

**TECANA AMERICAN UNIVERSITY**  
**Master of Science in Petroleum Engineering-Production Engineering**



**TESIS DE GRADO**

**“APLICABILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DEL BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS DE BAJO CAUDAL EN PDVSA  
OCCIDENTE”**

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'José Rafael Pírela Romero'.

**Ing. José Rafael Pírela Romero**

“Por la presente juro y doy fe que soy el único autor del presente informe y que su contenido es fruto de mi trabajo, experiencia e investigación académica”

**Cabimas, Diciembre de 2014**

## INDICE GENERAL

	Página
LISTA DE CUADROS	VIII
LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE GRAFICAS	XIII
RESUMEN	XIV
ABSTRAC	XV
INTRODUCCION	1
<b>CAPITULO I: EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACION</b>	
1.1. Planteamiento del Problema.	3
1.2. Justificación de la Investigación.	4
1.3. Objetivos de la Investigación.	4
1.3.1. General.	4
1.3.2. Específicos	4
1.4. Alcance.	5
1.5. Delimitación de la Investigación.	5
1.5.1. Espacial.	5
1.5.2. Temporal.	6
1.5.3. Científica.	6
<b>CAPITULO II: MARCO TEORICO</b>	7
2.1. Antecedentes de la Investigación.	7
2.2. Bases Teóricas.	8
2.2.1. Métodos de Producción.	8
a.- Producción por flujo natural.	9
b.- Levantamiento artificial.	9
2.2.2. Variables que afectan la selección del equipo de Levantamiento.	10
2.2.2.1. Variables del Yacimiento.	10
a.- Presión Estática del Yacimiento.	10
b.- Presión de Burbujeo.	10
c.- Viscosidad del Petróleo.	10
d.- Tasa de Producción Estimada.	11

e.- Temperatura del Yacimiento.	11
f.- Gravedad Específica del Fluido.	11
g.- Gravedad del Gas.	12
h.- Volumen de Gas en Solución.	12
2.2.2.2. Variables de Completación.	12
a.- Profundidad y Desviación del Pozo.	12
b.- Diseño de revestidores y tuberías de producción (profundidad, peso y diámetro).	12
2.2.2.3. Variables de producción.	13
a.- Presión de tubería en Superficie (o del Cabezal)	13
b.- Relación Gas Petróleo.	13
c.- Porcentaje de agua y sedimentos.	14
d.- Gravedad API.	14
2.2.3. Bombeo Electrosumergible.	15
2.2.3.1. Definición.	15
2.2.3.2. Instalación típica.	15
2.2.4. Equipos de subsuelo.	16
2.2.4.1. Motor eléctrico.	16
2.2.4.1.1. Criterios Técnicos para la Selección y Diseño del Motor.	18
2.2.4.2. Protector o Sello.	19
2.2.4.2.1. Criterios Técnicos para la Selección y Diseño del Sello o Protector.	21
2.2.4.3. Sección de Admisión de los Fluidos.	22
2.2.4.4. Separador de Gas.	22
2.2.4.5. Bomba.	25
a.- Bombas con impulsores flotantes.	27
b.- Bombas con impulsores fijos o de compresión.	27
2.2.4.6. El cable.	28
a.- Cable plano.	29
b.- Cable redondo.	29

2.2.4.7. Sensor de Presión y Temperatura de Fondo.	30
2.2.5. Equipos de superficie.	31
2.2.5.1. Banco de Transformación Eléctrica (primaria).	31
2.2.5.2. Transformador Secundario o Elevador.	32
2.2.5.3. Tablero de Control.	32
2.2.5.4. Variador de Frecuencia.	33
2.2.5.5. Caja de Venteo o de conexiones.	33
2.2.5.6. Cabezal de Pozo.	34
2.2.5.7. Accesorios.	35
1.- <i>Válvula de Contra Presión.</i>	35
2.- <i>Válvula de Drenaje.</i>	35
3.- <i>Centralizadores o protectores de cable.</i>	35
4.- <i>Bandas De Cable.</i>	35
5.- <i>Cable Plano de Extensión del Motor o motor lead (MLE).</i>	36
6.- <i>Sistema Upper Pigtail o Conexión superior – Minimandril o penetrador – Lower Pigtail o Conexión inferior.</i>	36
2.2.6. Diseño de un sistema de bombeo electrosumergible (BES).	37
2.2.6.1. Proceso de diseño.	37
a.- Recolectar la data inicial.	38
1.- <i>Datos de la formación.</i>	38
2.- <i>Propiedades de los fluidos.</i>	38
3.- <i>Detalles mecánicos.</i>	38
b.- Determinar la tasa de flujo esperada:	38
c.- Asumir Profundidad de Asentamiento de la Bomba.	40
1.- <i>Sumergencia.</i>	40
2.- <i>Geometría del pozo.</i>	40
3.- <i>Presencia de Gas Libre.</i>	43
d.- Estimar la temperatura a la succión de la bomba.	43
e.- Propiedades del Fluido.	44
1.- <i>El factor volumétrico del petróleo (<math>\beta_o</math>)</i>	44

2.- <i>El factor volumétrico del gas (<math>\beta g</math>).</i>	45
3.- <i>La viscosidad (<math>\mu</math>).</i>	45
f.- Cálculo de la presión de succión de la bomba.	46
g.- Cálculo de la Tasa de Bombeo Requerida en el Fondo.	47
h.- Cálculo de la fracción de gas libre.	47
i.- Cálculo de la Cabeza Dinámica Total (TDH).	48
j.- Selección del tipo de bomba y corrección por viscosidad.	49
k.- Determinación del número de etapas.	51
l.- Selección del motor.	51
m.- Selección del cable.	52
1.- <i>Diámetro del cable.</i>	53
2.- <i>Tipo de cable.</i>	54
3.- <i>Longitud del cable.</i>	54
n.- Selección de la sección de sello o protector.	54
o.- Selección de la bomba.	54
2.2.7. Nuevas Tecnologías.	54
a.- Tecnología para el manejo de fluidos viscosos.	54
1.- VIPER.	54
b.- Sistema para el manejo de gas.	55
1.- Poseidon TM.	55
2.- MVP Multi Vane Pump (CENTRILIFT).	55
3.- XGC (WOOD GROUP).	55
4.- Gas Master (CENTRILIFT).	55
5.- AGH (Advanced Gas Handling System (SCHLUMBERGER))	55
<b>CAPITULO III: DESCRIPCION DEL AREA DE ESTUDIO</b>	56
3.1.    Unidad de explotación Urdaneta Pesado.	56
3.2.    Unidad de explotación Bachaquero Lago	58
<b>CAPITULO IV: MARCO METODOLOGICO</b>	59
4.1.    Tipo de Investigación.	59

4.2.	Diseño de la Investigación.	60
4.3.	Sujetos de la Investigación.	61
	4.3.1. Población.	61
	4.3.2. Muestra.	62
	4.3.2.1. Tamaño de la muestra.	62
4.4.	La recopilación de la información.	63
	a.- AICO.	63
	b.- Centinela 2000.	64
	c.- Oil Field Manager (OFM).	64
	d.- Dims 32.	65
	e.- Carpetas de pozo.	66
4.5.	Metodología de los Simuladores.	66
	a.- Subpump.	66
	b.- Autograph.PC	67
	c.- Desing Pro.	67
	d.- Wellflo.	67
4.6.	Procedimiento Metodológico.	67
	<b>CAPITULO V: EVALUACION DE LOS RESULTADOS</b>	69
5.1.	Análisis de los antecedentes de bombas electrosumergible de bajo caudal instalados en PDVSA Occidente.	69
5.2.	Determinar parámetros para la selección de pozos a instalar bombas electrosumergibles de bajo caudal.	75
5.3.	Selección de pozos Modelos para la aplicación de BES de bajo caudal.	76
5.4.	Diseño del sistema BES.	79
	5.4.1. Premisas para las simulaciones.	79
	5.4.1.1. Data del fluido.	79
	a.- U.P Barua-Motatan.	79
	b.- U.P Mara Este Liviano.	79
	c.- U.P Tía Juana Lago.	79
	d.- Rosa Mediano.	79
	e.- U.P Ceuta-Lagotrco-Área 8.	79

5.4.1.2. Data Inflow.	80
5.4.1.3. Presiones.	80
5.4.1.4. Eficiencia del Separador de Gas.	80
5.4.1.5. Selección del equipo.	80
5.5. Evaluacion de los resultados.	83
5.5.1. U.P Barua-Motatan.	83
5.5.1.1. Pozo MOT-66.	83
5.5.2. U.P Mara Este Liviano.	85
5.5.2.1. Pozo DM-16.	85
5.5.2.2. Pozo DM-90.	87
5.5.3. U.P Tia Juana Lago.	89
5.5.3.1. Pozo LL-3738.	89
5.5.4.U.P Rosa Mediano.	91
5.5.4.1. Pozo LR-217.	91
5.5.4.2. Pozo LR-218.	93
5.5.4.3. Pozo TJ-325.	94
5.5.4.4. Pozo TJ-335.	96
5.5.5.U.P Ceuta-Lagotreco-Área 8.	98
5.5.5.1. Pozo VLC-1008.	98
5.5.5.2. Pozo VLC-1047.	100
5.5.5.3. Pozo VLC-1458.	102
5.5.5.4. Pozo VLC-1441.	103
5.5.5.5. Pozo VLG-3893.	105
5.6. Análisis Económico.	107
5.6.1. Tiempo de retorno de la Inversión	108
<b>CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	109
6.1. A nivel teórico	113
6.2. A nivel práctico	113
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>	114

## LISTA DE CUADROS

<b>Cuadro</b>	<b>Página</b>
2-1. Factor de conversión a SSU	46
4-1. Población.....	61
4-2. Muestra.....	62
5-1. Velocidades del Fluido para los pozos de las UP Urdaneta y Bachaquero Lago.....	74
5-2. Características de los pozos BES en Urdaneta y Bachaquero.	74
5-3. Parámetros para la selección de los pozos Modelo.....	76
5-4. Pozos Modelos para instalar Bombeo Electrosumergible de bajo caudal.....	77
5-5. Muestra Representativa.....	78
5-6. Características de los pozos a instalar Bombeo electrosumergible (Data de Completación).....	81
5-7. Características de los pozos a instalar Bombeo electrosumergible (Data de Yacimiento y fluido).....	82
5-8. AOF de los pozos modelos.....	82
5-9. Resultados de la simulación del pozo MOT-66. (Bomba y Separador de Gas).....	84
5-10. Resultados de la simulación del pozo MOT-66. (Motor).....	84
5-11. Resultados de la simulación del pozo MOT-66. (Sello).....	85
5-12. Resultados de la simulación del pozo MOT-66. (Cable.).....	85
5-13. Resultados de la simulación del pozo DM-16. (Bomba y Separador de Gas).....	86
5-14. Resultados de la simulación del pozo DM-16. (Motor).....	86
5-15. Resultados de la simulación del pozo DM-16. (Sello).....	86
5-16. Resultados de la simulación del pozo DM-16. (Cable).....	87
5-17. Resultados de la simulación del pozo DM-90. (Bomba y Separador de Gas).....	88
5-18. Resultados de la simulación del pozo DM-90. (Motor).....	88
5-19. Resultados de la simulación del pozo DM-90. (Sello).....	88
5-20. Resultados de la simulación del pozo DM-90. (Cable).....	89



5-21. Resultados de la simulación del pozo LL-3738. (Bomba y Separador de Gas).....	89
5-22. Resultados de la simulación del pozo LL-3738. (Motor).....	90
5-23. Resultados de la simulación del pozo LL-3738. (Sello).....	90
5-24. Resultados de la simulación del pozo LL-3738. (Cable).....	90
5-25. Resultados de la simulación del pozo LR-217. (Bomba y Separador de Gas).....	91
5-26. Resultados de la simulación del pozo LR-217. (Motor).....	92
5-27. Resultados de la simulación del pozo LR-217. (Sello).....	92
5-28. Resultados de la simulación del pozo LR-217. (Cable).....	92
5-29. Resultados de la simulación del pozo LR-218. (Bomba y Separador de Gas).....	93
5-30. Resultados de la simulación del pozo LR-218. (Motor).....	94
5-31. Resultados de la simulación del pozo LR-218. (Sello).....	94
5-32. Resultados de la simulación del pozo LR-218. (Cable).....	94
5-33. Resultados de la simulación del pozo TJ-325. (Bomba y Separador de Gas).....	95
5-34. Resultados de la simulación del pozo TJ-325. (Motor).....	95
5-35. Resultados de la simulación del pozo TJ-325. (Sello).....	96
5-36. Resultados de la simulación del pozo TJ-325. (Cable).....	96
5-37. Resultados de la simulación del pozo TJ-335. (Bomba y Separador de Gas).....	97
5-38. Resultados de la simulación del pozo TJ-335. (Motor).....	97
5-39. Resultados de la simulación del pozo TJ-335. (Sello).....	97
5-40. Resultados de la simulación del pozo TJ-335. (Cable).....	98
5-41. Resultados de la simulación del pozo VLC1008. (Bomba y Separador de Gas).....	99
5-42. Resultados de la simulación del pozo VLC-1008. (Motor).....	99
5-43. Resultados de la simulación del pozo VLC-1008. (Sello).....	99
5-44. Resultados de la simulación del pozo VLC-1008. (Cable).....	100
5-45. Resultados de la simulación del pozo VLC-1047. (Bomba y Separador de Gas).....	101
5-46. Resultados de la simulación del pozo VLC-1047. (Motor).....	101
5-47. Resultados de la simulación del pozo VLC-1047. (Sello).....	101

5-48. Resultados de la simulación del pozo VLC-1047. (Cable).....	102
5-49. Resultados de la simulación del pozo VLC-1458. (Bomba y Separador de Gas).....	102
5-50. Resultados de la simulación del pozo VLC-1458. (Motor).....	103
5-51. Resultados de la simulación del pozo VLC-1458. (Sello).....	103
5-52. Resultados de la simulación del pozo VLC-1458. (Cable).....	103
5-53. Resultados de la simulación del pozo VLC-1441. (Bomba y Separador de Gas).....	104
5-54. Resultados de la simulación del pozo VLC-1441. (Motor).....	105
5-55. Resultados de la simulación del pozo VLC-1441. (Sello).....	105
5-56. Resultados de la simulación del pozo VLC-1441. (Cable).....	105
5-57. Resultados de la simulación del pozo VLG-3893. (Bomba y Separador de Gas).....	106
5-58. Resultados de la simulación del pozo VLG-3893. (Motor).....	106
5-59. Resultados de la simulación del pozo VLG-3893. (Sello).....	107
5-60. Resultados de la simulación del pozo VLG-3893. (Cable).....	107
5-61. Tiempo de retorno de la Inversión.....	108

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura</b>	<b>Página</b>
2-1. Sistema de Levantamiento por Bombeo Electrosumergible.....	16
2-2. Motor.....	17
2-3. Protector o Sello.....	20
2-4. Configuraciones de Sellos.....	21
2-5. Sección de Admisión.....	22
2-6. Separador de Gas.....	23
2-7. Separador de Gas Rotativo.....	24
2-8. Manejador de Gas.....	24
2-9. Etapa de la Bomba.....	25
2-10. Tipos de Etapas.....	26
2-11. Curva Real de la Bomba.....	28
2-12. Cables de Potencia.....	29
2-13. Sensor de Presión y Temperatura de Fondo.....	31
2-14. Transformador Primario o Reductor.....	32
2-15. Transformador secundario o Elevador.....	32
2-16. Variador de Frecuencia.....	33
2-17. Caja de Venteo.....	34
2-18. Cabezal del Pozo.....	34
2-19. Sistema Upper Pigtail-Mini Mandril-Lower Pigtail.....	36
2-20. Curva de la Bomba. Zonas de Downthrust y Upthrust.....	39
2-21. Sección de Tubería.....	42
2-22. Tipos de Cable (Redondo y Plano).....	53
2-23. Curva de Caídas de Voltaje.....	53
3-1. PDVSA Occidente.....	56
3-2. Unidad de Producción Urdaneta Pesado.....	57
3-3. Unidad de Producción Bachaquero.....	58
4-1. Manejador AICO.....	64
4-2. Simulador Centinela.....	64

4-3. Herramienta Oíl Fiel Manager (OFM).....	65
4-4. Dims 32.....	65
4-5. Carpeta de Pozo.....	66
5-1. Pantalla Principal de la Herramienta OFM.....	83

## LISTA DE GRAFICOS

<b>Gráficos</b>	<b>Pagina</b>
5-1. Pozos de bombeo electrosumergible de bajo caudal en Urdaneta Pesado.....	69
5-2. Distribución por compañías de servicio.....	70
5-3. Pozos de bombeo electrosumergible de bajo caudal en Bachaquero Lago.....	70
5-4. Comportamiento de Producción BA-1745.....	71
5-5. Comportamiento de Producción UD-632.....	72
5-6. Comportamiento de Producción UD-342 .....	72
5-7. Días Operacionales de los Pozos con BES en Urdaneta y Bachaquero.....	73

**TECANA AMERICAN UNIVERSITY**

**Master of Science in Petroleum Engineering-Production Engineering**

**“APLICABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS DE BAJO CAUDAL EN PDVSA OCCIDENTE”**

**RESUMEN**

Esta investigación desarrollada de manera aplicada, descriptiva y de campo tuvo como objetivo evaluar la aplicabilidad del sistema de bombeo electrosumergible como método alternativo para pozos de bajo caudal que actualmente producen por Gas Lift en PDVSA Occidente. Para su desarrollo se analizaron antecedentes en las Unidades de Explotación Urdaneta Pesado y Bachaquero Lago donde han sido instaladas estas bombas. Por otra parte fueron seleccionados pozos de otras áreas de PDVSA Occidente tomando como premisas caudales entre 100 y 300 Barriles por día (BPD), Relación Gas Petróleo (RGP) menor a 2500 pies cúbicos normales de gas (PCN) en solución en un barril normal (BN), con un porcentaje de agua y sedimento menor al 60%. Posteriormente se simuló una muestra de 13 pozos de una población total de 27 utilizando software comerciales, obteniéndose la configuración mecánica para cada pozo con la finalidad de predecir el comportamiento de la bomba frente a situaciones y condiciones planteadas. La necesidad de instalar un manejador de gas fue determinado para reducir la cantidad de gas libre en la bomba. De los pozos simulados todos pueden ser considerados para instalarle un sistema de bombeo electrosumergible de bajo caudal.

**Palabras claves:**

Bombeo electrosumergible, pozos de bajo caudal, parámetros de producción. Levantamiento artificial con gas, barriles brutos por día, eficiencia, producción, contacto agua petróleo, barriles, °API.

## TECANA AMERICAN UNIVERSITY

### Master of Science in Petroleum Engineering-Production Engineering

#### “TECHNICAL APPLICABILITY AND ECONOMIC OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP SYSTEMS IN LOW FLOW RATE WELLS OF PDVSA WEST”

#### ABSTRAC

The purpose of this applied, descriptive and field investigation is to evaluate the applicability of electric submersible pump systems as an alternate artificial lift method in low flow rate wells which currently produce by Gas Lift in PDVSA West. During the study, was used background records from two heavy crude producing fields (Urdaneta Heavy and Bachaquero Lake) where these pumps have been installed. Other fields belong to PDVSA West were selected considering as premises flow rates between 100 and 300 barrels per day (BPD), Gas Oil Relationships (GOR) less than 2500 pcnd/bn, water cut and sediment percentages lower than 60%. Subsequently, using commercial software, some simulations were done on 13 wells from a total population of 27, obtaining the mechanical configuration of each well with the purpose of predicting the behavior of the pump under given situations or conditions. The need for installing Gas Handling System was determined in order to reduce the amount of free gas into the pump. From the wells simulated, all of them can be considered to apply an electric submersible pump for low flow rate.

**Key words:** Electric submersible pumping, low flow rates wells, production parameters, Artificial gas system, Efficiency, production, water an oil contact, barrels, °API.

## INTRODUCCIÓN

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

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

Cuando un pozo deja de fluir naturalmente es necesario encontrar otras alternativas para llevar el petróleo del fondo hasta la superficie y esto se logra a través de los diferentes métodos de producción.

Por esta razón los sistemas artificiales de producción en pozos petroleros, tienen una gran importancia en la explotación de los hidrocarburos, por lo tanto sin estos sistemas de extracción no sería factible obtener el máximo beneficio del yacimiento. Cabe mencionar que la utilización de alguno de los sistemas de bombeo incrementa el costo de la explotación del yacimiento, pero por otro lado si este costo es mucho menor al beneficio obtenido con respecto al fluido extraído, no solo se cubrirá la inversión sino a su vez se tendrán ganancias adicionales.

Actualmente en PDVSA Occidente se utiliza el sistema de levantamiento por inyección de gas o Gas Lift en pozos que producen bajas tasas de petróleo, sin embargo por la obsolescencia de las plantas compresoras de gas y la poca disponibilidad de gas en PDVSA Occidente a sido necesario considerar métodos alternos que puedan manejar de manera eficiente bajas tasas de petróleo y mantener de esta forma el recobro del crudo de los yacimientos.

A pesar que el sistema de Bombeo Electrosomergible (BES) se ha usado comúnmente en pozos que producen altos caudales, se ha considerado como una alternativa para la explotación de pozos de bajo caudal entre 100 y 300 barriles de petróleo por día que actualmente producen por inyección de Gas Lift con una



Relación Gas Petróleo (GOR) menor a 2500 pcnd/bn, y un porcentaje de agua y sedimento menor al 60%.

En los últimos años las Unidades de Explotación Urdaneta Lago y Bachaquero Lago pertenecientes a PDVSA Exploración y Producción Occidente, han comenzado a aplicar este sistema en pozos de bajo caudal obteniendo un buen desempeño. Por lo tanto el siguiente trabajo permitirá analizar y determinar la aplicabilidad técnica y económica del bombeo electrosumergible para pozos de bajo caudal en PDVSA Occidente mediante el uso de software comerciales que permitan simular las condiciones actuales de los pozos y determinar la configuración adecuada del equipo de subsuelo del sistema de Bombeo Electrosumergible, con el fin de mantener la producción y maximizar el tiempo de vida de estos equipos. El trabajo especial de grado se encuentra estructurado de la siguiente forma:

- **Capítulo I:** plantea, formula y justifica el problema. Además define el objetivo general y los objetivos específicos, se delimita la investigación y se establece el alcance de la misma.
- **Capítulo II:** explica los conceptos y fundamentos teóricos básicos que se requiere para entender de forma clara, los principios y las bases con la cual se fundamenta la siguiente investigación.
- **Capítulo III:** describe el área de PDVSA Occidente, el cual es el instrumento de estudio.
- **Capítulo IV:** describe el tipo de investigación, las técnicas e instrumentos para la recolección general de los datos y el procedimiento planteado para dicha investigación.
- **Capítulo V:** se analizan los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas.
- **Capítulo VI:** muestra las conclusiones y recomendaciones derivadas de los resultados obtenidos en el desarrollo de las actividades a ser aplicadas en el proyecto especial de grado.

## CAPITULO I

### EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACION

#### 1.1. Planteamiento del Problema

La economía mundial ha experimentado un continuo crecimiento que ha elevado significativamente la demanda global de petróleo. Cada vez son menores las probabilidades de descubrir nuevos yacimientos de hidrocarburos, por lo que las diferentes compañías petroleras han enfocado sus esfuerzos en aumentar el porcentaje de recobro de los yacimientos maduros para poder cubrir una mayor demanda.

El Occidente de Venezuela es una de las principales regiones petroleras del país donde los yacimientos han ido declinando su presión progresivamente, reduciendo de esta forma el recobro de las reservas. Para solventar este problema, se han implementado diferentes métodos de levantamiento artificial que suministren una fuente de energía externa para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo hasta superficie como:

- Bombeo mecánico,
- Bombeo de cavidad progresiva,
- Bombeo electrosumergible,
- Bombeo hidráulico
- Inyección de gas lift.

Es importante resaltar que el gas lift ha sido uno de los sistemas de levantamiento más utilizados para producir pozos de bajos caudales en las Unidades de Producción de PDVSA Occidente. Sin embargo el incremento en los porcentajes de agua y la poca disponibilidad de gas en las plantas, ha motivado la búsqueda de un sistema de levantamiento que garantice una óptima explotación de dichos pozos, surgiendo así como alternativa el sistema de bombeo electrosumergible, el cual tradicionalmente ha estado dirigido a pozos con producciones superiores a los 600 barriles, debido a la premisa no comprobada de una posible falla de los motores por baja velocidad de refrigeración cuando se tienen bajos caudales de flujo.

Como consecuencia de la óptima operatividad obtenida con este sistema a lo largo de los años, se plantea la posibilidad de expandir el uso de estos equipos a pozos de bajos caudales. A raíz de los eventos mencionados, se requiere llevar a cabo un estudio que permita evaluar la aplicabilidad técnica económica del Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) para pozos de bajo caudal en PDVSA Occidente.

## **1.2. Justificación de la Investigación**

La justificación de este estudio se fundamenta en la necesidad de encontrar una configuración óptima para la aplicación del sistema de bombeo electrosumergible en pozos con bajo caudal, utilizando la simulación como herramienta de diseño, esto con el objeto de optimizar la producción de los yacimientos maduros, evitando así la diferida de producción generada por el requerimiento del gas de inyección.

Así mismo, este estudio permite buscar alternativas para recuperar las reservas remanentes de los yacimientos en PDVSA Occidente y así servir como soporte para futuras investigaciones enfocadas a estudiar, evaluar y desarrollar tecnologías asociadas a este sistema de bombeo.

## **1.3. Objetivos de la Investigación**

### **1.3.1. General**

Aplicabilidad técnica y económica del Bombeo Electrosumergible para pozos de bajo caudal en PDVSA Occidente.

### **1.3.2. Específicos**

- Analizar antecedentes de BES de bajo caudal instaladas en Occidente.
- Determinar parámetros para la selección de pozos a instalar bomba electrosumergible de bajo caudal.
- Descripción del área seleccionada para el desarrollo de la investigación.
- Seleccionar pozos candidatos para la aplicación de BES de bajo caudal tomando en cuenta los ambientes yacimiento-pozo.
- Diseñar el sistema del bombeo electrosumergibles en los pozos seleccionados utilizando software comercial.

- Analizar resultados obtenidos.
- Evaluar aplicabilidad técnica del Bombeo Electrosumergible para pozos de bajo caudal en PDVSA Occidente.
- Analizar aplicabilidad económica del Bombeo Electrosumergible para pozos de bajo caudal en PDVSA Occidente.

#### **1.4. Alcance**

El proyecto se enfoca en evaluar la aplicabilidad técnica del método de Bombeo Electrosumergible en pozos de bajo caudal en las Unidades de Producción: Tía Juana Lago (Distrito Tía Juana), Rosa Mediano y Mara Este Liviano (Distrito Maracaibo), Ceuta- Lagotreco- Área 8 y Barua – Motatán (Distrito Lagunillas) pertenecientes a PDVSA Occidente, que sean aptos para la aplicación de este método, mediante simulaciones realizadas con Subpump, Desing Pro y Autograph, considerando parámetros de yacimiento y producción esperada, así como determinar la configuración del sistema BES más adecuada para las condiciones de producción establecidas. Dentro de las variables que se tomaran en cuenta se tienen: Pozos de Gas Lift con caudales entre 100 y 300 barriles por día (bpd), RGP menor a 2500 pies<sup>3</sup> (70,79 m<sup>3</sup>) de gas a condiciones estándar con respecto a los barriles producidos a condiciones normales (pcnd/bn) y porcentaje de agua y sedimento menor a 60%. Esto permitirá seleccionar pozos que pueden ser modelos en el futuro para un cambio de método de levantamiento en busca de optimizar la producción de los yacimientos.

#### **1.5. Delimitación de la Investigación**

##### **1.5.1. Espacial:**

La investigación se llevará a cabo en la Empresa PDVSA Occidente, considerando el soporte de la Gerencia de Tecnología de Explotación, ubicada en el Edificio del Centro Tecnológico Tamare (antiguo CIED), Estado Zulia, Venezuela. El estudio se realizará con pozos activos en PDVSA Occidente específicamente en las Unidades de Explotación: Tía Juana Mediano, Rosa Mediano, Mara Este Liviano, Ceuta- Lagotreco- Área 8 y Barua – Motatán.

### **1.5.2. Temporal:**

La investigación se llevará a cabo en un periodo de seis meses, iniciándose en Julio del año 2014.

### **1.5.3. Científica:**

Este proyecto es considerado como una prueba piloto ya que está diseñado para obtener información valedera y determinar si la aplicación del sistema electrosumergible es viable utilizarlo en escala comercial o no, como medio alternativo para mejorar el recobro en pozos de bajo caudal que producen con sistema de inyección de gas.

## CAPITULO II

### MARCO TEORICO

#### 2.1. Antecedentes de la Investigación:

**Baieli Luis Francisco, Daparo Daniel y Pereyra Marcos (2000)** [1] describieron en su trabajo de investigación la experiencia del uso de Bombas electrosumergibles de bajo caudal (100 BBPD a 400 BBPD) en Yacimientos de la Argentina. Este estudio abarca el análisis de las condiciones de los pozos en los cuales se realizó esta experiencia. La investigación muestra el funcionamiento de los equipos de bajo caudal y las diferentes configuraciones de los equipos instalados, así como también los gráficos de funcionamiento y gráficos distributivos de caudales producidos y duraciones del sistema y especialmente la vida útil de los equipos. Esta evaluación fue llevada a cabo en las Cuencas Cuyana y Golfo San Jorge (República de Argentina). Los resultados del estudio revelan que los equipos electrosumergibles de bajo caudal instalados a profundidades entre 1.950 metros a 2650 metros tienen una vida útil aceptable y es posible bombear bajos caudales de fluidos y obtener una refrigeración de los motores lo suficientemente aceptables. Los equipos tienen un promedio de funcionamiento de 550 días, Intervenciones por falla de 706 días y promedio de las 5 últimas fallas de 778 días.

**Mejias Ibonne y Moronta Jorge (2000)** [2] evaluaron la facilidad de instalar bombas electrosumergibles en la unidad de producción Lagomar (Yacimiento C-7 VLA0015, Unidad de Producción Lagomar, Lago de Maracaibo, RBV). Para ello tomaron en consideración una serie de premisas para la selección de modelo de pozo a instalar este sistema como: pozos con alto potencial, relaciones gas petróleo moderadas, cortes de agua menores de 80%, no productores de arena entre otros.

Primero estudiaron los 99 pozos de zona única por la factibilidad de reparación, descartándose 89 pozos, luego se hizo el análisis de 44 pozos pertenecientes a las

estaciones de flujo 14-1 y 21-1; y se eligieron 22 pozos en los cuales se realizo un estudio más profundo. Utilizaron los simuladores PIPESIM, Autograph y Subpump y de esta forma determinaron los pozos modelos al cambio de método, resultando positivos solo el 6% de los pozos estudiados por la cantidad de gas presente en la unidad de explotación Lagomar.

**Hernández Rosamely y Vieras Leonardo (2005)** [3] Evaluaron la productividad de las bombas electrosumergibles instaladas en la segregación Rosa Mediano (municipio Cabimas, Edo. Zulia, RBV) donde uno de los métodos de levantamiento más utilizados es el levantamiento artificial por gas ( LAG), sin embargo para el año 1999 se instalan en dicha segregación equipos BES en los diferentes yacimientos del eoceno específicamente B-6-X-02, B-6-X-25, B-7-X-38, B-5-X-17 algunos de ellos sometidos a recuperación adicional mediante inyección de agua. En vista de que estos equipos han funcionado en algunos yacimientos y en otros no, se hace necesario determinar las causas que originan las fluctuaciones en los volúmenes de producción de petróleo de los pozos con el objeto de minimizar el impacto negativo de la producción. De dicha evaluación se pudo conocer que para el año 1999 la expectativa de ganancia asociada al cambio de método para hacer rentable el proyecto original en estos yacimientos era de 1680 barriles netos por día (bnpd) y el 50% de los pozos son aptos para este método. Se realizo una comparación entre los métodos de levantamiento resultando como más eficiente el sistema de bombeo electrosumergible. Se determino que la principal causa asociada a las fallas de los equipos fue el desbalanceo y bajo aislamiento eléctrico debido al manejo de sólidos y problemas en los empalmes o conexiones del cable de potencia.

## **2.2. Bases Teóricas:**

**2.2.1. Métodos de Producción:** El proceso de producción de un pozo se inicia desde el instante en que los fluidos comienzan a moverse en el interior del yacimiento, y termina cuando son recolectados en la estación de flujo. El método de producción del pozo se puede clasificar de acuerdo a la fuente de energía que

se utiliza para llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. De esta manera se obtiene la siguiente clasificación:

**a.- Producción por flujo natural:** La producción por flujo natural consiste en producir el pozo utilizando la energía propia de los fluidos almacenados en el medio poroso, una vez que ésta es mayor a la presión de la columna hidrostática generada desde superficie. El mismo fluye por sí solo, debido a que se promueve el desplazamiento de los fluidos desde el interior de la formación hasta el fondo del pozo, y de allí hasta la superficie. El fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo.

La tasa de producción de un pozo es producto de un perfecto balance entre la oferta de energía del yacimiento y la demanda de energía del pozo, incluyendo sus facilidades de transporte en superficie. Para alcanzar este balance, es necesario cuantificar el consumo de energía en los distintos componentes del sistema de producción.

Generalmente, la energía inicial del yacimiento es suficiente para que el pozo produzca por flujo natural. No obstante, para explotarlo eficientemente es necesario controlar la tasa de producción, ya que con el pasar de los años la energía de la formación será insuficiente para levantar los fluidos desde el fondo hasta la superficie y el pozo dejará de fluir naturalmente. En este punto se hace necesario el uso de métodos de levantamiento artificial.

**b.- Levantamiento artificial:** Cuando la energía natural asociada con el petróleo no produce una presión diferencial suficientemente grande entre el yacimiento y la cavidad del pozo para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie o si los levanta en cantidades insuficientes, se debe suplir la energía del yacimiento con alguna forma de levantamiento artificial. Existen dos tipos básicos: levantamiento artificial por gas (Gas Lift) donde la fuente externa de energía es la inyección de gas a alta presión y el levantamiento artificial por bombeo donde la fuente externa de energía es una bomba accionada por un motor a gas en la superficie o un motor eléctrico que puede estar en superficie o en el subsuelo.



Entre los métodos de levantamiento artificial por bombeo más utilizados en la industria petrolera se encuentran: el bombeo electrosumergible (BES), bombeo de cavidades progresivas (BCP) y el bombeo mecánico por varillas de succión (BM). Existen otros métodos que se utilizan en menor escala tales como: el bombeo hidráulico reciprocante (BHR) y bombeo hidráulico Jet (BHJ), cámara de acumulación (Chamber Lift), LAG intermitente tipo pistón (Plunger Lift). [4]

#### 2.2.2. Variables que afectan la selección del equipo de levantamiento.

##### 2.2.2.1. Variables del Yacimiento:

a.- Presión Estática del Yacimiento: Es muy importante la presión del yacimiento porque es esta la que induce al moviendo del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de estos a la superficie. De la magnitud de la presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando se da este caso, entonces se recurre a la extracción de petróleo del pozo por medios mecánicos.

b.- Presión de Burbujeo: En el caso de un gran volumen de liquido (petróleo) que contiene un cierto volumen de gas disuelto y que se encuentra en equilibrio en el yacimiento, se observara que a medida que se reduce la presión da inicio al desprendimiento de una burbuja de gas. A esta presión se le denominara presión de burbujeo. A medida que continúe disminuyendo la presión, mas gas seguirá desprendiéndose de la fase liquida.

c.- Viscosidad del Petróleo: La viscosidad de los crudos representa su fluidez; indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. Es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad de los crudos se mide en poise o centipoise, en el yacimiento pueden tener desde 0,2 hasta más de 1.000 centipoise.

Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente lo concerniente a crudos pesados y extra pesados. Los crudos extra pesados son más viscosos que los

pesados. Los pesados más viscosos que los medianos y los medianos más viscosos que los livianos, mientras que los livianos y condensados son los más fluidos.

La viscosidad líquida puede afectar el gradiente en cierto grado y también podría incrementar la caída de presión debido a la fricción. Si existe una mezcla petróleo-agua, puede formarse dispersión o emulsión, causando un alto incremento en el gradiente de presiones. Hasta ahora no existe un método que valide exactamente la viscosidad de una mezcla de petróleo-agua, mucho menos de una mezcla de gas-petróleo-agua.

**d.- Tasa de Producción Estimada:** Es la cantidad de fluido producido por un pozo en función del tiempo medida en barriles por día (bls/día). Básicamente según la ley de Darcy el desplazamiento de fluidos depende de las características petrofísicas del yacimiento (permeabilidad), y de las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento (viscosidad y gravedad específica del fluido).

**e.- Temperatura del Yacimiento:** En la práctica se toman medidas de temperatura en los pozos para tener idea del gradiente de temperatura, que generalmente se expresa en  $1^{\circ}\text{C}$  (274,16 kelvin) por cierto intervalo constante de profundidad. El conocimiento del gradiente de temperatura es importante y aplicable en tareas como diseño y selección de revestidores y sartas de producción, fluidos de perforación y fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción y de yacimientos.

La temperatura está en función de la profundidad. Mientras más profundo esté el yacimiento, mayor es la temperatura. Si el gradiente de presión es de  $1^{\circ}\text{C}$  (274,16 kelvin) por cada 30 metros de profundidad, se tendrá para un caso hipotético de un estrato a 1.500 metros, una temperatura de  $50^{\circ}\text{C}$  (323,16 kelvin) mayor que la ambiental y si la temperatura ambiental es de  $28^{\circ}\text{C}$  (301,16 kelvin), la temperatura del estrato será  $78^{\circ}\text{C}$  (351,16 kelvin), y a 3.000 metros sería  $128^{\circ}\text{C}$  (401,16 kelvin).

**f.- Gravedad Específica del Fluido:** Cuando se habla de la densidad (relación masa/volumen) de los líquidos o de los sólidos, el punto de referencia es el agua, y se dice que la densidad del agua es 1, o sea que un gramo de agua ocupa un centímetro cúbico, o 1.000 gramos de agua ocupan un litro, o 1.000 kilos de agua ocupan un metro cúbico. Así que cualquier sólido o líquido en su relación

masa/agua, con referencia al agua, puede ser igual o más denso o menos denso que el agua si su valor de relación es igual, mayor o menor que uno. Sin embargo, utilizando el porcentaje molecular de la composición general de un gas, obtenida por análisis, se puede calcular la gravedad específica.

**g.- Gravedad del Gas:** Para los gases, debido a que son afectados por la temperatura y por la presión, se usa como referencia la relación de igual, mayor o menor peso que un gas pueda tener con respecto al peso molecular del aire, cuyo valor se ha determinado en 28,96. La relación molecular tiene la ventaja de que el peso molecular de los elementos no es afectado por la presión o por la temperatura.

**h.- Volumen de Gas en Solución:** El factor volumétrico de formación representa el número de barriles de líquidos que deben ser levantados para proveer una tasa de producción superficial deseada. Es de hacer notar que un factor volumétrico de formación bajo o alto no indicará un comportamiento superior en comparación con los otros métodos de levantamiento.

**2.2.2.2. Variables de Completación:** Para un buen dimensionamiento del equipo BES se requiere conocer los siguientes datos de completación mecánica del pozo:

**a.- Profundidad y Desviación del Pozo:** La selección del tipo de equipo de levantamiento artificial se ve seriamente afectada en el caso de los pozos altamente desviados. Para gas lift (LAG) y Bomba electrosumergibles (BES) el diseño es complicado, ya que la desviación de los hoyos no crea el mismo gradiente bifásico que existe en pozos verticales; consideración especial debe ser dada en discos de gas lift. En definitiva, todos los tipos de levantamiento requerirán potencia adicional.

El bombeo mecánico está siendo usado exitosamente en pozos de ángulos a 45° con problemas menores, donde cuidadosamente es llevado utilizando centralizadores. El ruido de equipos o máquinas genera problemas en pozos desviados. Así como el nivel de operación del fluido tiene influencia fundamental sobre el mecanismo de levantamiento, la profundidad pudiese tener efectos pequeños en la determinación del Sistema de Levantamiento Artificial.

**b.- Diseño de revestidores y tuberías de producción (profundidad, peso y diámetro):** La selección del apropiado diámetro de la tubería para ser

instalada en un pozo es una de las más críticas funciones del ingeniero. El análisis total del sistema, el cual combina el sistema de yacimiento y el sistema del comportamiento del fluido en la tubería, es requerido para seleccionar el diámetro apropiado de la tubería.

Los diámetros de los revestidores son determinados con base al tamaño del hoyo, en las etapas preliminares de un programa de perforación. Muchas variables determinan el diámetro del revestidor. Para un pozo en particular en un área específica, se pueden mencionar entre otros: problemas del hoyo (zonas de presiones anormales, zonas de ciénagas, pérdida de circulación, flujo salobre, etc) y el precio de la tubería.

Las instalaciones de revestidores con diámetros relativamente pequeños pueden no alcanzar las tasas de flujo deseadas, limitar las dimensiones del equipo de recuperación de levantamiento por gas y/o equipo de bombeo. Además, el diámetro del revestidor también limita el diámetro externo de la tubería de producción; si otros revestidores (revestidor intermedio, liner de perforación, liner de producción) son usados, hay mayores limitaciones en el diseño de la tubería. Hoyos delgados o completación direccional también limitan el diámetro de la tubería. En el caso de extracción de altas tasas se debe considerar el flujo anular.

El Sistema de Levantamiento Artificial debe ser seleccionado tomando en cuenta el diámetro de las tuberías. Tubulares pequeños causan altas pérdidas de fricción que reducen la eficiencia volumétrica de gas lift y Bombeo Electrosumergible. En general, se deberán esperar bajas tasas de producción para tubulares pequeños. Tubulares grandes pueden producir bajas tasas de fluidos causadas debido al resbalamiento de líquidos.

**2.2.2.3. Variables de producción:** Los datos de producción pueden provenir de la historia del pozo en evaluación o de pozos vecinos en caso de pozos nuevos. Para el diseño se deben considerar los siguientes datos:

**a.- Presión de tubería en Superficie (o del Cabezal):** Al incrementar la presión en el cabezal, se estaría creando una mayor contrapresión, con respecto a la presión de fondo fluyente, alterando las propiedades de los fluidos dentro de la tubería, y aumentando las pérdidas de presión por gravedad resultando una reducción de la producción.

**b.- Relación Gas Petróleo:** Cantidad de gas en pies cúbicos normales liberados por cada barril normal de petróleo producido. Se considera que en los yacimientos donde la presión de la capa de gas y del gas disuelto en el petróleo suministran la fuerza que desplaza el petróleo a la superficie, los métodos de producción más eficientes son aquellos que controlan y operan los pozos de manera que cada barril de petróleo llegue a la superficie con un volumen mínimo de gas y con un agotamiento mínimo de la presión del yacimiento.

**c.- Porcentaje de agua y sedimentos:** Cantidad de agua y sedimentos contenidos en cada 100 partes de volumen de fluido producido del pozo. Es de esencial importancia para evaluar efectos como la conificación de pozos cuando existe una saturación de agua o un acuífero asociado a una arena productora, o la irrupción del frente de agua en formaciones que están siendo inyectadas por pozos de agua, o el arenamiento de pozos que necesitan empaque de grava, bien sea porque no fueron correctamente empacados o simplemente porque no tienen empaque.

El gradiente de presión en el pozo incrementará cuando el corte de agua incremente. Esto es debido a un incremento en la densidad, ya que el agua es más pesada que el petróleo; adicionalmente la RGP disminuye porque tendríamos menos petróleo en la tubería.

**d.- Gravedad API:** La densidad, la gravedad específica o los grados API (American Petroleum Institute) denotan la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. Los crudos pueden pesar menos que el agua (livianos y medianos) o tanto o más que el agua (pesados y extrapesados). De allí que la densidad pueda tener un valor de 0,75 a 1,1. Un crudo de 10 °API tiene la misma gravedad específica que el agua. La clasificación de crudos por rango de gravedad API utilizada en la industria venezolana de los hidrocarburos, a 15,5° (60 °F) es como sigue:

- Extrapesados, menos de 10° API
- Pesados, 10 – 21,9° API
- Medianos 22,0° - 29,9° API
- Livianos 30,0 - 40 °API. [28]

### **2.2.3. Bombeo Electrosomergible:**

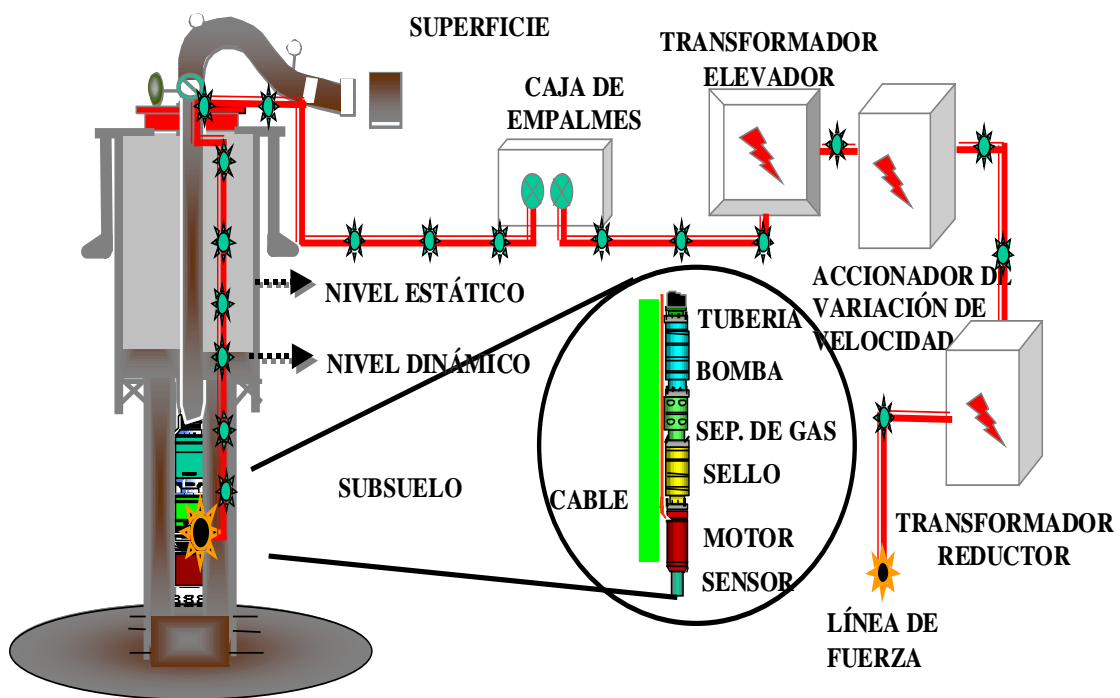
**2.2.3.1. Definición:** Consiste básicamente de un motor eléctrico de fondo, sellos protectores del motor, separador de gas o simplemente un intake que permite el ingreso de fluido a la bomba, bomba centrífuga multietapa, cable de potencia y un control de superficie. La unidad se encuentra suspendida de la tubería de producción, sumergida en el fluido del pozo y conectada hasta la superficie a través de un cable por donde se le suministrara la energía eléctrica al motor. Este sistema tiene el mayor rango de caudal de producción de todos los sistemas de extracción, entre 100 barriles por día a 20000 barriles por día, teniendo como parámetro de velocidad de giro 2915 r.p.m. (50 Hz) ó 3500 r.p.m. (60 Hz).

Si bien las velocidades de rotación son constantes, entre 50 Hz y 60 Hz, se ha extendido el uso de variadores de frecuencia lo cual permite una mayor amplitud en el rango de operación. La bomba electrosomergible es utilizada para producir una variedad de fluidos que generalmente contienen gas, productos químicos, contaminantes varios y distintos cortes de agua. Los fluidos con altos contenidos de  $H_2S$  y  $CO_2$  son considerados corrosivos y muy agresivos, pero pueden ser producidos utilizando materiales con recubrimientos especiales. La arena y otros contaminantes abrasivos se producen utilizando equipamientos y técnicas especiales. Estos equipos pueden ser operados e instalados en pozos verticales, desviados y direccionados.

**2.2.3.2. Instalación típica:** La energía eléctrica del sistema de distribución es suministrada al motor de fondo a través de un transformador trifásico, éste a su vez energiza la instalación mediante un tablero de comando y desde allí es transportada al motor por el cable de potencia. El cable se baja junto a la columna de tubería (tubings) durante la operación de “Instalación”, sujeto a la misma con flejes metálicos o protectores de cable.

El cable de potencia es conectado al motor mediante un cable más delgado llamado cable de extensión o motor lead. La bomba centrífuga está localizada en la parte superior de la instalación de fondo y se vincula a la sarta de tubería por el cabezal de descarga. En la parte inferior de la bomba se encuentra la succión o “intake” la cual permite que el fluido ingrese a la bomba. También puede estar colocado un separador o manejador de gas si el caso así lo requiere. El

componente central es el sello o protector que aísla al motor de los fluidos del pozo, absorbe los cambios de volumen en el aceite del motor debido a los cambios de temperatura, vincula mecánicamente al motor con la succión y absorbe las cargas axiales generadas por la bomba. El componente inferior de toda la instalación es el motor en caso de no existir un sensor de fondo y suministra la energía mecánica para el funcionamiento del sistema. [2]. Ver figura 2-1.

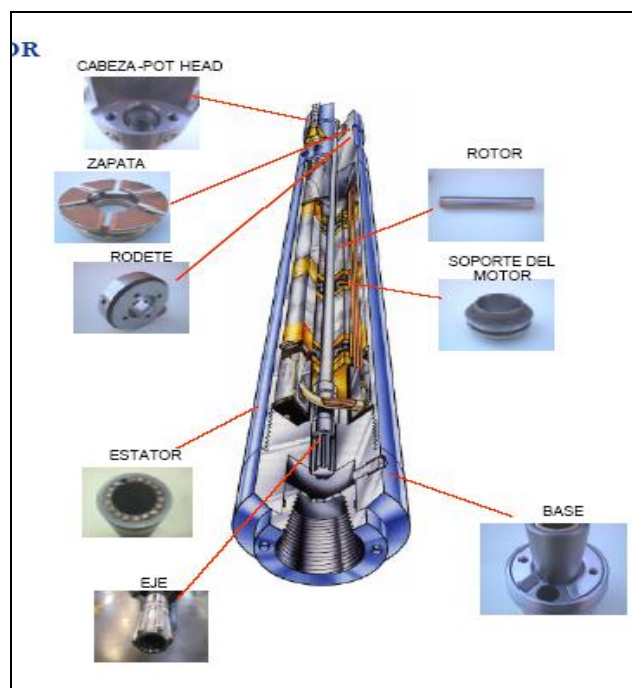


**Figura 2-1. Sistema de Levantamiento por Bombeo Electrosumergible**  
Fuente: Baker Hughes, 2004

#### 2.2.4. Equipos de subsuelo:

**2.2.4.1. Motor eléctrico:** Los motores eléctricos utilizados para la operación de las bombas sumergibles son trifásicos, de dos polos y de inducción, tipo jaula de ardilla. Estos motores se llenan con un aceite mineral altamente refinado que posee alta rigidez dieléctrica. El voltaje de operación de estos motores puede ser tan bajo como 230 voltios o tan alto como 5.000 voltios. El requerimiento de Intensidad de corriente eléctrica puede variar de 12 a 200 amperios. La potencia requerida se logra simplemente incrementando la longitud o el diámetro del cuerpo del motor.

El motor está compuesto de rotores, generalmente de unas 12 pulgadas (30,48 centímetros) a 18 pulgadas (45,72 centímetros) de longitud, que están montados en una flecha y localizados en el campo eléctrico (estator) montado dentro de la carcasa de acero. Los motores de un solo cuerpo o sección más largos se aproximan a los 33 pies (10,06 metros) de largo y pueden estar diseñados para generar hasta 480 caballos de fuerza (HP) mientras que los motores tándem o en serie se aproximan a los 90 pies (27,43 metros) de largo y pueden tener una potencia que alcanza los 750 caballos de fuerza (HP). Ver figura 2-2.



**Figura 2-2. Motor**

**Fuente: Baker Hughes, 2003**

El calor generado durante la operación es disipado por el fluido del pozo cuando el mismo fluye por la parte exterior del “housing” del motor (carcasa exterior) y según las observaciones planteadas se dice que la velocidad mínima recomendada para asegurar la óptima refrigeración del motor es de 1 pie/seg (0,3 m/seg), siendo la variable a desarrollar y demostrar en este proyecto que el motor puede operar y tener un tiempo de vida prolongada manejando velocidades menores a la planteada.

El motor debe instalarse por encima de las zonas productivas que aseguren mantener un caudal de refrigeración apropiado. Para los casos que sea necesario



producir capas inferiores que no superen el valor mínimo de refrigeración se pueden instalar equipos encamisados, lo cual obliga a pasar la totalidad del fluido del pozo por dentro de la camisa y de esta manera refrigerar el motor. Los motores son fabricados en cuatro diferentes diámetros o series: 3.75 pulgadas (9,53 centímetros), 4.56 pulgadas (11,58 centímetros), 5.40 pulgadas (13,72 centímetros), 7.25 pulgadas (18,42 centímetros). A su vez, son fabricados de tal forma que pueden ser ensamblados en serie o tándem según los requerimientos de potencia, cuando un solo motor no satisface el requerimiento.

El estator está compuesto de un grupo de electroimanes individuales organizados de tal manera que forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán mirando hacia el centro del grupo. Ya que no hay ningún movimiento físico del estator, el movimiento eléctrico es creado por el cambio progresivo de la polaridad en los polos del estator de manera que su campo magnético combinado gira. En un motor de corriente alterna, esto se logra fácilmente ya que la inversión de la corriente cada medio ciclo automáticamente cambiará la polaridad en cada polo del estator.

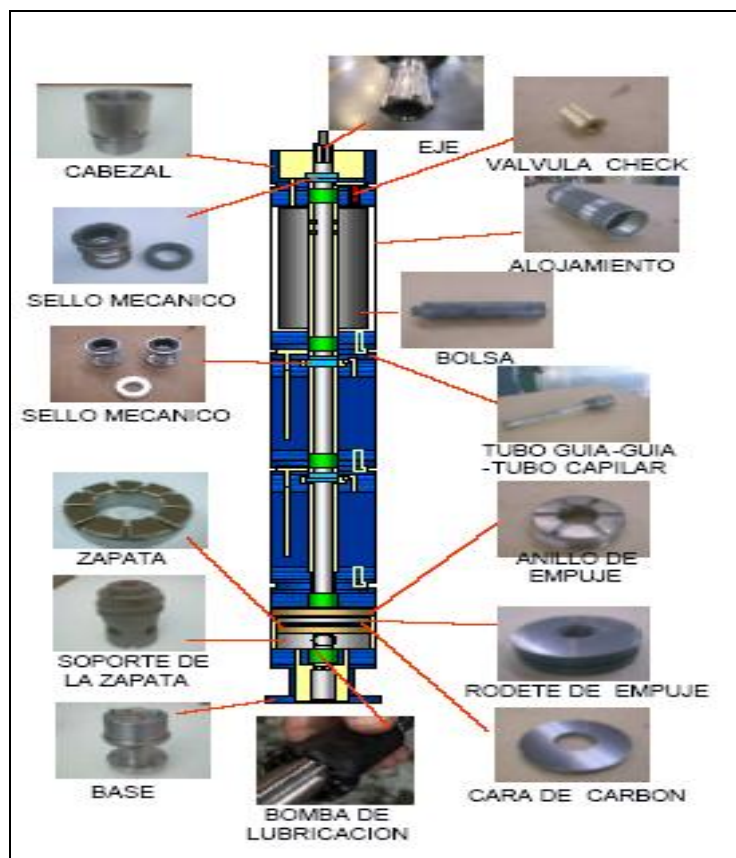
El rotor también está compuesto de un grupo de electroimanes arreglados en un cilindro con los polos mirando hacia los polos del estator. El rotor gira simplemente por medio de atracción y repulsión magnética al tratar sus polos de seguir el campo eléctrico rotante generado por el estator. No hay conexión externa al rotor, el flujo de corriente a través de los polos eléctricos del rotor está inducido por el campo magnético creado en el estator. La velocidad a la cual gira el campo del estator es la velocidad sincrónica. [5, 6]

**2.2.4.1.1. Criterios Técnicos para la Selección y Diseño del Motor:** La selección se realiza de acuerdo a la potencia requerida por el número de etapas de la bomba.

- En condiciones ideales para el sistema de bombeo electrosumergible, a la potencia requerida se recomiendan incrementar entre 6% y 10% por factor de seguridad.
- Para petróleo entre 9 °API y 11 °API el factor de seguridad puede variar entre 30% y 50%.

- Si se tiene más de una opciones de motores con los mismos HP y diferentes amperios, se recomienda seleccionar el de menor amperaje.
- Los motores de mayor amperaje trabajan con mayor calentamiento (hay que adicionar el calor generado por las armónicas y la temperatura del pozo).
- El costo de motores de mayor amperaje es más alto debido a que la constitución de su aislamiento es de clase superior, el embobinado es más robusto.
- Considerar la geometría del pozo.
- Verificar la temperatura del pozo.
- Seleccionar adecuadamente un buen material en la zapata de empuje del motor. (La zapata de empuje cumple la función de soportar el peso de los protectores y va instalada en la parte superior del motor).
- La selección del aceite dieléctrico es muy importante, si recomienda realizar un estudio de compatibilidad entre la densidad del aceite dieléctrico propuesto por los fabricantes y la densidad del fluido del pozo.
- La profundidad del motor debe ser seleccionada en una zona que tenga la misma inclinación y una sección recta en el pozo.
- Cuando se haya seleccionado el motor, se recomienda solicitar al fabricante las pruebas que se realizan al motor en condiciones dinámicas y estáticas: continuidad, aislamiento, rotación de fases, entre otras pruebas que se realicen en la fábrica.[7]

**2.2.4.2. Protector o Sello:** Su principal propósito es aislar el aceite del motor del fluido producido, ecualizando la presión del interior del motor con la presión de fondo del pozo. Ver figura 2-3



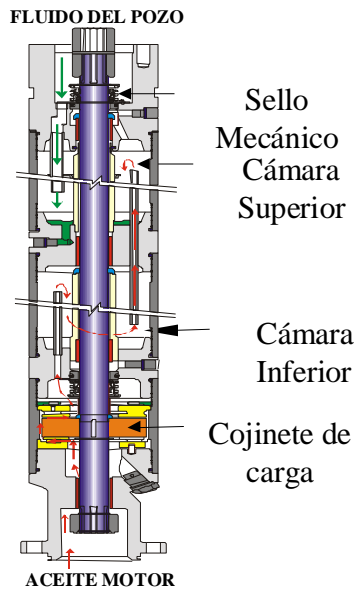
**Figura 2-3. Protector o Sello.**  
**Fuente: Baker Hughes, 2003**

Dentro de los diferentes diseños se pueden encontrar los sellos con bolsa elastomérica y los sellos laberínticos.

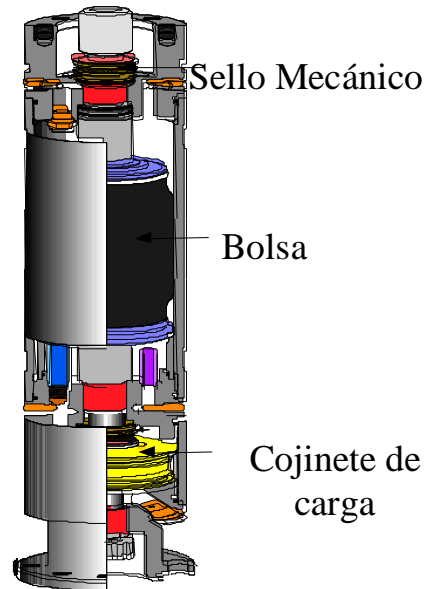
Los Sellos de bolsa elastomérica son de barrera positiva, es decir, no existe interferencia de fluidos. Tiene cojinetes de empuje localizados en la parte inferior del sello. Tiene sellos mecánicos para no permitir el paso de fluido de pozo a lo largo del eje. Se puede prevenir el juego radial y excentricidades mediante la estabilización radial en la cabeza. Ver Figura 2-4

Los Sellos laberínticos, tienen un diseño de tubo en U que mantiene la separación de fluidos de diferentes gravedades específicas. Posee cojinetes de empuje localizados en la parte inferior del sello y sellos mecánicos para no permitir el paso de fluido de pozo a lo largo del eje. En esta configuración hace posible la estabilización radial en la cabeza para prevenir juego radial y excentricidades. No recomendado para pozos altamente desviados u horizontales. Ver Figura 2-4.

#### SELLO LABERINTO



#### SELLO TIPO BOLSA



**Figura 2-4. Configuraciones del Sello.**  
**Fuente: PDVSA, 2007**

Para mantener un sistema de bombeo electrosumergible en funcionamiento el sello debe cumplir con ciertas funciones básicas:

- Conecta la bomba al motor mecánicamente mediante bridas de ensamble y al eje mediante acoples.
- Aloja los cojinetes que absorben la carga axial del eje de la bomba.
- Aísla el aceite del motor del fluido del pozo, ecualizando la presión del interior del motor con la presión de fondo del pozo.
- Absorbe la expansión térmica del aceite, como resultado del incremento de la temperatura durante el funcionamiento o de la contracción térmica cuando se produce una parada del equipo. [5, 6].

#### 2.2.4.2.1. Criterios Técnicos para la Selección y Diseño de la Sección de Sello

- Considerar la geometría del pozo.
- Para profundidades de asentamiento donde el ángulo de inclinación es mayor de  $30^\circ$  se recomienda bajar bolsas elastoméricas.
- Verificar la temperatura a fondo de pozo (efecto sobre la bolsa elastomérica).

- Selección de material resistente en la zapata de empuje (esfuerzos axiales).
- La selección del aceite dieléctrico es muy importante, se recomienda realizar un estudio de compatibilidad entre la densidad del aceite dieléctrico propuesto por los fabricantes y la densidad del fluido del pozo.
- Se instala sellos en serie para tener mayor protección contra la invasión del fluido a los motores.
- La selección del material de las bolsas elastoméricas debe considerar la degradación del mismo al inyectar química (HCL, HF) o presencia de aromáticos en el crudo.[7]

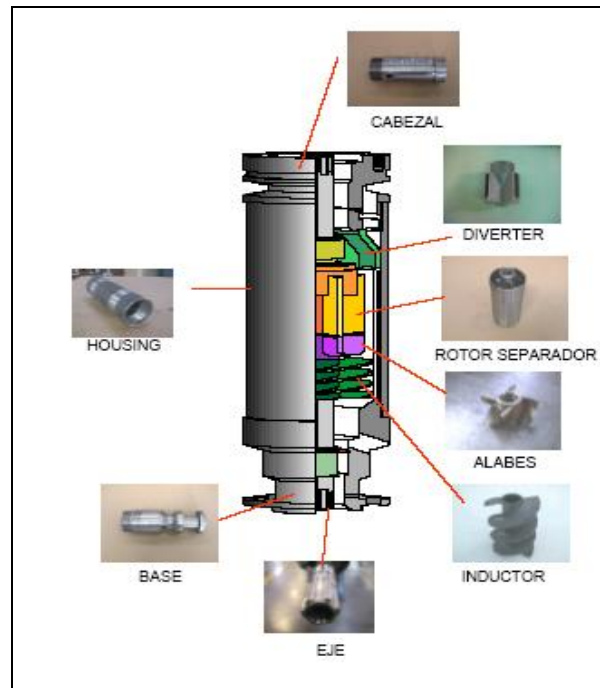
**2.2.4.3. Sección de Admisión de los Fluidos:** Esta sección constituye la entrada del fluido a la bomba y puede ser simplemente una sección ranurada convencional que sirva de filtro o un separador de gas. Figura 2-5.



**Figura 2-5. Sección de Admisión.**  
**Fuente: PDVSA, 2007**

**2.2.4.4. Separador de Gas:** La capacidad de la bomba centrífuga para el manejo eficiente del gas, es limitada. Por esta razón en las instalaciones de bombeo electrosumergible, para pozos con elevada relación gas-petróleo (alto RGP de producción), es necesario emplear separadores de gas. La eficiencia de la bomba es afectada notablemente con la presencia de gas libre.

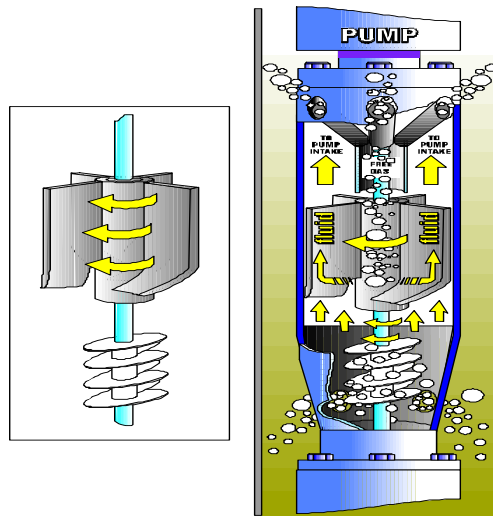
Si el gas presente en la bomba está en solución, es decir que la presión existente se encuentra por encima del punto de burbuja del gas, la bomba operará normalmente como si estuviese bombeando un líquido de baja densidad. Las bombas electrosumergibles están diseñadas para operar normalmente con un 10% de gas libre por volumen. Ver figura 2-6.



**Figura 2-6. Separador de Gas**  
**Fuente: Baker Hughes, 2003**

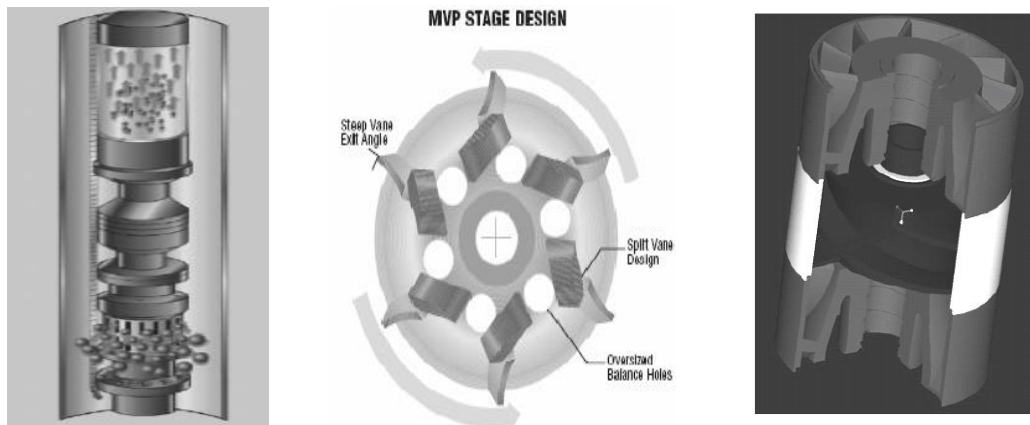
Entre los separadores conocidos se encuentran los Estáticos o de Flujo Inverso donde la geometría interna de estos separadores causa un cambio direccional en el fluido que previamente ingresó, reduciendo el arrastre del gas, facilitando la separación de fases. Se componen de un laberinto que obliga al fluido del pozo a cambiar de dirección antes de ingresar a la bomba. [5, 6, 10].

Otros separadores y los más utilizados son los Rotativos de Gas que utilizan la fuerza centrífuga para separar el líquido del gas antes de entrar a la bomba, forzando el fluido de mayor densidad hacia las paredes de la cámara, permitiendo que el gas fluya por el centro de la corriente. Las dos corrientes se separan físicamente a la salida del separador. El gas es venteado hacia el anular y el líquido entra a la bomba. Ver figura 2-7.



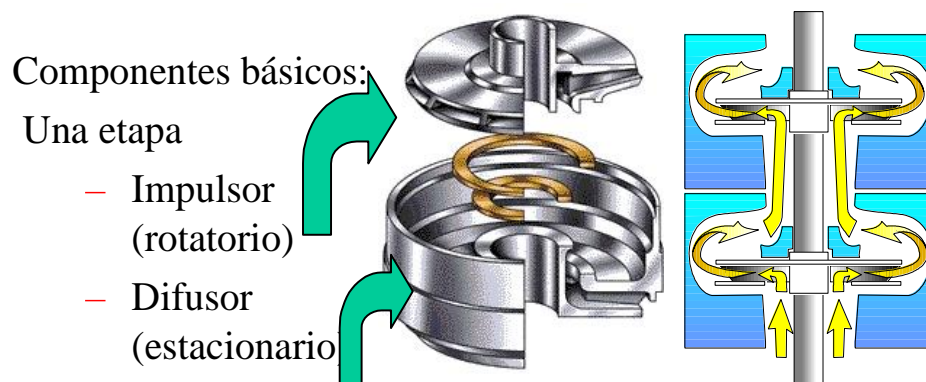
**Figura 2-7. Separador de Gas Rotativo**  
**Fuente: Baker Hughes, 2004**

Por otra parte existen los Manejadores de Gas que son dispositivos rotativos capaces de manejar hasta un 30 % de gas libre a la entrada de la bomba. La corriente es presurizada por el inductor para forzar el gas en solución. Un agitador rompe las burbujas de gas grandes para facilitar la homogeneización de la mezcla y entrada a la bomba como una sola fase. [8, 10]. Ver Figura 2-8.



**Figura 2-8. Manejador de Gas**  
**Fuente: Baker Hughes, 2002.**

**2.2.4.5. Bomba:** Es del tipo centrífuga multietapa donde el modelo de etapa utilizada define el rango de caudales mínimo, máximo y óptimo para el cual fue diseñado. La cantidad de etapas determina la altura de elevación y la potencia requerida. Cada etapa está constituida por un impulsor y un difusor. La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado. La parte rotativa, el impulsor, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía cinética que se transforma en altura o energía potencial). La parte estacionaria, el difusor, dirige el fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor. Transforma parte de la energía cinética en energía potencial o presión o altura. Figura 2-9.



**Figura 2-9. Etapa de la Bomba**  
**Fuente: PDVSA, INTEVEP, 2006**

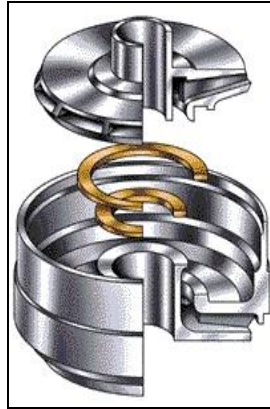
El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor. El difusor dirige el fluido hacia el siguiente impulsor. El tamaño (número de etapas) de una bomba está limitado por una o más de las siguientes variables:

- Potencia máxima permitida del eje.
- Presión interna del alojamiento.
- Capacidad de carga del cojinete de empuje del Sello.
- Nivel dinámico.
- Profundidad de Succión.



La bomba según la proyección del fluido bombeado y el diseño de sus impulsores se pueden clasificar en dos categorías generales como son, bombas para flujo radial y bombas para flujo mixto. Ver figura 2-10.

Flujo Radial (Pancake)



Flujo Mixto



**Figura 2-10. Etapas de la Bomba**  
Fuente: PDVSA, 2008

a.- Las bombas para flujo radial presentan las siguientes características:

- Mayor consumo de potencia.
- Mayor tendencia a taponamiento
- Menor levante por etapa (Mayor # de etapas)
- Menor resistencia Mecánica (Eje de Menor Diámetro)
- Mayor torque para arrancar.
- Rango de operación más restringido.
- Propensa a provocar precipitaciones de carbonatos.
- Bajo caudal, diámetros de revestidores o cañerías (casing) reducidos.
- Maneja hasta 10% de gas libre.

b.- Mientras que las bombas para flujo mixto presentan las siguientes características:

- Menor consumo de potencia.
- Capacidad de manejo de sólidos.
- Mayor levante por etapa (Menor # de etapas).
- Mayor resistencia mecánica (Eje de mayor diámetro).

- Menor torque inicial para arrancar.
- Rango de operación más amplio.
- Menos Propensa provocar precipitación de carbonato).
- Alto caudal.
- Maneja hasta 15 % de gas libre.

Por otra parte, según el Desplazamiento Axial del Impulsor las Bombas pueden clasificarse en flotantes y compresivas.

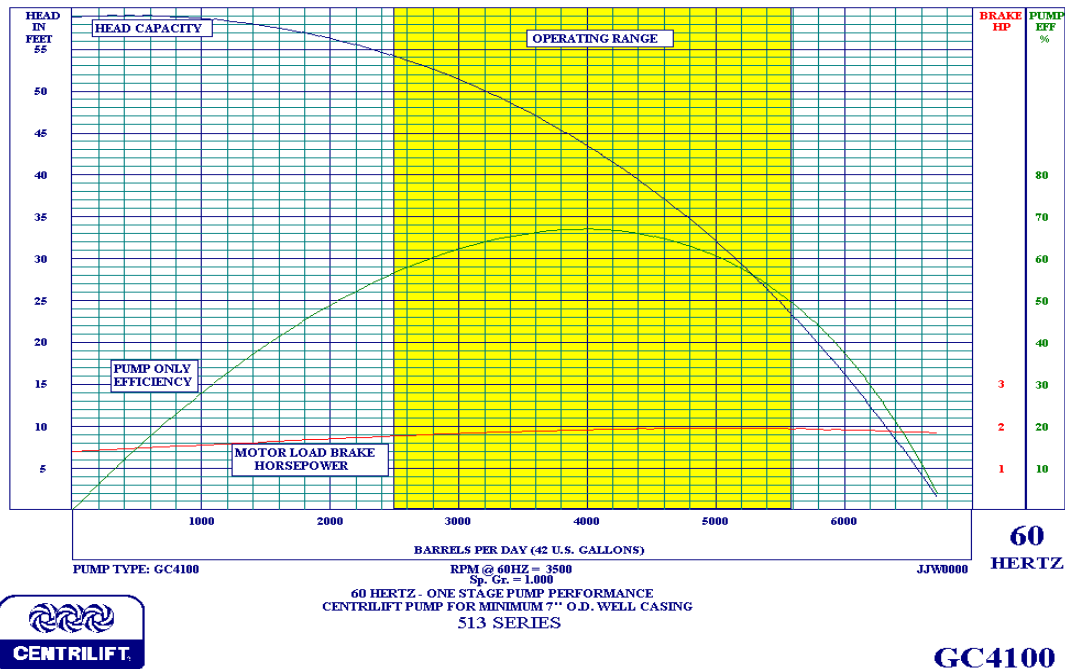
**a.- Bombas con impulsores flotantes:** son aquellas donde los impulsores están diseñados para flotar axialmente sobre el eje es decir, que cada impulsor está libre para moverse hacia arriba o abajo en el eje. También el empuje axial está distribuido en el conjunto de etapas y el empuje axial es absorbido parcialmente por la zapata de empuje del protector, además las arandelas de empuje están localizadas en todas las superficies de contacto entre el impulsor y los difusores para absorber cualquier empuje generado. Las principales características que presentan este tipo de bomba se pueden mencionar las siguientes:

- Menor capacidad de manejo de Sólidos Abrasivos.
- Posible Up-Thrust ó Down-Thrust, si la labor de Levantamiento no esta balanceada con la carga dinámica total.
- Mayores probabilidades de atascamiento en eventos de arranque (Condición estática: Contacto impulsor-difusor).
- Menor transferencia de carga a los cojinetes de los Sellos.
- Son más fáciles de ensamblar y desarmar dado que no es necesario ajustar las tolerancias entre bushings (bocinas), eje e impulsores.

**b.- Bombas con impulsores fijo o de compresión:** en este tipo de bomba, cada impulsor está fijado al eje de forma rígida, de tal manera que no puede moverse si no hay movimiento del eje. En este tipo de bomba todo el empuje está contenido en el eje y el empuje axial es absorbido en su totalidad por la zapata de empuje del protector o sello. La utilización de este tipo de bomba ha tenido buenos resultados en aplicaciones de levantamiento de fluidos abrasivos y/o gaseosos. Entre las principales características que presentan este tipo de bombas se pueden mencionar las siguientes:

- Mayor capacidad de manejo de Sólidos abrasivos.
- No hay Upthrust ni Downthrust (Sin desplazamiento axial).
- Menor probabilidad de atascamiento en eventos de arranque (Condición estática y no hay contacto impulsor- difusor).
- Mayor transferencia de carga a los cojinetes de los Sellos.
- Son más difíciles de ensamblar y desarmar ya que es necesario ajustar las tolerancias entre bushings (bocinas), eje e impulsores.

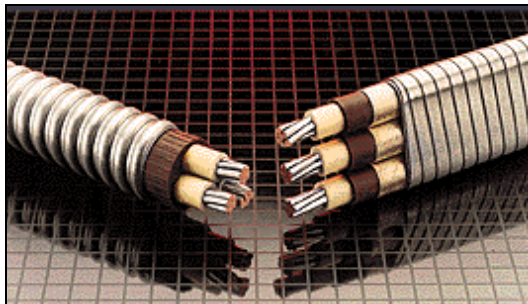
La capacidad de descarga de la bomba centrífuga depende de la velocidad de rotación (RPM), la altura dinámica contra la cual debe funcionar y las propiedades físicas del fluido. Las etapas se nombran según el caudal que manejan en barriles por día, en el punto de máxima eficiencia a 60Hz. Las etapas son de fundición gris con un gran aporte de Níquel que determina una gran propiedades abrasivas y corrosivas. [5,6,10]. Sin importar el fabricante o proveedor, toda bomba tiene su curva característica de operación y comportamiento. Ver figura 2-11.



**Figura 2-11. Curva Real de la Bomba**  
**Fuente: Baker Hughes, 2004**

**2.2.4.6. El cable:** Es uno de los componentes más importantes y sensibles en la aplicación de BES. El éxito o fracaso depende en gran medida de la buena

selección e instalación del cable. Algunas veces es el componente más costoso (pozos muy profundos o muy problemáticos). Consiste de tres conductores sólidos o trenzados. También existe una capa de aleación de estaño sobre los conductores individuales para protección adicional ( $H_2S$ ). Cada conductor es aislado individualmente. Posteriormente el cable es re-encamizado para protección química y mecánica y finalmente se le coloca su armadura. Transporta la corriente eléctrica desde el controlador de superficie hasta el motor y las señales del sensor de fondo en caso de estar instalado. Tiene varias presentaciones: redondo y plano. [5, 6, 10]. Figura 2-12.



**Figura 2-12. Cables de Potencia**  
**Fuente: PDVSA, 2008**

La utilización de uno u otro tiene sus ventajas y desventajas:

**a.- Cable plano**

- Menor protección mecánica.
- Distribución asimétrica.
- Mayor calentamiento en el conductor central.
- Desbalanceo de voltaje en los conductores.
- Mayor calentamiento del motor.

**b.- Cable redondo**

- Los conductores individuales pueden reordenarse cuando un esfuerzo comprime el cable.
- Distribución simétrica.
- Todos los conductores se calientan por igual.[9]

Para una buena selección del cable de potencia se debe considerar los siguientes criterios:

- Profundidad de asentamiento de la bomba y geometría del pozo, temperatura del pozo.
- Configuración del cable: Redondo, plano.
- Tensión eléctrica (Kilovoltios; KV) e Intensidad de corriente eléctrica (amperios; A) máximos de operación, comparación de un desbalance entre cables.
- Material de la carcasa del cable de potencia es de acuerdo a las condiciones del pozo.
- Se recomienda que la caída de tensión eléctrica (voltaje) del cable seleccionado tenga menor de 30 voltios por cada 1000 pies (304,8metros), así mismo la caída de voltaje debe de ser corregida por temperatura.
- Seleccionar tipo de aislamiento (alta RGP, inyección de química).
- Los cables se seleccionan de acuerdo a su área seccional ( AWG = American Wire Gauge), KV (kilo voltios), amperios y entre los mas utilizados se encuentran los siguientes:
  - AWG No 1 Cu Amperaje máximo 110
  - AWG No 2 Cu Amperaje máximo 94
  - AWG No 4 Cu Amperaje máximo 70
  - AWG No 6 Cu Amperaje máximo 53
- Seleccionar tipo de aislamiento (alta RGP, inyección de química).
- Verificar que en la selección y compra del cable, no tengan empalmes realizados en la fábrica.[7]

**2.2.4.7. Sensor de Presión y Temperatura de Fondo:** Puede o no formar parte del sistema electrosomergible y permite obtener datos valiosos del comportamiento de la bomba y del yacimiento mediante el empleo de sistemas de detección de la presión y la temperatura en el fondo del pozo. Correlacionando la presión del yacimiento con la tasa de producción, un operador puede determinar cuándo es necesario cambiar el tamaño de la bomba, cambiar el volumen de inyección o considerar una intervención del pozo.

Los proveedores de los sistemas BES ofrecen diferentes tipos de sensores de presión y temperatura de fondo de pozo. Estos sistemas varían en diseño, costo,

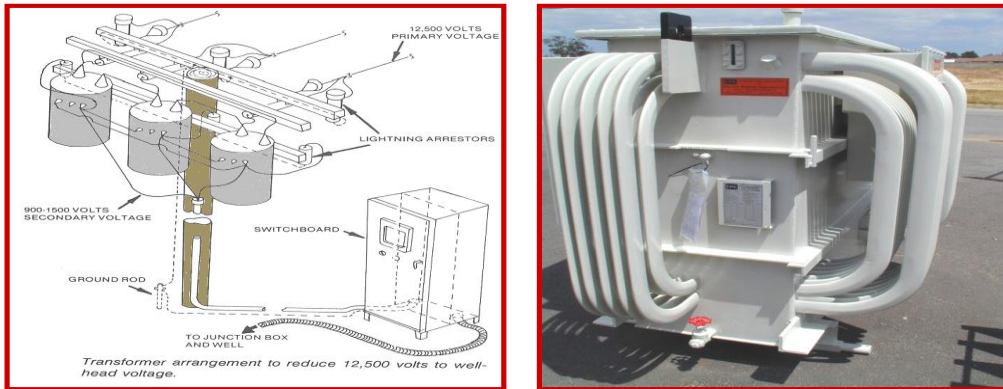
precisión, confiabilidad, operación y capacidad. El sistema típico tiene la capacidad de monitorear continuamente la temperatura y la presión de fondo del pozo, proporcionar la detección de las fallas eléctricas, y puede colocarse en interfase con el controlador de velocidad variable para regular la velocidad. Ver figura 2-13.



**Figura 2-13. Sensor de Presión y Temperatura de Fondo**  
**Fuente: PDVSA 2008**

## **2.2.5. Equipos de superficie**

**2.2.5.1. Banco de Transformación Eléctrica (primaria):** Usado para reducir la tensión eléctrica ( voltaje) de la fuente primaria (6000 ó 13800 voltios) a uno que pueda ser manejado por el tablero (“switchboard”) o variador de frecuencia (480 volts), consta de un centro de lámina de hierro, rodeado por alambres de cobre generalmente el centro y los alambres son sumergidos en aceite, el cual sirve como aislante y ayuda a enfriar el transformador. Puede ser un auto-transformador trifásico o banco de tres transformadores monofásicos. Ver figura 2-14.



**Figura 2-14. Transformador Primario o Reductor.**  
**Fuente: PDVSA 2008**

**2.2.5.2. Transformador Secundario o Elevador:** Se usa cuando hay un variador de frecuencia instalado para incrementar el voltaje acorde con el requerimiento del motor. Usualmente es un auto-transformador trifásico. Ver figura 2-15.



**Figura 2-15. Transformador Secundario o elevador.**  
**Fuente: PDVSA 2008**

**2.2.5.3. Tablero de Control:** Es el componente desde el que se gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobre carga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de obstrucciones de líneas, luces **indicadoras** de la causa de la falla, amperímetro y otros dispositivos para control remoto. Los tipos de

tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos.

**2.2.5.4. Variador de Frecuencia:** Equipo diseñado para cambiar la velocidad de giro del motor y por lo tanto la de la bomba a través de la frecuencia normalmente entre 35-90 Hz con lo cual se puede cambiar el caudal, la altura de columna dinámica o ambas dependiendo de las aplicaciones sin modificar el equipo en el fondo del pozo y permite cambiar el giro del motor y por lo tanto la de la bomba.

Se pueden modificar las condiciones de producción del pozo (tasa y presión de fondo fluyente) a través del cambio de frecuencia además, pueden ser programados para situaciones especiales tales como fluctuaciones extremas de la carga del motor, arranque suave, etc.

Balanea las salidas de tensión eléctrica (voltaje) para cada fase reduciendo el calentamiento del motor y los modelos nuevos presentan baja generación de armónicos, control de torque, mejor relación costo/beneficio, software con control de todas las variables de operación, posibilidad de transmisión y control a distancia (automatización).

El variador de frecuencia ha ganado rápida aceptación como un accesorio del sistema electrosumergible de gran valor para aliviar ciertas restricciones como eran variar la velocidad de la bomba, el gasto, la altura de columna dinámica etc. Ver figura 2-16.



**Figura 2-16. Variador de Frecuencia**  
**Fuente: Baker Hughes, 2004**

**2.2.5.5. Caja de Venteo o de conexiones:** La caja de conexiones, algunas veces llamado caja de venteo, realiza tres funciones: (1) proporcionar un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo, (2) proporcionar

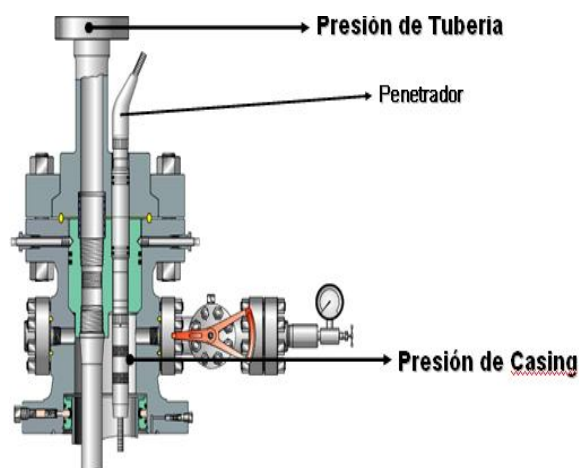


un desfogue a la atmósfera para el gas que pueda migrar por el cable de potencia desde el fondo y (3) proporcionar puntos de prueba de continuidad o de aislamiento al equipo de fondo cuando se presente fallas. Ver figura 2-17.



**Figura 2-17. Caja de Venteo.**  
**Fuente: INTEVEP, 2005**

**2.2.5.6. Cabezal de Pozo:** provee un sistema para instalación del cable que garantice un sello adecuado. Por otra parte permite conectar eléctricamente el sistema de fondo y conectar el sistema de fondo con el de superficie hidráulicamente. También debe soportar el peso del sistema suspendido en el pozo y puede incluir válvulas, instrumentos de medición, etc. Ver figura 2-18.



**Figura 2-18. Cabezal del Pozo**  
**Fuente: PDVSA, 2008**

**2.2.5.7. Accesorios:** Para la instalación del sistema electrosumergible se requieren de una serie de accesorios o misceláneos de gran utilidad para el normal funcionamiento del equipo. Entre ellos tenemos:

**1.- Válvula de Contra Presión o de retención:** Se coloca de una a tres lingadas o parejas de tubería por arriba de la bomba. Esta válvula 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 bomba en sentido contrario evitándole daños posteriores.

**2.- Válvula de Drenaje:** Al utilizar válvula de retención debe utilizarse una válvula de drenaje y colocarse una junta por encima de ésta, como factor de seguridad para cuando se requiera circular el pozo del anular a la tubería de producción. Se coloca de una a tres lingadas o parejas por arriba de la válvula de contra presión o de retención.

Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla, 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.

**3.- Centralizadores o protectores de cable:** Como su nombre lo indica, se utilizan para centrar el motor, la bomba y el cable durante la instalación. Se utilizan en pozos ligeramente desviados, para mantener el motor centrado y así permitir un enfriamiento adecuado. También evitan que el cable se dañe por roce con el revestidor o cañería a medida que este bajándose en el pozo. Al utilizar centralizadores se debe tener cuidado de que estos no giren o muevan hacia arriba o hacia debajo de la tubería de producción.

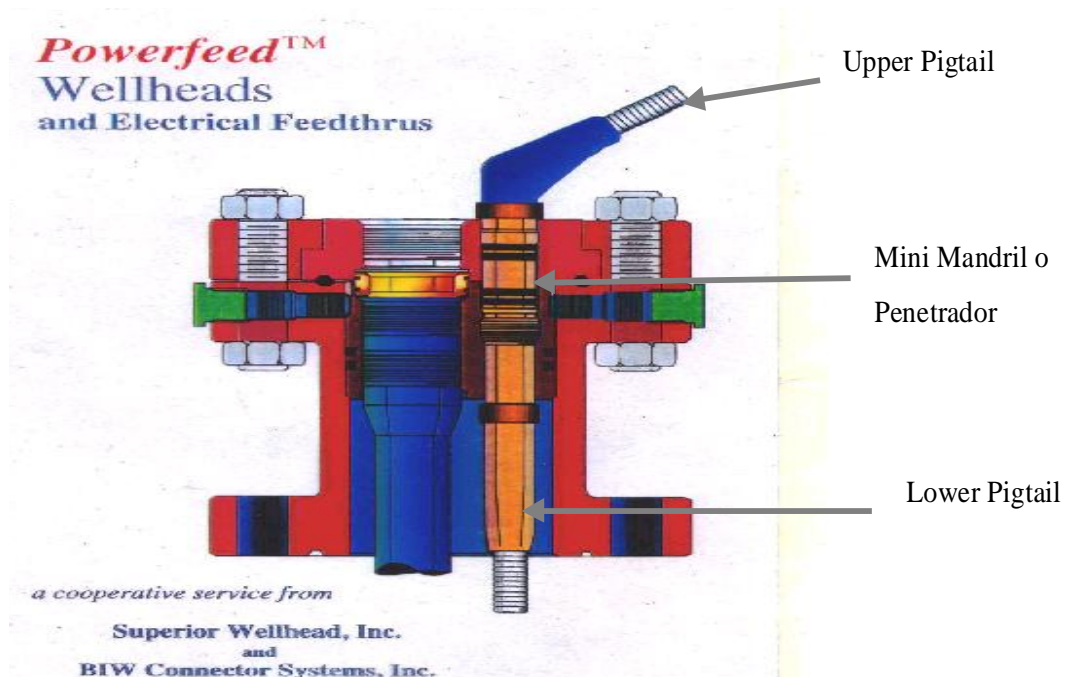
**4.- Bandas De Cable:** También se denominan flejes y se utilizan para fijar el cable de potencia a la tubería de producción durante la instalación, así como el cable de extensión o motor lead del motor al equipo. Entre las más utilizadas se encuentran:

- Las bandas se fabrican de tres materiales distintos
- Bandas de acero negro, se utilizan en pozos donde no exista corrosión.

- Bandas de acero inoxidable, se usan en pozos moderadamente corrosivos.
- Bandas de monel, se usan en ambientes corrosivos.

**5.- Cable Plano de Extensión del Motor o motor lead (MLE):** El cable plano de extensión del motor pasa desde el motor a lo largo de la sección sello, el separador de gas, y la bomba, más un mínimo de 6 pies (1,83 metros) por encima de la cabeza de descarga de la bomba. Es normalmente necesario utilizar una construcción de cable plano debido al limitado espacio anular entre el diámetro exterior del equipo y el diámetro interior de la tubería de revestimiento, sin embargo si el espacio lo permite también se puede hacer uso del cable redondo.

**6.- Sistema Upper Pigtail o Conexión superior – Minimandril o penetrador – Lower Pigtail o conexión inferior.** Es un sistema que permite la instalación del cable garantizando un sello adecuado y hermético. Esta constituido por tres elementos: el Upper Pigtail o conexión superior que se encuentra en la superficie y se conecta a través de roscas al Minimandril o penetrador para luego conectarse a la caja de venteo. Por otra parte, esta el Lower Pigtail o conexión inferior que permite acoplarse o unirse con el cable de potencia que esta en el fondo del pozo. Ver figura 2-19.



**Figura 2-19. Sistema Upper Pigtail – Mini Mandril – Lower Pigtail**  
Fuente: PDVSA, 2009

La integración de todos los componentes descritos es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema, para obtener en la superficie el gasto de líquido deseado, manteniendo la presión necesaria en la boca del pozo. [5, 6, 10]

#### **2.2.6. Diseño de un sistema de bombeo electrosumergible (BES).**

Para el diseño o la simulación del sistema de bombeo electrosumergible se emplean diferentes simuladores como son: el Subpump 8.5, Autograph, Design Pro y Wellflo, dependiendo básicamente del proveedor del sistema, siendo el Subpump 8.5 el más utilizado en la industria petrolera para el diseño y selección del sistema electrosumergible, además permite modelar diferentes condiciones del pozo y tipos de equipos que conforman el sistema. El software es utilizado durante todo el diseño del sistema electrosumergible y es una herramienta versátil para mostrar que un diseño determinado trabaja bajo las condiciones del pozo y yacimiento establecidas. [11]

**2.2.6.1. Proceso de diseño:** Inicialmente, es necesario contar con un estimado de la tasa esperada o de la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) requerida. Estas son determinadas basándose en uno o más de los siguientes parámetros:

- La menor presión de succión que puede ser alcanzada sin que deje de operar la bomba.
- La presión de burbuja ( $P_b$ )
- La capacidad del separador de gas de fondo
- La estrategia de agotamiento del yacimiento
- La presión de colapso en el revestidor
- La máxima presión de las empaaduras
- La capacidad de la línea de flujo o de las facilidades de superficie.

El diseño de la bomba involucra el cotejo de la curva de capacidad de aporte del pozo (IPR), la curva de comportamiento de la tubería de producción (OPR) y la curva de funcionamiento de la bomba a la tasa esperada. Adicionalmente se deben considerar los daños por corrosión, abrasión y los efectos por presencia de parafinas y/o emulsiones. Para una tasa de diseño dada y la capacidad de aporte del pozo, las condiciones de succión de la bomba pueden

ser rápidamente estimadas. Esto junto con la información suministrada por el análisis de presión, volumen y temperatura (PVT), para determinar la existencia o no de problemas con gas. [10]

Por lo tanto para el proceso del diseño se deben cumplir las fases siguientes:

**a.- Recolectar la data inicial:** Uno de los parámetros más críticos en el aspecto del diseño del sistema BES, es la data del yacimiento recolectada junto con las predicciones de las condiciones futuras más probables. Un incorrecto cálculo de la capacidad de aporte del pozo resultará crítico sobre todo en casos de bajo índice de productividad (PI) o en pozos con una presión cercana a la presión de burbuja. [12, 13].

*1.- Datos de la formación:* tipo de formación, capacidad de afluencia (PI), intervalo cañoneado, presión y temperatura del yacimiento, tasa de producción esperada.

*2.- Propiedades de los fluidos:* gravedad del crudo, gravedad específica del gas ( $\gamma_g$ ), presión de burbuja ( $P_b$ ), relación gas petróleo (RGP), porcentaje de agua y sedimento (% A&S), gravedad específica del agua ( $\gamma_w$ ), contenido de  $H_2S$  o  $CO_2$  (%) de moles de fluido de yacimiento y viscosidad del crudo ( $\mu_o$ ).

*3.- Detalles mecánicos:* diámetro y peso de la tubería, presión fluyente requerida de la tubería de producción, potencia disponible, tensión eléctrica (voltaje), frecuencia, profundidades de todos los revestidores y tuberías de producción.

**b.- Determinar la tasa de flujo esperada:** Para el inicio de los cálculos se requiere la tasa de producción estimada y la data de la capacidad de afluencia del pozo, para estimar las otras variables requeridas (PI).

El cálculo de la capacidad de afluencia del intervalo productor se debe realizar en base a la prueba de producción o con un estimado de las propiedades disponibles del yacimiento. En el caso de que la presión estática del yacimiento ( $P_e$ ), y la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) estén por encima de la presión de burbuja, se tiene que la tasa de producción estimada será:

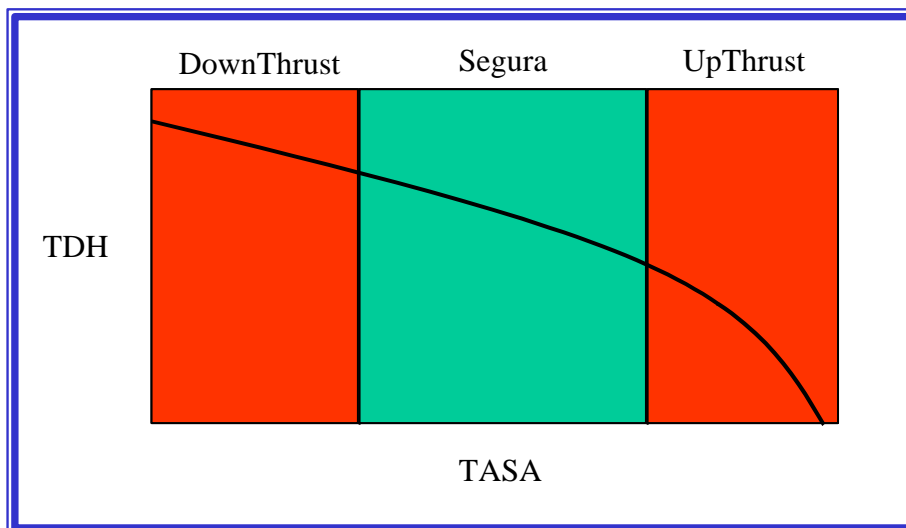
$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} K_o h (SBHP - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]} \text{ [bdp]} \quad \text{Ec.2.1}$$

Adicionalmente es requerido el cálculo del índice de productividad (PI) el cual viene dado por la ecuación 2.2 [12,14]

$$PI = \frac{q_o}{(SBHP - P_{wf})} = \frac{7.08 \times 10^{-3} K_o h}{\mu_o \beta_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]} \text{ [bpd/psi]} \quad \text{Ec.2.2}$$

Cuando se está diseñando para una aplicación en particular, las consideraciones deben ser tomadas para un rango de probabilidad de tasa/presión esperadas. Un diseño del sistema BES debe tomar en cuenta las posibles variaciones de presión de yacimiento, corte de agua, e índice de productividad.

Usualmente se selecciona el peor y el mejor caso que podrían ocurrir y se selecciona una bomba que pueda operar bajo ambas condiciones seguras sin presentar un empuje descendente (downthrust) o un empuje ascendente (upthrust). Ver figura 2-20.



**Figura 2-20. Curva de la bomba. Zonas de Downthrust y Upthrust**  
**Fuente: Elaboración propia. Basado en la curva de eficiencia de la bomba**

**c.- Asumir Profundidad de Asentamiento de la Bomba:** La profundidad de asentamiento de la bomba seleccionada durante la fase de diseño, depende del criterio y consideraciones del diseñador, así como de una serie de factores que serán desarrollados a continuación:

**1.- Sumergencia:** La bomba electrosumergible (BES), debe ser asentada a una profundidad que asegure que ésta se encuentre a unos 500 pies (152,4 metros) por debajo del nivel dinámico de líquido, el cual es calculado con la ecuación 2.3, en base a la tasa esperada. Sin embargo lo ideal sería colocar la Bomba lo más profundo posible. [12,13]

Nivel dinámico de líquido (pies o metros) = Profundidad total del pozo-altura de la mezcla

$$H_d = h_{\text{idrostático}} = D_t - h \quad \text{Ec.2.3}$$

Donde la altura de la mezcla ( $h_m$ ) viene dada por la ecuación 2.4:

$$h_m = \frac{P_{wf}}{G_m} \quad \text{Ec.2.4}$$

$$G_m = 0.433 * \gamma_m \quad \text{Ec.2.5}$$

$$\gamma_m = \gamma_o f_o + \gamma_w f_w \quad \text{Ec.2.6}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{API}} \quad \text{Ec.2.7}$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} \quad \text{Ec.2.8}$$

$$f_o = 1 - f_w \quad \text{Ec.2.9}$$

Donde  $G_m$  representa el gradiente de la mezcla en lpc/pie,  $\delta_m$  es la gravedad específica de la mezcla,  $\delta_o$  la gravedad específica del petróleo y  $\delta_w$  la gravedad específica de agua,  $f_w$  representa la fracción de agua y  $f_o$  la fracción de petróleo.

**2.- Geometría del Pozo:** La geometría del pozo puede limitar la profundidad máxima de asentamiento de la bomba. Para pozos horizontales o altamente desviados esta es asentada en la sección tangencial de la trayectoria del pozo, con la intención en una zona libre de cambio de inclinación, a la mayor

profundidad posible. De igual forma debe conocerse la trayectoria completa del pozo en particular los puntos críticos como el tope de la formación y profundidad de asentamiento de los tubulares. El software utiliza los datos de la desviación para calcular las profundidades en TVD (Profundidad vertical total) y el ángulo de inclinación.

Adicionalmente también debe conocerse los diámetros interiores y exteriores del revestidor y tubería de producción para el análisis de flujo multifásico en dichas tuberías. Es de gran importancia conocer las correlaciones empíricas que permiten predecir el comportamiento del flujo multifásico en tuberías, para así determinar la capacidad que tiene el pozo, conjuntamente con sus líneas de flujo superficiales para extraer los fluidos del yacimiento. Esta habilidad representada gráficamente en un eje de coordenadas  $P_{wf}$  vs  $Q$ , genera una curva, que se conoce comúnmente como Curva de Demanda de energía de la instalación. [13]

Esta curva de demanda es independiente de la Curva de Oferta (IPR) y para su obtención es necesario realizar un estudio de flujo multifásico en tuberías tanto verticales como horizontales que permitirá calcular las pérdidas de presión de los fluidos a lo largo del pozo y de las líneas de flujo superficiales. Las propiedades físicas de los fluidos son de gran importancia a la hora de realizar los cálculos mencionados anteriormente.

La ecuación general de gradiente de presión es conocida con el nombre de curva de gradiente de presión de un fluido al perfil de presiones que dicho fluido tiene a lo largo de la tubería que lo transporta. La curva de gradiente permite visualizar la variación de presión del fluido en todos los puntos de la tubería.

Para obtener la caída de presión entre dos puntos de una tubería es necesario realizar un balance de energía en el flujo de fluidos a través de dicho puntos, aplicando la ley de conservación de la energía.

La ecuación general de gradiente de presión en forma de diferencias y en unidades prácticas puede escribirse de la siguiente manera:

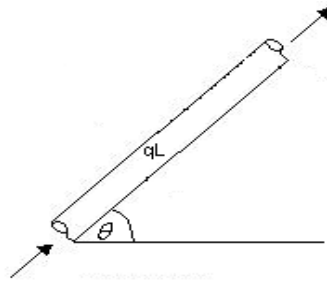


$$Gradiente\ Total(psi) = \frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \left( \frac{g \rho \text{ sen}\theta}{g_c} + \frac{Fm \rho v^2}{2g_c d} + \frac{\rho \Delta V^2}{2g_c \Delta Z} \right) \quad \text{Ec.2.10}$$

↓
↓
↓

Gradiente de Presión por      Elevación      Fricción      Aceleración

Donde  $\theta$  representa el ángulo que forma la dirección del flujo con la horizontal (Ver Figura 19), por ejemplo se considera  $0^\circ$  para un flujo en tuberías horizontales y  $90^\circ$  en verticales. Ver figura 2-21.



**Figura 2-21. Sección de Tubería**  
**Fuente: ESP OIL, 2007**

Bajo condiciones estáticas solo se utiliza la componente gravitacional o de elevación, así que para tuberías verticales se tiene:

$$P_2 = P_1 + \gamma_f \times \Delta H \quad \text{Ec.2.11}$$

Bajo condiciones dinámicas además de considerar los efectos gravitacionales se toman en cuenta los efectos debido a fricción y aceleración, tal como se observa en la ecuación 2.10, esta ecuación aplicada al flujo simultáneo de agua, gas y petróleo, requiere el uso de correlaciones de flujo multifásico en tuberías.

Los estudios realizados en el comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales tienen como objetivos predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción, debido a la importancia que ello tiene para estudiar el comportamiento para los pozos. Las correlaciones desarrolladas mediante técnicas de laboratorios y/o datos de campo poseen sus limitaciones al ser aplicadas para condiciones de flujo que salen del rango de las variables utilizadas en la deducción.

Los factores más importantes tomados en cuenta son, el cálculo de la densidad y la velocidad de la mezcla, el factor de entrapamiento de líquido HL

(Hold-up, fracción del volumen de una sección de tubería ocupada por una fase líquida), factor de fricción (diagrama de Moody utilizando un número de Reynolds multifásico), patrones de flujo (forma geométrica de distribución de las fases), entre los más importantes se encuentran: (A) Tipo burbuja, donde la fase continua es el líquido y el gas se encuentra en forma de burbujas, (B) Tipo tapón, donde las burbujas de gas aumentan en volumen y cantidad y se unen para formar grandes bolsas de gas que se separan a la columna de líquido en tapones, (C) Tipo Neblina, donde la fase continua es el gas y el líquido se encuentra esparcido en forma de gotas, (D) Tipo transición, es un patrón de flujo intermedio entre Tapón y Neblina. Las propiedades físicas de los fluidos dependen de la presión y temperatura y se debe considerar la temperatura a lo largo de la tubería.

En las correlaciones más importantes para calcular las curvas de gradiente dinámico en flujo multifásico en tuberías verticales se tiene: Hagedorn y Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, etc.

Para las simulaciones realizadas para los pozos en las Unidades de Explotación a estudiar, se utiliza la correlación de Hagedorn & Brown y Duns & Ros.

**3.- Presencia de Gas Libre:** Si la presión de succión de la bomba se encuentra por debajo de la presión de burbuja, la profundidad de asentamiento debe ser modificada (asentamiento más profundo de la bomba) o de no ser posible lo anterior se debe considerar el uso de un separador de fondo. Para la toma de decisión de asentar la BES más profundo, se debe tomar en cuenta:

- Una mínima exposición de las BES a fluidos corrosivos.
- Minimizar la longitud del cable requerido.

**d.- Estimar la Temperatura a la Succión de la Bomba:** Para la estimación de la temperatura a la succión de la bomba se utilizan las ecuaciones 2.12 y 2.13 [10,12]

$$T_{succión} = T_{Fondo} - G_{td} D_t - D_{TVD} \quad \text{Ec.2.12}$$

$$G_{td} = \frac{(T_{fondo} - T_{sup})}{D_t} \quad \text{Ec.2.13}$$

Donde Gtd representa el gradiente geotérmico dinámico en °F/pies o kelvin/metro, la Tsucción es la temperatura a la succión de la bomba y Tfondo la temperatura a la profundidad total del yacimiento, la Dt es la profundidad total del pozo y DTVD la profundidad de asentamiento de la bomba ambas expresadas en pies o metros.

**e.- Propiedades del Fluido:** Las propiedades de los hidrocarburos varían significativamente con la presión y la temperatura, lo cual hace que se requiera que el sistema BES sea diseñado tomándose en cuenta las propiedades de los fluidos. Las propiedades más importantes que se deben conocer para el diseño son gravedad API del crudo, gravedad específica del gas, corte de agua (estimada u obtenida de pruebas de pozos), gravedad específica del agua, relación gas petróleo (RGP), porcentajes de impurezas presentes en el gas (CO<sub>2</sub>,H<sub>2</sub>S,N<sub>2</sub>), presión de burbuja, factor volumétrico del petróleo ( $\beta_o$ ) y viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ). Dichos parámetros son conocidos a través de un análisis PVT realizado al fluido a producir y con un análisis al agua de formación.

De no contarse con un análisis de Presión, Volumen y Temperatura (PVT), se puede estimar un PVT sintético, utilizando las siguientes correlaciones: [15]

**1.- El factor volumétrico del petróleo ( $\beta_o$ ):** puede ser normalmente obtenido de la data PVT y es el valor más acertado, en caso de que no se cuente con un análisis PVT, este valor puede ser determinado por medio de la correlación de Standing para obtener un estimado del factor volumétrico, el cual suele ser suficiente para un trabajo inicial de diseño.

$$\beta_o = 0.976 + 12 * 10^{-5} \left( R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right)^{1.2} \quad (\text{by/bn}) \quad \text{Ec.2.14}$$

Donde T es la temperatura del yacimiento expresados en °F o kelvin,  $\gamma_g$  representa la gravedad específica del gas y  $\gamma_o$  gravedad específica del petróleo al agua a 60°F ambos términos adimensionales y Rs expresa la relación gas petróleo en pie<sup>3</sup>/bbl.

$$R_s = \gamma_g \left[ \left( \frac{P}{18.2} + 1.4 \right) * 10^{(0.0125^\circ API - 0.000917)} \right]^{1.2048} \quad \text{Ec.2.15}$$

**2.- El factor volumétrico del gas ( $\beta_g$ ):** también puede ser obtenido de la data PVT, de no contar con ella se puede utilizar la correlación de Standing para el cálculo del factor volumétrico del gas.

$$\beta_g = \frac{P_{sc} Z T}{T_{sc} P} \quad \text{Ec.2.16}$$

Donde Z es el factor de compresibilidad del gas, T representa la temperatura de interés expresado en °Rankin (°R) o Kelvin (K),  $T_{sc}$  es la temperatura a condiciones estándar en °R o K, P representa la presión de interés y  $P_{sc}$  la presión a condiciones estándar ambas en psia o kg/cm<sup>2</sup>.  $\beta_o$  y  $\beta_g$  son utilizados para transformar la tasa de condiciones de superficie a condiciones de fondo, lo cual permitirá utilizar las curvas de funcionamiento de la bomba del fabricante para seleccionar las dimensiones de la bomba.

**3.- La viscosidad ( $\mu$ ):** como ya ha sido discutido anteriormente, si la viscosidad del fluido difiere notoriamente de la viscosidad del agua, se deben llevar a cabo correcciones de la curva de cabezal de la bomba versus tasa suministrada por el fabricante.

La viscosidad del fluido puede ser determinada por correlaciones. Esto va a depender de si el petróleo está saturado de gas, subsaturado o muerto. La viscosidad de una emulsión es más difícil de determinar pero para una primera estimación puede ser tomada la viscosidad de la fase continua. Las correlaciones de las bombas están comúnmente basadas en medidas de la viscosidad expresadas en Segundos Saybolt Universales (SSU) (La viscosidad Saybolt, indica el tiempo que transcurre para fluir 60 cc. de aceite por un orificio calibrado). [12]

La conversión a SSU difiere para diferentes rangos como es mostrado en el cuadro 2-1.

**Cuadro 2-1. Factor de Conversión a SSU**

<b>RANGO APLICABLE</b>	<b>FACTOR DE CONVERSION</b>
50-100	Centistokes = SSU*0.226-205.3/SSU
100-350	Centistokes = SSU*0.220-147.7/SSU
>350	Centistokes = SSU (a 100°F) * 0.21576

**Fuente: PDVSA, 2014**

**f.- Cálculo de la Presión de Succión de la Bomba:** La presión hidrostática de la columna de fluido que la bomba requiere vencer, consiste de la cabeza en la tubería de producción (Pies o metros) menos la cabeza equivalente de los fluidos en el espacio anular (Nivel dinámico de fluido), la cual suministra la presión de succión de la bomba.

La presión de succión de la bomba (PIP) es calculada restando la presión ejercida por la columna de fluido entre la profundidad de la bomba y las perforaciones, menos la presión de fondo fluyente (ecuación 2.17).

$$PIP = P_{fbh} - (d_r - d_{TVD}) * \rho_{favg} \quad \text{Ec.2.17}$$

Asumiendo que el fluido a la succión de la bomba no tiene corte de gas (espacio anular actuando como separador) y el asentamiento de la bomba cerca de las perforaciones, la gravedad específica media puede ser calculada con la ecuación 2.18.

$$\rho_{favg} = 0.433 * \gamma_{avg} \quad \text{Ec.2.18}$$

$$\gamma_{avg} = \left( \frac{\gamma_{so} * (1 - BSW)}{\beta_o} \right) + \gamma_w * BSW \quad \text{Ec.2.19}$$

Donde  $P_{wf}$  representa la presión de fondo fluyente a la tasa esperada en psi,  $d_r$  es la profundidad del tope del yacimiento, y  $d_{TVD}$  profundidad de asentamiento de la bomba ambas expresadas en pies,  $\rho_{favg}$  es la densidad media del fluido lb/pie<sup>3</sup>,  $\gamma_{avg}$  representa la gravedad específica promedio,  $\gamma_{so}$  la gravedad del petróleo a las

condiciones de superficie y  $\gamma_w$  la gravedad específica del agua producida,  $\beta_o$  es el factor volumétrico del petróleo expresado en bp/bnp y BSW es el porcentaje de agua y sedimento (%).

**g.- Cálculo de la Tasa de Bombeo Requerida en el Fondo:** El volumen total a la succión de la bomba consiste en la suma de los volúmenes de petróleo ( $Q_o$ ), agua ( $Q_w$ ) y gas ( $Q_g$ ). Si la presión a la succión de la bomba suministrada está por encima del punto de burbuja no debe haber presencia de gas libre, pero para presiones por debajo del punto de burbuja el volumen de gas debe ser estimado.

El volumen de gas libre a la profundidad de la succión de la bomba puede ser estimado de la data PVT o calculado de pruebas de producción utilizando correlaciones como las publicadas por Standing. El volumen total a la succión de la bomba requerida es calculado con las siguientes ecuaciones: [10]

$$Q_o = q_o \beta_o \quad \text{Ec.2.20}$$

$$Q_w = q_w \quad \text{Ec.2.21}$$

$$Q_g = q_g (R_t - R_s) \beta_g \quad \text{Ec.2.22}$$

$$Q_t = Q_o + Q_w + Q_g \quad \text{Ec.2.23}$$

Donde  $Q_o$ ,  $Q_w$  y  $Q_g$  representan la tasa de producción de petróleo, agua y gas a través de la bomba en barriles por día (bpd),  $q_o$  y  $q_w$  son las tasas de petróleo y agua a las condiciones de tanque expresados en barriles netos por día (bnpd) y barriles por día (bpd) respectivamente,  $R_t$  es la relación gas-petróleo producido total ( $\text{pie}^3/\text{bbl}$ ) y  $R_s$  es el gas en solución.

**h.- Cálculo de la Fracción de Gas Libre:** El porcentaje de gas libre es definido como la relación entre el volumen de gas libre y el volumen total, dado por la ecuación 2.24:

$$\% \text{Gas Libre} = \frac{Q_g}{Q_t} \quad \text{Ec.2.24}$$

Luego se procede a comparar el porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba con alguno de los siguientes criterios: Si el porcentaje de gas libre es  $\geq 7\%$ ,

incrementar la profundidad de asentamiento de la bomba 100pies y repetir los cálculos o considerar la instalación de un separador de fondo.

Si el porcentaje de gas libre es  $< 7\%$ , se debe considerar aumentar la profundidad de asentamiento o se toma como correcta la profundidad de asentamiento seleccionada.

**i.- Cálculo de la Cabeza Dinámica Total:** Existen muchos ejemplos en la literatura de los vendedores de BES donde se habla sólo del uso de la cabeza para calcular el trabajo requerido por la bomba. Una evaluación más precisa de estos ejemplos muestra que todos son para casos con baja presencia de gas (normalmente alto corte de agua o alta presión). Para estos casos la densidad del fluido en el sistema completo puede ser considerada constante, lo cual permite tener la ecuación 2.25 para el diseño de la bomba.

$$h_{\text{descarga de la bomba}} = h_{\text{perdida tubing}} + h_{\text{hidrostatica}} + h_{\text{linea de flujo}} \quad \text{Ec.2.25}$$

En muchos casos la presencia de gas o cambios significativos en la densidad entre el agua y el crudo hace que la densidad no sea constante a través de todo el sistema. Para esta situación se debe hacer uso de la presión para calcular el trabajo requerido por la bomba (presión de descarga de la bomba menos presión de succión) y el resultado es convertido a cabeza utilizando la densidad del fluido a las condiciones medias de la bomba, de esta forma la curva de comportamiento de la bomba puede ser utilizada.

Otra forma de conocer la presión de descarga de bomba, es conocida la presión de succión de la tubería de producción requerida (esto incluye la presión requerida para vencer las pérdidas por fricción y presión en la tubería de producción fluyendo), para producir la tasa de flujo esperada se utiliza la ecuación 2.26.

$$P_{\text{descarga de la bomba}} = P_{\text{succión del tubing}} - PIP \quad (\text{psi}) \quad \text{Ec.2.26}$$

Luego la presión de descarga de la bomba es transformada a cabeza para poder utilizar los gráficos del fabricante y así calcular el trabajo requerido por la bomba, se debe hacer la conversión de presión a cabeza con la ecuación 2.27.

$$H_{\text{descarga requerida}} = \frac{P_{\text{descarga de la bomba}}}{\rho_{\text{avg}}} \text{ (pies)} \quad \text{Ec.2.27}$$

Utilizando el diámetro de la tubería, rugosidad y viscosidad del fluido, las pérdidas de la cabeza hidrostática y las pérdidas por fricción en la tubería de producción pueden ser estimadas (incluyendo los requerimientos de presión en la línea de flujo). La temperatura y la viscosidad en el fondo y en superficie son requeridas, para obtener una estimación acertada de la presión de succión en la tubería de producción.

**j.- Selección del tipo de bomba y corrección por viscosidad:**

Inicialmente, la selección de la bomba incluirá una serie de bombas, las cuales operan en un rango que permitirá cubrir la tasa de flujo en el fondo a la velocidad de operación (frecuencia) prevista.

Usualmente, se utilizaban bombas con el mayor diámetro que pueda ser instalado en el revestidor, seguidas de los protectores del cable de potencia, debido a que generalmente las bombas más grandes tienen una eficiencia mayor. La cabeza desarrollada será mayor en bombas de mayor diámetro, y por lo tanto se requerirá un menor número de etapas. Si una herramienta denominada Y-tool es instalado para permitir el acceso alrededor del motor y la bomba, el máximo diámetro de la bomba se verá reducido por la presencia del mismo. En pozos donde se han instalado rejillas, la bomba debe ser colocada por encima de ésta para así poder seleccionar un diámetro de bomba mayor.

A una determinada tasa de flujo y una velocidad rotacional nominal, cada diseño de bomba dará un incremento en la cabeza por etapa para agua fresca, la cual puede ser determinada de los gráficos del fabricante. Para obtener la cabeza desarrollada por etapa a otras velocidades rotacionales, deben ser utilizadas las leyes de afinidad.

Estas leyes demostraron que para una dinámica similar o a condiciones relativamente comunes, ciertos parámetros adimensionales permanecen constantes. Ellas han sido probadas experimentalmente y cuando se aplican para todos los puntos en una curva de comportamiento de la bomba, se obtiene que la capacidad (Q) es directamente proporcional a la velocidad, que el cabezal de la bomba (H) es proporcional al cuadrado de la velocidad, y que la potencia mecánica al freno



(BHP) es proporcional al cubo de la velocidad. Las relaciones matemáticas entre estas variables son:

$$Q_2 = Q_1 * \left( \frac{N_2}{N_1} \right) \quad \text{Ec.2.28}$$

$$H_2 = H_1 * \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2 \quad \text{Ec.2.29}$$

$$BHP_2 = BHP_1 * \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^3 \quad \text{Ec.2.30}$$

Donde  $Q_1$ ,  $H_1$ ,  $BHP_1$  y  $N_1$  representan la capacidad, cabezal de la bomba, potencia mecánica y velocidad inicial y  $Q_2$ ,  $H_2$ ,  $BHP_2$  y  $N_2$  son capacidad, cabezal de la bomba, potencia mecánica y velocidad nueva.

Utilizando estas leyes, las curvas de comportamiento de la bomba a cualquier velocidad pueden ser construidas para predecir el comportamiento de la bomba a partir de una velocidad dada. Para cualquier punto de la curva de velocidad estándar, puntos equivalentes pueden ser encontrados en una nueva curva de velocidad, la cual tiene al menos condiciones hidráulicas idénticas: patrón de flujo, balance de empuje del impulsor y eficiencia de bombeo. Estas leyes de afinidad no pueden predecir la respuesta actual de la bomba para un cambio de velocidad en el pozo actual, ellas simplemente relacionan puntos en curvas a diferentes velocidades. La velocidad de la bomba y las características del pozo deben ser consideradas antes que el comportamiento del sistema como un todo pueda ser analizado. [16]

La capacidad de la bomba dada por las especificaciones del fabricante aplica solo para agua; para fluidos viscosos o emulsiones (sobre 40 SSU) la tasa y cabeza deben ser reducidas por un factor de corrección suministrado por el equivalente para el agua a 3500 r.p.m. es obtenida como:

$$Q_{3500} = Q_s \left( \frac{3500}{S} \right) \frac{1}{C_q} \quad \text{Ec.2.31}$$

A partir de esta, la cabeza a 3500 r.p.m. para el agua ( $H_{3500}$ ) de los gráficos suministrados por el fabricante, la cabeza ( $H_s$ ) a una velocidad rotacional  $S$ , es luego obtenida como:

$$H_s = H_{3500} \left( \frac{S}{3500} \right)^2 C_h \quad \text{Ec.2.32}$$

Donde  $C_q$  es el factor de corrección de tasa y  $C_h$  el factor de corrección de cabeza.

**k.- Determinación del número de etapas:** El número de etapas necesarias requeridas puede ser calculado del cabezal de la bomba requerido dividido por el incremento del cabezal de la bomba por etapa para un diseño de bomba, dado a la velocidad de operación y tasa deseada.

$$N^\circ \text{ Etapas} = \frac{TDH}{\text{Cabeza/etapa}} \quad \text{Ec.2.33}$$

El número de etapas puede ser modificado por la longitud de las carcacas disponibles, el cual es determinado a través de los catálogos del fabricante, donde se selecciona la carcaca que permita agrupar el número de etapas requerida.

**l.- Selección del motor:** Para seleccionar el motor apropiado para la bomba, primero se debe determinar la potencia mecánica (HP) requeridos por la misma. Para esto se establecen los HP por etapa directamente de la curva de la bomba, entrando con la tasa esperada leyendo el valor de los HP por etapa en la escala derecha (Ver Figura 2-11). La potencia requerida por una etapa es directamente proporcional a la densidad del fluido bombeado y, para fluidos de densidad mayor, será mayor que el valor dado por las curvas de fabricante y viceversa.

La potencia mecánica requerida es proporcional al cubo de la velocidad rotacional, y a velocidades diferentes de 3500 ó 2915 r.p.m. (correspondientes a una frecuencia de 60 y 50 Hz respectivamente) deben realizarse ajustes. [13]

La potencia requerida por la bomba está dada por:

$$HP = N \times P_{3500} \times \left( \frac{S}{3500} \right)^3 \rho_f C_{hp} \quad \text{Ec.2.34}$$

Donde N es el número de etapas,  $P_{3500}$  es la potencia requerida por etapa a 3500 r.p.m. a la tasa requerida (obtenida de la curva del fabricante), S es la velocidad rotacional en r.p.m.,  $\rho_f$  representa a la densidad del fluido en  $\text{lb/pe}^3$  y  $C_{hp}$  es el factor de corrección por viscosidad de la potencia requerida.

La potencia total requerida por el motor es la suma de los HP de la bomba, del protector, cojinetes y del separador de gas (si es instalado). La potencia requerida por el cojinete es típicamente 2 HP. Algunas veces está incluida en la potencia requerida por la bomba en las curvas del fabricante. El consumo de potencia del protector, puede ser obtenido de la curva del fabricante; de igual forma la potencia requerida por el separador es de aproximadamente de 3-5 HP dependiendo del tamaño del separador.

De esta manera, la potencia mecánica total requerida es estimada con la ecuación 2.35:

$$HP_{\text{totales}} = HP_{\text{bomba}} + HP_{\text{protector}} + HP_{\text{separador}} \quad \text{Ec.2.35}$$

**m.- Selección del cable:** La potencia eléctrica es suministrada a la bomba electrosumergible a través de un cable, el cual pasa a través del espacio anular tubería de producción/revestidor. El cable es asegurado y soportado a la tubería de producción. Dicho cable debe ser seleccionado de acuerdo a la corriente eléctrica a manejar. La máxima tensión eléctrica (voltaje) estará sujetos y las condiciones de operación a las que estará expuesto. En el motor el cable es conectado al “Pot Head” (cabezal de conexión), el cual previene el ingreso del fluido del pozo al housing o carcasa del motor. En la superficie, el cable pasa a través del cabezal del pozo para ser conectado a la fuente de suministro de potencia. [12]

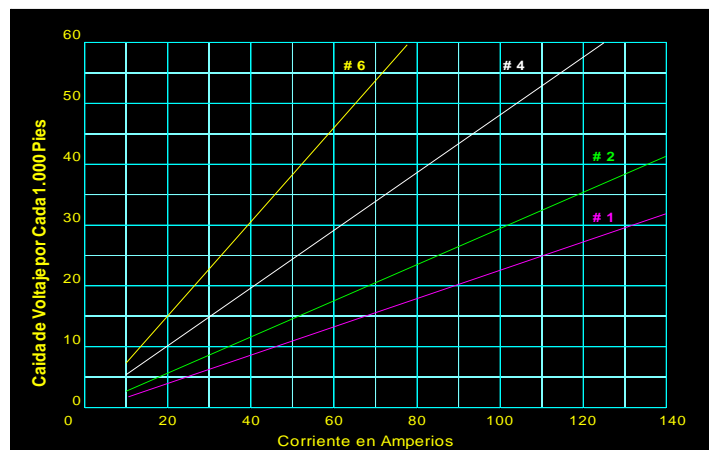
El cable puede ser fabricado en forma circular o plana y ambos están conformados por tres conductores. En pozos con una limitación en la separación entre el tubing o tubería de producción y el revestidor el uso de cable plano puede ser requerido. Sin embargo este cable es más costoso y tendrá una temperatura de conducción en superficie mayor. Ver figura 2-22. los perfiles de los tipos de cable



**Figura 2-22. Tipos de Cable (Redondo y Plano)**  
**Fuente: Shell, 2000**

Para realizar la selección del cable es importante considerar las siguientes variables:

**1.- Diámetro del cable:** este es dependiente de la caída de los valores de voltaje, amperaje y espacio entre la tubería de producción y el revestidor. Para conocer la caída de voltaje hay que referirse a la curva suministrada por el fabricante. Ver Figura. 2-23.



**Figura 2-23. Curva de caída de voltaje**  
**Fuente: Centrilift 1988**

La caída del valor del voltaje viene dada por la ley de Ohm, como el producto del flujo de corriente eléctrica en amperios y la resistencia eléctrica o impedancia del cable en Ohms. El diámetro del cable recomendado será aquel con el cual se obtendrá una caída de voltaje menor a 30 volts por 1000 pies (304,8 metros). Las curvas del fabricante también permiten determinar el voltaje requerido en superficie, el cual estará dado por: [13]

$$\text{Volt}_{\text{superficie}} = \text{Volt}_{\text{motor}} + \Delta \text{Volt}_{\text{cable}} \quad \text{Ec.2.36}$$

Luego, con la tabla de combinación de equipos suministrados por el fabricante, se determina si el diámetro seleccionado puede ser utilizado con los diámetros de tubería de producción y revestidor propuestos. El diámetro del cable más el diámetro de la tubería debe ser menor al diámetro interno (ID) del revestidor.

**2.- Tipo de cable:** el tipo de cable seleccionado está basado en las condiciones del fluido, temperatura de fondo y limitaciones de espacio en el anular. En casos donde no hay suficiente espacio para correr un cable redondo será necesario colocar cables planos (Ver Figura. 2-22).

**3.- Longitud del cable:** la longitud total del cable debe ser al menos 100 pies (30,48 metros) más larga que la profundidad de asentamiento de la bomba para poder realizar las conexiones en superficie a una distancia segura del cabezal.

**n.- Selección de la sección de sello o protector:** La selección de la sección de sello o protector debe asegurar que los cojines y protectores ajustados al motor sean los apropiados para las condiciones del pozo y de carga a la cual ellos estarán expuestos. Se puede utilizar un sello de tipo laberinto, de bolsa o la combinación de ambos en forma tándem. El tipo bolsa es el más nuevo y es aplicable para la mayoría de los sistemas. [11]

**o.- Succión de la bomba:** Para permitir la entrada del fluido a la bomba se puede utilizar bien sea un intake o un separador de gas debidamente desarrollados anteriormente. De presentarse en los pozos altos volúmenes de gas se hace necesaria la presencia de un separador que ayude a eliminar el gas libre (no en solución).

### **2.2.7. Nuevas Tecnologías:**

Con el transcurrir de los años nuevas tecnologías se han hecho presentes que han permitido la implementación del sistema de bombeo electrosumergible de manera más eficiente.

#### **a.- Tecnología para el manejo de fluidos viscosos:**

**1.- VIPER:** Este diseño emplea un inductor que mejora el esfuerzo de corte a la entrada de la bomba y mayor abertura entre alabes de los impulsores para disminuir la fricción interna Como resultado de esta tecnología novedosa, la

bomba optima la producción en pozos con fluidos de alta viscosidad reduciendo los requerimientos de potencia y maximizando el levantamiento al compararlo con los sistemas BES convencionales. Este sistema solo ha sido ensayado en las facilidades de Centrilift. [10]

**b.- Sistema para el manejo de gas:**

**1.- Poseidon<sup>TM</sup>:** Desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo (IFP) conjuntamente con TotalFinaElf y Statoil. Adquirida por Schlumberger. Es una bomba helicoaxial de flujo multifásico para el manejo eficiente de altos porcentajes de gas. Según reportes, tiene la capacidad única de mantener la presión a pesar del aumento de la fracción de gas a la entrada del mismo y puede manejar hasta 75% de gas libre sin experimentar bloqueo por gas. Este equipo es resistente a la abrasión ampliando su ventana de aplicación a pozos con problemas de arena. (Colombia). [17]

**2.- MVP Multi Vane Pump (CENTRILIFT):** Manejador de gas con etapas de nuevo diseño de alabes que impiden la acumulación de gas en las etapas y confieren mayor momento al fluido implicando mayor levantamiento por etapa. Puede ser utilizada como bomba o como manejador de gas.(California, Africa). [10]

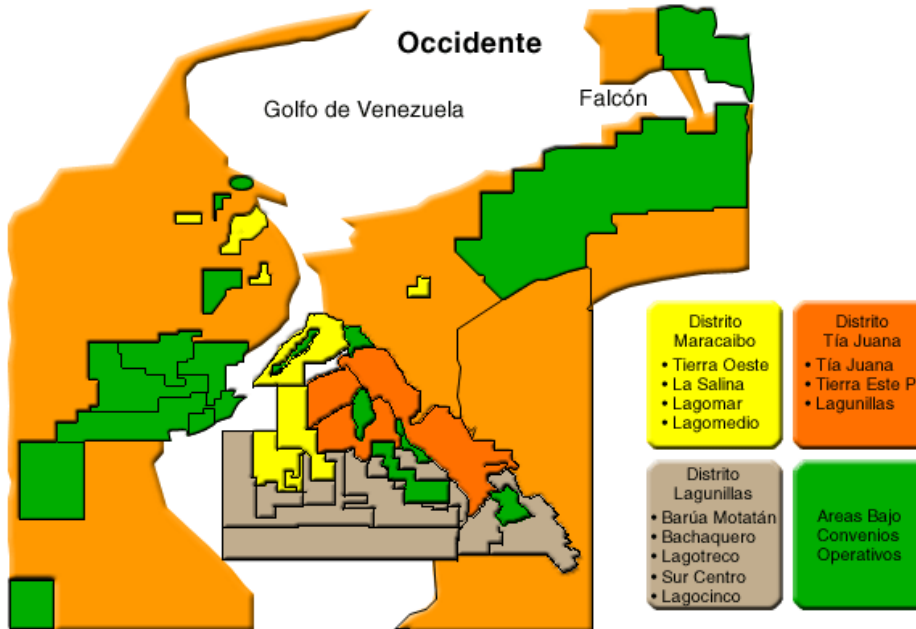
**3.- XGC (WOOD GROUP):** El sistema XGC consiste en dos separadores de gas rotativos series 400 o 500 colocados en tándem más el compresor XGC. El compresor se coloca entre los separadores y la bomba. El sistema XGC también está disponible como solo separador. El compresor XGC incrementa en gran medida la habilidad de la bomba para manejar gas, resultando en una eficiencia de separación en fondo promedio de 70%. [18]

**4.- Gas Master (CENTRILIFT):** Bomba con etapas de flujo mixto. Los alabes tienen forma de copa con un menor ángulo que minimiza el cambio en la dirección del fluido. [10]

**5.- AGH (Advanced Gas Handling System- (SCHLUMBERGER):** Bomba centrífuga multietapas diseñada para manejar altos volúmenes de gas. Funciona reduciendo el tamaño de las burbujas de gas y mezcla las corrientes de gas y liquido para entrar en la bomba como una sola fase (homogeneiza la mezcla) capaz de manejar hasta un 45 % de gas libre a la entrada de la bomba. [19-20]

## CAPITULO III

### DESCRIPCION DEL AREA DE ESTUDIO



**Figura 3-1. PDVSA Occidente**

**Fuente: Portal del Petróleo.**

**Extraído el 02 de Octubre del 2014 desde**

<http://www.monografias.com/trabajos12/laappet/laappet.shtml> [27]

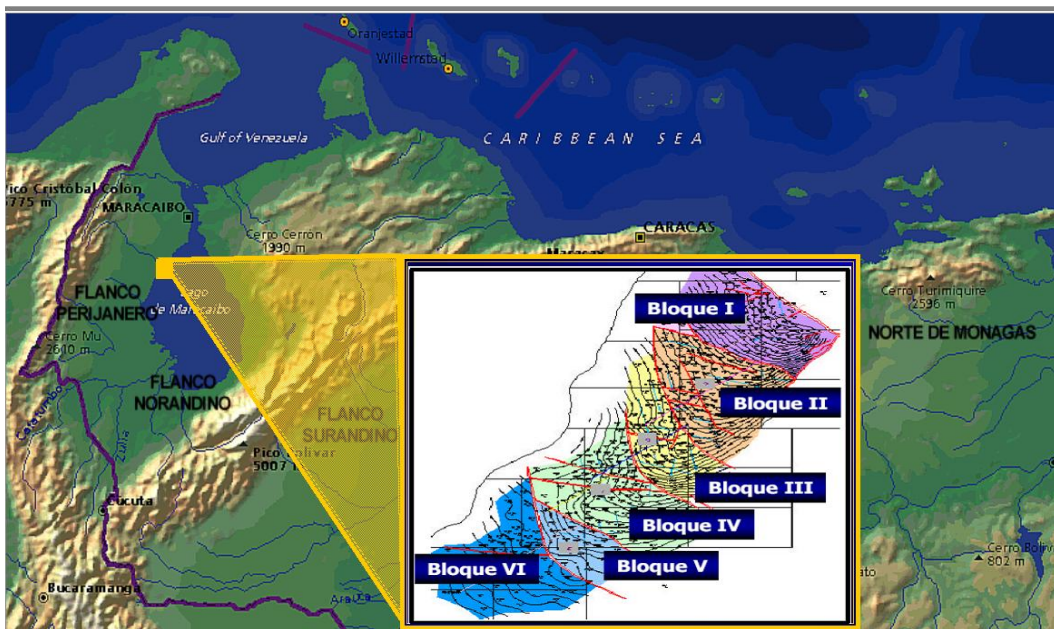
El área de PDVSA Occidente se encuentra formado o dividido por Distritos operacionales (Maracaibo, Tía Juana, Lagunilla) donde cada distrito esta a la vez conformado por Unidades de producción y ciertas áreas bajo convenios operativos en los estados Zulia, Falcón y Trujillo tal como se describe en la figura 3-1. Las dos áreas donde se han instalado bombas de bajo caudal y que serán consideradas para el desarrollo de esta tesis son las Unidades de Producción Urdaneta pesado y Bachaquero pesado.

#### **3.1. Unidad de explotación Urdaneta Pesado:**

El campo está localizado en la zona Noroeste del Lago de Maracaibo, adyacente a las áreas de Ambrosio y Urdaneta Este. Tiene como yacimiento potencial de explotación el Urdaneta-01, con grandes reservas de crudo pesado de

una gravedad de 12 °API, poco gas en solución, una reducción en la presión inicial del yacimiento de 246,1 kgf/cm<sup>2</sup> a 89,99 kgf/cm<sup>2</sup> aproximadamente, incremento del porcentaje de agua por su alta permeabilidad vertical, por lo que requiere de altos volúmenes de gas de inyección para levantar la columna de fluido y reducir así el peso y la presión de fondo fluyente para que pueda haber un mejor aporte del yacimiento. Puede ser clasificado como un petróleo de baja contracción ya que un barril de petróleo en el yacimiento al punto de burbuja contiene solamente dos (2) metros cúbicos (57 pies cúbicos) de gas en solución, y se contrae únicamente en un 6% en el tanque de almacenamiento. De ordinario, un petróleo de esta gravedad podría tener una alta viscosidad, sin embargo, una temperatura casualmente alta de 353,37 kelvin(K) del yacimiento, le da al petróleo una viscosidad en sitio por debajo de 200 centipoises (cp).

El campo es estructuralmente complejo, su modelo geológico está conformado por seis bloques de fallas mayores, identificadas como secciones separadas del yacimiento con características propias en cada una de ellas. El principal mecanismo de producción de estos bloques es la compresibilidad de la roca y la expansión de fluidos, asociados a un acuífero de poca actividad.



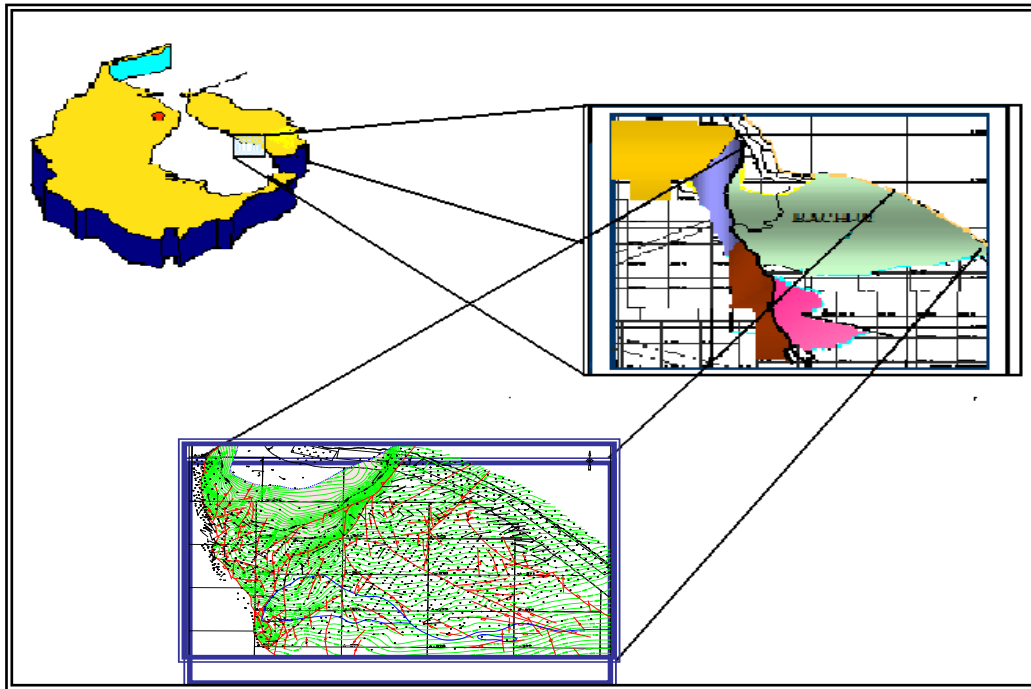
**Figura 3-2.** Unidad de Producción Urdaneta Pesado  
**Fuente:** Manual de Explotación U.P. Urdaneta Pesado PDVSA. 2013



### 3.2. Unidad de explotación Bachaquero Lago:

Esta constituido por el yacimiento Bachaquero-02, se ubica en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, en las inmediaciones del pueblo Bachaquero y abarca las porciones de tierra firme y del lago en partes aproximadamente iguales.

Tiene un área de 99,37 kilómetros cuadrados (km<sup>2</sup>), una sección productora de 235 pies (71,628 metros). Figura 3-3.



**Figura 3-3.** Unidad de Producción Bachaquero  
**Fuente: Manual de Explotación UP Bachaquero PDVSA. 2013**

La gravedad promedio de petróleo es de 15 °API con una la porosidad promedio de 29.9 %. y la permeabilidad es de 1650 mDarcy (1.62842339008 x 10<sup>-12</sup> m<sup>2</sup>).[26]. Estructuralmente, Bachaquero-02 esta conformado por un monoclinal de rumbo Sudeste – Noroeste con buzamiento suave de 0 a 5° y sistemas de fallas de rumbo Norte Sur. Estas atenúan su intensidad al oeste hacia el sistema de fallas de Pueblo Viejo.

El mecanismo de producción predominante es un empuje hidráulico, el cual desplaza al empuje por gas en solución, teniendo también presente el empuje por compactación, aunque hacia la parte lacustre de la acumulación, este empuje presenta menor potencial, a causa de la menor compresibilidad de la formación a mayores profundidades. [25].

## **CAPITULO IV:**

### **MARCO METODOLOGICO**

En este capítulo se explica con detalle los procedimientos y técnicas empleadas para la ejecución de la investigación, así como también la metodología seguida para alcanzar cada uno de los objetivos del estudio. La metodología consta del diseño de un método específico, una serie de actividades sucesivas y organizadas, las cuales deben adaptarse a las particularidades de cada investigación, además indican las pruebas a efectuar, las técnicas a utilizar para la recolección y análisis de los datos. [29]

La metodología seguida en un trabajo de investigación varía de acuerdo al autor citado además, incluye el tipo o tipos de investigación, las técnicas y procedimientos que se utilizarán para dar solución a los problemas planteados.

#### **4.1. Tipo de Investigación**

Los criterios establecidos para identificar el tipo de investigación son el nivel y diseño de la misma.

El nivel de investigación está relacionado al grado de profundidad con que se aborda un tema. Puede ser de tipo Exploratoria, descriptiva o explicativa.

El diseño de la investigación se define de acuerdo a la estrategia que el investigador adopta para solucionar el problema planteado. Puede ser de tipo documental, de campo o experimental. [21]

Aparte del nivel y diseño de la investigación el propósito de aplicación de los resultados obtenidos que se le dará al estudio, clasificándose de esta manera en investigación básica y aplicada. [22]

De lo anterior se concluye que la investigación realizada de acuerdo al nivel de investigación es de tipo descriptiva y explicativa, ya que los parámetros de completación, yacimiento y producción fueron analizados para seleccionar un diseño óptimo del método de producción de Bombeo Electrosumergible. Es de tipo aplicada ya que está destinada a satisfacer las necesidades de la empresa

generando soluciones a los problemas planteados y proponer su implementación a corto plazo utilizando conocimientos teóricos e información ya existente.

El diseño de la investigación es de campo, ya que la data existente de los pozos activos de Occidente se tomó de forma directa de la realidad donde se presentaron, a través de pruebas de pozos, históricos de producción y las carpetas de pozos. También es documental porque para la realizar esta evaluación se necesitó de la búsqueda y la recopilación de los análisis, pruebas y estudios a los correspondientes yacimientos, tal información fue basada en registros de pozos, historias de producción entre otros.

#### **4.2. Diseño de la Investigación**

La investigación se apoya en la recopilación de antecedentes a través de documentos gráficos formales e informales, cualquiera que estos sean, donde el investigador fundamenta y complementa su investigación con lo aportado por diferentes autores. [23]

En función a los objetivos planteados por el autor, la presente investigación se orienta bajo los principios bibliográficos o documentales, ya que la información obtenida para realizar el estudio se obtuvo a través de Tesis de grado (reseñado en los antecedentes), cursos de entrenamiento aportado por la empresa PDVSA y estudios realizados previamente referentes a bombas electrosumergibles de bajo caudal.

Toda esta información de tipo documental permitió conocer los componentes de las bombas electrosumergibles, su funcionamiento, características, ventajas y desventajas que permiten llegar obtener resultados técnicos de tipos factibles para la instalación de las Bombas Electrosumergible.

El diseño de la investigación, es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado. Según el investigador, basado en el tipo de información que se recolectó para realizar el estudio se determinó como un diseño mixto (bibliográfico y de campo).

### 4.3. Sujetos de la Investigación

#### 4.3.1. Población

La población es la totalidad de un fenómeno de estudio, en el cual se incluye el total de las unidades de análisis o entidades de población que integran dicho fenómeno y que debe cuantificarse para un determinado estudio integrado y un conjunto de entidades que participan de una determinada característica y se le denomina población por constituir la totalidad del fenómeno adscrito a un estudio o investigación. [31]

En este trabajo se considero como población a los pozos activos que se encuentran produciendo mediante el sistema de levantamiento por Gas Lift.

La selección de la población se determinó a través de los siguientes parámetros: Caudal entre 100 y 300 Barriles por día, Relación Gas Petróleo menor a 2500 pcnd/bn y un Porcentaje de Agua y Sedimentos menor a 60%, resultando 27 pozos candidatos de cinco Unidades de Explotación como se observa en el cuadro 4-1: Rosa Mediano, Mara Este Liviano, Ceuta- Lagotrecó-Área 8, Barua-Motatan y Tía Juana Lago. A su vez la población ha sido subdividida en tres rangos.

P1: Caudal entre 100 y 170 Barriles por día.

P2: Caudal entre 171 y 240 Barriles por día.

P3: Caudal entre 241 y 300 Barriles por día.

**Cuadro 4-1. Población**

<b>UNIDAD DE PRODUCCION</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>
ROSA MEDIANO	1	6	3
CEUTA-LAGOTRECO-AREA 8	7	5	0
MARA ESTE LIVIANO	1	2	0
BARUA MOTATAN	0	1	0
TIA JUANA	0	1	0
<b>SUB TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>15</b>	<b>3</b>
<b>TOTAL</b>	<b>27</b>		

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en la información extraída del Sistema Corporativo Centinela de PDVSA.**

#### 4.3.2. Muestra

La muestra es la parte de la población que se selecciona, de la cual realmente se obtiene la información para el desarrollo del estudio y sobre la cual se efectuará la medición y la observación de las variables objeto de estudio. [32]

La muestra fue estratificada de acuerdo a los pozos activos de cada una de las unidades de explotación como se observan en el cuadro 4-2.

**Cuadro 4-2. Muestra**

UNIDAD DE EXPLOTACION	P1	P2	P3
ROSA	0	3	1
CEUTA-LAGOTRECO-AREA 8	3	2	0
MARA ESTE	1	1	0
BARUA-MOTATAN	0	1	0
TIA JUANA	0	1	0
<b>SUB TOTAL</b>	4	8	1
<b>TOTAL</b>	13		

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en la información extraída del Sistema Corporativo Centinela de PDVSA.**

#### 4.3.2.1. Tamaño de la muestra.

Para su determinación se usaron las formulas de Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C. y Batista Lucio, P. (2003); las cuales son: [24]

$$n' = \frac{S^2}{V^2} \quad \text{Ec.4.1}$$

$$n = \frac{n'}{1 + (n'/N)} \quad \text{Ec.4.2}$$

$$S^2 = p(1 - p) \quad \text{Ec.4.3}$$

$$V^2 = se^2 \quad \text{Ec.3.4}$$

$$fh = \frac{n}{N} \quad \text{Ec.4.5}$$

Donde  $n'$  es el tamaño provisional de la muestra,  $(S^2)$  representa la varianza de la muestra,  $(V^2)$  es la varianza de la población,  $(N)$  representa el

tamaño de la población, (n) el tamaño de la muestra, (se) es el error estándar muestral (asumido como 6%) y (p) representa la proporción en que se presentan los pozos con respecto a la totalidad de ellos (asumido como 90%) y (fh) representa la fracción del estrato.

Para el caso P1 el cual cuenta con una población de 9 pozos activos y un error estándar asumido de 6% se determino que  $n = 4$ . Para estimar el tamaño de la muestra estratificada se utilizo el factor  $f_t = 4/9 = 0.4444$  y este se multiplico por la población estratificada.

Para el caso P2 con una población de 15 pozos con un error estándar asumido de 6%, se determino que  $n = 8$ . El factor utilizado fue  $f_t = 8/15 = 0.5333$

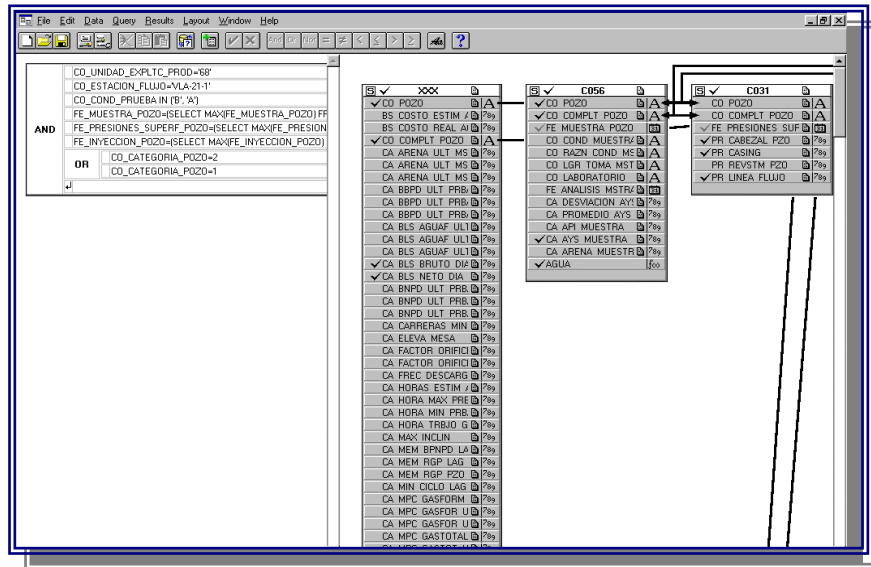
Y por ultimo para el caso P3, la población fue de 3 pozos con un error estándar asumido de 6%, resulto  $n = 1$ , se utilizo el factor  $f_t = 1/3 = 0.333$

#### **4.4. La recopilación de la información:**

El proceso de recolección de datos requiere del empleo de técnicas e instrumentos que permitan acceder a la información necesaria durante la investigación". Se refiere al procedimiento o forma particular de obtener datos o información. Son los recursos utilizados para facilitar la recolección y análisis de los hechos observados. [30]:

En este caso consistió en la búsqueda y selección de información digital/impreso correspondiente a los estudios realizados a los yacimientos anteriormente mencionados, así como también se necesito de la información de los análisis de producción existentes en los pozos completados (Buildup, estáticas, fluyentes) y todo lo referente a la historia de producción de los mismos, utilizando Centinela, las de carpeta de pozos y el uso de la herramienta document. Entre los recursos utilizados para el desarrollo del proyecto se encuentran:

**a.- Aico:** Este paquete es un manejador que funciona a través de una base de datos corporativos conocida como FINDER, se apoya en la herramienta de Oracle Data Browser, que permite la búsqueda de información a través de criterios de selección acordes con la necesidad de usuario. Ver figura 4-1



**Figura 4-1. Manejador AICO**  
**Fuente: PDVSA 2014**

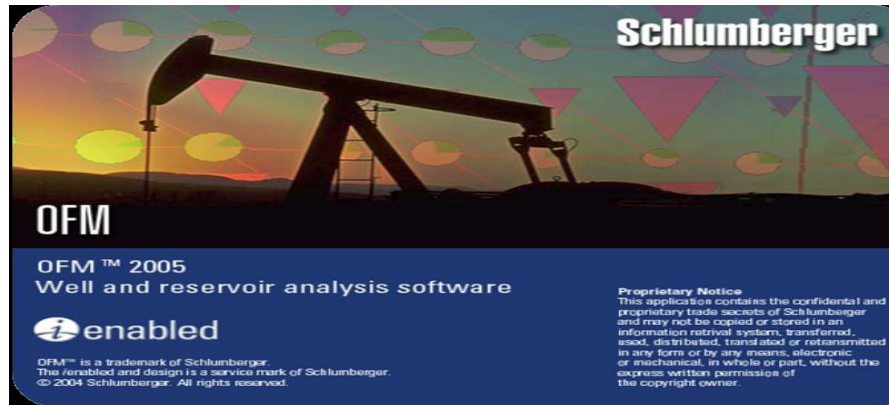
**b.- Centinela 2000:** Centinela es un sistema corporativo, conformado por 14 módulos. Es un visualizador de información petrolera, convirtiéndose en el primer producto a escala mundial que tiene como objetivo principal el incrementar y afianzar las fortalezas existentes en los procesos de petróleo y gas, con una alta capacidad de respuesta y así ser flexible y compatible operacionalmente, para satisfacer las distintas necesidades que pueden presentarse en el negocio petrolero. Ver figura 4-2



**Figura 4-2. Simulador Centinela**  
**Fuente. PDVSA 1994**

**c.- Oil Field Manager (OFM):** OFM es una poderosa aplicación que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de producción y yacimiento, es utilizado para realizar el seguimiento de los pozos y yacimientos, a través de la realización de gráficos de comportamiento del pozo, declinación, mapeo o descripción de propiedades, entre otros.

Se puede usar OFM para análisis de pozos y campos; programas y optimización de campo; administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, administración de flujo de caja, balance de materiales entre otros. Ver figura 4-3



**Figura 4-3. Herramienta Oil Field Manager (OFM)**  
**Fuente. Schlumberger 2005**

**d.- Dims 32:** Es un programa computarizado, cuya utilidad destaca el almacenamiento de la información relacionada con las operaciones de todos los procesos que intervienen en la perforación y completación de un pozo. Como por ejemplo el sumario de operaciones, reportes de lodo reportes de completación, entre otros. De allí se obtuvo los datos relacionados con las operaciones de campo. El equipo de empaque que se instaló en el pozo y las características de la bomba, todos extraídos de los reportes diarios. Ver figura 4-4



**Figura 4-4. Dims 32**  
**Fuente. PDVSA 2014**

**e.- Carpetas de Pozos:** Se encuentran en los archivos de la empresa y contienen todos los datos de la vida del pozo desde sus inicios hasta la actualidad



independientemente que se encuentre activo o inactivo, en dichas carpetas se recopilan datos de rehabilitaciones realizadas al pozo, cambios de completación, detalles de tubería, informes geológicos, análisis de núcleo y reportes diarios. Esta información es muy importante en el momento de la reconstrucción de la historia de los pozos, también los problemas que el mismo ha presentado a lo largo de su vida productiva, y cuando se requiera data para la realizar la completación. Ver figura 4-5



**Figura 4-5.** Carpeta de Pozo

**Fuente:** Elaboración Propia 2014, basado en la fotografía de una carpeta para archivos de papel.

#### **4.5. Metodología de los Simuladores**

**a.- Sub-Pump:** Es un Software utilizado para el diseño y simulación del sistema BES. Esta herramienta permite evaluar la curva de la bomba y del sistema, los parámetros críticos como la presión de succión de la bomba (PIP), el drawdown (DD) aplicado, la temperatura del motor, la tasa producida y la potencia eléctrica del motor y otros parámetros, lo cual permitió desarrollar un sistema optimo para los pozos candidatos a instalación de BES de bajo caudal.[11]

**b.- Autograph.PC:** Es un programa creado por Baker Hughes Centrilift, que trabaja bajo el ambiente Windows. Su función es simplificar el proceso de

diseño y selección de los equipos de Bombeo electrosumergible. El programa permite simular el diseño creando un modelo de funcionamiento del pozo basado en requisitos hidráulicos específicos. Esto se logra completando las variables necesarias en la pantalla de la información del pozo. [6]

**c.- Desing Pro:** Es un software de diseño y análisis del sistema de bombeo electrosumergible, desarrollado con la asistencia de la corporación REDA ESP (SCHLUMBERGER). Este software contiene una dinámica de trabajo para navegar a través de la aplicación de una manera lógica y concisa. Esta aplicación simplifica el proceso de optimización y predice con exactitud futuros comportamientos bajo diferentes condiciones. Proporciona información sobre los equipos usando información del fluido, pozo y yacimiento para calcular la curva de oferta y demanda de cada pozo.

**d.- Wellflo:** Es un software de diseño y análisis del sistema electrosumergible desarrollado por la empresa Weatherford. Contiene una base de datos de desempeño de bombas de todos los fabricantes líderes. Esta base de datos puede ser actualizada por el usuario al hacerse disponibles nuevas bombas y se usa para modelar el desempeño de la bomba in-situ tomando en cuenta la completación del pozo y las propiedades PVT del fluido que está siendo bombeado. Cuando WellFlo ejecuta un cálculo de diseño, el mismo propone varios diseños de bombas electrosumergibles para un pozo en particular si fuese requerido, calculando el número de etapas y la energía y corriente requeridas para la instalación diseñada. Se puede modelar un Variador de velocidad y el desempeño de la bomba a frecuencias seleccionadas. Se incluyen separadores de gas y sus eficiencias, permitiendo asegurar que el flujo de gas in-situ a través de la bomba permanezca dentro de los límites aceptados de ingeniería.

#### **4.6. Procedimiento Metodológico.**

El investigador, con frecuencia tiene como propósito indagar sobre la realidad a la cual está inmerso, a plantear soluciones e imaginarse sobre lo visto y no visto, a innovar, crear nuevos proyectos que sean viables, para obtener resultados y lograr comenzar a desarrollarse en el entorno incesante de la

investigación. Por lo tanto, para la realización del diseño del sistema de bombeo electrosumergible para pozos de bajo caudal, se utilizaron software comerciales en las unidades de explotación: Tía Juana Mediano, Rosa Mediano, Ceuta- Área 8- Lagotreco, Barua – Motatán y Mara Este Liviano, donde se ejecutaron una serie de fases que se detallan a continuación:

- Evaluación de los antecedentes de bombeo electrosumergible de bajo caudal instalados en Occidente mediante recolección de data histórica de pozos activos.
- Recolección y evaluación de estudios realizados referentes a bombas electrosumergible de bajo caudal y variables utilizadas en aplicaciones exitosas.
- Recolección de data de producción histórica de pozos Gas Lift (Tasa de Producción Total, Producción Neta de Petróleo, Porcentaje de Agua y Sedimento, Relación Gas Petróleo.
- Establecimiento de condiciones yacimiento-pozo en base a comparaciones con estudios realizados previamente.
- Selección de pozos candidatos a través de la evaluación de los diagramas mecánicos.
- Calculo de muestra representativa mediante formula de Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C. y Batista Lucio, P. (2003)
- Diseño del sistema BES a través de software comercial utilizando datos de yacimiento, fluidos producidos, trayectoria del pozo y completación.
- Selección de la configuración mecánica de cada uno de los pozos para la instalación de BES como método de levantamiento.

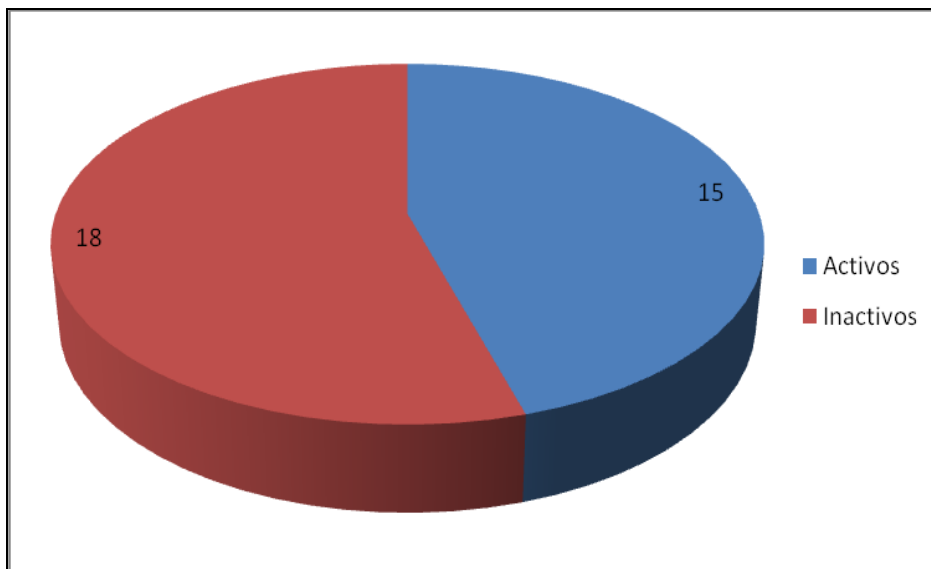
## **CAPÍTULO V**

## ANALISIS DE RESULTADOS

### 5.1. Análisis de los Antecedentes de Bombas Electrosumergible de bajo caudal instalados en PDVSA Occidente.

Las Unidades de Explotación Urdaneta Pesado y Bachaquero Lago en los últimos años han tomado la iniciativa de incorporar BES para la producción de pozos de bajo caudal, por lo que se realizó una recolección de data histórica de producción (tasa real de petróleo, tasa real de líquido, corte de agua y relación Gas petróleo).

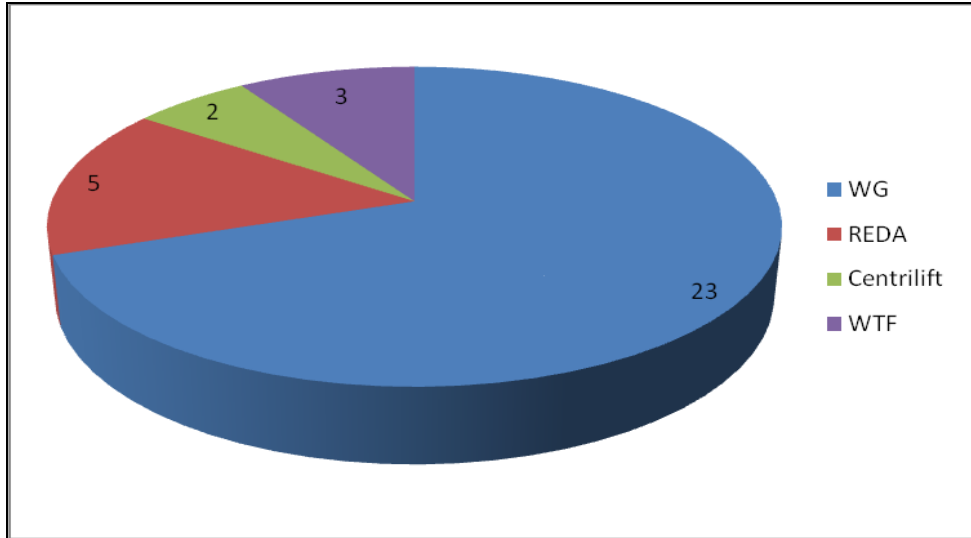
La unidad de Explotación Urdaneta Pesado se encuentra ubicada en el noroeste del Lago de Maracaibo y se caracteriza por ser un campo de crudo pesado de 12 °API con un RGP promedio de 637 pnd/bn. En esta Unidad de Producción se han instalados 33 pozos con bombeo electrosumergible de bajo caudal de los cuales 15 se encuentran activos y 18 inactivos. Ver gráfico 5-1.



**Gráfico 5-1. Pozos de bombeo electrosumergible de bajo caudal en Urdaneta Pesado.**

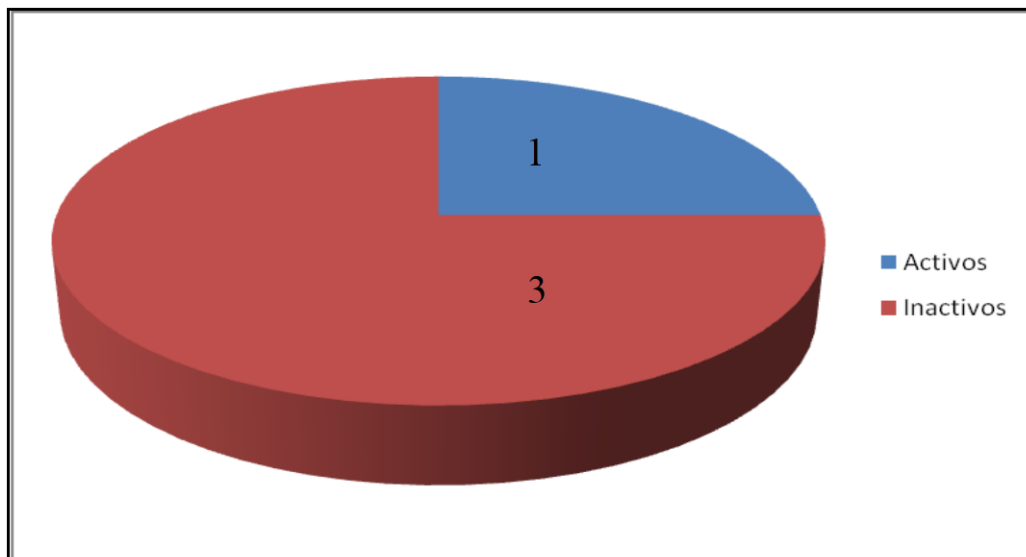
**Fuente: PDVSA, 2014**

En Urdaneta los 33 pozos de bajo caudal están distribuidos por fabricante de la siguiente manera. Ver gráfico 5-2.



**Gráfico 5-2. Distribución por compañía de servicio**  
**Fuente: PDVSA, 2014**

La Unidad de Explotación Bachaquero se caracteriza por producir crudo mediano y pesado y porcentajes de agua y sedimento variables. Posee un total de 4 pozos con bombeo electrosumergibles de bajo caudal de los cuales solo 1 se encuentra activo y 3 inactivos. Ver gráfico 5-3.



**Gráfico 5-3. Pozos de bombeo electrosumergible de bajo caudal en Bachaquero Lago**

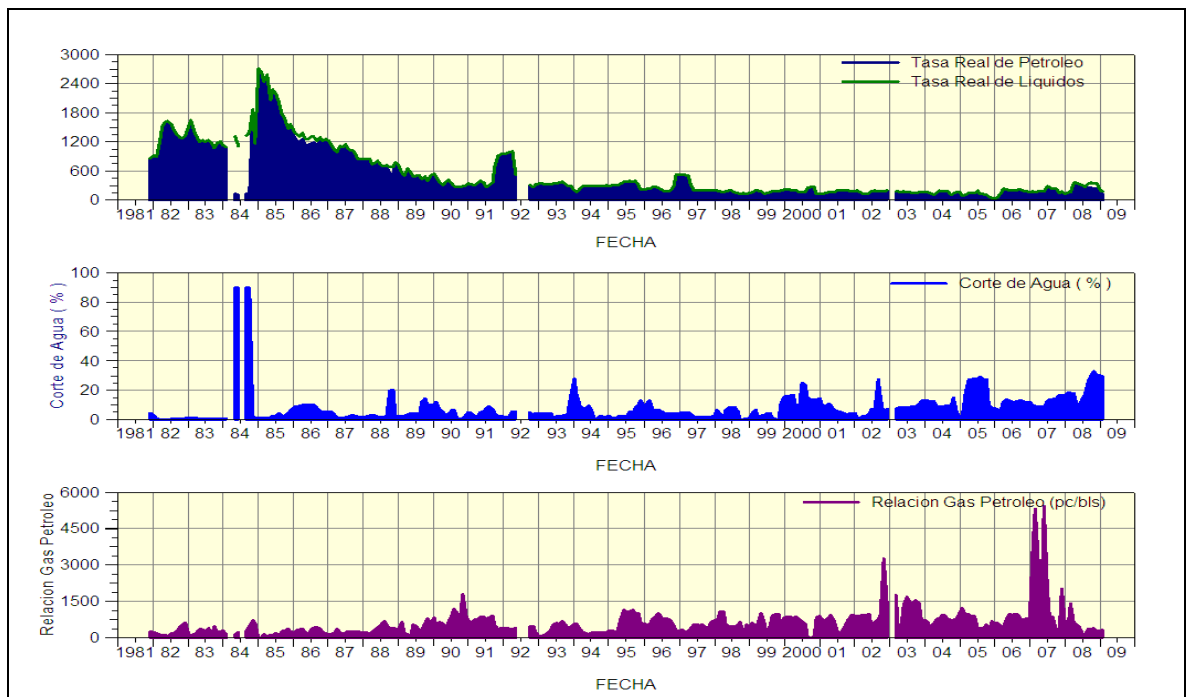
**Fuente: PDVSA, 2014**

En esta Unidad de Producción Bachaquero Lago todas las bombas electrosumergibles fueron ensambladas por la empresa WG (Wood Group).

Para analizar el efecto de la instalación de bombas electrosumergibles en pozos de bajo caudal se estudiaron los historiales de producción de los pozos tanto del campo Urdaneta como del campo Bachaquero mediante gráficos realizados con el software OFM.

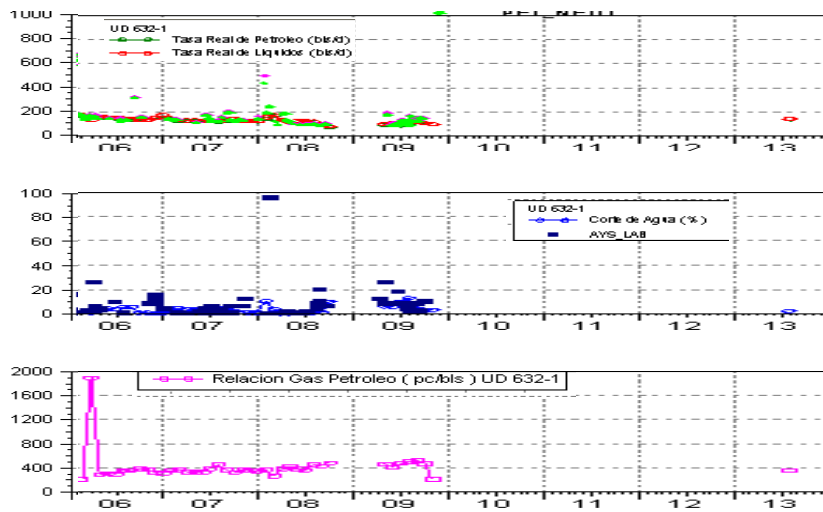
Se observo el comportamiento de producción de agua, crudo y gas en los casos donde se realizo algún cambio de método y los pozos que fueron completados inicialmente con BES.

Desde la instalación de la bomba electrosumergible en pozo BA-1745 se ha observado un incremento en la producción de crudo de aproximadamente 100 barriles por día. También es notable los 1460 días operativos que lleva acumulados. Ver gráfico 5-4



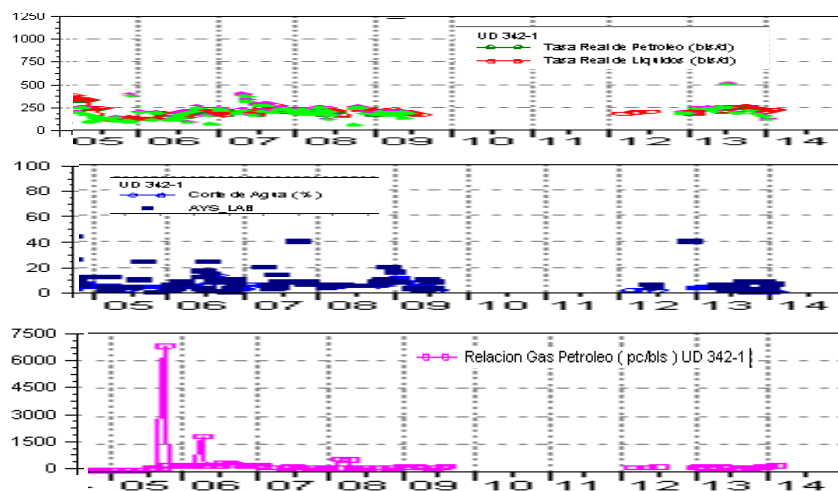
**Gráfico 5-4. Comportamiento de Producción BA-1745**  
**Fuente: OFM, 2014**

Con respecto al pozo UD-632 el gráfico 5-5 muestra el comportamiento de producción donde la tasa de petróleo se ha mantenido bastante estable a lo largo del tiempo acumulando la bomba 2825 días operativos.



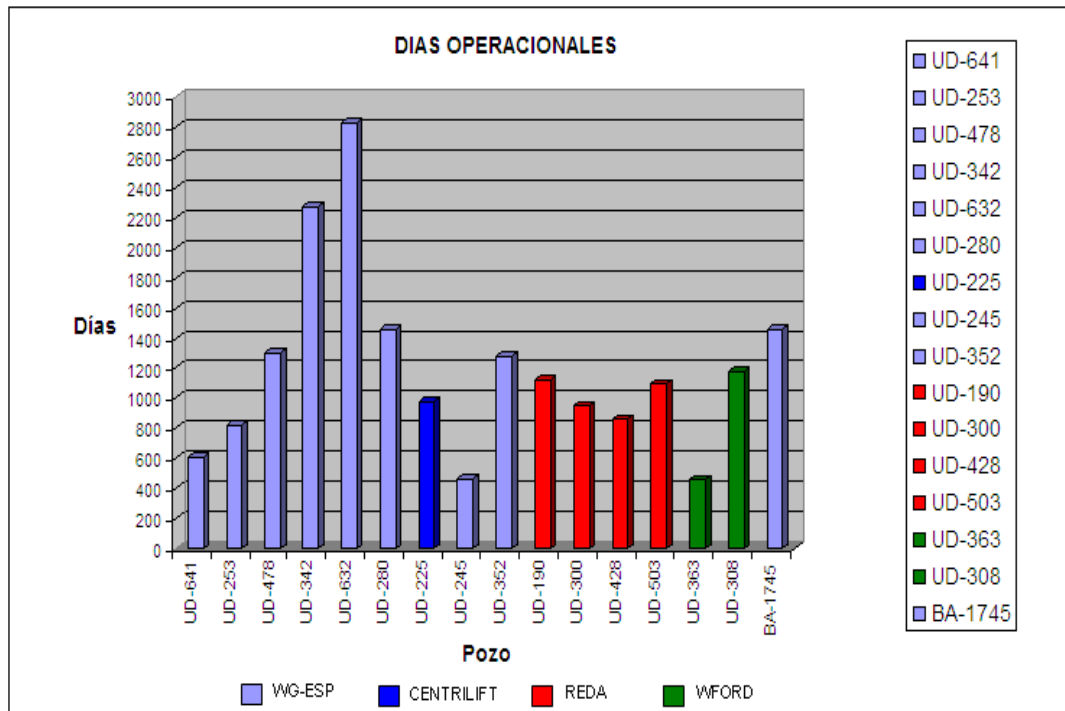
**Gráfico 5-5. Comportamiento de Producción UD-632**  
**Fuente: OFM, 2014**

El pozo UD-342 fue completado dual (BES-Gas Lift) quedando operativo bajo el sistema de bombeo electrosumergible. Como se puede observar en el gráfico 5-6, la producción se ha mantenido en 230 BBPD promedio y acumula un total de 2270 días de operación.



**Gráfico 5-6. Comportamiento de Producción UD-342**  
**Fuente: OFM, 2014**

A manera de evaluar el tiempo de vida de las bombas electrosumergibles instaladas en las Unidades de Explotación Urdaneta y Bachaquero se elaboro un gráfico que muestra los días operativos de los pozos activos. Gráfico 5-7



**Gráfico 5-7. Días Operacionales de los Pozos con BES en Urdaneta y Bachaquero,**

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en la información extraída del Sistema Corporativo Centinela de PDVSA.**

El gráfico 5-7 muestra un promedio de días operativos igual a 1195 días, lo que demuestra una de las ventajas de este método, que se traduce en un menor número de intervenciones a pozos.

Es notorio que algunos diseños de las bombas electrosumergibles instaladas en las Unidades de Explotación mencionadas anteriormente presenten una velocidad del fluido de enfriamiento al motor menor a 1 pie/seg (0,3048 metros/seg) en algunos casos. Sin embargo estas bombas tienen un funcionamiento óptimo como lo muestran los días operativos en el gráfico 5-7 debido a que los pozos con crudo pesado tienen la propiedad de transferir el calor de forma más eficiente. Estas velocidades se muestran en el cuadro 5-1.

**Cuadro 5-1. Velocidades del fluido para los pozos de las U.P Urdaneta y Bachaquero Lago.**



POZO	VELOCIDAD (Ft/s) o (m/seg)
UD-641	0,831 (0,253)
UD-253	0,853 (0,259)
UD-478	0,582 (0,177)
UD-342	0,876 (0,267)
UD-632	1,233 (0,376)
UD-280	1,976 (0,602)
UD-352	1,376 (0,419)
UD-225	0,948 (0,289)
UD-245	1,212 (0,369)
UD-190	1,05 (0,32)
UD-300	1,24 (0,378)
UD-428	1,07 (0,326)
UD-503	1,24 (0,378)
UD-363	1,725 (0,525)
UD-308	1,314 (0,40)
BA-1745	0,942 (0,288)

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en la información extraída del Sistema Corporativo Centinela de PDVSA.

El siguiente cuadro muestra las principales características del yacimiento y los equipos instalados en los pozos BES activos de bajo caudal de las unidades de explotación mencionadas anteriormente.

**Cuadro 5-2. Características de los pozos BES en Urdaneta y Bachaquero.**

POZO	BBPD	BNPD	RGP	% A&S	°API	DIAS OPERACION	MODELO BOMBA	ETAPAS	HP	VOLT	AMP	FABRICANTE
<b>URDANETA PESADO</b>												
UD-641	201	167	395	16	12,6	605	TD-460	324	160	1719	88,5	WG-ESP
UD-253	224	169	467	24	11,7	820	TD-460	353	180	2440	46	WG-ESP
UD-478	261	254	307	2	10,3	1305	TD-460	323	160	1720	60	WG-ESP
UD-342	170	155	432	8	11,4	2270	TD-460	291	160	2170	46	WG-ESP
UD-632	102	95	821	6	12,2	2825	TD-460	307	160	2170	46	WG-ESP
UD-280	165	131	641	20	11,5	1460	TD-460	299	160	2170	46	WG-ESP
UD-225	132	110	709	16	12,3	975	P-6	254	304	2290	81	CENTRILIFT
UD-245	108	47	1660	56	12,3	460	TD-460	299	200	1415	89	WG-ESP
UD-352	204	170	465	16	11,1	1280	TD-460	357	200	2710	46	WG-ESP
UD-190	216	180	439	16	10	1125	D725N	314	192	3017	39,7	REDA
UD-300	244	97	814	60	12,3	945	D725N	314	192	3017	39,7	REDA
UD-428	214	148	534	30	13	855	D725N	314	192	3017	39,7	REDA
UD-503	267	263	297	6	11,6	1095	D725N	314	192	3017	39,7	REDA
UD-363	183	73	1082	60	10,3	455	450	450	180	2292	48	WFORD
UD-308	211	159	497	24	10	1185	450	450	180	1275	89	WFORD
<b>BACHAQUERO LAGO</b>												
BA-1745	223	185	676	16	21,8	1460	TD-460	180	120	454	73	WG-ESP

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en la información extraída del Sistema Corporativo Centinela de PDVSA.

En el cuadro 5-2 se muestra que estas bombas manejan crudo pesados de la unidad de producción Urdaneta con motores que consumen hasta 304 HP y

bombas con un número de etapas que van desde 290 hasta 450 debido a las diferentes profundidades que presenta el yacimiento por su condición de buzamiento abajo. Los modelos de las bombas son en su mayoría serie 400. La marca REDA instalo bombas con configuración de etapas compresoras que pueden manejar mucho menos caudal para el cual están diseñadas. La bomba operativa en la Unidad de Producción Bachaquero tiene 180 etapas con motor 120 HP de consumo.

## **5.2. Determinar parámetros para la selección de pozos a instalar bombas electrosumergible de bajo caudal.**

Con el objetivo de seleccionar pozos candidatos a la instalación de bombas electrosumergibles se decidió filtrar el universo de pozos pertenecientes a las Unidades de Producción de PDVSA Occidente siguiendo los siguientes parámetros:

- Pozos Gas Lift
- Caudales en un rango de 100 a 300 Barriles por día.
- Relación Gas-Petróleo menor a 2500 pcnd/bn.
- Porcentaje de Agua y sedimentos menor o igual a 60.
- Pozos con revestidor mínimo de 5 ½" (12,7 cm).

Estos parámetros fueron suministrados por la Gerencia de Tecnología de Explotación y fueron obtenidos mediante la evaluación de informes técnicos y conocimientos empíricos suministrados por los ingenieros de campo pertenecientes a las distintas unidades de explotación de PDVSA Occidente.

Se seleccionaron pozos con sistema de Levantamiento por Gas con el objetivo de motivar la búsqueda de métodos alternativos de levantamiento artificial para la producción de yacimientos maduros, debido a la insuficiencia existente de plantas compresoras y de gas de inyección y de esta forma optimizar la explotación de dichos yacimientos. Debido a la problemática planteada anteriormente se ha determinado que los pozos con levantamiento por gaslift son candidatos prioritarios para la aplicabilidad de bombeo electrosumergible en pozos con bajo caudal.

Conjuntamente se define pozos de bajo caudal aquel cuya producción bruta oscila entre 100 y 300 barriles, con el objetivo de analizar el rango más crítico de operación en las bombas electrosumergibles.

Es importante tomar en cuenta la Relación Gas Petróleo presente en estos pozos debido a que las BES no admiten un porcentaje mayor a 10% de gas libre, esto disminuye su eficiencia y puede ocasionar problemas graves al sistema como el bloqueo por gas. Se determino el RGP menor a 2500 pcnd/bn, para evaluar la eficiencia del separador de gas en un rango amplio de operación y determinar el RGP máximo recomendado para la instalación de BES para bajo caudal.

Adicionalmente se estableció un porcentaje de agua y sedimento menor o igual a 60% con la finalidad de mantener la factibilidad económica.

Se seleccionaron pozos con revestidor mínimo de 5 ½” (12,7 cm) ya que este representa el diámetro mínimo permitido según los catálogos de las compañías de servicios que forman parte de este trabajo de investigación. Los parámetros mencionados anteriormente son mostrados en el cuadro 5-3.

**Cuadro 5-3. Parámetros para la selección de los pozos modelos.**

METODO DE PRODUCCION	GAS LIFT
Q <sub>o</sub> (BBPD)	100-300
RGP (PCND/BN)	2500
A&S (%)	60
REVESTIDOR MINIMO (pulg) o (cm)	(5½) ó (12,7)

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en la información extraída del Sistema Corporativo Centinela de PDVSA.**

### **5.3. Selección de pozos Modelos para la aplicación de bes de bajo caudal.**

Se utilizaron todos los parámetros descritos en el punto anterior para obtener una población total de 27 pozos donde resulta aplicable la instalación del bombeo electrosumergible de bajo caudal. Estos pozos pertenecen a las Unidades de Producción Rosa Mediano, Mara Este Liviano, Ceuta- Lagotreco- Área 8, Barua-Motatan y Tía Juana.

**Cuadro 5-4. Pozos Modelos para instalar bombeo electrosumergible de bajo caudal.**

UNIDAD DE PRODUCCION	POZO
MARA ESTE LIVIANO	DM-0016
	DM-0090
	DM-0031
TIA JUANA LAGO	LL-3738
BARUA / MOTATAN	MOT-66
ROSA MEDIANO	LR-217
	LR-218
	TJ-325
	TJ-335
	PB-240
	PB-553
	PB-556
	TJ-340
	TJ-715
	TJ-719
CEUTA-LAGOTRECO-AREA 8	VLG-3653
	VLG-3669
	VLG-3893
	VLG-3903
	VLC-0948
	VLC-1008
	VLC-1040
	VLC-1441
	VLC-1458
	VLG-0286
	VLC-0735
	VLC-1047

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en la información extraída del Sistema Corporativo Centinela de PDVSA.**

Posteriormente se utilizaron las formulas de Hernández Sampieri, R, Fernández Collado, C. y Batista Lucio, P. (2003) (4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5) mencionadas en el capítulo cuatro para obtener una muestra representativa de la población. Los cálculos utilizados se resumen a continuación:

Siendo  $se = 0.06$ ,  $p = 0.9$  y  $N = 27$

Sustituyendo en las formulas:

$$V^2 = 0.06^2 = 0.0036$$

$$S^2 = 0.9 (1-0.9) = 0.09$$

$$n' = \frac{0.09^2}{0.0036^2} = 25$$

$$n = \frac{25}{1 + (25/27)} = 12.98$$

$$fh = \frac{12.98}{27} = 0.48$$

El factor obtenido se multiplica por la población estratificada. En el siguiente cuadro se observa la muestra de los pozos seleccionados de acuerdo a la disponibilidad de data suficiente para la realización de las simulaciones.

**Cuadro 5-5. Muestra Representativa.**

UNIDAD DE PRODUCCION	POZO
MARA ESTE LIVIANO	DM-0016
	DM-0090
TIA JUANA LAGO	LL-3738
BARUA / MOTATAN	MOT-66
ROSA MEDIANO	LR-217
	LR-218
	TJ-325
	TJ-335
CEUTA-LAGOTRECO-AREA 8	VLC-1008
	VLC-1458
	VLC-1441
	VLC-1047
	VLG-3893

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en la información extraída del Sistema Corporativo Centinela de PDVSA.**

## 5.4. Diseño del Sistema BES:

**5.4.1. Premisas para las simulaciones:** Los pozos fueron modelados utilizando Subpump 8.5, Autograph y Design Pro. Las siguientes premisas fueron utilizadas para la definición del diseño del sistema BES.

- Para los casos simulados la bomba fue ubicada 100 pies (30,48 metros) por encima de las perforaciones y en casos donde el pozo posee tubo ranurado se colocó de 60 a 100 pies (18,288 a 30,48 metros) por encima del mismo.
- Se utilizaron las correlaciones de Hagedorn & Brown y Duns & Runn como correlación de tubería.
- Se colocó una chaqueta o camisa de 5" (12,5cm) y 17 lb/pie (2,35 kg/m) en los pozos con revestidor de 7" (17,78 cm), con la finalidad de asegurar la refrigeración del motor.
- Se utilizaron las configuraciones mecánicas actuales de cada pozo.
- Se considero para el diseño una frecuencia de 60 Hz.

**5.4.1.1. Data del fluido:** Se utilizó los PVT correspondientes al basamento, cretáceo y L-INF 03, al cual pertenecen los pozos DM-16, DM-90, LR-217, LR-218 respectivamente. Para el resto de los pozos que no poseen data PVT se utilizaron las correlaciones aportadas por los ingenieros custodios de cada pozo.

**a.- U.P Barua-Motatan:** El pozo MOT-66 con gravedad del crudo de 15.4 °API,  $P_b = 1350$  psi (94,911 kg/cm<sup>2</sup>) y RGP= 523 pcnd/bn.

**b.- U.P Mara Este Liviano:** Los pozos DM-16 y DM-90 con gravedad del crudo que oscila entre los valores 26,6 y 34 °API,  $P_b = 3100-3700$  psi (217,94 – 260,12 kg/cm<sup>2</sup>), y RGP= 998-1771 pcnd/bn.

**c.- U.P Tía Juana Lago:** Pozo LL-3738 con gravedad del crudo de 25 °API,  $P_b = 2725$  psi (191,58 kg/cm<sup>2</sup>), y RGP= 300 pcnd/bn.

**d.- U.P Rosa Mediano:** Pozo LR-217, LR-218, TJ-325, TJ-335 con gravedad del crudo desde 25,4 hasta 27,5 °API;  $P_b = 1000-1427$  psi (70,30-100,32, kg/cm<sup>2</sup>), y RGP=764-977 pcnd/bn.

**e.- U.P Ceuta-Lagotreco-Área 8:** Gravedad del crudo desde 17 hasta 25,4 °API; con una  $P_b = 1700-4089$  psi (119,52-287,47 kg/cm<sup>2</sup>), y RGP= 299-1446 pcnd/bn.

Estos datos corresponden a la última prueba validada en centinela. Los factores de corrección por viscosidad fueron aportados por las diferentes compañías de servicio y custodios de los pozos quienes han validado dichos factores a través de experiencias de campo.

**5.4.1.2. Data Inflow:** La presión de yacimiento fue obtenida de pruebas de restauración de presión aportadas por los ingenieros de las unidades de explotación y la presión de fondo fluyente fue obtenida a través de pruebas de flowing o fluyentes. La IPR (Inflow Performance Relationship) fue calculada a través del simulador utilizando la ecuación de Vogel.

**5.4.1.3. Presiones:** Para la Presión de cabezal de la línea de producción, (THP por sus siglas en inglés) y la Presión de cabezal en el revestidor (CHP por sus siglas en inglés), se tomaron de las últimas pruebas reportadas en Centinela.

**5.4.1.4. Eficiencia del Separador de Gas:** La eficiencia del Separador de Gas fue asumida con un valor de 50%, con el objetivo de crear un diseño lo más cercano a la realidad posible.

**5.4.1.5. Selección del equipo:** Los pozos de gas lift fueron simulados para determinar la aplicabilidad del sistema en los pozos de la muestra seleccionada. Para las simulaciones con el software Subpump se seleccionaron equipos de las compañías de servicio Weatherford y Wood Group. Así mismo se modelaron los pozos con los software Desing Pro y Autograph, para las marcas REDA (Schlumberger) y Centrilift (Baker). Dichos diseños fueron aportados por las compañías de servicio correspondientes debido a que PDVSA no cuenta con la licencia o la permisología requerida para el uso de dichos simuladores. El cuadro 5-6 muestra el resumen de las características de los pozos candidatos o modelos para instalarle bomba electrosumergible de bajo caudal.

**Cuadro 5.6. Características de los pozos a instalar Bombeo electrosumergible (Data de Completación).**

Unidad de Producción y Pozos	Intervalos Abiertos (metros)	Punto Medio (metros)	Completación	Casing MD/TVD			Tubing		Tubo	
				Nominal Bore (cm)	Weight (kg/m)	Profundidad (metros)	Nominal Bore (cm)	Weight (kg/m)	Nominal Bore (cm)	Weight (kg/m)
<b>Mara Este Liviano</b>										
DM-0016	2477,11 - 3020,57	2748,69	Hoyo Revestido	17,78	3,59	2180,54	8,89	1,286	11,43	1,604
DM-0090	2578,91 - 2862,07	2720,34	Hoyo Revestido	17,78	3,59	2618,23	7,3	0,899	12,7	2,49
DM-0031	2559,41 - 3059,88	2809,65	Hoyo Revestido	17,78	3,59	2541,42	8,89	1,286	12,7	2,49
<b>Tia Juana Lago</b>										
LL-3738	1056,74 - 1070,46	1063,45	Hoyo Revestido	12,7	2,35	1082,04	7,3	0,899	7,3	0,899
<b>Barua/Motatan</b>										
MOT-66	2485,95 - 2567,04	2525,88	Hoyo Revestido	17,78	4,839	2622,2	8,89	1,286	N/A	N/A
<b>Rosa Mediano</b>										
LR-217	749,19 - 779,37	764,13	Hoyo Revestido	12,7	2,35	862,58	7,3	0,899	7,3	0,899
LR-218	740,66 - 765,01	752,86	Hoyo Revestido	12,7	2,35	752,86	7,3	0,899	7,3	0,899
TJ-325	703,78 - 835,15	769,32	Hoyo Revestido	17,78	2,77	777,24	7,3	0,899	7,3	0,899
TJ-335	769,01 - 779,37	774,2	Hoyo Revestido	17,78	2,77	789,43	8,89	1,286	8,89	1,286
PB-240	887,58 - 970,79	929,03	Hoyo Revestido	17,78	2,77	974,14	8,89	1,286	8,89	1,286
PB-553	862,28 - 937,57	900,07	Hoyo Revestido	12,7	2,35	1005,23	7,3	0,899	7,3	0,899
PB-556	815,34 - 883,31	849,17	Hoyo Revestido	12,7	2,35	893,67	7,3	0,899	7,3	0,899
TJ-340	658,37 - 729,99	694,03	Hoyo Revestido	12,7	2,35	823,87	7,3	0,899	7,3	0,899
TJ-715	797,97 - 878,74	838,2	Hoyo Revestido	12,7	2,35	1045,46	7,3	0,899	7,3	0,899
TJ-719	836,68 - 857,71	847,04	Hoyo Revestido	12,7	2,35	961,64	7,3	0,899	7,3	0,899
<b>Ceuta-Lagoteco-Área 8</b>										
VLG-3653	3086,40 - 3933,75	3510,07	Hoyo Revestido	17,78	4,42	4063,89	8,89	1,286	N/A	N/A
VLG-3669	3840,18 - 3912,72	3887,11	Hoyo Revestido	17,78	4,839	3938,02	8,89	1,286	N/A	N/A
VLG-3893	4699,41 - 4824,98	4764,63	Hoyo Revestido	17,78	4,42	4831,99	8,89	1,286	N/A	N/A
VLG-3903	3018,13 - 3031,54	3024,84	Hoyo Revestido	17,78	4,42	4063,89	8,89	1,286	N/A	N/A
VLC-0948	2822,44 - 3363,77	3093,11	Hoyo Revestido	17,78	4,42	3462,53	8,89	1,286	N/A	N/A
VLC-1008	2845,61 - 2967,53	2906,6	Hoyo Revestido	17,78	3,18	2981,85	8,89	1,286	N/A	N/A
VLC-1040	2765,76 - 2922,42	2844,09	Hoyo Revestido	24,45	6,49	2971,8	8,89	1,286	N/A	N/A
VLC-1441	3188,21 - 3239,41	3213,81	Hoyo Revestido	12,7	2,35	3261,36	7,3	0,899	N/A	N/A
VLC-1458	3220,52 - 3270,50	3243,99	Hoyo Revestido	17,78	4,839	3358,89	8,89	1,286	N/A	N/A
VLG-0286	3105,91 - 3139,44	3122,68	Hoyo Revestido	17,78	4,42	3145,54	8,89	1,286	N/A	N/A
VLC-0735	2871,22 - 2995,57	2933,39	Hoyo Revestido	17,78	4,42	3167,18	8,89	1,286	N/A	N/A
VLC-1047	3012,64 - 3019,96	3016,3	Hoyo Revestido	17,78	4,01	3048	8,89	1,286	N/A	N/A

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en la información extraída del Programa Computarizado Dims 32 de PDVSA.**



**Cuadro 5.7.** Características de pozos candidatos a instalar BES (Data de Yacimiento y fluido).

Unidad de Producción y Pozos	Datos del Reservorio					Propiedades de los Fluidos						
	Yacimiento	Presión Estática (kg/cm2)	Temperatura	Ptresion de Burbuja (kg/cm2)	Presión de fondoFluyente (kg/cm2)	BBPD	BNPD	% A&S	RGP (pcnd/bn)	Gravedad específica del Agua	Gravedad específica del Gas	API
<b>Mara Este Liviano</b>												
DM-0016	Basamento	177,78	379,82	260,19	121,8	187	100	49,5	998	1	0,66	26,6
DM-0090	Cretaceo	125,25	374,82	218	75,88	139	117	42,1	1781	1	0,66	28,2
DM-0031	Cretaceo	44,8	385,37	218	41,56	238	187	29,9	1537	1	0,66	33,5
<b>Tia Juana Lago</b>												
LL-3738	LGINF	94,87	336,48	121,71	37,9	200	158	20	300	1	0,7	25
<b>Barua/Motatan</b>												
MOT-66	Misoa	114,8	373,15	94,94	61,88	228	67	62	523	1	0,81	15,4
<b>Rosa Mediano</b>												
LR-217	LGINF-03	30,94	330,37	101,76	26,02	181	86	52	895	1	0,7	27,5
LR-218	LGINF-03	30,66	330,37	101,76	27,85	191	106	45	764	1	0,7	25,6
TJ-325	Bach-07	49,23	324,81	72,78	37,62	249	118	52	838	1	0,7	25,4
TJ-335	Bach-24	30,73	327,59	70,32	25,81	270	129	53	977	1	0,6	26
PB-240	LGINF-02	35,16	330,37	112,17	28,83	249	118	52	695	1	0,7	22
PB-553	LGINF-02	42,19	329,82	101,97	30,24	201	95	53	474	1	0,7	25,4
PB-556	LGINF-02	42,19	329,82	72,78	31,29	314	143	54	1042	1	0,7	20,6
TJ-340	Bach-07	147,68	324,81	72,78	49,23	353	167	52	1238	1	0,5	21,7
TJ-715	LAG-22	56,26	325,93	80,87	28,83	280	133	53	1429	1	0,7	28
TJ-719	LAG-22	77,36	235,93	80,87	30,24	203	120	41	908	1	0,7	25
<b>Ceuta-Lagotrecó-Área 8</b>												
VLG-3653	BINF	119,55	399,82	232,07	101,62	133	131	4	2328	1	0,8	33
VLG-3669	BSUP	121,03	393,15	267,23	49,93	198	194	5	1077	1	0,946	31
VLG-3893	B4	168,78	402,59	119,55	69,92	145	143	2	1000	1	0,8	25,4
VLG-3903	LGINF	98,45	383,15	156,82	52,46	153	145	10	1951	1	0,8	24,6
VLC-0948	CSUP	267,23	394,26	267,23	41,14	108	98	8	1000	1	0,8	28
VLC-1008	BSUP	126,58	397,04	232,07	51,19	115	107	5,5	299	1	0,8	19,9
VLC-1040	BSUP	175,81	399,82	232,07	52,74	214	144	32	979	1	0,8	25,2
VLC-1441	BSUP	316,46	399,82	287,55	46,34	231	224	4	656	1	0,946	17
VLC-1458	BSUP	239,1	399,82	287,34	91,42	220	200	8	1446	1	0,946	16,1
VLG-0286	LGINF	147,68	383,15	260,19	52,39	214	208	5	2000	1	0,8	28,3
VLC-0735	BSUP	121,03	397,04	232,07	57,17	216	210	4	1414	1	0,8	18
VLC-1047	C440	316,46	410,93	287,55	68,9	146	130	5	700	1	0,946	19,7

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en la información extraída de la Aplicación Oil Field Manager (OFM) de PDVSA.

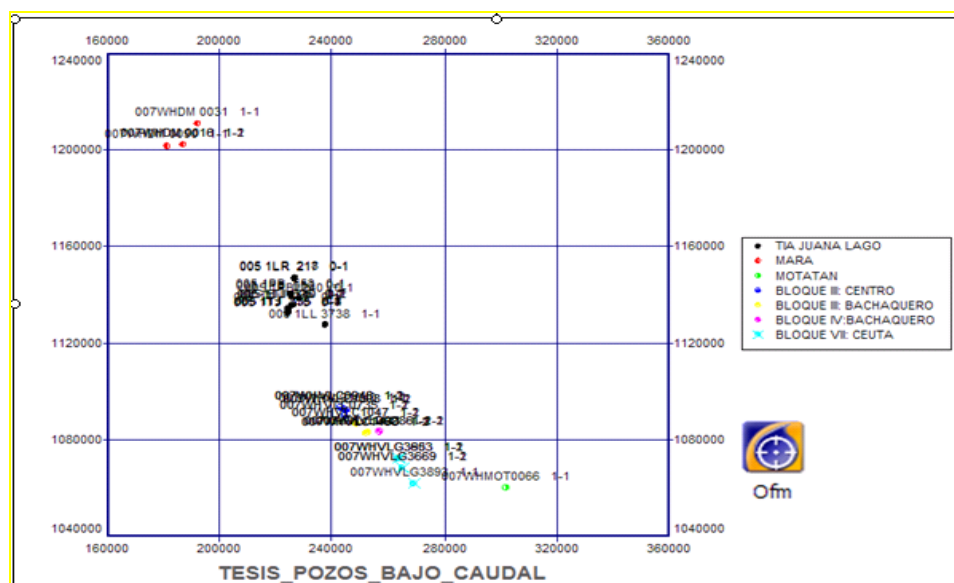
Por medio de la curva del IPR se determino el caudal máximo o AOF (Absolute Open Flow) de los pozos modelos como se muestra en el cuadro 5-8.

**Cuadro 5-8.** AOF de los pozos Modelos.

UNIDAD DE PRODUCCION	POZO	PRODUCCION ACTUAL (BBPD)	AOF (BBPD)
<b>MARA ESTE LIVIANO</b>	<b>DM-0016</b>	<b>187</b>	<b>385</b>
	<b>DM-0090</b>	<b>139</b>	<b>238</b>
<b>TIA JUANA LAGO</b>	<b>TJ-3738</b>	<b>200</b>	<b>253</b>
<b>BARUA/MOTATAN</b>	<b>MOT-66</b>	<b>228</b>	<b>345</b>
<b>ROSA MEDIANO</b>	<b>LR-217</b>	<b>181</b>	<b>696</b>
	<b>LR-218</b>	<b>191</b>	<b>1236</b>
	<b>TJ-325</b>	<b>213</b>	<b>632</b>
	<b>TJ-335</b>	<b>270</b>	<b>1032</b>
<b>CEUTA-LAGOTRECO-AREA 8</b>	<b>VLG-3893</b>	<b>145</b>	<b>183</b>
	<b>VLG-1008</b>	<b>115</b>	<b>150</b>
	<b>VLG-1458</b>	<b>220</b>	<b>286</b>
	<b>VLG-1047</b>	<b>146</b>	<b>157</b>
	<b>VLC-1441</b>	<b>231</b>	<b>253</b>

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en la información extraída de la Aplicación Oil Field Manager (OFM) de PDVSA.

Por otra parte con el apoyo del personal de la Gerencia del Dato se visualizaron con la aplicación del OFM los pozos evaluados. Con esta herramienta se puede observar todas las pruebas realizadas a los pozos desde la fecha de inicio de producción. En la figura 5-1, se muestra la pantalla principal de la aplicación OFM, donde se observa los pozos agrupados por Unidad de Explotación.



**Figura 5-1. Pantalla principal de la herramienta OFM**  
**Fuente: Gerencia del Dato 2014**

## 5.5. Evaluación de los resultados:

Para evaluar la aplicabilidad de las BES en las Unidades de Producción seleccionadas de PDVSA Occidente, se realizaron simulaciones con los equipos de cuatro distintas compañías de servicio como lo son: Wood Group, Centrilift, Weatherford y Schlumberger para cada uno de los pozos seleccionados. De las simulaciones realizadas a los pozos de las diferentes Unidades de Producción y poder evaluar la aplicabilidad del sistema de bombeo electrosumergible de bajo caudal se obtuvo la siguiente información:

### 5.5.1. U.P. Barua-Motatan:

#### 5.5.1.1. Pozo MOT-66:

Las bombas seleccionadas para las diferentes compañías de servicio pertenecen a la serie 400. Luego de haber realizado los cálculos por el simulador,

el porcentaje (%) de gas libre que entra a la bomba es igual a 2,2%, por lo tanto no representa problema alguno para instalar un equipo. El motor seleccionado aporta 80 HP, 46 Amp y 1085 voltios. El sello seleccionado para el sistema es de 2750 lb (1247,38 kg) de capacidad de carga y se recomienda un cable N° 1 por las temperaturas a las que puede estar sometido el equipo por la profundidad de completación o terminación. Ver cuadro 5-9.

**Cuadro 5-9. Resultados de la simulación del pozo MOT-66. Bomba y Separador de Gas**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-300	309	1961,42	2296,97	41,5	1900,13	94,3	2,2
WEATHERFORD (BOREST)	400	350	350	1961,41	2296,97	41,5	1900,13	94,3	2,2
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	216	1961,4	2286,0	52,68	1564,14	27,14	0,15

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-10. Resultados de la simulación del pozo MOT-66. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	46	1085	34,54	27,6	3543	(0,865) - (0,264)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	80	46	1085	37,54	30	3550	(0,879) - (0,268)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4056D	54	20,4	1666,2	67,96	36,6	3325	(0,74) - (0,226)

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-11. Resultado de la Simulación del Pozo MOT-66. Sello**

<b>SELLO O PROTECTOR</b>				
<b>Compañía</b>	<b>Serie</b>	<b>Tipo</b>	<b>Selección de Camara</b>	<b>Capacidad de Carga (Kg)</b>
<b>WOOD GROUP (ESP)</b>	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
<b>WEATHERFORD (BOREST)</b>	400 - 456	400 HL	LsBpB	1112,39
<b>SCHLUMBERGER (REDA)</b>	400	400 HL	LSBPB - LSBPB	2291,81

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-12. Resultados de la simulación del pozo MOT-66. Cable**

<b>CABLE</b>			
<b>Compañía</b>	<b>Manufactura</b>	<b>Forma del Cable</b>	<b>Tamaño del Cable</b>
<b>WOOD GROUP (ESP)</b>	REDA	PLANO	1 Cu
<b>WEATHERFORD (BOREST)</b>	REDA	PLANO	1 Cu
<b>SCHLUMBERGER (REDA)</b>	REDA	PLANO	2 Cu

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

## **5.5.2. U.P Mara Este Liviano**

### **5.5.2.1. Pozo DM-16**

Se seleccionó una bomba serie 400 de 313 a 317 etapas, el gas libre calculado fue de 7,3%. Para ambas compañías de servicio el motor seleccionado es de 80 HP y la velocidad del fluido es igual a 0.7 pie/seg (0,235 metros/seg). Se selecciono un cable plano en ambos casos y un sello de alta carga (HL por sus siglas en ingles). Para REDA se selecciono una bomba de la misma serie y modelo, con 174 etapas, con un porcentaje muy bajo de gas libre y un motor 4032 de 36 HP para ser instalado con un cable numero 2. Se seleccionaron sellos de alta carga que garantizan la vida útil del sistema asentado a menos de 7000 ft (2133,6 metros).

**Cuadro 5-13. Resultados de la simulación del pozo DM-16. Bomba y Separador de Gas.**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-300	209	1319,58	2804	70,17	1228,72	91,7	4,6
WEATHERFORD (BOREST)	400	180	267	1338,77	2804	70,17	1228,51	91,7	4,6
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	174	1325,12	2054,1	88,94	910,44	40	0,15

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-14. Resultados de la simulación del pozo DM-16. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	46	1085	34,59	26,4	3545	(0,736) - (0,224)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	80	46	1085	38,77	26,6	3553	(0,738) - (0,225)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4032D	36	25,3	902,8	55,7	20	2794,1	(0,35) - (0,107)

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-15. Resultados de la simulación del pozo DM-16. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Camara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	1085,9
SCHLUMBERGER (REDA)	400	400 HL	LSBPB - LSBPB	1305,44

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-16. Resultados de la simulación del pozo DM-16. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu
SCHLUMBERGER (REDA)	REDA	PLANO	2 Cu

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)**

#### **5.5.2.2. Pozo DM-90**

Las etapas calculadas oscilan entre 313 y 337 para las compañías Wood Group y Weatherford, la bomba pertenece a la serie 400, el gas libre que entra a la bomba es de 7,3%, que representa el porcentaje máximo que esta puede admitir sin el riesgo de un bloqueo por gas. Por ser un pozo somero y de crudo mediano requiere poca potencia, por ello el motor requiere solo 31 HP, el motor seleccionado fue de 80 HP por recomendación de las compañías de servicio. El sello propuesto tiene una capacidad de carga de 2438 hasta 2750 libras (1108,86 1247,38 kilogramos respectivamente). Se seleccionaron sellos de alta carga que garantizan la vida útil del sistema asentado a menos de 7000 pies (2133,6 metros).

Para la aplicación de este sistema con la compañía REDA se seleccionó una bomba serie 400, modelo D475N de 216 etapas con un porcentaje de gas en la bomba de tan solo 1,09% con la instalación del manejador de gas VGSA D20-60, siendo este sistema impulsado por un motor serie 456 modelo 4043 Dominator de 43,2 HP.

Para este pozo se usaron en todas las compañías bombas serie 400, para la marca REDA la bomba D475N aplicada en el diseño es de tipo compresora y puede manejar menor caudal para el cual está diseñada, por lo que el numero de etapas es de solo 216. Para las tres compañías se puede apreciar que los sellos son de alta carga y con una configuración altamente confiable. Para la selección de los motores de REDA tiene disposición de motores con menor caballaje.

**Cuadro 5-17. Resultados de la simulación del pozo DM-90. Bomba y Separador de Gas**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-150	313	1858,74	2545,4	64,26	1528,6	93,8	7,3
WEATHERFORD (BOREST)	400	180	337	1858,69	2545,4	64,26	1711,5	93,8	7,3
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	216	1858,72	2435,4	57,46	1582,98	26,68	0,77

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-18. Resultados de la simulación del pozo DM-90. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	46	1085	38,77	31	3500	(0,549) - (0,167)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	80	46	1085	34,59	27,7	3552	(0,55) - (0,168)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4043D	43	20,4	1332,7	70,69	30,5	3325,4	(0,45) - (0,137)

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-19. Resultados de la simulación del pozo DM-90. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Camara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	1105,86
SCHLUMBERGER (REDA)	400	400 HL	LSBPB - LSBPB	2254,62

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-20. Resultados de la simulación del pozo DM-90. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu
SCHLUMBERGER (REDA)	REDA	PLANO	2 Cu

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

### 5.5.3. U.P Tía Juana Lago

#### 5.5.3.1. Pozo LL-3738

La bomba seleccionada pertenece a la serie 400 con 112 etapas promedio calculadas. Este pozo por tener un RGP bajo, el gas libre dentro de la bomba no excede el 10%, siendo su valor igual a 7%. El motor seleccionado en este caso es de 60 HP. La velocidad del fluido es igual a 0.77 pies /seg (0,235 metros/seg). De igual a los casos anteriores no se requiere un cable mayor a 4 Cu. Para el caso de REDA teniendo un porcentaje de gas de entrada a la bomba de 0,27%, se selecciono una bomba de 92 etapas de la misma serie 400 modelo D475N, motor 4032 de 36 HP, sello serie 400 de tipo HL que brinda protección confiable al sistema.

**Cuadro 5-21. Resultados de la simulación del pozo LL-3738. Bomba y Separador de Gas**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-300	113	693,46	987,55	32,6	641,19	85,1	7
WEATHERFORD (BOREST)	400	350	111	693,42	987,55	32,61	641,15	85,1	7
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	92	693,57	975,4	13,197	640,94	23,06	0,27

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)



**Cuadro 5-22. Resultados de la simulación del pozo LL-3738. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	60	47	810	26,86	16,1	3551	(0,773) - (0,236)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	60	47	810	29,59	17,8	3552	(0,774) - (0,236)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4032D	36	25,3	902,8	62,61	22,5	3307	(0,89) - (0,271)

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-23. Resultados de la simulación del pozo LL-3738. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Camara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	1247,38
SCHLUMBERGER (REDA)	400	400 HL	LSBPB - LSBPB	935,87

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-24. Resultados de la simulación del pozo LL-3738. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	ESP	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	ESP	PLANO	4 Cu
SCHLUMBERGER (REDA)	REDA	PLANO	2 Cu

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

Este pozo somero se diseño con la bomba que no sobrepase las 113 etapas, lo que significa el uso de un motor de baja potencia que estará operando sin mayores dificultades debido a la baja carga a la que será sometido.

#### 5.5.4. U.P Rosa Mediano

##### 5.5.4.1. Pozo LR-217

Para los casos simulados con Subpump las bombas seleccionas de las compañías Wood Group y Weatherford son serie 400, modelos TD-150 Y 180 respectivamente con baja cantidad de etapas de debido a la poca profundidad que presenta el pozo, los motores en los dos primeros casos se selecciono motores de 80 HP, los sellos son serie 400 de alta carga. Para poder seleccionar bombas en este simulador se hizo necesario colocar 100% de eficiencia de separación de gas. Para el caso de la marca REDA se coloco un separador de gas VGSA D20-60, quedando un porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba igual a 15,21%, con una bomba de 68 etapas modelo D475N, un motor 4045 Dominator de 48 HP con un sello tipo 400 KTB de 1885 lb (855,02 kg) de capacidad de carga.

Para la compañía Centrilift se selecciono una bombas de 40 etapas para el manejo del gas y una bomba de 33 etapas, ambas de la serie 400 impulsadas por un motor serie 450 modelo FMH de 39 HP operando a un 85% de la carga.

**Cuadro 5-25. Resultados de la simulación del pozo LR-217. Bomba y Separador de Gas**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañia	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-300	125	479,145	689,76	21,78	377,16	87,7	0
WEATHERFORD (BOREST)	400	180	11	479,145	689,76	21,78	377,13	87,7	0
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	68	479,145	701,0	24,55	529,44	20	15,21
BAKER HUGHES (CENTRILIF)	400	G4SXD	40	479,15	701,4	22,08	430,38	89,2	77,5
	400	P4SSD	33						25,6

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford), Design Pro ( Schlumberger) y Autograph (Baker Hughes).**

**Cuadro 5-26. Resultados de la simulación del pozo LR-217. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	46	1085	20,66	16,5	3558	(0,710) - (0,216)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	80	46	1085	19,85	15,9	3531	(0,708) - (0,216)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4045D	48	34,8	878,7	50,17	24	3421	(0,83) - (0,253)
BAKER HUGHES (CENTRILIF)	450	FMH	132	35	720	81,54	28,8	3176	(2,599) - (0,792)

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford), Design Pro ( Schlumberger) y Autograph (Baker Hughes).

**Cuadro 5-27. Resultados de la simulación del pozo LR-217. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Camara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	1018,77
SCHLUMBERGER (REDA)	400	400 KTB	LSBPB - BPB SL	855,02
BAKER HUGHES (CENTRILIF)	400	FST3	HB HL PF S /AB LT 2PF SA	997,90

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford), Design Pro ( Schlumberger) y Autograph (Baker Hughes).

**Cuadro 5-28. Resultados de la simulación del pozo LR-217. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu
SCHLUMBERGER (REDA)	REDA	PLANO	2 Cu
BAKER HUGHES (CENTRILIF)	CENTRILIFT	PLANO	4 Cu

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford), Design Pro ( Schlumberger) y Autograph (Baker Hughes).

Para el caso de Centrilift se selecciono dos cuerpos de bomba, LA G4SXD realizara la función de separar el gas y la P4SSD que hará el levante del fluido, es importante destacar que sería conveniente la instalación adicional de un manejador de gas que garantice una buena operación de la bomba debido al alto porcentaje de gas libre. Para esta aplicación el cable 4 cumple con los requerimientos. Para la marca REDA se seleccionó cable 2.

#### 5.5.4.2. Pozo LR-218

Debido al alto RGP presente en este pozo, al realizar las simulaciones con Subpump se coloco una eficiencia del separador del gas mas alto considerando la instalación de un manejador de gas. Se seleccionaron bombas de la serie 400 modelo TD-300 de 72 etapas con motor de 80 HP, 46 Amp, 1085 voltios y modelo 180 de 100 etapas con motor de 60 HP, 47 Amp y 810 voltios. Las bombas estarán asentadas a 2212 pies (674,22 metros), los sellos serán de alta carga y el cable que se utilizara es numero 4.

**Cuadro 5- 29. Resultados de la simulación del pozo LR-218. Bomba y Separador de Gas.**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañia	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-300	72	447,83	674,22	23,46	324,92	87,7	0
WEATHERFORD (BOREST)	400	180	100	447,89	674,22	23,49	324,67	85,1	0

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados del Software Subpump.**

**Cuadro 5-30. Resultados de la simulación del pozo LR-218. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	46	1085	16,2	13	3564	(0,798) - (0,243)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	80	46	810	24,99	15	3547	(0,754) - (0,229)

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados del Software Subpump.**

**Cuadro 5-31. Resultados de la simulación del pozo LR-218. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Camara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	1247,38

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados del Software Subpump.**

**Cuadro 5-32. Resultados de la simulación del pozo LR-218. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados del Software Subpump.**

### 5.5.4.3. Pozo TJ-325

Para el diseño de este pozo se calcularon 53 etapas en una bomba serie 400. El porcentaje de gas libre calculado fue de 12,4. Se seleccionó un motor serie 456 de 80 HP. La velocidad del fluido oscila entre los valores 0,8 y 0,937 pies/seg (0.244 y 0.286 m/seg). Al tener una velocidad del fluido cerca al 1 ft/seg (0.3048 m/seg) permitirá confiar en una buena refrigeración del motor que estará operando a baja carga, además es un pozo de poca profundidad donde la bomba requiere pocas etapas.

**Cuadro 5-33. Resultados de la simulación del pozo TJ-325. Bomba y Separador de Gas**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-300	53	354,54	655,32	32,07	194,75	85,7	12,4
WEATHERFORD (BOREST)	400	350	52	354,99	655,32	32,03	211,05	85,7	12,4

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados del Software Subpump.**

**Cuadro 5-34. Resultados de la simulación del pozo TJ-325. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	46	1085	13,03	10,4	3570	(0,937) - (0,286)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	80	46	1085	14,6	11,7	3501	(0,81) - (0,247)

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados del Software Subpump.**

**Cuadro 5-35. Resultados de la simulación del pozo TJ-325. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Camara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	1018,77

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados del Software Subpump.**

**Cuadro 5-36. Resultados de la simulación del pozo TJ-325. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados del Software Subpump.**

#### 5.5.4.4. Pozo TJ-335

Para las compañías Wood Group y Weatherford se escogió una bomba de 79 a 106 etapas, el gas libre en este caso sobrepasa el límite recomendado, por lo que se hace necesario el uso de algún manejador de gas que pueda disminuir el porcentaje que entra a la bomba y así asegurar el buen funcionamiento del equipo. El motor seleccionado fue de 80 HP, 46 Amp y 1085 voltios. La velocidad del fluido en este caso cumple con la mínima establecida, siendo esta igual a 1,087 pie/seg (0,331 m/seg). Para la marca REDA de la compañía Schlumberger se selecciono una bomba de 60 etapas, para instalar con un separador de gas VGSA que permita solo un 11,6% de entrada de gas a la bomba, motor 4021 de 24 HP operando a 79,84% de carga.

De los estudios realizados este pozo tiene buenas perspectivas para el método debido a que garantiza los parámetros mínimos de velocidad del fluido según lo recomendado por los fabricantes, además es un pozo que exige poco requerimiento en el levante. Los sellos elegidos complementan la protección necesaria para un buen desempeño del equipo.

**Cuadro 5-37. Resultados de la simulación del pozo TJ-335. Bomba y Separador de Gas**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-450	79	527,91	717,19	23,23	458,49	89,4	15,4
WEATHERFORD (BOREST)	400	450	106	528,67	717,19	23,18	459,08	89,4	15,5
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	60	528,37	654,7	22,09	276,71	25,8	11,06

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-38. Resultados de la simulación del pozo TJ-335. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Anperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	46	1085	24,14	19,3	3553	(1,087) - (0,33)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	60	47	810	36,66	22	3551	(1,066) - (0,325)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4021D	24	22,3	683,3	79,84	19,1	3307	(0,90) - (0,274)

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-39. Resultados de la simulación del pozo TJ-335. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Cámara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	1247,38
SCHLUMBERGER (REDA)	400	400 HL	LSBPB - LSBPB	717,54

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)



**Cuadro 5-40. Resultados de la simulación del pozo TJ-335. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu
SCHLUMBERGER (REDA)	REDA	PLANO	2 Cu

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

#### **5.5.5. U.P. Ceuta-Área 8-Lagotreco**

##### **5.5.5.1. Pozo VLC-1008**

Para el diseño del sistema de este pozo con equipos de las compañías Wood Group y Weatherford se seleccionaron bombas serie 400, para el primer caso modelo TD-150 de 483 etapas, para el segundo caso dio como resultado bomba modelo 180 de 522 etapas, con un porcentaje de gas en la bomba de 14.4% en ambos casos, con motores serie 456 de 80 HP, 46 amperios y 1085 voltios.

Para el caso de REDA, con una profundidad de asentamiento de 9196 pies (2802,9 metros) se selecciono una bomba D475N de 348 etapas, motor serie 456 modelo 4063 de 64,8 HP de 18,1 Amp y 2237,2 Voltios y un sello de alta carga.

En este diseño se hace necesaria la instalación de manejadores de gas que garanticen un porcentaje de gas libre menor a 10%, los motores seleccionados tienen un promedio de carga de 65%. La velocidad del fluido alrededor del motor es baja pero al ser productor de crudo pesado existe mayor transferencia de calor asegurando la refrigeración del motor.

**Cuadro 5.41. Resultados de la simulación del pozo VLC-1008. Bomba y Separador de Gas.**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-150	483	2550,03	2812,08	31,15	2520,7	90,9	14,4
WEATHERFORD (BOREST)	400	180	522	2418,35	2812,08	30,49	2509,11	90,9	14,4
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	348	2447,58	2802,9	14,08	2535,09	40	0,24

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-42. Resultados de la simulación del pozo VLC-1008. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	46	1085	61,18	48,9	3516	(0,443) - (0,135)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	80	46	1085	52,83	42,3	3534	(0,45) - (0,137)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4056D	65	18,1	2237	69,28	44,8	3325	(0,43) - (0,131)

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-43. Resultados de la simulación del pozo VLC-1008. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Cámara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	1018,77
SCHLUMBERGER (REDA)	400	400 HL	LSBPB - LSBPB	3598,19

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-44. Resultados de la simulación del pozo VLC-1008. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu
SCHLUMBERGER (REDA)	REDA	PLANO	2 Cu

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

#### **5.5.5.2. Pozo VLC-1047.**

En este pozo para compañías Word Group y Weatherford se seleccionaron bombas serie 400 con 506 y 521 etapas respectivamente, con un porcentaje de gas igual a 15, el motor para este pozo es de 80 HP en ambos casos teniendo con una velocidad del fluido para refrigerar el motor que oscila entre 0.550 y 0.557 pie/seg (0.168 y 0.169 metros/seg), sellos con configuración de alta carga que garantiza la protección del equipo.

La bomba que se selecciono en este sistema para la marca REDA es de la misma serie y modelo, de 282 etapas colocada a 9735 pies (2967,2 metros) para ser impulsada por un motor 4056 Dominator de 51 HP operando a 83,17% de carga, sello de alta carga, cable numero 2 y con separador de gas.

Para la marca REDA se considero la instalación en la bomba D475N de un menor numero de etapas. En este diseño los separadores de gas permitirán menor entrada de gas a la bomba y la elección de los motores se hace en base a la disponibilidad de equipos que tenga la compañía.

**Cuadro 5-45. Resultados de la simulación del pozo VLC-1047. Bomba y Separador de Gas**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-150	506	2378,95	2983,08	58,44	2308,8	86,8	15,5
WEATHERFORD (BOREST)	338	180	521	2378,82	2983,08	57,19	2308,6	86,8	15,5
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	282	2378,82	2967,2	35,15	2462,74	26,5	0,51

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)**

**Cuadro 5-46. Resultados de la simulación del pozo VLC-1047. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	46	1085	61,61	50,2	3515	(0,556) - (0,169)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	80	46	1085	58,11	46,5	3528	(0,557) - (0,169)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4056D	51	19,4	1644,1	83,17	42,4	3448,6	(0,48) - (0,146)

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)**

**Cuadro 5-47. Resultados de la simulación del pozo VLC-1047. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Cámara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	964,34
SCHLUMBERGER (REDA)	400	400 HL	LSBPB - LSBPB	3184,67

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)**

**Cuadro 5.48. Resultados de la simulación del pozo VLC-1047. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu
SCHLUMBERGER (REDA)	REDA	PLANO	2 Cu

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

### 5.5.5.3. Pozo VLC-1458.

Para este caso se seleccionaron bombas serie 400 modelos TD-300 y 350 con 309 y 305 etapas para cada diseño, con un porcentaje de gas libre de 2.2%, los motores para este diseño son serie 456, sellos de alta carga y cable plano numero 4. En este pozo para la marca REDA se diseño con una bomba de 250 etapas modelo D475N con un porcentaje de gas libre igual a 0,90%, motor 4056 Dominator de 60 HP, cable número 2 y sello de alta carga, además se coloco un manejador de gas. El gas libre que entra a la bomba es de 2,2 % para el diseño de Wood Group y Weatherford y de 0, 9 % para el diseño de Reda donde se considero la instalación de un manejador de gas. Todas las bombas son series 400 y los motores tienen un porcentaje de Carga de 54 a 77%.

**Cuadro 5-49. Resultados de la simulación del pozo VLC-1458. Bomba y Separador de Gas**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-300	309	1992,6	2296,97	41,5	1900,13	94,3	2,2
WEATHERFORD (BOREST)	400	350	305	1993,12	2296,97	41,51	1900,1	94,3	2,2
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	250	-	3112,0	83,31	1911,1	25,64	0,9

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-50. Resultados de la simulación del pozo VLC-1458. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	60	1085	54,25	43,4	3524	(0,841) - (0,256)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	80	47	810	8354	50,1	3492	(0,830) - (0,253)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4056D	60	22,4	1707,4	77,99	46,7	3478,4	(0,7) - (0,213)

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-51. Resultados de la simulación del pozo VLC-1458. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Cámara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	1247,38
SCHLUMBERGER (REDA)	400	400 HL	LSBPB - LSBPB	1305,44

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-52. Resultados de la simulación del pozo VLC-1458. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu
SCHLUMBERGER (REDA)	REDA	PLANO	2 Cu

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

#### 5.5.5.4. Pozo VLC-1441

Se seleccionaron bombas serie 400 modelo TD-300 para el primer caso y modelo 450 para el segundo caso, para las bombas de Centrilift se colocaron dos bombas en tándem la G4SXD de 86 etapas para manejo de gas y la Centurión P4SSD de 300 etapas para el levante del petróleo a superficie. En los modelos TD-300 y 450 se colocaron motores de 80 HP y para la bomba de Centrilift un motor 132 HP. Para la compañía REDA se eligió una bomba D475N de 348 etapas, motor 4072 Dominator de 84 HP, 28,5 Amp y 2106 Voltios operando a 77,37% de la carga, sello 400HL, con un manejador de gas que solo permite 1,12% de gas en la bomba.

Se observa que la cantidad de etapas requeridas en estos diseños es alta debido a la profundidad, en caso de Centrilift se utilizaron dos cuerpos de bomba uno que funciona como separador y el otro como levante. Los motores son serie 456, según la simulación la temperatura de operación del motor es muy alta.

**Cuadro 5-53. Resultados de la simulación del pozo VLC-1441. Bomba y Separador de gas**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-300	503	2549,96	3142,49	57,14	2293,62	80,09	21,6
WEATHERFORD (BOREST)	400	450	392	2563,35	3142,44	57,02	2293,63	80,09	21,6
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	348	—	3101,3	38,5	2535,02	22,02	1,12
BAKER HUGHES (CENTRILIF)	400	G4SXD	86	—	3139,4	34,38	2934,00	431,38	76,9
	400	P4SSD	300						24,9

**Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford), Design Pro (Schlumberger) y Autograph (Baker Hughes).**

**Cuadro 5-54. Resultados de la simulación del pozo VLC-1441. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR-4	80	46	1085	75,2	60,2	3494	(0,887) - (0,267)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	80	46	1085	75,72	61,4	3529	(0,884) - (0,269)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4072D	84	25,3	2106,2	77,37	64,9	3535,4	(0,87) - (0,265)
BAKER HUGHES (CENTRILIF)	450	FMH	132	39	2220	80,33	77,02	3134	(3,287) - (1,002)

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford), Design Pro ( Schlumberger) y Autograph (Baker Hughes).

**Cuadro 5-55. Resultados de la simulación del pozo VLC-1441. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Cámara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	1007,88
SCHLUMBERGER (REDA)	400	400 HL	LSBPB - LSBPB	4167,61
BAKER HUGHES (CENTRILIF)	400	FST3	HB HL PF S /AB LT 2PF SA	997,90

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford), Design Pro ( Schlumberger) y Autograph (Baker Hughes).

**Cuadro 5-56. Resultados de la simulación del pozo VLC-1441. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu
SCHLUMBERGER (REDA)	REDA	PLANO	2 Cu
BAKER HUGHES (CENTRILIF)	CENTRILIFT	PLANO	4 Cu

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford), Design Pro ( Schlumberger) y Autograph (Baker Hughes).



### 5.5.5.5. Pozo VLG-3893

Las bombas seleccionadas son series 400 y 338, presentando un alto porcentaje de gas libre de 44% en la bomba por lo que se hace necesario la instalación de un dispositivo manejador de gas. Debido a la profundidad es necesario instalar motores de 120 HP, 47 Amp, 1620 Volt y 160 HP, 46 Amp, 2170 Volt teniendo una velocidad del fluido de 0.557 pies/seg (0.169 metros/seg).

Para el caso de REDA se seleccionó una bomba de 348 etapas manejando un porcentaje de gas de 6,04% y un manejador modelo VGSA D20-60. Motor de 60 HP, 22,4 Amp y 1707,4 Voltios operando a 77,10% de la carga. Sello 400HL de alta carga. Es necesario un alto número de etapas que deberán ser colocadas en más de un cuerpo de bomba y por lo tanto se necesitara motores de mas caballaje para elevar el fluido a superficie, también es necesario colocar sellos de alta carga debido al peso de la columna de fluido.

**Cuadro 5-57. Resultados de la simulación del pozo VLG-3893. Bomba y Separador de Gas**

BOMBA								SEPARADOR	
Compañía	Serie	Modelo	No. Etapas	Nivel de Fluido (metros)	Profundidad (metros)	PIP (kgf/cm <sup>2</sup> )	TDH (metros)	Eficiencia Sep Natural	% de Gas Libre
WOOD GROUP (ESP)	400	TD-300	678	3912,7	3962,4	15,86	3758,81	88,2	21,6
WEATHERFORD (BOREST)	338	380	932	3911,79	3962,4	15,94	3744,67	86,7	21,6
SCHLUMBERGER (REDA)	400	D475N	348	—	3630,5	18,24	3264,1	26,81	1,12

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-58. Resultados de la simulación del pozo VLG-3893. Motor**

MOTOR									
Compañía	Serie	Modelo	HP	Amperios	Voltaje	Carga Operación (%)	Carga Operación (HP)	Speed o velocidad (RPM)	Velocidad del fluido (pies/seg) - (m/seg)
WOOD GROUP (ESP)	456	TR2-2	120	47	1620	61,36	73,6	3514	(0,577) - (0,176)
WEATHERFORD (BOREST)	456	456 S	160	46	2170	61,76	98,8	3522	(0,577) - (0,176)
SCHLUMBERGER (REDA)	456	4056D	60	22,4	1707,4	77,1	46,2	3649,5	(0,49) - (0,149)

**Fuente:** Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-59. Resultados de la simulación del pozo VLG-3893. Sello**

SELLO O PROTECTOR				
Compañía	Serie	Tipo	Selección de Cámara	Capacidad de Carga (Kg)
WOOD GROUP (ESP)	300	TR3-HL	TR3-STD	1247,38
WEATHERFORD (BOREST)	400 - 456	400 HL	LsBpB	996,99
SCHLUMBERGER (REDA)	400	400 HL	LSBPB - LSBPB	9653,94

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**Cuadro 5-60. Resultados de la simulación del pozo VLG-3893. Cable**

CABLE			
Compañía	Manufactura	Forma del Cable	Tamaño del Cable
WOOD GROUP (ESP)	REDA	PLANO	4 Cu
WEATHERFORD (BOREST)	REDA	PLANO	4 Cu
SCHLUMBERGER (REDA)	REDA	PLANO	2 Cu

Fuente: Elaboración propia 2014, basado en los resultados de los Software Subpump (Wood Group–Weatherford) y Design Pro ( Schlumberger)

**5.6.- Análisis Económico:** El análisis económico se realizó mediante la elaboración de un programa en Excel donde se consideraron como valores o variables modificables la producción del pozo y el costo del barril en el mercado petrolero. Por otra parte entre los valores no modificables se consideraron el costo del sistema incluyendo los misceláneos e instalación del equipo y los caudales nominales, permitiendo conocer el tiempo de retorno de la inversión realizada en días. Con respecto al costo de un sistema nuevo para pozos de bajo caudal, solo fue posible obtener precios estimados suministrados por la empresa Baker Hughes división Centrilift, los cuales fueron los siguientes:

a.- Para pozos con una producción entre 100 y 170 barriles puede ser manejada por un sistema P-4 de 320 Etapas SSD, cuyo precio en el mercado es de \$ 364.896,14 aproximadamente.

b.- Para pozos con una producción entre 171 y 240 barriles puede ser manejada por un sistema P-6 de 292 Etapas SSD, cuyo valor en el mercado es de \$ 380.296,29.

c.- Para pozos con una producción entre 241 y 300 barriles puede ser manejada por un sistema P-8 de 360 Etapas SSD, siendo su valor en el mercado de \$ 405.110,29.

Con la información obtenida y utilizando este simple y sencillo programa en Excel se podrá conocer el tiempo que debería funcionar de manera continua el equipo para recuperar la inversión realizada.

Para su funcionamiento se coloca el mouse sobre la gráfica y dando doble clic se puede cambiar los valores del caudal producido o el precio del petróleo para obtener el número de días que se necesitan para recuperar la inversión. Es importante mencionar que los fabricantes de estos equipos otorgan un año de garantía para la reposición del mismo en caso de presentarse alguna falla mientras dure su funcionamiento, siempre que la falla sea imputable al equipo luego de un análisis interno de los componentes a través de un Tear Down (análisis, revisión y evaluación interna de los componentes de subsuelo que conforman el sistema).

### 5.6.1- Tiempo de Retorno:

**Cuadro 5-61. Tiempo de Retorno de la Inversión**

PRODUCCIÓN DÍA POZO (Bl/s)	100
COSTO BARRIL (USD \$)	50

	Sistema 1 (P-4 300 Etapas SSD)	Sistema 2 (P-6 292 Etapas SSD)	Sistema 3 (P-8 360 Etapas SSD)
CAUDAL NOMINAL . (Bl/s/día)	100-170	171-240	241-300
COSTOS / BARRIL (USD \$)	364896,14	380296	405110
TIEMPO RETORNO. INVERSIÓN (DÍAS).	73	0	0

	VALORES MODIFICABLES
	VALORES ESPERADOS

**Fuente: Elaboración Propia 2014, basado en un programa simple elaborado con la ayuda de la herramienta de Excel.**

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez desarrollados y analizados cada uno de los diferentes objetivos nombrados en la investigación, se presentan las conclusiones de los mismos.

Objetivo específico: Analizar antecedentes de BES de bajo caudal instaladas en Occidente.

- Para el desarrollo de la investigación se considero el comportamiento de las bombas instaladas en los pozos de bajo caudal de las Unidades de Producción Urdaneta Pesado y Bachaquero Lago, donde los mismos tienen un promedio de operación de 1195 días y algunos diseños presentan velocidades del fluido menor a 1 pie/seg (0,3048 metros/seg) para el enfriamiento del motor. Se destaca la variedad de bombas instaladas por compañía en Urdaneta Pesado que permitió evaluar los días de operación que presentan las mismas. No así el caso de Bachaquero Lago donde solo una empresa instalo bombas de bajo caudal.

Objetivo específico: Determinar parámetros para la selección de pozos a instalar bomba electrosumergibles de bajo caudal.

- Primeramente fueron seleccionados pozos con sistema de Levantamiento por Gas con el objetivo de motivar la búsqueda de métodos alternativos de levantamiento artificial para la producción de yacimientos maduros, debido a la ineficiencia de las plantas compresoras y de gas de inyección. Segundo se considero que los pozos aportaran un caudal de producción en barriles mayor o igual a cien (100) y menor o igual a trescientos (300), con el objetivo de analizar el rango más crítico de operación en las bombas electrosumergibles. En tercer lugar se tomo en cuenta la relación gas petróleo (RGP) que presenta el pozo debido a que las BES no admiten un porcentaje mayor a 10% de gas libre, esto disminuye la eficiencia de la bomba y puede

ocasionar problemas graves al sistema como el bloqueo por gas, por lo tanto se considero un valor menor a 2500 pcnd/bn.

En cuarto lugar se estableció un porcentaje de agua y sedimento menor o igual a 60% con la finalidad de mantener la factibilidad económica de instalación en pozos de bajo caudal.

Por ultimo fueron seleccionados los pozos con revestidores mínimo de 5 ½” (12,7 cm) ya que representa el diámetro mínimo permitido según los catálogos de las compañías de servicios que forman parte de este trabajo de investigación.

Objetivo específico: Descripción del área seleccionada para el desarrollo de la investigación.

- En este capítulo se describe la ubicación del área donde se desarrollo la investigación y muestra que la misma fue aplicada al país del estudiante, además se identifican las características más relevantes que presentan las dos Unidades de Producción (Urdaneta Pesado y Bachaquero Lago) consideradas para evaluar la aplicabilidad del bombeo electrosumergibles de bajo caudal siendo el objetivo principal de esta investigación.

Objetivo específico: Seleccionar pozos modelos para la aplicación de BES de bajo caudal tomando en cuenta los ambientes yacimiento-pozo.

- En la selección de los pozos se considero la data del fluido utilizando los PVT correspondientes al basamento, cretáceo y L-INF 03 de los pozos DM-16, DM-90, LR-217, LR-218 respectivamente mientras que para el resto de los pozos que no poseen data PVT se utilizaron las correlaciones aportadas por los ingenieros custodios de cada pozo. La producción de cada pozo corresponden a la última prueba validada por el software centinela.

Por otra parte la data Inflow o presión de yacimiento fue obtenida de pruebas de restauración de presión aportadas por los ingenieros de las unidades de producción y la presión de fondo fluente fue obtenida a través de pruebas de flowing o fluyentes. La IPR (Inflow Performance

Relationship) fue calculada a través del simulador, utilizando la ecuación de Vogel.

En cuanto a la Presión de cabezal de la línea de producción, (THP por sus siglas en inglés) y la Presión de cabezal en el revestidor (CHP por sus siglas en inglés), se tomaron de las últimas pruebas reportadas en Centinela y la eficiencia del Separador de Gas fue asumida con un valor de 50%, con el objetivo de crear un diseño lo más cercano a la realidad posible.

Objetivo específico: Diseñar el sistema del bombeo electrosumergibles en los pozos seleccionados utilizando software comercial.

- En este objetivo se simularon los pozos de gas lift para determinar la aplicabilidad del sistema en los pozos de la muestra seleccionada. Para las simulaciones con el software Subpump se seleccionaron equipos de las compañías de servicio Weatherford y Wood Group. Así mismo se modelaron los pozos con los software Desing Pro y Autograph, para las marcas REDA (Schlumberger) y Centrilift (Baker). Dichos diseños fueron aportados por las compañías de servicio correspondientes debido a que PDVSA no cuenta con la licencia o la permisología requerida para el uso de dichos simuladores.

Objetivo específico: Analizar resultados obtenidos.

- Se determinó que el sistema BES de bajo caudal instalado en las Unidades de Producción Urdaneta y Bachaquero han sido eficientes mostrando un promedio operativo de 1195 días.

Las velocidades de fluido por encima de 0,582 pie/seg (0.177 metros /seg) y menor a 1 pie/seg (0,3048 metros/seg) no han presentado problemas de refrigeración al motor en los pozos evaluados en Unidades de Explotación Urdaneta y Bachaquero Lago.

Con la aplicación de las formulas de Hernández Sampieri, R, Fernández Collado, C. y Batista Lucio, P., a los 27 pozos de la población seleccionada se obtuvo una muestra representativa de 13 pozos.

Las bombas para bajo caudal más aplicables fueron TD300 para la compañía Wood Group, 180 para Weatherford y D475N para la marca Reda.

También se determinó la necesidad de instalar manejadores de gas en las Unidades de Explotación Mara este Liviano, Rosa Mediano y Ceuta-Lagotrecó-Área 8, ya que estos se encuentran muy por debajo de la presión de burbuja.

Objetivo específico: Evaluar aplicabilidad técnica del Bombeo Electrosumergible para pozos de bajo caudal en PDVSA Occidente.

- Se determinó que el bombeo electrosumergible es aplicable en pozos de bajo caudal considerando los días de operabilidad que presentan los mismos en las Unidades de Producción Urdaneta y Bachaquero, además quedó demostrado que las velocidades de fluidos menores a 1 pie/seg (0,3048 metros/seg) no es limitante para la instalación de estos equipos por lo que se recomienda su aplicación en las unidades de producción de PDVSA Occidente.

Se demostró que los pozos simulados de la muestra representativa, pueden ser modelos para la aplicación del sistema de bombeo electrosumergible de bajo caudal, siempre que se consideran los diseños obtenidos para cada uno de ellos que garanticen el normal funcionamiento de la bomba.

Objetivo específico: Analizar la aplicabilidad económica del Bombeo Electrosumergible en pozos de bajo caudal en PDVSA Occidente.

- Con la elaboración del programa en Excel quedó demostrado que la aplicabilidad de este método de levantamiento en pozos de bajo caudal es rentable, ya que la inversión que se realiza para la adquisición de los equipos puede ser recuperada en corto plazo, además considerando que las empresas fabricantes otorgan un año de garantía a los equipos cuando se presentan fallas en los mismos.

## RECOMENDACIONES

### 6.1. Nivel Teórico:

- Realizar análisis PVT, pruebas de fondo fluyente y estudios que determinen los factores de corrección por viscosidad para cada campo con la finalidad de que el diseño que se desea elaborar de una bomba electrosumergible para pozos de bajo caudal sea lo más cercano posible a las necesidades reales del pozo.

### 6.1. Nivel Práctico:

- Instalar sensores de fondo en pozos profundos que faciliten el monitoreo o seguimiento constante de las condiciones de yacimiento, a fin de evitar fallas en el equipo
- Instalar camisas de refrigeración de ser necesario en aquellos pozos que sean modelos para instalar bombas electrosumergibles y que la velocidad del fluido sea muy baja, a fin de lograr un buen enfriamiento del motor.

Se espera haber cumplido con las exigencias y normas de Tecana American University para la presentación del informe de Tesis de Grado.



## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Baieli, L, Daparo., D y Pereira, M., (2000). “Experiencias de bombas electrosumergibles de bajo caudal en Argentina”.
- [2] Mejías, I y Moronta, J, (2000). “Factibilidad de instalar Bombas Electrosumergibles en la U.E Lagomar”.
- [3] Hernández, R y Vieras, L, (2005). “Evaluación de la productividad de las Bombas Electrosumergibles instaladas en la segregación Rosa Mediano”
- [4] Sánchez, S.; Maggiolo., R y Marqués, R, (1999). “Producción de Hidrocarburos”
- [5] INTEVEP, (2005). “Estudio de Bombas Electrosumergibles”.
- [6] Baker Hughes, (2008). “Principios Básicos de Equipos de Bombeo Electrosumergible”.
- [7] Palomino J, (2006). “Diseño y desempeño de Bombas Electrosumergible”.
- [8] De Luca S, (2008). “Sistema de Bombeo Electrosumergible”.
- [9] Baker Hughes, (2006). “Levantamiento Artificial mediante Bombeo Electrosumergible”.
- [10] Centrilift, (1997). “Handbook for electrical Submersible Pumping Systems”.
- [11] Montero, J., Safar, S y Brito, R, (2007). “Recommended practices to model ESP systems using Subpump 8.0”.

- [12] SHELL, (1995). "Electrical Submersible Pump Design Guide"
- [13] ESP OIL, (2007). "Operación, Monitoreo, Diagnostico, Análisis de Falla y Troubleshooting en Sistemas de Bombeo Electrosumergible".
- [14] SHELL, (1991). "Production Handbook".
- [15] Bánzer, C, (1997). "Correlaciones Numéricas P.V.T".
- [16] ESP OIL, (2007). "Operación, Monitoreo, Diagnostico, Análisis de Falla y Troubleshooting en Sistemas de Bombeo Electrosumergible".
- [17] Villamizar, J. J., Beltran, A., Guindi, R., Flores, G.F., Afanador, L. & Aguilar, H, (2003). Hocol S.A, "Performance Evaluation of a new Gas handler in a oil well with more than 60% free gas at the intake".
- [18] Wood Group, (2007). "ESP, Inc Products".
- [19] Schlumberger, (2008). "Gas Solutions".
- [20] Schlumberger, (2007). "Alternative Deployed Lift Reda Coid System".
- [21] Fideas A, (2007). "Metodología de la investigación".
- [22] Finol y Nava de Villalobos, (2006). "Metodología".
- [23] Muñoz, C, (1999). "Pasos para realizar un trabajo de investigación".
- [24] Hernández S. R, Fernández C y Bastidas L, (2003). "Metodología de la investigación".
- [25] León D, (2002). "Estudio de Factibilidad y Modalidades para la inyección continua de vapor en el yacimiento bachaquero-02".

[26] <http://www.masterofunits.com/?c=12&n=1650&u1=4&u2=3> Consultado 20 de octubre del 2014

[27] <http://www.monografias.com/trabajos12/laappet/laappet.shtml> Consultado 02 de Octubre del 2014

[28] [http://www.pdvsa.com/PESP/Pages\\_pespectostecnicos/produccion/tipos\\_crudos.html](http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespectostecnicos/produccion/tipos_crudos.html) consultado 02 de noviembre del 2014

[29] Bavaresco, A. (2006) “Proceso Metodológico en la Investigación”.

[30] Hurtado, J. 2012 “El proyecto de Investigación”

[31] Tamayo y Tamayo M.(1997)” El Proceso de la Investigación Científica”.

[32] Bernal C. (2006) “Metodología de la Investigación”

Baker Hughes, (2004). “Sistema de Levantamiento por Bombeo Electrosumergible”

Baker Hughes, (2003) “Equipo y Partes Constitutivas del Equipo de Fondo”.

PDVSA, (2008) “Manual de Bombeo Electrosumergible”