levantamiento artificial más adecuado está determinado por las variables de producción asociadas con el yacimiento, el fluido y la completación con el fin de optimizar la producción sin que se generen problemas como: arenamiento, conificación de agua, formación de emulsiones, manejo de sólidos.

En el yacimiento Urdaneta 01, el método de levantamiento artificial que actualmente se utiliza es Inyección por Gas (LAG), para producir un crudo de 12 °API, teniendo como característica una alta viscosidad del crudo, poco gas en solución (aprox. 60 RGP), además de la reducción en la presión inicial del yacimiento de 3500psi (246,07 kg/cm<sup>2</sup>) a 1280psi (89,99 kg/cm<sup>2</sup>) aproximadamente y un incremento del corte de agua por su alta permeabilidad vertical, requiriendo de altos volúmenes de gas de inyección para alivianar la columna de fluido reduciendo así su peso y la presión de fondo fluyente para que pueda haber un mejor aporte del yacimiento lo que hace ineficiente el sistema de levantamiento actual por el excesivo consumo de gas de inyección y una inestabilidad en la tasa de producción. Esta situación, permite considerar también el costo por barril en el que incurre el gas respecto a su compresión y tratamiento para ser posteriormente inyectado a los pozos.

Por lo tanto es importante la aplicación de un método de levantamiento artificial alternativo que sustituya al Levantamiento Artificial por Gas (LAG), el cual permita el uso adecuado de la energía del yacimiento, liberar capacidad de compresión de gas (sobre todo en pozos viscosos y con altas producciones de agua) y optimizar la utilización de este último. Para ello es necesario conocer si es factible técnica y económicamente un cambio de método de producción de levantamiento artificial con gas (LAG) a bombeo por cavidades progresivas (BCP) en un campo que produce crudo pesado de 12 °API, donde el suministro de gas no es confiable para el funcionamiento eficiente del LAG.

## **Formulación del problema**

Al desarrollar la investigación, se persigue responder a la siguiente interrogante principal:

¿Cuál es la factibilidad técnico-económica para un cambio de método de producción de levantamiento artificial con gas (LAG) a bombeo por cavidades progresivas (BCP) en el campo Urdaneta 01 que produce crudo pesado de 12 °API?

:

## OBJETIVO GENERAL

Determinar la factibilidad técnico-económica para un cambio de método de producción de levantamiento artificial con gas (LAG) a bombeo por cavidades progresivas (BCP) en un campo en el campo Urdaneta 01 que produce crudo pesado de 12 °API .

## REVISION TEORICA

### Conceptos y fundamentos teóricos necesarios para entender el contenido.

Para el desarrollo de este capítulo se mencionan los siguientes conceptos técnicos útiles para el desarrollo y la comprensión de este informe.

**1.1. Pozo fluyente:** Se define desde el punto de vista de producción como aquel capaz de vencer las caídas de presión con la energía propia del yacimiento a través de: el medio poroso, tuberías verticales y descarga, reductores o estranguladores y el separador. Se debe tener conocimiento de los tipos de yacimiento del cual el pozo está produciendo con energía propia.

**1.2. Nivel estático (NE):** Es el nivel de fluido que equilibra exactamente la presión de yacimiento cuando está abierto el espacio anular (Casing Hole Pressure = 0 psi) y se mide desde superficie.

**1.3. Presión estática (Ps):** Es la presión ejercida por el nivel más alto (más cercano a la superficie) alcanzado por el fluido en el pozo al nivel del yacimiento.

**1.4. Presión Fluyente de Fondo (Pwf):** Es la presión equilibrada por la presión hidrostática más la presión en el revestidor o casing head pressure (CHP).

**1.5. Nivel Dinámico (ND):** Es el nivel de fluido que equilibra la presión fluyente de fondo, cuando está abierto el espacio anular.

**1.6. Sumergencia de la Bomba (H):** Es la distancia vertical entre la succión de la bomba (PB) y el nivel dinámico ( $H = PB - ND$ ).

**1.7. Índice de productividad (IP):** Es la relación entre la tasa de producción y el diferencial de presión disponible para el flujo, indicando que tan productivo es un pozo.

**1.8. Índice de productividad (IP) constante:** Cuando la presión de fondo fluvente (Pwf) se encuentra por encima o equivalente a la presión de burbuja (Pb).

**1.9. Índice de productividad (IP) variable:** Cuando la presión de fondo fluvente (Pwf) se encuentra por debajo de la presión de burbuja (Pb).

**1.10. Presión del Revestidor (CHP):** Es la presión que se registra en espacio anular producto del diámetro interno del Revestidor y el diámetro externo de la Tubería de Producción.

**1.11. Presión de Cabezal de Pozo (THP):** Es la presión que registra en superficie la línea de flujo.

**1.12. Presión de burbujeo (Pb):** Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

**1.13. Potencial del Pozo:** Es la tasa máxima que la formación puede aportar hacia el pozo, cuando la Pwf es cero.

**1.14. Acrilonitrilo (ACN):** Líquido volátil, incoloro, de olor fuerte, que se obtiene por reacción del propano, amoníaco y oxígeno.

**1.15. Viscosidad ( $\mu$ ):** Es la resistencia de un líquido a fluir

**1.16. Relación gas – petróleo (RGP):** Representa la razón entre los pies cúbicos de gas a condiciones estándar con respecto a los barriles producidos a condiciones normales.

**1.17. Abrasión:** Acción y efecto de desgastar por fricción.

**1.18. Elastómeros:** Combinación de caucho natural más otros compuestos que tiene la particularidad de ser estirado un mínimo de 2 veces su longitud y recupera inmediatamente su dimensión original.

**1.19. Espaciamiento del rotor:** Es la distancia o separación necesaria entre el pasador del niple de paro y el extremo inferior del rotor, para garantizar la formación de todas las etapas posibles y evitar el contacto del rotor al niple de paro en condiciones de servicio.

**1.20. Histéresis:** Falla generada en el elastómero por no disipar el calor, interferencia rotor-estator e incremento de calor que produce hinchazón del elastómero.

**1.21. Interferencia:** Compresión entre rotor y estator.

**1.22. Lóbulos:** Es la parte cóncavo y convexo del estator y el rotor respectivamente.

**1.23. Petróleo pesado:** Crudos entre 10 y 22.3 °API.

**1.24. Performance:** Cumplimiento o rendimiento de producción.

**1.25. Resiliencia:** Velocidad para volver a su forma original y volver a sellar las cavidades.

**1.26. Tubería de producción:** Tubos que se conectan y bajan por el interior de los pozos de petróleo y/o gas para facilitar el flujo de los fluidos de la formación a la superficie.

**1.27. Un paso:** Longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo.

**1.28. Factor de recobro:** Es la fracción del petróleo originalmente en el yacimiento que se obtiene como consecuencia del proceso de recuperación.

**1.29. °API:** Precisa que tan pesado o liviano es el petróleo.

**1.30. Índice de Comportamiento de Afluencia (IPR):** Para conocer la capacidad del yacimiento en el área del pozo (oferta), solo el conocimiento de las presiones en el fondo del pozo ( $P_{wf}$ ) y sus correspondientes tasas de producción ( $Q$ ) permitirán construir una relación que refleje lo que el yacimiento es capaz de ofrecer en este punto de drenaje. De allí la importancia de establecer la relación entre la afluencia de los fluidos desde el yacimiento al pozo, las cuales son producto de fuerzas que a su vez tienen lugar al variar las presión en el yacimiento desde una presión promedio del yacimiento ( $P_s$ ) a las presiones de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ). Esta relación se conoce como Índice de Comportamiento de Afluencia (IPR).

## METODOLOGÍA

Este estudio está incluido dentro de la categoría de proyectos factibles, apoyado en una investigación de campo de tipo explicativa-aplicada, donde se analizan e interpretan los resultados obtenidos basados en el conocimiento de los problemas que se presentan.

La misma tiene como propósito que pueda ser aplicado en la explotación del yacimiento Urdaneta 01 de una forma más eficiente para lograr un mayor recobro de las reservas remanentes.

## DESCRIPCION Y UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL YACIMIENTO.

**2.1. Aplicación en campo. Descripción del campo Urdaneta Lago:** Para el desarrollo de esta investigación se considero el campo Urdaneta Oeste, localizado en la zona Noroeste del Lago de Maracaibo, adyacente a las áreas de Ambrosio y Urdaneta Este. Tiene como yacimiento potencial de explotación el Urdaneta-01, con grandes reservas de crudo pesado de una gravedad de 12 °API, El campo es estructuralmente complejo, su modelo geológico está conformado por seis bloques de fallas mayores, identificadas como secciones separadas del yacimiento con características propias en cada una de ellas. El principal mecanismo de producción de estos bloques es la compresibilidad de la roca y la expansión de fluidos, asociados a un acuífero de poca actividad.

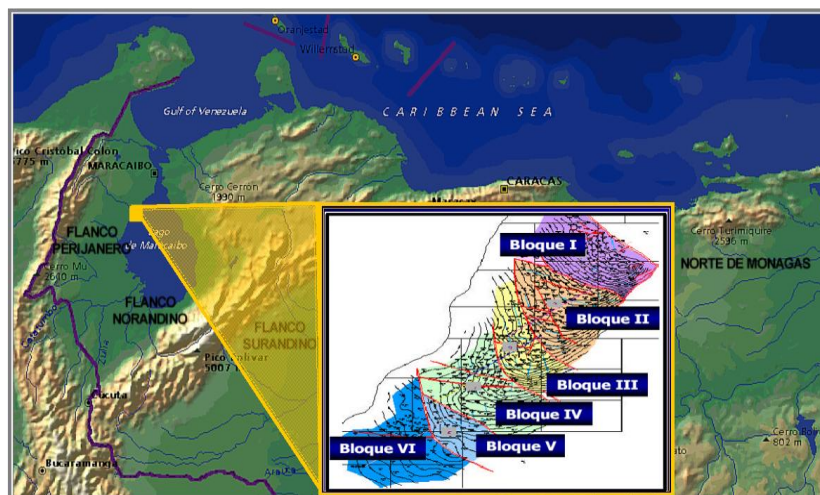


Figura N° 1. Zona Noroeste del Lago de Maracaibo, adyacente a las áreas de Ambrosio y Urdaneta

Fuente: Manual de Explotación U.P. Urdaneta Lago PDVSA. 2013

**2.1.1. Bloque I:** El Bloque está ubicado al Norte del yacimiento Urdaneta 01. Cuenta con un área de 11,74 kilómetros cuadrados (km<sup>2</sup>). Como características principales del Bloque: presión inicial de 3030 psi (213,02 kg/cm<sup>2</sup>) a 2103 metros (m), presión de burbuja de 650 psi (45,7 kg/cm<sup>2</sup>), presión actual para ese momento de 1200 psi (84,37 kg/cm<sup>2</sup>) a 2100 psi (147,64 kg/cm<sup>2</sup>) al promedio de las perforaciones (datum) a 2103 metros y temperatura de fondo de 170 °F (349,83 Kelvin), fluido de 12 °API, porosidad de 25%, permeabilidad de 200 a 900 milidarcy (md), viscosidad de 160 centipoise (cp) a condiciones de yacimiento, espesor de arena bruta de 122 a 305 metros, espesor de arena neta de 30,48 a 113 metros, saturación de



agua inicial de 20 a 28% y profundidad del contacto agua petróleo (C.A.P.O) a 2195 metros. La producción acumulada de este bloque es aproximadamente más de 93 millones de barriles de petróleo.

**2.1.2. Bloque II:** Este Bloque está ubicado al Norte del yacimiento Urdaneta 01. Cuenta con un área de 29,34 km<sup>2</sup>. Las características principales del Bloque son: presión inicial de 3150 psi a 2195 metros, presión de burbuja de 650 psi (45,7 kg/cm<sup>2</sup>), presión actual en ese momento de 1400 psi (98,43 kg/cm<sup>2</sup>) a 2500 psi (175,76 kg/cm<sup>2</sup>) al datum de 2195 metros y temperatura de fondo de 173 °F (351,49 kelvin), fluido de 12 °API, porosidad de 26%, permeabilidad de 200 a 700 md, viscosidad de 190 cp a condiciones de yacimiento, espesor de arena bruta de 122 a 244 metros, espesor de arena neta de 24,4 a 110 metros, saturación de agua inicial de 20 a 28% y C.A.P.O a 2316 metros. En la actualidad la producción acumulada de este bloque es aproximadamente más de 120 millones de barriles de petróleo.

**2.1.3. Bloque III:** Este Bloque está ubicado en la parte central del yacimiento Urdaneta-01. Cuenta con un área de 14,14 km<sup>2</sup>. Como características principales del Bloque se tienen: presión inicial de 3030 psi (213,02 kg/cm<sup>2</sup>) a 2301 metros, presión de burbuja de 650 psi (45,7 kg/cm<sup>2</sup>), presión actual en ese momento del estudio entre 1400 (98,43 kg/cm<sup>2</sup>) y 2700 psi (189,82 kg/cm<sup>2</sup>) al datum de 2301 metros y temperatura de fondo de 180 °F (355,38), fluido de 12 °API, porosidad de 26%, permeabilidad de 700 a 1800 md, viscosidad de 170 cp a condiciones de yacimiento, espesor de arena bruta de 122 a 213 metros, espesor de arena neta de 30,48 a 116 metros, saturación de agua inicial de 20 a 36% y C.A.P.O a 2393 metros. En la actualidad la producción acumulada de este bloque es aproximadamente más de 56 millones de barriles de petróleo.

**2.1.4. Bloque IV:** Este Bloque está ubicado en la parte central del yacimiento Urdaneta 01 y cuenta con un área de 16,53 km<sup>2</sup>. Las características principales del Bloque son: presión inicial de 3555 psi (249,93 kg/cm<sup>2</sup>) a 2438 metros, presión de burbuja de 650 psi (45,7 kg/cm<sup>2</sup>), presión actual en ese momento de 1.600 112,49 kg/cm<sup>2</sup>) a 3300 psi (232,0 kg/cm<sup>2</sup>) al datum de 2438 metros y temperatura de fondo de 180 °F (355,38 kelvin), fluido de 12 °API, porosidad de 27%, permeabilidad de 300 a 1200 md, viscosidad de 182 cp a condiciones de yacimiento, espesor de arena bruta de 45,72 a 152 metros, espesor de arena neta de 305 a 149 metros, saturación de agua inicial de 20 a 36% y C.A.P.O a 2530 metros. En la actualidad la producción acumulada de este bloque es aproximadamente más de 91 millones de barriles de petróleo.

**2.1.5. Bloque V:** El bloque está ubicado al Sur del yacimiento Urdaneta 01. Su área es de 6,0 km<sup>2</sup>. Como características principales del Bloque: presión inicial de 3.260 psi ( 229,19 kg/cm<sup>2</sup>) a 2499 metros, presión de burbuja de 650 psi (45,7 kg/cm<sup>2</sup>), presión actual en ese momento de 1800 (126,55 kg/cm<sup>2</sup>) a 2500 psi (175,76 kg/cm<sup>2</sup>) al datum de 2499 metros y temperatura de fondo de 184 °F (357,6 kelvin), fluido de 12°API, porosidad de 28%, permeabilidad de 700 a 1800 md, viscosidad de 175 cp a condiciones de yacimiento, espesor de arena bruta de 152 a 213 metros, espesor de arena neta de 30,48 a 110 metros, saturación de agua inicial de 20 a 36% y C.A.P.O a 2.576 metros. En la actualidad la producción acumulada de este bloque es aproximadamente más de 28 millones de barriles de petróleo.

**2.1.6. Bloque VI:** Este Bloque está ubicado al Sur del yacimiento Urdaneta 01. Tiene una superficie de 15,64 km<sup>2</sup>. Entre las características principales del Bloque se tienen: presión inicial de 3610 psi ( 253,8 kg/cm<sup>2</sup>) a 2579 metros, presión de burbuja de 650 psi (45,7 kg/cm<sup>2</sup>), presión actual en ese momento de 2900 psi (203,88 kg/cm<sup>2</sup>) a 3300 psi (232,0 kg/cm<sup>2</sup>) al datum de 2579 metros y temperatura de fondo de 183 °F (357,05 kelvin), fluido de 12°API, porosidad de 28%, permeabilidad de 200 a 700 md, viscosidad de 170 cp a condiciones de yacimiento, espesor de arena bruta de 122 a 183 metros, espesor de arena neta de 30,48 a 91 metros, saturación de agua inicial de 20 a 36% y C.A.P.O a 2652 metros. En la actualidad la producción acumulada de este bloque es aproximadamente más de 55 millones de barriles de petróleo.

**2.2. Total de pozos activos e inactivos con levantamiento artificial por inyección de gas en cada uno de los bloques.** A continuación se muestra el total de pozos activos e inactivos que producen con el método de levantamiento artificial con gas con su respectivo bloque del yacimiento, la producción de crudo (barriles brutos y netos) y el tipo de completación de cada pozo. En el cuadro siguiente se puede apreciar que son un total 166 pozos que tienen el gas lift como método de levantamiento.

**Cuadro N° 1. Total de pozos activos e inactivos por Levantamiento Artificial con Gas.**

CAT	CO_POZO	YACIMIENTO	BLOQUE	EDO	EF	BBPD	BNPD	TIPO DE COMPLETACIÓN
1	UD 293	URD 01	I	GL	UD-8	69	56	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 289	URD 01	I	GL	UD-6	71	68	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 350	URD 01	I	GL	UD-6	145	78	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 347	URD 01	I	GL	UD-6	181	18	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 345	URD 01	I	GL	UD-6	194	181	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 340	URD 01	I	GL	UD-8	148	135	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 334	URD 01	I	GL	UD-6	151	145	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 327	URD 01	I	GL	UD-6	146	130	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 588	URD 01	I	GL	UD-6	205	146	Vertical Hoyo Desnudo
1	UD 464	URD 01	I	GL	UD-6	197	176	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 388	URD 01	I	GL	UD-6	134	131	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 386	URD 01	I	GL	UD-6	156	148	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 385	URD 01	I	GL	UD-6	164	161	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 382	URD 01	I	GL	UD-6	229	186	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 374	URD 01	I	GL	UD-6	152	60	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 368	URD 01	I	GL	UD-6	379	255	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 650	URD 01	I	GL	UD-6	84	48	Vertical Hoyo Desnudo
1	UD 629	URD 01	I	GL	UD-6	234	231	Inclinado Hoyo desnudo
1	UD 364	URD 01	I	GL	UD-6	18	11	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 361	URD 01	I	GL	UD-6	186	181	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 357	URD 01	I	GL	UD-6	66	65	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 321	URD 01	I	GL	UD-8	65	63	Vertical Hoyo Revestido

1	UD 46	URD 01	III	GL	UD-3A	345	331	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 124	URD 01	III	GL	UD-3A	170	104	Vertical Hoyo Desnudo
1	UD 205	URD 01	III	GL	UD-3A	236	70	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 196	URD 01	III	GL	UD-3A	157	146	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 254	URD 01	III	GL	UD-5	35	33	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 569	URD 01	III	GL	UD-5	381	340	Vertical Hoyo Desnudo
1	UD 663	URD 01	III	GL	UD-4	71	42	Vertical Hoyo Desnudo
1	UD 624	URD 01	III	GL	UD-4	171	85	Inclinado Hoyo desnudo
1	UD 186	URD 01	III	GL	UD-5	96	78	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 162	URD 01	III	GL	UD-3A	125	121	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 686	URD 01	III	GL	UD-3A	350	305	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 208	URD 01	III	AM	UD-5	87	85	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 206	URD 01	III	AM	UD-5	97	88	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 204	URD 01	III	AM	UD-3A	252	125	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 480	URD 01	III	AE	UD-4	93	81	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 687	URD 01	IV	GL	UD-4	138	129	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 128	URD 01	IV	GL	UD-4	99	90	Redrill Vertical Hoyo Desnudo
1	UD 123	URD 01	IV	GL	UD-4	176	169	Vertical Hoyo Desnudo
1	UD 0812	URD 01	IV	GL	UD-4	62	52	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 197	URD 01	IV	GL	UD-4	159	101	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 257	URD 01	IV	GL	UD-4	32	30	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 256	URD 01	IV	GL	UD-4	103	100	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 250	URD 01	IV	GL	UD-4	152	145	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 603	URD 01	IV	GL	UD-4	133	119	Inclinado Hoyo Desnudo
1	UD 457	URD 01	IV	GL	UD-4	113	96	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 440	URD 01	IV	GL	UD-4	86	46	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 437	URD 01	IV	GL	UD-4	90	86	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 436	URD 01	IV	GL	UD-4	147	131	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 435	URD 01	IV	GL	UD-4	69	57	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 433	URD 01	IV	GL	UD-3A	367	182	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 427	URD 01	IV	GL	UD-3	64	55	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 415	URD 01	IV	GL	UD-4	59	57	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 411	URD 01	IV	GL	UD-4	53	21	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 409	URD 01	IV	GL	UD-4	65	64	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 400	URD 01	IV	GL	UD-4	69	67	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 399	URD 01	IV	GL	UD-4	47	39	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 228	URD 01	IV	GL	UD-4	128	114	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 215	URD 01	IV	GL	UD-4	111	97	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 191	URD 01	IV	GL	UD-4	141	134	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 184	URD 01	IV	GL	UD-4	166	102	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 163	URD 01	IV	GL	UD-4	87	84	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 291	URD 01	IV	AM	UD-4	30	27	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 240	URD 01	IV	AE	UD-4	83	81	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 239	URD 01	IV	AM	UD-4	120	115	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 211	URD 01	IV	AE	UD-4	141	131	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 210	URD 01	IV	AE	UD-4	149	126	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 159	URD 01	IV	AM	UD-4	30	25	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 157	URD 01	IV	OC	UD-3A	307	231	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 187	URD 01	IV	AE	UD-4	122	116	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 449	URD 01	IV	AE	UD-4	124	120	Vertical Hoyo Desnudo
2	UD 355	URD 01	IV	AM	UD-4	151	142	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 351	URD 01	IV	AE	UD-4	107	100	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 260	URD 01	V	GL	UD-7	389	162	Redrill Vertical Hoyo Desnudo
1	UD 241	URD 01	V	GL	UD-7	171	164	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 443	URD 01	V	GL	UD-7	137	92	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 434	URD 01	V	GL	UD-7	12	4	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 425	URD 01	V	GL	UD-7	112	108	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 422	URD 01	V	GL	UD-7	61	56	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 421	URD 01	V	GL	UD-7	156	62	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 418	URD 01	V	GL	UD-7	57	47	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 389	URD 01	V	GL	UD-7	41	37	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 372	URD 01	V	GL	UD-7	171	95	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 367	URD 01	V	GL	UD-4	241	220	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 362	URD 01	V	GL	UD-4	66	64	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 360	URD 01	V	GL	UD-4	314	261	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 273	URD 01	V	GL	UD-7	34	15	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 263	URD 01	V	GL	UD-7	120	102	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 229	URD 01	V	GL	UD-7	185	178	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 221	URD 01	V	GL	UD-4	78	31	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 217	URD 01	V	GL	UD-4	37	34	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 290	URD 01	V	AE	UD-7	792	79	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 266	URD 01	V	AE	UD-4	206	122	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 255	URD 01	V	AM	UD-7	200	174	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 414	URD 01	V	AM	UD-7	894	815	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 365	URD 01	V	AE	UD-7	253	155	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 353	URD 01	V	AE	UD-4	99	82	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 0792	URD 01	VI	GL	UD-7	819	804	Inclinado Hoyo Desnudo
1	UD 757	URD 01	VI	GL	UD-7	24	24	Inclinado Hoyo Desnudo
1	UD 752	URD 01	VI	GL	UD-7	691	123	Vertical Hoyo Desnudo
1	UD 747	URD 01	VI	GL	UD-7	140	128	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 0796	URD 01	VI	GL	UD-7	12	12	Inclinado Hoyo Desnudo
1	UD 258	URD 01	VI	GL	UD-7	136	131	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 232	URD 01	VI	GL	UD-7	91	70	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 302	URD 01	VI	GL	UD-7	131	106	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 295	URD 01	VI	GL	UD-7	154	119	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 288	URD 01	VI	GL	UD-7	65	19	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 423	URD 01	VI	GL	UD-7	143	65	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 397	URD 01	VI	GL	UD-7	264	105	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 370	URD 01	VI	GL	UD-7	186	177	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 319	URD 01	VI	GL	UD-7	124	71	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 315	URD 01	VI	GL	UD-7	104	97	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 309	URD 01	VI	GL	UD-7	107	100	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 265	URD 01	VI	GL	UD-7	114	95	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 283	URD 01	VI	AM	UD-7	38	32	Redrill Vertical Hoyo Desnudo
2	UD 465	URD 01	VI	AM	UD-7	29	24	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 420	URD 01	VI	AM	UD-7	77	53	Vertical Hoyo Revestido
TOTAL=166						26049	19180	

Fuente: PDVSA 2013

## COMPONENTES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BCP.

### 3.1. Equipos de superficie



Figura N° 2. Equipos de Superficie

Fuente: Catalogo de Bombeo de Cavidades Progresivas NETZSCH. 2003

**3.1.1. Variador de frecuencia:** Es un controlador inteligente diseñado para realizar las operaciones óptimas de un sistema BCP. Es adaptable a cualquier ambiente y topología.

**3.1.2. Motorreductor:** Permite transmitir potencia, modificar la velocidad nominal entre 900 y 3.600 revoluciones por minutos (rpm), trabajar en rangos de potencia entre 10 y 100 caballos de fuerza (hp) y una relación de reducción de 5,3 @ 12,1.

**3.1.3. Cabezal de rotación:** Debe diseñarse para manejar las cargas axiales de las varillas o cabillas, el rango de velocidad a la cual debe funcionar, la capacidad de freno y la potencia que necesita el sistema para vencer el peso de la columna hidrostática para levantar el fluido a la superficie. Existen dos tipos: cabezal de rotación con motor reductor y cabezal de rotación de correa y polea.

**3.1.4. Válvulas BOP o BOP Valve (Blow Out Presión-Control Valve):** Son válvulas de alivio de presión o de seguridad, que se instalan en la parte superior del pozo y permite el cierre del mismo evitando una surgencia del petróleo y/o gas que se encuentran en las formaciones atravesadas durante la perforación del pozo.

### 3.2. Equipos de subsuelo

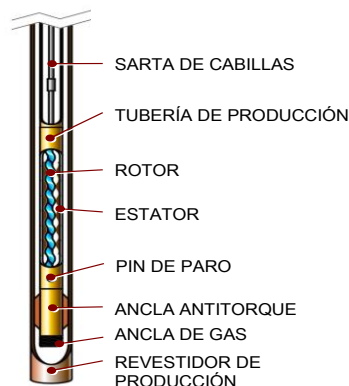


Figura N° 3. Equipos de Subsuelo.

Fuente: Seminario Técnico de Sistemas con BCP. Weatherford. 2005

**3.2.1. Cabilla:** Es un elemento unido entre sí por medio de cuplas o acoples formando la mencionada sarta de varillas, se introduce en el pozo haciéndose parte integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva. La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, utilizándose diámetros reducidos y en consecuencia cuplas reducidas, de manera, de no raspar con la tubería de producción. Los torques de ajustes en las cabillas durante su instalación dependen de su diámetro y composición según el fabricante.

**3.2.2. Tubería de producción:** Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo.

**3.2.3. Bomba de cavidad progresiva:** Es una bomba rotativa de desplazamiento positivo cuyo principio es crear cavidades dentro las cuales, el fluido es desplazado desde una zona de baja presión hacia una zona de alta presión. Está conformada por un estator, un rotor y un elastómero. Existen dos tipos: bombas tubulares (unidas a la tubería de producción) y bombas insertables (instaladas con un sistema de anclaje) y según su geometría pueden ser de simple lóbulo o multilóbulo.

**3.2.4. Estator:** Es un tubo revestido internamente con un elastómero moldeado en forma de hélice adherido fuertemente.

**3.2.5. Rotor:** Esta fabricado con acero de alta resistencia mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión.

**3.2.6. Elastómero:** Es un polímero elástico de alta viscosidad (material visco-elástico) que puede ser estirado dos veces su longitud, con elevada resistencia química al fluido de transporte, buena resistencia térmica, buena resistencia a la abrasión y al desgaste, capacidad de recuperación elástica y adecuadas propiedades mecánicas.

**3.2.7. Pin o niple de paro:** Tubo corto que sirve para realizar el espaciado, evitar que las cabillas lleguen al fondo y es punto de conexión para otros accesorios

**3.2.8. Ancla antitorque:** Es el elemento que evita el desenrosque o desprendimiento de la tubería de producción producto de las vibraciones generadas en el sistema.

**3.2.9. Ancla de Gas:** Es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo, algunos de los tipos de anclas son poorman, copas o multicopas.

**3.2.10. Tubo de Barro:** Normalmente es de 9,44 metros de largo y sirve para retener ciertos sólidos que pueden reducir la vida útil de la bomba.

## **DESCRIPCION DEL SIMULADOR.**

**4.1. Aplicación Especializada PC-PUMP 2.67.** Las simulaciones realizadas a los pozos del campo Urdaneta fue posible mediante la utilización de la Aplicación Especializada PC-PUMP 2.67, siendo un simulador desarrollado como parte de un proyecto de investigación de la industria C-FER Technologies para ayudar a mejorar la industria en el área de completaciones de fondo de pozo con BCP, específicamente en el oeste de Canadá. La aplicación permite realizar análisis de calidad, diseños y evaluaciones de fondo del pozo para sistemas de bombeo de cavidad progresiva. Ningún otro software es capaz de proporcionar el nivel de análisis detallado y en profundidad de las unidades de superficie y fondo de pozo que operan bajo el método BCP. La aplicación reproduce el proceso utilizando una base de datos de bombas y motores de distintos fabricantes. Se introducen datos referentes a la producción/completación como son: producción bruta y neta, % de agua y sedimentos, gravedad °API, viscosidad del crudo, presión de fondo fluyente a la tasa de producción, Relación Gas-Petróleo y la configuración mecánica de la completación. Los datos de yacimiento como son: presión estática del yacimiento, índice de productividad, avance del frente agua, problemas asociados de arena, emulsiones, parafinas, asfáltenos y/o carbonatos.

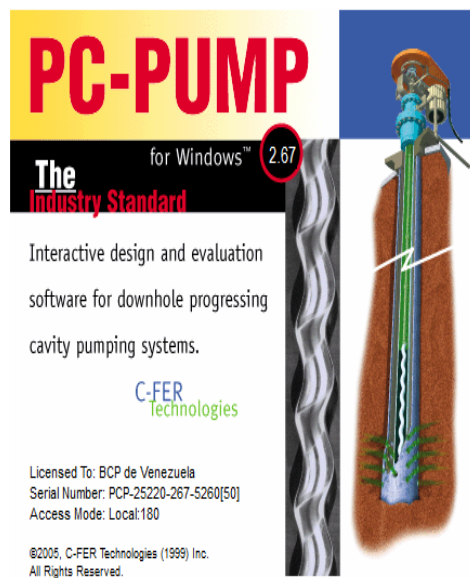


Figura N° 4. Aplicación Especializada PC-PUMP. Version 2.67  
Fuente: C-FER Technologies. 1999

**4.1.1. Ventanas del simulador.** La Aplicación Especializada PC-PUMP 2.67 durante el desarrollo de la simulación de un pozo, despliega cierto número de ventanas que permiten evaluar y seleccionar el sistema de BCP para un pozo, acorde con la información introducida en el simulador. Las diferentes ventanas se identifican de la siguiente manera:

- a. Ventana principal.
- b. Ventana de Selección de Bombas o Equipo de Subsuelo.
- c. Ventana de Especificaciones de Dimensión de Revestidores.
- d. Ventana de Especificaciones de Tuberías.
- e. Ventana de Especificaciones de Cabillas-
- f. Ventana de Especificaciones del Equipos de Superficie.
- g. Ventana Selección Relación- Reducción Equipo Superficie.

- h. Ventana Especificaciones del Motor en Superficie.
- i. Ventana Propiedades de los Fluidos y Condiciones de Operación.
- j. Ventana Cálculo de la IPR.
- k. Ventana Final.

## **COMPARACION DE COSTOS DE AMBOS SISTEMAS (LAG–BCP).**

**5.1. Análisis Comparativo de los Aspectos Técnicos.** Para aplicar el sistema de levantamiento por gas lift, es indispensable contar con una fuente de suministro de gas a alta presión, el cual debe ser tratado antes de utilizarlo, mientras que el sistema de BCP depende de la adecuada y selección del elastómero para garantizar un buen desempeño de la bomba.

La inyección del gas debe hacerse lo más profundo posible, ubicada a dos o tres tubos por encima de la empacadura superior de la completación del pozo, para reducir sustancialmente el peso de la columna de fluido y levantar la producción hasta la superficie, mientras que la BCP se puede instalar por debajo del intervalo productor con el fin de disminuir la entrada de gas en la succión de la bomba evitando dañar el elastómero.

El sistema LAG es aplicado más en pozos de crudo liviano-mediano con alta Relación Gas- Líquido, haciéndolo ineficiente para manejar un crudo pesado de 12 °API, viscosidades altas y poco gas en solución, motivo por el cual el sistema BCP se proyecta como la mejor alternativa para la sustitución del método actual.

La presencia de agua atenta contra la rentabilidad del LAG, ya que el yacimiento Urdaneta-01 presenta un acuífero asociado de muy baja productividad. El LAG puede originar problemas por formaciones de emulsiones, mientras que las BCP no las produce.

Ambos métodos requieren de poco espacio en superficie para el cabezal y son ideales para plataformas costas afuera, sin embargo, los pozos apartados presentan problemas con el sistema de distribución de gas a alta presión y requieren de espacio para los equipos de compresión, en cambio los pozos que tienen instalado una BCP son controlados cambiando la velocidad de la bomba.

Por otra parte la aplicación del levantamiento de Bombeo por cavidades Progresivas (BCP), garantiza una producción mayor y continua comparada con la de inyección de gas por el déficit de gas que existe en el campo Urdaneta. El método traerá beneficios de interés nacional ya que, el gas que hoy se utiliza para la extracción del crudo, puede ser utilizado para uso doméstico, comercializarlo o extraer derivados por la industria Petroquímica para el desarrollo nacional.



**5.2. Análisis Comparativo de los Costos.** Es importante resaltar que solo se realizara la sustitución del método de levantamiento o un cambio de método, donde la tubería de producción existente en el pozo puede ser reutilizada si las condiciones que presente la misma así lo permiten.

**5.2.1. Costos por Inversión en ambos Sistemas.** Para comparar los costos de inversión que representa una instalación LAG y una de BCP, se consideraron primeramente los costos que se derivan por los trabajos de servicios, el alquiler de los taladros y el importe de los equipos.

**Cuadro N° 2:** Costos asociados al sistema de LAG

Costos Asociados al Sistema de LAG, (MMBsF)	
Costos Estimados por Servicios	0,5361
Costos Estimados por equipo	0,1037
Alquiler de Taladro (6 días)	2,4
Costos Totales	3,0398

Fuente: Departamento de Perforación y Subsuelo. PDVSA 2013

**Cuadro N° 3:** Costos asociados al sistema de BCP

Costos Asociados al Sistema de BCP, (MMBsF)	
Costos Estimados por Servicios	0,5361
Costos Estimados por equipo	1,5
Alquiler de Taladro (6 días)	2,4
Costos Totales	4,4361

Fuente: Departamento de Perforación y Subsuelo PDVSA 2013

Comparando los cuadros 2 y 3, se puede apreciar que la inversión inicial para un sistema BCP es mayor que un sistema LAG sin embargo, esto no debe ser considerado como una premisa definitiva para descartar el método.

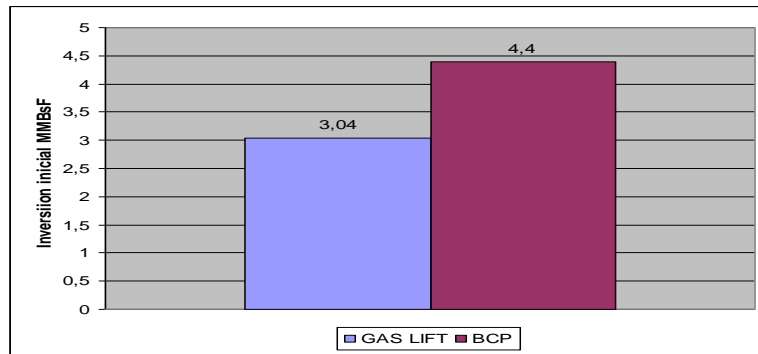


Figura N° 5. Comparación de Costos por Inversión Inicial  
Fuente: Elaboración propia 2013 basado en los resultados obtenidos de las comparaciones de ambas inversiones

**5.2.2. Costos por Consumo de Energía (Gas y Electricidad).** Es importante considerar el costo que representa por el uso de energía cada uno de los métodos de levantamiento en comparación.

**5.2.3.1. Costos por Consumo de Gas comprimido.** Los ingenieros de producción responsables del área, han determinado que el consumo promedio de gas comprimido por pozo, es de aproximadamente 620 mil pies cúbicos de gas por día (mpcpd), ahora bien, se ha acordado una tarifa de 2,2 bolívares fuertes por cada mil pies cúbicos de gas comprimido, por lo tanto se tiene la siguiente operación:

$$2,2 \text{ BsF/mpcpd} \times 620,0 \text{ mpcpd} = 1364 \text{ BsF}$$

$$1364 \text{ BsF} \times 1 \text{ día} = 1364 \text{ BsF/d}$$

Si el resultado obtenido (**1364 BsF/d**) se multiplica por 30 días que representa un mes, se tiene: (**1364 BsF/d x 30 d/mes**) = **40920 BsF/mes**

Por lo tanto la empresa paga alrededor de 40920 BsF de Gas de Inyección por pozo mensualmente. Sin embargo, hoy día se consume mayor cantidad de gas de inyección y se obtiene una tasa menor de producción, haciendo del método de LAG ineficiente para el campo Urdaneta.

**5.2.3.2. Costos por Consumo Eléctrico.** Un pozo con sistema BCP consume alrededor 55,93 Kilo vatio hora (Kv/hr), para un Motor 75 HP-276V/30Amp. PDVSA paga una tarifa de 0,3464 bolívares fuertes por cada kilovatio consumido. De acuerdo con esto, el costo por consumo eléctrico mensual de un pozo con BCP es el siguiente:

$$55,93 \text{ Kv/hr} \times 0,3464 \text{ BsF/ Kv} = 19,37 \text{ BsF/hr}$$

$$19,37 \text{ BsF/hr} \times 24 \text{ hr/d} = 464,98 \text{ BsF/d}$$

$$464,98 \text{ BsF/d} \times 30 \text{ d/mes} = 13949,38 \text{ BsF/mes}$$

En la gráfica mostrada a continuación se presenta la relación de costos por consumo de energía mensual expresada de manera comparativa, la misma muestra el gran ahorro que se logra aplicando el método de BCP,

pues solo requiere la octava parte de los costos por energía que requiere el método por LAG.

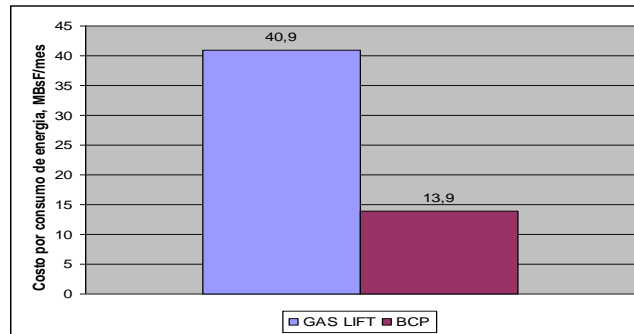


Figura N° 6. Comparación de Costos por Consumo de Energía  
Fuente: Elaboración propia 2013, basado en los resultados obtenidos de las comparaciones de ambos sistemas.

Ahora bien, comparando las figuras 5 y 6, se observa claramente como el sistema de BCP se convierte en un sistema mucho más económico que el sistema por LAG para el campo en estudio.

## EVALUACIONES Y SIMULACIONES REALIZADAS.

**6.1 Selección del Elastómero.** La selección del elastómero es considerada la parte medular de la investigación por ser necesario determinar la compatibilidad de elastómeros con los fluidos del pozo. Las muestras vírgenes de Elastómeros (probetas) una vez envejecidas, deben ser sometidas al conjunto de ensayos mecánicos para determinar cómo se afectan sus propiedades mecánicas al entrar en contacto con los fluidos del pozo.



Figura N°7. Pruebas de Compatibilidad de los Elastómeros  
Fuente: Manual de Procedimientos de Prueba de Compatibilidad  
Elastomericas. NETZSCH 2012

**6.1.1. Tipos de Elastómeros disponibles para BCP.** En este caso se tomaron muestras de elastómeros que se emplean en la fabricación de las bombas de cavidades progresivas como son: el caucho nitrilo convencional (NBR) o serie 200, el caucho nitrilo hidrogenado (HNBR) o serie 300 y los Fluorelastómeros (FKM) o serie 400.

**6.1.1.1. NBR:** Es especialmente para aplicaciones en las cuales se requiera elevada resistencia para aceites e hidrocarburos. Se dividen en tres grupos: bajo, medio o alto contenido de Acrilonitrilo (ACN)

**6.1.1.2. HNBR:** Es una variante de nitrilo convencional mediante un proceso de hidrogenación catalítica se saturan los dobles enlaces en la estructura, elevándose la resistencia química y térmica del elastómero hasta 350 °F.

**6.1.1.3. FKM:** Tienen elevada resistencia térmica y excelente resistencia al hinchamiento por diversos solventes, aceites e hidrocarburos.

Cuadro N° 4: Elastómeros seleccionados según las características del crudo

ELASTOMERO	PRUEBA DE COMPATIBILIDAD No.1					PRUEBA DE COMPATIBILIDAD No.2					PRUEBA DE COMPATIBILIDAD No.3					PRUEBA DE COMPATIBILIDAD No.4				
	Espesor [mm]	Ancho [mm]	Largo [mm]	Volumen [mm3]	Variacion Vol.[%]	Espesor [mm]	Ancho [mm]	Largo [mm]	Volumen [mm3]	Variacion Vol.[%]	Espesor [mm]	Ancho [mm]	Largo [mm]	Volumen [mm3]	Variacion Vol.[%]	Espesor [mm]	Ancho [mm]	Largo [mm]	Volumen [mm3]	Variacion Vol.[%]
237	7,87	37,26	37,25	10923,05	0,00	7,95	37,42	37,42	11132,04	1,88	7,95	37,51	37,48	11176,70	2,27	7,95	37,49	37,53	11185,65	2,35
286	7,98	37,08	37,27	11028,13	0,00	8,01	37,17	37,38	11129,21	0,91	8,00	37,23	37,42	11145,17	1,05	8,00	37,23	37,44	11151,13	1,10
312	7,89	37,31	37,13	10930,18	0,00	7,95	37,46	37,28	11102,24	1,55	8,06	37,44	37,55	11331,33	3,54	8,06	37,53	37,55	11358,57	3,77
332	8,03	37,24	37,50	11213,90	0,00	8,10	37,34	37,43	11320,85	0,94	8,10	37,52	37,32	11342,00	1,13	8,10	37,47	37,54	11393,65	1,58
451	7,93	36,87	36,84	10771,25	0,00	7,98	36,93	36,94	10886,27	1,06	7,98	36,96	36,98	10906,91	1,24	7,98	36,92	36,98	10895,11	1,14

Fuente: Elaboración propia 2013, tomados de los resultados de las pruebas de compatibilidad

Luego de realizada las pruebas de compatibilidad se procede a identificar los resultados del porcentaje de variación del hinchamiento de las pruebas elastomericas realizadas a las probetas.

Cuadro N° 5: Valores de hinchamiento de los elastómeros

<b>% VARIACION</b>				
<b>ELASTOMERO</b>	<b>MED. 1</b>	<b>MED. 2</b>	<b>MED. 3</b>	<b>MED. 4</b>
237	0,00	1,88	2,27	2,35
286	0,00	0,91	1,05	1,10
312	0,00	1,55	3,54	3,77
332	0,00	0,94	1,13	1,58
451	0,00	1,06	1,24	1,14

Fuente: Elaboración propia 2013 tomados de los resultados de las pruebas de compatibilidad

Una vez obtenidos los valores, se comparan con los rangos de aceptación que dicen los manuales de BCP, tal como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 6: Características de los Elastómeros

<b>PROPIEDAD</b>	<b>VARIACIÓN</b>	
Hinchamiento	3-7 %	[3% utilizar un rotor estándar; 3-7% rotor subdimensionado; > 8% descartar ese elastómero].
Elongación	+/- 20%	[envejecida - virgen]
Resistencia Tensil	+/- 20%	[envejecida - virgen]
Dureza Shore A	+/- 10 ptos.	[envejecida - virgen]
Resistencia a la fatiga	> 55 Mciclos.	[envejecida]

Fuente: ESP OÍL Manual de Cavidades Progresivas. (2003 Pág. 82)

De los resultados obtenidos, se puede afirmar que los elastómeros series 200, 300 y 400, pueden ser utilizados en el área del yacimiento Urdaneta 01, por estar dentro de los rangos recomendados de variación de hinchamiento

el cual debe ser menor de 3.5% según normas establecidas como se muestra en el cuadro N° 6. Los elastómeros que presentaron menor hinchamiento fueron el 286 (NBR - 02) y 332 (HNBR - 02), sin embargo el recomendado como mejor candidato sería el HNBR-02 por soportar una temperatura mayor que el 286 (NBR - 02).

**6.2. Selección del Equipo de Subsuelo.** Para la selección de la bomba es necesario conocer el comportamiento de afluencia de la formación productora para establecer un nivel dinámico óptimo y tener una tasa de flujo aportada por el yacimiento, para esto es necesario contar con las presiones estáticas y fluyentes (o niveles estáticos y dinámicos), la respuesta de producción en concordancia con la(s) presión(es) fluyente(s) y la presión de burbujeo.

Sobre la base de esto se selecciona el tipo de bomba que tenga la capacidad de manejar el caudal total que será la suma de las tasas, petróleo, agua y gas. Conociendo estas variables y utilizando las curvas tipo de las bombas (suministradas por los fabricantes), se puede determinar la velocidad de operación y los requerimientos de potencia en el eje de impulsión.

Es importante resaltar que este método de levantamiento fue diseñado para operar en un rango de aplicación entre 50 BBPD y 3700 BBPD, a 500 r.p.m. y 0 presión, para una diversidad de condiciones de operación que van desde crudos extra-pesados (8.5 °API) hasta livianos (30 °API) con viscosidad desde 5 centipoise hasta 48000 centipoise a 100 °F (310,9 kelvin). Para realizar las simulaciones es necesario definir la tasa de producción de los pozos candidatos con su método de producción actual. Por lo tanto se construye la curva de Índice de Comportamiento de Afluencia (IPR) con el uso del programa PC-PUMP, permitiendo obtener el caudal deseado en función de ciertos datos. Con la utilización de una hoja de datos se registra de manera ordenada, sencilla y rápida toda la información requerida por el simulador. Considerando lo anteriormente mencionado se seleccionaron pozos con una tasa de producción similar para cada bloque del yacimiento Urdaneta 01.

Cuadro N° 7: Selección de pozos por rango de producción y por Bloque

POZOS CON PRODUCCION ENTRE 70 Y 130 BBPD								
CAT	CO_POZO	YACIMIENTO	BLOQUE	EDO	EF	BBPD	BNPD	TIPO DE COMPLETACIÓN
2	UD 335	URD 01	I	AE	UD-6	77	75	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 269	URD 01	II	GL	UD-6	76	71	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 208	URD 01	III	GL	UD-5	87	85	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 400	URD 01	IV	GL	UD-4	69	67	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 221	URD 01	V	GL	UD-4	78	31	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 232	URD 01	VI	GL	UD-7	91	70	Vertical Hoyo Revestido
POZOS CON PRODUCCION ENTRE 130 Y 200 BBPD								
CAT	CO_POZO	YACIMIENTO	BLOQUE	EDO	EF	BBPD	BNPD	TIPO DE COMPLETACIÓN
1	UD 385	URD 01	I	GL	UD-6	164	161	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 344	URD 01	II	GL	UD-8	155	150	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 124	URD 01	III	GL	UD-3A	170	104	Vertical Hoyo Desnudo
2	UD 210	URD 01	IV	AE	UD-4	159	101	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 241	URD 01	V	GL	UD-7	171	164	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 370	URD 01	VI	GL	UD-7	186	177	Vertical Hoyo Revestido
POZOS CON PRODUCCION ENTRE 200 Y 300 BBPD								
CAT	CO_POZO	YACIMIENTO	BLOQUE	EDO	EF	BBPD	BNPD	TIPO DE COMPLETACIÓN
1	UD 629	URD 01	I	GL	UD-6	234	231	Inclinado Hoyo desnudo
2	UD 343	URD 01	II	AE	UD-8	278	204	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 205	URD 01	III	GL	UD-3A	236	70	Vertical Hoyo Revestido
2	UD 157	URD 01	IV	OC	UD-3A	307	231	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 367	URD 01	V	GL	UD-4	241	220	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 396	URD 00	VI	GL	UD-6	284	105	Vertical Hoyo Revestido
POZOS CON PRODUCCION ENTRE 300 Y 390 BBPD								
CAT	CO_POZO	YACIMIENTO	BLOQUE	EDO	EF	BBPD	BNPD	TIPO DE COMPLETACIÓN
1	UD 368	URD 01	I	GL	UD-6	379	255	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 203	URD 01	II	GL	UD-3A	282	268	Redrill Vertical Hoyo Desnudo
1	UD 46	URD 01	III	GL	UD-3A	345	331	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 433	URD 01	IV	GL	UD-3A	367	182	Vertical Hoyo Revestido
1	UD 260	URD 01	V	GL	UD-7	389	162	Redrill Vertical Hoyo Desnudo
			VI					

Fuente: Elaboración propia 2013, tomado de la selección de pozos PDVSA

**6.2.1. Tipos de Bombas para BCP.** Para tener mayores opciones en la selección, se utilizaron bombas de diferentes fabricantes para ver cuál(es) se adapta(n) mejor a las condiciones del yacimiento.

- NTZ o NETZSCH-BCPVEN (400\*300 ST 40-H).
- NTZ o NETZSCH-BCPVEN (400\*300 ST 33-H).
- NTZ o NETZSCH-BCPVEN (350\*300 ST 25-H).
- WEATHERFORD (40,40-1200), WEATHERFORD (42,40-800).
- PCM o EQUIMAVENCA (225-TP-2400).
- PCM o EQUIMAVENCA (120-TP-2600).
- R&M o ROBBINS & MYERS (95-N-275), (100-N-170), (120-N-95).

**6.2.2. Desarrollo de las Simulaciones.** Una vez cargada la información y seleccionados los equipos se ejecutan las simulaciones. Este proceso abarca definir la profundidad de asentamiento de la bomba, los equipos de subsuelo, superficie y accesorios como parte de la completación, así como los parámetros de operación del equipo a través del uso del simulador, con el propósito de producir en forma eficiente, segura y rentable. Además se deben considerar las condiciones existentes en el pozo, temperatura, contenido de sólidos y caudal, así como las características químicas que dependen del crudo y otros fluidos presentes en el pozo.

- 1.- Pozos con producción entre 70-130 BBPD (Ver anexo L).
- 2.- Pozos con producción entre 130-200 BBPD (Ver anexo M).
- 3.- Pozos con producción entre 200-300 BBPD (Ver anexo N).
- 4.- Pozos con producción entre 300-390 BBPD (Ver anexo O).

**6.2.2.1. Pozos con producción entre 70-130 BBPD.** Para este rango de producción el modelo de bomba R&M (120-N-95) presenta los valores de velocidad más aceptables (113 revoluciones por minutos o rpm), tomando como criterio seguro de operación un rango entre 130 y 180 rpm, para asegurar un buen funcionamiento. Con respecto a los valores observados de torque de cabillas en los diferentes modelos se consideran aceptables puesto que las cabillas de 1 1/8" alta resistencia (HIGH STRENGHT) usadas en el estudio, no deben exceder el torque nominal del 80% (1248 lbs.ft) y se observa que el mayor torque en la grafica es del 41.16% (601 lbs.ft).

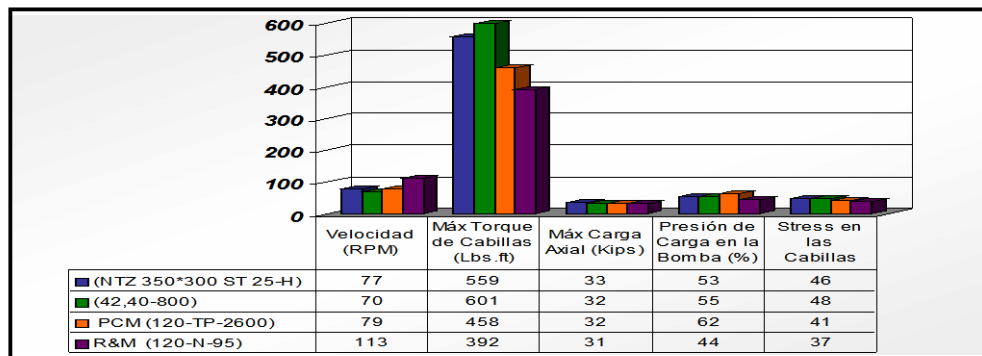


Figura N°8. Parámetro de operación de las bombas (70-130 BBPD)

Fuente: Simulador PC-PUMP 2.67. 2013

Con respecto a los valores obtenidos de carga axial para los distintos modelos, los mismos están entre las 14061,37kg y las 14968,56kg, valores que pueden ser perfectamente manejados por el cabezal de rotación NDH 075DS50-MB que soporta hasta 50000 lbs (22679,64 kg).

Los valores de presión de carga en la bomba están dentro de los parámetros establecidos como aceptables por ser menores al 75% como factor de seguridad. El modelo 120-N-95 presenta menor presión de carga por tener un levante nominal de 3.657,6 metros.

El esfuerzo (stress) en las Cabillas oscila entre 37 y 48%, esto se puede tomar como aceptable pues son menores al criterio de 75%.

**6.2.2.2. Pozos con producción entre 130-200 BBPD.** De acuerdo a la grafica, todos los modelos de bomba para este rango de producción se adaptan al criterio de velocidad adoptado (De 130 a 180 rpm), exceptuando a la bomba (42,40-800), pero este modelo de bomba a esa velocidad puede funcionar sin problemas. Con respecto al torque, no debe exceder del 80% (1168 lbs.ft). En este caso los valores varían de 625 a 720 lbs.ft, y son considerados como aceptables. En función al resultado de carga axial durante la simulación, estos varían entre 14514,97 kg. y 15422,15 kg, que pueden ser manejadas sin inconvenientes por el cabezal NDH 075DS50-MB



seleccionado por tener rodamientos que soportan hasta 22679,64 kg. Se observa que los modelos de bomba R&M (100-N-170) y NTZ (350\*300 ST25-H) presentan menor carga sobre la bomba, por tener una mayor capacidad de levantamiento que las demás de 3164,13 metros y 3058,06 metros nominal de agua respectivamente, pero todos los valores cumplen con los criterios recomendados. El stress en las cabillas es aceptable, varía de 55 a 60%, esto garantiza la integridad de la sarta de cabillas que debe ser menor a 75 %.

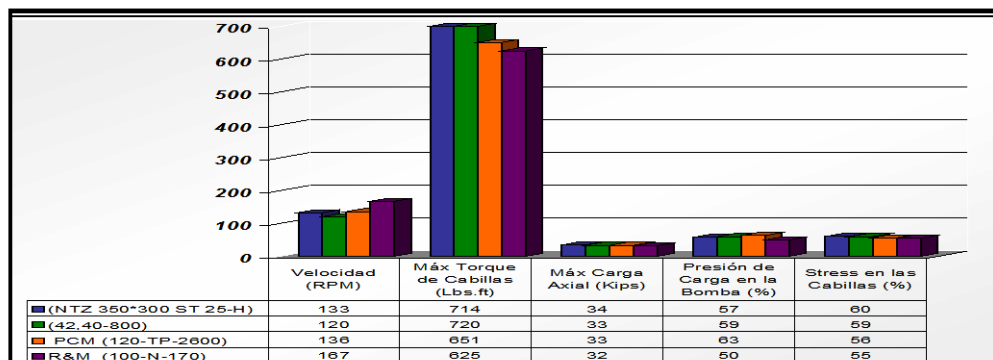


Figura N° 9. Parámetros de operación de las bombas (130-200 BBPD)  
Fuente: Simulador PC-PUMP 2.67. 2013

**6.2.2.3. Pozos con producción entre 200-300 BBPD.** Los resultados observados indican que todos los modelos de bomba se encuentran dentro del rango de velocidad recomendada (entre 130 y 180 rpm), el máximo torque es de 735 lbs.ft, muy similar al observado con las otras bombas y según los criterios, el torque nominal de la cabilla no se debe exceder del 80% (1.248 lbs.ft), por lo tanto todos los valores son aceptables. Con respecto a los valores de carga axial a la que estaría sometido el cabezal del pozo, los mismos varían de 15875,74 kg a 16329,34 kg en los diferentes modelos y pueden ser manejadas sin inconvenientes por el cabezal NDH 075DS50-MB. Para este rango de producción la presión de carga en los diferentes modelos varía entre 54 al 68%, siendo este último valor un poco mayor, esto se debe a que la bomba PCM (225-TP-2400) posee una capacidad de levante de 2399,99 metros, inferior al resto de los modelos. Sin embargo todos los modelos están por debajo del 75% garantizando que no habrá problemas de levantamiento. El stress en las cabillas de 1 1/8" HIGH STRENGTH de las distintas bombas indica un rango holgado que garantiza la integridad de las cabillas.

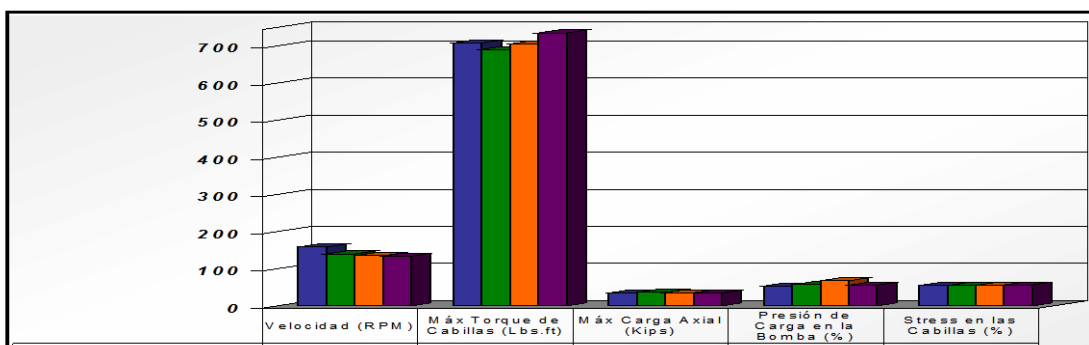


Figura N° 10. Parámetros de operación de las bombas (200-300 BBPD)  
Fuente: Simulador PC-PUMP 2.67. 2013

**6.2.2.4. Pozos con producción entre 300-390 BBPD.** Para este caso todos los modelos se adaptan al rango de producción entre 300-390 BBPD, obteniendo así velocidades aceptables tal como se muestra en la grafica. Los torques generados por la bomba en este renglón representan valores seguros por no exceder el 80% (1248 lbs.ft), para este caso, el mayor valor lo presenta la bomba (NTZ 400\*300 ST 40-H) con 781 lb.ft que equivalen al 53.5% del torque máximo soportado por la cabilla. La carga axial varía entre 15422,15kg. y 16782,93kg, valores aceptables para el uso del cabezal NDH 075DS50-MB. La presión de carga varía entre 54 al 68%, siendo este último valor el más cercano al límite de 75%. El stress presentado en las cabillas varia de 57 a 59%, esto indica un stress holgado que garantiza la integridad de la sarta de cabillas. Según el criterio a seguir el porcentaje de stress debe ser menor a 75 %.

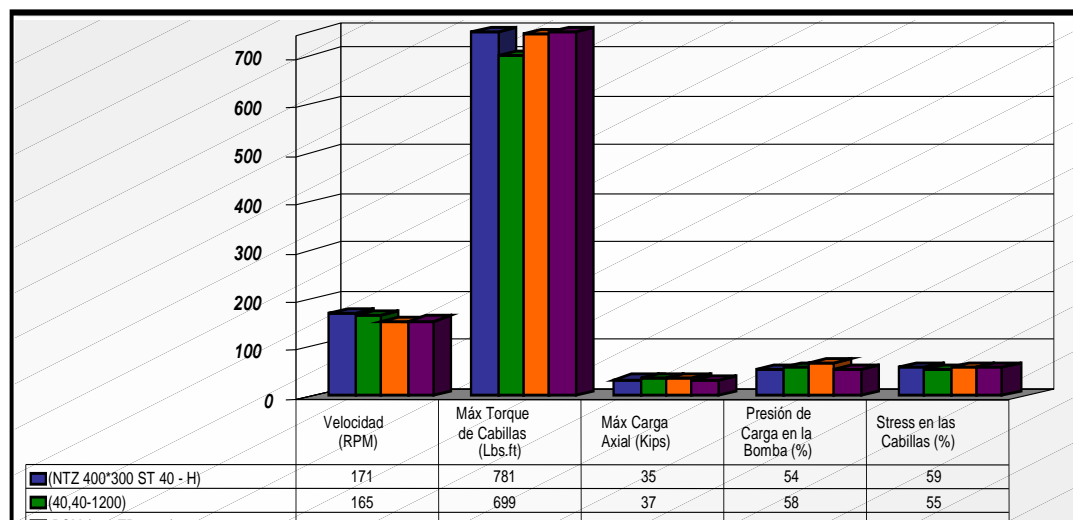


Figura N° 11. Parámetros de operación de las bombas (300-390 BBPD)  
Fuente: Simulador PC-PUMP 2.67. 2013

**6.3. Selección del Equipo de Superficie.** Con respecto al equipo de superficie no se considero el sistema de cabezales de polea y correa, por no poder emplearse en el lago porque los pozos del área de estudio son de fundaciones monopilotes, por lo tanto requieren de soportes, además, el ambiente lacustre afecta las correas (mantenimiento más costoso) y se pierde potencia debido al mecanismo de reducción de velocidad empleado, es decir, la relación de transmisión no es directa al motor.

Por estas razones se deben utilizar los cabezales con motoredutores y de acuerdo a los resultados de las simulaciones el cabezal NDH075DS50-MB puede perfectamente manejar los valores de carga axial obtenidos siendo la nomenclatura del equipo la siguiente: NDH (NETZSCH Drive Head o Cabezal), 075 (Potencia en horsepower), D (Directo), S (Eje sólido) 50 (Carga axial 50000 lbs), MB (Freno Mecánico).

## CONCLUSIONES

En el estudio se demuestra que hay suficientes argumentos para afirmar que el sistema de levantamiento con gas (LAG) es ineficiente para la extracción de crudos pesados y viscosos, por lo tanto el área en estudio donde se produce un crudo de 12 °API requiere una propuesta para un cambio de método de levantamiento donde las tasas son menores cada año por un incremento del porcentaje de agua y una declinación natural del yacimiento, trayendo como consecuencia incrementos continuos en el consumo de gas para levantar menos barriles, convirtiendo el LAG como el método menos rentable para el campo.

De realizarse el cambio de método de levantamiento en el área, se puede recuperar una producción diferida o dejada de producir de 8.4 MBBPD y 5.9 MBNPD por problemas con la línea de gas del pozo. Por otra parte se obtienen ahorros por no tener que invertir en gabarras para el tendido y compra de líneas de gas nuevas.

A pesar de su mayor inversión inicial se considera rentable el Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) para el área, por presentar un gasto por

consumo energético mucho menor que el Levantamiento Artificial por Gas, esto genera que a un corto plazo el BCP sea capaz de compensar los costos de la inversión inicial y por otro lado el gas que hoy se utiliza para la extracción del crudo, puede ser empleado para el uso domestico, ser comercializado o extraer productos que pueden ser utilizados por la Petroquímica para el desarrollo nacional.

Implementando el BCP como cambio de método de levantamiento se garantiza una producción continua y un incremento de la misma comparada con la inyección de LAG,

Con respecto a los resultados de las simulaciones se tiene que la bomba de subsuelo que mejor se adapta a los pozos para una tasa de producción entre 70 y 130 BBPD es la 120-N-95 de la empresa R&M, por tener el caudal nominal más bajo y gran capacidad de levante, además, es la que mejor se acopla a la mayoría de los modelos simulados de pozos, siendo la única capaz de funcionar a velocidades aceptables a esas condiciones de flujo, mientras que para los pozos con tasas de 130 a 200 BBPD, los modelos que mejor se adaptan son las bombas 350\*300 ST 25-H de la empresa NETZSCH, la 100-N-170 de la empresa R&M y la 120-TP-2600 de la empresa PCM, en cambio para los pozos con tasas entre 200 y 300 BBPD, todos los modelos presentaron buenos resultados pero la bomba 400\*300 ST 33-H de NETZSCH y la 95-N-275 de R&M mostraron una carga menor sobre la bomba siendo un factor importante para instalarse a mayores profundidades.

Para los pozos con tasas superiores a 300 BBPD, el modelo de bomba 40,40-1200 de la empresa WEATHERFORD es quien presenta los valores más aceptables de torque (699 lb.ft) y stress de cabillas (55 %).

Con respecto al resultado de las cargas axiales las mismas varían de 13154,19 a 17690,12kg lo que permite seleccionar un cabezal con rodamientos para 22679,64kg. En este caso se puede utilizar sin ningún problema el cabezal NDH 075DS50-MB que puede manejar de forma adecuada las cargas axiales arrojadas por la simulación.

Los cabezales de polea y correa no se consideraron para este caso porque el ambiente lacustre afecta las correas y originan un mantenimiento más costoso, además se pierde potencia debido al mecanismo de reducción de velocidad empleado, es decir, la relación de transmisión no es directa al motor. Los valores de torque que se observan en la simulación varían entre 370 y 818 lbs.ft, considerados aceptables ya que el tipo y el grado de cabillas seleccionadas en la simulación soportan hasta 1168 lbs.ft, lo que indica que ninguno de los modelos presentarían problemas de torque en la sarta de cabillas. Por otro lado la presión de carga sobre la bomba en los pozos varía entre el 41% y el 72%, utilizándose un 75% como factor de seguridad así como, el stress sobre las cabillas estuvo entre el 34.8% y 64% siendo un valor considerado como aceptable.

Luego de analizados los resultados, el método de levantamiento con BCP se presenta como la mejor alternativa en sustitución al sistema de

Levantamiento con Gas, porque ofrece una amplia versatilidad, una alta eficiencia y un bajo costo. Adicionalmente esta tecnología puede ser utilizada en pozos de crudos medianos y pesados; de bajas a medianas tasas de producción; instalaciones relativamente profundas; en la producción de crudos viscosos, arenosos y parafínicos, en pozos verticales, inclinados, altamente desviados y horizontales y en pozos con alto contenido de agua, constituyéndose así en la alternativa técnica y económicamente para la explotación del yacimiento Urdaneta- 01.

De este modo se dio respuesta a la interrogante planteada y se logró dar cumplimiento al objetivo general planteado de “Determinar la factibilidad técnico-económica para un cambio de método de producción de levantamiento artificial con gas (LAG) a bombeo por cavidades progresivas (BCP) en un campo en el campo Urdaneta 01 que produce crudo pesado de 12 °API”.

## REFERENCIAS

Brown Kermit E. (1973) “Gas Lift Theory and Practice”.

Craft, Holden and Graves (1972) “Well Design: Drilling and Production”. Capitulo 6. pag.372.

C-FER TECHNOLOGIES. (1999) “Interactive Design and Evaluation Software for Downhole Progressing Cavity Pumping System” Versión 2.67.

ESP OÍL. (2003) “Bombeo de Cavidades Progresivas”.

Hirschfeld Marcelo. (2008) Oíl Production.net. “Manual de Bombeo de Cavidad Progresiva”. Versión 2008v1.

INTEVEP. (1996) “Hoja de Datos para Simular con el BCPI”.

NETZSCH. (2003) “Catalogo de Bombeo de Cavidades Progresivas”.

NETZSCH. (2012) “Manual de Procedimientos de Prueba de Compatibilidad Elastomericas”.

NETZSCH MANUAL DE ENTRENAMIENTO. (2005) “Bombas de Cavidad Progresiva Informativo Técnico”.

NETZSCH (2004) “Manual de Sistemas PCP”.

PDVSA. (2013) "Manual de Explotación U.P. Urdaneta Lago".

PDVSA. (2013) "Consulta al Departamento de Perforación y Subsuelo".

PDVSA-Schlumberger. (2002) "Manual de Instalación Bomba de Cavidad Progresiva (BCP)".

WEATHERFORD. (2005) "Seminario Técnico de Sistemas con Bomba de Cavidad Progresiva".

Web-site Internet:

[http: / www.oilproduction.net](http://www.oilproduction.net)

[http:/ www.weatherford.com](http://www.weatherford.com)

[http:/ www.tenarisconnections.com](http://www.tenarisconnections.com)

.....  
**Research Article**

**TAU e-Journal of Multidisciplinary Research**

<http://www.journal.tauniversity.org>

**Trabajo de investigación desarrollado en el marco del Programa:  
Master of Science in Petroleum Engineering -Production Engineering,  
en la Tecana American University, USA.**

Recibido el: 17 de Febrero de 2015

Aprobado el: 03 de Marzo de 2015

Vol.: 5

Nro.: 1  
.....