



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 07 de Julio de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

Los suscritos:

MARIA PAULA GUTIERREZ GAVIRIA, con C.C. No. 1075.280.149,

autores de la tesis y/o trabajo de grado titulado: OPTIMIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS DE BOMEBO ELECTROSUMERGIBLE (BES) POR CONTROL DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE SENORLESS, presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

MARIA PAULA GUTIERREZ GAVIRIA

C.C. No. 1.075.280.149

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: OPTIMIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES) POR CONTROL DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE SENSORLESS

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
GUTIERREZ GAVIRIA	MARIA PAULA

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
ZAMBRANO	ALEXANDER
BOTERO	LUZ MARINA

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETROLEOS

FACULTAD: INGENIRÍA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERÍA DE PETROLEOS

CIUDAD: NEIVA **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2017 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 89

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías Grabaciones en discos Ilustraciones en general Grabados
Láminas Litografías Mapas Música impresa Planos Retratos Sin ilustraciones Tablas o Cuadros

SOFTWARE: Microsoft Word

MATERIAL ANEXO: NINGUNO



PREMIO O DISTINCIÓN: NO APLICA

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

Inglés

- | | |
|-------------------------------------|--------------------------------|
| 1. <u>Presión de fondo fluylene</u> | <u>_Well Flowing Pressure_</u> |
| 2. <u>Sensor virtual</u> | <u>_Sensorless_</u> |
| 3. <u>Medición</u> | <u>_Measurement_</u> |
| 4. <u>Variables de fondo</u> | <u>_Downhole variables_</u> |

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El conocimiento de la presión en cada etapa de la vida del yacimiento es clave para el manejo del mismo. Por eso es de suma importancia contar con un mecanismo de medición duradero que proporcione datos del yacimiento/pozo confiables.

La medición de variables de fondo de pozo como la sumergencia de la bomba, el nivel de fluido, la presión de fondo fluylene y la presión a la entrada de la bomba, se realizan a través de sensores que se encuentran conectados al final del equipo de levantamiento, estos sensores tienen un elevado costo y son muy sensibles a cambios bruscos en las condiciones del yacimiento como temperatura, presión, vibración y gases severos. Del mismo modo la evaluación de las variables de fondo se puede realizar en superficie mediante un medidor de nivel, las desventajas de este medidor son: la medición puntual del dato, que no permite un monitoreo constante y por lo tanto es difícil mantener un histórico de los datos y el requerimiento de un acompañamiento constante genera gastos adicionales aumentando el costo de producción y del sistema de levantamiento artificial. El sensor virtual genera datos que con la ayuda de un CILA2S® permite mantener un histórico de los datos del pozo, mejorando la confiabilidad del equipo y el costo final del sistema, además que no corre riesgo con los cambios que pueda presentar el yacimiento.

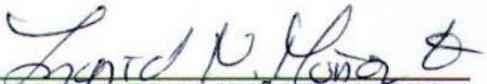


ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The knowledge of the pressure in each stage of the reservoir life is key to handling it. Therefore it is important to have a lasting measurement mechanism that provides reliable oilfield/reservoir data.

Measuring downhole variables as the submergence of the pump, the fluid level, the well flowing pressure and the pump intake pressure, are made through sensors that are connected at the end of the lifting equipment, these sensors are expensive and very sensitive to sudden changes in reservoir conditions such as temperature, pressure, vibration and toxic gases. In the same way, the evaluation of the downhole variables can be done measuring fluid level with surface instrument, some disadvantages of this instrument are: timeliness of data which does not allow constant monitoring of the well and therefore it is difficult to keep a history of the data and the requirement of a constant surveillance generates additional operating expenditure increasing the production and artificial lift system cost. The Sensorless Technology generate data that with the help of a CILA2S® keeps a record of the well data, improving equipment reliability and operative expenses. Besides, this technology present any risk to changes that may present the reservoir.

APROBACION DE LA TESIS:


INGRID NATALIA MUÑOZ QUIJANO
Coordinadora Comité Proyectos de Grado.
Programa Ingeniería de Petróleos.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	4 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Vladimir Mosquera C.

Vladimir Mosquera
Ingeniero electronico
Jurado
Univeridad Surcolobiana

Fernando Bonilla
Ingeniero de petróleos
Jurado
Universidad Surcolombiana

**OPTIMIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE (BES) POR CONTROL DE LA PRESIÓN DE FONDO
FLUYENTE UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE “SENSORLESS”**



Presentado por:

MARIA PAULA GUTIERREZ GAVIRIA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA 2017**

**OPTIMIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE (BES) POR CONTROL DE LA PRESIÓN DE FONDO
FLUYENTE UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE “SENSORLESS”**



Presentado por:

MARIA PAULA GUTIERREZ GAVIRIA

Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título de Ingeniero de
Petróleos

Director.

Dr. Alexander Zambrano

Doctor-Ingeniero en procesos industriales complejos

Codirectora

Ing. Luz Marina Botero

Ingeniera de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA 2017**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

A Dios por brindarme tantas bendiciones siempre y por poner en mi camino personas tan maravillosas.

A mi mamá Sandra Gaviria por ser mi ángel, por estar siempre a mi lado, por enseñarme el valor de la perseverancia y la confianza en Dios y en mi misma, a mi papa John Alexander Gutiérrez por ser mi príncipe azul, por enseñarme a ser fuerte ante las dificultades, a no rendirme jamás, y a que las princesas también luchan, a mi hermana Cata por ser mi mejor amiga, acompañarme y apoyarme en mis más locas ideas, a mi hermano Alex por ser mi cordura y mi compañerito de vida, por enseñarme a compartir y por ser el mejor cofre de secretos. Los amo.

A toda mi familia por ayudarme a lograr este triunfo que también es vuestro, especialmente a mi tío Emil Gutiérrez.

A Carlos Portilla por su apoyo incondicional, por ser parte de mi vida y convertirse en mi más grande aventura. -Thanks for the Adventure, now go have a new one-.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por regalarme la oportunidad de realizar este proyecto, y darme la fuerza para continuar a pesar de las dificultades.

A mis padres por mostrarme siempre el camino y por estar siempre a mi lado en cada paso de mi vida.

Agradezco al ingeniero Alexander Mendoza por la gran oportunidad que me brindo al realizar la tesis en una compañía con tan gran talento humano como lo es SLACOL.

A mi Director el Doctor Alexander Zambrano por el su tiempo, dedicación y apoyo en este proyecto y por cada uno de los consejos que me ayudaron a crecer profesionalmente.

A mi Codirectora la profesora Luz Marina Botero por su acompañamiento y orientación en este proyecto

Al ingeniero Ali Lastra por ser una guía durante este proyecto, por todas y cada una de las enseñanzas que tan amablemente me brindo

Al ingeniero Hernán Alzate por la asesoría en cada una de las etapas de este libro, gracias por su amabilidad y paciencia al enseñar.

A todos los ingenieros del equipo de SLACOL que de una u otra manera pusieron un granito de arena para que este sueño fuera posible.

A mis amigos de la Universidad, porque sé que sin su compañía y mil noches de estudio y risas esto no sería posible. Los quiero Bonitos. Les deseo siempre lo mejor de lo mejor.

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN	14
OBJETIVOS	18
OBJETIVO GENERAL	18
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1. CAPÍTULO 1 : CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES	20
1.1. YACIMIENTO	20
1.1.1 TIPOS DE YACIMIENTO	20
1.2. VARIABLES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO.....	22
1.2.1 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE	22
1.2.2 PRESIÓN ESTÁTICA	22
1.2.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	22
1.2.4 CURVA IPR	23
1.2.5 CAUDAL DE FLUIDO	24
1.2.6 BSW	24
1.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	25
1.3.1 BOMBAS BES	27
1.3.2 INTAKE O ENTRADA DE LA BOMBA	31
1.3.3 MOTOR ELÉCTRICO	33
1.3.4 SELLO O PROTECTOR	37
1.3.5 CABLE DE POTENCIA	40
1.3.6 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	41
1.3.7 TRANSFORMADORES	43
1.3.8 ARRANCADOR DIRECTO	44
1.3.9 ARRANCADOR SUAVE	44
1.3.10 CONTROLADOR DE FRECUENCIA VARIABLE (VSD)	44

1.3.11 CILA2S®	45
1.3.12 CAJA DE VENTEO O DE CONEXIONES (VENT BOX).....	47
1.3.13 CABEZAL DEL POZO.....	48
1.4 TIPOS DE MEDIDORES DE VARIABLES DE POZO	49
1.4.1 SENSOR DE FONDO	50
1.4.2 MEDIDORES DE NIVEL	53
1.4.3 SENSOR VIRTUAL.....	53
1.5 FUNDAMENTOS ELÉCTRICOS.....	53
1.5.1 VOLTAJE	54
1.5.2 CORRIENTE.....	54
1.5.3 ONDA SINUSOIDAL.....	55
1.5.4 POTENCIA.....	55
1.5.5 FRECUENCIA	56
1.5.6 FACTOR DE POTENCIA	57
2. CAPÍTULO 2: DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	58
2.1 MODELO 1.....	60
2.2 MODELO 2.....	69
3. CAPÍTULO 3: VALIDACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	77
4. CONCLUSIONES	85

BIBLIOGRAFÍA

LISTA DE TABLAS

- Tabla. 1. Especificaciones de la tubería de producción de petróleo.
- Tabla.2. Datos de pozo y fluido para desarrollo de modelo 1 y 2.
- Tabla 3. Factores de interés para desarrollo de la metodología
- Tabla 4. Datos de operación del pozo para el CILA2S®
- Tabla 5. Datos de producción de la curva IPR
- Tabla 6. Tipo de bomba, propiedades del fluido de producción
- Tabla 7. Estado mecánico del pozo
- Tabla 8. Datos motor-bomba cargados al CILA2S® para el Modelo 2
- Tabla 9. Resultados del modelo 1
- Tabla 10. Resultados del modelo 2.

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Red física y lógica del modelo 1 del método.

Grafica 2. Red física y lógica del modelo 2

Grafica 3. Ecuaciones del modelo Bomba-Motor y modelo del sistema de levantamiento artificial.

Gráfica 4. Comparación Datos prueba de producción con el Sensor virtual con el modelo IPR (Modelo 1).

Gráfica 5. Comparación Datos prueba de producción con el Sensor virtual con el modelo de potencia (Modelo 2).

Grafica 6. Error presentado por el sensor virtual usando el modelo de IPR (Modelo 1) respecto a los datos de prueba de producción.

Gráfica 7. Error presentado por el sensor virtual usando el modelo de potencia respecto a los datos de prueba de producción. (Modelo 2)

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama P-T típico de un yacimiento de petróleo negro ordinario

Figura 2. Representación de la curva de producción

Figura 3. Esquema del bombeo electrosumergible

Figura 4. Representación de la etapa de una bomba electrosumergible

Figura 5. Impulsor y difusor de una bomba electrosumergible

Figura 6. Bomba electrosumergible radial.

Figura 7. Curva de una bomba electrosumergible radial

Figura 8. Bomba electrosumergible mixta

Figura 9. Curva de una bomba electrosumergible mixta

Figura 10. Intake o entrada de una bomba electrosumergible

Figura 11. Separador de gas de una bomba electrosumergible

Figura 12. Estructura física de un motor de inducción electrosumergible

Figura 13. Estructura de un motor de inducción electrosumergible

Figura 14a. Montaje en superficie motor de imán permanente

Figura 14b. Interior motor de imán permanente

Figura 15. Protector o sello de laberinto

Figura 16. Protector o sello de bolsa

Figura 17. Cable de potencia redondo y plano

Figura. 1.18a Cable de potencia redonda y sus componentes

Figura. 1.18b Cable de potencia plano y sus componentes

Figura 19. Tubería de producción de 3 ½ pulgadas.

Figura 20. Transformador

Figura 21. Caja de venteo

Figura 22. Cabezal de pozo para bombeo electrosumergible

Figura 23. Sensor de fondo

Figura 24. Onda sinusoidal en corriente alterna

Figura 25. Curvas de corriente alterna para un sistema trifásico.

Figura 26. Código Método de Vogel

NOMENCLATURA

API: escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo para medir la densidad relativa de diversos líquidos como el petróleo.

BFPD: barriles de fluido por día.

BOPD: barriles de crudo por día.

BWPD: barriles de agua por día.

CHP: (Casing Head Pressure). Presión en la cabeza del revestimiento.

CILA2S®: Controlador inteligente de levantamiento artificial de subsuelo y superficie.

CLUSTER: conjunto de pozos ubicados en una misma locación de un campo petrolero.

COMPLETAMIENTO: diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos.

DRAW-DOWN: Una prueba de diferencial presión durante el período de flujo que consiste en la medición de presiones en el fondo del pozo, efectuada durante un determinado período de tiempo a una tasa de producción constante.

FRECUENCIA: frecuencia es la medida del número de veces que se repite un fenómeno por unidad de tiempo, en este caso hacemos referencia a los motores de las bombas instaladas en los pozos, para las cuales manejamos las siguientes unidades: BCP (RPM), BES (HZ).

IP: índice de productividad, es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir.

NIVEL DE FLUIDO DINÁMICO: profundidad, o distancia con respecto a la superficie, que alcanzará, en condiciones dinámicas.

PIP: Pump Intake Pressure (presión de entrada a la bomba) es equivalente al peso de la columna de fluido sobre el intake de la bomba.

PWF: Presión de fondo fluyente o presión de producción a nivel de yacimiento

RGP: Es la relación de petróleo y gas obtenida en un pozo productor bajo condiciones de presión y temperatura dada.

SUMERGENCIA: Diferencia en carga hidrostática entre la profundidad de la bomba y el nivel de fluido dinámico por encima de la bomba.

TDH: Total Dynamic Head. Columna de fluido por encima de la bomba.

THP: Presión en la tubería de producción.

TVD: La distancia vertical existente entre un punto en el pozo (Usualmente la profundidad actual o final) y un punto en la superficie.

WOS®: Well Optimization System. El sistema de optimización del pozo está dispuesto para monitoreo, control, operación, optimización de clústeres de producción, a través del control de sistemas individuales de levantamiento artificial.

RESUMEN

TÍTULO: OPTIMIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS DE BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE (BES) POR CONTROL DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE “SENSORLESS”

AUTOR: María Paula Gutiérrez Gaviria

PALABRAS CLAVE: Presión de fondo fluyente, Sensor virtual, Medición, Variables de fondo.

DESCRIPCIÓN:

El conocimiento de la presión en cada etapa de la vida del yacimiento es clave para el manejo del mismo. Por eso es de suma importancia contar con un mecanismo de medición duradero que proporcione datos del yacimiento/pozo confiables.

La medición de variables de fondo de pozo como la sumergencia de la bomba, el nivel de fluido, la presión de fondo fluyente y la presión a la entrada de la bomba, se realizan a través de sensores que se encuentran conectados al final del equipo de levantamiento, estos sensores tienen un elevado costo y son muy sensibles a cambios bruscos en las condiciones del yacimiento como temperatura, presión, vibración y gases severos. Del mismo modo la evaluación de las variables de fondo se puede realizar en superficie mediante un medidor de nivel, las desventajas de este medidor son: la medición puntual del dato, que no permite un monitoreo constante y por lo tanto es difícil mantener un histórico de los

datos y el requerimiento de un acompañamiento constante genera gastos adicionales aumentando el costo de producción y del sistema de levantamiento artificial. El sensor virtual genera datos que con la ayuda de un CILA2S® permite mantener un histórico de los datos del pozo, mejorando la confiabilidad del equipo y el costo final del sistema, además que no corre riesgo con los cambios que pueda presentar el yacimiento.

ABSTRACT

TITLE: SENSORLESS TECHNOLOGIES APPLIED TO OIL WELL OPTIMIZATION USING ELECTROSUMERSIBLE PUMPING (ESP).

AUTHOR: María Paula Gutiérrez Gaviria

KEY WORDS: Well Flowing Pressure, Sensorless Technology, Measurement, Downhole Variables

DESCRIPTION:

The knowledge of the pressure in each stage of the reservoir life is key to handling it. Therefore it is important to have a lasting measurement mechanism that provides reliable oilfield/reservoir data.

Measuring downhole variables as the submergence of the pump, the fluid level, the well flowing pressure and the pump intake pressure, are made through sensors that are connected at the end of the lifting equipment, these sensors are expensive and very sensitive to sudden changes in reservoir conditions such as temperature, pressure, vibration and toxic gases. In the same way, the evaluation of the downhole variables can be done measuring fluid level with surface instrument, some disadvantages of this instrument are: timeliness of data which does not allow constant monitoring of the well and therefore it is difficult to keep a history of the data and the requirement of a constant surveillance

generates additional operating expenditure increasing the production and artificial lift system cost. The Sensorless Technology generate data that with the help of a CILA2S® keeps a record of the well data, improving equipment reliability and operative expenses. Besides, this technology present any risk to changes that may present the reservoir.

OBJETIVOS

GENERAL

Analizar, diseñar y validar un método para calcular o predecir la presión de fondo fluyendo mediante un algoritmo que tiene en cuenta las diferentes propiedades del yacimiento y de los fluidos en el yacimiento.

ESPECÍFICOS

- Estudiar el comportamiento de los datos de fondo y de superficie (se especifican más adelante en el documento) en pozos que posean sistema de bombeo electrosumergible (BES), el Controlador inteligente de levantamiento artificial en superficie y subsuelo (CILA2S®), sensor de fondo y aplicaciones de valor agregado como el WOS® (Well Optimization System).
- Realizar simulaciones en pozos con sistema de levantamiento electrosumergible, para plantear un método que permita inferir por medio de ecuaciones y curvas de bomba y motor la presión de fondo, el comportamiento de las variables del proceso y propiedades específicas de los pozos.
- Plantear el procedimiento mediante un diagrama de flujo para la predicción de la presión de bombeo, la presión de fondo fluyente, la profundidad del fluido respecto a superficie y la sumergencia de la bomba usando los datos mencionados en el

objetivo específico anterior para ser aplicado en los CILA2S®.

- Validar el método con datos reales de diferentes pozos ubicado en Colombia y Venezuela que cuenten con un sistema de levantamiento electro sumergible.

1. CAPITULO 1: CONCEPTOS BASICOS Y GENERALIDADES

1.1 YACIMIENTO

Un yacimiento es una acumulación de crudo, gas o agua en una roca porosa. También se utilizan las palabras reservorio o depósito. El petróleo no forma lagos o lagunas subterráneas, siempre se encuentra impregnado en los poros de estas rocas; y en las rocas donde hay más petróleo es en las areniscas.

1.1.1 Tipos de yacimientos

En orden de diseñar correctamente las instalaciones de un equipo de levantamiento artificial, el conocimiento de las propiedades del reservorio y su caracterización son de suma importancia porque de esta manera se conoce el tipo de reservorio y fluidos que se maneja.

Los reservorios se pueden clasificar dependiendo de su presión de burbuja o el comportamiento volumétrico que tenga. El proyecto de grado solo tomara en cuenta la clasificación del yacimiento respecto su presión inicial y la presión de burbuja.

Yacimiento Saturado, En estos yacimientos la presión inicial es menor o igual que la presión de burbuja, por ende, el yacimiento es bifásico, contiene una zona líquida y otra gaseosa. Debido a que la composición del gas y el crudo son diferentes, estas pueden representarse por diagramas de fases individuales que tienen poca relación entre ellas o en conjunto. La

zona líquida está en su punto de burbuja y será producida como un yacimiento subsaturado modificado con la presencia de la capa de gas. La capa de gas está en el punto de rocío (fase gaseosa con una cantidad infinitesimal de líquido) y podría ser retrógrada o no retrógrada. El comportamiento retrógrado se produce por la disminución de presión que produce condensación en parte de la mezcla.

Yacimiento Subsaturado, en estos yacimientos la presión inicial es mayor que la presión de burbuja, por ende, el gas se encuentra aún disuelto en el petróleo y no hay volumen inicial de capa de gas. Inicialmente se encuentra en la fase líquida, eventualmente las burbujas de gas se desprenden una vez alcanzado el punto de burbuja, en donde el gas liberado posteriormente se aglutina hasta tener condiciones de flujo al pozo en cantidades cada vez más incrementable, mientras que el flujo de crudo decrece gradualmente.

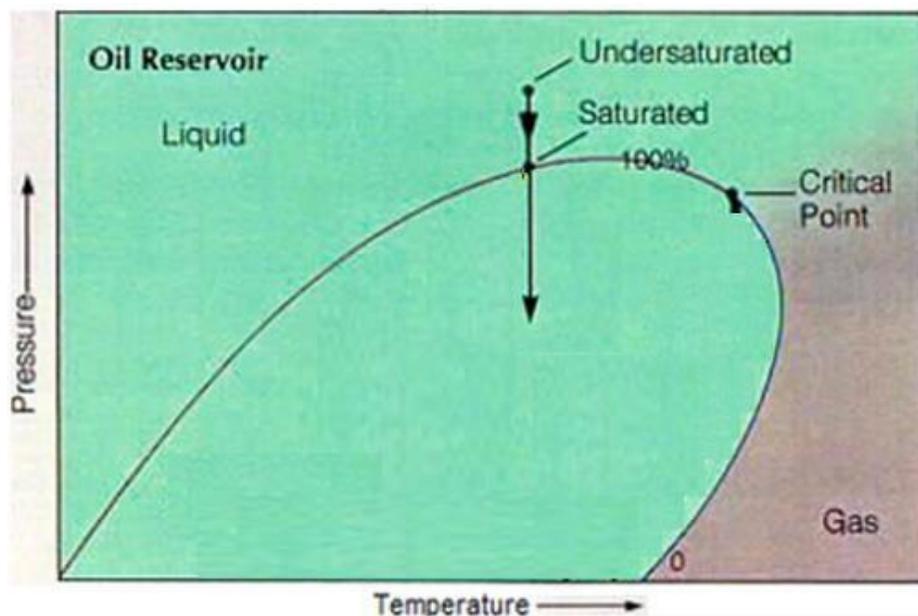


Figura 1. Diagrama P-T típico de un yacimiento de petróleo negro ordinario.

FUENTE: www.eadic.com

1.2. VARIABLES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO YACIMIENTO / POZO

1.2.1. Presión de fondo fluyente: es la presión que se desarrolla en la cara de la formación, o sea en la pared del pozo donde se encuentran las perforaciones. Esta se puede determinar con ensayos de formación, perfiles de presión o sensores de fondo.

1.2.2. Presión estática: es la presión de un yacimiento a condiciones estáticas, es decir, cuando no existe movimiento de fluidos dentro del mismo y todas las fases se encuentran en equilibrio. Esta presión se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona del cañoneo, cuando este ha permanecido cerrado durante el tiempo suficiente hasta estabilizarse.

1.2.3. Índice de productividad: la relación entre la tasa de producción de un pozo y el Drawdown se denomina índice de productividad (IP). Se basa en la producción neta de fluidos (agua, aceite). Permite conocer la capacidad de producción que tiene el pozo al generarse una caída de presión en el mismo.

Una vez el pozo se abre a la producción, se hace indispensable evaluar la productividad del pozo a las condiciones en que se encuentra al momento de ponerlo a producir. Existen diversos métodos considerados como tradicionales que permiten elaborar curvas de comportamiento del yacimiento, las cuales permiten a su vez determinar la capacidad de un pozo para producir fluidos.

1.2.4. La curva IPR: el método de determinación de la capacidad productora es conocido como IPR (Inflow Performance Relationship) o bien, Relación de comportamiento de afluencia. Con la preparación de las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de pozos, sea estos de aceite o de gas y recaerá en un mejor conocimiento de la inversión de producción con la cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluyente de éste.

La curva IPR como se puede observar en la FIGURA 2 es la representación gráfica de las presiones fluyentes (P_{wf}), y las tasas de producción de líquido (Caudal) que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir, para cada P_{wf} existe una tasa de producción de líquido. Si la P_{wf} se mantiene mayor a la presión de burbuja se tendrá una tasa de producción mayor de líquido y al tener una presión de burbuja mayor que la P_{wf} , el aporte del yacimiento disminuye puesto que la capa de gas que se forma no permite que el líquido fluya libremente.

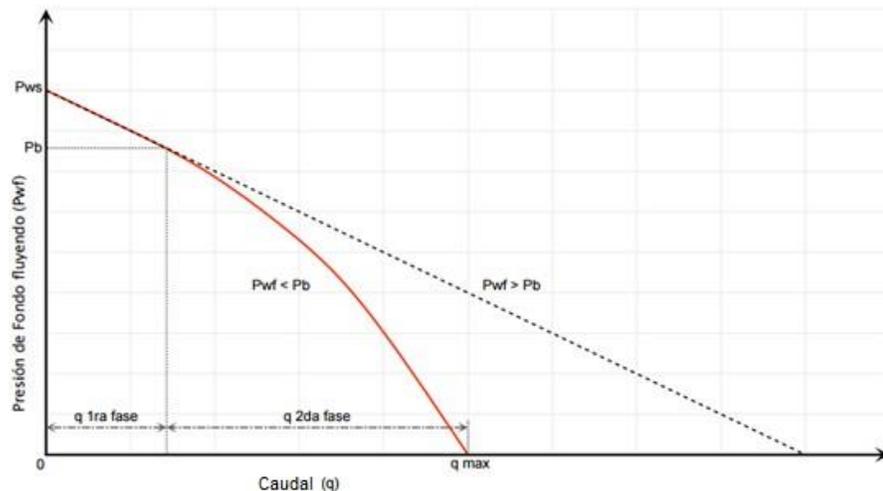


Figura 2. Representación de la curva de producción.

FUENTE: NIND, T.E.W. Trent University, Ontario – Canadá (Modificada).

La curva IPR representa una foto instantánea de la capacidad del aporte del yacimiento hacia un pozo, en particular en un momento dado de su vida productiva y es normal que dicha capacidad disminuya a través del tiempo. A continuación, se presentan los factores que afectan la curva IPR

- Mecanismos de Producción del yacimiento.
- Reducción de la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) al incrementar la saturación de agua.
- Incremento de la viscosidad del petróleo por la disminución de la presión y del gas en solución.
- Encogimiento del petróleo debido al gas en solución cuando la presión disminuye.

1.2.5. Caudal de fluido: el volumen de fluido en la producción del sistema corresponde a un balance de aporte de energía del yacimiento, es decir el aporte del yacimiento y la cantidad de fluido que el sistema de producción puede extraer del yacimiento, para transportar los fluidos hasta la superficie.

El volumen de fluido que aporta el yacimiento, normalmente se mide en barriles por día.

1.2.6. BSW: es la abreviación de sedimento básico y agua en inglés (Basic sediment & water), se mide a partir de una muestra del líquido que se extrae del reservorio. El fluido extraído trae consigo partículas sólidas llamadas sedimento, la cantidad de agua puede variar dependiendo de la vida del pozo, siendo mayor en pozos maduros. El BS&W se mide a partir

de una muestra líquida del flujo de producción. Incluye agua libre, sedimento, emulsión y se mide como porcentaje de volumen del flujo de producción. Las refinerías compran el crudo a condiciones específicas de BSW, dentro de las exigencias definidas por la reglamentación establecida, se dice que el petróleo no debe contener un porcentaje de agua e impurezas mayor al 0.5%.

Es necesario un constante monitoreo en el BSW del fluido puesto que la determinación del contenido de agua y sedimento se requiere para conocer con precisión los volúmenes netos de crudo involucrados en ventas, aportes, intercambios, inventarios y transferencias. Un volumen excesivo de agua y sedimentos puede originar problemas en los equipos como corrosión, daño de bombas, taponamiento de tuberías y problemas en el procesamiento del crudo, entre otros.

1.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El objetivo de cualquier sistema de levantamiento artificial es suministrar energía para la producción de fluidos; para inicializar (En pozos con baja presión inicial) o incrementar la producción.

Algunos pozos pueden simplemente fluir más eficientemente bajo un levantamiento artificial, otros requieren levantamiento artificial para comenzar la producción es decir deberán utilizarlos para producir ya que el fluido no alcanza a llegar a superficie solo con flujo natural.

Los sistemas de levantamiento artificial tienen su mayor utilización cuando ha transcurrido un tiempo considerable de la vida productiva del pozo, cuando la presión del yacimiento

declina y la producción del pozo cae. Si se anticipa que para un pozo se va a necesitar un sistema de levantamiento artificial, será ventajoso instalar el equipo para acelerar la producción a través de la vida del pozo, incrementando así las ganancias y cubriendo rápidamente los costos de la inversión.

El levantamiento de fluidos desde el yacimiento requiere energía. Todos los yacimientos contienen energía en forma de presión en los fluidos mismos y en la roca debido al peso de la columna estratigráfica. La presión puede ser mantenida o aumentada mediante la inyección de gas o agua dentro del yacimiento. La descripción de los componentes de fondo es presentada a continuación. Entre estos se encuentra, la bomba, el motor, los sellos, el sensor de fondo y algunos otros adicionales como se muestra en la FIGURA 3.

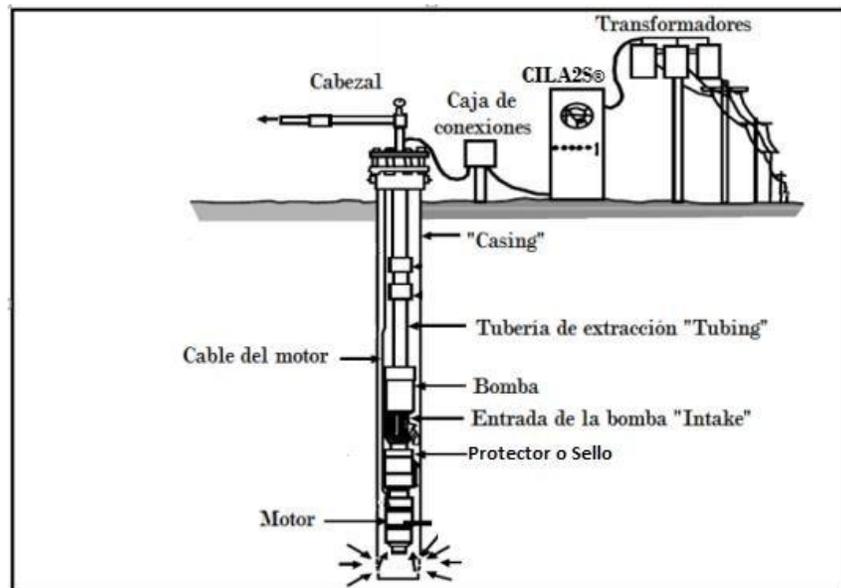


Figura 3. Esquema del bombeo electrosumergible

FUENTE: PARRA, Fernando. Universidad Surcolombiana, Neiva-Colombia.

1.3.1. Bombas BES: las bombas electrosumergibles son centrifugas de múltiples etapas. El tipo o geometría de la etapa determina el volumen de fluido que maneja la bomba y el número de etapas determina el levantamiento total generado (TDH).

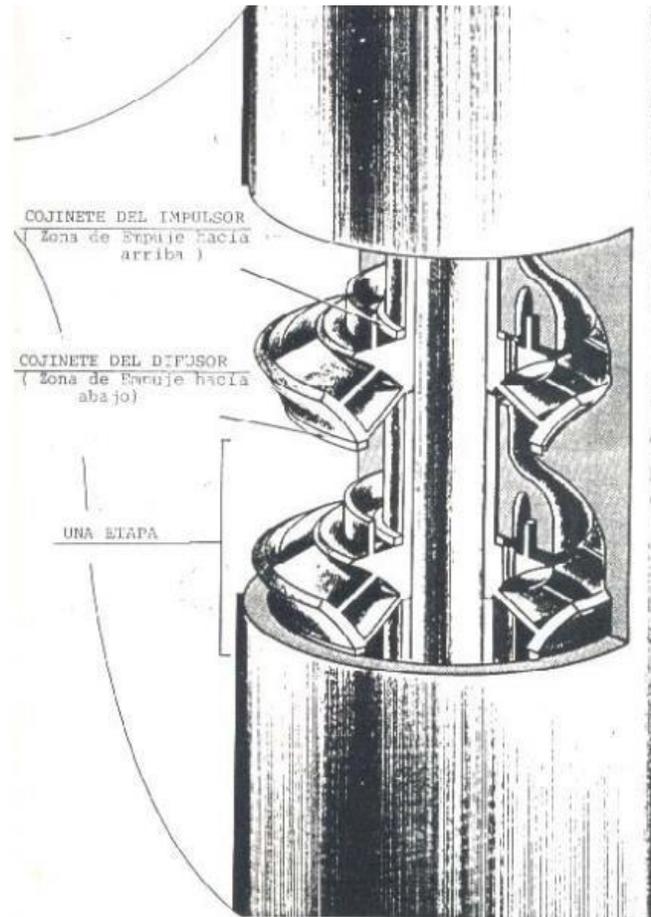


Figura 4. Representación de la etapa de una bomba electrosumergible.

FUENTE: RAMIREZ, Marto. ESP OIL

Las bombas se construyen en un amplio rango de capacidades para aplicaciones en diferentes tamaños de revestimientos y el número de etapas se designa de acuerdo con el punto de máxima eficiencia. Cada etapa de la bomba está formada por un impulsor, la cual es la parte en movimiento que transfiere la energía mecánica a un fluido por la acción rotativa y gira

dentro del difusor, que es la parte estática.

En resumen, a medida que el impulsor gira, todo el fluido que entra en él, se expulsa por acción de la fuerza centrífuga haciéndolo llegar a las paredes del difusor; el cual por su diseño hace que el fluido llegue al impulsor de la siguiente etapa y se repita esta acción sucesivamente. A mayor número de etapas, mayor es la presión desarrollada por la bomba, ya que la velocidad inicial del fluido a la entrada de cada una de las etapas va aumentando, hasta convertir ese incremento progresivo de velocidad en presión.

Las bombas electrosumergibles se pueden clasificar en radiales y mixtas, a continuación, se presentará la descripción, grafica de comportamiento e imagen interna de la bomba.

En las bombas radiales el rotor envía por una fuerza centrífuga, el flujo del fluido en dirección radial hacia la periferia de aquel. La carga de velocidad es convertida a carga de presión en la descarga de la bomba. Por lo general, los alabes (aletas) de estos rodets están curvados hacia atrás. El rodete radial ha sido el tipo más comúnmente usado.

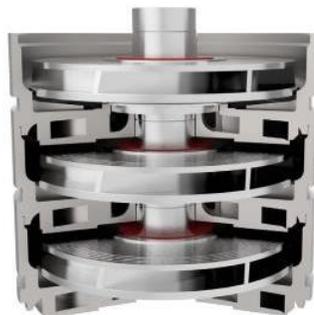


Figura 5. Bomba electrosumergible radial.

FUENTE: Product Catalog. GE Oil & Gas.

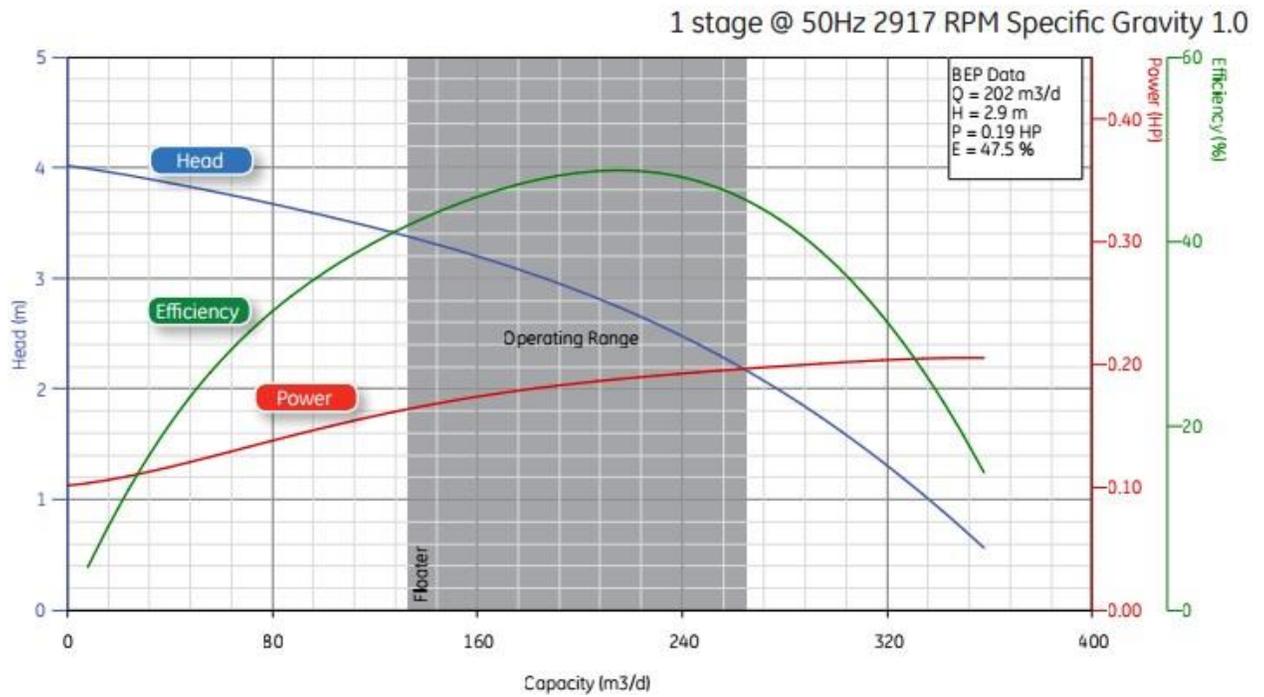


Figura 6. Curva de una bomba electrosumergible radial

FUENTE: Product Catalog. GE Oil & Gas.

En las bombas mixtas la carga se desarrolla con un rodete delgado, en parte por fuerza centrífuga y en parte por el empuje de las aletas. Esto se consigue construyendo aletas de curva doble en forma de hélice, de tal forma que la descarga es una combinación de flujo axial y radial. Los cambios de las características de los rodetes de tipo axial son, respectivamente, de carga grade y flujo moderado a flujo extremadamente grande y carga baja.



Figura 7. Bomba electrosumergible mixta

FUENTE: Product Catalog. GE Oil & Gas.

1 stage @ 60Hz 3500 RPM Specific Gravity 1.0

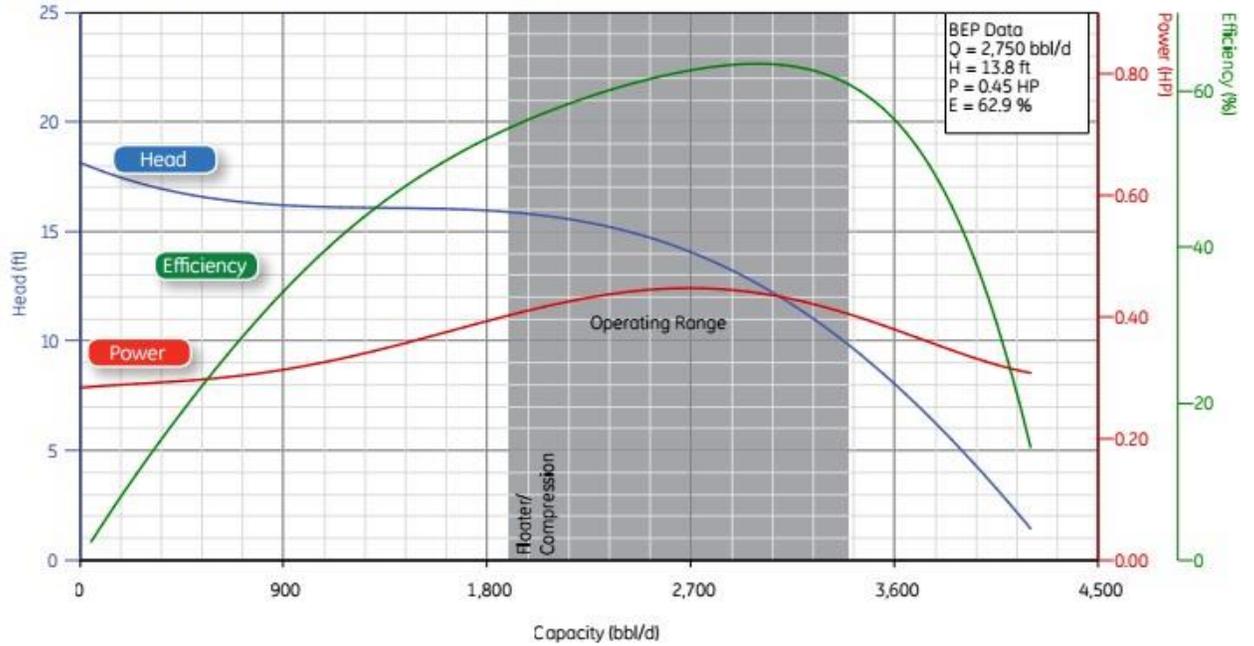


Figura 8. Curva de una bomba electrosumergible mixta

FUENTE: Product Catalog. GE Oil & Gas.

1.3.1 Intake

Esta es la puerta de entrada de los fluidos del pozo hacia la bomba, para que esta pueda desplazarlos hasta la superficie. El intake estándar, que se muestra en la FIGURA 9 solamente cumple con las funciones de permitir el ingreso de los fluidos del pozo a la bomba y transmitir el movimiento del eje en el extremo del sello al eje de la bomba.

Existe otra clase de intake que permite la separación de gas antes de que el fluido entre a la bomba, esto permite un mejor control de producción de los fluidos y menor riesgo de emulsiones.



Figura 9. Intake o entrada de una bomba electrosumergible.

FUENTE: ARCENALES, D. Escuela Superior Politécnica del Litoral

Los separadores de gas, además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tiene la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos. Se emplea cuando se prevé alta RGP.

El separador de gas, representado en la FIGURA10, es un componente opcional del

aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos gasificados, ya que evita la cavitación a altos gastos, y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

Cabe mencionar que la total eliminación del gas libre, no es necesariamente la mejor forma de bombear el pozo. Por una parte, el volumen de fluidos que entra a la bomba es menor, pero la presión que la bomba debe entregar en la descarga se incrementa, debido a la menor relación gas-aceite de la columna hidráulica en la tubería de producción. Entre los efectos que causa la presencia de gas libre en el interior de la bomba están: el comportamiento de la bomba se aparta del señalado en sus curvas características, reducción de su eficiencia, fluctuación de carga en el motor, posible efecto de cavitación y otros consecuentes.

Es importante tener en cuenta la ubicación de este dispositivo durante el diseño del sistema, ya que su posicionamiento dentro del pozo afecta directamente los cálculos de potencia necesaria para el levantamiento del crudo, se requiere de un nivel de cabeza suficiente para que el crudo ingrese a la bomba por los orificios del intake, sin que se produzca el fenómeno de cavitación y el fluido se puede tomar por el primer impulsor de la bomba

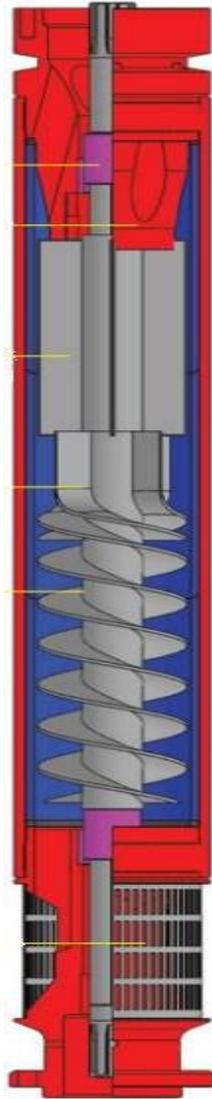


Figura 10. Separador de gas de una bomba electrosumergible

FUENTE: Canadian Advance ESP, Brochure 1

1.3.2 Motor electrosumergible

Es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Se recomienda colocarlo por encima de las perforaciones. El motor eléctrico colocado en la parte inferior del equipo, recibe la energía desde una fuente superficial, a

través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos grandes de potencial, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia. Normalmente, consiste de una carcasa de acero al bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijas en su interior.

Los motores se pueden clasificar de acuerdo al mecanismo utilizado para generar la potencia necesaria para el sistema, se clasifican en motores de inducción y motores de imanes permanentes.

Los motores utilizados en las operaciones de bombeo electrosumergible son de inducción trifásicos, normalmente de dos polos y operan a una frecuencia nominal de 60 Hz. Se encarga de convertir la energía eléctrica en energía mecánica y suministrar la potencia mecánica necesaria para mover la bomba, de acuerdo con los requerimientos de potencia y la cabeza total dinámica a levantar.

Estos motores, se llenan con un aceite mineral altamente refinado y de alta resistencia dieléctrica, que permite lubricar las partes giratorias del motor y transferir el calor generado hacia la carcasa, donde se disipa por el fluido de producción. Lo anterior hace importante que el fluido de producción pase por la carcasa del motor a una velocidad mínima, para que se garantice la refrigeración del motor.

La tensión de diseño y operación de estos motores pueden ser tan bajos como 230 V o tan

altos como 4 kV. Los requerimientos de corriente pueden ir desde 17 A hasta los 110 A y la potencia necesaria se alcanza al alargar o incrementar la longitud del motor, por lo que un solo motor puede alcanzar 33 ft (10,06 m) de longitud y llegar a desarrollar una potencia de 1170 HP.

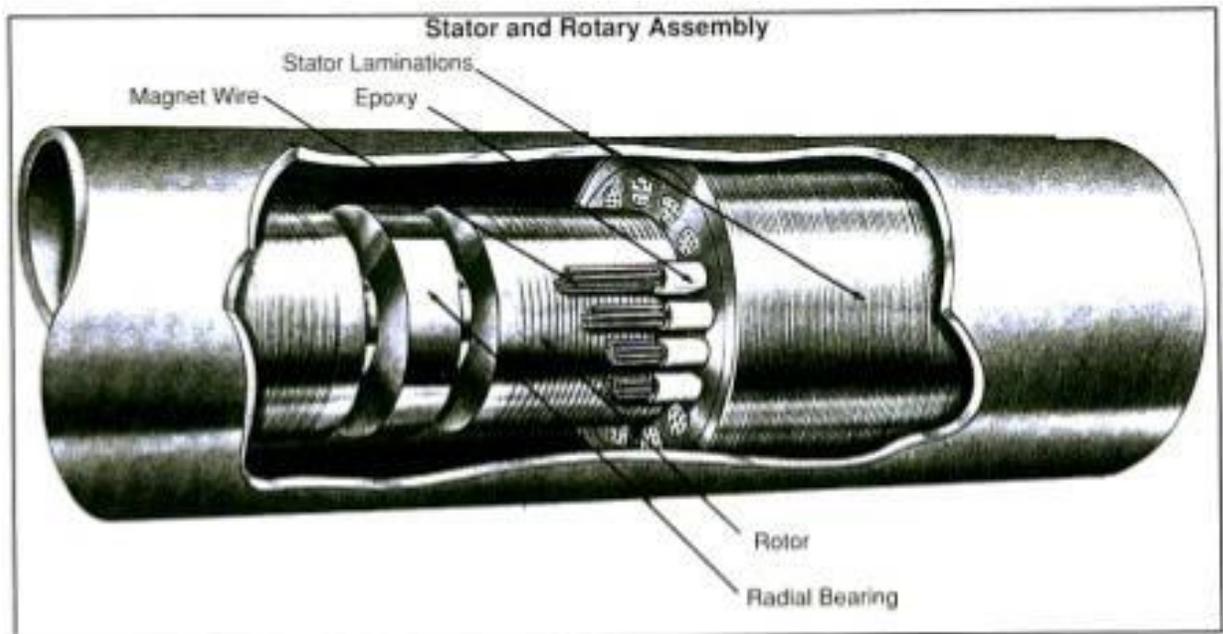


Figura 11. Estructura física de un motor de inducción electrosumergible

FUENTE: CUACES, Henry. Bombas electrosumergible.

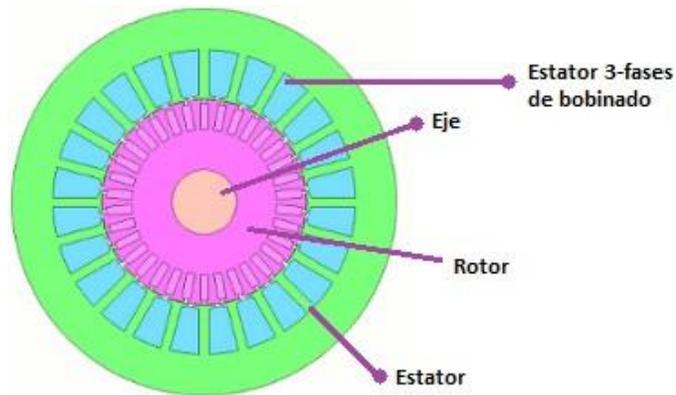


Figura 12. Interior de motor de inducción electrosumergible

FUENTE: JMAG, Simulation technology for electromechanical design.

Los motores de imanes permanentes tienen el clásico estator de tres fases como los motores de inducción y el rotor tiene imanes permanentes. En ese aspecto los motores de imanes permanentes son equivalentes a los motores de inducción, pero el campo magnético del rotor en el caso de los motores de imán permanente es producido por los imanes permanentes sin crear calor alguno. El rotor del motor está rotando sincrónicamente.

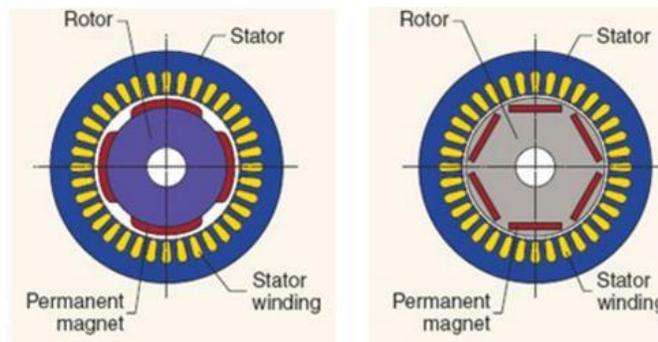


Figura 13a. Montaje en superficie motor de imán permanente

Figura 13b. Interior motor de imán permanente.

FUENTE: www.yaskawa.com.

Los motores de imanes permanentes operan bajo el principio que una fuerza es generada cuando el flujo actual es un inductor que toma lugar en un campo magnético.

1.3.3 El Sello o Protector

Es un elemento de diseño especial, que se conecta entre el eje del motor y la bomba o separador de gas. Es una pieza vital en el ensamblaje y si no se selecciona apropiadamente, puede reducir la vida útil del equipo. El protector está formado por un conjunto de cámaras, las cuáles contienen una serie de laberintos por donde circula un aceite dieléctrico.

Sus funciones principales son

- Conectar el motor con la bomba mediante los conectores (“couplings”) que se colocan en los ejes del motor y la bomba.
- Soportar las fuerzas de empuje producida por las etapas de la bomba y la cabeza del fluido, para que no sean transmitidas al motor.
- Evitar que el fluido del pozo contamine el fluido dieléctrico del motor.
- Igualar la presión del fluido dieléctrico en su interior con la del fluido externo dentro del pozo, eliminando presiones diferenciales a través de los elementos de sellado del eje.
- Absorbe la expansión y contracción del aceite del motor, debido a su calentamiento y enfriamiento cuando está operando o detenido respectivamente.

En la actualidad los sellos se pueden configurar en función de las necesidades propias de cada pozo, combinando diferentes tipos de cámaras, cojinetes de empuje, sellos mecánicos

y materiales a utilizar, haciéndolo personalizado a cada aplicación. Las cámaras de un sello pueden ser de dos tipos:

Las cámaras de laberinto están compuestas por una serie de tubos, que forman un laberinto en el interior de esta para hacer el camino difícil al fluido de pozo que intenta ingresar al motor. Este tipo de cámara puede seleccionarse para aquellos pozos donde el fluido a producir tiene una densidad superior a la del aceite del motor (con alto corte de agua), o en pozos verticales. En aquellos pozos donde la densidad del fluido es semejante a la del aceite del motor o los equipos son instalados en la sección desviada del pozo, es conveniente utilizar cámaras de sello positivo o bolsa de goma.

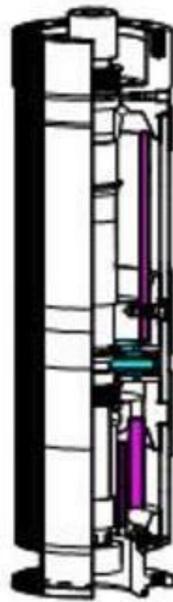


Figura 14. Protector o sello de laberinto

FUENTE: VARGAS, Edisalic.

La bolsa de goma es un elastómero que tiene la finalidad de evitar el contacto físico de los fluidos del pozo con el aceite del motor, pero al ser muy flexible cumple con equilibrar las

presiones en ambos lados de ella.

A su vez, cuando el equipo comienza a inclinarse, los laberintos comienzan a perder su capacidad de expansión, la cual puede recuperarse utilizando cámaras de sello positivo. A medida que la inclinación aumenta se hace necesario incrementar la cantidad de cámaras con elastómero, pudiendo llegar a colocarse hasta 4 cámaras de bolsa por cada tándem.

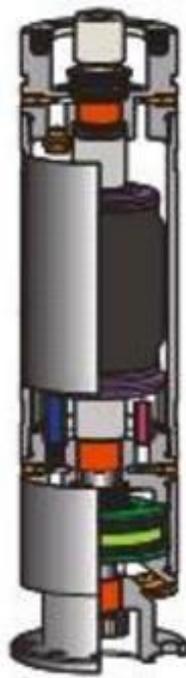


Figura 15. Protector o sello de bolsa

FUENTE: VARGAS, Edisalic.

1.3.4 Cable de Potencia

El cable de potencia es uno de los componentes más importantes y sensibles en el sistema. Su función principal es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor. Además, puede transmitir las señales de presión y temperatura registradas por el sensor de fondo a la superficie. Los conductores pueden tener una barrera protectora o fibra trenzada sobre el aislamiento. Los conductores se encamisan para proveer protección mecánica, química y finalmente se envuelven con una armadura metálica.

El éxito o fracaso de la instalación depende en gran parte de la adecuada selección del cable de potencia para las condiciones de operación. En pozos muy profundos que requieren cables especiales, el cable puede ser el componente más costoso del sistema. Los cables están disponibles en configuración redonda y plana como muestra la FIGURA. 17. Los conductores a su vez pueden ser sólidos, trenzados o compactos.



Figura 16. Cable de potencia redondo y plano

FUENTE: ARAGON, Avilez. Bombeo Electrocentrifugo.



Figura. 16a Cable de potencia redonda y sus componentes.

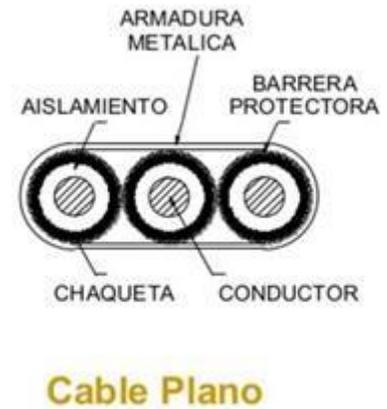


Figura. 16b Cable de potencia plano y sus componentes.

FUENTE: FUENTE: ARAGON, Avilez. Bombeo Electrocentrifugo.

1.3.5 Tubería de producción (Tubing)

Consiste en la tubería por la cual se conduce el crudo desde el fondo del pozo hasta la superficie. Está constituido por secciones, tramos de tubo o tubos que van siendo instalados uno sobre el otro hasta alcanzar la profundidad deseada. Esta tubería puede ser nueva o vieja. Factor que se debe considerar al momento de determinar las pérdidas por fricción, así como su diámetro interno, con el fin de poder determinar con exactitud la cabeza dinámica total a levantar.



Figura. 19. Tubería de producción de 3 ½ pulgadas

FUENTE: www.sun-run.cn

Especificaciones de la tubería de producción de petróleo										
Tubería de producción	Tamaño in	OD (in)		Muro (in)		Grado	Largo (mm)			
		Estándar	EUE							
	23/8	2.375	2.594	0.190	J55 N80 L80 C90 T95 P110	8530~9750				
	27/8	2.875	3.094	0.217						
31/2	3.500	3.750	0.254							
Empalme	Tamaño in	OD (in)		Longitud mínima (in)		Grado	Ancho del extremo (in)		Peso (kg)	
		Estándar	EUE	Estándar	EUE		Estándar	EUE	Estándar	EUE
	23/8	2.875	3.063	4 1/4	47/8	J55 N80 L80 C90 T95 P110	3/16	3/16	1.28	1.55
	27/8	3.500	3.668	5 1/8	51/4			7/32	2.34	2.40
	31/2	4.250	4.500	5 5/8	53/4			1/4	3.71	4.10

Tabla. 2. Especificaciones de la tubería de producción de petróleo más común en Colombia y Venezuela.

FUENTE: www.yaoumachinery.es

Luego de describir en detalle los componentes de subsuelo del sistema de bombeo electrosumergible, se presenta a continuación los componentes en superficie, encargados de suministrar, moderar y controlar el voltaje, la corriente y la velocidad del sistema.

1.3.6 Transformadores



Figura 20. Transformador

FUENTE: www.ec.all.biz

El transformador reductor o SDT, se usa en caso de que la energía suministrada al sistema, provenga de una línea eléctrica de distribución de media tensión. Este transformador reducirá la tensión de la línea al nivel requerido por el variador de frecuencia, el cual se encuentra entre los 460V y 380V. Sí la energía proviene de generadores de potencia, estos suministran directamente la tensión requerida a través del variador de frecuencia o por el panel de control.

El transformador elevador o SUT, se encarga de incrementar la tensión suministrada al alimentador por el variador o controlador de frecuencia al nivel nominal requerido por el motor para su operación. Estos transformadores aumentan la tensión de un sistema de 480 V a niveles entre los 800 hasta 4000 V.

En los sistemas de accionamiento del motor existen tres tipos de controladores de motor:

1.3.7 Arrancador directo

Consiste en un arranque con un conjunto de circuitos en estado sólido, con protecciones de sobrecarga. La potencia tanto a la entrada como a la salida tiene una frecuencia constante de 60 Hz, por lo tanto, el motor siempre gira aproximadamente a 3600 rpm. Los arranques del motor son bruscos con este tipo de tablero.

1.3.8 Arrancador suave

Es similar a un arrancador directo, ya que previene al motor de cambios bruscos en la corriente. Pero está diseñado para controlar la corriente y la tensión en los bornes del motor durante el periodo de arranque. Permite incrementar gradualmente la frecuencia, hasta alcanzar los 60 Hz nominales del sistema, una vez encendido el motor.

1.3.9 Controlador de frecuencia variable (VSD)

Una bomba electrosumergible queda limitada cuando se opera a una frecuencia fija. El variador de frecuencia variable o variador elimina esta restricción, permitiendo cambiar la frecuencia y por tanto la velocidad de la bomba. Esto permite que, sin modificar el equipo de fondo, se pueda operar la bomba para la producción de un amplio rango de caudales y

satisfacer un conjunto de condiciones de operación bastante amplio.

Además, protege el equipo de fondo contra las variaciones de tensión del sistema, controla la corriente, mantiene constante la relación V/Hz y extiende la vida útil del equipo de fondo, mediante el arranque y apagado suave.

En el caso de SLACOL se cuenta con un producto propio, el CILA2S® que cumple las funciones de variador de frecuencia, arrancador suave y arrancador directo:

1.3.10 CILA2S®¹

Es el controlador inteligente para levantamiento artificial en subsuelo y superficie.

Es la solución estándar de SLACOL para la operación y optimización de un pozo.

El montaje del sistema en las cercanías del pozo permite una fácil y rápida instalación, diseñado bajo consideraciones eléctricas, ambientales, tecnologías de control y de potencia capaces de cumplir los requerimientos del usuario final.

Su arquitectura está basada en módulos de variación de velocidad (VSD), procesadores para el control del proceso según su capacidad avanzada de optimización de un clúster de producción.

1. www.SLACOL.com.

La composición de su arquitectura eléctrica y de proceso, garantiza la protección y cuidado de calidad energética y variables de proceso, con el fin de representar una verdadera optimización, reducción en mantenimientos y aumento significativo del ciclo de vida del pozo.

El CILA2S® posee las siguientes ventajas

- Capacidad de configurar sus entradas y salidas (Analógicas y Digitales) para asociar la instrumentación instantáneamente a las lógicas de control.
- Desarrollador de lógicas de protección en función a los datos del proceso, presiones, temperaturas, etc. Posee las siguientes protecciones: Presión de entrada (PIP), temperatura de entrada de la bomba, temperatura de motor de ESP, diferencial de presión, corriente de Fuga del motor, vibración, presión de cabeza (THP), nivel de Fluido.
- Reduce costos de energía al mejorar la eficiencia y confiabilidad del sistema.
- Mejora la vida útil del motor.
- Reduce el ruido audible en el motor.
- Reduce las emisiones electromagnéticas.
- Protege el cable del motor.
- Monitoreo Completo de variables de superficie y fondo para la optimización, control protección.

1.3.11 IWOC "intelligent Wells Optimization Control"¹

Es un algoritmo, basado en reglas que considera el comportamiento mecánico, variables de operación, comportamiento de fluidos y modelos matemáticos que permiten generar y visualizar la curva de afluencia del pozo. La visualización y control de las condiciones de afluencia del pozo oferta y demanda, se observa a través de la construcción de la curva IPR del pozo, donde un monitoreo constante de la presión de fondo (PWF) aunado a las condiciones de operación del sistema de levantamiento (AMP, Torque, Velocidad, Voltaje, Temperatura, PIP, Sumergencia), permite determinar mantener una tasa de flujo estable en el pozo a través del control de velocidad de la bomba optimizando el funcionamiento del sistema pozo/yacimiento.

1.3.12 Caja de venteo o de conexiones (Vent Box)

Está localizada entre el cabezal de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Cumple la función básica de proveer venteo a la atmósfera del gas que se puede colar a través del cable de potencia. Es un punto de fácil acceso, que permite hacer en su interior la conexión entre el cable de potencia que viene del tablero de control y el cable de potencia que alimenta el motor. Igualmente, permite realizar pruebas y verificar las condiciones eléctricas del equipo que se encuentran en el fondo.



Figura 21. Caja de venteo

FUENTE: ARCENALES, D. Escuela Superior Politécnica del Litoral

1.3.13 Cabezal del pozo

Está constituido por el conjunto de válvulas de control del pozo y otros accesorios, así como la tubería de producción. Conecta el sistema de potencia de superficie con el cable de potencia del subsuelo. El cabezal de boca de pozo debe estar equipado con un dispositivo penetrador que selle alrededor del cable y la tubería de producción para evitar fugas de gas imprevistas en el pozo. Se dispone de varios métodos diferentes de sellado, según los distintos proveedores de cabezales. Dependiendo del método empleado, el sello soportará entre 500 - 3000 psi.



Figura 22. Cabezal de pozo para bombeo electrosumergible.

FUENTE: ARCENALES, D. Escuela Superior Politécnica del Litoral

1.4 TIPOS DE MEDIDORES DE VARIABLES DE POZO

Un instrumento de medición es un aparato o dispositivo utilizado para comparar magnitudes físicas mediante un proceso. Como unidades de medida se utilizan objetos y sucesos previamente establecidos (ya sea estándares o patrones), y de la medición resulta un número derivado de la relación entre el objeto de estudio y la unidad de referencia. Los instrumentos de medición son componentes que sirven para medir, convertir, transmitir, controlar y/o registrar variables de un proceso, con el fin de optimizar los recursos utilizados.

1.4.1 Sensor de fondo

El sensor de presión es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Está

constituido por circuitos que permitan enviar señales a superficie registradas, convirtiendo estas en señales de presión a la profundidad de operación de la bomba.

Cuando se utiliza un variador de frecuencia, la información del sensor puede ser alimentada a un controlador, para mantener una presión de fondo determinada, mediante el cambio de la velocidad de la bomba.

Este sistema de medición está compuesto por una unidad de lectura de superficie, un dispositivo sensor de presión y/o un instrumento sensor de temperatura colocado en la tubería de producción. El sensor de fondo está conectado a la unidad de lectura de superficie, a través de los bobinados del motor y el cable de potencia.

El sensor puede registrar la presión de la parte interna de la tubería de producción, o la presión de entrada a la bomba, llamada presión fluyente en el punto de ubicación de la bomba.

El sensor de presión es activado por el nivel del fluido y/o la presión de gas en el pozo. Se calibra automáticamente cuando se dan cambios de temperatura, a intervalos específicos. Durante este tiempo las lecturas de presión y temperatura permanecen inalterables en pantallas, permitiendo la realización de registros manuales.

Un equipo de superficie se utiliza para manejar la información proveniente del fondo del pozo, en tiempo real. Esta información puede ser solamente mostrada, o enviada a otro sistema de monitoreo, para poder ser extraída y procesada posteriormente.



Figura 23. Sensor de fondo.

FUENTE: www.coscoesp.com (Modificada)

Sistema permanente de monitoreo de las variables de fondo, mejoran el nivel de la información que se utiliza tradicionalmente para operar sistemas de levantamiento, tales como: el bombeo electro sumergible (BES). La lectura permanente de presiones de la bomba proporciona un mejor control del “draw-down”, maximizando la producción mientras se mantiene la presión, manteniendo nivel de líquido, por encima de las condiciones críticas.

Las aplicaciones más destacadas se encuentran

- Mejorar la certidumbre sobre el estado de explotación del pozo y su potencial
- Detectar con anticipación problemas operativos del equipo
- Adquirir información que contribuya a reducir la frecuencia de intervenciones y fallas.
- Actuar preventivamente en la detección de pozos con fluidos de tendencia

incrustante

- Facilita el ajuste del punto operativo de la bomba
- Mejorar la toma de decisiones, ante variaciones en el reservorio

Las limitantes que presenta el sensor de fondo dependen de las condiciones del fondo del pozo que constituyen un gran desafío para la operación de un sensor de presión y este puede verse afectado por golpes producidos durante las carreras de entrada y salida del pozo; por las elevadas presiones y temperaturas que pueden sufrir cambios muy bruscos debido a los procesos de producción, inyección o estimulación; por la presencia de sustancias químicas y gases hostiles como ácido sulfhídrico (H₂S), Dióxido de Carbono (CO₂) o ácidos de estimulación; y por las vibraciones provocadas por el flujo mismo de los fluidos, o los golpes causados por los cañones de perforación bajados con la tubería de producción.

1.4.2 Medidores de Nivel

Una de las tecnologías de medición de niveles enviar un impulso ultrasónico a una superficie reflectante y la recepción del eco del mismo en un receptor. El retardo en la captación del eco depende de la profundidad del yacimiento. Los sensores trabajan a frecuencias cercanas a 20 KHz. Estas ondas atraviesan el medio ambiente de gases o vapores con cierto amortiguamiento y se reflejan en la superficie del líquido. Son sensibles a la densidad de los fluidos y dan señales erróneas cuando la superficie del nivel del líquido no es nítida (por ej.: líquido que forme espuma), ya que se crean falsos ecos de los ultrasonidos.

1.4.3 Sensor Virtual

Este es el tipo de medición que se va a desarrollar en este documento, el cual se mostrara de

una manera más amplia en el capítulo siguiente.

1.5 FUNDAMENTOS ELECTRICOS

Todos los generadores eléctricos dependen de la acción de una bobina o a través de un campo magnético o viceversa para su operación. Si hay movimiento relativo entre un conductor y un campo magnético, se generará un voltaje. Por consiguiente, el generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica la cual es luego direccionada al consumidor por el sistema de transmisión y distribución. Entre mayor el voltaje menor el alambre requerido para llevar una cantidad dada de energía eléctrica, de aquí la ventaja de la transmisión de alto voltaje. Para mejorar el entendimiento del sistema de distribución eléctrica a continuación se revisarán algunos fundamentos básicos de electricidad.

1.5.1 Voltaje

Debido a que los electrones están anormalmente distribuidos equivalente en una sustancia, se requiere una fuerza o presión llamada fuerza motriz para desprenderlos de los átomos y hacerlos fluir a una dirección definida. Esta fuerza es llamada también potencial eléctrico o voltaje, La unidad para la medición de esta fuerza electromotriz es el voltio.

1.5.2 Corriente

Cuando un potencial o voltaje de suficiente fuerza es aplicado a una sustancia, causa el flujo de electrones. Este flujo de electrones es llamado una corriente eléctrica. La tasa de este flujo de corriente es medida en amperios. Un amperio es la tasa de flujo de corriente eléctrica representado por el movimiento de una cantidad de electrones por segundo.

- Corriente directa

La corriente directa (CD) o corriente continua (CC) es aquella cuyas cargas eléctricas o electrones fluyen siempre en el mismo sentido en un circuito eléctrico cerrado, moviéndose del polo negativo hacia el polo positivo de una fuente de fuerza electromotriz (FEM), tal como ocurre en las baterías, las dinamos o en cualquier otra FUENTE generadora de ese tipo de corriente eléctrica.

- Corriente alterna

La característica principal de una corriente alterna es que durante un instante de tiempo un polo es negativo y el otro positivo, mientras que en el instante siguiente las polaridades se invierten tantas veces como ciclos por segundo o Hertz posea esa corriente. No obstante, aunque se produzca un constante cambio de polaridad, la corriente siempre fluirá del polo negativo al positivo, tal como ocurre en las fuentes de FEM que suministran corriente directa.

1.5.3 Onda sinusoidal de corriente alterna

En un sistema AC de una sola fase, el voltaje y la corriente seguirán más o menos una onda sinusoidal. Ellos incrementan de cero a un máximo en una dirección, luego disminuyen a cero, incrementan otra vez a un máximo, pero en la dirección opuesta y disminuyen a cero, completando con esto un ciclo de dos alteraciones y 360°

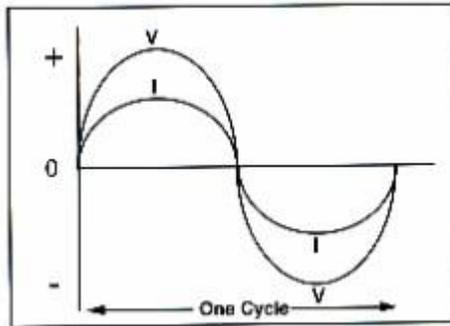


Figura 24. Onda sinusoidal en corriente alterna

FUENTE: VASQUEZ, Leal. Barcelona

1.5.4 Potencia

La potencia está definida como la energía necesaria para hacer un trabajo. En términos eléctricos, representa la energía necesaria para mantener un flujo de corriente. La potencia eléctrica requerida por motores, se mide en Kilovatio (KW). Esta potencia verdadera es la cantidad de potencia realmente consumida en el circuito.

En un circuito puramente resistivo, cuando el voltaje y la corriente están en fase, la potencia puede ser definida como:

Un sistema de distribución de electricidad AC trifásico, como el nombre lo indica, tiene tres sistemas de electricidad AC en una sola fase. Estos sistemas de una sola fase están espaciados de tal forma que el voltaje generado en cualquiera de las fases se ha desplazado 120° de las otras curvas. La potencia total enviada por un sistema de tres fases balanceado es igual a tres veces la potencia enviada por cada fase.

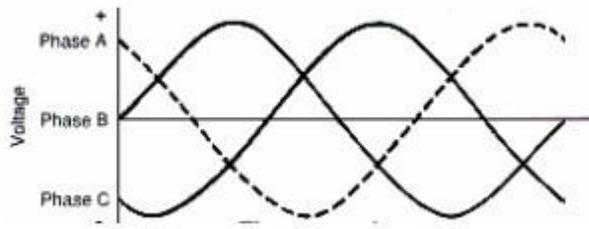


Figura 25. Curvas de corriente alterna para un sistema trifásico.

FUENTE: VASQUEZ, Leal. Barcelona.

1.5.5 Frecuencia

El generador rota a una velocidad de 60 revoluciones por segundo, el voltaje generado completara 60 ciclos en un segundo. Se puede decir que el voltaje generado tiene una frecuencia de 60 ciclos o 60 Hertz.

La relación entre la frecuencia generada (F) expresada en Hertz (Ciclos por segundo) y velocidad del rotor (N), expresada en rpm, y el número de polos (P) en el motor.

1.5.6 Factor de potencia

El factor de potencia (Ecuación 3) es la razón entre la potencia verdadera (KW) y la potencia aparente (KVA); el factor de potencia es definido como:

El factor de potencia es igual a uno si el voltaje y la corriente alcanzan sus respectivos valores máximos simultáneamente. Sin embargo, en la mayoría de sistemas de corriente alterna, el voltaje alcanza su máximo valor en una dirección dada antes de que la corriente alcance su máximo valor, entonces la corriente esta retardada con respecto al voltaje. Este retardo puede ser medido en grados. Este retardo de la corriente es causado por aparatos

como transformadores, motores de inducción, etc.

2. CAPÍTULO 2: DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta un método que combina la matemática de ingeniería de petróleo y las características mecánicas y eléctricas como las curvas de bomba y motor o las pérdidas de voltaje en los diferentes componentes del sistema de levantamiento artificial para inferir la presión de fondo fluyendo en pozos petroleros que manejen el tipo de bombeo electrosumergible.

El método incluye dos modelos, el primero utiliza la curva IPR, es decir, mediante el sistema de producción de crudo y el segundo es por medio del conjunto motor-bomba. Estos modelos toman información del sistema de producción desde los datos de superficie hasta los datos del pozo/yacimiento y del fluido en sí, como son corriente del motor, comportamiento de la bomba, presiones de fondo, el BSW y viscosidad.

El método permite proteger el funcionamiento de la bomba y el conocimiento de los parámetros críticos como la velocidad de la bomba, torque de la bomba, eficiencia de la bomba, producción de fluidos, presión de descarga y succión.

La buena capacidad del instrumento utilizado para adquirir los datos de presión transitoria, adquiere suma importancia. Si el sensor o medidor introduce cambios debidos a las características del instrumento y no provocados por variaciones reales de la presión, se obtendrá una interpretación incorrecta y, en consecuencia, se puede llegar a cometer graves errores en el cálculo de los parámetros del pozo y del yacimiento.

En algunos casos es inconveniente colocar un sensor debido a la curvatura del pozo o a los ambientes extremos que pueda presentar el yacimiento, los sensores de fondo son costosos debido a su mantenimiento e instalación. En algunos sensores la indicación de la medida se altera por el retardo en el tiempo debido a la no linealidad, lo que trae como consecuencia inestabilidad en el sistema de control del bombeo electrosumergible, por esta razón la inferencia de variables no es afectada por ese problema, mejora la respuesta del sistema del control y reducir la inestabilidad del sistema.

La capacidad de controlar la velocidad de bombeo de fluidos es una manera de mantener la continuidad en el bombeo y así evitar daños en la bomba por problemas de fluidos “pump-off” o de daño. En condiciones de “pump-off” el bombeo es inestable y la producción de fluido se reduce de igual manera que el torque y la corriente del motor.

Es necesario contar siempre con un método capaz de predecir por medio de la productividad del pozo, las caídas de presión, el momento en que el pozo pasa de un estado activo a un estado de “pump-off” y otras anomalías que el sistema de bombeo pueda presentar y así incrementar la rentabilidad y confiabilidad operacional del sistema, del mismo modo evitar uno de los mayores costos de producción que es la intervención al pozo.

Los sensores de fondo convencionales son costosos y son débiles a cambios repentinos de presión y de vibración lo que se ve reflejado en constantes fallas y reparaciones dispendiosas. Los medidores en superficie arrojan datos puntuales perdiendo así la posibilidad de tener un histórico del comportamiento del pozo y así determinar en el tiempo

los cambios como por ejemplo en la operación de la bomba que tenga el sistema.

El sensor virtual debe cumplir diferentes objetivos como lo son, (1) estimar la presión de fondo fluyente, y el flujo y presión de la bomba; (2) conocer la presión de succión y el nivel de fluido en el sistema de bombeo utilizando variables del sistema de producción y del modelo de la bomba; (3) proveer a un sistema de control, la medida de nivel inferida para gestionar un mejor control en la producción del pozo; (4) Mejorar el rango de la tasa de flujo y automáticamente controlar el nivel de fluido dinámico ajustando así la velocidad de bombeo.

El método permite un acompañamiento constante al pozo y es ajustable a cambios de condiciones en el pozo como por ejemplo cambio de bomba o de motor, es de larga duración, no costoso y adaptable. El método se caracteriza por trabajar con los dos tipos de bombeo electrosumergible radial y mixta.

En la etapa inicial del trabajo se comenzó con la recolección de datos confiables de las pruebas de producción de cada uno de los pozos estudiados, además de la literatura asociada al desarrollo de sensores virtuales.

El todo es dividido en dos modelos como se mencionó anteriormente. Los modelos se presentarán a continuación

2.1 MODELO 1

El primer modelo, que compone el método, se basa en el índice de productividad del pozo, los datos iniciales son tomados de la red física que está compuesta por el CILA2S®, la

bomba, el motor, el sistema de levantamiento artificial y el pozo propiamente dicho.

Lo primero que se halla es el gradiente del fluido usando el °API Y el BSW del fluido, seguido por el cálculo del caudal actual usando las curvas de productividad de la bomba y la velocidad a la que la bomba está trabajando en ese momento. Al tener el caudal actual y la presión en el yacimiento (como dato inicial) se procede a hallar la presión de fondo fluyendo usando el método de Vogel.

Se halla el IP del pozo y se rectifica que tipo de yacimiento se está estudiando, si el yacimiento es saturado se halla el caudal máximo usando la P_{wf} , el caudal medido y la presión de yacimiento; si el yacimiento es subsaturado se procede al cálculo del caudal en el punto de burbuja y si este es mayor, menor o igual al caudal actual, de esa manera si es mayor o menor se divide en dos ecuaciones diferentes para inferir el P_{wf} del pozo, y si son iguales el P_{wf} será igual a la presión de burbuja, así mismo para el yacimiento saturado es una ecuación específica. De lo anterior se deriva el cálculo de la presión a la entrada a la bomba, la sumergencia de la bomba y el nivel de fluido dinámico.

Después de presentar todos los conceptos necesarios a continuación se presentarán las ecuaciones una a una que rigen cada uno de los modelos del método. Se presentaran los datos de un pozo colombiano al que se le cambiara el nombre por la confidencialidad que se debe manejar con este tipo de información, los datos serán los del fluido obtenidos en una prueba PTV, los datos generales de la bomba y las profundidades de los equipos en el pozo y de los perforados adquiridos en el estado mecánico y datos generales de voltaje del

transformador elevador (SUT) en superficie, también en la tabla que se presentara a continuación estarán los datos obtenidos de la curva IPR y la prueba de producción inicia.

DATOS POZO MP-300H

API	13.8°
Viscosidad del crudo (μ o)	0.2466 lb/pie.seg
Presión del yacimiento (Py)	1120 psi
Índice de productividad (IP)	12.04 BPD/psi
Presión de burbuja (Pb)	130 psi
Presión del casing	0.1 psi
Profundidad de los perforados (PMP)	2863 pies
Profundidad del intake (Pintake)	2620 pies
Profundidad del sensor (Psensor)	2639.55 pies
Diámetro del tubing	0.25 pies
Caudal de prueba (Qprueba)	4272 Barriles por día
Presión de fondo fluvente de prueba Pwf	765 psi
Frecuencia de prueba	65 Hz
Presión en la cabeza del tubing (THP)	175psi
Corriente del motor	31.95 Amperios
Voltaje Motor	2705 Voltios
Eficiencia del motor	0.86

Eficiencia de la bomba	0.62
Número de sellos	2

Tabla.2. Datos de pozo y fluido para desarrollo de modelo 1 y 2.

Para tener en cuenta

Gradiente del agua	0.433 Psi/pie ³
Densidad del agua	64.4 lb/pie ³
Factor de conversión para la viscosidad	0.00067197lb/pie-seg
Factor de conversión para la velocidad	5.615 ft ³ /Barriles
Factor de conversión del $(\Delta P/\Delta L)_{\text{fricción}}$	144 lb/pie ³
Frecuencia Nominal	60 Hz

Tabla 3. Factores de interés para desarrollo de la metodología.

La información que se presentara a continuación corresponde al modelo 1.

Lo primero que se debe definir es la gravedad específica del fluido del fluido, como muestra la Ecuación 2.1

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API^\circ} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

lo cual se desarrolla para obtener el siguiente resultado

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + 13.8} = 0.9738$$

Después de calcular la gravedad específica del crudo, se calcula la densidad del fluido multiplicando la gravedad específica del fluido por la densidad del agua, como se puede ver en la ecuación 2.2

$$\rho_o = \gamma_o * \rho_w \quad \text{Ecuación 2.2}$$

lo cual muestra el siguiente resultado

$$\rho_o = 0.9738 * 63.4 \text{ lb} / \text{ft}^3 = 61.73 \text{ lb} / \text{pie}^3$$

Luego de calcular la densidad del fluido, el siguiente paso es calcular el gradiente del fluido en pozo multiplicando la gravedad específica del fluido por el gradiente de presión hidrostática normal para el agua dulce, como muestra la ecuación 2.3

$$\text{Grad. fluido} = \gamma_o * 0.433 \text{ psi} / \text{pie} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

y de esta manera se obtiene el siguiente resultado

$$\text{Grad. fluido} = 0.9738 * 0.433 \text{ psi} / \text{pie} = 0.4217 \text{ psi} / \text{pie}$$

El siguiente paso es hallar el caudal actual para ello se usa la ley de afinidad de las bombas usando la ecuación 2.4

$$Q_{\text{actual}} = Q_{\text{prueba}} * \frac{\text{Frecuencia.prueba}}{\text{Frecuencia.no min al}} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

la cual se desarrolla para obtener el siguiente resultado

$$Q_{\text{actual}} = 4272 \frac{\text{barriles}}{\text{dia}} * \frac{65 \text{ Hz}}{60 \text{ Hz}} = 4628 \frac{\text{barriles}}{\text{dia}}$$

Ahora se debe definir qué tipo de yacimiento se está manejando, para ello se compara la presión del yacimiento con la presión de burbuja, si la presión de burbuja es mayor a la presión del yacimiento, el yacimiento será saturado, y la presión de fondo fluyente se hallará

usando la curva IPR o mejor conocido como el método de Vogel, a continuación, se presentará el segmento del código donde se halla la presión de fondo fluuyente:

```
Select Case tipoyacimiento
    Case "Saturado"
        presion = Py
        Qmax = Qp / (1 - (0.2 * (Pwf / Py)) - (0.8 * ((Pwf / Py) ^ 2)))
        dif = 100
        If Qactual > 0 And Qactual < Qmax Then
            Do While dif > 0.1
                Qo = Qmax * (1 - (0.2 * (presion / Py)) - (0.8 * ((presion / Py) ^ 2)))
                dif = Qactual - Qo
                presion = presion - 0.5
            Loop
        Else
            MsgBox "Datos ingresados erroneos"
        End If
    End Case
End Select
```

Figura 26. Código Método de Vogel

Si por el contrario la presión de burbuja es menor o igual a la presión de yacimiento, el yacimiento es considerado subsaturado y la presión de fondo fluuyente se hallará de dos maneras dependiendo si el caudal actual es mayor o menor al caudal en el punto de burbuja.

Inicialmente mediante el uso de la Ecuación 2.5 se halla el índice de productividad

$$IP = Q_{prueba} * / (P_y - P_{wf_{prueba}}) \quad \text{Ecuación 2.5}$$

para hallar el siguiente resultado

$$IP = 4272 \frac{\text{barriles}}{\text{dia}} / (1120 \text{ psi} - 765 \text{ psi}) = 12.04 \frac{\text{barriles}}{\text{dia} * \text{psi}}$$

Luego se continúa hallando el caudal en el punto de burbuja de la siguiente manera

$$Q_b = IP * (P_y - P_b) \quad \text{Ecuación 2.6}$$

$$Q_b = 12.04 \frac{\text{barriles}}{\text{dia} * \text{psi}} * (1120 \text{ psi} - 130 \text{ psi}) = 11919.6 \frac{\text{barriles}}{\text{dia}}$$

Al tener el caudal en el punto de burbuja se compara con el caudal actual, si el caudal en el punto de burbuja es mayor al caudal actual, se usa el código en la Figura 26 para hallar la presión de fondo fluyente.

Para comenzar se halla el caudal máximo como se muestra en la ecuación 2.7

$$Q_{\text{máx}} = Q_b + ((IP * P_b) / 1.8) \quad \text{Ecuación 2.7}$$

$$Q_{\text{máx}} = 11919.6 \frac{\text{barriles}}{\text{dia}} + ((12.04 \frac{\text{barriles}}{\text{dia} * \text{psi}} * 130 \text{ psi}) / 1.8) = 12784.01 \frac{\text{barriles}}{\text{dia}}$$

Si por el contrario el caudal actual es menor al caudal en el punto de burbuja la presión de fondo fluyente se calculará de la siguiente manera usando la ecuación 2.8

$$P_{wf} = P_y - (Q_{\text{actual}} / IP) \quad \text{Ecuación 2.8}$$

$$P_{wf} = 1120 \text{ psi} - (4628 \frac{\text{barriles}}{\text{dia}} / 12.04 \frac{\text{barriles}}{\text{dia} * \text{psi}}) = 735.61 \text{ psi}$$

Ahora que se tiene la presión de fondo fluyente es posible hallar la presión a la entrada de la bomba, la sumergencia de la bomba y el nivel de fluido dinámico, como muestran las siguientes ecuaciones y sus desarrollos

La primera variable que se halla es la presión de fondo fluyente mediante la ecuación 2.9

$$PIP = P_{wf} - ((PMP - P_{\text{sensor}}) * \text{Grad. fluido}) \quad \text{Ecuación 2.9}$$

la cual se desarrolla para obtener el siguiente resultado

$$PIP = 735.61 \text{ psi} - ((2863 \text{ pies} - 2639.55 \text{ pies}) * 0.4217 \text{ psi} / \text{pie}) = 641.4 \text{ psi}$$

La siguiente variable de interés que se halla es la sumergencia a partir de la Ecuación 2.10

$$\text{Sumergencia} = (PIP - P_{csg}) / \text{Grad. fluido} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

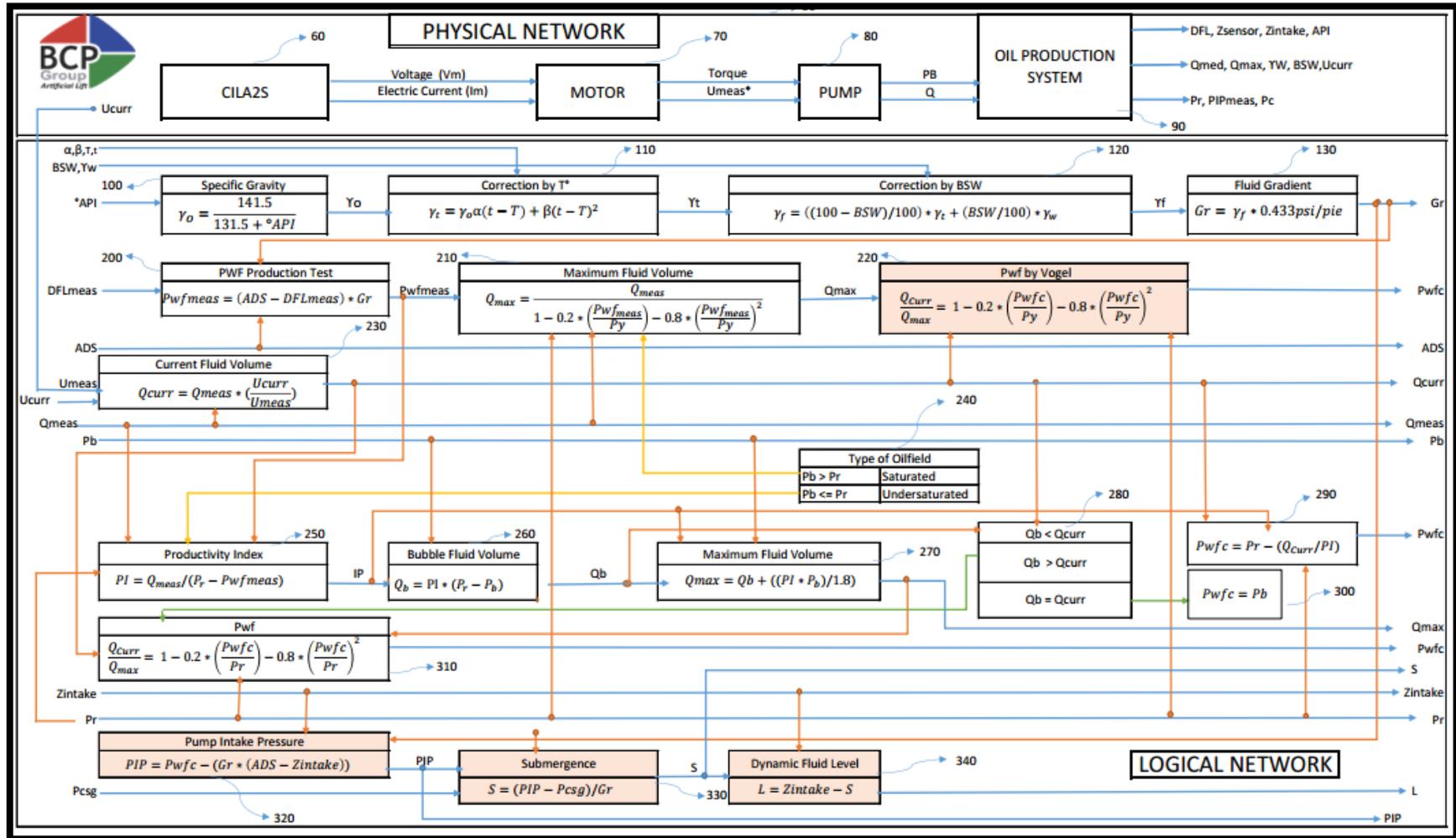
$$\text{Sumergencia} = (641.4 \text{ psi} - 0.1 \text{ psi}) / 0.4217 \text{ psi} = 1520.75 \text{ pies}$$

Por ultimo mediante el uso de la ecuación 2.11, se calcula el nivel de fluido dinámico

$$NFD = P_{\text{intake}} - \text{sumergencia} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

$$NFD = 2620 \text{ pies} - 1520.75 \text{ pies} = 1099.25 \text{ pies}$$

En la imagen se ven representados bloques y su interconexión o conectividad del primer modelo.



Gráfica 1. Red física y lógica del modelo 1 del método

2.2 MODELO 2

El modelo es representado por el sistema motor-bomba que utiliza la matemática de ingeniería de petróleo, los datos generados en el CILA2S® (Red Física), curvas mecánicas de la bomba y motor.

El modelo permite obtener continuamente la frecuencia en Hertz, el voltaje, la corriente aplicada al sistema y las pérdidas de voltaje en las diferentes partes del sistema (Motor, bomba, cable de potencia, variador), con algoritmos matemáticos la potencia mecánica y eléctrica generada desde el CILA2S® para el funcionamiento correcto de la bomba electrosumergible.

De igual manera se calculan la presión a la entrada de la bomba, el nivel de succión y descarga, el nivel de fluido, la sumergencia optima de la bomba, la eficiencia de bombeo utilizando y correlacionando datos de la red física y de las curvas características de la bomba y el motor determinadas por el fabricante. El presente modelo del método provee la presión de la columna de fluidos derivadas de parámetros de la unidad de bombeo sin necesidad de instrumentación física. El modelo utiliza parámetros físicos del pozo como la profundidad de la bomba, la profundidad media de los perforados entre otros.

Este modelo logra estimar la presión de fondo fluyente a partir de la tasa de flujo y de los parámetros en superficie como la corriente y el voltaje del motor tomados en el CILA2S®. Estos resultados son utilizados para controlar el comportamiento de la bomba y evitar daños severos que conduzcan a una intervención del pozo. Igualmente, estos resultados se utilizan para estimar parámetros operacionales, parámetros del sistema pozo-yacimiento y alimentar

a un controlador (CILA2S®) y así optimizar el funcionamiento operacional de todo el sistema de bombeo. Proteger la bomba implica evitar bloqueo, cavitación, y fugas.

El algoritmo es muy versátil, se ajusta a cambios en las condiciones de producción y del yacimiento y al mismo tiempo permite un periodo de prueba que se ejecuta para determinar el rango óptimo de velocidad en que la bomba debe trabajar sin caer en zona de “pump-off”, dado a que la velocidad de la bomba puede ser muy variable.

La operación de la bomba es controlada por un CILA2S® y por aplicaciones asociadas con el modelo del sensor virtual.

El algoritmo del modelo calcula la tasa de flujo de la bomba además es utilizado para estimar parámetros como el levantamiento neto dinámico, eficiencia de la bomba, caudal óptimo de la bomba calculado utilizando las curvas del fabricante, la ley de afinidad y la velocidad de referencia.

La potencia verdadera que se usa en el sistema es calculada a partir de la diferencia entre la potencia en el SUT y las pérdidas de voltaje en cada una de las partes del sistema junto con la eficiencia de la bomba, eficiencia del motor y el porcentaje de carga del motor.

La potencia anteriormente hallada junto con el levantamiento neto dinámico, el caudal de la bomba en ese momento y el gradiente del fluido dan lugar al cálculo de la presión de entrada a la bomba.

Al tener el valor de la presión de entrada a la bomba, se puede hallar la presión de fondo

fluyendo con la ayuda de algunos datos adicionales como la profundidad del sensor, la profundidad media de los perforados (valores dados en el estado mecánico) y también es posible calcular el nivel de sumergencia de la bomba adicionando la presión en el casing y el gradiente del fluido a la ecuación.

Por último, al tener el valor de la sumergencia de la bomba se calcula el nivel de fluido dinámico restándole el valor de la profundidad de la entrada a la bomba.

Los datos presentados en las tablas también serán usados para las ecuaciones del modelo 2. La información que se presentara a continuación es la explicación paso a paso del modelo 2. Lo primero que se debe hallar es la velocidad del fluido en tubería, y para hallar la velocidad se debe empezar por el área de la tubería como muestra la Ecuación 2.12

$$\text{Área} = (\pi * D_{ibg}^2) / 4^2 \quad \text{Ecuación 2.12}$$

la cual se desarrolla para hallar el siguiente resultado

$$\text{Área} = (\pi * (0.25^2 \text{ pies}^2)) / 4 = 0.04908 \text{ pies}$$

Seguidamente se halla la velocidad del fluido en la tubería usando la Ecuación 2.13

$$\text{Velocidad} = \frac{Q_{actual}}{\text{Área}} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

y esta se desarrolla con diferentes factores de conversión para poder obtener la velocidad en pies/seg

$$\text{Velocidad} = \frac{4628 \frac{\text{barriles}}{\text{día}} * 5.615 \frac{\text{pies}^3}{\text{barriles}} * \frac{1}{(24 * 3600)} \frac{\text{día}}{\text{segundos}}}{0.04908 \text{pies}^3} = 5.656 \text{pies} / \text{seg}$$

Ahora que se conoce la velocidad del fluido en la tubería se puede hallar el número de Reynolds como muestra la Ecuación 2.14, este permitirá conocer el tipo de flujo en el pozo, si el número de Reynolds es menor a 2000, el flujo será laminar, si el número de Reynolds es mayor a 2000 será turbulento, en este documento solo se toma en cuenta el flujo laminar para el desarrollo del método.

$$N_{Re} = (D_{tbg} * Velocidad * \rho_o) / \mu_o \quad \text{Ecuación 2.14}$$

$$N_{Re} = (0.25 \text{ pies} * 5.656 \text{ pies} / \text{seg} * 61.73 \text{ lb} / \text{pie}^3) / 0.2466 \text{ lb} / \text{pie} \cdot \text{seg} = 353.95$$

Al obtener el número de Reynolds se calcula el factor de fricción como se muestra a continuación

$$f = 64 / N_{Re} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

$$f = 64 / 353.95 = 0.181$$

Para hallar la presión de descarga es necesario hallar las pérdidas por fricción y gravedad en la tubería, las pérdidas por fricción se obtienen usando la Ecuación 2.16

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{friccion} = ((f * \rho_o * Velocidad^2) / (2 * g * D_{tbg})) / 144 \text{ lb} / \text{pie}^2 \quad \text{Ecuación 2.16}$$

la cual se desarrolla obteniendo el siguiente resultado

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{friccion} = (0.181 * 61.73 \text{ lb} / \text{pie}^3 * (5.656 \text{ pies} / \text{seg})^2) / (2 * 32.2 \text{ pie} / \text{seg}^2 * 0.25 \text{ ft}) / 144 \text{ lb} / \text{pie}^2$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{friccion} = 0.154 \text{ psi} / \text{pie}$$

Seguidamente, usando la Ecuación 2.17 se hallan las pérdidas por gravedad

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{gravedad} = \rho_o / 144 \text{ lb} / \text{pie}^2 \quad \text{Ecuación 2.17}$$

al desarrollarse se encuentra el siguiente resultado

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{gravedad}} = 61.73 \text{ lb} / \text{pie}^3 / 144 \text{ lb} / \text{pie}^2 = 0.428 \text{ psi} / \text{pie}$$

Ahora que se tienen las pérdidas por fricción y por gravedad se hallan las pérdidas totales mediante la sumatoria de estas como muestra la Ecuación 2.18

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{total}} = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{friccion}} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{gravedad}} \quad \text{Ecuación 2.18}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{total}} = 0.154 \text{ psi} / \text{pie} + 0.428 \text{ psi} / \text{pie} = 0.582 \text{ psi} / \text{pie}$$

Al tener las pérdidas totales se halla la presión de descarga mediante la Ecuación 2.19

$$P_{\text{descarga}} = \text{THP} + (\text{Prof}_{\text{Intake}} * \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{total}}) \quad \text{Ecuación 2.19}$$

y se desarrolla de la siguiente manera

$$P_{\text{descarga}} = 175 \text{ psi} + (2620 \text{ pies} * 0.582 \text{ psi} / \text{pie}) = 1699.84 \text{ psi}$$

A continuación, se presentará el modelo de potencia comenzando con el cálculo de la potencia del variador como muestra la Ecuación 2.20

$$Pot_v = (Vm * Cm * \sqrt{3} * Fp) / 1000 \quad \text{Ecuación 2.20}$$

La cual se desarrolla de la siguiente manera para encontrar el siguiente resultado

$$Pot_v = (31.95 \text{ Amp} * 2705 \text{ Volt} * \sqrt{3} * 0.8) / 1000$$

$$Pot_v = 120 \text{ Kw} * 1.3410 = 161 \text{ hp}$$

Para hallar la potencia real del sistema primero se debe conocer las pérdidas en cada uno de los equipos como se muestra a continuación, primeramente, se hallan las pérdidas de potencia en el cable como muestra la Ecuación 2.21

$$Pot_c = (Vv - ((10 \text{ volt} / 1000 \text{ pies}) * \# \text{ pies.cable})) * C * \sqrt{3} * Fp \quad \text{Ecuación 2.21}$$

La cual se desarrolla para obtener el resultado a continuación

$$Pot_c = ((2705\text{volt} - ((10\text{volt} / 1000\text{pies}) * 2400\text{pies})) * 31.95\text{Amp} * \sqrt{3} * 0.8) / 1000$$

$$Pot_c = 119\text{kW} * 1.3410 = 159\text{hp}$$

Seguidamente la potencia del cable hallada en la Ecuación 2.21 se resta a la potencia del variador calculada en la Ecuación 2.20 para conocer las pérdidas en el cable

$$Perd_c = Pot_v - Pot_c \quad \text{Ecuación 2.22}$$

$$Perd_c = 161\text{hp} - 15\text{hp} = 2.0\text{hp}$$

Posteriormente usando la Ecuación 2.23 se calcula la potencia en el motor

$$Pot_m = Pot_c * Eff_{motor} \quad \text{Ecuación 2.23}$$

$$Pot_m = 159\text{hp} * 0.86 = 137\text{hp}$$

y para hallar las pérdidas de potencia del motor, potencia del motor se resta a la potencia del cable como muestra la ecuación 2.24

$$Perd_{motor} = Pc - Pm \quad \text{Ecuación 2.24}$$

$$Perd_{motor} = (159\text{hp} - 137\text{hp}) = 22\text{hp}$$

El siguiente paso es calcular la potencia en los sellos de protección usando la Ecuación 2.25

$$Pot_s = Pot_m - (4\text{hp} * \#sellos) \quad \text{Ecuación 2.25}$$

$$Pot_s = 137\text{hp} - (4\text{hp} * 2) = 129\text{hp}$$

Usando la Ecuación 2.26 se halla las pérdidas en los sellos mediante la resta de la potencia en los sellos y la potencia del motor.

$$Perd_{sello} = Pot_m - Pot_s \quad \text{Ecuación 2.26}$$

$$Perd_{sello} = 137\text{hp} - 129\text{hp} = 8\text{hp}$$

Seguidamente se calcula la potencia en la bomba usando la Ecuación 2.27

$$Pot_b = Pot_s * Effbomba \quad \text{Ecuación 2.27}$$

$$Pot_b = 129hp * 0.62 = 80hp$$

La potencia de la bomba se resta la potencia del sello para hallar las perdidas en la bomba:

$$Perdbomba = Pot_s - Pot_b \quad \text{Ecuación 2.28}$$

$$Perdbomba = 129hp - 80hp = 49hp$$

A continuación se calcula la potencia real del sistema, para ello tomamos la potencia del variador y le restamos las pérdidas de potencia a lo largo de cada uno de los equipos como muestra la Ecuación 2.29

$$Pot_{real} = Pot_v - \sum \text{perdidas} \quad \text{Ecuación 2.29}$$

$$Pot_{real} = 161hp - (2hp + 22hp + 8hp + 49hp) = 80hp$$

Al hallar la potencia real, el último paso es calcular las variables de interés, es decir la presión a la entrada de la bomba(PIP), la sumergencia de la bomba, el nivel de fluido dinámico y la presión de fondo fluyente como se muestra a continuación, con sus respectivos resultados

En primer lugar, se halla la presión a la entrada de la bomba usando la Ecuación 2.30

$$PIPi = (TDHpies - ((Pot_{real} * 136.000) / Q_{actual})) * Grad.fluido \quad \text{Ecuación 2.30}$$

$$PIPi = ((1699.84 psi / 0.4217 psi / pies) - (80hp * 136.000) / 4628 \frac{\text{barriles}}{\text{dia}}) * 0.4217 psi / pie$$

$$PIPi = 708.46 psi$$

Continuando con el orden de ideas la siguiente variable de interés es la sumergencia de la bomba que se halla por medio de la Ecuación 2.31

$$Sumergencia_i = (PIP_i - PresionCSG) / Grad.fluido \quad Ecuación 2.31$$

$$Sumergencia_i = (708.46 psi - 0.1 psi) / 0.4217 psi / pie = 1679.77 pie$$

El siguiente paso es hallar el nivel de fluido dinámico, este se obtiene a partir de la Ecuación 2.32

$$NFD_i = Prof. intake - Sumergencia \quad Ecuación 2.32$$

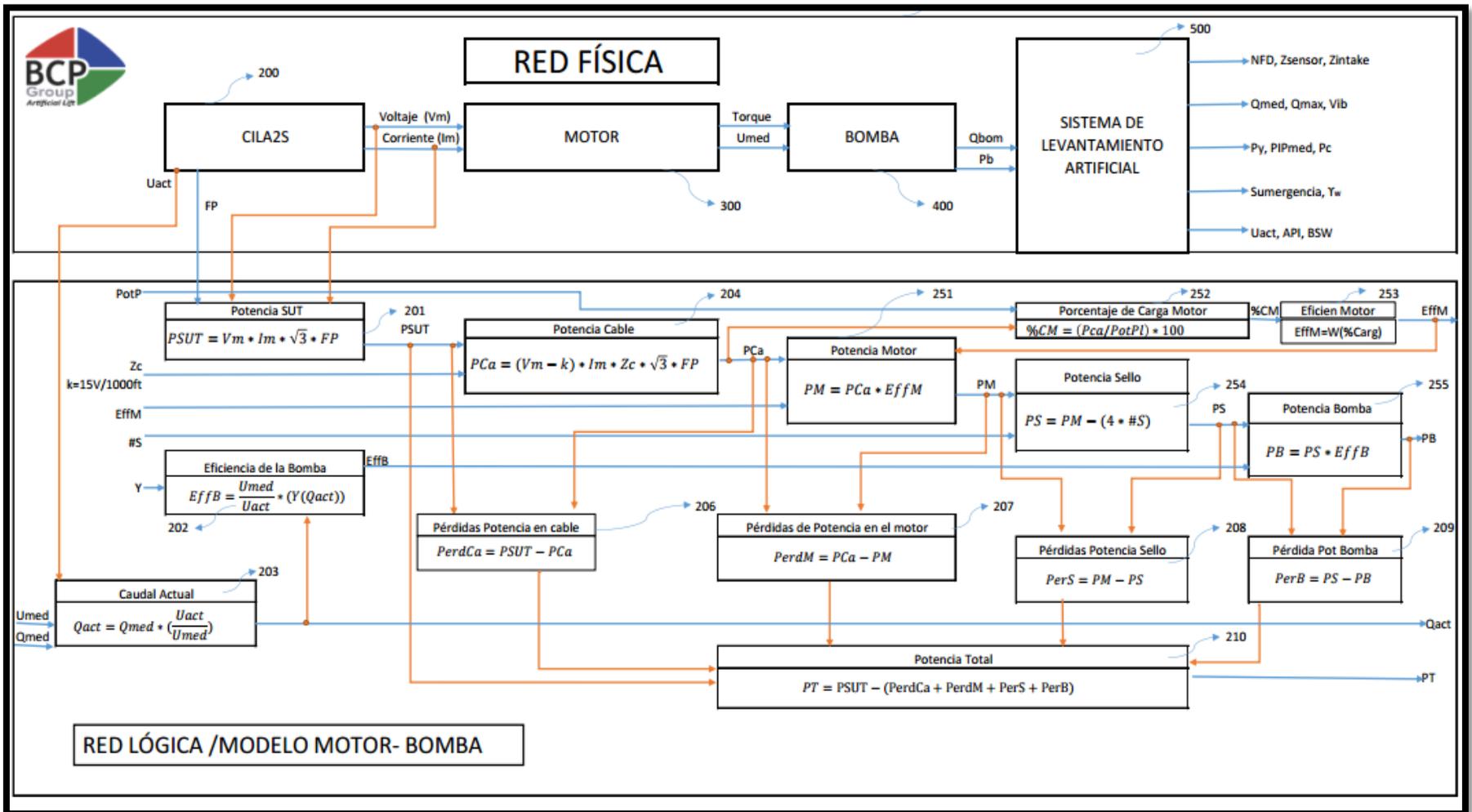
$$NFD_i = 2620 pies - 1679 pies = 940.22 pie$$

Por último se halla la presión de fondo fluyente, la cual se calcula mediante la Ecuación 2.33

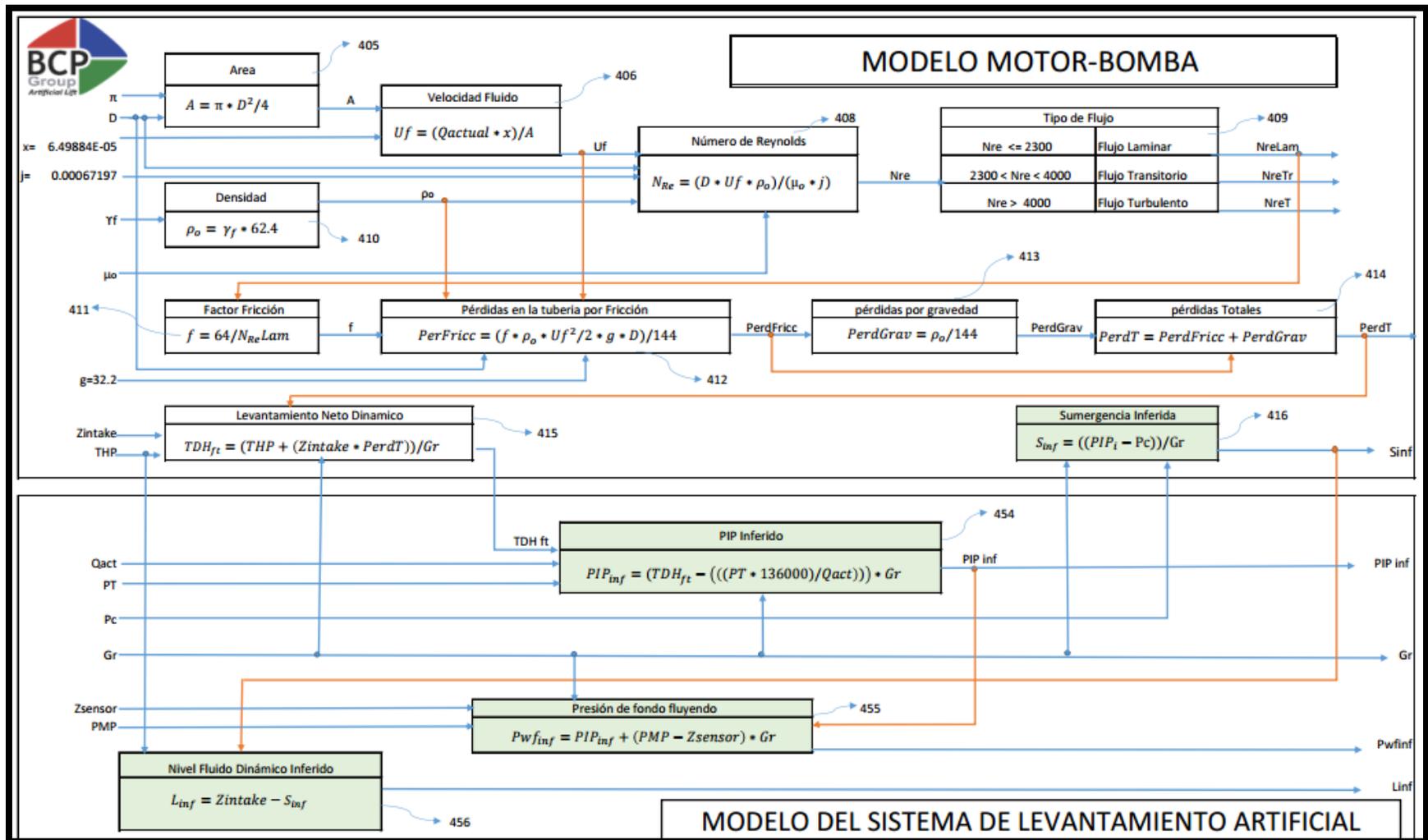
$$Pwfi = PIP_i + ((PMP - P_{sensor}) * Grad.fluido) \quad Ecuación 2.33$$

$$Pwfi = 708.46 psi + ((2863 pies - 2639 pies) * 0.4217 psi / pie)$$

$$Pwfi = 802.92 psi$$



Gráfica 2. Red física y lógica del modelo 2



Gráfica 3. Ecuaciones del modelo Bomba-Motor y modelo del sistema de levantamiento artificial.

CAPÍTULO 3: VALIDACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En el proceso de creación del algoritmo del sensor virtual para inferir la presión de fondo fluuyente en pozos que produzcan por bombeo electrosumergible se espera que la diferencia entre los valores tomados de los datos de operación del pozo y los valores calculados usando el sensor virtual presenten un error menor al 3%. La validación de los modelos se realizó simulando 30 pozos de diferentes campos de Colombia y Venezuela mediante un algoritmo programado en Visual Basic, los datos iniciales que se tomaron de cada pozo son los siguientes:

2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
DATOS DE OPERACIÓN DEL POZO											
BFPD	BWPD	BOPD	RPM Operación	PIP / TORQUE	NIVEL	SUMERGENCIA	BSW	PWF	IP	VOLTAJE	CORRIENTE
bbl/día	bbl/día	bbl/día	rpm	psi	ft	ft	%	psi	bbl/día/psi	Voltios	Amp

Tabla 2. Datos de operación del pozo para el CILA2S®

Los datos de la tabla anterior permiten comparar y verificar que los datos suministrados por el sensor virtual sean cercanos o iguales a los que las pruebas de producción muestran. Si el dato arrojado por el sensor virtual muestra un error mayor al 3% con respecto al dato tomado de la prueba de producción (Esto aplica para el modelo 1), el programa toma los datos de la prueba de producción más cercana y actualiza los datos necesarios para reducir el error por debajo del 3%, los datos actualizados son:

- Caudal
- Rpm

- Nivel de fluido de la prueba de producción
- Presión a la entrada de la bomba
- BSW

Este algoritmo permite conocer la presión de fondo fluyente sin sensor de fondo. Utiliza mediciones de variables del proceso, datos del algoritmo IWOC y datos precargados en el equipo CILA2S® y una metodología desarrollada por SLACOL donde se utilizan ecuaciones y diferentes correlaciones de ingeniería de petróleos, fluidos de yacimiento y datos propios del pozo.

Los datos precargados usados para modelar el algoritmo son:

14	15	16	17	18	19	20
Datos IPR						
Tipo de Yacimiento	Presión promedio Reservorio	Pwf Prueba	Presión de burbuja	Caudal Prueba	RPM TEST	NFD prueba
	psi	psi	psi	bbl/d	rpm	ft

Tabla 3. Datos de producción de la curva IPR

Estos datos permiten conocer más a fondo el comportamiento del yacimiento/pozo puesto que con estos datos se puede conocer la IPR y revisar la tendencia de producción. Los RPM de la prueba de producción permiten conocer, si el equipo está trabajando a una velocidad adecuada y así mismo el nivel de fluido dinámico (NFD) que contribuye a controlar la velocidad de la bomba para no caer en zona de “Pump-off”.

21	22	23	24	25	26	27
BOMBA	FLUIDO					
Marca	°API a 60°F	Temperatura de fondo	BSW	Gravedad Especifica Agua	Presión de Casing	Viscodidad del fluido
		°F	%		psi	lbm/pie-seg

Tabla 4. Tipo de bomba, propiedades del fluido de producción.

Las propiedades del fluido son de suma importancia pues con estas se pueden determinar qué tipo de régimen se está presentando (laminar, turbulento) y a qué tipo de fluido se está enfrentando el ingeniero de yacimientos y producción.

28	29	30	31	32	33	34
ESTADO MECANICO						
Tubing Head Pressure	Diametro del Tubing	Numero de Sellos	Profundidad de Intake	Profundiad Sensor	Profundidad Media de Perforados	Longitud del Cable del motor a superficie
Psi	ft	#	ft	ft	ft	ft

Tabla 5. Estado mecánico del pozo

Estos datos son propios de la construcción del pozo, permite conocer todas las mediciones necesarias para correr el algoritmo, estos datos deben ser muy precisos para garantizar un resultado confiable.

Los siguientes datos cargados son propios del segundo modelo, el modelo

35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
motor/bomba:											
DATOS DE POTENCIA											
Potencia SUT	Perdida Cable	Perdida Motor	Perdida Sello	Perdida Bomba	Potencia Real Ecuación	Potencia Real Curva	Eff Bomba	Relacion Voltaje Motor	Porcentaje de carga	Eff Motor	Factor de Potencia
hp	hp	hp	hp	hp	hp	hp	hp	—	%	&	—

Tabla 6. Datos motor-bomba cargados al CILA2S® para el Modelo 2

Los datos que entrega el algoritmo son los siguientes, ya sea para el modelo 1, o el modelo dos son los siguientes

Modelo 1

54	55	56	57	58
SIMULACIONES CON SENSOR VIRTUAL Pwf_IPR				
PWF_IPR	PIP_IPR	SUMERGENCIA_IPR	NFD_IPR	%Error_Pwf_IPR
psi	psi	FT	FT	%

Tabla 7. Resultados del modelo 1

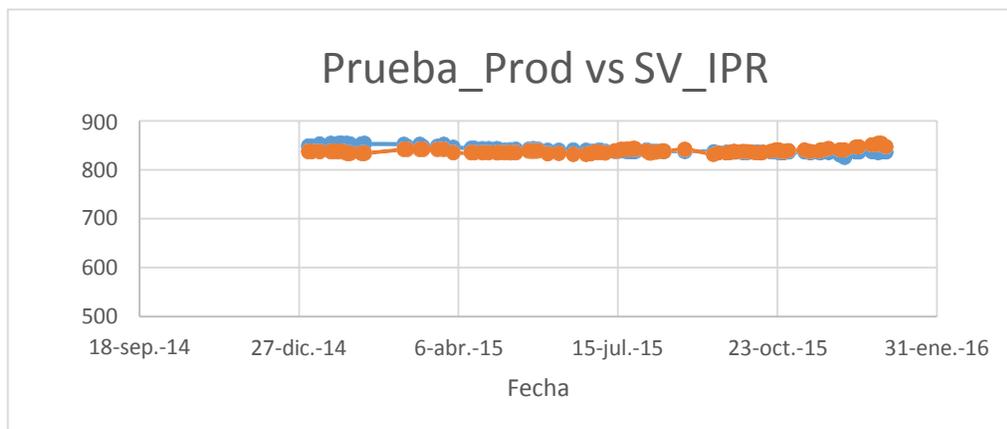
Modelo 2

47	48	49	50	53
SIMULACIONES CON SENSOR VIRTUAL Pwf_Potencia				
PWF_pot	PIP_pot	SUMERGENCI_pot	NFD_Pot	%Error_Pwf_Potencia
psi	psi	FT	FT	%

Tabla 8. Resultados del modelo 2

En la gráfica siguiente (Gráfica 4) se observan las tendencias del comportamiento de la variable estudiada (Pwf) con las pruebas de producción del pozo y con el sensor virtual para el modelo 1.

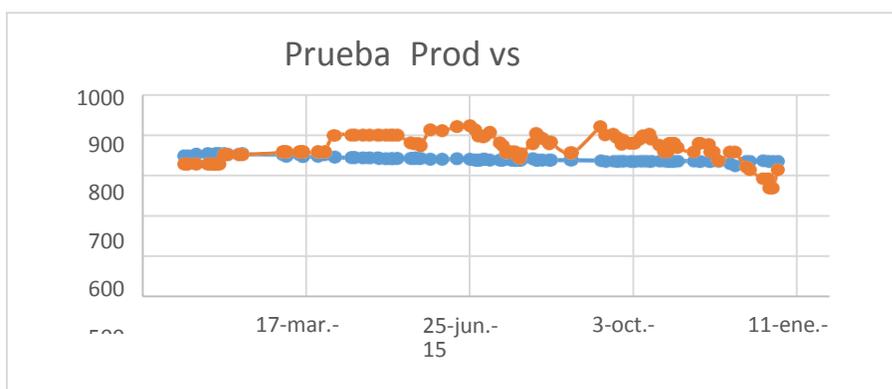
Pwf



Gráfica 4. Comparación Datos prueba de producción con el Sensor virtual con el modelo IPR (Modelo 1)

Se puede observar comportamiento casi idéntico entre las líneas que conforman la gráfica, la línea naranja presenta los datos tomados con la prueba de producción y la azul los calculados con el sensor virtual.

En la gráfica siguiente (Gráfica 5) se observan las tendencias del comportamiento de la variable estudiada (Pwf) con las pruebas de producción del pozo y con el sensor virtual para el modelo 2.

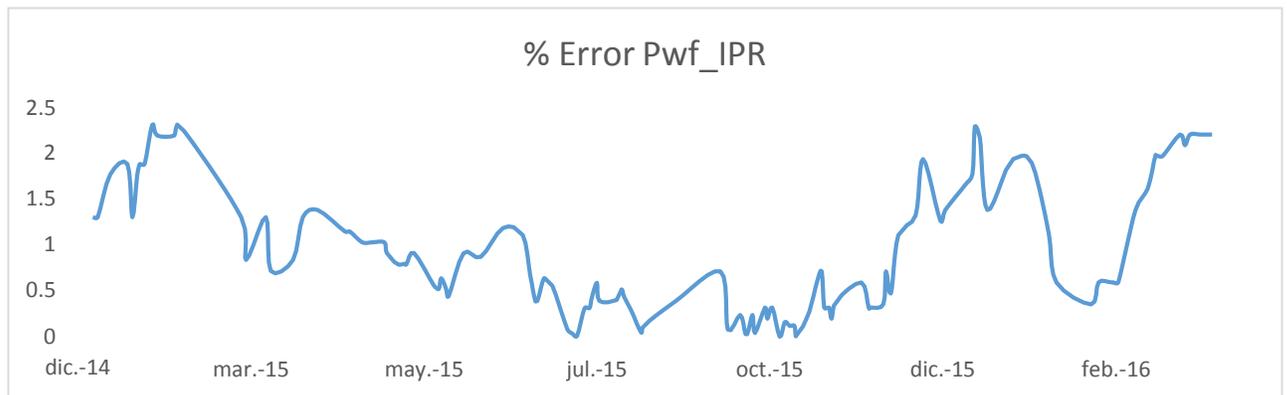


Gráfica 5. Comparación datos prueba de producción con el sensor virtual con el modelo de potencia (Modelo 2)

Se puede observar comportamiento algo semejante entre las líneas que conforman la

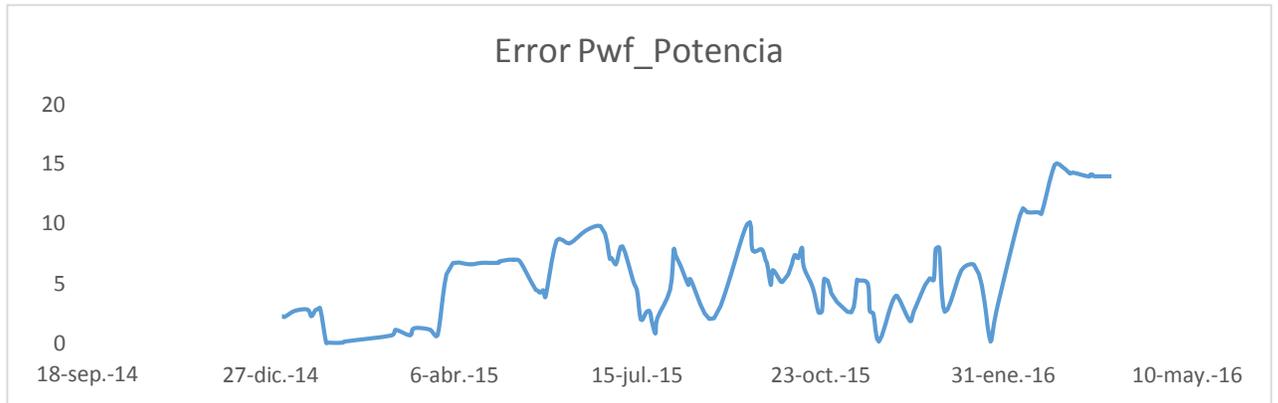
gráfica, no tanto como la del modelo 1, la línea naranja de nuevo presenta los datos tomados con la prueba de producción y la azul los calculados con el sensor virtual.

La siguiente gráfica (Gráfica 3) muestra la oscilación del error entre la presión de fondo fluente en las diferentes pruebas de producción durante la vida del yacimiento y la presión de fondo fluente calculada con el sensor virtual, como se puede apreciar el error está por debajo de la línea del 2.5%.



Grafica 6. Error dado por el sensor virtual usando el modelo IPR respecto a los datos de prueba

Para el modelo 2, el error no puede minimizarse corrigiendo los parámetros de producción pues que este modelo depende principal ente los parámetros eléctricos del motor y estos por lo regular son constantes, los parámetros que tienen una gran influencia en el error que arroja el segundo modelo son: El factor de potencia, la eficiencia de la bomba y el motor y la velocidad de operación, puesto que son muy variables.



Gráfica 7. Error presentado por el sensor virtual usando el modelo de potencia respecto a los datos de prueba de producción. (Modelo 2)

Al validar los resultados de cada uno de los modelos, el modelo escogido fue el primero, es decir, el que utiliza datos del IPR, puesto que tiene mejor precisión en los resultados como se puede ver en las diferentes graficas anteriores.

CONCLUSIONES

- Los modelos de la bomba y del sistema de producción del método, se integran para generar las variables diferidas para ser usado en el CILA2S® para optimizar la productividad y rentabilidad del pozo petrolero generando las señales físicas adecuadas, que se necesita para optimizar el sistema de levantamiento artificial.
- Se estudió el método para medir la presión de fondo fluyente para bombeo electrosumergible, sin instrumentos ni sensores de fondo utilizando modelo de la bomba y del sistema de producción. De los dos modelos estudiados del método el que mejor muestra respuesta al presentar menor error en las pruebas es el método validado por medio de la curva IPR.
- Los pozos al usar el Sensor Virtual necesitan una inversión menor que aquellos que usan como medidor de variables un sensor físico convencional.
- El método estudiado incluyendo los dos modelos no presenta riesgo de daño por cambios físicos o eléctricos que presente el pozo, además no representa un gasto extra por cambio de bomba o motor en el sistema.

- Al no ser el sensor virtual un elemento físico, los cambios en el pozo como temperatura, presión y vibración o la posibilidad de falla por pérdida de una fase u otras afectaciones eléctricas o mecánicas no lo perjudica.

BIBLIOGRAFÍA

1. Aponte Ariza, O. (2005). Procedimiento para detectar y controlar una arremetida (Kick) en la perforación de pozos. Lima, Perú.
2. Bailei, F. Daparo, D. Pereyra M. (2006) Experiencia con bombas electrosumergibles de bajo caudal. Wood Group ESP. Argentina.
3. Baker Hughes. (2009). Baker Hughes Centrilift submersible pump handbook. Ninth Edition. Claremore, Oklahoma.
4. Canadian Advance ESP inc. (2014). Electric submersible pumps. Brochure. Alberta, Canada.
5. Cardozo, N. Pabón, Luis. (2009). Análisis de falla de pozos de bombeo electrosumergible en el campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
6. Fattah, K.A. Mohamed Elias, H. Et al. (2012). New inflow performance relationship for solution gas-drive oil reservoirs. Cairo University, Faculty of Eng., Petroleum Department. Giza, Egypt.
7. Impulsor de aguas residuales: Bombas para la impulsión de agua residuales. Sección 1: Clasificación y tipos de bombas.
8. Instrumentos de medición utilizados en la industria petrolera. PEMEX
9. López Reyes, J. & Vences Crispín, S (2011). Nuevos desarrollos en el bombeo de cavidades progresivas para la optimización de la producción de pozos de aceite. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México.
10. Malavera Castro, N., & Ramírez Trujillo, R. (2011). Metodología del motor empleado en el sistema de bombeo electrosumergible de crudo. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.
11. Motores de inducción (2014). Brochure.
12. Murphy, J. (2014). Understanding AC induction, permanent magnet and servo motor technologies: operation, capabilities and caveats. LEESON Electric Corp. Grafton, Wisconsin.

13. Ramírez, M. (2004). Bombeo electrosumergible: Análisis, diseño, optimización y trouble shooting. ESP OIL Engineering Consultants. Maturín Edo. Monagas, Venezuela.
14. UNATSABAR. (2005). Guías para el diseño de estaciones de bombeo de agua potable. Organización Panamericana de la Salud. Lima.
15. Vásquez Leal, J. (2011). Evaluación del método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para su aplicación en el área mayor de oficina del distrito Gas Anaco. Barcelona. Universidad de Oriente.
16. Von Flatern, R. (2013). Fundamentos de las pruebas de pozo, Volumen 24, No 4. Schlumberger.
17. Well Completions & Productivity, Artificial Lift. (2002). Schlumberger ESP Catalog. Texas, USA.
18. Zambrano, A. (2016) Método de lógica dual e integrada (LDI) para la detección de nivel de fluido en pozos con bombeo electrosumergible usando tecnologías de Soft-Sensors. SLACOL. Bogotá, Colombia.