Estudio de la Eficiencia Operativa de las Bombas Eléctricas Sumergibles (BES) en el Campo V.H.R. en Base a las Curvas de Operación.

Christian Ruiz, Héctor Román
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral
Campus Gustavo Galindo, Km. 30.5 Vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador
cxrp21@yahoo.com.mx, hecroman@hotmail.com

Resumen

Dada la gran necesidad de incrementar la producción en el distrito Amazónico, se propuso realizar un estudio de la eficiencia operativa de las bombas electrosumergible en el campo, en el cual se recopila toda la información relacionada con las bombas del campo, análisis de la información y determinación de posibles soluciones a las deficiencias operativas que permitan optimizar el proceso y obtener mayor producción de petróleo en el campo, que será de gran beneficio para la empresa y el país en general.

El proceso de levantamiento de petróleo por bombeo electrosumergible ha incrementado notablemente la producción no solo en nuestro país sino en todos los países productores del mismo, logrando recuperar un mayor porcentaje de las reservas de sus yacimientos.
El objetivo principal de este trabajo es optimizar la eficiencia de las bombas a través del análisis de las curvas de producción de operación actual y rango óptimo de operación así como de la frecuencia de operación de los pozos y el método de control. El tiempo estimado de vida útil de todos los pozos con Bombeo Electrosumergible depende en gran parte al mantenimiento que se le de a la bomba y a la forma en la que esta trabaja. A partir de la determinación del porcentaje de desviación en eficiencia y en base a las características del reservorio y reservas remanentes se podrá deducir respuestas inmediatas de forma particular en cada pozo para la solución de sus problemas. Con la optimización del proceso de las Bombas Electrosumergible, se lograra incrementar la producción en el Campo, ya que la extracción de petróleo del mismo se basa en su mayoría en el levantamiento por bombeo electrosumergible, con lo que se obtendrá mayores ingresos para la empresa.

Palabras Claves: *Producción, Bombeo Electrosumergible, Optimización, Ingresos.*

Abstract

Due to the great necessity to increase the production in the eastern district, an study of the operative efficiency in the electrosumergible pumps in the field was proposed, in this study all the data related to the pumps in the field are collected as well as data analysis and determination of possible solutions to the operative deficiency that allow optimize the process and obtain an increase in the oil production on the field, that will give great benefits to the company and the country.

The oil lift process by electrosumergible pumping has greatly increased the production in our country and the rest of the producing countries in the world, getting a bigger percentage increase in the reserves of the reservoirs.
The main objective in this work is the pump efficiency optimizing through the current production operative analysis and operational points as well as the operational frequency in the wells and the control methods. The estimated life time in the wells with electrosumergible pumping depends on pumps maintenance and how these work. With the determination of the deviation percentage and basing on reservoirs characteristics and remaining reserves we can determine quick and particular answers for each well in the field for their problems. With the optimizing process in the electrosumergible pumps, an increase in the production in the field is compassable, due to the production is based on electrosumergible lift in most of the wells, this can be turn into economical raise for the company.

Keywords: *Production, Electrosumergible Pump, Optimizing, Revenues.*

1. Introducción.

La idea de desarrollar el siguiente proyecto surge de la necesidad de incrementar la producción de petróleo en el distrito amazónico, específicamente en la empresa estatal PETROPRODUCCION, como ya antes se menciono.

Para el siguiente objetivo se realizo el estudio en base a las pruebas de producción diarias de cada pozo dentro del campo, así como de los historiales de reacondicionamiento y tratamientos químicos.

Una vez realizado el análisis específico para cada pozo, se formaron las curvas de producción con un software proporcionado por la empresa Schlumberger denominado PAD-4B (Fig.1), y comparándolas con el tipo de bomba que se encuentra usando en esos momentos se determino que pozo no se encuentra en rango óptimo de operación.

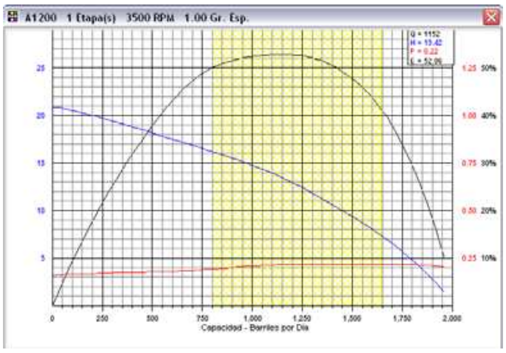

Figura 1. Curvas de Producción usando el software PAD-4B de Schlumberger.

Con esto se determino que pozos se encuentran downthrust y upthrust (Fig. 2), lo que significa que están bajo el rango óptimo o sobre el mismo con una sobre producción de fluido en el mismo. Si este se encuentra con una producción mayor al rango optimo y debido a la naturaleza del pozo, el cual tiende a depletarse a medida que pasa el tiempo se decidió dejar que el mismo alcance su rango optimo a la medida que se mantenga produciendo en buena forma. Por otra parte, si el análisis mostraba un pozo con un sub flujo entonces se necesitaba realizar cambios ya sea en su diseño, realizando un rediseño de la bomba que usa, o ya sea algún cambio sucedido en la formación lo que promueve este tipo de problemas en el pozo.

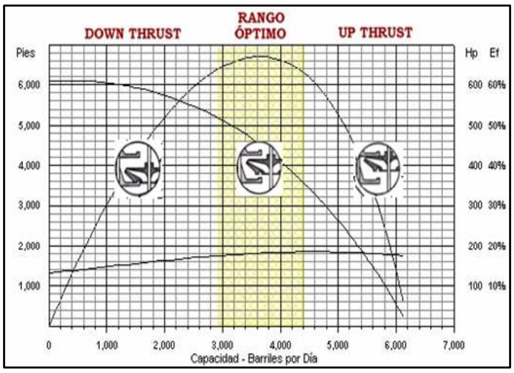

Figura 2. Rangos de Operación de las Bombas Eléctricas Sumergibles.

2. Determinación de los puntos de operación actuales.

La determinación de los puntos de operación actuales de los pozos con bombeo electrosumergible se determina a partir de la información del tipo de bomba instalada en cada pozo (Fig. 3).

Tabla No. 3.1 CAMPO VHR DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE OPERACIÓN					
Pozo	Bomba	Etapas	Frecuencia-Hz	Bbl/Día	Marca
VHR-01	DN-1300	239	60	1345	REDA
VHR-02	P12X	252	58	1286	CENTRILIFT
VHR-03	DN-1300	238	58	1940	REDA
VHR-04	GN-4000	59	66	2054	REDA
VHR-05	DN-1100	365	57	1110	REDA
VHR-06	DN-1100	186	49	842	REDA
VHR-07	DN-1300	147	60	980	REDA
VHR-08	DN-1750	108	60	1590	REDA
VHR-09	GN-1300	308	65	1680	REDA
VHR-11	DN-1100	308	55	905	REDA
VHR-13	TE-1500	98	55	2040	WOOD GROUP
VHR-14	DN-750	373	60	448	REDA
VHR-17	TD-1200	344	56	858	WOOD GROUP

Figura 3. Tipos de bombas instaladas en cada pozo.

Con esta información, además del software antes mencionado, se grafica las curvas de operación y con la producción actual del pozo se determinan los actuales puntos de operación.

2.1. Estudio de Pozos del Campo.

Una vez tomados los puntos de operación actual de las bombas y obtenido los puntos de operación óptimos de acuerdo a las especificaciones técnicas de las bombas procedemos a realizar la comparación de los puntos (Fig. 4, 5) y determinamos en que estados se encuentra cada pozo dentro del campo.

PARAMETROS	ACTUAL	ÓPTIMO
Capacidad (BPD)	1345	1280
BHP (HP)	74	75
Carga (Pies)	6200	6250
Eficiencia (%)	62	63

Figura 4. Puntos de operación de la bomba en estado actual y óptimo.

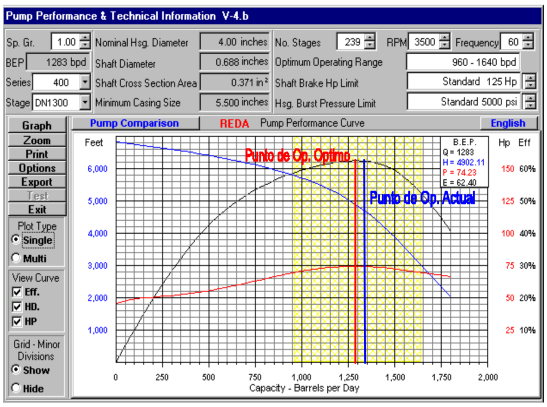

Figura 5. Comparación de los puntos de operación actual y óptimo en las curvas de producción de una bomba electrosumergible.

3. Diseño del Equipo Electrosumergible

Para realizar el rediseño del equipo en el pozo donde se encuentre fuera del rango óptimo de operación se necesita de los siguientes datos:

Datos de Pozo y Reservorio

Especificaciones de casing
Especificaciones de tubing
Profundidad del pozo
Performance del Reservorio(IPR o IP)
Temperatura de Fondo
Gradiente Geotérmico

Datos de producción

Presión de Cabeza/Separador
Especificaciones de la línea de flujo
Rata de producción deseada

Características del fluido del Pozo

Gravedades específicas del petróleo, gas y agua.
Factores volumétricos de cada fase.
Presión del Punto de burbuja.
Viscosidad del petróleo.
Relación gas petróleo (puede ser obtenido usando correlaciones).
Relación agua-petróleo producido (corte de agua).
Relación gas petróleo producido.

Datos Eléctricos

Voltaje primario disponible.

Aplicando las ecuaciones descritas a continuación se conforma el nuevo equipo electrosumergible a usarse en el pozo. Simplificando un poco el proceso de calculo y evaluación de las ecuaciones en estos días, se utiliza un software denominado SubPump, el cual insertando la información del pozo y de las características de la formación se obtienen datos que nos ayuden a determinar el tipo de equipo que mas se ajusta a nuestra necesidad, así como también con el uso de catálogos de los equipos en stock de las compañías proveedoras de equipos.

4. Conclusiones.

El Bombeo Electrosumergible es el único sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo VHR por lo tanto del buen funcionamiento de los equipos y de las bombas depende mantener o aumentar la producción del campo.

En algunos pozos se baja la frecuencia (esto produce el efecto down thrust) para evitar recuperar agua de formación debido a que no se tienen las facilidades para tratarla, como resultado se pierde producción y se afecta la vida útil del equipo. La siguiente tabla muestra la capacidad de las estaciones:

ESTACIÓN	CAPACIDAD		
	BFPD	BPPD	BAPD
VHR	22669	11393	11276

El trabajar basándose en un stock mínimo de equipos conlleva a que en muchas ocasiones no se use el equipo más adecuado en los pozos que trabajan con BES.
El tiempo de vida promedio de los equipos es mayor para Schlumberger (931 días) que para Centrilift (163 días) y para los equipos de Wood Group (541 días).
En general, los equipos controlados con switchboard tienen más durabilidad que los controlados con variadores de frecuencia. Esto se debe a que el Sistema de Bombeo Electrosumergible se vuelve más frágil con el uso de variadores de frecuencia ya que se producen una serie de armónicos y vibraciones que merman el tiempo de vida útil del equipo.

En el Campo VHR se presentan 2 casos en los que las bombas trabajan fuera del rango óptimo, el VHR-04 que trabaja down thrust y el VHR-13 que esta up thrust.
No se debe sobredimensionar una B.E.S, es decir, que trabaje en down thrust, ya que según las estadísticas del Campo, se registra mayor tiempo de duración si el equipo trabaja en up thrust.

Según las leyes de afinidad, no es posible que un equipo que está trabajando fuera del rango óptimo pueda llegar a él variando la frecuencia.
No existen parámetros exactos para el uso de un variador de frecuencia como método de control de la B.E.S. La política para uso de variadores de frecuencia está definida por el potencial del pozo para producir fluidos; es decir, pozos con una alta producción (3500 – 4000 Bls. o más) pueden ser controlados con variadores de frecuencia

Según el reporte de fallas del Departamento de Levantamiento Artificial de Lago Agrio, el problema más frecuente es el de fases a tierra del motor de fondo. Los equipos con motor de alta potencia requieren arranques de baja frecuencia para evitar altos amperajes y que se apague la bomba electrosumergible por sobrecarga, siendo una de las causas para que se presente el problema de la producción de fluidos corrosivos.

5. Recomendaciones

Realizar análisis P.V.T. del Campo VHR con el fin de actualizar los datos existentes, ya que la mayoría de ellos son muy antiguos.

La mayor o menor duración de los equipos electrosumergible también está dada por el número de arranques efectuados por el operador de campo, por lo que se recomienda que se los realice, máximo dos arranques; sino arranca el equipo reportar al técnico para que efectué la revisión y prenda el equipo.

Usar equipos que posean protección ferrifica, aunque su costo es algo superior (20% sobre el precio establecido). Esto ayudará a contrarrestar los efectos corrosivos de los fluidos provenientes de la formación.

Cuando un pozo entra a reacondicionamiento por problemas en el equipo eléctrico de subsuelo, se recomienda rediseñar el equipo electrosumergible, para lo cual el pozo deberá ser evaluado con datos de producción y presiones actualizadas, ya que los yacimientos se depletan (promedio Campo VHR 9.4% anual) y el corte de agua aumenta; de esta manera se evitará que los equipos usados estén sobredimensionados (VHR-04).

Realizar pruebas de restauración de presiones con el sensor de fondo de la bomba electrosumergible para actualizar los datos del yacimiento; lo que se traduce en un buen diseño del equipo para tiempos de vida aceptables.
Perforar otros pozos reinyectores, para aumentar la capacidad de inyección de agua de formación, ya que el aumento de la producción de agua es significativo.

Es indispensable el uso de un centralizador o guía en la completación de fondo para evitar golpes en el cable capilar que puedan resultar en la obstrucción del mismo y, por consiguiente, una mala inyección del químico anticorrosivo o inhibidor de escala. De la misma manera, se debe utilizar un centralizador para que la unidad registradora de presión y temperatura (PSI o PHD) no resulten con daños al bajar la completación.

6. Referencias.

[1] CENTRILIFT, Manual de Técnicas de Campo y Diseño.

[2] Archivos de Ingeniería de Petróleos, Petroproducción.

[3] Reda Pumps, Manual de Técnicas de Campo y Diseño.

[4] Evaluación del sistema de levantamiento artificial, Jorge Pazmiño, Petrocapacitación.

[5] SubPUMP 6.0, Submersible Pump Analysis and Design Technical Reference Manual.

[6] Kermit, F. B. Et. AI. (1977), The technology of Artificial Lift Methods. Petroleum Publishing Co., Tulsa – USA, Vol. 2b.