

APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL PARA LA EVALUACION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE DEL CAMPO ESPOL III

Danilo Arcentales ⁽¹⁾ Marco Caizapanta ⁽²⁾ Ing. Bolívar Miranda ⁽³⁾
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
daniarcental@hotmail.com ⁽¹⁾ marck_alex1@hotmail.com ⁽²⁾ bolivarma1@hotmail.com ⁽³⁾

Resumen

El presente artículo tiene como finalidad evaluar el Sistema de levantamiento artificial por Bombeo-Eléctrico del Campo ESPOL III. Teniendo como objetivo la Optimización del mismo mediante un Análisis Nodal; considerando las características del yacimiento y los sistemas de producción instalados en los pozos del campo , mediante la realización de análisis de sensibilidad de las variables más importantes con el fin de cuantificar su impacto sobre la producción. Se hace un énfasis especial a los componentes de un equipo BES y a los criterios de selección necesarios para la correcta evaluación y rediseño del sistema aplicando el Análisis Nodal

Palabras Claves: Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Eléctrico, Análisis Nodal

Abstract

This paper has the objective to evaluate the artificial lift system by Electrical Pumping of the field ESPOL III having as a goal the optimization of the field using Nodal Analysis; regarding the main characteristics of the deposit and the production systems settled in the wells around the field, by the realization of sensitivity's analysis of the most important variables with the objective of quantify its impact above the production. It's mainly discussed the components of a BES and the necessities criterions of selection for the correct evaluation and the redesign of the system using Nodal Analysis

Keywords: Artificial Lift System by Electrical Pumping, Nodal Analysis

1. Introducción

En la actualidad existen en nuestro País pocos pozos terminados que poseen aun la suficiente energía en el yacimiento, para que el flujo llegue hasta la estación de producción a una tasa que sea rentable y esta energía de levantamiento es producida fundamentalmente por el mecanismo de empuje natural que tiene cada yacimiento en particular.

La producción de hidrocarburos ocasiona una disminución de la presión del yacimiento por lo que se hace necesario proporcionar energía externa para levantar la columna de fluido desde los yacimientos hasta el centro de producción.

Para ello se necesita implementar nuevas técnicas de extracción del crudo, llamadas también mecanismos de levantamiento artificial de petróleo y/o gas.

Las mas usadas son: Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico, Bombeo electrosomergible, Gas Lift.

La importancia del presente trabajo consiste en presentar una alternativa al diseño actual del sistema BES en los pozos del campo ESPOL III, mediante la aplicación de un análisis Nodal para optimizar la producción del campo en estudio.

2. Descripción del Campo ESPOL III

El campo ESPOL III fue puesto en producción el 6 de Julio de 1972 con una producción máxima registrada de 117.591 BPPD. El campo tiene una longitud N-S de 28.5 Km, un ancho que varia entre 4 a 9 Km, el campo ESPOL III tienen un área de 41.000 acres, siendo el segundo campo más grande del país. Actualmente tiene una producción promedio de alrededor de 49.000 BPPD de un crudo de 28° API, proveniente de las arenas Hollín, Basal Tena, Napo U, Napo T. Tiene 225 pozos perforados, de los cuales 158 son productores, convirtiéndose en el segundo campo que aporta con mayor producción de petróleo. 100Km².

2.1 Ubicación e Historia

El campo ESPOL III se encuentra ubicado en la provincia de Francisco de Orellana al Nororiente de la región Amazónica Ecuatoriana, teniendo como limites: al Norte las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista, al Sur los Campos Culebra – Yulebra, al Este los Campos Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi – Aguarico mientras que al Oeste los Campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

El campo fue descubierto por la compañía Texaco – Gulf en 1969, el primer pozo exploratorio perforado fue el ESPOL I con una profundidad de 10160 ft y una producción inicial de 1328 BPPD de un petróleo de 29.9 °API y un BSW de 0.1% de Hollín Inferior.

2.2 Estructura Geológica

El Campo ESPOL III se encuentra formado estructuralmente por un anticlinal asimétrico fallado al Oeste. Esta falla llega hasta la caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la Formación Hollín de 10 a 35 pies al Norte, en el centro del Campo 10 pies y al Sur de 20 a 35 pies.

Su eje principal está en dirección NE – SO y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca.

Posee también un sistema de fallas secundarias, orientadas en dirección Sureste-Noroeste, que dividen algunos de sus yacimientos.

2.3 Estratigrafía del Campo

El petróleo de la Cuenca Oriente proviene de las formaciones: Hollín (Superior e Inferior), Napo (Areniscas “T”, “U”) y Basal Tena.

2.3.1 Formación Tena

Con un espesor aproximado de 400 a 3200 pies, se encuentra definida por un pequeño cuerpo de areniscas que marcan la entrada a la formación Napo, de grano medio a fino y de matriz arcillosa.

Se la puede subdividir en:

- **Tena Superior:** Tiene un ambiente de depositación continental y pertenece al Paleoceno.
- **Basaltena:** Tiene un ambiente de depositación entre continental y marina somera.

2.3.2 Formación Napo

Areniscas con dos acuíferos laterales siendo este y el gas en solución sus principales mecanismos de producción, se encuentra constituida por lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas y se la subdivide en:

- **Napo Superior**
Constituidas por las calizas “M-1”, las areniscas superiores “M-2”.
- **Napo Medio**

Constituida por las Calizas “A” y las Calizas “M-2”.

Producción diaria de petróleo, BPPD	49700
-------------------------------------	-------

- **Napo Inferior**

Se encuentra sobre la formación Napo Basal y se está constituida por las calizas “B”, las lutitas “U” y las areniscas “U”.

2.3.3 Formación Hollín

Arenisca con cemento de matriz silícea, ubicada a 8975 ft. Posee un empuje hidráulico de fondo.

- **Hollín Superior**

Arenisca consolidada de grano fino a medio, con un espesor que va desde los 30 a 70 ft. Posee una porosidad de 14% y una permeabilidad de 70.md. Arena con un GOR de 124 SCF/STB y un crudo promedio de 27° API.

- **Hollín Inferior**

Arenisca cuarzosa, de grano medio, espesor que va de 30 a 110 ft. Posee una porosidad de 18% una porosidad de 500 md. Tiene un GOR de 35 SCF/STB y un crudo promedio de 29° API.

2.4 Características del Campo

CARACTERISTICAS DEL CAMPO ESPOL III
TABLA 1.

Area Desarrollada (Km^2)	100
Area Total (Km^2)	300
Nº De Pozos	225
Nº De Pozos Productores	158
Nº De Pozos Inyectores	6
Nº De Pozos con Flujo Natural	11
Nº De Pozos con Bombeo Hidráulico	112
Nº De Pozos con Bombeo Electro sumergible	35
Grado API (°) Promedio de campo	28
BSW (%)	56

CARACTERISTICAS DEL CRUDO
TABLA 2.

ZONA	GRAVEDAD	AZUFRE
	°API	%
BT	27 a 29	Sin dato
“U”	27 a 29	1.15 a 1.23
“T”	27 a 28	0.80 a 0.90
Hollín	27 a 28	0.4 a 1.1

3. Dinámica de Yacimientos

3.1 Comportamiento del Influjo

Para el diseño de un sistema de levantamiento artificial se necesita conocer entre otros parámetros de la formación, las tasas de producción de los fluidos que son producidos por el reservorio y sus presiones fluyentes y estáticas. Estos parámetros de orden técnico permitirán :

- La selección correcta del sistema de levantamiento
- El diseño detallado del equipo de producción
- Predicción del comportamiento futuro del pozo

3.1.1 Índice de Productividad IP

Este coeficiente es igual a la tasa de flujo dividida por la reducción de presión por producción (drawdown):

$$IP = \frac{q}{P_R - P_{wf}}$$

Donde:

q = tasa de liquido, stb/d

P_R = presión del reservorio, psi

P_{wf} = presión de fondo fluyente, psi

3.1.2 Correlación de Vogel para el IPR

Vogel consideró casos de presiones por debajo del punto de burbuja y los efectos de las caídas de presión en las propiedades de los fluidos. Luego de analizar varias combinaciones Vogel encontró que todas las curvas de IPR calculadas exhibían la misma forma general. Esta forma es aproximada por la ecuación que viene dada a continuación:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ec. 2.1.2}$$

Donde:

q = tasa de producción a una P_{wf} , stb/d

q_{\max} = máxima tasa de producción, stb/d

P_R = presión promedio de reservorio, psi

3.2 Altura Dinámica Total

El TDH es la suma de 3 componentes y se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{TDH} = \text{LNV} + \text{P.F} + \text{THP}$$

Donde:

LNV= Levantamiento Vertical Neto

P.F= Perdidas por fricción

THP= Presión de Cabeza

4. Descripción Técnica del Equipo de Bombeo Electrosumergible

Una instalación de un sistema BES se encuentra formado por equipos de subsuelo y equipos de superficie.

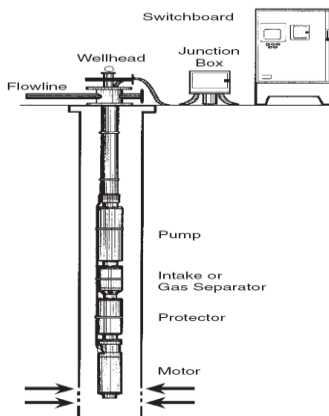


Figura2. Completación BES

4.1 Equipos de Superficie

Los equipos de superficie en un sistema BES están formados básicamente de:

- Transformador
- Variador
- Caja de venteo
- Cable eléctrico para alta tensión
- Cabezal del pozo

4.1 Equipos de Fondo

- Los equipos de fondo en un sistema BES son:

- Sensor
- Motor
- Protector
- Separador de Gas o Intake
- Bomba
- Descarga
- Cable de Potencia

5. Selección Equipo Básico de un Sistema BES

En este capítulo se detalla la información necesaria requerida para el correcto diseño de un sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible BES.

5.1 Datos básicos requeridos del pozo

El índice de productividad en el estado continuo estacionario para pozos horizontales dentro de reservorios homogéneos e isotrópicos esta dado por los siguientes métodos:

Datos del pozo:

- Diámetro del casing
- Diámetro y características del tubing
- Profundidad de los disparos

Datos de producción actuales:

- Presión de cabeza del tubing (THP)
- Presión de cabeza del casing (CHP)
- Tasa de producción deseada
- Nivel de fluido dinámico y presión de intake de la bomba (P_{wf})
- Nivel de fluido estático
- Relación Gas/Petróleo (GOR)
- Corte de agua (BSW)
- Índice de Productividad (IP)

5.2 Selección de la Bomba Electro-Sumergible

Los principales parámetros que determinarán el tipo de bomba que vamos a utilizar son:

- Diámetro de la bomba (Serie de la Bomba).
- La selección del tipo de bomba requerido (Rango Optimo).
- El cálculo del número de etapas.

5.3 Selección del Motor

Una vez seleccionada la bomba, debemos seleccionar el motor necesario para que la bomba realice el levantamiento, para esto debemos hacerlo tomando en cuenta lo siguiente:

- Diámetro del motor
- Potencia requerida por la bomba en HP
- Voltaje y amperaje

6. Análisis Nodal de un Sistema BES

Dividiremos el perfil de las presiones del pozo en dos subsistemas:

- Formación-bomba
- Cabezal-bomba

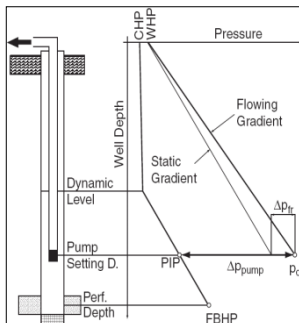


Figura 3. Perfil de Presiones

6.1 Subsistema Formación-Bomba

Encontramos la presión de entrada de la bomba disponible (PIP) considerando la gravedad específica del fluido que la presión de Fondo fluyente (pwf) debe levantar desde el Punto medio de las Perforaciones (PMP) hasta la profundidad de la bomba (PB).

$$PIP = Pwf - \frac{\gamma_f}{2.31} (PMP - PB) \quad \text{Ec. 6.1}$$

Donde:

PIP= Pump Intake Pressure (Presión de entrada de la bomba)

Pwf = Presión de fondo fluyente

γ_f = gravedad específica del fluido

PB=Profundidad de la bomba

6.2 Subsistema Cabezal-Bomba

Encontramos la Presión de descarga de la bomba requerida (Pdesc) tomando en cuenta la Presión en el cabezal, pérdidas por fricción en la tubería de producción y la columna de fluido presente en el tubing.

$$P_{desc} = PWH + \Delta Pf + \frac{\gamma_f}{2.31} PB \quad \text{Ec. 6.2}$$

Donde:

Pdesc: Presión de descarga

PWH= Presión de cabezal

ΔPf = Perdidas por fricción en la tubería de producción

Las perdidas por fricción para diferentes tamaños se determinan por la Ec. 5.3 de Hazen-Williams.

Ecuación de Hazen-Williams:

$$\Delta h_{fr} = 0.2083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} * \frac{q^{1.85}}{ID^{4.86}} \quad \text{Ec. 6.3}$$

6.3 Curva de Rendimiento del Pozo con BES

Hemos calculado presión de descarga y presión de entrada, ambas al nodo profundidad de la bomba, esto por regla no podría existir ya que no puede haber dos presiones diferentes a un mismo punto en el espacio, pero esta diferencia de presiones (Pdesc – PIP) es la que realmente estamos buscando y nos ayudará a encontrar la curva de rendimiento del pozo con sistema BES.

$$\Delta p_{bomba} = WHP + PMP * \frac{\gamma_f}{2.31} + \Delta p_{fr} - p_{wf} \quad \text{Ec. 6.4}$$

Figura 4. Curva de Presion de Entrada y Descarga del Pozo

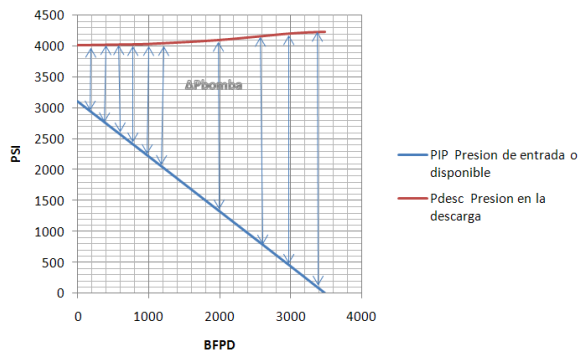
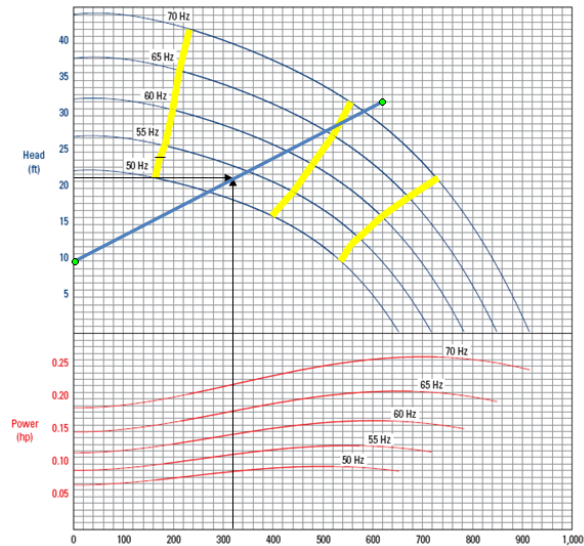
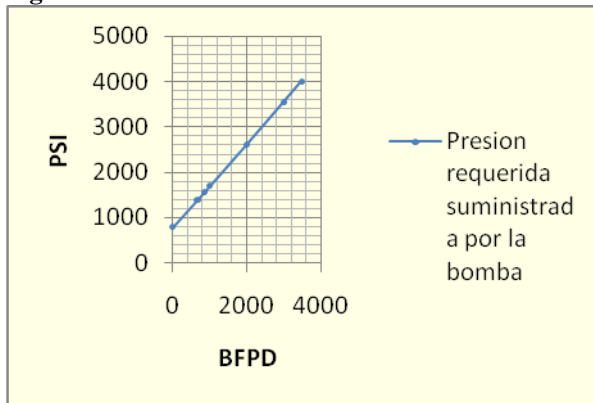


Figura 5. Curva de Rendimiento del Pozo con BES



Se determina que el sistema requiere una presión de 1393 psi o 2952 pies de cabeza suministrada por la bomba para levantar 637 BFPD.

En la curva del rendimiento de la bomba podemos observar que una bomba D475 necesita de 21 pies de cabeza por etapa para levantar 320 BFPD a la frecuencia mínima de 53Hz.

Optimización

A continuación mostramos la producción esperada del pozo ESP-01.

Resultados de la Evaluación del Pozo ESP 01

En esta sección elaboraremos la curva del rendimiento del pozo mediante el análisis nodal para posteriormente analizar y evaluar si la producción actual del pozo se encuentra dentro del rango óptimo de operación.

Obtenemos la curva del rendimiento superpuesta a la curva de cabeza disponible de la bomba DN475 de REDA.

Figura 6. Curva de Rendimiento del pozo ESP-01

Q	850	BFPD
Rango de Q	750 1300	BFPD
Profundidad Bomba	8000	ft
T superficie	110	°F
Frecuencia	55	Hz
Rango de F	53 65	Hz

Con los cálculos oportunos y de acuerdo a la disponibilidad del fabricante seleccionaremos una bomba Serie 400 para casing de 5 ½ DN 1100 con 166 etapas.

Además seleccionaremos un motor Serie 456 de 96 HP para casing de 5 ½ de 1394 de voltaje s y 385 de amperaje.

7. Conclusiones

- El campo ESPOL III es uno de los campos con mayor tiempo de explotación del país. Por esta razón se debe considerar y evaluar

nuevos proyectos que alarguen la vida productiva del campo y que mantengan una tasa de producción rentable, mejorando el factor de recobro de cada uno de sus yacimientos.

- Si el pozo permanece cerrado por un largo periodo de tiempo la presión en la cara de la arena iguala la presión de reservorio y no ocurre influjo hacia el pozo. Un pozo empieza a producir cuando producimos un ΔP al realizar los disparos y la presión en la cara de la arena pwf disminuye por debajo de la presión de yacimiento o ps.
- Al incrementar la frecuencia, se produce un incremento de las RPM del motor y la bomba es capaz de levantar una columna de fluido mayor que significa una tasa de producción mayor.
- El sistema BES a pesar de ser un sistema de levantamiento costoso para manejar bajos volúmenes de fluidos, es beneficioso en el caso contrario cuando se manejan altos volúmenes de producción y puede trabajar en medios corrosivos.
- Una baja frecuencia suele producir efecto de downthrust mientras que el efecto inverso upthrust. Sin embargo ninguno de los dos estados es recomendado como frecuencia de trabajo normal.
- La vida útil de los equipos de un Sistema BES es mayor si se cuenta con un Variador, ya que este permite arranques suaves eliminando picos de corriente que generalmente dañan los equipos.
- Un análisis nodal resulta ser muy beneficioso ya que nos permite optimizar el comportamiento de la tasa de producción de un pozo y el perfil de presiones del mismo con cualquier tipo de Completación.
- Con el análisis nodal encontramos la curva de rendimiento de cada pozo la misma que la podemos utilizar para analizar el funcionamiento de una bomba ya instalada o también para el dimensionamiento de una nueva

8. Agradecimientos

A todas las personas que ayudaron a la culminación de este proyecto antes y durante la realización del mismo y de manera especial al Ing. Bolívar Miranda, por su valiosa ayuda durante el desarrollo del mismo.

9. Referencias

1. **Production Optimization using Nodal Analisis**, Dale Beggs
2. **REDA Basic equipment Selection and Catalog**, Schlumberger
3. **Catalogo de ESP REDA**, Schlumberger
4. **Nine Steps ESP Design**, Baker Hughes
5. **Electrical Submersible Pumps Manual**, Gabor Takacs
6. **Petroleum Engineering Handbook**, Bradley
7. **Manual de Tuberías**, Tenaris
8. **Apuntes Seminario de Graduación**, Dictado por el Ing. Bolívar Miranda, Director de la Tesina.