

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **OPTIMIZACIÓN UTILIZANDO MODELAJE DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Arismendi S., José V.  
Santander G., Harrysong J.  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2007.

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **OPTIMIZACIÓN UTILIZANDO MODELAJE DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Miranda Lisbeth.  
TUTOR INDUSTRIAL: Dr. Zambrano Alexander.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Arismendi S., José V.  
Santander G., Harrysong J.  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

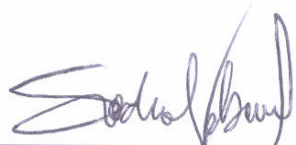
Caracas, 2007.

Caracas, 12 de Julio de 2.007

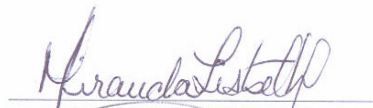
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Arismendi S., José V. y Santander G., Harrysong J., titulado:

**“OPTIMIZACIÓN UTILIZANDO MODELAJE DEL BOMBEO ELECTROSUMETRIGIBLE”.**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

  
Prof. Sandro Gasbarri  
Jurado

  
Prof. Violeta Wills  
Jurado

  
Prof. Lisbeth Miranda  
Tutor Académico

## DEDICATORIA

---

### *DEDICATORIA*

A **Dios** por estar siempre a mi lado.

A **Mis Padres** por todo su apoyo.

A **Mi Hermano y Hermana** para que les sirva como ejemplo de que si se puede hacer las cosas que se propongan.

A **Mi Familia** por estar conmigo en las buenas y malas.

A **Mis Amigos** por compartir momentos inolvidables.

A **Ti** por estar siempre junto a mí.

**José Arismendi**

## DEDICATORIA

---

### *DEDICATORIA*

Este trabajo esta dedicado a las siguientes personas, parte de mi familia a quienes admiro y quiero muchísimo, ellos son:

Mis padres, Jesús y Yolacsis.

A mis abuelos, Julio y Carmen.

A mi mejor amiga Eleinys.

Y a todas aquellas personas que crecieron junto a mi, amigos desde la infancia, que por una u otra circunstancia no han logrado lo que yo estoy logrando en este momento.

**Harrysong.**

**AGRADECIMIENTOS**

A **Dios**, por haberme dado la oportunidad de seguir viviendo.

A la **Ilustre Universidad Central De Venezuela**, por haberme dado lo necesario para lograr mí objetivo propuesto.

A **Mis Tutores Lisbeth Miranda, Alexander Zambrano** y a todos los de Opica Consultores C.A, que con sus conocimientos y experiencias, nos ayudaron en la realización de esté Trabajo Especial De Grado.

A **Mis Padres Irene y Vidal**, por darme la vida, por estar conmigo en todo momento, darme animo y por todo su amor, los amo.

A **Videiry e Irwin**, por ser mi mejor amigo y haber estado pendiente cuando más lo he necesitado y decirles que todo lo que se propongan cuesta pero se logra al final.

A **Mi Abuelo Avilio y Mi Abuela Brigida**, porque sé que desde el cielo ellos me protegen y me cuidan siempre.

A **Mi abuela, Tíos, Tías y primos**, que cuando los necesite estuvieron a mi lado con su apoyo en todo momento.

A **Dayana** por haberme ayudado de cierta forma a estudiar, superarme, comprenderme, soportarme y estar junto a mí en los momentos más difíciles de mi vida, muchas gracias por llegar en el momento que te necesitaba, te quiero mucho. Igual gracias al Sr Wilmer y la Sra Ana, por su confianza.

A la **Dra Yolandisabel Fernandez**, por haberme ayudado a tener una segunda oportunidad de vivir y de estar hoy en día caminando con mis piernas, y a los demás médicos y enfermeras que ayudaron a eso.

A **Mis Compañeros y Amigos** Mauricio, Felix, Humberto, Manuel, Lenin, Ender, Portu, Chelín, Juan, Nelson, Jonathan, Luis, Javier, Carlos, Evelyn, Greily, Ana, Gino y muchos más... por compartir conmigo y les deseo mucho éxito.

A **Mi Compañero Harrysong** por el apoyo y ayuda en la realización de esté trabajo y por su puesto a toda su familia, Sra Carmen, Sr Julio, Sra Yolaccis, Sr Jesús y Eleinys por hacerme sentir en el tiempo que estuve en su casa como si estuviera en la mía muchas gracias de verdad.

**AGRADECIMIENTOS**

- A la ilustre Universidad Central de Venezuela.
- A mis tutores Prof. Lisbeth Miranda y Dr. Alexander Zambrano, además de todo el grupo de OPICA Consultores, Dr. Betancourt, Dr. Emilio, Dr. Urribarre, Dr. Carlos e Ing. Mabel, por darnos su ayuda cada vez que lo necesitamos.
- A mis padres, por apoyarme día a día en todas las decisiones que tomo, gracias por todo el amor que me dan, los admiro y los quiero.
- A mis abuelos por haberme ayudado tanto y estar siempre allí cuando los necesito.
- A Eleinys, mi hermanita, por estar conmigo en las buenas y en las malas. Cambiaste mi vida. Eres una mujer admirable y luchadora, no desvíes tu rumbo. Te quiero mucho, siempre estaré junto a ti.
- A Vidal y a su familia por haberme tratado como un Arismendi mas.
- A mis amigos Harold, Julio S., Ricardo M., Roger, Chapa, El niño, Luiseida, Leopoldo, Virginia, la flaca, los momentos vividos juntos fueron los mejores, son los hermanos que nunca tuve.
- A todos mis amigos malas juntas de la Escuela de petróleo que son demasiados y disculpen si alguno se me pasa: El cachete, Plazola, Jump, Vidal, Sergio, P. Pardo, Mariana A., Carelia, Issa, Rafucho, El Felix, el Portu, Mauricio, gracias por haber hecho mi estadía en la UCV, la mejor época de mi vida, éxito para todos.

**Harrysong**

**Arismendi S., José V.  
Santander G., Harrysong J.**

**OPTIMIZACION UTILIZANDO MODELAJE DEL BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE**

**Tutor Académico: Prof. Ing. Lisbeth Miranda. Tutor Industrial: Dr. Ing.  
Alexander Zambrano. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de  
Ingeniería de Petróleo. Año 2007, 129 P.**

Palabras Clave: Bombeo Electrosumergible, Simulador PIPESIM<sup>®</sup>, Análisis Nodal.

En el ámbito de la producción con métodos de levantamiento artificial, se ha creado una necesidad para facilitar el trabajo del operador en el pozo, por ello se quiere hacer un modelo de visualización del comportamiento, el cual reconocerá la mayoría de las anomalías frecuentes que sucedan en el pozo en el momento en que se esta produciendo fluido, en este Trabajo Especial de Grado se trabajará con el levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

Para ello se utilizará un simulador comercial PIPESIM<sup>®</sup>, con el cual se realiza un análisis nodal de cada uno de los escenarios de producción con la finalidad de pronosticar las tasas de flujo y obtener los diversos resultados de cada caso.

Al obtener los valores de las diferentes variables presentes en subsuelo como lo son: tasa, presión de cabezal, temperatura de cabezal, presión, temperatura, diferencia de temperatura, eficiencia; las cuales se relacionan con las variables de superficie tales como: potencia, torque e intensidad de corriente, con los cuales se genera una base de datos que será utilizada para identificar las anomalías en los diferentes escenarios propuestos.

## RESUMEN

---

Esa base de datos puede considerarse como la base de datos de conocimiento del pozo la cual se sitúa en el cabezal del pozo y se utilizará para generar los datos necesarios para su efectiva operación y rentabilidad.

**INDICE GENERAL**

INDICE DE TABLAS.....	xiv
INDICE DE FIGURAS.....	xvi
INTRODUCCION.....	1
<b>CAPITULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	
1.1 EL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVO GENERAL	
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
<b>CAPITULO II. FUNDAMENTO TEORICO</b>	
2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	5
2.2 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN BES.....	6
2.2.1 EQUIPO DE SUBSUELO.....	7
2.2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	15
2.3 DISEÑO Y SELECCIÓN DE INSTALACIÓN DE BES.....	20
2.4 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN.....	20
2.4.1 CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE SUBSUELO..	21
2.4.2 INFLUJO DEL POZO.....	21
2.4.3 PRESENCIA DE GAS.....	21
2.4.4 POZOS DESVIADOS O INCLINADOS.....	22
2.4.5 ANCLAJE DE LA TUBERIA.....	22
2.4.6 VISCOSIDAD DEL CRUDO.....	22
2.4.7 TEMPERATURA.....	23
2.5 SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE..	23
2.5.1 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LAS BOMBAS.....	23

2.5.2 DATOS BÁSICOS.....	25
2.5.2.1 DATOS DEL POZO.....	25
2.5.2.2 DATOS DE PRODUCCION.....	25
2.5.2.3 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS.....	26
2.5.2.4 POSIBLES PROBLEMAS.....	26
2.5.2.5 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN.....	27
2.6 PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES.....	27
2.6.1 RELACIÓN E INTERPRETACIÓN DEL INFLUJO.....	27
2.6.2 DETERMINAR LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP).....	28
2.6.3 DETERMINACIÓN DE LEVANTAMIENTO DE FLUIDOS.....	29
2.6.4 DETERMINAR VALORES PVT A LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA.....	30
2.6.5 DETERMINACIÓN DEL FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS ( $B_g$ ).....	30
2.6.6 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS TOTAL A LA PRESIÓN DE BURBUJEO ( $V_{gt1}$ ).....	31
2.6.7 CÁLCULO DE VOLUMEN DE GAS TOTAL A LA PIP ( $V_{gt2}$ ).....	31
2.6.8 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS LIBRE EN LA BOMBA ( $V_{gl}$ ).....	32
2.6.9 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE FLUIDO A MANEJAR EN LA BOMBA.....	32
2.7 SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.....	33
2.7.1 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS	

NECESARIAS.....	34
2.7.2 CÁLCULO DE LA POTENCIA.....	35
REQUERIDA DEL MOTOR	
2.7.3 SELECCIÓN DEL CABLE.....	35
2.7.4 VARIADOR DE FRECUENCIA.....	37
2.7.5 LEY DE AFINIDAD.....	38
2.7.6 LEVANTAMIENTO CONSTANTE.....	39
2.7.7 CÁLCULO DE GAS.....	39
2.8 DIAGNOSTICO O DETENCION DE FALLAS	
2.8.1 MOTOR.....	40
2.8.2 BOMBA.....	41
2.8.3 PROTECTOR.....	42
2.8.4 CABLE.....	42
2.8.5 ANÁLISIS DE LAS CARTAS DE AMPERAJE.....	42
2.9 PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS.....	43
2.9.1 TASA DE PRODUCCIÓN LIMITADA.....	43
2.9.2 RESTRICCIONES DE FLUJO A NIVEL DEL POZO.....	48
2.9.3 RESTRICCIONES DE FLUJO A NIVEL DEL YACIMIENTO.....	49
2.9.4 PRODUCCIÓN DE ARENA.....	50
2.9.5 CONTROL DE ARENA.....	51
2.9.6 ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA.....	51
2.9.7 ALTA PRODUCCIÓN DE GAS.....	53
2.9.8 FALLAS MECÁNICAS EN LOS POZOS.....	55
2.10 INSTALACIÓN, ARRANQUE Y OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS.....	55
2.10.1 MONTAJE DE TUBERIA HYDRILL, SENSOR, MOTOR, PROTECTOR, SEPARADOR E GAS BOMBA.....	56

2.10.2 BAJADA DEL EQUIPO.....	58
2.10.3 ARRANQUE DEL CONJUNTO MOTOR – BOMBA.....	58
2.11 OPTIMIZACIÓN DEL TIEMPO DE VIDA DE LA BES.....	59
2.11.1 LA BOMBA.....	61
2.11.2 LA SELECCIÓN SELLO/PROTECTOR.....	62
2.11.3 EL SISTEMA ELÉCTRICO.....	62
2.12 LOS PROBLEMAS.....	63
2.12.1 LA BOMBA.....	63
2.12.2 LA SELECCIÓN DE SELLO/PROTECTOR.....	64
2.12.3 EL SISTEMA ELÉCTRICO.....	64
2.13 LAS SOLUCIONES.....	65
2.13.1 DIRECCIONAMIENTO DEL GAS.....	65
2.13.2 FLUIDOS DE LA ALTA VISCOSIDAD.....	66
2.13.3 ARENA, ESCALAMIENTO O RUINA.....	67
2.13.4 EL SISTEMA ELÉCTRICO.....	68
2.14 ACERCAMIENTO INTEGRADO.....	68
2.15 ANALISIS NODAL.....	72

***CAPITULO III. METODOLOGIA***

3.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	77
3.2 DETECCION DE LOS ESCENARIOS DE ANOMALÍAS.....	77
3.3 SELECCIÓN DEL SIMULADOR.....	78
3.4 ESTRUCTURA DEL DATO.....	78
3.5 CONSTRUCCIÓN DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS.....	79
3.3 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE IPR (“INFLOW PERFORMANCE RELATION”),	

TPR (“TUBING PERFORMANCE RELATION”), GRÁFICOS Y CÁLCULO DE LAS VARIABLES ELÉCTRICAS.....	80
3.7 GENERACIÓN DE LA BASE DE DATOS.....	81
<b><i>CAPITULO IV ANALISIS DE RESULTADOS</i></b>	
<b><i>ESCENARIOS</i></b>	
4.1 CASO BASE.....	84
4.2 ANOMALÍA 1. DISMINUCIÓN DE LA RELACIÓN GAS PETRÓLEO.....	87
4.3 ANOMALÍA 2. TAPONAMIENTO DE LA TUBERIA DE PRODUCCION.....	89
4.4 ANOMALÍA 3. AUMENTO DEL VOLUMEN DE GAS.....	90
4.5 ANOMALÍA 4. INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA.....	92
4.6 ANOMALÍA 5. ARENAMIENTO.....	93
4.7 ANOMALÍA 6. BOMBEO EN VACIO.....	95
4.8 ANOMALÍA 7. FUGA PARCIAL Y TOTAL.....	97
4.9 ANOMALÍAS CON CRUDOS MEDIANOS.....	100
4.10 ANOMALÍAS CON CRUDOS PESADOS.....	100
4.11 VARIACIONES DE FRECUENCIA EN CADA ESCENARIO.....	101
4.12 ESCENARIOS DE ANOMALÍAS CON UNA BOMBA REDA GN-4000.....	104
CONCLUSIONES.....	106
RECOMENDACIONES.....	108
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	109
ANEXOS.....	112

**INDICE DE TABLAS**

TABLA 2-1	PROBLEMAS Y POSIBLES CAUSA QUE SE PRESENTAN EN UN SISTEMA BES.....	71
TABLA 4-1.	DATOS OBTENIDOS DEL CASO BASE.....	85
TABLA 4-2.	VARIABLES ELÉCTRICAS DEL CASO BASE.....	86
TABLA 4-3.	DATOS OBTENIDOS DE LA DISMINUCIÓN DE LA RELACIÓN GAS PETRÓLEO.....	88
TABLA 4-4.	VARIABLES ELÉCTRICAS, DISMINUCIÓN DE LA RELACIÓN GAS PETRÓLEO.....	88
TABLA 4-5.	DATOS OBTENIDOS DE TAPONAMIENTO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	90
TABLA 4-6.	VARIABLES ELÉCTRICAS, TAPONAMIENTO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	90
TABLA 4-7.	DATOS OBTENIDOS DEL AUMENTO DEL VOLUMEN DE GAS.....	91
TABLA 4-8.	VARIABLES ELÉCTRICAS, AUMENTO DEL VOLUMEN DE GAS.....	92
TABLA 4-9.	DATOS OBTENIDOS DEL INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA.....	93
TABLA 4-10.	VARIABLES ELÉCTRICAS DEL INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA.....	93
TABLA 4-11.	DATOS OBTENIDOS DEL ESCENARIO DE ARENAMIENTO.....	94
TABLA 4-12.	VARIABLES ELÉCTRICAS DEL ESCENARIO DE ARENAMIENTO.....	95
TABLA 4-13.	DATOS OBTENIDOS DEL ESCENARIO DE BOMBEO EN VACÍO.....	96

## INDICE DE TABLAS

---

TABLA 4-14.	VARIABLES ELÉCTRICAS DEL ESCENARIO DE BOMBEO EN VACÍO.....	96
TABLA 4-15.	DATOS OBTENIDOS DE FUGA. ....	99
TABLA A-1.	RESULTADOS A 30 HZ. CON LA BOMBA CENTRILIFT A177.....	112
TABLA A-2.	RESULTADOS A 50 HZ. CON LA BOMBA CENTRILIFT A177.....	113
TABLA A-3.	RESULTADOS A 60 HZ. CON LA BOMBA CENTRILIFT A177.....	114
TABLA A-4.	RESULTADOS A 70 HZ. CON LA BOMBA CENTRILIFT A177.....	115
TABLA A-5.	RESULTADOS A 80 HZ. CON LA BOMBA CENTRILIFT A177.....	116
TABLA A-6.	RESULTADOS A 50 HZ. CON LA BOMBA REDA GN 4000.....	121
TABLA A-7.	RESULTADOS A 60 HZ. CON LA BOMBA REDA GN 4000.....	122
TABLA A-8.	RESULTADOS A 70 HZ. CON LA BOMBA REDA GN 4000.....	123
TABLA A-9.	RESULTADOS A 80 HZ. CON LA BOMBA REDA GN 4000.....	124

**INDICE DE FIGURAS**

FIGURA 2-1:	EQUIPO DE SUPERFICIE Y SUBSUELO.....	6
FIGURA 2-2:	MOTOR.....	7
FIGURA 2-3:	PROTECTOR.....	8
FIGURA 2-4:	SEPARADOR DE GAS.....	9
FIGURA 2-5:	MANEJADOR DE GAS.....	10
FIGURA 2-6:	TIPOS DE CABLES DE POTENCIA.....	11
FIGURA 2-7:	SENSOR DE FONDO.....	15
FIGURA 2-8:	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO.....	16
FIGURA 2-9:	TABLERO DE CONTROL.....	17
FIGURA 2-10:	CABEZAL.....	19
FIGURA 2.11	CURVA DE COMPORTAMIENTO DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.....	24
FIGURA 2-12	FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA BOMBA PARA TASA IGUAL O MAYOR A 100GPM.....	35
FIGURA 2-13.	PERDIDA DE PRESIÓN EN SISTEMAS DE COMPLETACION.....	74
FIGURA 3-1.	PROCESO METODOLÓGICO PLANTEADO.....	82
FIGURA 4-1.	CONFIGURACIÓN DEL ESCENARIO DEL CASO BASE.....	84
FIGURA 4-2.	RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN DEL CASO BASE.....	86
FIGURA 4-3.	RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN DE LA DISMINUCIÓN DE LA RELACIÓN GAS PETRÓLEO.....	88
FIGURA 4-4.	RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN DEL ESCENARIO DE TAPONAMIENTO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	89
FIGURA 4-5.	RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN DEL AUMENTO DEL VOLUMEN DE GAS.....	91
FIGURA 4-6.	RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN DEL INCREMENTO	

## INDICE DE FIGURAS

---

	DEL CORTE DE AGUA.....	92
FIGURA 4-7.	RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN DEL ESCENARIO DE ARENAMIENTO.....	94
FIGURA 4-8.	RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN PARA EL ESCENARIO DE BOMBEO EN VACÍO.....	96
FIGURA 4-9.	CONFIGURACIÓN DEL ESCENARIO DEL ESCENARIO DE LA ANOMALÍA DE FUGA.....	97
FIGURA 4-10.	RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN DE FUGA PARCIAL.....	98
FIGURA 4-11.	RÉGIMEN DE PRODUCCIÓN DE FUGA TOTAL.....	99
FIGURA 4-12.	GRÁFICOS DE ESCENARIOS DE FALLAS A DIFERENTES FRECUENCIAS.....	103
FIGURA 4-13.	ACERCAMIENTO DE LA GRÁFICA DE ESCENARIOS DE ANOMALÍAS A DIFERENTES FRECUENCIAS.....	103
FIGURA A-1.	GRÁFICO DE ANOMALÍAS VS. TASAS CON LA BOMBA CENTRILIFT A177.....	117
FIGURA A-2.	GRÁFICO DE ANOMALÍAS VS. POTENCIA CON LA BOMBA CENTRILIFT A177.....	118
FIGURA A-3.	GRÁFICO DE ANOMALÍAS VS. TORQUE CON LA BOMBA CENTRILIFT A177.....	119
FIGURA A-4.	GRÁFICO DE ANOMALÍAS VS. CORRIENTE CON LA BOMBA CENTRILIFT A177.....	120
FIGURA A-5.	GRÁFICO DE ANOMALÍAS VS. TASAS CON LA BOMBA REDA GN 4000.....	125
FIGURA A-6.	GRÁFICO DE ANOMALÍAS VS. POTENCIA CON LA BOMBA REDA GN 4000.....	126
FIGURA A-7.	GRÁFICO DE ANOMALÍAS VS. TORQUE CON LA BOMBA REDA GN 4000.....	127
FIGURA A-8.	GRÁFICO DE ANOMALÍAS VS. CORRIENTE CON LA BOMBA REDA GN 4000.....	128

### *INTRODUCCIÓN*

El método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible (BES) tiene como principio fundamental levantar el fluido desde el yacimiento hacia la superficie, mediante rotación centrifuga de los impulsores de la bomba, lo que permite que el fluido ascienda a través de las etapas de los impulsores y llegue a la superficie (estación recolectora), con suficiente energía. La potencia requerida por la bomba electrosumergible es suministrada por un motor eléctrico acoplado al eje de la bomba, el cual está ubicado en el fondo del pozo, y la corriente eléctrica requerida se suministra a través del cable de potencia el cual está fijado a la tubería de producción que soporta el sistema de fondo y conecta el motor a la superficie.

El rango de aplicación para este método de levantamiento, de acuerdo a las experiencias en Venezuela, se encuentra entre 200 BPD y 18000 BPD, dentro de un amplio rango de condiciones de operación en crudos extra pesados, desde 8.5 °API hasta crudos livianos de 40 °API, y viscosidad hasta 5000 Cps a condiciones de fondo (sin dilución). Con relación a profundidades, se han instalados equipos desde 1500 hasta 12.300 pies, y temperaturas de fondo de hasta 350 °F. Respecto al manejo de gas, se ha operado el sistema con porcentajes de gas libre en la entrada de la bomba hasta 50%. El diámetro mínimo del revestidor en las instalaciones ha sido 5-1/2”.

En el levantamiento artificial por el método de bombeo electrosumergible, se obtienen diferentes variables eléctricas en superficie las cuales no aportan suficiente información sobre lo que sucede en el fondo del pozo. Este trabajo de investigación relaciona las variables presentes en subsuelo (tasa de líquido, presión, temperatura, etc.), con las que se obtienen en superficie (intensidad de corriente, potencia y torque). Acoplándose al modelo de tendencia actual subsuelo – superficie.

De esta manera se obtiene una base de datos de los escenarios de fallas que se presentan durante el proceso de bombeo electrosumergible, para ser visualizado en un

## INTRODUCCIÓN

---

gráfico de dos dimensiones y generar reglas de producción características para el comportamiento de cada uno de estos escenarios.

Para caracterizar los escenarios de fallas, se utiliza el modulo de bombeo electrosumergible del simulador comercial PIPESIM<sup>®</sup>. Dicho simulador realiza un análisis nodal de cada uno de los escenarios de producción usados, generando la curva de régimen de producción y un reporte de cada caso. Este reporte contiene datos sobre presión, temperatura, eficiencia, variación de presión, tasa de líquido, entre otros, los cuales muestran el comportamiento de cada escenario. A partir de estos valores se obtienen los valores de superficie tales como: corriente, potencia y torque, con lo que se crea una base de datos que nos permite identificar cada una de las anomalías.

Este Trabajo Especial de Grado esta estructurado en cuatro capítulos. En el Capitulo I se explica cuales son las causas para la realización este trabajo, además muestra cuales son los objetivos (generales y específicos) que se esperan alcanzar. El Capitulo II contiene información general sobre el bombeo electrosumergible, rango de aplicación, componentes de superficie y de subsuelo, criterios de diseño y selección del equipo, detección de fallas y posibles soluciones, optimización de unidades de bombeo electrosumergible y análisis nodal. El Capitulo III muestra la metodología usada para la realización de este trabajo. En el capitulo IV se analizan cada uno de los resultados alcanzados en la simulación para de esta manera tratar de dar explicación a los datos obtenidos. A partir del análisis de estos datos se realizan las conclusiones. Para finalizar se hacen recomendaciones sobre como continuar y enriquecer este trabajo.

---

---

## CAPITULO I

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### 1.1 EL PROBLEMA

En la producción con bombeo electrosumergible se presentan algunos problemas y fallas que pueden afectar el desempeño de la bomba y generar caídas en la tasa de producción.

Cuando se realizan actividades de producción por levantamiento artificial en pozos de hidrocarburos es imprescindible comprender y controlar lo que ocurre en el pozo. Ignorarlo podría resultar extremadamente costoso y se podrían perder irremediablemente reservas y equipos.

Hoy en día existen modelos de visualización del comportamiento de sistemas de levantamiento artificial de hidrocarburos, los cuales hacen más sencillo y eficiente el funcionamiento de las diferentes bombas instaladas en los pozos. Estos modelos de visualización se presentan principalmente en el bombeo mecánico (Carta dinográfica) mas no así en otros sistemas de bombeo como bombeo electrosumergible (BES), Bombeo de cavidades progresivas (BCP) y bombeo por gas lift.

Con el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado se plantea presentar una metodología de ayuda en las operaciones subsuelo-superficie y realizar un modelo de visualización, similar al del bombeo mecánico, de las diferentes anomalías que se presentan en el bombeo electrosumergible.

Generar una metodología de interpretación del comportamiento del pozo subsuelo-superficie, donde se generan las reglas de producción, se analicen y visualicen en forma gráfica los diversos escenarios que presenta el pozo.

## 1.2 OBJETIVO GENERAL

- Desarrollar un mecanismo de optimización no convencional de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible (BES). Utilizando un modelaje integrado subsuelo-superficie, con la ayuda de un simulador comercial de análisis nodal.

## 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar estado del arte del bombeo electrosumergible.
- Evaluar el modulo de bombeo electrosumergible del simulador comercial PIPESIM.
- Generar diferentes escenarios relacionados con problemas mecánicos, de pozo y de yacimiento (estranguladores, separadores de gas, restricciones en la tubería, cambios en el IPR, fallas en los cables, problemas de arena, anomalías eléctricas).
- Proponer una metodología de análisis del comportamiento del pozo con levantamiento artificial.
- Desarrollar un modelo de visualización del comportamiento de la BES.

---

---

## CAPITULO II

### FUNDAMENTO TEORICO

#### 2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES) <sup>[10]</sup>

El BES tiene como función levantar el fluido desde el yacimiento hasta la superficie, a través de fuerzas centrifugas que se originan en un equipo rotatorio que incluye un impulsor unido a un difusor, un eje, lo cual permite que el fluido ascienda a través de las etapas de los impulsores y llegue a la presión requerida hasta la estación recolectora.

El sistema BES posee una bomba de subsuelo que no es más que una turbo maquina combinada (radial-axial) que se acciona a través de un motor eléctrico instalado en el fondo. La electricidad es suministrada al motor a través de un cable el cual esta especialmente diseñado para resistir las rigurosas condiciones de generación presentes dentro del pozo. Este sistema posee dispositivos para garantizar el enfriamiento apropiado del motor, sellos para que no exista contaminación y además permiten la expansión térmica que experimenta el aceite interno del motor.

Este sistema de producción se caracteriza por su capacidad de producir volúmenes considerables de fluidos desde grandes profundidades. El rango de capacidad de los equipos varía desde 200 – 60000 BPD y con profundidades de bombeo de hasta 15000 pies.

El BES se ve afectado en su funcionamiento por ciertas características del pozo como son: altas relaciones gas-petróleo, altas temperaturas presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo.

Una unidad típica de bombeo electrosumergible esta constituida por un equipo de subsuelo, el cual cuenta con: motor eléctrico, bomba electrosumergible, cable de

potencia, sellos, separador de gas y un sensor de fondo para temperatura y presión. Además el BES también cuenta con un equipo de superficie, el cual está constituido por: transformadores, variador de frecuencia, caja de venteo y cabezal de descarga.

La integración de estos componentes es indispensable para un óptimo funcionamiento del sistema BES, ya que cada uno ejecuta una función esencial para obtener las condiciones de operación deseadas.

## 2.2 COMPONENTES DE UNA INSTALACION BES

La figura 2-1, se muestra como está conformado el sistema de bombeo electrosumergible tanto en superficie como en subsuelo.

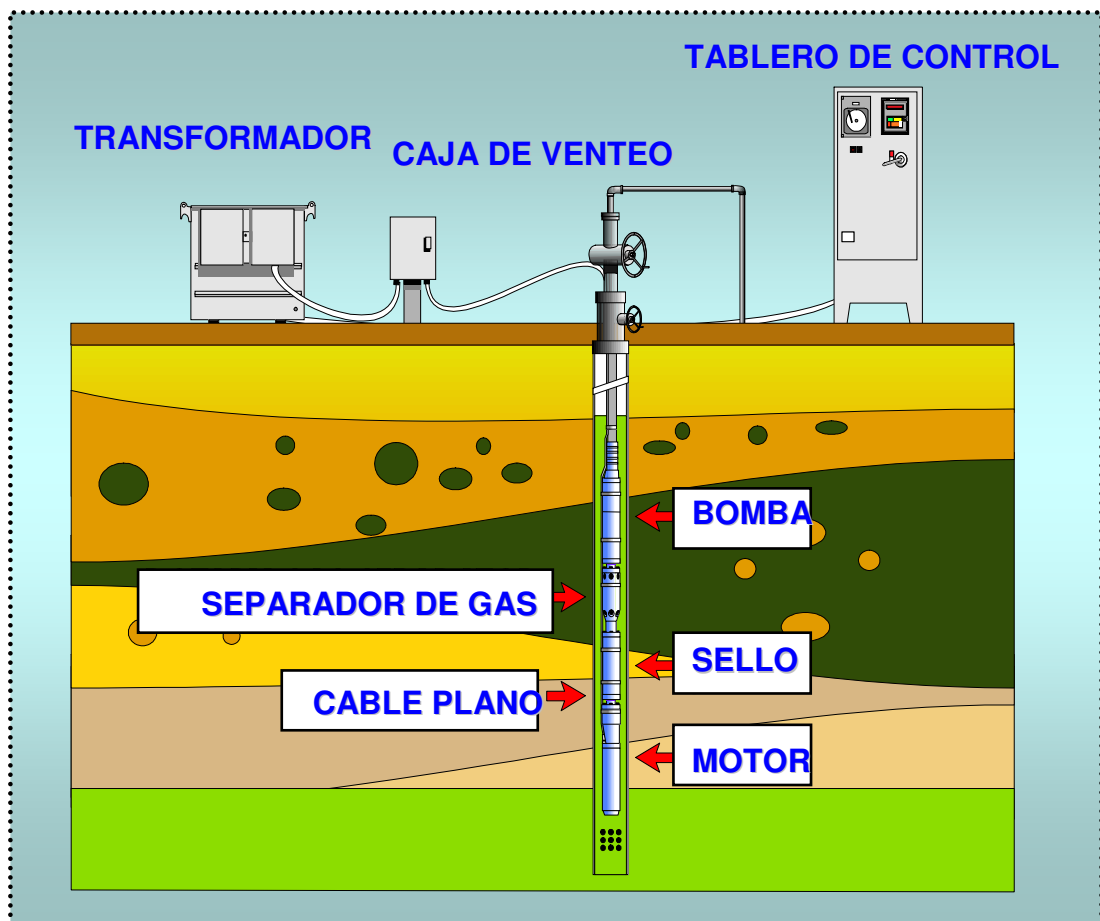


Figura 2-1: Equipo De Superficie y Subsuelo. <sup>[14]</sup>

### 2.2.1 EQUIPO DE SUBSUELO:

#### a) *MOTOR ELÉCTRICO*

Es la fuente de potencia de este sistema, la cual proporciona el movimiento a la bomba para mantener la producción de los fluidos del yacimiento. Estos motores utilizados pueden ser: de inducción, bifásicos o trifásicos. Los más utilizados son los motores trifásicos con inducido tipo jaula de ardilla, con dos polos de inducción que pueden girar a 2915 RPM a 50 Hz y 3500 RPM a 60 Hz, aunque pueden girar a frecuencias menores. El rotor está constituido por varias secciones usualmente de 12 a 18 pulgadas de longitud. El voltaje puede variar entre 230 y 5000 voltios; el amperaje entre 12 y 200 amperios. Estos motores se llenan con aceite altamente refinado el cual posee propiedades dieléctricas y sirve para lubricar los cojinetes, disipar por conducción el calor generado en el motor hacia la carcasa, que a la vez es enfriado por el fluido producido que se desplaza por el espacio anular. En la figura II-2 se aprecian algunos de estos motores.

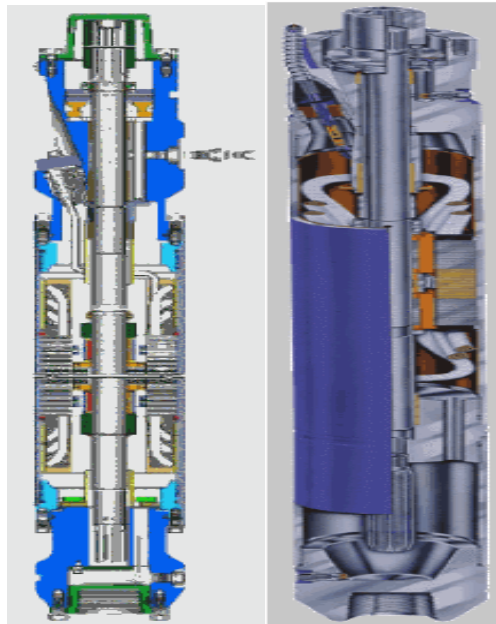


Figura 2-2: Motor. <sup>[14]</sup>

***b) PROTECTOR O SELLO***

El sello esta ubicado entre la bomba y el motor. Permite aislar internamente el motor de los fluidos que circulan en el pozo, posee un fluido de gravedad específica alta que funciona como lubricante para el eje del motor. En la figura 2-3 se observa un corte longitudinal de un protector, entre sus funciones básicas podemos mencionar:

- Conectar el eje de la bomba con el motor.
- Evitar la entrada de los fluidos del pozo al motor.
- Equilibra la presión interna del motor con la presión anular del pozo.
- Absorbe las cargas axiales que genera el eje de la bomba.
- Permite la expansión y contracción del aceite del motor que se produce por el calentamiento y enfriamiento durante el proceso de arranque y parada.

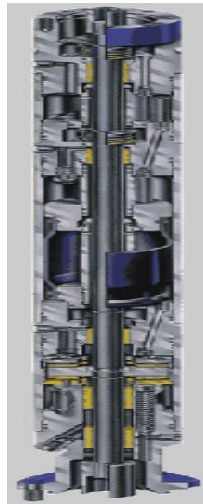


Figura 2-3: Protector.<sup>[14]</sup>

***c) SEPARADOR DE GAS***

La figura 2-4 muestra un separador de gas cuya función principal es separar el gas libre presente en el crudo regresándolo al anular a través de puestos de venteo para de esta manera dejar pasar a la bomba la fase líquida en la mayor proporción posible, con lo

cual se mejora la eficiencia volumétrica de la bomba. El separador de gas se utiliza cuando existe una alta relación gas-petróleo. Se coloca entre el sello y la bomba. Existen dos tipos de separadores de gas el de flujo estático y el de tipo centrifugo.



Figura 2-4: separador de gas.<sup>[14]</sup>

***d) MANEJADOR DE GAS AVANZADO (AGH):***

Su función principal es permitir a la bomba producir en pozos con altas relaciones gas-petróleo. Su uso mejora la eficiencia total del sistema, su función es comprimir las burbujas de gas en el fluido, entrando a la bomba una mezcla de agua, petróleo y gas, que pueda ser manejada por la bomba.

Viene en diferentes diámetros y se puede instalar en serie con un separador de gas o un dispositivo de succión. La selección depende de la cantidad de gas libre que tiene que manejar la bomba. En la figura 2 -5 se puede observar un manejador de gas.

***Funciones:***

- Homogeneizar la mezcla, reducir el diámetro de las burbujas.
- Facilitar el manejo del gas y hacer más sencillas las pruebas de fondo.

***Ventajas:***

- Aumentar la producción de pozos que tienen un determinado tiempo sin operar debido al bloqueo por gas.
- Permiten operaciones continuas estables.
- Aumenta la producción de pozos que están limitados a una alta presión de entrada de la bomba para mantener una operación estable a altas fases de producción.

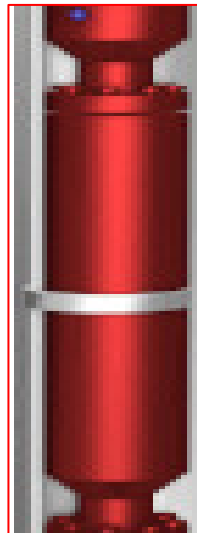


Figura 2-5: Manejador de gas.<sup>[14]</sup>

***f) CABLE DE POTENCIA***

Son cables trifásicos los cuales suministran la corriente eléctrica desde la superficie hasta el motor, además pueden transmitir las señales de presión y temperatura desde los sensores de fondo hacia la superficie.

Estos cables pueden ser planos o redondos, como los que se ven en la figura 2-6, estos a su vez pueden ser sólidos o trenzados compactados. Se fabrican con diferentes tipos de armaduras y aislantes para su protección contra fluidos corrosivos y condiciones de fondo severas.

Los más comunes son cables con aislantes de polipropileno y forro de nitrilo resistente al petróleo. Estos cables pueden ser utilizados en un rango de temperatura que oscila entre  $-45^{\circ}\text{F}$  hasta  $450^{\circ}\text{F}$ .



Figura 2-6: Tipos de Cables de potencia <sup>[11]</sup>

---

---

**g) BOMBAS**

Su función principal es fijar a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabecera del pozo.

Las bombas centrifugas son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio, que permite al fluido pasar a través de la bomba y proporcionar una aceleración continua y un difusor estacionario. El fluido entra en el impulsor en forma axial y sus partículas son aceleradas, incrementando así su energía cinética y saliendo del fluido en forma radial; el difusor dirige el fluido al siguiente impulsor de manera adecuada para aprovechar toda la energía cinética y convertir parte de ésta en energía potencial.

El tamaño de la etapa que se use determina el volumen de fluido que se va a producir, la carga y presión que genera la bomba depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida. En una bomba de impulsores flotantes, estos se mueven axialmente a lo largo de la dirección de flujo y pueden descansar sobre los cojinetes tanto en empuje ascendente como descendente, cuando están en operación. Estos empujes a su vez los absorbe un cojinete en la sección sellante.

En la bomba de impulsores fijos, estos no pueden moverse y el empuje desarrollado por los impulsores los amortigua un cojinete en la sección sellante. Los empujes desarrollados por los impulsores dependen de su diseño hidráulico y mecánico, además del gasto de operación de la bomba. Un impulsor operando a una velocidad dada, genera la misma cantidad de carga independientemente de la densidad relativa del fluido que se bombea, ya que la carga se expresa en términos de altura de columna hidráulica de fluidos.

---

Las bombas centrifugas son medidas por el levantamiento que producen y no por la presión, es por eso que los fabricantes describen sus bombas a través de curvas de levantamiento que puede producir la bomba a una tasa determinada. Para realizar dichas curvas se utiliza como fluido de trabajo el agua.

➤ **BOMBA BALANCEADA HIDRAULICAMENTE**

Una bomba esta balanceada hidráulicamente cuando el diseño realizado se ajusta a las condiciones reales del pozo, es decir, que la presión que actúa sobre el impulsor mantiene a estos flotando entre los difusores ó lo que es lo mismo, la fuerza a cada lado de la etapa (succión y descarga), esta balanceada hasta aproximadamente el pico de eficiencia ó rango de operación del fabricante.

La vida útil de una bomba electrocentrifuga depende de las condiciones de operación a los que esta expuesta ya que el factor predominante de un bajo rendimiento de una bomba debido al desgaste de sus componentes, el cual es producto del empuje que realiza el impulsor de la bomba dentro del difusor durante la operación.

El empuje de la bomba se debe a 3 fuerzas axiales:

- Peso flotante del impulsor.
- Impacto hidráulico hacia arriba de líquido fluyendo dentro del ojo del impulsor.
- La fuerza hidrostática resultante en el impulsor, el cual es función de los componentes estáticos del peso del fluido sobre la bomba y siempre es hacia abajo.

---

---

➤ **BOMBA FUERA DE RANGO**

**Empuje hacia abajo “Down Thrust”** : Esto se produce cuando se crea un desbalance hidráulico, porque la bomba genera mayor presión (mayor altura de elevación), la cual empuja el impulsor hacia abajo y por lo tanto es menor el fluido que entra al canal del difusor. Esto provoca que el impulsor se mueva hacia abajo contra el difusor y produzca un desgaste en las arandelas inferiores del difusor.

**Empuje hacia arriba “Up Thrust”**: Hace que la bomba genere menos presión, es decir, menor altura de elevación produciendo mayor fluido que el canal del impulsor permite, esto provoca que el impulsor se mueva hacia arriba contra la cara inferior del siguiente difusor produciendo desgaste en las arandelas superiores.

***h) SENSOR DE FONDO (PSI) “PRESSURE SENSING INSTRUMENT”***

La figura 2-7 muestra un sensor de fondo, este dispositivo proporciona una lectura de presión a la entrada de la bomba alternando con una lectura de la temperatura a la profundidad del motor. No requiere cables adicionales ya que la señal se transmite a través del cable de potencia y se coloca en la parte inferior del motor. Su rango de presión va desde 0 hasta 500 lpc, con una precisión de 1 ½ % y temperaturas de hasta 350 °F. En la superficie se requieren de circuitos adicionales instalados en el panel de control más un instrumento de lectura.

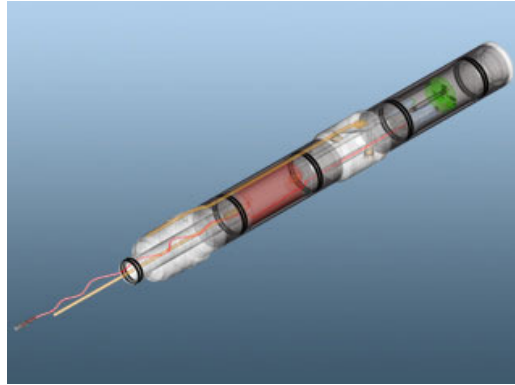


Figura 2-7: Sensor de fondo.<sup>[11]</sup>

### 2.2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE

#### a) TRANSFORMADOR

Este componente se utiliza para convertir el voltaje de la línea hasta el voltaje requerido. Para alimentar el motor en el fondo del pozo.

Los transformadores pueden ser monofásicos ó trifásicos, se puede usar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos. En la figura 2-8, se tiene un transformador trifásico.

Para diseñar que transformador se usará, se determina la capacidad de carga de los transformadores, para ellos se calcula la capacidad de carga de potencia (Kilovatios – Amperio), utilizando la siguiente ecuación:

$$KVA = (1.73 * V_s * Amp) / 1000 \quad \text{Ecuación 2-1}$$

Donde :

KVA: 1000 volt – Amp.

$V_s$  : Voltaje primario en superficie, (volt.).

Amp: Constante nominal del motor, (amperio).

Los transformadores pueden estar sumergidos en aceite o secos. Los equipos de bombeo electrosumergible funcionan con voltaje entre 250 – 4000 voltios.



Figura 2-8: transformador trifásico.<sup>[11]</sup>

### ***b) TABLERO DE CONTROL***

Es el componente desde el que se rige la operación de aparejo de la producción en el fondo del pozo. Depende de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Esto puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobre carga y baja carga, mecanismo de relojería para reestablecimiento automática y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadoras, amperímetro, dispositivos para control remoto. Tal y como se muestra en la figura 2-9. Los tipos de tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos.

Estos tableros registran cualquier desperfecto en la instalación, consumo de energía ó amperaje del motor en cualquier momento e inicia el bombeo automático de la unidad.



Figura2-9: Tablero de control <sup>[11]</sup>

### ***c) VARIADOR DE FRECUENCIA***

A diferencia del tablero de control el variador de frecuencia posee dispositivos capaces de suministrar frecuencias y voltajes variables al motor.

Ventajas del variador de frecuencia:

- Permite arrancar los motores a baja velocidad reduciendo los esfuerzos en el eje de las bombas y componentes del motor. Al realizar el arranque, la bomba opera en un rango por debajo de su frecuencia nominal con lo cual se reduce el desgaste y los efectos de abrasión.
- Permite operar el equipo de fondo en el modo frecuencia (frecuencia constante) o el modo presión (presión de fondo constante).

- 
- Evalúa el comportamiento de un pozo para obtener el índice real de productividad.
  - Protege el equipo de fondo de anomalías eléctricas. Posee dispositivos de protección que paran el funcionamiento del equipo para evitar el daño al motor.

#### ***d) CAJA DE VENDEO O CAJA DE CONEXIONES***

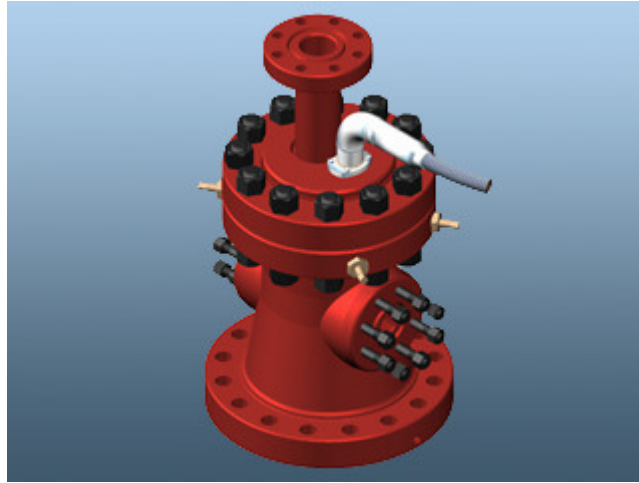
Permite conectar el cable suplidor de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor. También se usa para eliminar hacia la atmósfera cualquier cantidad de gas que fluya hacia la superficie a través del cable, esto para evitar que llegue al panel de control y ocurra una explosión.

Esta ubicado entre el cabezal del pozo y el variador de frecuencia.

#### ***e) CABEZAL DE DESCARGA***

Es una especie de suspensión para la tubería del pozo y sello para el cable de potencia.

El conjunto sellante puede resistir hasta 3000 lpc. Existen diferentes tipos de cabezales dependiendo de las necesidades y requerimiento de cada pozo (Altas presiones, bombeo de químicos, profundidad, etc.). Ver figura 2-10

Figura 2-10: Cabezal <sup>[11]</sup>

### *f) ACCESORIOS*

#### ➤ *VALVULA DE CONTRA PRESION*

Se coloca de una a tres bridas de tubería por arriba de la bomba. Esta es una válvula “check” que permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la dirección de la bomba en sentido contrario la cual puede ocasionar la ruptura del mismo, fallas eléctricas del motor (Alta corriente y calor disipado).

#### ➤ *VALVULA DE DRENAJE*

Se coloca de una a tres bridas por encima de la válvula de contrapresión. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que esta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo para oponerlo se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe un perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

---

---

### ***2.3 DISEÑO Y SELECCIÓN DE INSTALACIÓN DE BES<sup>[9]</sup>***

Las técnicas para diseñar instalaciones mediante el método de levantamiento artificial BES, requiere de algunos factores. El primer requerimiento es seleccionar la bomba para obtener la producción deseada, trabajando siempre en el rango apropiado y de la forma más eficiente.

Después se debe tener en cuenta el número de etapas que deben asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos desde el punto de asentamiento de la misma hasta la superficie y luego a la estación de flujo o descarga del fluido manteniendo la presión en el cabezal del pozo, y por último la selección del motor debe ser capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia de bombeo en función de la cantidad de etapas de la bomba.

El rendimiento del motor y la bomba pueden ser afectados por las características de los fluidos manejados, por ello deben ser corregidos por efectos de viscosidad, contenido de gas, porcentaje de agua, el tipo de ambiente, emulsiones y abrasividad presente en el pozo.

### ***2.4 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN***

Estos factores son los siguientes:

- Configuración del equipo de subsuelo
- Influjos del pozo
- Presencia de gas
- Inclinación del pozo
- Anclaje de tubería
- Viscosidad de los fluidos (Temperatura).

### ***2.4.1 CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE SUBSUELO***

El diámetro del revestidor tiene mucha importancia en el diseño de una instalación, pues limita el tamaño máximo del motor y la bomba. La tubería de descarga o eductor también dependen de la cantidad de fluidos a manejar y siempre está en relación directa a la bomba en el sistema.

Es recomendable instalar la tubería sin empacadura, en todo caso cuando se requiere de anclaje debe ser por medio de anclas de tubería, asentado por debajo del motor.

### ***2.4.2 INFLUJO DEL POZO***

Es importante conocer la capacidad de afluencia del pozo como se mencionó anteriormente. Cuando el índice de productividad es constante, indica que la presión de burbujeo es menor a la presión de fondo fluyente por lo tanto el fluido presente se comporta como una sola fase. Cuando la presión de fondo fluyente cae por debajo del punto de burbuja, existen diferentes correlaciones para estudiar este comportamiento, en este se caso se puede utilizar el procedimiento de Vogel para eficiencia de flujo igual 1.0 y Standing distinta a 1.0, para pozos dañados o pozos estimulados.

En condiciones normales, jamás se debe llegar a condiciones de bombeo completo o trabajar cuando la capacidad del equipo sea mayor a la capacidad del influjo del pozo.

### ***2.4.3 PRESENCIA DE GAS***

Una de las premisas en este tipo de instalaciones es no colocar empacadura para anclar la tubería porque no permite la salida de gas por el espacio anular tubería-revestidor. Cuando existe presencia de gas entre las perforaciones del revestidor y el nivel de fluido, se selecciona una bomba determinada con una amplia gama de puntos

---

de comportamiento del pozo. Una solución es asentar la bomba a una profundidad donde la presión en la entrada sea mayor que la presión de burbujeo del crudo, entonces en consideraciones de eficiencia se obtendrá mejor rendimiento. Lógicamente, se puede pensar que la presencia de gas dentro de la tubería alivia el peso de la columna de fluidos y reduce la potencia necesaria del motor para la misma producción, pero la consecuencia en una bomba centrífuga es contraria, ya que normalmente se bloquea con un 10 o 15 % de gas libre, en estos casos se debe instalar un separador de gas.

#### ***2.4.4 POZOS DESVIADOS O INCLINADOS***

Este tipo de instalación siempre es diseñado en función de pozos verticales, sin embargo puede ser instalada en pozos con desviación o inclinados; teniendo en cuenta la variación del grado de inclinación y los posibles riesgos que implican la pata de perro.

#### ***2.4.5 ANCLAJE DE LA TUBERÍA***

En todos los casos es conveniente instalar el equipo BES sin utilizar anclaje de la tubería con empaadura, por dos razones:

- a) El cable conductor debe pasar a través de una empaadura que tenga un dispositivo para ello, esto indica gastos adicionales.
- b) Las empaaduras restringen el paso del gas liberado a través del espacio anular.

#### ***2.4.6 VISCOSIDAD DEL CRUDO***

La viscosidad del crudo afecta la eficiencia de la bomba electro centrífuga bajando la capacidad de levantamiento, y eleva el consumo de energía en el motor. Esto se traduce con mayor número de etapas, caballaje del motor y tipo de bomba para

---

desplazar la misma cantidad de fluido que normalmente podría ser levantado con una bomba más pequeña.

#### **2.4.7 TEMPERATURA**

Al seleccionar el equipo que va a operar en pozos con altas temperaturas de fondo, los materiales a usar debe especificarse apropiadamente, se incluyen parte de los componentes, en especial, el cable de potencia. Las arandelas y bolsas de protectores (si se usan) deben ser seleccionadas de acuerdo al rango de temperatura y el ambiente del pozo.

Durante el diseño y selección del sistema se puede calcular la temperatura de operación del motor. Las causas que producen que el motor opere a altas temperaturas son:

- a) Insuficiente refrigeración del motor (velocidad).
- b) Sobre carga del motor.
- c) El factor de potencia del sistema es muy bajo.
- d) Fuentes de suministro de energía al motor desbalanceada.

### **2.5 SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE <sup>[17]</sup>**

#### **2.5.1 Curvas de comportamiento de las bombas:**

Las curvas de comportamiento representan la variación del levantamiento, potencia (HP) requeridos y la eficiencia de la bomba con respecto a una tasa de producción. Estas curvas se generan a partir de pruebas realizadas a la bomba a una velocidad

estándar para distintas tasas de flujo, utilizando como fluido agua fresca de gravedad específica 1 y de viscosidad 1 cp. (Ver Figura 2-11).

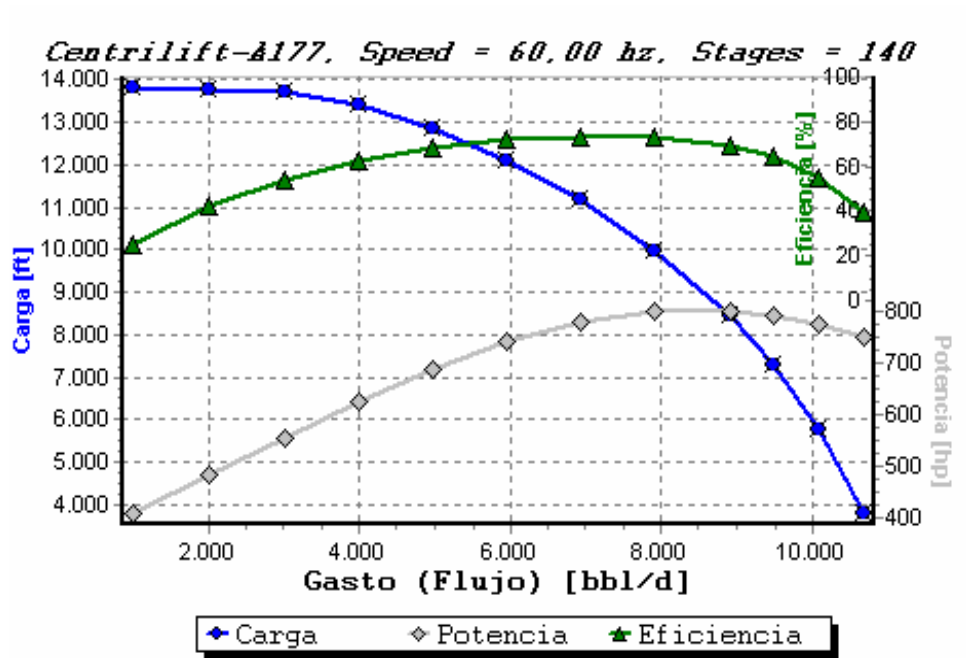


Fig.2.11 Curva de comportamiento de una bomba electrosumergible <sup>[19]</sup>

En esta gráfica, la capacidad de levantamiento (Head Capacity) es la presión capaz de desarrollar la bomba a una determinada tasa de producción expresada en pies/etapa. Mientras mayor es la tasa, la capacidad de levantamiento de la bomba disminuye.

La curva de los HP (Horsepower Motor Load), representa la carga al motor en caballos de fuerza requeridos a una determinada tasa para levantar una determinada columna de fluido.

Con respecto a la curva de eficiencia de la bomba, es un valor que no se mide directamente, se calcula a partir de datos previamente medidos. Una buena práctica es operar la bomba cerca del punto de mayor eficiencia conocido por sus siglas en inglés como BEP (Best Efficient Point). La manera de calcular la eficiencia es:

---

---

$$\% \text{Eficiencia} = \left( \frac{\text{Head} * Q * G.E * 100}{3960 * HP} \right) \quad \text{Ecuación 2-2}$$

Donde:

Head: Levantamiento [pies].

Q: Tasa [GPM].

HP: Caballos de fuerza [HP].

Se han establecido ciertas etapas para seleccionar las bombas electrosumergible apropiadas para un pozo en particular. En cada etapa incluye el cálculo de gas y la variable de velocidad.

Estas etapas son:

### ***2.5.2 DATOS BÁSICOS***

Recolectar y analizar todos los datos del pozo que van a ser usada en el diseño. La lista de datos requerida es:

#### ***2.5.2.1 DATOS DEL POZO***

- a) Diámetro Interno, (pulg.), peso de la tubería de revestimiento, (lbs.).
- b) Tamaño, tipo, rosca de la tubería de producción, diámetro externo, (pulg.).
- c) Intervalo promedio de perforación, (pies).
- d) Profundidad de asentamiento de la bomba (medida vertical), (pies).

#### ***2.5.2.2 DATOS DE PRODUCCIÓN***

- a) Presión del cabezal de la tubería de producción, (lpc).
- b) Presión del cabezal de la tubería de revestimiento, (lpc).

- 
- c) Tasa de producción, (bpd.).
  - d) Nivel del fluido dinámico y/o presión a la entrada de la bomba, (pies y/o lpc.).
  - e) Nivel de fluido estático y/o presión estática en el fondo del hoyo, (pies).
  - f) Datum del yacimiento o del pozo, (pies).
  - g) Temperatura en el fondo del hoyo, (°F)
  - h) Tasa de producción deseada, (bpd).
  - i) Relación gas – petróleo, (PCN/BN).
  - j) Tasa de agua, corte de agua, (%).

### ***2.5.2.3 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDOS***

- a) Gravedad especifica del agua, (adimensional).
- b) Gravedad especifica del petróleo, (°API).
- c) Gravedad especifica de gas, (adimensional).
- d) Presión del punto de burbuja del gas, (lpc.).
- e) Viscosidad del petróleo, (cp).
- f) Datos PVT.

### ***2.5.2.4 POSIBLES PROBLEMAS***

- a) Arenamiento o movimiento de finos.
- b) Deposición de Escala.
- c) Corrosión (Presencia de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>).
- e) Presencia de parafina, Asfáltenos.
- f) Emulsión.
- g) Espumas.
- h) Gas.
- i) Temperatura.

### **2.5.2.5 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN.**

Esta es una manera simplificada de proceder para predecir la producción del pozo utilizando bombeo electrosumergible (BES). Esta asume una eficiencia de flujo, daño en el pozo u otros factores que afecten la eficiencia del flujo y poder cambiar la productividad del pozo.

## **2.6 PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES<sup>14</sup>**

### **2.6.1 RELACIÓN E INTERPRETACIÓN DEL INFLUJO**

- a) Si la presión de fondo fluyente es mayor que la presión de burbujeo ( $P_{wf} > P_b$ ), este caso el yacimiento tiene un comportamiento lineal o es de pendiente constante, es decir:

$$IP = \frac{Q}{(P_e - P_{wf})} \quad \text{Ecuación 2-3}$$

la tasa máxima de flujo ( $P_{wf} = 0$ ), será:

$$Q_{\max} = IP * P_e \quad \text{Ecuación 2-4}$$

Donde:

IP: índice de productividad,  $(\frac{bpd}{lpc})$

Q: tasa de flujo, (bpd.).

Pe: presión estática del pozo, (lpc.).

Pwf: presión de fondo fluyente, (lpc.).

Qmax: tasa máxima de flujo, (bpd.).

- b) Si la presión de fondo fluyente es menor que la presión de burbujeo ( $P_{wf} < P_b$ ), el comportamiento del yacimiento será semejante a la curva de afluencia de Vogel, se determina la tasa máxima por la siguiente ecuación:

$$Q_{\max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right)^2} \quad \text{Ecuación 2-5}$$

Luego, con el valor de la relación, se determina en el eje vertical el valor correspondiente a  $\frac{q}{q_{\max}}$ .

Luego, conocida la última prueba de producción y por simple operación de despeje se determina el potencial máximo del pozo.

### **2.6.2 DETERMINACIÓN LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA (PIP)**

De acuerdo a la producción deseada en la superficie y la profundidad de asentamiento de la bomba, puede determinarse la presión de entrada a la bomba (PIP). Se puede establecer de la manera siguiente:

- Seleccionar el porcentaje del potencial máximo de acuerdo a las estimaciones mostradas por el cálculo de afluencia a través del modelo Vogel. En casos prácticos considere un potencial de producción que no afecte el potencial de empuje del yacimiento. Esto implica que a mayor tasa de producción se tendrá una caída de presión directamente proporcional al agotamiento de producción a desplazar.

$$PIP = \frac{\text{columna\_de\_fluido(pies)}}{2,31(\frac{\text{pies}}{\text{lpc}})} \quad \text{Ecuación 2-6}$$

### 2.6.3 DETERMINACIÓN DE LEVANTAMIENTO DE FLUIDOS

Es la presión requerida por la bomba para levantar eficientemente un determinado fluido y así alcanzar la producción deseada. El valor de la columna de fluido se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$TDH = Hd + Ft + Pd \quad \text{Ecuación 2-7}$$

Donde:

THD: Altura dinámica descargada por la bomba, (pies).

Hd: Levantamiento vertical considerado desde el nivel de la bomba (nivel dinámico) hasta la superficie, medido en pies.

$$HD = PSD - PIP \quad \text{Ecuación 2-8}$$

$$Flev = \frac{2,308}{Gem} \quad \text{Ecuación 2-9}$$

$$PIP(\text{pies}) = PIP * Flev \quad \text{Ecuación 2-10}$$

$$Pwf(\text{pies}) = Pwf * Flev \quad \text{Ecuación 2-11}$$

$$PSD = \text{Tope\_de\_la\_formacion} - Pwf(\text{pies}) \quad \text{Ecuación 2-12}$$

Donde:

Flev: factor de levantamiento, ( $\frac{\text{pies}}{\text{lpc}}$ ).

Gm: Gravedad específica de la mezcla, (adimensional).

Ft: Perdida por fricción en la tubería para la tasa de producción deseada, (pies).

Pd: presión requerida para vencer las pérdidas por fricción en la línea de flujo, válvulas y accesorios; además de los cambios de elevación entre el cabezal del pozo y la estación de flujo. Normalmente, se mide la presión manométrica en el cabezal y se convierte en altura en pies según la ecuación:

$$Pd = THP * Flev \quad \text{Ecuación 2-13}$$

Donde:

THP: es la presión en el cabezal, (lpc.).

#### **2.6.4 DETERMINAR VALORES PVT A LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA**

La forma de estimar las propiedades PVT del crudo necesariamente se realizan a través de análisis de laboratorio.

#### **2.6.5 DETERMINACIÓN DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS ( $\beta_g$ )**

Este factor se determina a la PIP, en Lpca y la temperatura de fondo, en grados Ranking; a través de:

$$\beta_g = \left( \frac{5,04}{PIP} \right) * (Z * T) \quad \text{Ecuación 2-14}$$

Donde:

Z: Factor de Compresibilidad del gas (adimensional)

T: temperatura (°R)

B<sub>g</sub>: Factor volumétrico del gas,  $\left(\frac{BN}{MPCN}\right)$

Manualmente se debe acudir a las correlaciones de Lasater o Standing.

### **2.6.6 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS TOTAL A LA PRESIÓN DE BURBUJEO ( $V_{gt1}$ )**

$$V_{gt1} = \left( \frac{\%P * Q * RGP}{P_b} \right) ; \text{ (MPCN)} \quad \text{Ecuación 2-15}$$

Donde:

% P: Fracción de petróleo.

Q: Tasa de flujo deseado, (BFPD)

RGP: Relación Gas – Petróleo, (PCN/BN).

P<sub>b</sub>: Presión de Burbujeo, (lpc.).

### **2.6.7 CÁLCULO DE VOLUMEN DE GAS TOTAL A LA PIP ( $v_{gt2}$ )**

$$V_{gt2} = \frac{(\%P * Q * R_s)}{P_b} ; \text{ (MPCND)} \quad \text{Ecuación 2-16}$$

Donde:

% P: Fracción de petróleo.

Q: Tasa de Flujo deseada, (BFPD)

RGP: Relación Gas – Petróleo, (lpc.).

R<sub>s</sub>: Relación gas–petróleo en solución, PCN/BN

---

### 2.6.8 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS LIBRE EN LA BOMBA ( $v_{gl}$ )

$$V_{gl} = V_{gl1} + V_{gl2} \quad \text{Ecuación 2-17}$$

Donde:

$V_{gl}$ : Volumen de gas libre al nivel de la bomba, (MPC/BN).

### 2.6.9 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE FLUIDO A MANEJAR EN LA BOMBA.

$$V_o = \%P * Q * FVF \quad \text{Ecuación 2-18}$$

$$V_w = Q * (1,0 - \%p) \quad \text{Ecuación 2-19}$$

$$V_g = V_{gl} * B_g \quad \text{Ecuación 2-20}$$

Donde:

$V_o$ : Volumen de petróleo, (BFPD).

$V_w$ : Volumen de agua, (BWPD).

$V_g$ : Volumen de gas, (BGPD).

El volumen total de fluido ( $V_t$ ) a producir será:

$$V_t = V_o + V_w + (0,5 * V_g) \quad ; \text{ (BFPD)} \quad \text{Ecuación 2-21}$$

En este momento se debe calcular la relación entre el volumen de gas y el volumen total a producir ( $R_v$ ).

$$R_v = (V_g / V_t) * 100 \quad \text{Ecuación 2-22}$$

---

Si  $R_v > 10 \%$ , entonces se debe usar un separador de gas.

Dependiendo de la eficiencia a la cual trabaje el separador, se tendrá que el nuevo volumen de gas:

$$V_{g(\text{nuevo})} = \% \text{ Efic Sep} * V_{g(\text{Antes})} \quad \text{Ecuación 2-23}$$

Entonces, el nuevo volumen total será:

$$V_{t(\text{nuevo})} = V_{t(\text{antes})} - V_{g(\text{nuevo})} \quad \text{Ecuación 2-24}$$

A través del cálculo de estos volúmenes, se determina el volumen total de líquido a producir, para de esta manera escoger la bomba electrosumergible cuya capacidad mejor se adapte a los requerimientos del pozo. A su vez, se calcula el volumen de gas para determinar si es necesario incluir un separador de gas en el equipo de BES.

### ***2.7 SELECCION DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE<sup>10</sup>***

La selección de la bomba depende de los factores siguientes:

- Capacidad de manejo de la producción deseada a condiciones de fondo.
- Asentamiento de la bomba.
- Diámetro del revestidor.
- Viscosidad del fluido a producir.

El método para seleccionar el tipo de bomba a instalar se debe realizar como una función de los parámetros siguientes:

- Capacidad de Levantamiento.
- Eficiencia de bombeo.

- Carga del motor.

Estos factores deben ser corregidos por efectos de la viscosidad del crudo o emulsión producida a presión de entrada a la bomba (PIP) y temperatura promedio (antes mencionada) en el pozo.

La manera de calcular la viscosidad del crudo es a través de las correlaciones gráficas:

***Primer Paso:***

Determinar la viscosidad del crudo libre de gas, en función de Gravedad API y la temperatura promedio del crudo en el pozo.

***Segundo Paso:***

Determinar la RGP, en función de la Gravedad API y la PIP.

***Tercer Paso:***

Determinar la viscosidad del crudo a la entrada de la bomba, en cps.

La mayoría de las curvas de comportamiento de las bombas están basadas en su comportamiento con agua fresca, sin embargo es un hecho conocido que la industria petrolera utiliza estas bombas en la producción de petróleo por lo que estas curvas de comportamiento deben ser corregidas de acuerdo a la viscosidad del fluido que se requiera producir.

Para corregir el efecto de viscosidad en la curva de comportamiento de la bomba se utiliza la representación gráfica creada por el Instituto de Hidráulica de los Estados Unidos que suministra factores de corrección para la tasa (Cq), para la capacidad de levantamiento (Ch) y para la eficiencia (Cn). (Ver figura 2-12)

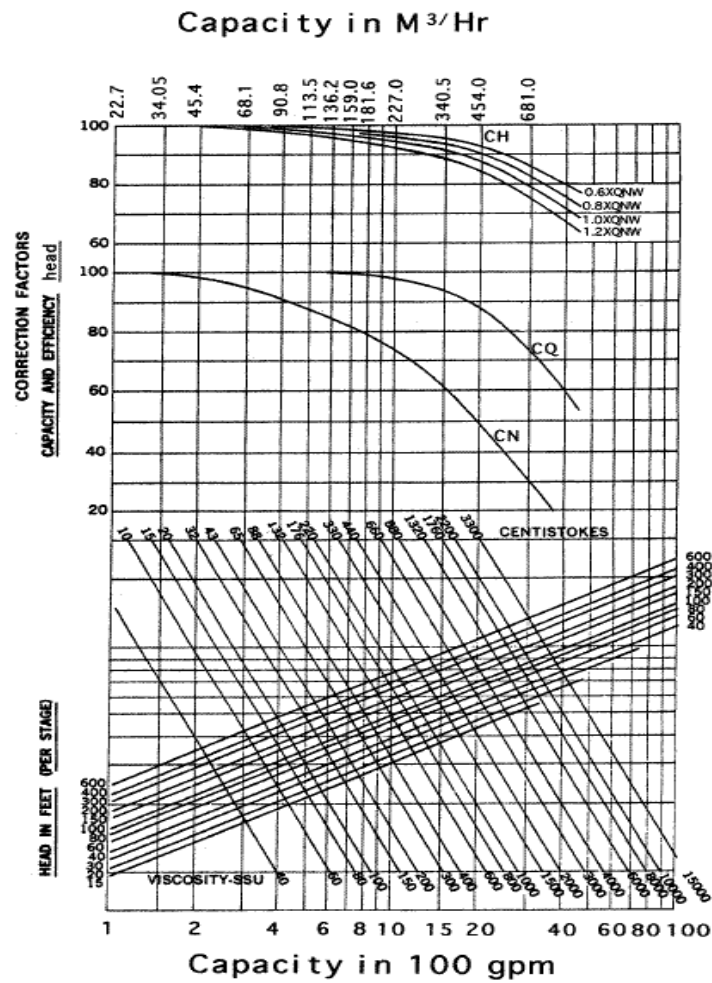


Fig.-2-12 Factores de corrección de la bomba para Tasa igual o mayor a 100gpm <sup>[13]</sup>

### 2.7.1 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS NECESARIAS

Dependiendo de la capacidad de levantamiento de la bomba, se determina el número máximo de etapas de acuerdo a la expresión:

$$N^{\circ} \text{ de etapas} = \left[ \frac{\left( \frac{THD}{HC} \right) * 100}{FCL} \right]$$

Ecuación 2-25

Donde:

HC: Factor de levantamiento por etapas, determinado por interpolación de la curva de comportamiento de la bomba, según el fabricante.

FCL: Factor de levantamiento (0,98).

FCC: Factor de capacidad (0,98).

FCM: Factor de potencia (1,11).

Los valores de estos son constantes.

### **2.7.2 CÁLCULO DE LA POTENCIA REQUERIDA DEL MOTOR**

La potencia o caballaje del motor se determina por medio de la expresión:

$$HP = N^{\circ} \text{ Etapas} * HML * FCM$$

Ecuación 2-26

Donde:

HML: Valor de carga del motor, se obtiene de la curva de comportamiento de la bomba, (HP/ n°etapas).

### **2.7.3 SELECCIÓN DEL CABLE**

Para la selección del cable intervienen diferentes factores: económico, técnico y físico esto es, evaluar el costo total del cable, técnicamente no se debe generar pérdidas de voltaje y mantenerse en un rango de trabajo apropiado y por ultimo estimar si entre el espacio anular tubería - revestidor no existen problemas de instalación.

---

En la relación entre voltaje y amperaje para cada cable, la recomendación en esta selección es la siguiente: seleccionar siempre el mayor valor del amperaje con la menor pérdida de voltaje para obtener un ahorro de energía.

Las relaciones para determinar los KVA (kilovatio-amperio) son:

$$VS = VM + VC \quad \text{Ecuación 2-27}$$

Donde:

VS = Voltaje en superficie, (volt.).

VM = Voltaje en el motor, (volt.).

VC = Pérdida de voltaje por cada mil pies de cable, (volt.).

$$KVA = VS * AMP * 1.7320510 * 10^{-3} \quad \text{Ecuación 2-28}$$

Los elementos adicionales como: Tablero de control, cabezal del pozo, variador de frecuencia, etc. Se regirán por las recomendaciones de las empresas de servicios o proveedoras conjuntamente en acuerdo al criterio del personal profesional encargado de la empresa operadora.

#### **2.7.4 VARIADOR DE FRECUENCIA**

Las características de desempeño de las bombas electro sumergibles pueden ser modificadas con un variador o modificador de frecuencia, con el objetivo de obtener un amplio rango de capacidad, levantamiento y eficiencia de bombeo, donde puede variar su velocidad en forma proporcional a la frecuencia establecida en función de la potencia suministrada. Ajustando la frecuencia se da la alternativa de controlar la capacidad de desplazamiento, reducir y mantener los tiempos de paradas en pozos

con bombeo completo, de igual forma se incrementa el ahorro de energía y desgaste de equipos.

Los efectos del Controlador de Frecuencia se observa a través de nuevas curvas de levantamiento, así como de la capacidad de la unidad de bombeo, basadas en el comportamiento de las curvas para una bomba determinada. El controlador puede generar un amplio número de frecuencias, a partir de las curvas típicas de 60 Hz o 50 Hz, simplemente aplicando la Ley de Afinidad para bombas del tipo electro sumergible o electro centrifugas.

### **2.7.5 LEY DE AFINIDAD**

Las leyes de afinidad establecen que cuando ocurre un cambio de velocidad. Se define así:

$$Q_2 = Q_1 \left[ \frac{f_2}{f_1} \right] \quad \text{Ecuación 2-29}$$

$$H_2 = H_1 \left[ \frac{f_2}{f_1} \right]^2 \quad \text{Ecuación 2-30}$$

$$BHP = BHP_1 \left[ \frac{f_2}{f_1} \right]^3 \quad \text{Ecuación 2-31}$$

Donde:

$Q$  ;  $H_1$  ;  $BHP_1$  ;  $f_2$ : Capacidad, Presión del cabezal, Potencia al freno y Velocidad inicial.

Utilizando estas leyes la curva puede ser construida para cualquier velocidad, tomando como base la curva a una velocidad dada.

Ley para capacidad de desplazamiento:

$$Nueva\_tasa = \frac{Nueva\_frecuencia * tasa\_a\_60Hz}{60Hz} \quad \text{Ecuación 2-32}$$

Ley para capacidad de levantamiento:

$$Nueva\_levant. = \frac{Nueva\_frecuencia * levant.\_a\_60Hz}{60Hz} \quad \text{Ecuación 2-33}$$

Ley de generación de potencia:

$$Nueva\_HP = \frac{Nueva\_frecuencia * HP\_a\_60Hz}{60Hz} \quad \text{Ecuación 2-34}$$

La nueva eficiencia será igual a la eficiencia a 60Hz, pero localizada en el nuevo punto de capacidad de desplazamiento.

### **2.7.6 LEVANTAMIENTO CONSTANTE**

El variador de frecuencia, también puede ser analizado como una función en términos de levantamiento constante, esto significa en un pozo la frecuencia se debe variar para mantener constante toda la capacidad de levantamiento.

### **2.7.7 CALCULO DE GAS**

La presencia de gas libre a la entrada de la bomba y en la descarga de la tubería de producción hace que la selección del equipo sea más complicada. Como el fluido (mezcla líquido y gas) fluye a través de las etapas de la bomba y luego es descargado por la tubería de producción, la presión y las propiedades del fluido (volumen, densidad, etc.) van cambiando continuamente. También la presencia de gas libre en la tubería de producción, esto reduce la presión requerida de descarga.

---

El trabajo por la bomba es considerablemente afectado por la presencia de gas siempre que el gas permanezca en solución, la bomba se comportaría como si estuviera bombeando un líquido de baja densidad.

## **2.8 DIAGNOSTICO O DETECCION DE FALLAS <sup>[1]</sup>**

El motor, la bomba, el protector y el cable, son los componentes con mayor posibilidad de incurrir en fallas en el sistema BES.

### **2.8.1 MOTOR**

El motor es una de las partes más propensas a sufrir fallas ya que es el eje principal del equipo electrocentrifugo, entre las fallas más frecuentes que se encuentran en los motores, tenemos las siguientes:

#### ***a) Excesiva carga de voltaje del motor:***

- Sobre o subdimensionamiento de la bomba.
- Desgaste de los componentes principales de la bomba, producido por la deposición de sedimentos en los impulsores o por la presencia de arena en los fluidos producidos.
- Voltajes bajos o no balanceados.

#### ***b) Filtración de los sellos del protector.***

Esto ocasiona el paso de los fluidos del pozo al motor, provocando cortocircuito en el equipo, esto se produce por:

- Altas vibraciones en la bomba producto del desgaste de sus componentes.
- Manejo inadecuado durante su traslado e instalación.
- Defectos no detectados durante la fabricación del equipo.

---

---

*c) Condiciones del pozo.*

Esta condición se presenta cuando el volumen de fluidos producidos no es suficiente para enfriar el motor o cuando se coloca el motor por debajo de las perforaciones.

*d) Corrosión.*

Cuando existe corrosión en la carcasa del motor, los fluidos producidos entran en contacto con el aceite del motor, con lo que se producen pérdidas de presión en la bomba y por lo tanto fallas del conjunto motor-bomba-protector.

*e) Presencia de sucio o humedad en el tablero de control*

Produce fallas en los dispositivos eléctricos, presentando fluctuaciones del voltaje y la constante falla del motor.

## **2.8.2 BOMBA**

La bomba puede generar fallas debido a los siguientes problemas:

- Desgaste de las arandelas inferiores del impulsor cuando la bomba se encuentra operando por debajo del punto mínimo de eficiencia, desgaste de las arandelas superiores cuando la bomba se encuentra trabajando por encima del punto máximo de eficiencia.
- Deterioro de los componentes de la bomba por efecto de materiales abrasivos o al tiempo de funcionamiento.
- Taponamiento de las etapas de la bomba por la acumulación de sedimentos.
- Daños en el eje de la bomba, ocasionado por imprudencia durante el traslado y montaje del equipo.
- Corrosión de los componentes de la bomba.

---

### ***2.8.3 PROTECTOR***

Se pueden generar fallas en el protector como consecuencia del mal manejo del equipo, lo cual puede generar fracturas de los sellos de cerámica, produciendo fugas de aceite. Este efecto también puede ser causado por: vibraciones de la bomba, paradas y arranques del equipo en exceso, cambios repentinos de la frecuencia de operación del equipo.

### ***2.8.4 CABLE***

El manejo inadecuado durante la instalación del cable en el pozo y algún corte inadecuado en la conexión con el cable plano en la superficie, puede generar daños mecánicos en el mismo. Se debe tener mucho cuidado al realizar la conexión para evitar que los fluidos del yacimiento penetren al conductor, lo que podría generar un cortocircuito que ocasionaría fallas en el motor. Durante la bajada del cable es muy importante mantenerlo centralizado para evitar el roce con el revestidor de producción, lo cual podría reducir la vida útil y generar fallas en dicho cable.

### ***2.8.5 ANÁLISIS DE LAS CARTAS DE AMPERAJE.***

Una de las herramientas más valiosas para detectar fallas en el equipo de BES es la carta de amperaje, que se toma durante la operación del equipo a través de un amperímetro ubicado en el tablero de control. En esta carta se puede apreciar el amperaje de entrada del motor. El amperaje se puede observar a través de un gráfico circular en un papel cuadriculado el cual posee el multiplicador adecuado para indicar el amperaje real del cable. Existen otras cartas que representan cada uno de los tipos de gráficos que podemos encontrar cuando se encuentra en operación una instalación de BES:

- Operación normal.

- 
- Fluctuaciones de potencia.
  - Traba por gas.
  - Condiciones de agotamiento de fluidos.
  - Manejo de gas o de fluidos emulsificados.
  - Condiciones normales de sobrecarga.

## ***2.9 PROBLEMAS DE PRODUCCION DE POZOS<sup>[17]</sup>***

### ***2.9.1 Tasa de producción limitada***

Existen diferentes factores que pueden generar problemas de bajas tasas de producción en los pozos, estos se pueden presentar a nivel de yacimiento o del mismo pozo, esto afectara el buen desempeño en el sistema pozo-yacimiento. Algunos de estos factores son los siguientes:

- Taponamiento del hoyo.
- Daño de formación.
- Taponamiento de las perforaciones con asfáltenos y parafinas.
- Bloqueo de las inmediaciones del pozo por emulsiones o agua.
- Depositacion de partículas finas.
- Sistemas de levantamiento inadecuado.
- Yacimientos de bajas permeabilidades y bajas presiones.
- Alta viscosidad del petróleo.

#### ***a) Restricciones de flujo en la vecindad del pozo***

Los pozos productores de hidrocarburos, que poseen restricciones de flujo, tales como: comunicación entre el revestimiento o empacaduras, taponamiento en las perforaciones o daño en la formación, presentan menores potenciales de producción,

---

los cuales no son representativos de la zona completada, por lo tanto removiendo total o parcialmente estas restricciones de flujo la producción se incrementará.

Los trabajos realizados al pozo para la eliminación del daño son normalmente muy provechosos, por esto un mayor esfuerzo en el monitoreo del pozo debe llevarse a cabo para identificar pozos o yacimientos con daño significativo.

Estos daños pueden ser identificados mediante pruebas realizadas a pozos productores, restauración y abatimiento de presión, comparación con pozos vecinos y por análisis de la curva de declinación. Los registros eléctricos son de mucha utilidad para determinar cuales son las zonas productoras de un pozo dañado y cuales no lo son, aparte de los volúmenes de petróleo extraído y remotamente de cada una de las zonas completadas.

El siguiente procedimiento puede ser utilizado para monitoreo de los pozos que presentan problemas:

- Si la tasa de producción mensual a declinado más de 10 veces de la declinación normal, se deberá realizar otra prueba inmediatamente.
- Comparar con curvas de pozos adyacentes buscando declinaciones anormales. Si el número de pozos en el área tiene una declinación significativa, es posible que se trate de problemas del yacimiento en cuestión.
- Chequear el pozo en busca de problemas mecánicos, especialmente en pozos con levantamiento artificial.
- Chequear el pozo por posibles filtraciones o comunicaciones entre las empacaduras y/o el revestimiento.
- Considerar el uso de registros de producción y mediciones de presión para confirmar la presencia de daños.

---

Se debe tener cautela en prácticas y estimulaciones si se tienen cerca de las perforaciones el contacto agua-petróleo o gas-petróleo ya que una mala capa podría causar la invasión tanto del gas como del agua hacia los mismos.

El calculo del daño de formación utilizando análisis de restauración y abatimiento de presión generalmente es llevado antes de realizar un trabajo de estimulación o rehabilitación para confirmar la existencia de daño. Estos análisis generan mejores resultados cuando el pozo analizado es el único en su zona y posee poca producción inicial. Un buen método para localizar pozos con daños en la formación es realizando mapas de burbuja de la producción de petróleo actual.

***b) Taponamiento del hoyo***

Las restricciones de flujo por taponamiento del hoyo se deben a la acumulación de finos en la formación, lo cual puede generar una reducción radical de la producción.

Las escamas inorgánicas en el hoyo del pozo y las perforaciones son un problema común que fácilmente puede reducir la tasa de formación. El primer paso para la solución de este problema es determinar el tipo de escama, dependiendo de los resultados existen varios tratamientos químicos y mecánicos que pueden ser usados para limpiar el hoyo o las perforaciones.

***c) Restricciones en las perforaciones***

Cuando existe taponamiento en las perforaciones o un mal diseño de éstas, se generan bajas tasas de producción. En areniscas, normalmente para obtener valores mínimos de daños, se requieren 4 perforaciones multiespaciadas de  $\frac{1}{2}$  " por pie, que penetren en la formación más de 6".

---

En pozos con altas tasas de gas o perforaciones con un diámetro mayor se requieren de más disparos por pie, para evitar el flujo turbulento del gas.

Las perforaciones taponadas son un problema muy común. Durante la perforación de un pozo se debe trabajar con mucha cautela, para asegurarse que las perforaciones quedan abiertas y sin restricciones. Se deben evitar las pérdidas de agua con alto contenido de sólidos hacia las perforaciones, la cual puede taponar los poros en la formación y las perforaciones.

***d) Daño de formación***

El daño de formación se puede definir como cualquier reducción en la productividad o inyectividad del pozo, debido a obstrucción de las perforaciones, taponamiento de los poros de la formación cercanos al hoyo o de fracturas en la comunicación con el hoyo del pozo. El problema está en determinar el grado del daño del pozo, la causa del daño y finalmente realizar recomendaciones para eliminar o reducir esta condición.

***e) Taponamiento por asfáltenos o parafinas***

Las parafinas y asfáltenos en las tuberías de producción, revestimiento o el hoyo puede ser reducido a través de vapor, un solvente, agua o petróleo a altas temperaturas. El método más usado para remover este tipo de materiales, consiste en forzar un solvente adecuado en la formación (a una baja tasa y baja presión de inyección), seguido de 24 horas de cierre para remover parafinas y 72 horas para remover asfáltenos.

Normalmente el petróleo o agua caliente no es usado para remover restos de asfáltenos o parafinas de las perforaciones, hoyo o formación, debido a que una parte de este material puede enfriarse lo suficiente para solidificarse y taponar la

---

formación. Cuando este tipo de material se deposita en los poros de la formación, usualmente no se puede disolver con facilidad.

La deposición de asfáltenos ocurre en los espacios porosos de la formación y están frecuentemente asociados con los factores desestabilizadores, los cuales mantienen a los asfáltenos en suspensión. Los factores desestabilizadores pueden ser: contacto con ácido, CO<sub>2</sub> o solventes alifáticos. El análisis de la composición química del crudo puede potenciar situaciones desfavorables tanto para parafinas como para asfáltenos.

***f) Bloqueos por emulsiones o agua***

La mayoría de los bloqueos con agua son autocorrectivos con un período que puede variar desde semanas hasta meses. Sin embargo, los bloqueos por emulsiones en areniscas de baja presión o baja permeabilidad pueden ser permanentes.

De llegar a existir bloqueos por emulsiones la permeabilidad promedio determinadas por pruebas de inyectividad será mayor a las determinadas por pruebas de producción. Este efecto de válvula check proporciona una manera confiable de predecir bloqueos por emulsión. Incrementos y bajas en la tasa de producción no influirán en la variación apreciable del porcentaje de agua de un pozo bloqueado por emulsión.

El bloqueo por agua tiene un efecto temporal en la variación de la permeabilidad relativa a favor del agua, así como la movilidad del fluido. Bajo estas condiciones la producción de petróleo disminuirá y el porcentaje de agua aumentará. Este bloqueo es generalmente causado al circular o matar el pozo con agua. El agua invade los espacios porosos incrementando la saturación y la permeabilidad relativa del agua.

---

El porcentaje de agua frecuentemente declina con el tiempo mientras el pozo es producido y la saturación del agua disminuye. El bloqueo por agua puede ser prevenido adicionándole surfactantes al agua, esto se utiliza en operaciones de rehabilitación u operaciones de circulación del pozo.

***g) Partículas finas***

Las partículas finas tienden a moverse con la fase mojante del yacimiento, con una saturación de agua baja (baja permeabilidad relativa del agua) el movimiento del agua es lento (menor que la velocidad crítica) y las partículas transportadas por el agua no formaran taponamiento.

Después de algunos tratamientos al pozo, por ejemplo, una acidificación donde la saturación de agua alrededor del pozo es alta, las partículas finas transportadas por el agua, pueden ser un problema si el pozo es limpiado con altas tasas de circulación.

Donde se espera un taponamiento de la formación por partículas finas, se puede aplicar un tratamiento a la matriz tal como acidificación o inyectando un fluido no contaminante para mover las partículas lejos del hoyo, será suficiente en la mayoría de los casos.

***2.9.2 RESTRICCIONES DE FLUJO A NIVEL DEL POZO***

Un inadecuado sistema de levantamiento y/o diseño de completación, genera un aumento de presión dentro de la tubería de producción, limita el drenaje de la zona completada y reduce la tasa de producción.

---

### **2.9.3 RESTRICCIONES DE FLUJO A NIVEL DEL YACIMIENTO**

#### ***a) Yacimientos de baja permeabilidad***

La baja permeabilidad puede ser característica de todo el yacimiento o solo de una zona específica del mismo. Si la baja permeabilidad ha sido probada como la causa de bajas tasas de producción en un yacimiento en particular, deberá ser considerada junto con otras causas de baja productividad.

En yacimientos con baja permeabilidad comúnmente la productividad del pozo disminuye rápidamente, mientras los fluidos cercanos al pozo son producidos. Si la información petrofísica y de yacimiento no son suficiente para determinar baja permeabilidad, pruebas de producción y restauraciones de presión podrán ayudar a diferenciar si se trata de baja permeabilidad o existencia de daño a la formación.

Para que una restauración de presión o un abatimiento de presión sea una herramienta válida para el diagnóstico del problema, es usualmente necesario determinar que todas las zonas porosas seleccionadas para la producción están realmente en comunicación con el pozo. Medidores de flujo, trazadores radioactivos, etc., son usados para determinar la comunicación formación-hoyo para cada intervalo.

Muchos yacimientos de bajas permeabilidades se les han realizado fracturamiento hidráulico con resultados satisfactorios. Este fracturamiento se puede aplicar tanto en yacimientos de petróleo como de gas. Para los yacimientos de carbonatos se puede utilizar el fracturamiento por acidificación.

La acidificación matricial para yacimientos con baja permeabilidad, que no estén dañados, puede proporcionar un pequeño incremento en la producción. Aumentos significativos en la permeabilidad requieren grandes volúmenes de ácido, haciendo la operación sumamente costosa.

---

---

***b) Yacimientos de baja presión***

La historia de presión del yacimiento debe ser documentada por mediciones periódicas de subsuelo. El próximo paso es determinar el mecanismo de producción predominante en un yacimiento en particular y como este mecanismo esta asociado con el comportamiento real o aparente del pozo que esta siendo investigado.

Antes de considerar la rehabilitación en yacimientos con presiones bajas o parcialmente agotadas, se debe planificar un levantamiento artificial efectivo. El mantenimiento de la presión o un programa de recobro mejorado es usualmente el mejor procedimiento de largo alcance para incrementar las tasas de producción y el recobro de gas o petróleo.

***c) Alta viscosidad de petróleo***

La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo, según la Ley de Darcy, por lo tanto al producirse un aumento en la viscosidad disminuye la tasa de producción. Se puede esperar un aumento en la viscosidad del petróleo al explotarse un yacimiento cuyo mecanismo de producción sea el empuje por gas en solución, ya que al liberarse el gas del petróleo debido a una disminución de la presión aumenta su viscosidad.

***2.9.4 PRODUCCION DE ARENA***

Es uno de los problemas más antiguos en los campos de petróleo. Por lo general, esta asociado a formaciones arcillosas de la era Cenozoica, pero en algunas áreas los problemas de arena pueden encontrarse a profundidades de 12000 pies o más.

Las prácticas de completación de pozos son una consideración crítica en zonas con tendencias a producir arena. Por lo general, los problemas de arena son creados por

---

prácticas inadecuadas de completación. Cuando las perforaciones se encuentran taponadas, se incrementa la velocidad de flujo y la caídas de presión a través de las perforaciones que están abiertas, en algunas ocasiones recañonear el intervalo es suficiente para solventar el problema de arenamiento.

Algunas formaciones de arena no consolidadas, producen junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arena o sedimento que por efecto de la gravedad se depositan en el fondo del pozo llegando a obstruir el intervalo abierto, generando tapones dentro de la tubería de producción o revestimiento , disminuyendo el flujo en forma gradual hasta la paralización de la producción.

#### ***2.9.5 CONTROL DE ARENA***

Cuando se habla de control de arena, se hace referencia al manejo de los granos provenientes de la formación, que son aquellos sólidos producidos que se encuentran entre 75 y 50 percentil ya que granos más pequeños no afectan la producción de fluidos del yacimiento.

#### ***2.9.6 ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA***

Existen diferentes causas que pueden originar problemas de producción de agua como son:

- Un mecanismo de producción por empuje de agua (acuífero activo), se puede ver agravado por conificación de agua o adedamiento.
- Fuentes extrañas, esto incluye huecos en el revestidor por fallas en la cementación.
- Fracturamiento y acidificación en zonas vecinas de agua o cerca del contacto agua petróleo.

---

Los registros de temperatura de los pozos incluyendo el intervalo productor, corridos antes de un fracturamiento hidráulicos o con ácido y corridos horas después, para una pista de si la producción de agua subsiguiente es debido a fallas de la cementación primaria, fracturamiento, huecos en el revestidor o intrusión de agua. La intrusión de agua es normal con un mecanismo de producción de acuífero activo.

*a- Adedamiento*

Es un movimiento irregular del frente de agua en un yacimiento de acuífero asociado, el cual se acentúa en la zona más permeable del yacimiento alrededor de las completaciones. Es normalmente de pendiente del tiempo de producción o acumulado de producción. La localización de la zona productora de agua puede ser difícil, si se quiere realizar un trabajo exitoso donde se controle la producción de agua, se necesita un conocimiento geológico detallado de la estratificación de la zona, la localización y extensión de las barreras de la permeabilidad donde ocurra flujo cruzado entre lentes estratificados permeables.

La interpretación de la intrusión de agua en yacimientos con permeabilidad estratificada o lenticulares es complicada. Usualmente, las zonas de alta permeabilidad son invadidas primero por el agua.

En zonas estratificadas, una rápida irrupción del frente del agua no trae como consecuencia un inmediato abandono de la zona, ya que grandes volúmenes de agua pueden ser producidos antes de que el petróleo y el gas sean agotados de la zonas adyacentes.

En yacimientos de areniscas marinas pocas profundas con permeabilidad horizontal continúa o en gran parte de toda la estructura, solo será necesario producir cada zona selectivamente con completaciones en el tope de la estructura para asegurar el máximo recobro del petróleo, siempre y cuando no exista capa de gas.

---

---

***b- Conificación de agua***

Es el movimiento vertical del agua en una zona productora, que se genera por la diferencia de presiones en el yacimiento.

La conificación de agua o gas, no puede cruzar barreras de permeabilidad vertical, a menos que estas contengan fracturas abiertas naturalmente o inducidas.

Para que la comunicación entre fracturas exista, estas deben ser sometidas por fuerzas tectónicas, depositaciones secundarias o material utilizado en fracturas hidráulicas. La conificación puede ser muy severa en sistemas de arrecifes, y en otros yacimientos de permeabilidades verticales excelentes. La conificación puede ser agravada por altas tasas de vaciamiento.

La eliminación del cono de agua requiere reducir la tasa de producción o el cierre temporal del pozo para reducir por un tiempo la entrada de agua a las perforaciones.

***c- Canalización de agua detrás del revestidor***

Es el movimiento vertical del agua por falla de la cementación primaria. Si este problema se presenta un incremento de la tasa de producción sobre la tasa crítica usualmente provocará un aumento del agua producida y el cierre del pozo provocará un descenso del corte de agua cuando el pozo es puesto de nuevo en producción.

***2.9.7 ALTA PRODUCCIÓN DE GAS***

La fuente primaria de gas en un pozo de petróleo son:

- Gas en solución.
- Capa de gas primaria y secundaria.

- 
- Flujo de gas en zonas o yacimientos interconectados a la zona de petróleo.

En yacimientos con empuje de gas en solución, la caída de presión por vaciamiento genera un aumento en la saturación de gas, dentro del yacimiento. Cuando este gas es liberado del petróleo, el gas fluye hacia el pozo y hacia la parte alta de la estructura, de esta forma el gas tiende a hacer el fluido movable dominante en el yacimiento.

Si no existe barreras de fluido vertical en un yacimiento con capa de gas asociada, una disminución de la presión permitirá la expansión de la capa de gas, de esta forma si alto diferenciales de presión existen en el pozo, la conificación del gas puede ocurrir en pozo con permeabilidades verticales continuas sin que ocurra una apreciable caída de la presión del yacimiento.

En yacimientos estratificados, un adedamiento prematuro del gas puede ocurrir con un alto diferencial de presiones en el pozo, con el gas fluyendo por las zonas de mayor permeabilidad. El adedamiento prevalece más en yacimientos con variaciones de permeabilidad apreciables.

El flujo de gas por encima o por debajo de la zona de petróleo se debe a huecos en el revestimiento, trabajos de cementación deficientes y fracturas naturales o inducidas en comunicación con zonas de gas.

Yacimientos estratificados o en yacimientos lenticulares, las zonas de producción de gas pueden ser evitadas, el pozo puede ser recompletado normalmente en zonas más profundas con relación gas petróleo menores. En yacimientos de petróleo con presiones parcialmente agotadas las zonas de producción de gas pueden ser las zonas de mayor permeabilidad y no necesariamente las zonas más grandes del pozo.

Si el flujo de gas se debe a canalización detrás del revestidor, el canal puede ser taponado con trabajos de cementación forzada.

---

Los perfiles de producción son el método usual para localizar intervalos con producción de gas apreciable.

Cuando una alta relación gas petróleo es debido a un adedamiento del gas en yacimiento estratificada, es más práctico producir con altas tasas y devolver el gas al yacimiento inyectándolo en pozos más arriba en la estructura.

### ***2.9.8 FALLAS MECÁNICAS EN LOS POZOS***

Un número de distintos tipos de fallas mecánicas pueden causar pérdidas en las tasas de producción y el incremento en los costos operativos en los pozos. Algunos de los problemas más frecuentes y sus efectos son:

- Fallas en la cementación primaria.
- Filtraciones en revestidores, tuberías y empacaduras.
- Equipos de levantamiento artificial.
- Comunicación por completaciones múltiples.

Los huecos en el revestidor y comunicaciones detrás del revestimiento son los problemas más comunes.

### ***2.10 INSTALACION, ARRANQUE Y OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS.***

La instalación del equipo, refiere de personal calificado. Se debe tener cuidado durante la bajada de los equipos de fondo de no exceder una velocidad de 8 tubos/hora, para evitar daños en el cable y los equipos. Se recomienda el uso de protectores de cables en pozos desviados, inclinados y/u horizontales, para evitar daños en el cable o colapso del tubo capilar. Para la aplicación con inyección de diluyente, se debe usar protectores. Se recomienda el uso de sensores de fondo que

---

utilicen el mismo cable de alimentación del motor. Para una buena instalación debe seguirse el siguiente procedimiento:

- Comprobar que todo el material y equipo requerido este disponible en el sitio y en buen estado.
- Asegurarse que el equipo se maneje con cuidado, hay piezas que pueden dañarse si se emplean malos procedimientos de manipulación. Ejemplo: los elementos cerámicos utilizados en sellos de los protectores mecánicos.
- Todos los equipos deben estar bien alineados encima del pozo.
- Abrir las cajas contentivas de los equipos (motor, sensor, separador, protectores y bombas), y registrar la información directamente de las placas de identificación.
- Revisar si el radio del cable es del largo adecuado para el motor, comparar con sus especificaciones.
- Revisar que el tablero de control se encuentran los fusibles, transformadores de potencia y relación del transformador de corriente correctos.
- Verificar que los transformadores de potencia tengan los regimenes de voltaje secundario y primario correctos.
- El cable se debe asegurar en superficie con un medidor de aislamiento para comprobar la resistencia requerida, durante la prueba el cable debe indicar infinito tanto en fase a tierra como fase a fase. La medición se recomienda debe repetirse durante la bajada del equipo al pozo, al menos cada 10 (diez) tubos.

### ***2.10.1 MONTAJE DE TUBERIA HYDRILL, SENSOR, MOTOR, PROTECTOR, SEPARADOR DE GAS Y BOMBA.***

- Se baja la tubería Hydrill, la misma va unida al equipo de bombeo electrosumergible en el extremo inferior del sensor. Mediante la conexión capilar, se conecta el tubo capilar con tubería Hydrill. La cantidad de tubos Hydrill que se puede conectar al sensor es limitada, porque el peso de la misma puede causar daños en el sensor que atenten contra la lectura eficiente

---

de la temperatura y presión de fondo. Con el fin de evitar este inconveniente e inyectar el diluyente en un punto dentro de la sección horizontal (70% aproximadamente).

- Se utiliza un ancla de tuberías donde se cuelga la tubería Hydrill. Luego con una conexión para capilar se conecta el tubo capilar a la tubería.
- Se levanta el motor mediante abrazaderas apropiadas y se procede a quitar la tapa inferior.
- Se coloca el sensor debajo del motor, utilizando la tapa superior del mismo.
- Se alinean los dos equipos y se conecta con sumo cuidado hasta que los conductores estén ajustados.
- Se ajustan los pernos y tuercas uniformemente. Con el motor y sensor en posición vertical, se llenan de aceite especial a través del tapón inferior del sensor.
- Una vez conectados los protectores, se repite la operación de llenado de aceite de dos o tres veces a través del tapón de ventilación del motor, observando la salida del mismo en la parte superior del protector. La repetición de la operación se realiza para estar seguros en lo posible de la ausencia de burbujas de aire dentro del conjunto lo cual puede ocasionar fallas prematuras del equipo. Finalizada esta operación, se coloca el tapón de ventilación con una empacadura de plomo nueva.
- Inmediatamente se procede a ensamblar el separador de gas y bomba con los protectores mediante otros acoples estriados. Antes de conectar estos se debe

---

comprobar en superficie con una llave de giro la rotación suave del eje principal de los mismos.

- Una vez finalizado el acople del equipo, se procede a la instalación de la extensión del cable plano del motor. Antes de realizar esta conexión, tanto el cable plano como el motor deben mostrar alta resistencia. La conexión de estas deben realizarse por medio de cintas adhesivas especiales para altas temperaturas y recubiertas de un material de teflón.

### ***2.10.2 BAJADA DEL EQUIPO***

Al iniciar el descenso del equipo se debe colocar una válvula de retención la cual se ubica encima de la junta después de la bomba, luego a cinco juntas más se coloca la válvula de circulación. El cable debe sujetarse al conjunto motor - bomba - protector; así como en la tubería de producción mediante flejes metálicos colocados cada 15 pies. Se debe tener precaución de que estas abrazaderas queden bien sujetas, ya que una mala operación puede generar problemas de pesca durante el servicio posterior a la instalación. También es juntar las conexiones cable-motor cada 2000 pies, para verificar el estado de esta conexión. Es muy importante no pasar el equipo por “dog - leg” mayores de  $5^\circ / 100'$ .

### ***2.10.3 ARRANQUE DEL CONJUNTO MOTOR – BOMBA.***

Instalado el equipo a la profundidad deseada y de acuerdo al diseño, se procede a conectar el cable al tablero de control a través de la caja de empalme o venteo. Se verifica la entrada de voltaje primario al transformador y se gradúa en este, mediante los “TAPS” o selectores de voltaje la salida requerida de voltaje, para que el transformador proporcione el voltaje nominal del motor más las pérdidas por profundidad y temperatura calculadas. Realizada esta operación se procede al arranque del equipo, verificando en superficie la rotación del motor, ya que por ser

---

trifásico este puede girar en cualquiera de los dos sentidos y esto depende de la secuencia de la fase eléctrica.

La rotación del motor se verifica en superficie a través de un medidor de fase que indica el giro correcto del equipo en el fondo y se verifica además con el consumo de corriente y aumento de la presión y temperatura de cabezal.

Para la operación continua, el equipo debe ser protegido graduando el equipo de protección con un 15% por encima y un 20% por debajo de la corriente de operación.

Para el arranque de los sistemas de bombeo electrosumergibles en crudos extrapesados se debe tener en consideración lo siguiente:

- 1- El arranque debe ser mediante el uso de un variador de frecuencia, para evitar el impacto de alto torque de arranque sobre los ejes de los equipos de fondo y disponer de mayor flexibilidad en caso de variación de los parámetros de operación.
- 2- Se debe arrancar a la frecuencia mínima permisible (normalmente 35 Hz) que garantice la integridad del motor (buen enfriamiento), para evitar que el equipo pueda llegar a trabajar en vacío en caso de datos errados o daños en el pozo. El ajuste de frecuencia debe realizarse una vez que se alcancen condiciones estables de operación.

### ***2.11 OPTIMIZACIÓN DEL TIEMPO DE VIDA DE LA BES<sup>[1]</sup>***

La vida óptima de la BES es esencial para evitar costos adicionales de trabajado y mantener los niveles de producción. Aunque algunas faltas pueden requerir el equipo o soluciones especiales, la mayoría de tiempos de vida corto de la BES es prevenible. Estos problemas resultan generalmente de una carencia de la consideración del

---

sistema completo BES, durante la fase del diseño o defectos durante la instalación y la fase de la operación.

En muchas áreas del mundo donde se esta volviendo a utilizar el BES existe una preocupación común entre usuarios, es el potencial para las fallas prematuras de este sistema, haciendo así la ventaja económica de BES en comparación con otros métodos de levantamiento (altas tasa de producción) nula y sin efecto. Muchas compañías evitarán el uso de BES hasta que se agotan el resto de las posibilidades, sobre todo debido al temor del desconocimiento de fallas y de la falta de confiabilidad percibida en los sistemas de BES.

En hecho, la gran experiencia con BES en una variedad enorme de usos y condiciones es tal que la mayoría de los problemas se han identificado y son fácilmente reparables. Es decir la "curva de aprendizaje" se ha aprendido ya y no hay razón para que este conocimiento no sea aplicado extensamente - especialmente para beneficio de nuevos usuarios.

La mayoría de las fallas de BES son de naturaleza eléctrica, puesto que ésta es la que proporciona energía al motor y a la bomba y es a menudo el acoplamiento más débil del sistema. Sin embargo, la causa verdadera de la falla podría estar en otra parte (tal como taponamiento del influjo del yacimiento o una válvula cerrada en la superficie causando calentamiento del motor y de la bomba) y una causa apropiada y un análisis efectivo deben ser conducidos siempre.

Los fallas y causas comunes se muestran mas adelante, junto con soluciones relevantes y una discusión de las virtudes de llevar una aproximación integrada para optimizar el tiempo de vida del sistema de BES. El uso de una práctica de comprobación será revisado para demostrar cómo virtualmente todas las ediciones y problemas que afectan el tiempo de vida pueden ser fácilmente solucionables.

---

Los problemas pueden por lo tanto ocurrir en la bomba, la sección sellante o el sistema eléctrico (cable/motor).

### **2.11.1 LA BOMBA**

La bomba posee la capacidad para convertir la energía en dos pasos:

- El impeledor imparte la energía del eje (cinético mecánico) al líquido (cinético hidráulico).
- El difusor convierte la energía del líquido (cinético hidráulico) a energía potencial.

La energía potencial generada depende de lo siguiente:

- Velocidad de la rotación de los impeledores (RPM).
- Tasa de líquidos a través del impeledor.
- Tamaño (diámetro) y forma (radial, mezclado, axial) de la etapa.

La eficacia de la conversión de la energía también es afectada por:

- La cantidad de gas que atraviesa el impeledor.
- La viscosidad de líquidos a través del impeledor.
- Otros factores mecánicos tales como desgaste

---

### ***2.11.2 LA SECCIÓN SELLO/PROTECTOR***

La sección del sello o del protector tiene dos funciones principales:

- Para balancear presiones y aislar el movimiento fluido entre el pozo y el motor.
- Para aislar el movimiento del eje entre la bomba y el motor.

Esto es realizado por:

- Bolsas o sellos de laberinto (el último se basa en un principio del manómetro, ineficaz a los altos ángulos).
- Empuje del cabezal para acomodar fuerzas del empuje debajo o por encima de la bomba.

### ***2.11.3 EL SISTEMA ELÉCTRICO***

El sistema eléctrico debe proporcionar alta energía (sobre 800 HP) al motor como sigue:

- Altos voltajes (hasta 5000 v) y corriente (hasta 180 A) en una frecuencia variable (30 – 70 s.f.).
- Esta energía se debe aislar de la tierra en todos los componentes (cable, conectadores, empalmes los etc.).
- La fuente de alimentación debe estar libre de los armónicos o de los puntos (ruido)

---

Esto es realizado por:

- Generadores y transformadores para proporcionar el voltaje requerido de salida.
- Variaciones de frecuencia que convierten frecuencias baja de entrada a la las requeridas en la salida.

### ***2.12 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS DE LA BES***

Las fallas en los sistemas de BES resultan a partir del uno o una combinación de factores que comprometen la operación de cada componente. Desde el principio la operación de cada componente es conocida, las causas de las fallas en cada uno de estos pueden ser identificadas fácilmente:

#### ***2.12.1 LA BOMBA***

Las altas velocidades de fluido a través de las aspas del impeedor en una etapa de la bomba dan lugar a problemas severos relacionados con las pérdidas de presión por fricción:

- Proveer burbujas de gas de mayor tamaño que las aspas del impeedor dan como resultado cavitación y bloqueo por gas.
- Disminución de la eficiencia de la bomba, para fluidos de alta viscosidad, debido al aumento de la fricción.
- El arenamiento o escalamiento ocasiona desgaste por erosión y taponamiento de las aspas del impeedor y de la entrada de la bomba.

- 
- Cualquier desecho del pozo aspirada por bomba dará lugar al bloqueo o daño a las etapas.

La operación fuera del rango de la bomba (poco o demasiado flujo) también causa problemas debido al bajo rendimiento (que da lugar al calentamiento) y desgaste mecánico entre los impeledores y los difusores.

La disposición inicial de la bomba se hace para determinar el promedio de las tasa de flujo en la bomba (BPD) y el total de cabezal dinámico (TDB) requerido. Éstos dependen principalmente del funcionamiento de afluencia del pozo (índice de la productividad y presión del yacimiento) y de las propiedades del fluido (principalmente densidad y viscosidad). Si cualquiera de estas asunciones de diseño en la entrada es incorrecta, entonces el diseño de la bomba incorrecto y la falla podría ocurrir pronto.

### ***2.12.2 LA SECCIÓN DE SELLO/PROTECTOR***

La sección del sello es generalmente muy fuerte, pero las fallas podrían ocurrir debido al siguiente:

- Carga muy alta en el eje causada por operar fuera del rango de la bomba (up/downthrust).
- Alta vibración del eje debido a la destrucción o al desgaste en bomba.
- Operar a temperaturas extremas o cambios bruscos en la presión dan como resultado fallas del sello.
- Operar con altos ángulos con sellos tipo laberinto.

---

---

### ***2.12.3 EL SISTEMA ELÉCTRICO***

Puesto que el sistema eléctrico es simplemente una serie de circuitos, cualquier componente que sea de acoplamiento débil da lugar a fallas del sistema. Los problemas comunes incluyen:

- Dañar a cualquier componente debido al transporte, manejo o instalación.
- Calentamiento extrema del cable o del motor (debido a bajo flujo, a operaciones fuera del rango de la bomba, etc.)
- Carencia del calor de transferencia medio alrededor del motor (es decir, acumulación del gas).
- Alto empuje o carga en el eje debido a un problema de la bomba (fuera de rango, cavitación del gas, desgaste etc.)
- Operación con la fuente de alimentación sucia (fluctuaciones de voltaje, armónicos etc.)
- Uso de un componente inferior sencillo en cualquier parte del sistema eléctrico.

Los problemas de operación pueden también dar lugar a averías eléctricas prematuras, ejemplo “shut-in” la válvula de seguridad superficial con la BES funcionando, taponamiento de las perforaciones o de la entrada de la bomba, la recirculación en el fondo del hoyo, etc.

### ***2.13 LAS SOLUCIONES***

Un examen sistemático de cada uno de los modos de fallos mencionados anteriormente, conduce a las soluciones siguientes que eliminan o reparan cualquier problema con la selección apropiada del equipo o procedimientos de instalación y prácticas mejorados de las operaciones. Algunos ejemplos para los problemas más comunes se nombran a continuación.

---

---

### **2.13.1 DIRECCIONAMIENTO DEL GAS**

El gas es un problema muy común con los sistemas BES, pero los problemas se pueden evitar con las siguientes consideraciones durante la fase del diseño:

- Fijar la bomba tan profundamente como sea posible (para aumentar la presión de la entrada de la bomba).
- Usar fluido mezclado en los impledores (aspas más grande que la de flujo radial) hasta 30% de gas libre.
- Instalar un manipulador de gas (no requiere venteo) hasta 60% de gas libre en la entrada.
- Instalar un separador de gas (requiere venteo encima del anular), hasta 80% de gas libre en la entrada.
- Utilizar flujo axial de los impledores (requiere uso de la bomba sumergible hidráulica) hasta 80% de gas libre.
- Evitar las separaciones apretadas alrededor del motor (evitar la acumulación de gas en el anular).

Durante la fase operacional, es decir una vez que este funcionando la BES, se debe considerar lo siguiente:

- Aumentar la presión de cabezal para estrangular el pozo (aumentar la presión de entrada).
- Bajar la frecuencia de la fuente de BES (aumentar la presión de entrada).

### **2.13.2 FLUIDOS DE ALTA VISCOSIDAD**

La alta viscosidad del petróleo y las emulsiones, pueden ser manejadas por las siguientes consideraciones de la fase del diseño:

- 
- Usar fluido mezclado en los impeledores (aspas más grandes que las de flujo radial) disminuye la fricción.
  - Diseñar para una RPM más baja con más etapas – disminuye la fricción.
  - Agregar los medios para inyectar demulsificante en la entrada de la bomba.
  - Para viscosidades extremadamente altas, utilizar una bomba de cavidad progresiva (BCP).

Durante la fase operacional, considerar el siguiente:

- Bajar la frecuencia de la fuente de BES (bajar la RPM y por lo tanto la fricción).
- Inyectar demulsificante en la entrada de la bomba.

### **2.13.3 ARENA, ESCALAMIENTO O RUINA**

Éstos son contaminantes comunes en sistemas BES y se pueden manejar durante el diseño, la instalación y las fases operacionales como sigue:

- Prevenir la afluencia de la arena en el primer lugar, por medio de un paquete de grava o de pantallas.
- Inyectar el inhibidor del escalamiento en la entrada de la bomba o escalar rápido periódicamente.
- Limpiar hacia fuera el pozo antes de la instalación de la BES.
- Usar fluido mezclado en los impeledores (aspas más grandes que la de flujo radial).
- Encender la bomba lentamente para prevenir el ingreso de arena y ripios.

- 
- Utilizar un diseño especial de la bomba para la arena (aumentada metalúrgicamente, protección radial de desgaste, etc.)

#### ***2.13.4 EL SISTEMA ELÉCTRICO***

Como el sistema eléctrico es la causa más común de fallas, se debe prestar particular atención a lo siguiente:

- Asegurar un limpio sistema de alimentación (especialmente si usa variadores de frecuencia).
- Utilizar componentes de alta calidad a través del sistema eléctrico.
- Aumentar los procedimientos de instalación (tiempo de empalme, funcionamiento lento en el hoyo, usar las abrazaderas para el cable, etc.)

#### ***2.14 ENFOQUE INTEGRADO***

Cuando optimizamos la confiabilidad y por lo tanto el tiempo de vida del sistema BES, es esencial tomar un sistema completo o un enfoque integrado. Esto evitará pasar por alto cualquier elemento que pueda causar fallas prematuras por un acoplamiento débil del sistema. Algunas pautas de este acercamiento se dan a continuación.

##### ***a) El BES debe ser considerado siempre como parte del sistema de pozo completo:***

- Incluye afluencia del yacimiento, las propiedades del fluido, la completación y componentes eléctricos del BES.

- 
- La falla de un solo componente abarca generalmente la integridad completa del sistema.
  - Existen tres componentes importantes del sistema: mecánico, hidráulico y eléctrico:

***Mecánico:***

Empaque, tamaño y material de la tubería, puente, corrosión, escala, dual BES, desviación, sello, patas de perro severas, diámetro del revestidor.

***Hidráulico:***

Funcionamiento del yacimiento ( $P_R$  y  $P_i$ ), arena, escala, propiedades del fluido, gas, deposición de los sólidos (cera, asfáltenos), desarrollo del corte de agua, correlaciones del flujo, bomba, etc.

***Eléctrico:***

Calidad de la fuente de poder, golpes del transformador, variación de la velocidad, armónicos, filtros, cable, penetración del empaque y cabezal, empalmes, motor.

***b) Considerar siempre el ciclo de vida de la BES:***

- Hay tres fases durante la vida de la BES; diseño, instalación, operación.
- Un defecto en estas fases puede disminuir el tiempo de vida de una BES.
- Considerar las fases siguientes:

---

---

***Diseño:***

Yacimiento, perforaciones, completación, instalaciones eléctricas y de superficie, propiedades de los fluidos, experiencia anterior (de la compañía, otros operadores, fabricantes de la bomba), innovación, economía.

***Instalación:***

Entrenamiento del equipo del aparejo, entorno de trabajo, procedimientos y prácticas, paciencia, start-up..

***Operaciones:***

Entrenamiento del personal del campo, supervisión, sistemas de control inteligentes, análisis e interpretación del funcionamiento de la interacción pozo/BES.

Existen listas de comprobación práctica para identificar problemas en cada uno de los tres componentes del sistema (hidráulico, mecánico y eléctrico) y cómo las soluciones se pueden poner en ejecución en cada uno de las fases del ciclo vital (diseño, instalación y operación).

***c) Durante la fase de las operaciones, la supervisión continua del fondo del hoyo es esencial:***

- Alarmar y viajes determinados en variables críticas.
  
- Analizar e interpretar los datos para entender el pozo, el yacimiento y el funcionamiento de la BES.

La tabla 2-1, muestra diferentes irregularidades que se pueden presentar en un sistema de bombeo electrosumergible y cuales pueden ser las causas que originan estas irregularidades.

Tabla 2-1 Problemas y posibles causa que se presentan en un sistema BES <sup>[1]</sup>

<i>Parámetros</i>	<i>Función De Control/Optimización</i>
Presión de descarga de la bomba	Cerrar la protección del pozo.
Presión de descarga de la bomba y el cabezal del pozo.	Corte de agua o estimación de la RGP en la tubería
Presión de entrada de la bomba	Bloqueo de gas (volumen de gas libre, punto de burbuja) Caída de presión del yacimiento (control de arena)
Diferencial de presión de la bomba	Protección para el empuje
Temperatura del motor	Recalentamiento (sobrecarga, carencia sistemas de enfriamiento)
Amperaje del motor	Protección contra altas o bajas cargas
Salida actual	Recalentamiento (interrupción del aislamiento)

Un equipo de BES completamente equipado con los sistemas de alarma apropiados, puede prevenir muchas de las fallas más comunes, sin la intervención del operador. Problemas más sutiles requieren análisis y la interpretación cuidadosos de todos los parámetros (ejemplo: determinación del efecto de la viscosidad sobre funcionamiento de la bomba).

---

---

### 2.15 ANALISIS NODAL <sup>[12]</sup>

Gilbert, T. el padre de la ingeniería de producción en los comienzos de los años 50, proporciono los primeros contornos de los principios de los sistemas de análisis. Más adelante, la selección amplia de los modelos disponibles del cálculo y el advenimiento de las computadoras lidero la reaparición de las ideas de Gilbert en los comienzos de los años 80. Un tratamiento completo de los principios del análisis nodal, lo realiza Takacs, quien recientemente logro el uso de esta teoría a los pozos de bombeo mecánico.

Se utiliza para optimizar y estudiar el sistema de producción. El análisis nodal vincula la capacidad del yacimiento fluidos (afluencia) con la capacidad de la tubería para transportar dichos fluidos hacia el separador (demanda).

Consiste en realizar varios análisis de sensibilidad de las variables más importantes y cuantificar su impacto sobre la producción. Las variables que mayor impacto tienen sobre la producción son los cuellos de botella del sistema. Las oportunidades de mejoras se deben buscar tanto en variables de “Outflow” ó demanda y en variables del “Inflow” ó demanda. Finalmente se selecciona la mejor opción técnico-económica.

El nombre nodal refleja las localizaciones discretas o nodos en los cuales pueden utilizarse ecuaciones independientes para describir la entrada y salida de fluidos a través del mismo. El nodo se clasifica como nodo funcional cuando un diferencial de presión existente a través de esta y la presión o el caudal de respuesta se puede representar por una cierta función matemática o física.

Las principales funciones del análisis nodal son:

- Ayuda a determinar la producción que todo el sistema en conjunto es capaz de

producir.

- Muestra el efecto sobre la producción al cambiar los parámetros de presión del cabezal del pozo o del separador, los tamaños de la tubería de producción y del orificio, la densidad del cañoneo, la estimulación, etc.
- Puede hacer predicciones de la producción basándose en las condiciones futuras del yacimiento.
- Identifica cuellos de botella en el sistema (daños a la formación, limitaciones de la completación) que causan pérdidas de productividad o de inyectividad.
- Cuantifica el incremento esperado de la producción al eliminar las restricciones.

Todo esto da como resultado el incremento de los beneficios de las inversiones en pozos de petróleo y gas.

En todo el sistema de producción pueden ocurrir pérdidas de presión en diferentes puntos desde el yacimiento hasta el separador. (Ver figura 2-13)

Analizando la pérdida de presión desde el yacimiento se observa:

$$\Delta P_1 = P_w - P_{wf} = \text{Pérdida de presión en el medio poroso.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} = \text{Pérdida de presión a través de la terminación.}$$

$$\Delta P_3 = P_{USV} - P_{DSV} = \text{Pérdida de presión a través de la válvula de seguridad.}$$

$$\Delta P_4 = P_{wh} - P_{DSC} = \text{Pérdida de presión a través del estrangulador de Superficie.}$$

$$\Delta P_5 = P_{DSC} - P_{SEP} = \text{Pérdida de presión en la línea de flujo en superficie.}$$



---

Los objetivos del análisis nodal son los siguientes.

1. Para determinar el caudal de líquido, en el cual un pozo existente de petróleo o de gas producirá, considerando la geometría del hoyo y las limitaciones de la completación.
2. Para Determinar bajo que condiciones de flujo (que se puede relacionar con el tiempo) un pozo podría sobrevivir o morir.
3. Para seleccionar la época más económica para la instalación del levantamiento artificial y asistir a la selección del método óptimo de levantamiento.
4. Para optimizar el sistema más económico para producir el caudal deseado.
5. Para comprobar cada componente en el sistema del pozo para determinarse si esté restringe el caudal innecesariamente.
6. Para permitir el reconocimiento rápido por los operadores, el personal de la gerencia y de los ingenieros, de manera de aumentar las tasas de producción.

Existen numerosos pozos de gas y petróleo alrededor del mundo que no se han optimizado para alcanzar una tasa eficiente. De hecho, muchos pudieron haber sido completados de manera que su tasa potencial máxima no pueda ser alcanzada.

También, algunos pozos colocados con levantamiento artificial, no alcanzan la eficacia que deben.

La optimización de los sistemas de producción de los pozos de petróleo y gas por análisis nodal ha contribuido a mejorar las técnicas de completación, producción, y a la eficacia algunos pozos. Aunque este tipo de análisis fue propuesto por Gilbert en

---

1954, se ha utilizado extensivamente en los Estados Unidos solamente en los últimos años. Una razón principal de esto era el cambiar las tasas permisibles que producían, y otro ha sido el desarrollo de la informática que permite el cálculo rápido de algoritmos complejos y proporciona datos fácilmente entendibles.

En el sistema hay dos presiones que no son función del caudal. Son la presión del yacimiento y del separador o del sistema de salida. El análisis de la producción consiste en la solución para el caudal, que rinde a bajas presiones en cada componente del sistema tales que la presión obtenida en el nodo funcional está dentro de una tolerancia de error especificada para las trayectorias de la solución que comienzan en el nodo del yacimiento y de la salida. Frecuentemente el fondo del pozo es diseñado como función del nodo. En este caso el análisis consiste en una solución para un caudal que satisfaga el funcionamiento de la completación del influjo y correlaciones de tubería y línea de flujo. Las propiedades de las tasas de flujo se obtienen cuando la presión del fondo del hoyo calculada de las relaciones de la afluencia de la completación y la presión de del fondo del hoyo calculada de las correlaciones de tubería y línea de flujo en la región de las condiciones de funcionamiento estables.

---

---

***CAPITULO III***  
***METODOLOGÍA***

***3.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN***

Adquisición de información relacionada con el bombeo electrosumergible en general; equipos que lo componen, problemas que presenta, opciones de diseño, etc. Además se obtuvo información sobre los procesos automatizados de bombeo electrosumergible.

Para tal fin se realizó la revisión de textos relacionados con este tema, trabajos especiales de grado publicados con anterioridad, documentos certificados y publicados por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), además se consultaron diferentes páginas Web relacionadas con el tema de este trabajo.

***3.2 DETECCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE ANOMALÍAS***

Se procedió a detectar los diferentes escenarios de anomalías las cuales ocurren comúnmente en las bombas electrosumergibles para poder obtener distintos datos y variables en cada escenario.

Para detectar cada uno de los escenarios de anomalías, se creó un caso base para luego modificar algunas variables de entrada como: presión, diámetro de la tubería, corte de agua, relación gas petróleo, entre otras. La modificación de estas variables se lleva a cabo con el propósito de provocar escenarios anómalos a través del simulador. Esto se realiza siguiendo los consejos de los expertos en producción de hidrocarburos de la compañía OPICA CONSULTORES C.A. Con la intención de relacionar las variables de subsuelo con las variables de superficie y así caracterizar cada uno de los escenarios anómalos que se presentan para luego almacenar en la base de datos.

### 3.4 SELECCIÓN DEL SIMULADOR

Se seleccionó el simulador comercial PIPESIM<sup>®</sup>, el cual es un simulador propuesto para el modelaje del flujo de fluidos en el pozo, en las líneas de flujo y el sistema de tuberías. Este simulador calcula los perfiles de presión y temperatura punto a punto; además posee una amplia selección para las correlaciones de flujo tanto para una sola fase como para flujo multifásico y su propósito principal es generar predicciones del comportamiento de producción de un pozo, bajo los diferentes escenarios.

### 3.5 ESTRUCTURA DEL DATO.

La estructura del dato está compuesta por los registros adquiridos por la simulación de cada caso para los diferentes escenarios estudiados. El número de registros determinará la máxima experticia almacenada en la base de datos. Mientras más registros se tengan mayor será la sensibilidad de la toma de decisiones y se disminuirá el grado de incertidumbre en las operaciones de este tipo de levantamiento.

La estructura del dato es la siguiente:

<Estructura Dato>:= <Id-pozo> <Datos del Yacimiento> <Datos de la bomba>  
< Datos de producción> < Datos eléctricos> <Tipo \_ Caso>;

<Id-pozo>:= [Identificador del pozo];

<Datos del Yacimiento>:= < Permeabilidad> <Relación gas petróleo> < Corte de agua> < Intervalo de terminación> < Temperatura>;

<Datos de la bomba>:=< Tipo de bomba> < Potencia \_ Max - HP> <Max \_ Producción> <Frecuencia de trabajo> <Delta \_ Presión> < Eficiencia %><

---

Frecuencia de operación>; CO los datos de la bomba contiene información tanto de las especificaciones como los datos de operación;

<Tipo de bomba>:= [Centrifif] / [Reda]....CO “/” significa selección del tipo de bomba;

<Datos de producción>:= <Tipo \_ Crudo> <Producción de fluidos (Q)> <Presión de trabajo (Psi)> <Presión \_ cabezal> < Temperatura \_ cabezal> < Nivel \_ Fluidos>;

<Tipo Crudo>:= <Tipo> <API>;

<Tipo>:= [Liviano] / [Mediano] / [Pesado];

<API>:= [Grado API];

< Datos Eléctricos>:= < Especificaciones> <Datos \_eléctricos \_ trabajo>;

< Especificaciones>:=<Datos \_ eléctricos \_ trabajo>:= <Potencia en KW> < Amperaje de operación> < Torque>; CO datos suministrados por el variador;

<Tipo Caso>:= <Normal> / <Anomalías>;

<Normal>:= [Bomba en condición normal de operación];

<Anomalías>:= <Agua> <Arenamiento> < Alto \_ Gas> < Bajo \_ Gas> < Bombeo en vacío> <Fugas \_ tubing> < Taponamiento>.

---

### ***3.5 CONSTRUCCIÓN DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS***

Para la realización del caso base se revisaron diferentes ejemplos teóricos, de sistemas electrosumergibles que funcionan de forma normal. La construcción de este caso se realizó considerando condiciones óptimas de operación como presión de salida, temperatura, diámetro de la tubería de producción, profundidad, etc. Y condiciones de yacimiento, distintos tipos de crudos (variando la °API), corte de agua, RGP, presión estática, temperatura, permeabilidad del yacimiento, etc.

Utilizando el caso base, se procedió a modificar los datos de entrada para poder simular y generar los diferentes escenarios tales como: bombeo en vacío, taponamiento de la tubería, bloqueo por gas, fuga, etc. Y así obtener información de las simulaciones realizadas.

### ***3.6 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE IPR (“INFLOW PERFORMANCE RELATION”), TPR (“TUBING PERFORMANCE RELATION”), GRÁFICOS Y CÁLCULO DE LAS VARIABLES ELÉCTRICAS***

Se graficaron los datos de presión en función de la tasa de líquido; presión de entrada, potencia y corriente en función de las diversas fallas; para observar el comportamiento del sistema.

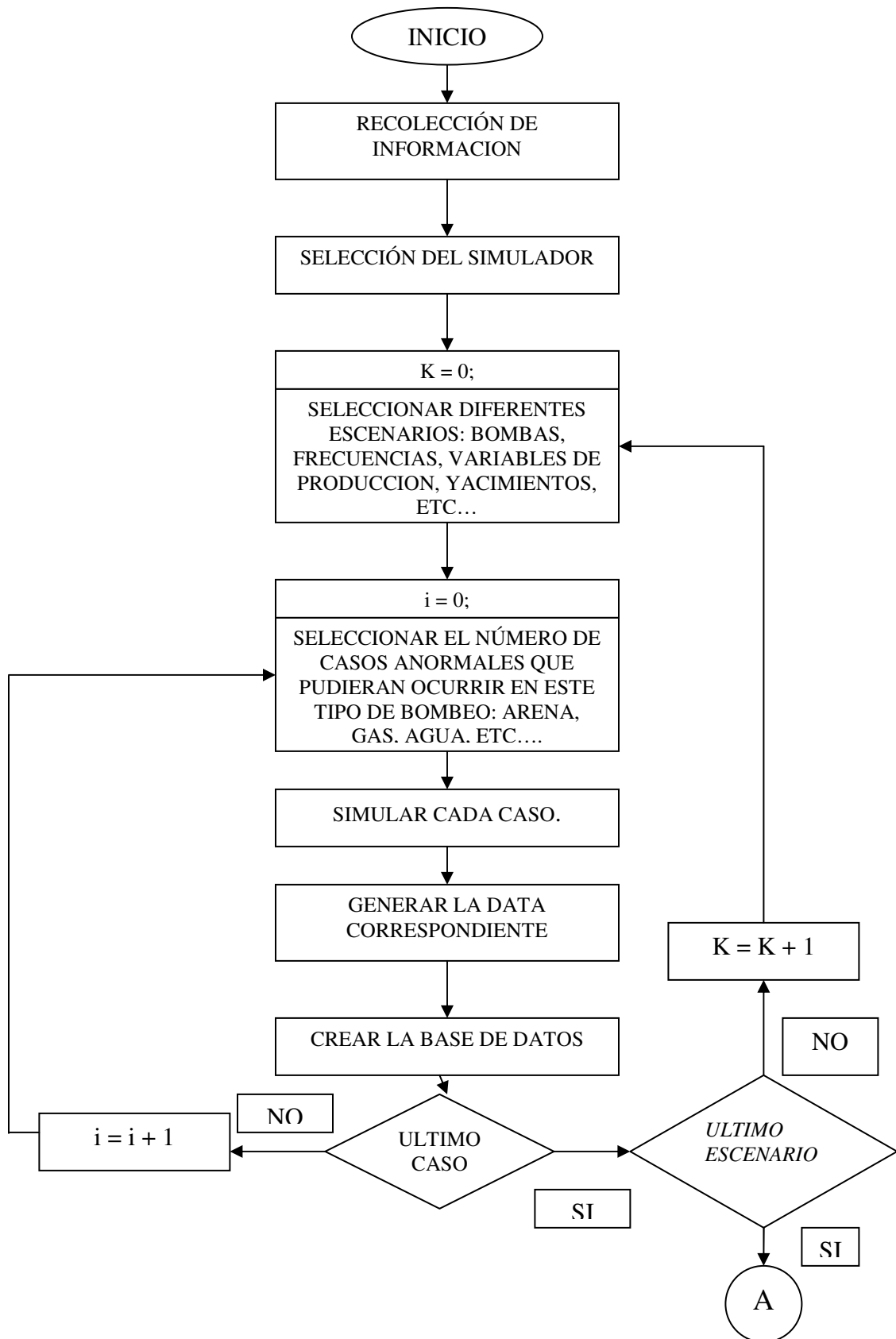
Se realizaron las curvas mediante el uso de comparaciones entre los valores obtenidos en los diversos escenarios. También se procedió a hacer el cálculo de las variables eléctricas que presenta cada falla, con la finalidad de observar los cambios en cada uno de los escenarios construidos.

### ***3.7 GENERACIÓN DE LA BASE DE DATOS***

Con los datos obtenidos se realizará una base de datos para ilustrar el comportamiento de los diferentes tipos de fallas estudiados para el sistema de bombeo electrosumergible.

La base de datos busca crear un documento de referencia en el cual se puedan observar como se comportan las variables estudiadas en las diferentes fallas para poder reconocer cuando se esta produciendo una de estas anomalías.

A continuación en la figura 3-1, se ilustra a través de diagrama de flujo, el proceso metodológico planteado en este trabajo.



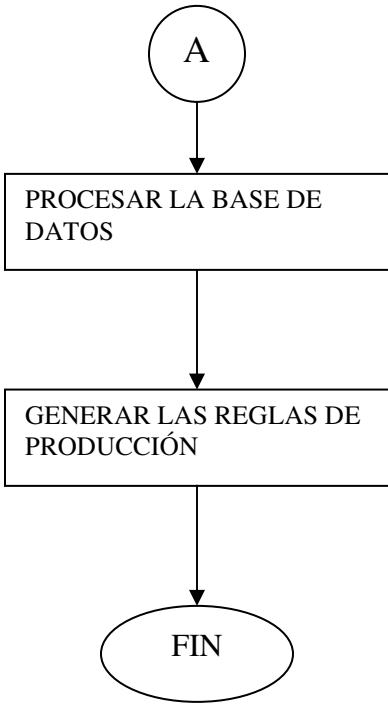


Figura 3-1. Proceso Metodológico Planteado.

**CAPITULO IV**  
**ANÁLISIS DE RESULTADOS**

**ESCENARIOS**

**4.1 DEFINICION DEL CASO BASE**

La figura 4-1 muestra la configuración del caso base el cual se compone de un yacimiento, la línea de flujo, la tubería de producción, la bomba electrosumergible. Esta es la pantalla que muestra el simulador antes de introducir los datos necesarios para completar los escenarios de fallas.

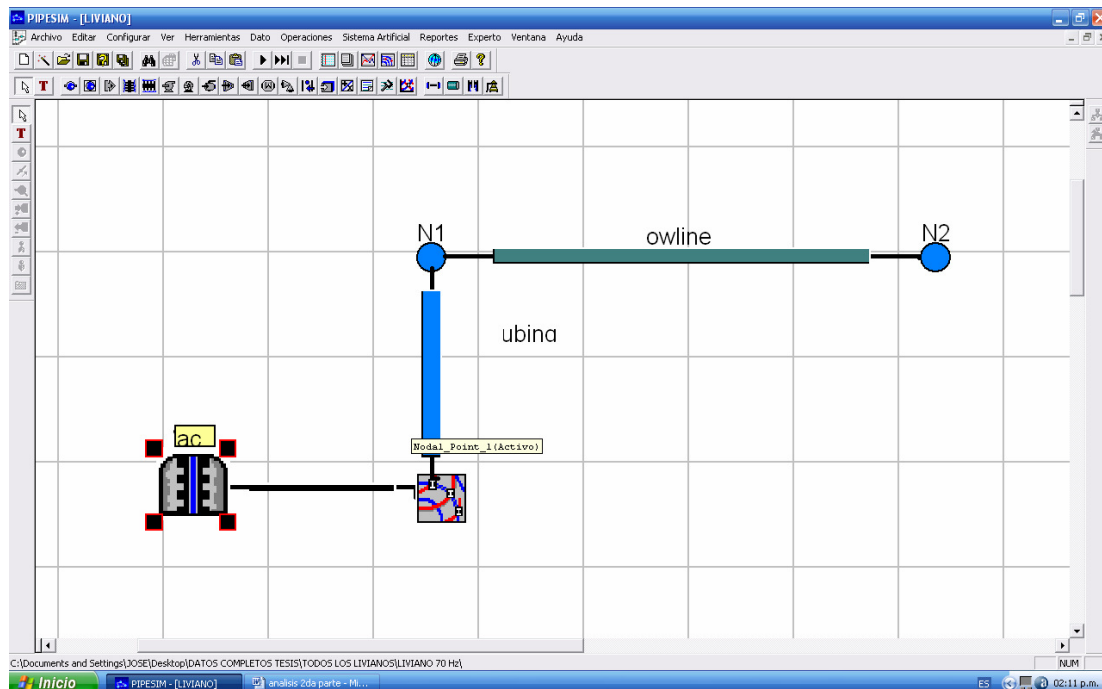


Figura 4-1. Configuración Del Escenario Del Caso Base.

Para la realización del caso base, se tomó como patrón las siguientes propiedades: crudo liviano de 30° API, la Relación Gas Petróleo (RGP) es 350 pcn/bn, con un corte

de agua del 15%, la gravedad específica del gas y del agua es 0,75 y 1,02 respectivamente.

Se tiene un yacimiento de 100 pies de espesor cuya presión es 2000 lpc a 120 ° F, con una permeabilidad de 200 MD, el diámetro del pozo es 6 pulgadas, el radio de drenaje 2000 pies y el intervalo de terminación es de 20 pies.

El sistema de producción de fluidos funciona con una bomba electrosumergible (BES), Centrilift A-177, cuya velocidad es de 60 Hertz y 156 etapas a 480 voltios; en una tubería de 2,375 pulgadas de diámetro y un espesor de 0,5 pulgadas.

Todos los escenarios se modelan a través de un simulador comercial de producción (PIPESIM), el cual realiza un análisis nodal en diferentes puntos a lo largo del sistema de producción, con la finalidad de pronosticar las tasas de flujo y optimizar los componentes en el sistema. El diagrama a simular se muestra en la figura 4-1. Luego de realizado este proceso de simulación se obtienen los datos que a continuación se muestran en la tabla 4-1.

Tabla 4-1. Datos Obtenidos Del Caso Base.

ESCENARIO	TASA	PRES. DEL CABEZAL	TEMP. DEL CABEZAL	Pwf	TEMP.	DIF. DE PRESION	EFICIENCIA
	Bpd	Lpc	°F	Lpc	°F	Lpc	%
<b>Caso base</b>	2141	711	110	485	126	2286	70

En la figura 4-2, se presenta la curva de régimen de producción del modelo inicial, obtenida al graficar la presión de fondo fluyente versus la tasa de producción de líquidos. Que muestra en su punto de intersección una tasa de 2141 bpd a una presión de 485 lpc. Este punto de intersección es el régimen de producción pronosticado, el cual se analiza para cada escenario, buscando diversas variables (presión, tasa,

eficiencia, etc.) que se encuentran en este punto y las cuales serán necesarias para determinar las variables de salida de cada escenario.

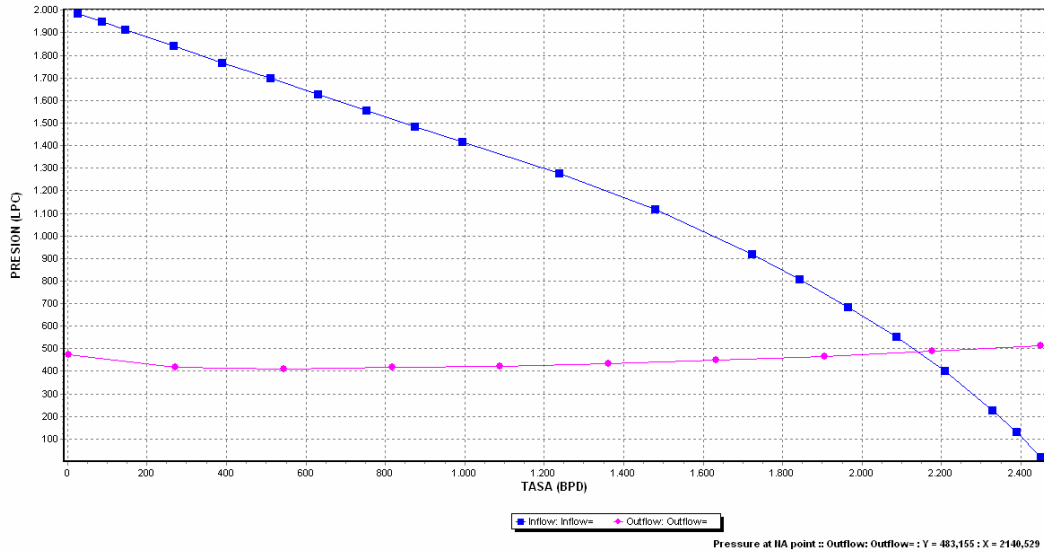


Figura 4-2. Régimen De Producción Del Caso Base

Estos datos permiten realizar los cálculos de ciertas variables necesarias para las anomalías subsuelo-superficie, como lo son la intensidad de corriente y el torque.

A partir de estos datos se calcularon las variables eléctricas mostradas en la tabla 4-2, según las ecuaciones 4.1, 4.2, 4.3.

Tabla 4-2. Variables Eléctricas Del Caso Base.

ESCENARIO	POTENCIA	TORQUE	CORRIENTE
	Hp	Lb - Ft	Amp
<b>Caso base</b>	84	126	131

$$P = 1,72E - 5 * \partial P * q \tag{Ecuación 4.1}$$

$$\tau = \frac{5252 * P}{rpm} \tag{Ecuación 4.2}$$

$$C = \frac{747 * P}{I}$$

Ecuación 4.3

Donde:

P: Potencia de la bomba (Hp).

$\tau$  : Torque de la bomba (Lb-Ft).

C: corriente de la bomba (Amp).

rpm: Revoluciones por minuto (rpm).

q: Tasa de producción (BPD).

I: Intensidad de corriente de la bomba (watts/voltios).

$\partial P$ : diferencia de presión ( Lpc).

Utilizando el caso base, se simularon diferentes escenarios que se pueden encontrar en un sistema de bombeo electrosumergible, el cual se realiza estudiando los cambios en los diferentes parámetros asociados en los escenarios detectados (arenamiento, gas, taponamiento, etc.) y programando en el simulador algunos de los parámetros, de producción, yacimiento, cambios en el sistema de bombeo, frecuencia y cambiando el tipo de bomba.

#### ***4.2 ANOMALÍA 1. DISMINUCIÓN DE LA RELACIÓN GAS PETRÓLEO***

La disminución de la relación gas petróleo en las zonas cercanas al yacimiento puede deberse a procesos de estimulación, cañoneo o fracturamiento.

Para generar esta anomalía se realizó utilizando un crudo de 30° API, con un corte de agua 15% la Relación Gas Petróleo (RGP) es 100 pcn/bn, la gravedad específica del gas es 0,75 y la del agua 1,02. Esto se obtiene de un yacimiento idéntico al del modelo inicial y con la misma bomba electrosumergible.

Para identificar esta falla el simulador arroja los siguientes resultados en la tabla 4-3.

Tabla 4-3. Datos Obtenidos De La Disminución De La Relación Gas Petróleo.

ESCENARIO	TASA	PRES. DEL	TEMP. DEL	Pwf	TEMP.	DIF. DE	EFICIENCIA
	Bpd	CABEZAL	CABEZAL			PRESION	
		Lpc	°F	Lpc	°F	Lpc	%
<b>Anomalía 1</b>	1601	714	112	214	129	2747	59

En este modelo se presenta una disminución de la presión y de la tasa, los valores de presión de cabezal y temperatura de cabezal no sufren variaciones significativas mientras que la eficiencia disminuye, como se observa en la tabla 4-3 y gráficamente en la figura 4-3.

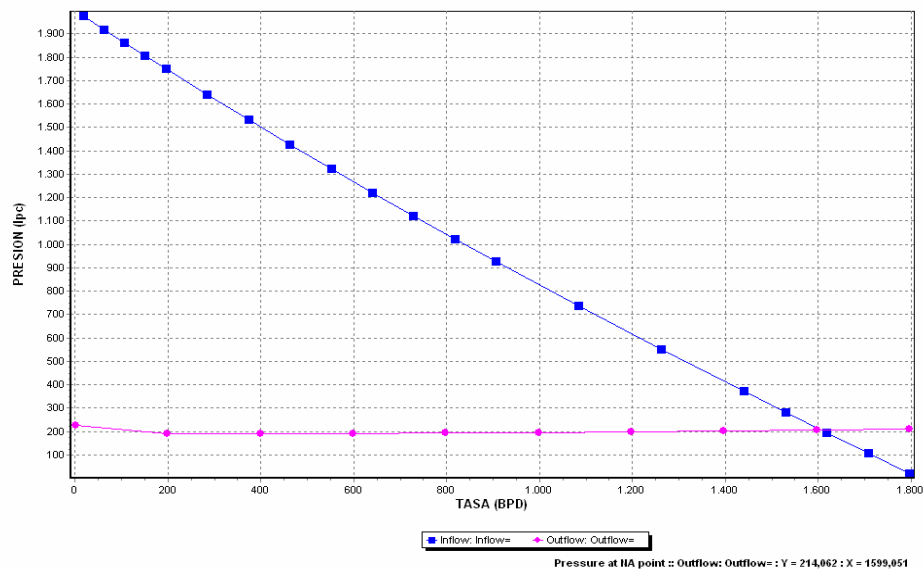


Figura 4-3. Régimen De Producción De La Disminución De La Relación Gas Petróleo.

Tabla 4-4. Variables Eléctricas, Disminución De La Relación Gas Petróleo.

ESCENARIO	POTENCIA	TORQUE	CORRIENTE
	Hp	Lb - Ft	Amp
<b>Anomalía 1</b>	76	113	118

Como se observa en la tabla 4-4, todos los valores de las variables eléctricas, en este modelo, disminuyen con respecto al caso base. Esto ocurre debido a que el fluido ofrece mayor resistencia al pasar a través de la bomba.

### 4.3 ANOMALÍA 2. TAPONAMIENTO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCION

El taponamiento de la tubería de producción puede ser ocasionado por acumulación de partículas finas, asfáltenos o carbonatos.

Para este escenario se utilizan las mismas condiciones del fluido propuesto en el caso base. Para realizar la simulación del escenario de taponamiento de la tubería de producción, se disminuye el diámetro interno de la tubería de 2,375 pulg. A 1 pulg. Esto se hace para restringir el flujo a través de la tubería, en forma similar a si esta estuviera bloqueada.

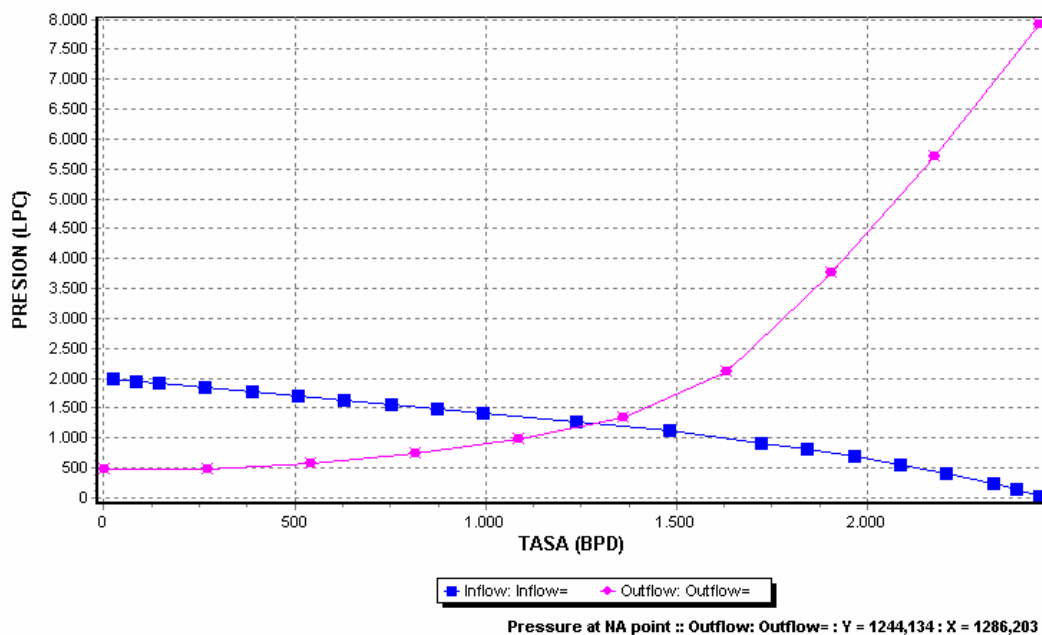


Figura 4-4. Régimen De Producción Del Escenario De Taponamiento En La Tubería De Producción.

En la figura 4-4, se muestra la gráfica de la tasa de fluido respecto a la presión de fondo para el escenario de taponamiento.

Tabla 4-5. Datos Obtenidos De Taponamiento En La Tubería De Producción.

ESCENARIO	TASA	PRES. DEL	TEMP. DEL	Pwf	TEMP.	DIF. DE	EF.
		CABEZAL	CABEZAL			PRESION	
	Bpd	Lpc	°F	Lpc	°F	Lpc	%
<b>Anomalía 2</b>	1287	712	143	1251	123	4599	38

En la tabla 4-5 se observa la disminución en los valores de la tasa de líquido y aumento de la presión, respecto al caso base, esto debido a que el fluido viaja con mayor dificultad a través de la tubería, por el bloqueo que esta presenta. Esto hace que aumente el diferencial de presión y que se presente una disminución en la eficiencia de la bomba.

En cuánto a las variables eléctricas, se observa en la tabla 4-6, que los valores de potencia, torque y corriente, aumentan con respecto al caso base, esto como consecuencia de la dificultad que presenta el fluido para moverse por una tubería de diámetro mucho menor que el usado en el caso base.

Tabla 4-6. Variables eléctricas, Taponamiento En La Tubería De Producción.

ESCENARIO	POTENCIA	TORQUE	CORRIENTE
	Hp	Lb - Ft	Amp
<b>Anomalía 2</b>	102	153	158

#### **4.4 ANOMALÍA 3. AUMENTO DEL VOLUMEN DE GAS**

El escenario de bloqueo por gas, se realizó con un incremento en la Relación Gas Petróleo (RGP) que cambia de 350 pcn/bn a 800 pcn/bn. Esto se obtiene de un yacimiento idéntico al del caso base y con la misma bomba electrosumergible.

El aumento en los valores de la RGP del crudo depende de dos fuentes principales como son: capas de gas primaria y secundaria; flujo de gas en zonas o yacimientos

interconectados a la zona de petróleo. En la figura 4-5 se observa el comportamiento de afluencia del yacimiento y la TPR, observándose un aumento de la presión y disminución de la tasa, con respecto al caso base.

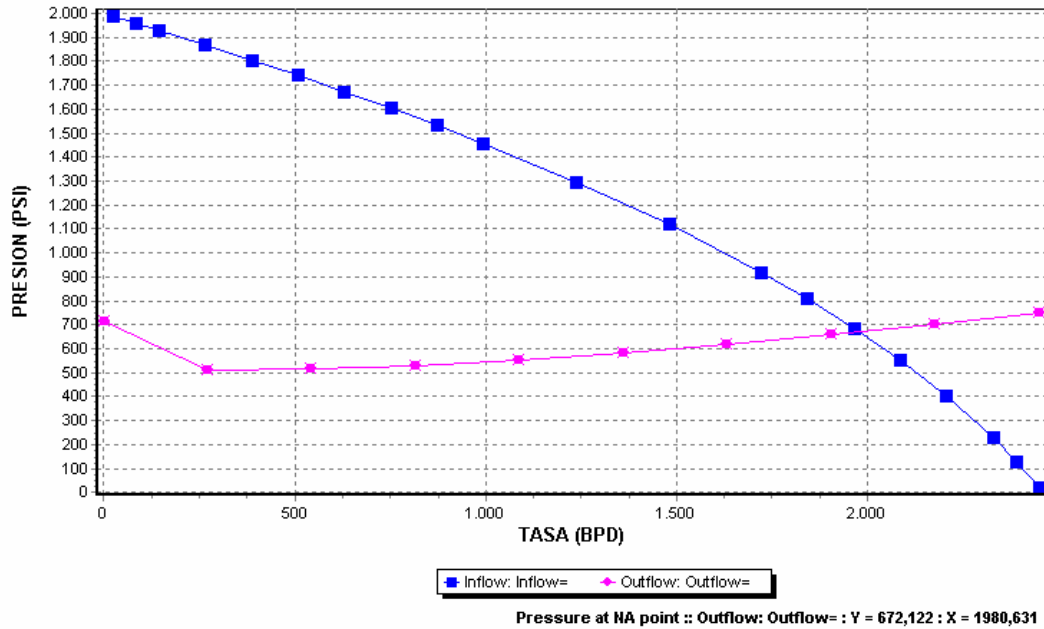


Figura 4-5. Régimen De Producción del Aumento Del Volumen De Gas.

Tabla 4-7. Datos obtenidos del Aumento Del Volumen De Gas.

ESCENARIO	TASA	PRES. CABEZAL	TEMP. CABEZAL	Pwf	TEMP.	DIF. DE PRESION	EFICIENCIA
	Bpd	Lpc	°F	Lpc	°F	Lpc	%
Anomalía 3	1980	717	101	669	121	1645	73

En la tabla 4-7 se tienen los datos obtenidos del simulador para el escenario de bloqueo por gas, en el cual se observa que disminuye la tasa, mientras que la presión aumenta, la presión y la temperatura de cabezal no sufren cambios significativos y la eficiencia es muy similar a la del caso base.

Tabla 4- 8. Variables Eléctricas, Aumento Del Volumen De Gas.

ESCENARIO	POTENCIA	TORQUE	CORRIENTE
	Hp	Lb – Ft	Amp
Anomalia 3	56	84	87

#### 4.5 ANOMALÍA 4. INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA

En el escenario de 50% agua, se realizó un incremento en el corte de agua, este aumento en el porcentaje de agua dentro del pozo puede ocurrir debido a alguna de las siguientes causas: un mecanismo de producción por empuje de agua (acuífero activo), se puede ver agravado por conificación de agua o adedamiento; fuentes extrañas, fracturamiento y acidificación en zonas vecinas de agua o cerca del contacto agua petróleo.

Los datos obtenidos del simulador, para este escenario se observan en la tabla 4-9 y en la figura 4-6. Se tiene una disminución de la presión y un incremento en la tasa de fluidos con respecto al modelo base. Esto motivado al aumento en el volumen de agua presente en el pozo. Esto hace que la eficiencia de la bomba aumente levemente.

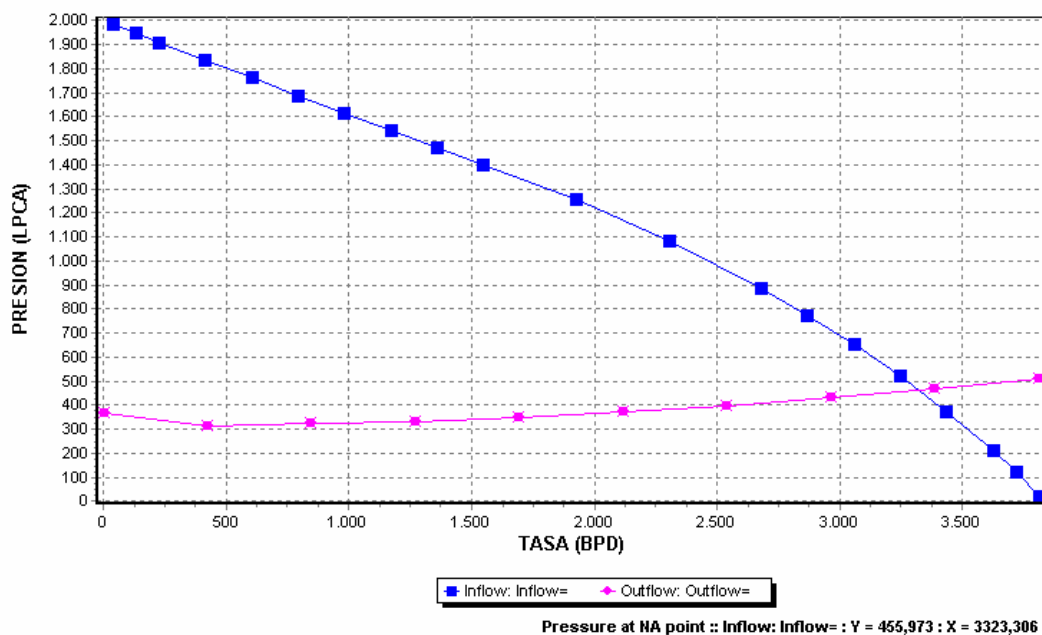


Figura 4-6. Régimen De Producción Del Incremento Del Corte De Agua.

Tabla 4-9. Datos Obtenidos Del Incremento Del Corte De Agua.

ESCENARIO	TASA	PRES. DEL	TEMP. DEL	Pwf	TEMP.	DIF. DE	EFICIENCIA
		CABEZAL	CABEZAL			PRESION	
	Bpd	Lpc	°F	Lpc	°F	Lpc	%
<b>Anomalía 4</b>	3322	717	120	459	125	2698	73

Las variables eléctricas de este modelo, aumentan en gran medida (tabla 4-10), debido a que la bomba trabaja con mayor libertad, es decir, se mueve con mayor facilidad, ya que existe mayor volumen de agua en el fluido producido.

Tabla 4-10. Variables Eléctricas Del Incremento Del Corte De Agua.

ESCENARIO	POTENCIA	TORQUE	CORRIENTE
	Hp	Lb - Ft	Amp
<b>Anomalía 4</b>	154	231	240

Para solucionar esta falla se podría reducir la tasa de producción o cerrar el pozo temporalmente para de esta manera reducir por un tiempo la entrada de agua a la perforaciones.

#### **4.6 ANOMALÍA 5. ARENAMIENTO**

En el escenario de arenamiento, se utilizaron los mismos datos del crudo del caso base, para realizar la simulación de este escenario se disminuye el intervalo de terminación de 20 pies a 10 pies.

Esta falla esta asociada a formaciones de arenas no consolidadas, generalmente este problema se crea por prácticas inadecuadas del proceso de completacion del pozo. Este problema reduce en forma gradual la producción del pozo hasta que llega a la paralización.

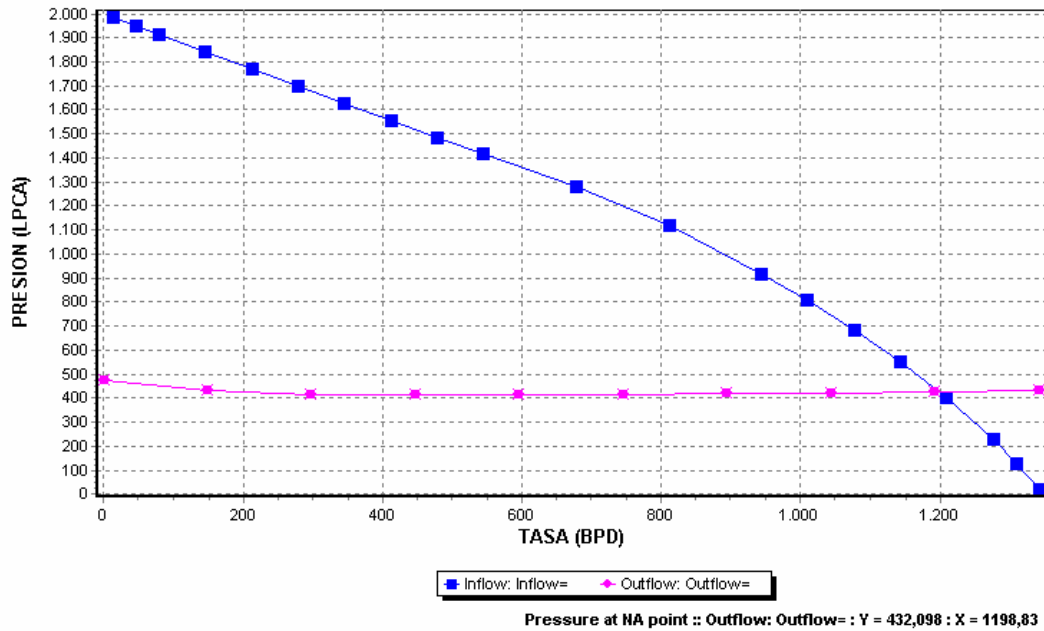


Figura 4-7. Régimen De Producción Del Escenario De Arenamiento.

La figura 4-7 muestra el comportamiento del régimen de producción del escenario de arenamiento para un crudo liviano.

TABLA 4-11 Datos obtenidos del escenario de arenamiento

ESCENARIO	TASA	PRES. DEL CABEZAL	TEMP. DEL CABEZAL	Pwf	TEMP.	DIF. DE PRESION	EFICIENCIA
	Bpd	Lpc	°F	Lpc	°F	Lpc	%
Anomalía 5	1199	709	101	431	126	2248	57

La tabla 4-11, muestra los resultados de la simulación de este escenario, en el que se observa el descenso de la tasa de producción de líquido y de la presión, también se presenta una disminución en la eficiencia de la bomba, esto como consecuencia del bloqueo de las perforaciones con los granos de arena lo que genera un descenso en el diferencial de presión.

Las variables eléctricas del escenario de arenamiento sufren una disminución en sus valores (tabla 4-12), esto por el aumento de la velocidad de flujo de fluido que produce el bloqueo de la arena en las perforaciones.

Tabla 4-12. Variables eléctricas del escenario de arenamiento

ESCENARIO	POTENCIA	TORQUE	CORRIENTE
	Hp	Lb - Ft	Amp
<b>Anomalia 5</b>	46	70	72

Este problema se puede prevenir de la siguiente manera:

- Prevenir la afluencia de la arena, a través de un paquete de grava o de pantallas.
- Inyectar un inhibidor de escalamiento en la entrada de la bomba.
- Limpiar hacia fuera el pozo antes de la instalación de la BES.
- Encender la bomba lentamente para prevenir el ingreso de arena y ripsos.
- Utilizar un diseño especial de la bomba para la arena (modificada metalúrgicamente, con protección radial de desgaste, etc.).

#### **4.7 ANOMALÍA 6. BOMBEO EN VACIO**

Para simular el escenario de bombeo en vacío se reduce el intervalo de terminación de 20 pies (caso base) a 0,15 pies, mientras que el resto de las variables tienen los mismos valores del caso base.

En este escenario se tiene una disminución de la tasa de líquido así como disminución de la temperatura de cabezal, la eficiencia de la bomba para este escenario es la más baja respecto al resto de los escenarios. (Tabla 4-13).

Esto ocurre cuando la bomba está bombeando más fluido de lo que el pozo puede producir (aporte del yacimiento). En la figura 4-8, se observa que la producción es muy baja, llegando a ser de un poco más de 1 barril.

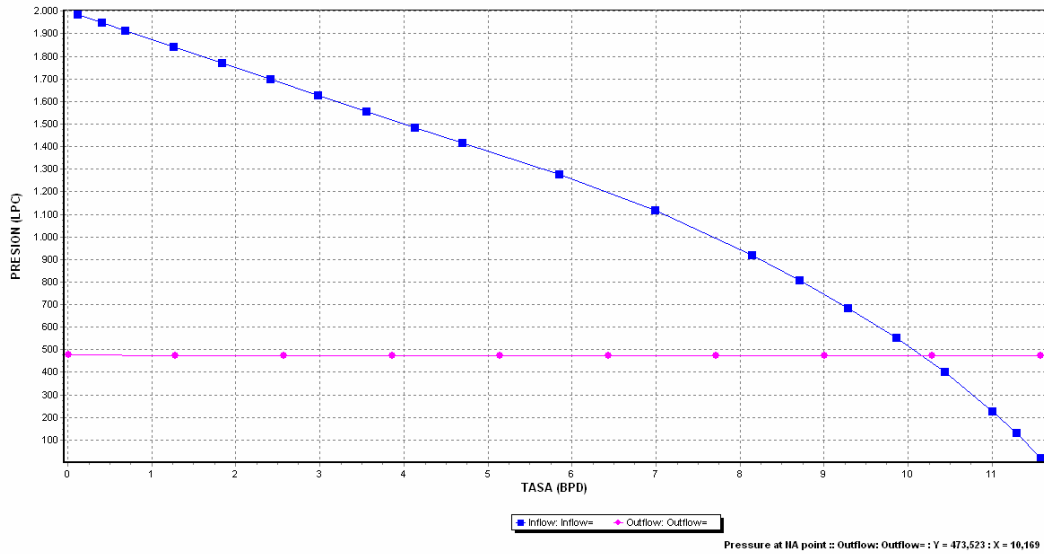


Figura 4-8. Régimen De Producción Para El Escenario De Bombeo En Vacío.

TABLA 4-13 Datos Obtenidos Del Escenario De Bombeo En Vacío.

ESCENARIO	TASA	PRES. DEL CABEZAL	TEMP. DEL CABEZAL	Pwf	TEMP.	DIF. DE PRESION	EFICIENCIA
	Bpd	Lpc	°F	Lpc	°F	Lpc	%
<b>Anomalía 6</b>	10,169	711	61	474	126	2380	25

Las variables eléctricas de este escenario sufren una disminución en sus valores (tabla 4-14), por razón a que la bomba esta bajando el nivel dinámico del fluido y por ende el amperaje. Esto quiere decir, que la bomba esta bombeando más fluido de lo que el pozo puede producir.

TABLA 4-14. Variables eléctricas Del Escenario De Bombeo En Vacío.

ESCENARIO	POTENCIA	TORQUE	CORRIENTE
	Hp	Lb - Ft	Amp
<b>Anomalía 6</b>	0,41632	0,62472	0,64790

Las posibles soluciones son restringir la producción, bajar la velocidad de la bomba o redimensionarla a una bomba de menor tamaño.

#### 4.8 ANOMALÍA 7. FUGA PARCIAL Y TOTAL

Para realizar la simulación de este escenario se utilizo un artificio de colocar un segundo yacimiento como elemento de fuga, esto se observa mejor en la figura 4-9.

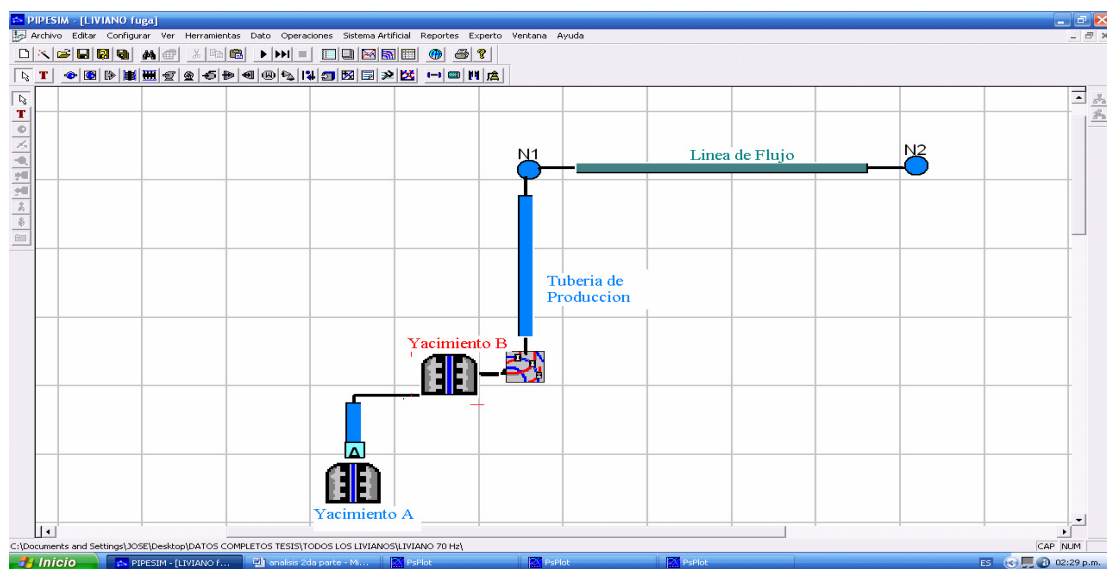


Figura 4-9. Configuración Del Escenario del escenario de la anomalía de fuga.

En el escenario de fuga, se trabajo con 2 yacimientos “A” y “B” de las mismas características, excepto en los índices de productividad los cuales van a tener como valores 8 BPD/LPCA y 0,2 BPD/LPCA y las presiones las cuales tienen como valores 2000 lpc. y 600 lpc. Respectivamente. Esto se realiza para que se pierda la mayor cantidad de fluido a través del yacimiento de menor presión.

Este problema se presenta o es ocasionado por rupturas de la tubería de producción las cuales pueden ocurrir principalmente por corrosión. También se puede decir que cuando se tiene una tasa igual a cero y el resto de los valores (presión, temperatura,

eficiencia) son correctos, se podría estar en presencia de una falla en el sensor. Estos diagramas del simulador se realizaron, tal y como se muestra en la figura 4-9.

En la figura 4-10 de presión vs. tasa se pueden observar la presencia de dos curvas IPR una para cada yacimiento. En esta figura el yacimiento “B” posee una presión de 600 lpc, por lo que hay una fuga parcial.

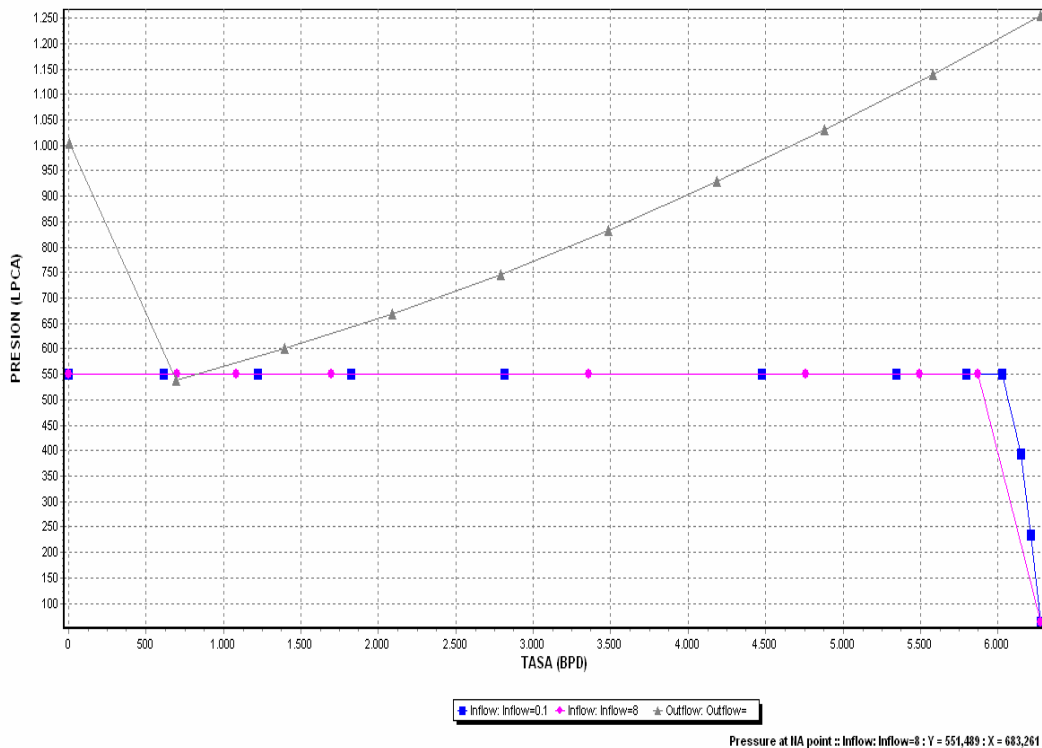


Figura 4-10. Régimen De Producción De Fuga Parcial. <sup>[19]</sup>

En la figura 4-11 la presión del yacimiento “B” es de 550 lpc por lo que la fuga de fluidos es total.

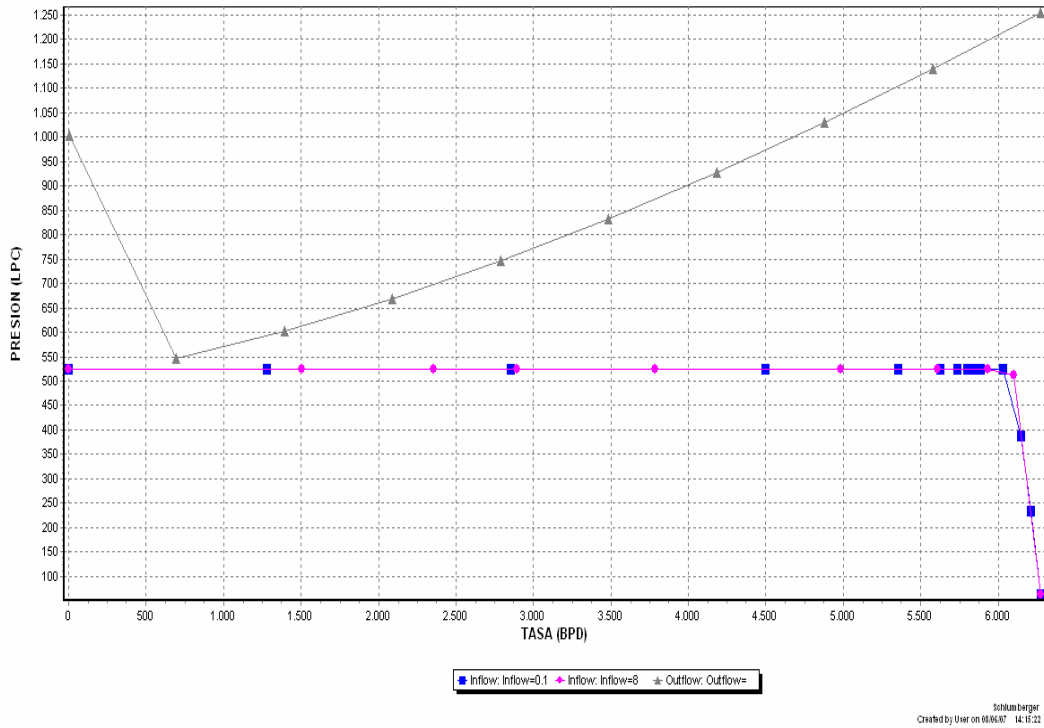


Figura 4-11. Régimen De Producción De Fuga Total.

TABLA 4-15. Datos Obtenidos De Fuga.

ESCENARIO	TASA	PRES. DEL CABEZAL	TEMP. DEL CABEZAL	Pwf	TEMP.	DIF. DE PRESION	EFICIENCIA
	Bpd	Lpc	°F	Lpc	°F	Lpc	%
Anomalía 7	0	0	0	0	0	0	0

Al no llegar ningún tipo de fluido a la superficie no se obtiene ningún dato de producción de la bomba. (Tabla 4-15)

Para solucionar este tipo de fallas, generalmente, se extrae el aparataje de completación del pozo y se repara de alguna manera la zona afectada, otra forma de reparar esta ruptura, directamente dentro del hoyo, consiste en colocar una camisa o una reducción sobre la parte afectada, sin extraer completamente la sarta de producción.

---

#### ***4.9 ANOMALÍAS CON CRUDOS MEDIANOS***

Cada uno de los escenarios presentados anteriormente, se corrieron nuevamente en el simulador, con diferentes tipos de fluidos. Esto se logro cambiando la viscosidad del fluido en cada uno de estos escenarios, para así verificar como es el comportamiento de cada una de estas anomalías para crudos medianos.

Para la construcción de este escenario de crudo mediano, se cambio la °API de 30° a 20°. Los valores de las tasas de líquido para cada uno de los escenarios de anomalías, disminuye al igual que la presión, como se observa en la tabla A-3.

En esta tabla también se observa que la bomba disminuye su eficiencia, ya que sus valores son menores respecto al caso base.

En las figuras A-1, A-2, A-3, A-4, de los anexos, se observa el comportamiento de las variables eléctricas para cada uno de estos escenarios con crudo mediano.

En general las variables eléctricas para este crudo disminuyen con respecto a las de crudo liviano del caso base, esto debido a que por ser el crudo mediano un fluido de mayor viscosidad, genera una disminución de la velocidad de flujo a través de la bomba, por lo que esta bomba trabaja con menor potencia y usa menos corriente.

#### ***4.10 ANOMALÍAS CON CRUDOS PESADOS***

Este caso es particular ya que este tipo de bombeo no se utiliza para crudos pesados, pero la información sobre el comportamiento del sistema electrosumergible con este tipo de crudo, era necesaria para verificar los datos obtenidos en la investigación.

---

Para construir cada uno de los escenarios de anomalías con un fluido pesado, se disminuyó la API de 30° a 10°. Como consecuencia disminuyen las tasas de líquido, la eficiencia y las variables eléctricas.

Aunque está muy bien documentado, que las bombas electrosumergibles no funcionan correctamente con crudos pesados, se procede a realizar este escenario para observar como se comportan los crudos pesados en el sistema de bombeo electrosumergible.

Las variables eléctricas de estos escenarios de crudo pesado son muy pequeñas en comparación con el caso base, esto como consecuencia de que se está en presencia de un fluido altamente viscoso el cual no puede moverse con la misma facilidad que el crudo liviano (30° API) del caso base.

#### ***4.11 VARIACIONES DE FRECUENCIA EN CADA ESCENARIO***

Se realizaron variaciones de frecuencia, para obtener información sobre el comportamiento del sistema BES en cada escenario y de esta manera almacenar la información obtenida.

Se realizaron variaciones en las frecuencias de las bombas de cada uno de los escenarios de anomalías construidos, esto con la finalidad de estudiar el comportamiento de dichos escenarios a diferentes frecuencias.

En el caso base se utilizó una frecuencia de 60 Hertz y luego se corrieron estas mismas anomalías con las siguientes frecuencias: 30, 50, 70 y 80 Hertz.

Para las frecuencias por debajo de 60 Hertz (30 Hz. y 50 Hz.) se tiene una disminución de la tasa de líquido y la presión de fondo como se observa en la tabla A-1 y A-2 de los anexos.

---

Para estos escenarios cuya frecuencia es menor a 60 Hz, la eficiencia de la bomba disminuye como se ve en la tabla A-1 y A-2 de los anexos.

Para estas frecuencias las variables eléctricas de cada escenario sufren un descenso (figuras A-1, A-2, A-3, A-4, de los anexos) respecto a los escenarios corridos a 60 hertz, debido a que trabajan a menor velocidad.

También se realizaron pruebas para frecuencias por encima de 60 Hertz (70 y 80 Hertz). Para estos casos los valores de las tasas de líquido (tabla A-4 y A-5 e los anexos) son muy similares a la del caso base. En esta tabla también se puede observar que la variación en el porcentaje de eficiencia de la bomba es muy pequeña.

Las potencias en el escenario de 70 Hertz, aumenta con respecto a las del caso base, como se observa en la figura A-2. En la cual se tiene la grafica de la potencia en caballos de vapor respecto a la frecuencia en Hertz, para cada uno de los escenarios construidos.

La figura A-2, también muestra el comportamiento de cada escenario a 80 Hertz, los cuales sufren un aumento en la potencia respecto al caso base, esto como consecuencia del aumento del diferencial de presión el cual aumenta con respecto al caso base.

En la figura 4-12, se muestra la gráfica de tasa de líquido respecto a la carga para cada una de las frecuencias usadas. Cada uno de los puntos contenidos dentro de la gráfica ilustra como se comporta cada escenario de falla a partir de los cambios de frecuencia de la bomba, cada una de estas anomalías esta diferenciada con un color el cual lo identifica. Se puede ver a menor escala en la figura 4-13.

Estos puntos tipifica las características de cada escenario, cada una de estas sigue una línea de tendencia que cambia para cada anomalía.

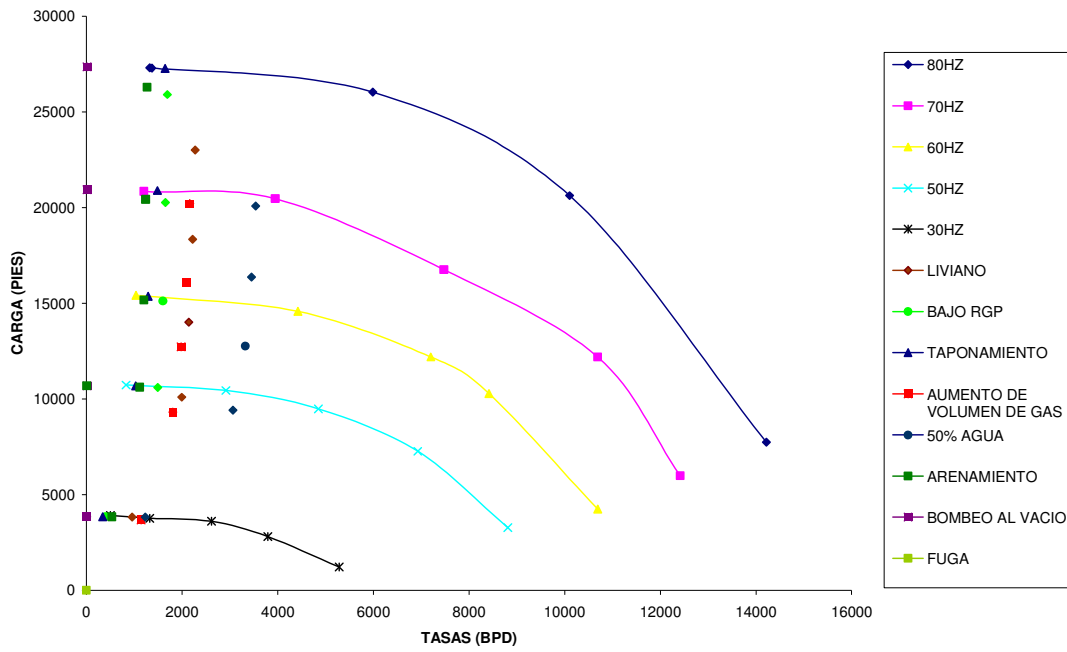


Figura 4-12 Gráfico de escenarios de fallas a diferentes frecuencias

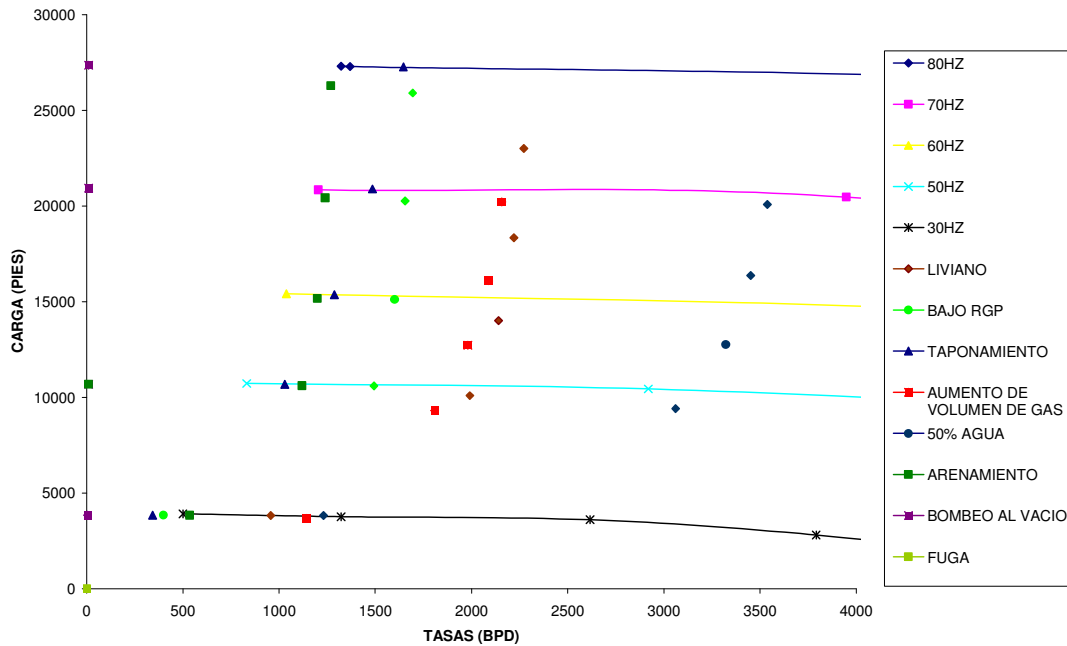


Figura 4-13. Acercamiento de la gráfica de escenarios de anomalías a diferentes frecuencias

---

---

#### ***4.12 ESCENARIOS DE ANOMALÍAS CON UNA BOMBA REDA GN-4000***

Se usaron escenarios idénticos, con los mismos datos, pero esta vez se usa otro modelo de bomba electrosumergible, la REDA GN-4000, la cual funciona a 60 Hz y 156 etapas.

Para esta bomba se trabaja con los mismos escenarios que con la bomba Centrilift A-177 usada anteriormente, se corren cada uno de estos escenarios de anomalías a diferentes frecuencias (30, 50, 60, 70, 80 Hertz) y para diferentes crudos (10°, 20° y 30° API)

Los datos obtenidos de estos escenarios se pueden observar en las tablas A-6, A-7, A-8, A-9 de los anexos. Donde se tienen las tablas y gráficos que muestran el comportamiento de esta bomba.

Para 60 Hertz la tasa de líquido que podría levantar la bomba Reda es menor que la de la bomba Centrilift (tabla A-7), mientras que la presión es mayor.

En comparación con la bomba Centrilift, la bomba Reda trabaja a menor eficiencia en crudos livianos y a mayor eficiencia en crudos medianos y pesados (tabla A-7).

Las variables de corriente, para los escenarios de la bomba Reda, disminuyen en relación al caso base. Este comportamiento se repite cuando se trabaja a 50 Hertz (tabla A-6).

Para una frecuencia de 30 Hertz la bomba Reda tiene una tasa de líquido igual a cero, es decir que para esta frecuencia esta bomba no es capaz de levantar ningún volumen de líquido.

---

Al igual que cuando se trabaja a 60 Hertz, los escenarios de la bomba Reda a 70 y 80 Hertz, se obtuvieron disminuciones en los valores de la tasa de líquido y aumento de la presión de fondo, respecto a los escenarios en los cuales se usa la bomba Centrilift (tablas A-8 y A-9).

Al trabajar con esta frecuencia (70 y 80 Hertz) la eficiencia disminuye para crudos livianos y aumenta para los crudos medianos y pesados, como se muestra en las tablas A-8 y A-9).

Para estas frecuencias las variables eléctricas también sufren disminución respecto al caso base, figuras A-5, A-6, A-7 y A-8, de los anexos.

Luego de realizar las simulaciones de cada uno de los escenarios se obtienen los valores de las variables de salida, los cuales se agrupan para cada tipo de fluido y para cada tipo de bomba, para realizar de esta manera una base de datos la cual funcione como guía para reconocer los problemas que se presentan cuando se trabaja con bombas electrosumergibles.

## CONCLUSIONES

---

### *CONCLUSIONES*

- Se desarrollo una metodología para la detección de anomalías subsuelo-superficie  
Para el bombeo electrosumergible se detectaron las siguientes reglas de producción:
- Cuando existe un taponamiento en la tubería de producción disminuye la tasa de líquido y aumenta la presión de fondo. Además hay un aumento de los valores de las variables eléctricas presentes.
  - Al aumentar el volumen de gas en el pozo, se incrementa la RGP, como consecuencia de esto se incrementa la presión de fondo, disminuye la tasa de líquido y disminuyen las variables eléctricas.
  - Con el incremento del porcentaje de agua en el pozo, se pudo observar una disminución de la presión y un incremento de la tasa y aumento de las variables eléctricas de la bomba.
  - Cuando se presenta una situación de arenamiento los valores de tasa y presión disminuyen al igual que las variables eléctricas.
  - Si existe un escenario de bombeo al vacío, se presenta una disminución de variables eléctricas, tasas mínimas de fluidos y un bajo porcentaje eficiencia.
  - Cuando existe un escenario de fuga total no se obtienen presencia de fluido y cuando ocurre una fuga parcial, la mayor parte del fluido se pierde antes de llegar a la superficie.
  - En crudos livianos la bomba trabaja eficientemente.
  - En crudos medianos la eficiencia de la bomba disminuye y las tasas disminuyen al igual que la presión.

## CONCLUSIONES

---

- Para crudos pesados las variables eléctricas son mínimas al igual que la presión y la tasa de líquido.
- A bajas frecuencias (30-50) Hertz, la eficiencia de la bomba disminuye.
- A altas frecuencias (70-80) Hertz, la eficiencia es similar a la de 60 hertz.
- Para valores de intervalo de terminación igual a cero el simulador colapsa y no funciona correctamente.
- El análisis nodal ayuda a definir el régimen de producción de cada escenario.
- Se obtuvo una base de datos sobre algunas anomalías presentes en el bombeo electrosumergible.

***RECOMENDACIONES***

- Continuar con el estudio realizado en este Trabajo Especial De Grado, en otros sistemas de levantamiento artificial como gas lift, bombeo mecánico, bombeo de cavidades progresivas, utilizando la metodología descrita en este trabajo Especial De Grado para la realización de otras investigaciones referentes a otros sistemas de levantamiento artificial (Bombeo Mecánico, Gas Lift, Bombeo Por Cavidad Progresiva).
- Crear una herramienta computacional, donde se puede observar visualmente la información contenida en la base de datos de los diferentes escenarios de comportamiento del pozo.
- Seleccionar otro simulador cuando se vaya a modelar bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas, porque el PIPESIM<sup>®</sup> no cuenta con la opción de trabajar con esos métodos de levantamiento artificial.
- Incluir la información obtenida en trabajos de este tipo en procesos automatizados.

**REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS**

1. Baillie, A. (2002). “*Optimising ESP runlife.*” SPE.
2. Baker Hughes. “*Manual de Bombeo Electrosumergible*”.
3. Baker Hughes (2006). Electrical submersible pumping system. Libro en línea  
Disponibile: [http://www.bakerhughes.com/centrilift/ESP/SPS\\_Pump.htm](http://www.bakerhughes.com/centrilift/ESP/SPS_Pump.htm)  
[Consulta: 18, Noviembre 2006]
4. Baker Hughes Centrilift. (1997). “*Handbook for Electrical Submersible Pumps Systems*”. Sexta Edición.
5. Bates, R. y Cosad, C. (2004). “*Examinando los pozos productores: supervisión de los sistemas ESP*”. Oilfield Review.
6. Brown, K. y Lea, J. (1985). “*Nodal systems analysis of oil and gas wells*”. SPE 14714
7. Brown. “*Technology of artificial lift methods*”.\_Volume 2b
8. Centrilift Hughes. (1992)ESP and equipment.
9. Changir, R. (1998)“*Evaluación de la producción de crudos extrapesados con bombeo electrosumergible e inyección de diluentes a nivel de la arena productora en pozos horizontales*”. Trabajo Especial de Grado. UCV.
10. Chivico, S. (1997), “*Extracción de crudo pesado y extrapesado mediante BES en pozos horizontal*”. Trabajo Especial de Grado. UCV.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

---

11. Cosco ESP Inc. (2007). Quality Electric Submersible Pump Equipment.  
Disponible: <http://www.coscoesp.com>.
12. Golan, M. y Whitson, C. (1995). "Well Performance" Segunda Edición. Noruega.
13. Howards, B. (1992). "*Manual del Ingeniero de Petróleo*". Capítulo 7. Electric
14. Llanos, Alba. (2001) "Análisis y evaluación del sistema de bombeo electrosumergible (1998-2000) en la unidad Monagas sur (campos Uraoa y Tucupita)". Trabajo especial de grado. UCV
15. Maggiolo, R. (2004). "*Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías*". ESP oil internacional training group.
16. Marcelo Hirschfeldt. (2006). "*ESP Diseño básico y selección*" Disponible:  
<http://www.oilproduction.net/files/004-ESPdesign.pdf>
17. Romero, José. (2003). Factibilidad técnico-económica de la implementación de dual BES como estrategia para incrementar el recobro del yacimiento BDN-1 del campo Budare del distrito San Tome". Trabajo especial de grado. UCV.
18. Schlumberger. (2006). "*Electrical Submersible Pump*". Disponible:  
<http://www.slb.com/content/services/artificial/submersible/index.asp>
19. Schlumberger. (2003). PIPESIM Suite User Guide
20. Urribarri, Orlando. (1999). "*Mejores practicas en Sistemas de Bombeo Electrosumergible*".

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

---

21. William, A. J. (S/F). "*Demystifying ESPs: A technique t make your ESP talk to you*" *SPE*

