

**AJUSTE DE LAS CURVAS DE OPERACIÓN DE LAS BOMBAS DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ELECTROSUMERGIBLE POR VISCOSIDAD Y DENSIDAD EN
PRESENCIA DE UN CRUDO EXTRA PESADO**



**HENRY LIZCANO RUIZ
GEISSON RENÉ ZAFRA URREA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS Y FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS E INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2015

**AJUSTE DE LAS CURVAS DE OPERACIÓN DE LAS BOMBAS DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ELECTROSUMERGIBLE POR VISCOSIDAD Y DENSIDAD EN
PRESENCIA DE UN CRUDO EXTRA PESADO**

**HENRY LIZCANO RUIZ
GEISSON RENÉ ZAFRA URREA**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Mecánico e Ingeniero de Petróleos respectivamente**

Director

**JOHN LEÓN PABÓN
Ingeniero de Petróleos, M.Sc**

Coodirector

**JAVIER RUGELES PEREZ
Ingeniero Mecánico, M.Sc**

**EDISON GARCÍA NAVAS
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS Y FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS E INGENIERIA MECANICA
BUCARAMANGA**

2015

DEDICTORIA

Por medio de palabras no es posible expresar el agradecimiento que siento, pero son suficientes para hacerles entender lo importantes que fueron para alcanzar este logro tan anhelado. Y sobre todo ese apoyo, mami, que aunque muchas veces no quise escuchar, lo sentía, me alimentaba. Papi y mami, los amo.

A mis hermanos, Tata, mi amiga, mi colega, ella con determinación de alto calibre, mi inspiración, ese prospecto a seguir. Y Ronald, el zorro, una persona realmente centrada, por esa compañía en los últimos tiempos de este logro, sé bien que vivir conmigo no es fácil. Nosotros, aves de conducta y talentos diferentes pero destinadas a volar muy lejos.

A mi familia, por sus palabras de apoyo, por esos abrazos, por su ejemplo de perseverancia, por sus enseñanzas de todo tipo posible. No cuento con la fortuna disfrutarlos a todos, con los que quería celebrar a mi lado, con los que quería reír y bailar, pero donde estén, celebrarán conmigo.

A mis amigos, esa familia que me acompañó en este proceso de cerca, esos hermanos de aventuras, de sueños; porque nos queremos como somos, por tantos momentos felices así sean tan efímeros, porque realmente es lo único que llevo conmigo al recordarlos, felicidad.

Y claramente a todas aquellas personas que llegaron y se quedaron de alguna forma, o se fueron de la misma como llegaron. Porque aprendí a querer empezando por mí, a cambiar sin dejar de ser, a perder y a apreciar lo que siento sea como sea, a disfrutar cada instante de felicidad que se tiene, cada sonrisa, a ser mejor persona, a forjar un carácter.

Todos componen el mejor regalo que la vida me ha dado.

Geisson René Zafra Urrea

CONTENIDO

Pág

INTRODUCCIÓN	¡Error! Marcador no definido.5
1. FUNDAMENTOS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	¡Error! Marcador no definido.
1.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	¡Error! Marcador no definido.
1.2.COMONENTES DEL BES.....	19
1.2.1.Equipo de superficie	20
1.2.2.Equipos de fondo	25
1.2.3.Accesorios	37
1.3.FACTORES QUE AFECTAN EL FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	42
1.3.1.Efecto del gas libre	42
1.3.2.Efecto de la viscosidad	43
1.3.3.Efecto de la densidad	44
1.3.4.Altas temperaturas.....	45
1.3.5.Producción de abrasivos y corrosivos.....	45
2.BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES	47
2.1.BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	47
2.1.1.Características del equipo.....	49
2.2.BOMBA ROTODINÁMICA	49
2.2.1.Curvas de operación.....	51
2.3.EFECTOS DE FACTORES OPERACIONALES	57
3.APLICACIÓN DEL MÉTODO ESTABLECIDO POR EL INSTITUTO DE HIDRÁULICA	59
3.1.FACTORES DE CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD	59
3.2.MÉTODO GENERALIZADO BASADO EN DATOS EMPÍRICOS.....	61
3.2.1.Limitaciones de la corrección del rango para un líquido viscoso.	61

3.2.2. Metodología para determinar los efectos de la viscosidad en el rendimiento de las bombas.....	63
3.2.3. Pasos para determinar el rendimiento de la bomba cuando se usa un líquido viscoso	63
3.2.4. Ajuste de la viscosidad	¡Error! Marcador no definido.
3.2.5. Ejemplo de aplicación	71
3.2.6. Curvas resultantes	74
3.2.7. Validación de resultados	76
4. ESTABLECIMIENTO DEL MODELO Y SIMULACIÓN DE POZO	79
4.1. PIPESIM (SIMULADOR ESTÁTICO DE FLUJO MULTIFÁSICO).....	79
4.2. DESARROLLO DE LA REPRESENTACIÓN DE UN POZO DE ESTUDIO	80
4.2.1. Modelo del fluido.....	80
4.2.2. Construcción del pozo	86
4.2.3. Sistema de levantamiento.....	96
4.2.4. Análisis nodal.....	103
4.3. AJUSTE DE LAS CURVAS (HERRAMIENTA ELECTRÓNICA EN GUIDE DE MATLAB)	¡Error! Marcador no definido.
5. CONCLUSIONES	¡Error! Marcador no definido.
6. RECOMENDACIONES	¡Error! Marcador no definido. 25
BIBLIOGRAFÍA.....	¡Error! Marcador no definido. 26
ANEXOS.....	¡Error! Marcador no definido. 29

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Equipos del sistema de bombeo electrosumergible.</i>	18
<i>Figura 2. Cabezal de pozo.</i>	211
<i>Figura 3. Transformador reductor.</i>	233
<i>Figura 4. Controlador o variador de frecuencia.</i>	244
<i>Figura 5. Caja de venteo o de conexiones eléctricas.</i>	255
<i>Figura 6. Ensamble del rotor y estator.</i>	266
<i>Figura 7. Especificación del sello tipo laberinto.</i>	28
<i>Figura 8. Especificación del sello tipo bolsa.</i>	29
<i>Figura 9. Sección de entrada a la bomba.</i>	30
<i>Figura 10. Bomba mostrando difusor e impulsor.</i>	31
<i>Figura 11. Acople entre el impulsor y difusor.</i>	32
<i>Figura 12. Impulsores tipo radial.</i>	32
<i>Figura 13. Recorrido del fluido por las etapas de la bomba.</i>	33
<i>Figura 14. Gráfica de eficiencia y rendimiento de la bomba en una etapa.</i>	34
<i>Figura 15. Diferentes configuraciones del cable de potencia.</i>	35
<i>Figura 16. Cable plano de motor (MCL).</i>	37
<i>Figura 17. Válvula de drenaje y válvula cheque.</i>	38
<i>Figura 18. Super bandas para ajustar cable de potencia a la tubería de producción.</i>	39
<i>Figura 19. Especificación de un sensor de fondo.</i>	40
<i>Figura 20. Representación de un separador de gas.</i>	41
<i>Figura 21. Coupling para engranar eje del motor con el sello.</i>	42
<i>Figura 22. Esquema de bombeo electrosumergible.</i>	48
<i>Figura 23. Bomba centrífuga.</i>	50
<i>Figura 24. Curva de la altura de una bomba centrífuga.</i>	51
<i>Figura 25. Curva de la eficiencia de una bomba centrífuga.</i>	54
<i>Figura 26. Curva de la potencia de una bomba centrífuga.</i>	56
<i>Figura 27. Cambios en las curvas cuando se opera con un líquido viscoso.</i>	60
<i>Figura 28. Proceso para asegurar la aplicabilidad.</i>	63
<i>Figura 29. Metodología de ajuste.</i>	64
<i>Figura 30. Curvas de la bomba WG-4000 en 3500 RPM.</i>	71
<i>Figura 31. Comparación para la Altura de Cabeza.</i>	75
<i>Figura 32. Comparación para la Eficiencia.</i>	75
<i>Figura 33. Comparación para la Potencia Requerida.</i>	76
<i>Figura 34. Vista de la Interfaz de PIPESIM.</i>	81
<i>Figura 35. Propiedades del Petróleo Negro.</i>	81
<i>Figura 36. Tabla de viscosidad del Petróleo Muerto.</i>	82
<i>Figura 37. Selección de correlaciones para tipos de crudo.</i>	83
<i>Figura 38. Datos de calibración avanzada.</i>	85

<i>Figura 39. Calibración Presión vs. Factor volumétrico de formación.</i>	86
<i>Figura 40. Construcción del pozo vertical.</i>	87
<i>Figura 41. Propiedades de la Terminación Vertical.</i>	88
<i>Figura 42. Modelo IPR – T2.</i>	88
<i>Figura 43. Modelo IPR – Fetkovich.</i>	89
<i>Figura 44. Modelo IPR – Pseudoestable.</i>	89
<i>Figura 45. Perfil de Desviación del pozo.</i>	91
<i>Figura 46. Perfil Geotérmico.</i>	92
<i>Figura 47. Configuración de la Tubería de Producción.</i>	92
<i>Figura 48. Ajuste de la Correlación de Flujo Multifásico.</i>	93
<i>Figura 49. Gráfica del ajuste de Correlación de Flujo.</i>	94
<i>Figura 50. Perfil de Presión/Temperatura para el ajuste de U.</i>	95
<i>Figura 51. Data de la gráfica Elevación vs Temperatura.</i>	95
<i>Figura 52. Equipo de Fondo.</i>	96
<i>Figura 53. Selección de la Bomba y parámetros de funcionamiento.</i>	97
<i>Figura 54. Comparación de curvas para agua y aceite respectivamente con 60 hz de velocidad en 1 etapa.</i>	98
<i>Figura 55. Perfil de presiones ajustado al real para curvas sin corregir.</i>	99
<i>Figura 56. Perfil de presiones ajustado al real para curvas corregidas.</i>	100
<i>Figura 57. Variación de la temperatura a través del sistema con curvas sin ajustar.</i>	101
<i>Figura 58. Inflow – Outflow, Frecuencia - curvas corregidas.</i>	104
<i>Figura 59. Inflow - Outflow, Frecuencia - Curvas sin corregir.</i>	105
<i>Figura 60. Diferentes Perfiles de Presión – Curvas corregidas.</i>	106
<i>Figura 61. Diferentes Perfiles de Presión - Curvas sin corregir.</i>	107
<i>Figura 62. Diferente número de etapas – Curvas corregidas.</i>	109
<i>Figura 63. Diferente número de etapas - Curvas sin corregir.</i>	110
<i>Figura 64. Interfaz de la herramienta.</i>	114
<i>Figura 65. Estructura interna del Guide.</i>	115

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Símbolos y definiciones.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 2. Datos de las curvas de la bomba WG-4000 en 3500 RPM.</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 3. Datos de entrada necesarios para generar las nuevas curvas.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 4. Caudales corregidos.</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 5. Alturas corregidas.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 6. Eficiencias corregidas.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 7. Potencias corregidas.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 8. Pozos seleccionados para la validación.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 9. Porcentajes de error del ajuste.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 10. Correlación para Viscosidad del Crudo Vivo.</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 11. Correlación para Viscosidad del Crudo Bajo Saturado.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 12. Correlaciones recomendadas en calibración del fluido.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 13. Comparación de IPR resultantes.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 14. Perfil de presiones de campo.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 15. Factores de carga resultantes después del ajuste de presiones.....</i>	<i>100</i>
<i>Tabla 16. Variación de temperatura a través del sistema para curvas ajustadas.</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 17. Sensibilización variable - Frecuencia.....</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 18. Sensibilización - Presión de Salida.</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 19. Tabla de resultado sensibilización - Presión de cabeza.</i>	<i>109</i>
<i>Tabla 20. Sensibilización - Número de etapas de la bomba.....</i>	<i>109</i>

LISTA DE ANEXOS

	pág
Anexo A. PVT	129
Anexo B. Generalidades crudo San Alberto Pozo UIS 15	130
Anexo C. Estado Mecánico del pozo UIS 15	130
Anexo D. Desviación de pozos UIS 15	131
Anexo E. Modelo IPR	131
Anexo F. Curvas velocidad variable	134
Anexo G. Curvas de bombas electrosumergibles	135

RESUMEN

TITULO: AJUSTE DE LAS CURVAS DE OPERACIÓN DE LAS BOMBAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ELECTROSUMERGIBLE POR VISCOSIDAD Y DENSIDAD EN PRESENCIA DE UN CRUDO EXTRA PESADO.*

AUTORES: HENRY LIZCANO RUIZ
GEISSON RENÉ ZAFRA URREA.**

PALABRAS CLAVE: Software, PIPESIM, Black oil, Casing, Liner, Centrilift, MATLAB.

Las bombas empleadas en el levantamiento por bombeo electrosumergible tienen características precisas para su manejo, limitaciones como lo son: la producción asociada a arenas, la presencia de tasas considerables de gas y altas temperaturas, entre otros. De igual manera, para la mayoría de los sistemas de levantamiento artificial, la bomba se ha diseñada teniendo en cuenta un fluido prácticamente incompresible (agua), en contraste al petróleo, presentando un comportamiento diferente en variables propias de un fluido. Por tal razón se hace necesaria una corrección partiendo de los parámetros representativos del fluido (densidad y viscosidad), para así obtener una mayor certeza en la altura que puede levantar la bomba, la potencia requerida para este trabajo, la mayor eficiencia posible, con el fin de realizar diseños con mayor precisión y la más alta prevención de daño posible en el equipo trabajando en el rango óptimo de operación.

De acuerdo a lo anterior, se ha desarrollado una metodología basada en la norma desarrollada por el instituto americano de hidráulica, siendo la mejor opción a la hora de generar un nuevo desempeño de la bomba cuando es utilizada en presencia de fluidos viscosos. La metodología permite ajustar las curvas de operación de las bombas utilizadas en la industria mediante el sistema BES, cuando éste se encuentra produciendo

* Trabajo de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director. Msc. John León Pabón.

crudo extrapesado. Con la finalidad de producir con menor incertidumbre, una operación más eficaz teniendo presente el mantenimiento de la vida útil del equipo.

Finalmente, se desarrolló una herramienta electrónica que posibilita el análisis de los factores presentes a la hora del ajuste y la representación de las nuevas curvas de rendimiento. Esto se realiza a través de la programación de un sistema que reciba la viscosidad y densidad del fluido, además de los valores de las curvas basadas en el agua como fluido de trabajo.

ABSTRACT

TITLE: ADJUSTMENT OF THE PUMPS OPERATION CURVES FROM ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP) BY VISCOSITY AND DENSITY IN PRESENCE OF A HEAVY CRUDE OIL.*

AUTHORS: HENRY LIZCANO RUIZ
GEISSON RENÉ ZAFRA URREA.**

KEYWORDS: Software, PIPESIM, Black oil, Casing, Liner, Centrifliff, MATLAB.

The pumps used in the lifting by electrical submersible pumping have exact characteristics to be use it, limitations as: sands production, substantial gas production and high temperatures, among others. In the same way, for the most of artificial lifting systems, the pump has been designed considering an almost incompressible fluid (water), in contrast to heavy crude oil, shown a behavior different in the characteristic variables of a fluid. For that reason is necessary a correction starting in the fluid representative parameters (viscosity and density), to obtain higher precision in the head, power, efficiency, in order to make better designs and to expand the prevention of problems that can appear in the system, which works at the optimum operating range.

In order to achieve the objective above, a methodology has been developed based in the American national standard for hydraulic institute, being the best option when it comes to generate a new pump performance while it is used in presence of viscous fluids. The methodology allows adjust pump operation curves used in the industry through the BES system, when it is producing heavy crude. in addition, proper selection of a new operation

** Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Director. Mr. John León Pabón.

range; and on this way produce with less uncertainty in the expected flows, an effective operation bearing in mind the maintenance the equipment life.

Finally, it developed an electronic tool that makes possible factors analysis present at the time of adjustment and the representation of the new performance. This is done through programming a system that receives viscosity and density fluid, further of the curves values based in water as work fluid.

INTRODUCCIÓN

El establecimiento de un rango óptimo de operación y los parámetros que se deben tratar durante el proceso de producción, tienen por objetivo un buen desarrollo, resultados idóneos y una predicción más eficaz. La predicción se basa en técnicas orientadas a reproducir los comportamientos y procesos que ocurren en yacimiento a la hora de aplicar mecanismos, herramientas y acciones dentro del sistema de producción, acercándose de la forma más certera posible a los resultados finales reales.

Este proyecto se enfoca en la aplicación de un ajuste planteado para las curvas de operación de las bombas electrosumergibles en la producción de crudos extrapesados, puesto que las curvas que proporcionan los fabricantes se encuentran diseñadas con agua como fluido de trabajo. Tomando como base la norma *ANSI/HI 9.6.7-2004* presentada por el instituto americano de hidráulica, se ha planteado una metodología que ayuda al establecimiento de parámetros operacionales cuando se producen crudos extrapesados; logrando una predicción más confiable y un planteamiento de efectos consecuentes a analizar.

El fin se centra en una descripción visual y fácil de interpretar del proceso de ajuste, estudiando parámetros operacionales mediante un simulador. A manera de

resumen ejecutivo, el proceso de desarrollo del proyecto se ha estructurado de la siguiente forma.

En primer lugar, se expone el fundamento teórico iniciando por el sistema de levantamiento y finalizando con un análisis de las bombas electrosumergibles, claves para dimensionar los efectos del ajuste. A partir de una búsqueda exhaustiva de normas y diferentes fuentes que propusieran aplicaciones o consideraciones precisas para el ajuste de las curvas, se determinó la norma del instituto de hidráulica como la más completa, eficaz y confiable fuente para aplicar el ajuste y plantear la metodología.

Luego de establecido el proceso de ajuste y sus consideraciones, se presenta la implementación de las nuevas curvas en una simulación, la cual está desarrollada con datos de un campo colombiano real que opera con el sistema de bombeo electrosumergible; con el fin de realizar un análisis de las variables que afectan la producción, y una comparación frente a las curvas basadas en agua y las curvas corregidas por el método presentado.

En última instancia, se describe la herramienta electrónica que permite observar las variables determinantes en la metodología de corrección, los valores corregidos y la visualización de dichas curvas; con el fin de facilitar la interpretación y análisis a la hora de trabajar en la aplicación del sistema de bombeo electrosumergible para crudos extrapesados.

1. FUNDAMENTOS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

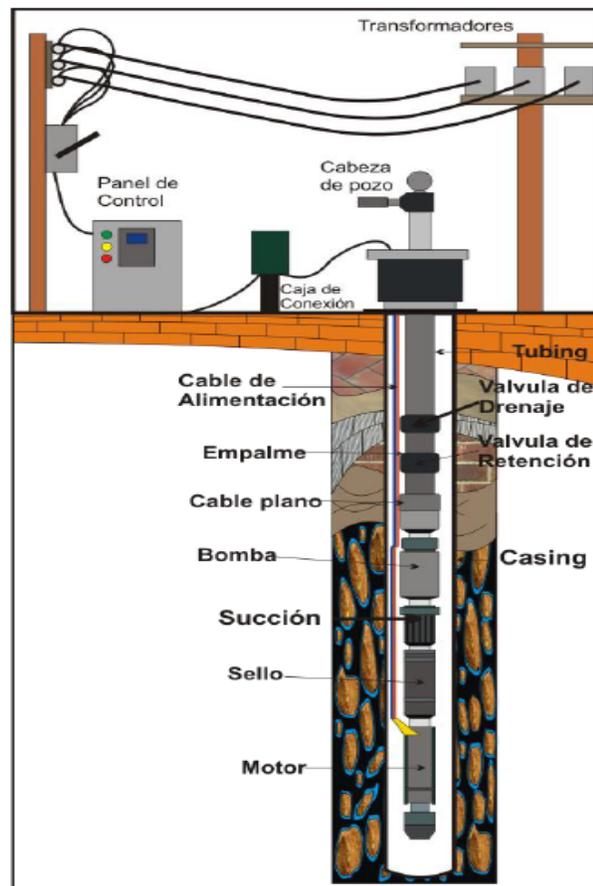
El sistema de bombeo electro-sumergible es un sistema de levantamiento artificial establecido para producir crudos medianos, aunque últimamente se implementa en la producción de crudos pesados y extrapesados, considerado como un medio económico y efectivo para levantar grandes cantidades de fluido desde yacimientos profundos, pozos verticales, horizontales y desviados. Muy aplicable en yacimientos con altos volúmenes de crudo, baja relación gas-aceite; sin embargo, en la actualidad se han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido.

El método de levantamiento consta de una bomba centrífuga de múltiples etapas que convierte la energía provista por un motor eléctrico en energía de presión, que es la energía contenida en el fluido permitiendo que dicho fluido proveniente del yacimiento llegue a superficie.

El bombeo electrosumergible (BES) posee un rango de capacidades que va desde 200 a 9000 BPD, siendo su costo de levantamiento para grandes volúmenes considerablemente bajo; trabaja a profundidades aproximadas entre los 12000 y

15000 pies, donde el rango de eficiencia se encuentra entre 18 – 68% a condiciones óptimas.¹

Figura 1. Equipos del sistema de bombeo electrosumergible.²



Fuente: Adaptado de WoodGroup ESP, Inc. Componentes del sistema de bombeo electrosumergible. Manual de servicio de campo 2001.

¹ www.lacomunidadpetrolera.com, Bombeo electrosumergible BES. 2009.

² Adaptado de WoodGroup ESP, Inc. Componentes del sistema de bombeo electrosumergible. Manual de servicio de campo 2001.

1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

La principal función del sistema de bombeo electrosumergible es proporcionar la energía adicional del fluido del yacimiento mediante el uso de bombas centrífugas multi-etapa, donde el número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida; la energía es presentada como velocidad o presión. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo de pozo; la corriente eléctrica necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie y conducida a través del cable de potencia hasta el motor. La presión desarrollada por una bomba centrífuga sumergible depende de la velocidad periférica del impulsor y ésta de la energía cinética que se le suministre al impulsor; de ahí que es una transformación de energía cinética en potencial, a la vez en presiones, llegando a longitudes de columna de fluido que levanta el sistema.

1.2 COMPONENTES DEL BES

Existen más de 15.000 instalaciones de sistemas de bombeo electrosumergible en más de 100 países. Estos sistemas en total levantan 1 de cada 12 barriles de petróleo producido en el mundo.

Los equipos para bombeo electrosumergible cubren un rango de revestimiento tan pequeños como 4-1/2 pulgadas con tasas de producción de 100 BOD hasta 100.000 BPD, en pozos con revestimiento de 13-3/8 pulgadas. Dependiendo de las condiciones de la aplicación, se cuenta con sistema de bombeo para

temperaturas de fondo (BTH) desde 50 °F hasta 500 °F, además de sistemas resistentes a la abrasión.³

Las potencias disponibles de motores en las diferentes series van desde 7.5 Hp hasta 1.170 Hp a 60 Hz.

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible se pueden combinar de diferentes formas para satisfacer las necesidades específicas en ciertas aplicaciones especiales, lo que hace que este tipo de levantamiento sea muy flexible. El esquema general del equipo puede ser dividido en dos grupos: equipo de fondo y equipo de superficie.

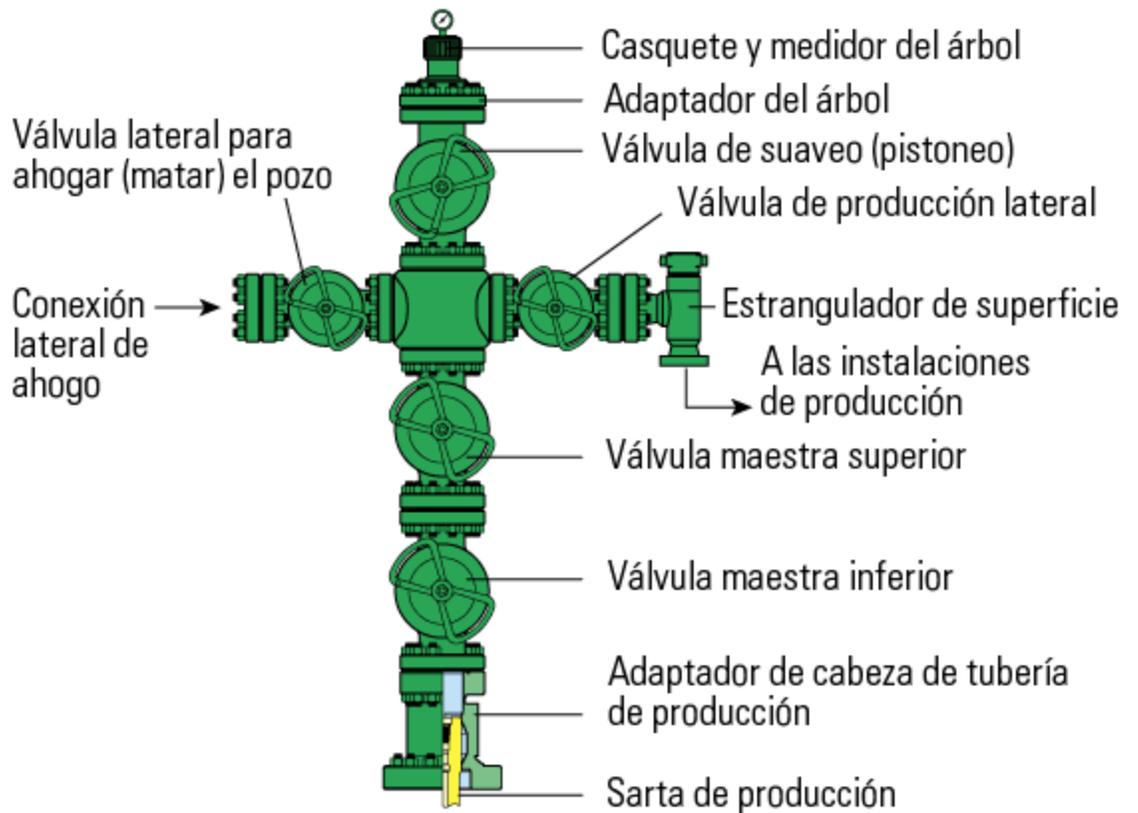
1.2.1 **Equipo de superficie**⁴. Hacen parte los equipos eléctricos que permiten suministrar la potencia eléctrica necesaria para operar los equipos de fondo de acuerdo a los parámetros de diseño. Dentro de los equipos de superficie se tienen:

- **Cabezal de pozo.** Su función es sostener todo el equipo de fondo como son el motor, sello, bomba, cable de potencia, tubería de producción, además permite pasar a través de este el conector que une el cable de superficie con el cable de subsuelo. El cabezal boca de pozo debe contener un dispositivo penetrador que selle alrededor del cable y la tubería de producción para evitar fugas de gas o la surgencia del pozo. El mercado dispone de varios métodos diferentes de sellado de distintos proveedores de cabezales. Dependiendo del método usado, el sello soportará entre 500 y 3000 psi.

³ PEÑA, ALONSO. Bombeo Electrosumergible. Descripción, Diseño y Monitoreo. Universidad Industrial de Santander, 2005.

⁴ RAMIREZ, MARTO. ESP, Oil International Training Group. Bombeo electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004.

Figura 2. Cabezal de pozo.⁵



Fuente: [http:// www.glossary.oilfield.slb.com/](http://www.glossary.oilfield.slb.com/)

- **Fuentes de energía.** Se debe disponer de instalaciones eléctricas que cumplan con las necesidades técnicas requeridas tanto de energía como de diferencia de potencial. Para cumplir con las necesidades requeridas se debe tener:
 - Disponibilidad de voltaje primario.
 - Frecuencia.
 - Capacidad de potencia instalada.

El principal medio para generación de potencia eléctrica en un campo es un generador de corriente alterna (AC). Estos generadores convierten la

⁵ Tomado y modificado de "[http:// www.glossary.oilfield.slb.com/](http://www.glossary.oilfield.slb.com/)".

energía mecánica en energía eléctrica la cual es luego transmitida por el sistema de transmisión y distribución.

- **Transformadores.** La distribución de la potencia eléctrica en los campos petroleros es generalmente en voltajes intermedios hasta los 6000 voltios. Dado que los equipos operan entre 250 y 400 voltios, se requiere una transformación de voltaje. El transformador es un dispositivo eléctrico encargado de cambiar el voltaje de salida ya sea para elevarlo o reducirlo.

En el mercado existen diferentes tipos de transformadores con el objetivo de trabajar las condiciones del campo y poder cumplir los requerimientos deseados por cada compañía. El tipo de transformador depende del sistema de potencia primario y del voltaje requerido en superficie.

- **Transformador reductor (SDT):** Se usa en caso de que la energía suministrada al sistema provenga de una línea de alta tensión. Este transformador reducirá el voltaje de la línea, al voltaje requerido a la entrada del controlador; si la energía proviene de generadores de potencia, éstos suministran directamente el voltaje requerido por el controlador de frecuencia o por el panel de control.
- **Transformador elevador (SUT) – Autotransformador:** Incrementa el voltaje que sale del controlador de frecuencia a los requerimientos del motor para que opere eficientemente.

Estos transformadores son trifásicos y aumentan el voltaje desde un sistema de 480 voltios a rangos de 800 a 4000 voltios.

Figura 3. Transformador reductor.⁶



Fuente: Análisis y optimización de la calidad de energía eléctrica para pozos de producción petrolera oriente-Ecuador” Escuela politécnica del ejército, Ecuador.

- **Controlador de frecuencia:** La flexibilidad del sistema de bombeo electrosumergible permite la aplicación de un controlador a frecuencia variable (VSD), el cual es un dispositivo electrónico que varía la frecuencia de la corriente que llega al motor y por lo tanto se puede aumentar o disminuir la velocidad de la bomba. Esto hace posible que sin modificar el equipo de fondo se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operaciones.

Comúnmente los rangos de operación se encuentran entre 30 y 90 Hertz; es conveniente considerar que la velocidad de la bomba es directamente proporcional a la frecuencia de operación. El caudal entregado por la bomba de acuerdo a su velocidad puede ser controlado por simple variación de la frecuencia suministrada, teniendo en cuenta los límites de carga que puede soportar el motor. Entre los beneficios que presenta el variador de frecuencia está el de aumentar la vida útil del equipo de fondo mediante un

⁶ Análisis y optimización de la calidad de energía eléctrica para pozos de producción petrolera oriente-Ecuador” Escuela politécnica del ejército, Ecuador.

arranque y apagado lento y la opción de controlador automático de velocidad.

Figura 4. Controlador o variador de frecuencia.⁷

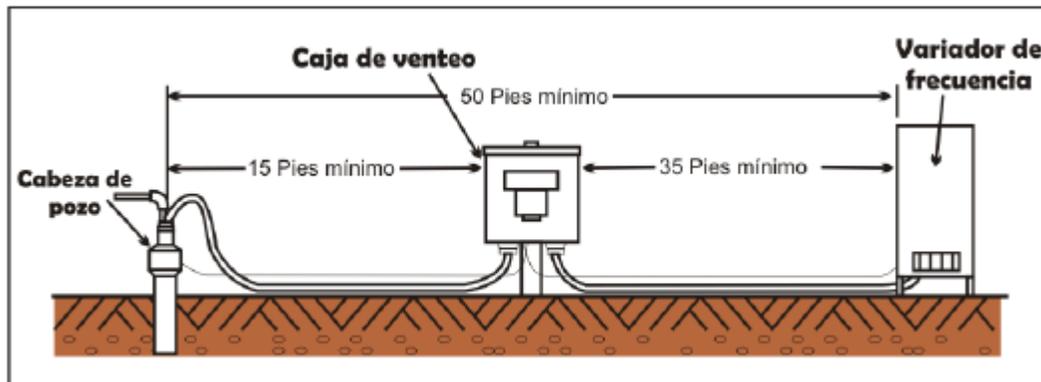


Fuente: Dong Liu. “Estudio de la factibilidad de la aplicación del método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el campo Bare, faja petrolífera del Orinoco”. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, 2007.

- **Caja de venteo o de conexiones eléctricas.** Está localizada en la cabeza de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Su función principal es proveer venteo a la atmósfera del gas que pudiese haber emigrado a través del cable de potencia, además que provee un punto de fácil acceso para realizar pruebas y así chequear las condiciones eléctricas del equipo que se encuentra en fondo; la caja de venteo es un punto de conexión entre el cable de potencia que viene del tablero de control y el cable de potencia que viene del motor.

⁷ Dong Liu. “Estudio de la factibilidad de la aplicación del método de Bombeo Electro Sumergible (BES) en el campo Bare, faja petrolífera del Orinoco”. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, 2007.

Figura 5. Caja de venteo o de conexiones eléctricas.⁸



Fuente: Adaptado de WoodGroup ESP, Inc. Componentes del sistema de bombeo electrosumergible. Manual de servicio de campo 2001.

1.2.2 **Equipos de fondo**⁹. En los equipos de fondo se tienen dos partes muy importantes, la parte eléctrica correspondiente al motor, él convierte la energía eléctrica en energía mecánica y la bomba la cual toma la energía mecánica proporcionada y la utiliza levantando el fluido de pozo hasta superficie. Los demás elementos son adiciones con el objetivo de prolongar la vida útil del motor, evitar el contacto de fluido de pozo con el motor y proporcionar la entrada del fluido a la bomba.

- **Motor electrosumergible.** El principio de funcionamiento del motor eléctrico consiste en que al circular corriente por el estator éste genera un campo magnético giratorio de magnitud y velocidad constante, induce su energía a los polos magnéticos del rotor el cual sigue el movimiento giratorio del campo magnético generando así las revoluciones a las etapas de la bomba. El motor es trifásico tipo inducción jula de ardilla y bipolar, ver figura 6.

⁸ Adaptado de WoodGroup ESP, Inc. Componentes del sistema de bombeo electrosumergible. Manual de servicio de campo 2001.

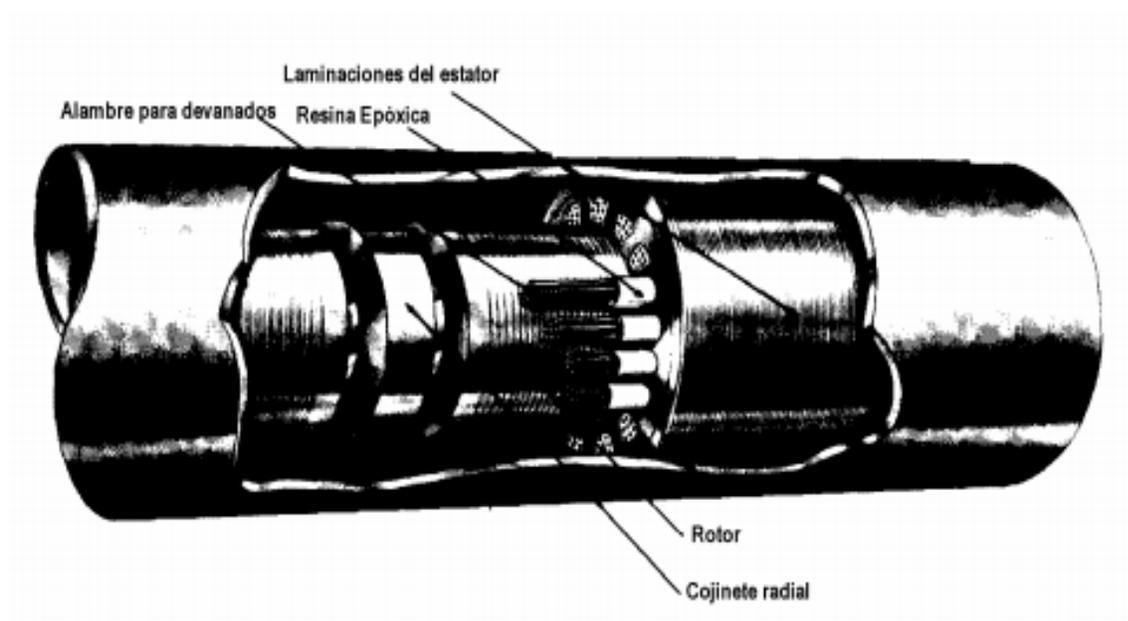
⁹ PINTO, Alonso. Factibilidad de uso de Bombeo Electrosumergible para Optimizar la Producción en campo Velásquez.

Es de inducción debido a que el estator induce el movimiento giratorio al rotor por medio del campo magnético y bipolar gracias a que el rotor tiene dos polos los cuales permiten que gire.

Su diámetro depende de las dimensiones del casing del pozo. El motor está compuesto por dos conjuntos de piezas:

- **Estator:** Abarca todo el grupo de partes inmóviles del motor, es el embobinado del motor electrosumergible, está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas; su principal función es la de generar el campo magnético que proporcionara el movimiento del rotor.
- **Rotor:** Abarca el grupo de piezas giratorias, su principal función es generar los caballos de fuerza (Hp) del motor, además transfiere el movimiento giratorio a las etapas de la bomba a través del eje.

Figura 6. *Ensamble del rotor y estator.*¹⁰



Fuente: CENTRILIFT, curso avanzado de operaciones de B.E.S.

¹⁰ CENTRILIFT, curso avanzado de operaciones de B.E.S.

Con el fin de mantener el motor funcionando de manera prolongada y eficiente se necesita que esté lo suficientemente refrigerado, para esto se usa un aceite mineral con alta rigidez dieléctrica que además evita algún posible corto circuito. Otra forma de mantener refrigerado el motor es aprovechar el paso del fluido de pozo por la superficie del motor, teniendo en cuenta que la refrigeración eficiente sucede a una velocidad adecuada; un paso baja velocidad ocasionaría una elevación de temperatura en la zona y si la velocidad es muy rápida ocasiona daños por abrasión en la carcasa del motor. Para esto la ubicación del motor se limita normalmente por encima de la zona cañoneada.

- **Sello protector.** El sello posibilita la expansión de aceite del motor debido a los arranques y paradas el aceite de motor se calienta y enfría, lo que hace que el aceite del motor se expanda y contraiga, de igual forma el sello permite que el aceite fluya del sello al motor y viceversa.

Evita que el fluido de pozo entre al motor, siendo ésta un de las funciones más importantes ya que el sello evita que suceda algún corto por contacto de fluido diferente al aceite dieléctrico de motor.

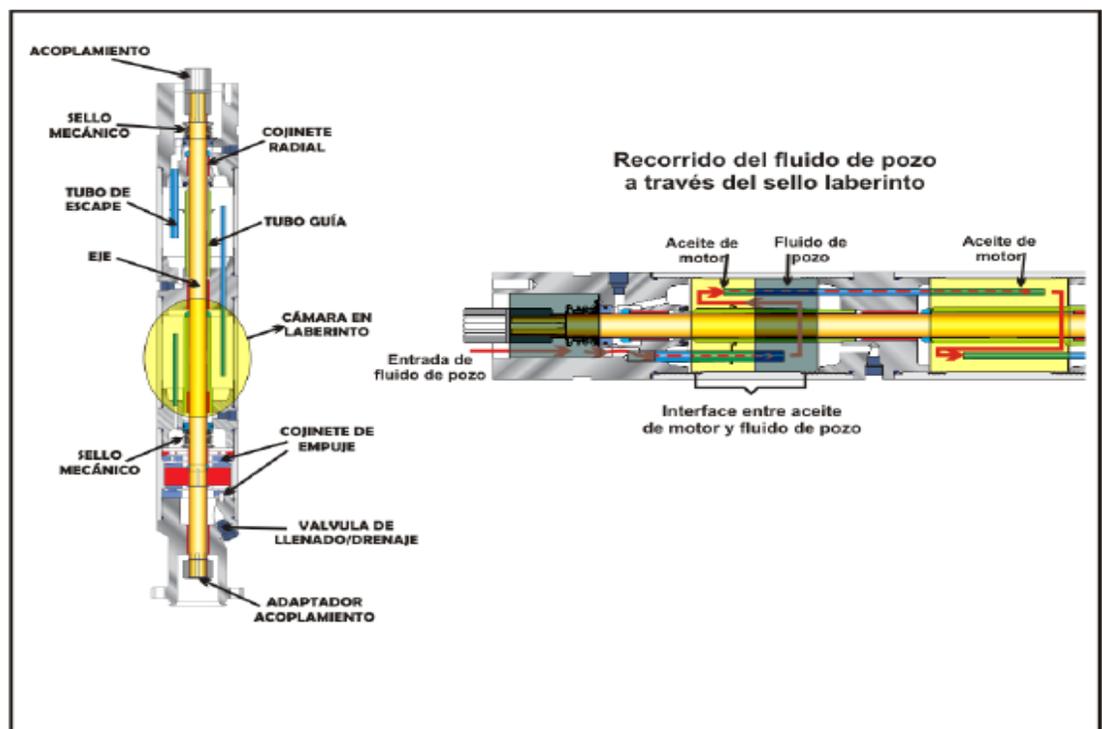
Se destaca también que el sello proporciona un cojinete de empuje para absorber el peso del eje de las etapas y sirve como conexión mecánica entre la bomba y el motor.

Todos los tipos de sello deben ser llenados con aceite de motor para permitir la expansión contracción del aceite. Los sellos de las bombas electrosumergibles tienen un sello mecánico que soporta la carga de fluido. Existen diferentes tipos para un sistema de bombeo electrosumergible, pero se destacan los siguientes:

- **Sello tipo laberinto.** Su nombre se debe al recorrido en laberinto que recorre el fluido de pozo al ingresar al motor. Se usa para crudos con gravedad menor a 25° API, ya que cuando el fluido de pozo entra al sello,

siento inmiscible al igual que el aceite de motor, se crea una interfaz entre los fluidos ubicándose el fluido de pozo debajo de la interface. Se resalta del sello que brinda poca protección en pozos horizontales o altamente desviados, ya que se debe ubicar en una posición vertical debido a que el fluido de pozo desciende hacia el motor por segregación gravitacional. Si se encuentra desviado los tubos de sello se ponen en contacto lo que causaría que el fluido de pozo llega con mayor rapidez al motor.

Figura 7. Especificación del sello tipo laberinto.¹¹



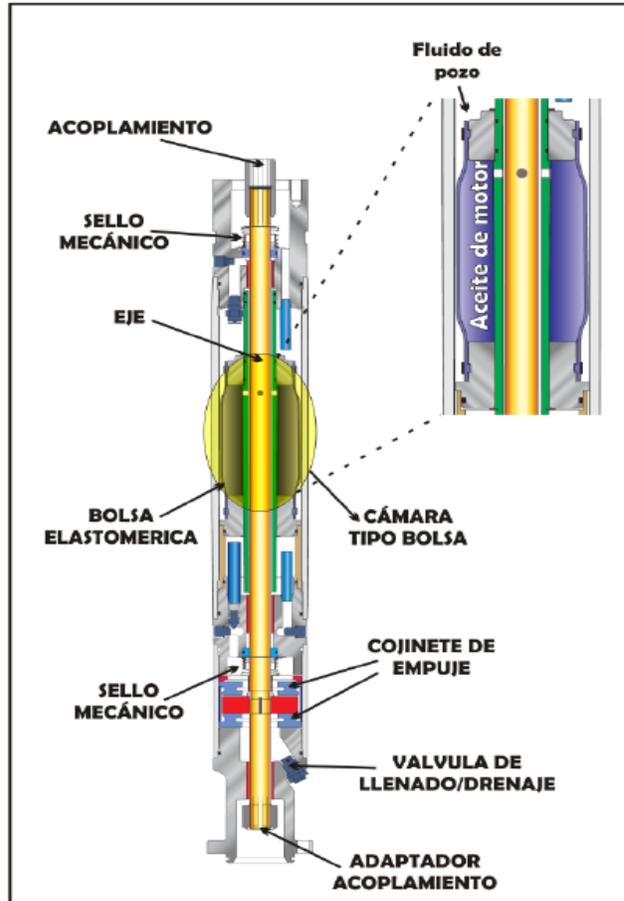
Fuente: Tomado y modificado de “www.woodgroup-esp.com”. 2010.

- **Sello tipo bolsa.** Recibe el nombre por la bolsa en material elastómero que mantiene separados físicamente los dos fluidos, aceite de motor y el fluido de pozo. Cuando el aceite de motor se expande o contrae, la bolsa simplemente se infla o reduce para adaptarse al cambio de volumen. Se

¹¹ Tomado y modificado de “www.woodgroup-esp.com”. 2010.

aplica para pozos horizontales o altamente desviados y cualquier tipo de crudo.

Figura 8. Especificación del sello tipo bolsa.¹²



Fuente: Tomado y modificado de “www.woodgroup-esp.com”. 2010.

Los sellos pueden estar compuestos de varias maneras según se requiera, y pueden poseer cámaras adicionales para prolongar la vida del equipo. Las configuraciones más comunes son:

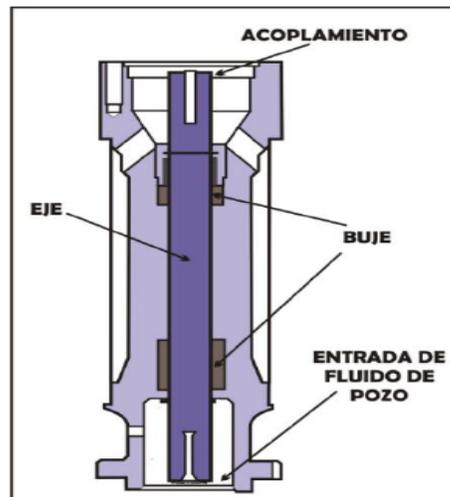
- Dos cámaras en laberinto.
- Una cámara en laberinto y una en bolsa.
- Dos cámaras en bolsa.

¹² Tomado y modificado de “www.woodgroup-esp.com”. 2010.

- Una cámara en laberinto y dos en bolsa.
- **Sección de entrada a la bomba o Intake.** Es la encargada de llenar la bomba con fluido de pozo para que posteriormente la misma levante el fluido a superficie.

La toma estándar de tipo de entrada posee varios puertos de considerable tamaño que permite la entrada del fluido, equipada además con una malla para mantener la bomba libre de residuos.

Figura 9. Sección de entrada a la bomba.¹³



Fuente: Adaptado de WoodGroup ESP, Inc. Componentes del sistema de bombeo electrosumergible. Manual de servicio de campo 2001.

- **Bomba centrífuga multi etapa.** La bomba está conformada por un número de etapas las cuales levantan el fluido hasta superficie. El tipo de etapa utilizada determina el volumen de fluido que se podrá producir, la cantidad

¹³ Adaptado de WoodGroup ESP, Inc. Componentes del sistema de bombeo electrosumergible. Manual de servicio de campo 2001.

de etapas determina la altura total de elevación generada y la potencia requerida.

Una etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario.

Figura 10. Bomba mostrando difusor e impulsor.¹⁴

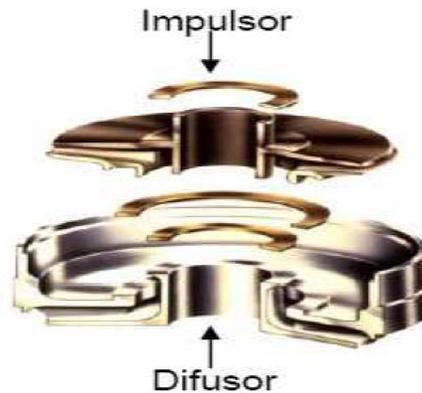


Fuente: Weatherford, Electric sumersible pumping systems.

- **Impulsor:** Tiene como función generar una fuerza centrífuga que hace que el fluido se desplace desde el centro del impulsor hacia afuera, permitiendo un movimiento ascendente. Este impulsor es fijado al eje y gira a las RPM del motor.
- **Difusor:** Su función es permitir el flujo eficiente de un impulsor a otro y convertir una porción de la velocidad (Energía cinética) en altura (Energía potencial). Este difusor es estacionario.

¹⁴ Weatherford, Electric sumersible pumping systems.

Figura 11. Acople entre el impulsor y difusor.¹⁵

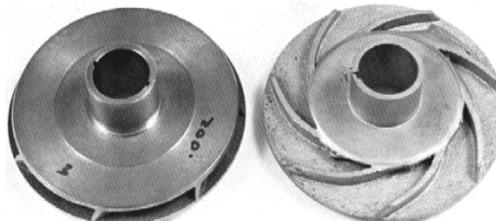


Fuente: MENDOZA, Erick. “Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el campo Cantagallo”. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2005.

Existen dos tipos de impulsores utilizados en bombas electrosumergibles para pozos petroleros, los impulsores tipo radial y tipo mixto.

Las etapas radiales son muy eficientes para producir hasta 2500 BPD. Si se desea producir mayor caudal, las etapas mixtas son las más eficientes, pueden producir desde 1700 BPD hasta más de 45000 BPD.

Figura 12. Impulsores tipo radial.¹⁶

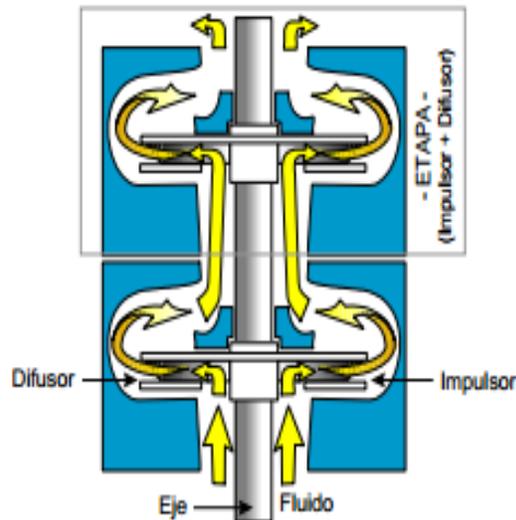


Fuente: Weatherford, Electric sumersible pumping systems

¹⁵ MENDOZA, Erick. “Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el campo Cantagallo”. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2005.

¹⁶ Weatherford, Electric sumersible pumping systems.

Figura 13. Recorrido del fluido por las etapas de la bomba.¹⁷

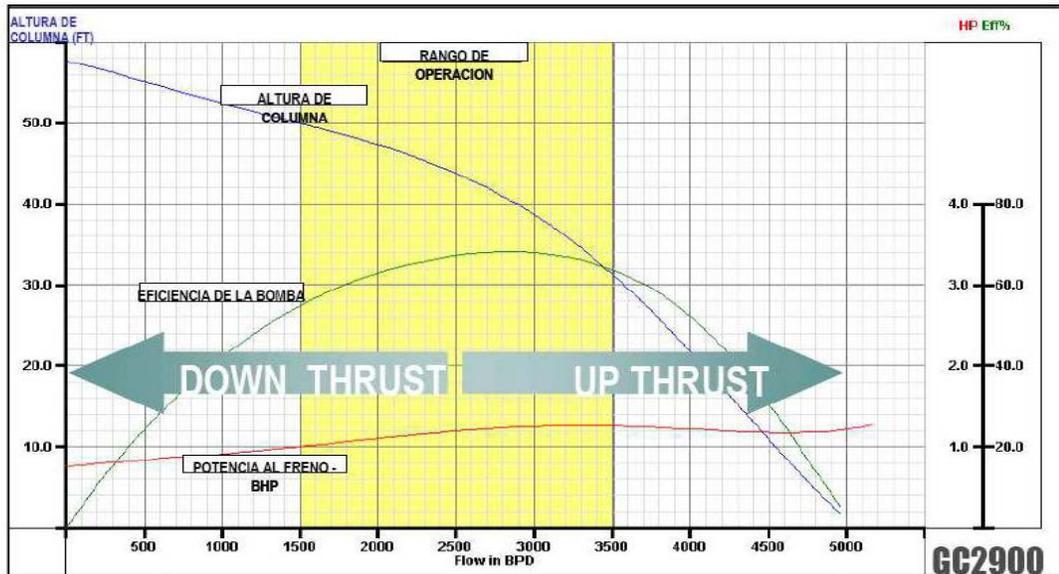


Fuente: CENTRILIFT, curso avanzado de operaciones de B.E.S.

Al momento de crear una bomba centrífuga se realizan pruebas de laboratorio, en las que se hace desplazar agua (Gravedad específica 1.0) por las etapas, de allí se genera una gráfica de rendimiento de una etapa.

¹⁷ CENTRILIFT, curso avanzado de operaciones de B.E.S.

Figura 14. Gráfica de eficiencia y rendimiento de la bomba en una etapa.¹⁸



Fuente: CENTRILIFT, ESP Handbook

En el eje vertical izquierdo se encuentra la altura de elevación del fluido medida en pies y metros. El eje horizontal inferior se mide en BPD (barriles por día) y metros cúbicos por día. La curva azul referente a altura de elevación define la elevación que puede producir el impulsor a todos los volúmenes disponibles.

El primer eje vertical derecho se detalla la potencia del motor medida en Hp. La línea amarilla llamada carga de motor define los requerimientos de caballos de fuerza (Hp) para el impulsor en diferentes volúmenes.

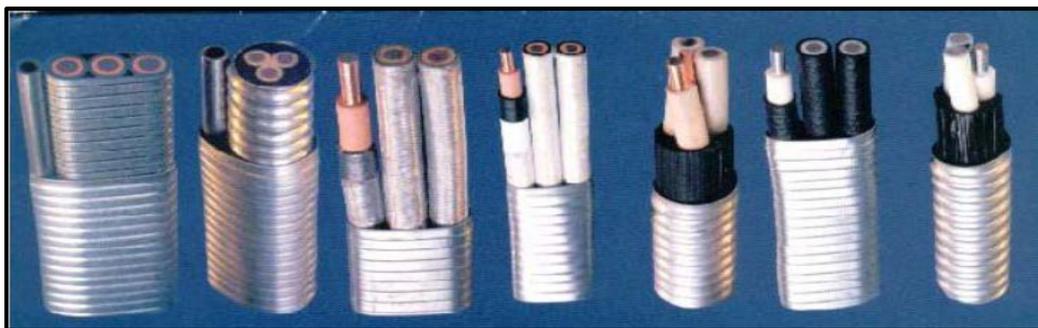
El eje que se encuentra al final hacia la derecha lee la eficiencia de la bomba, según diferentes caudales se lee en la línea roja llamada eficiencia de la bomba.

Las bombas centrífugas multi-etapa se pueden configurar de diversas maneras. Como ejemplo se tienen dos de las más utilizadas.

¹⁸ CENTRILIFT, ESP Handbook.

- **Construcción de una bomba flotante.** en este tipo de bomba cada impulsor tiene libertad de movimiento ascendente y descendente sobre el eje dentro del difusor. Las arandelas de empuje en el impulsor absorben el empuje de la etapa. Como resultado, el cojinete del sello debe soportar el empuje de los impulsores y del eje de la bomba. Una bomba flotante debe operarse siempre dentro del rango de operación recomendado.
 - **Construcción de una bomba de compresión.** los impulsores en este tipo de bomba no tienen libertad de movimiento ascendente y descendente. La arandela de empuje descendente no brinda soporte al empuje en ninguna etapa. En este tipo de bomba el cojinete de empuje del sello da soporte a todo el empuje, tanto el de la etapa como el del eje. La bomba de compresión puede funcionar fuera de los rangos recomendados sin causar daños serios a las partes de la etapa. Esta bomba es más difícil de ensamblar que la de tipo flotante, además cabe resaltar que posee una mejor resistencia a los abrasivos.
- **Cable.** Para transportar la potencia se manejan dos tipos de cable, un cable de configuración redonda y uno de configuración plana.

Figura 15. Diferentes configuraciones del cable de potencia.¹⁹



Fuente: Tomado y modificado de “www.woodgroup-esp.com”. 2010.

¹⁹ Tomado y modificado de “www.woodgroup-esp.com”. 2010.

El cable transporta la potencia en tres fases o conductores, cada uno de ellos protegido por un aislante para evitar circular corriente entre un conductor y otro, a su vez recubiertos por un protector aislante que impide el ingreso de gas y una cubierta de hierro galvanizado en la parte externa recubriendo los tres conductores, cuya función es proporcionar protección mecánica y comprimir el cable con el fin de mantener los materiales aislantes y de camisa en su lugar durante el proceso de instalación o extracción del pozo.

Existen dos tipos de cables, el cable de fondo y el cable de motor, los cuales se acoplan en un punto por encima de la bomba centrífuga para conectar el motor con la fuente de energía eléctrica.

El cable de fondo lleva la potencia desde el variador de frecuencia en la superficie, hacia abajo hasta un punto por encima de la bomba. Los rangos de voltaje más comunes para cables de fondo de bombas electrosumergibles son 3, 4 y 5 KV.

La selección del tipo de cable está basada sobre las condiciones de fluidos, temperatura de fondo y limitaciones del espacio anular. Para el motor se usa un tipo de cable especial llamado cable plano de motor (MCL).

Figura 16. Cable plano de motor (MCL).²⁰



Fuente: Tomado y modificado de “www.woodgroup-esp.com”. 2010.

Este cable se encuentra instalado desde la terminal del motor hasta una ubicación por encima de la bomba, en este punto, el cable de motor se empalma al cable de fondo el cual se ajusta a la bomba y al tubing hasta la cabeza de pozo.

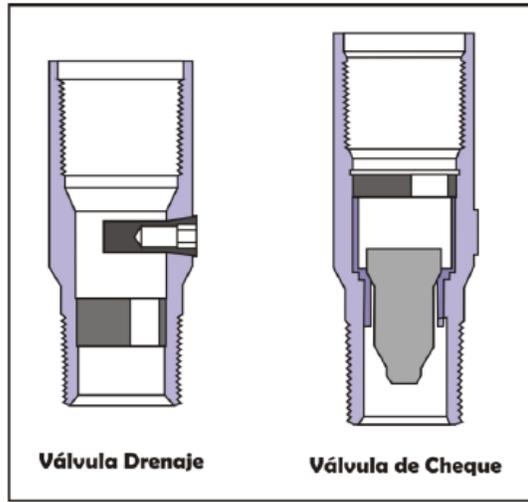
1.2.3 Accesorios

- **Válvulas de retención (cheque) y de drenaje.** La finalidad de la válvula de cheque es mantener la tubería se descarga llena de fluido mientras que la bomba se encuentra apagada para evitar un torque inverso, es decir, evitar el descenso del fluido y generar un posterior contraflujo causando daños en el eje.

Cuando la válvula cheque es usada en el Botton hole assembly, es recomendable instalar una válvula de drenaje sobre la válvula cheque, la cual lleva un tapón incorporado y cumple la función de drenar la tubería de producción al romperse dicho tapón por medio de una varilla lanzada dentro de la tubería, se hace con el fin de prevenir que el tubing esté lleno cuando se saque el equipo.

²⁰ Tomado y modificado de “www.woodgroup-esp.com”. 2010.

Figura 17. Válvula de drenaje y válvula cheque.²¹



Fuente: Adaptado de WoodGroup ESP, Inc. Componentes del BES. Manual de servicio de campo 2001.

- **Flejes.** Se utilizan para unir o fijar el cable de potencia a la tubería de producción durante la instalación, donde también se pueden utilizar bandas. Por lo general estos flejes tienen $\frac{3}{4}$ pulgadas de ancho y 0.025 pulgadas de espesor. Es recomendable usar por lo menos dos flejes por cada junta de tubería de producción.

²¹ Adaptado de WoodGroup ESP, Inc. Componentes del BES. Manual de servicio de campo 2001.

Figura 18. Super bandas para ajustar cable de potencia a la tubería de producción.²²

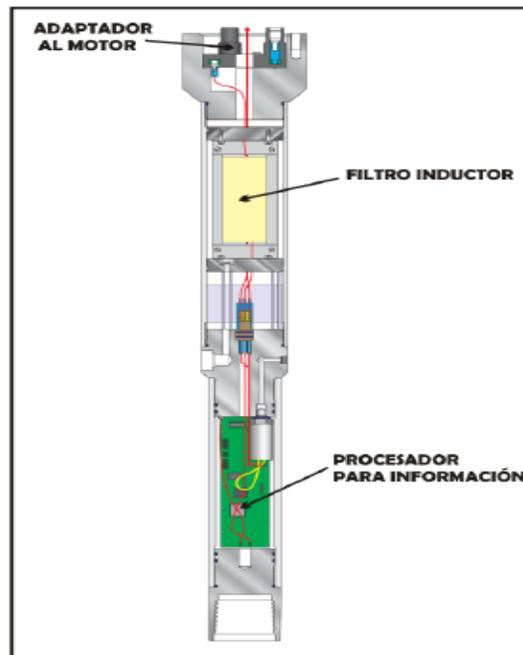


Fuente: Tomado y modificado de “www.woodgroup-esp.com”. 2010.

- **Sensor de fondo.** Se obtienen 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 de pozo; algunos modelos también verifican otros parámetros, tales como, presión de descarga y vibración. 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 de pozo. Esta información obtenida es enviada a través de un cable de potencia a un lector de superficie alojado en el motor.

²² Tomado y modificado de “www.woodgroup-esp.com”. 2010.

Figura 19. Especificación de un sensor de fondo.²³



Fuente: MENDOZA, Erick. “Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el campo Cantagallo”. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2005.

- **Separador de gas.** Son secciones de entrada a la bomba que se usan cuando hay alta presencia de gas en el fluido de pozo, su función principal es evitar el paso de gas libre a la misma, sometiendo el fluido proveniente del yacimiento al fenómeno de centrifugación, puesto que la fase líquida es más pesada, es expulsada hacia afuera para luego redireccionar el fluido hacia la bomba y la fase gaseosa se concentra en el centro por ser más liviana para luego direccionarse al espacio anular para así llegar a superficie.

²³ MENDOZA, Erick. “Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el campo Cantagallo”. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2005

Existen dos tipos de separadores de gas, uno con la entrada a la bomba integrada en el separador y puede ir directamente acoplada a la bomba y otro separador de gas al cual se debe acoplar un entrada a la bomba, que iría acoplada entre la bomba centrífuga y el separador de gas.

Figura 20. Representación de un separador de gas.²⁴



Fuente: Folleto de introducción al sistema BES y dimensionamiento de equipo BES, Jorge Palomino.

- **Coupling.** Utilizado para engranar cada eje en las diferentes partes del sistema de bombeo electrosumergible. Se coloca en los acoplamientos entre motor - sello, sello - entrada a la bomba y entrada a la bomba - bomba centrífuga. Este acople mecánico es de gran importancia ya que debido a esto se transfiere el movimiento giratorio desde el motor hasta las etapas de la bomba centrífuga.

²⁴ Folleto de introducción al sistema BES y dimensionamiento de equipo BES, Jorge Palomino.

Figura 21. Coupling para engranar eje del motor con el sello.²⁵



Fuente: MENDOZA, Erick. “Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el campo Cantagallo”. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2005.

1.3 FACTORES QUE AFECTAN EL FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

1.3.1 Efecto del gas libre. Es un parámetro que debe ser constantemente monitoreado para evitar problemas operacionales y disminución de la eficiencia de la bomba. La manera en que el gas afecta a la bomba es debido a la diferencia entre las densidades de los líquidos y los gases creando un área de baja presión en el impulsor, que resulta en una acumulación de gas causando una disminución en la cantidad de líquido en el impulsor afectando la eficiencia volumétrica de la bomba. Esta acumulación de gas produce una disminución del levantamiento por etapa y una declinación de la producción esperada.

Sin la tecnología necesaria para prevenir la excesiva acumulación de gas, se genera una interferencia en la bomba o un bloqueo de gas. La interferencia por gas es un cambio temporal del patrón de flujo al impulsor que produce una degradación del funcionamiento de la bomba y una disminución de la producción.

²⁵ MENDOZA, Erick. “Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el campo Cantagallo”. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2005.

Por otra parte, el bloque es un completo cierre del patrón de flujo y requiere que la bomba sea apagada ya que puede generar un daño en la bomba. Actualmente estas anomalías se detectan mediante la medición de las fluctuaciones de presiones, por un sensor de fondo o por las fluctuaciones erróneas en una carta de amperaje.

El efecto del gas en las curvas de comportamiento de las bombas no lo toman en cuenta ni los fabricantes de las bombas ni los usuarios finales, estos asumen que el flujo de fluidos es de una sola fase, lo que se conoce como el modelo homogéneo, sin embargo, algunos investigadores han trabajado en el aspecto de determinar una correlación que prediga el desempeño de las BES bajo flujo bifásico, indicando cómo afecta el gas a la curva de comportamiento de las bombas y cómo se puede prevenir la interferencia por gas y el bloqueo de gas.

1.3.2 Efecto de la viscosidad. La manera en la cual la viscosidad del fluido afecta a la bomba es disminuyendo la capacidad de levantamiento y la eficacia con respecto a la misma tasa de producción para agua, lo que genera un aumento en el número de etapas necesarias para producir el fluido y un aumento en los caballos de fuerza del motor de la bomba.

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

Normalmente, para corregir el efecto de la viscosidad en la curva de comportamiento de la bomba se utiliza factores de corrección. Para la producción de este tipo de fluidos se recomienda el uso de bombas con etapas de flujo mayor y motores que porten la potencia adicional requerida para su producción.

1.3.3 Efecto de la densidad. El caudal y la altura de impulsión, en metros de columna de líquido, que puede desarrollar una bomba centrífuga vienen dadas por la curva característica de la misma. Ambas magnitudes son invariables mientras se mantenga constante la velocidad de giro del rodete; si los líquidos a bombear son distintos, la altura manométrica conseguida será la misma para los dos líquidos, si se mantiene el mismo número de revoluciones.

De las dos columnas de líquido de igual altura manométrica, la correspondiente al más denso ejerce una mayor presión sobre la brida de impulsión; si hay que impulsar una misma cantidad de líquido a una misma altura, la energía necesaria será tanto mayor cuanto más pesado sea éste, por lo que una variación de la densidad del líquido a bombear hará variar la presión en la brida de impulsión y la potencia a aplicar a la bomba.

Si se observa la curva característica de altura, la curva de eficiencia y la curva de potencia, las dos primeras son comunes, independientemente de la densidad del líquido, pero la curva de potencia varía desplazándose hacia abajo puesto que al disminuir la densidad se necesita menor potencia; lo mismo ocurre con las curvas de presión, viendo también que la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad del líquido.

1.3.4 Altas temperaturas. Las altas temperaturas disminuyen la vida útil de los materiales utilizados en las bombas electrosumergibles, como lo son elastómeros, aceite del motor, la misma tubería y en especial el cable eléctrico; por tal razón se hacen necesarias medidas como casings con barreras térmicas, separaciones térmicas y hasta cambios en las composiciones de los materiales. La selección de material debe ser adecuado al ambiente de operación definido por el fabricante. De igual forma las altas temperaturas ponen en perspectiva dos problemas operativos: La evaporación del líquido bombeado, la lubricación y refrigeración de los sellos de la bomba cuando se lleva a cabo con el mismo líquido de trabajo.²⁶

1.3.5 Producción de abrasivos y corrosivos²⁷. El efecto abrasivo de algunos fluidos con presencia de arena produce un desgaste prematuro del equipo y principalmente ocasiona daños a la bomba. La condición prevalece por lo general a grandes profundidades o en arenas no consolidadas donde las partículas de arena son ingeridas por la bomba. La corrosión por presencia de CO₂ y H₂S debilita los equipos alterando y llevando a la pérdida por reacción química, no sólo a la bomba, sino a toda la tubería disminuyendo la vida útil del conjunto de instalación.

Existen una gran variedad de soluciones a corto plazo, es decir, amortiguando el efecto del desgaste ampliando la vida útil del equipo en las condiciones presentes. En contra del efecto de abrasivos comúnmente se utilizan cojinetes especiales en las etapas de la bomba, desarenadores en fondo o simplemente el uso de equipos con mayor resistencia.

²⁶ Sterling SIHI. Principios Básicos para el Diseño de Instalaciones de Bombas Centrífugas. 7ª Edición, 2003. p. 169.

²⁷ FENANDEZ, Pedro. Bombas Centrífugas, Departamento de ingeniería eléctrica y energética, Universidad de Cantabria.

Frente a la corrosión se busca realizar pruebas con el fin de hallar métodos de eliminación interna de los componentes afectantes o de igual forma se busca la utilización de equipos con mayor resistencia.

2. BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

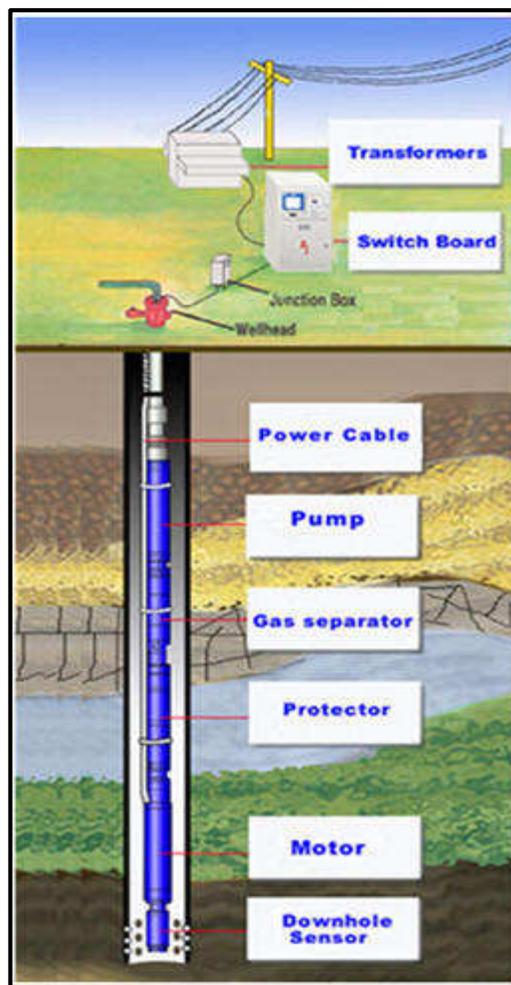
2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El bombeo electrocentrífugo es un método de recuperación de hidrocarburos en el cual un sistema de bomba centrífuga y su motor están acoplados en el fondo del pozo, este sistema produce grandes cantidades de flujo y presenta gran eficiencia, el pozo al cual se le aplica el método debe tener ciertas características como no tener altas relaciones gas aceite, altas temperaturas, presencia de arena en el fluido producido, medio químicamente agresivo factores que afectan negativamente el desempeño del proceso de bombeo. Estos sistemas de bombeo presentan la característica de trabajar en amplios rangos de profundidades y flujos. El montaje está sumergido en el fluido del pozo y suspendido en la tubería de producción, así como estar por encima de la zona de cañoneo. En el pasado el principal criterio de instalación de un sistema de bombeo electrosumergible era que estuviera sumergido en el fluido del pozo para garantizar en lo mayor posible alimentación al sistema, y por simplicidad se suponía que el fluido de pozo estaba presente sólo en fase líquida. Esta condición es suficiente sólo cuando la proporción gas-líquido es despreciable.

El procedimiento de diseño ha evolucionado con el uso de métodos para determinar caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico, entonces se utilizan correlaciones para el cálculo de propiedades PVT de los fluidos. Lo que permite efectuar la selección del equipo de bombeo con mejor aproximación, para pozos en los que existe una cantidad importante de gas que se produce con los líquidos. En estos casos se toma en cuenta los efectos del gas que se libera en la tubería de producción conforme se reduce la presión, durante el viaje ascendente de los hidrocarburos hacia la superficie, de manera que determinar la variación de la densidad de la mezcla a presiones inferiores a la de burbujeo, condujo a diseños en los que las dimensiones del motor y de la bomba fueron

hasta 50% menores, respecto a las obtenidas con las suposiciones mencionadas anteriormente. En la actualidad el diseño ha mejorado, incorporando en los cálculos la consideración de las propiedades físicas de la mezcla, las cuales varían constantemente en el interior de la bomba; lo que traduce en reducciones importantes de su capacidad volumétrica, desde la presión de succión hasta la de descarga. Consecuentemente las dimensiones del motor y de la bomba son aún menores, para lograr una operación más eficiente del sistema.

Figura 22. Esquema de bombeo electrosumergible.²⁸



Fuente: Tomado de www.iuteb.edu.ve/carreras/geominas/contenidos/geopetro.

²⁸ Tomado de www.iuteb.edu.ve/carreras/geominas/contenidos/geopetro

2.1.1 Características del equipo. Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo sumergido está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba rotodinámica y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control, transformador.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes para cable, válvula de drenaje, válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo; dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable.

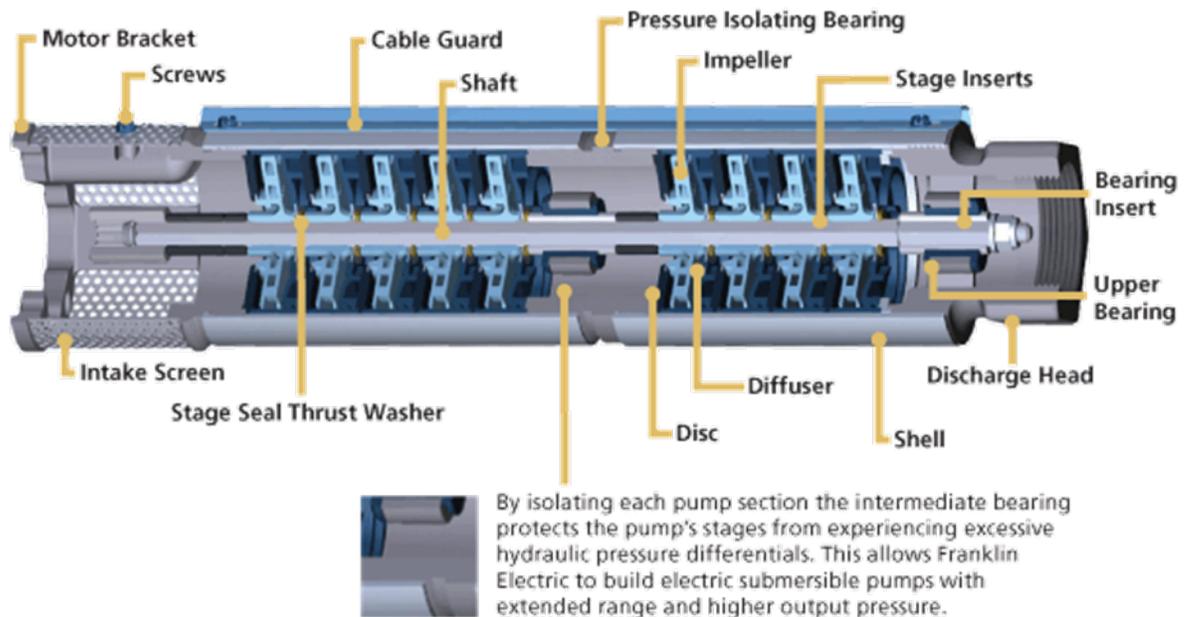
La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido. El motor eléctrico colocado en la parte inferior del sistema, recibe la energía desde la superficie, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia, por ejemplo: 3500 revoluciones por minuto (rpm) a 60 ciclos por segundo (Hz). Básicamente es una carcasa de acero de bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijas en su interior alineadas con las secciones del rotor y del cojinete respectivamente.

2.2 BOMBA ROTODINÁMICA

La bomba rotodinámica presente en el equipo de bombeo electrosumergible es prácticamente una unidad mecánica de bomba centrífuga, donde su estructura general presenta un rodete donde hay paletas impeles o álabes, una voluta o

carcasa por donde el fluido bombeado pasa para salir a las condiciones de presión que requiere el sistema.

Figura 23. Bomba centrífuga.²⁹



Fuente: Tomado de <http://epsem.upc.edu/~bombacentrifuga/castella/introduccio%20centrifuges.html>.

Se concluye que el objetivo principal de las bombas centrífugas es aportar energía al fluido, energía que entra por medio del eje de la bomba, dicha energía es convertida en energía de presión. El movimiento centrífugo del fluido en la bomba genera un vacío el cual es responsable de la succión.

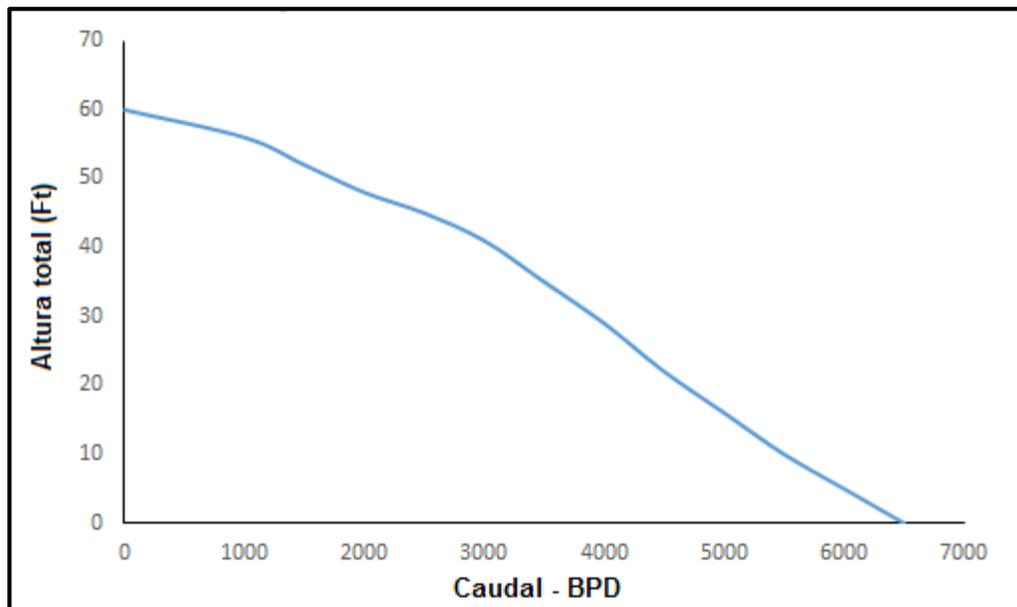
²⁹ Tomado de <http://epsem.upc.edu/~bombacentrifuga/castella/introduccio%20centrifuges.html>

2.2.1 **Curvas de operación.** Las curvas de la bombas centrifugas son datos obtenidos a partir de pruebas a las cuales las bombas son sometidas, estas pruebas consisten por ejemplo en analizar y tabular el caudal ofrecido por la bomba de acuerdo a un requerimiento de presión. Cabe aclarar que cuando se tabulan los resultados se tiene una velocidad de rotación constante en la bomba, las curvas características muestran la energía en forma de caudal que entrega una bomba a una velocidad de giro constante.

- **Curva característica de la altura de la bomba.**

La siguiente figura muestra una curva característica de cierta bomba centrifuga en la cual la altura total es función del caudal, se puede decir por tanto que a medida que el caudal aumenta la altura de cabeza disminuye, usando la ecuación de Bernoulli entre dos puntos de una línea de corriente en el flujo, por ejemplo succión y descarga de la bomba se puede determinar la altura útil entregada por la bomba.

Figura 24. Curva de la altura de una bomba centrifuga.³⁰



³⁰ Tomado y modificado de MOTT, Robert. Cuarta Edición, Mc Graw Hill. 1996, p.419, 420.

Fuente: Tomado y modificado de MOTT, Robert. Cuarta Edición, Mc Graw Hill. 1996, p.419, 420.

Se presenta la ecuación de Bernoulli aplicada entre la succión y descarga de la bomba.

$$\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 + h_a = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2$$

Donde:

$\frac{P_1}{\gamma}$ = Altura de succión en la entrada de la bomba.

$\frac{V_1^2}{2g}$ = Altura referente a la velocidad de entrada a la bomba.

Z_1 = Altura geodésica de la entrada en la bomba.

$\frac{P_2}{\gamma}$ = Altura de succión a la salida de la bomba.

$\frac{V_2^2}{2g}$ = Altura referente a la velocidad de salida en la bomba.

Z_2 = Altura geodésica de la salida en la bomba.

h_a = Altura entregada por la bomba.

En muchos ensayos con bombas se acostumbra a usar los mismos diámetros de tubería en la succión como en la descarga de la bomba, por lo tanto $V_1 = V_2$, por tanto despejando h_a de la ecuación anterior queda:

$$h_a = \frac{P_2 - P_1}{\gamma} + (Z_2 - Z_1)$$

Altura entregada por la bomba centrífuga en función de P_2 , P_1 , Z_2 y Z_1 .

Donde:

h_a = Altura entregada por la bomba (m).

P2 = Presión a la descarga de la bomba (mca).

P1 = Presión a la succión de la bomba (mca).

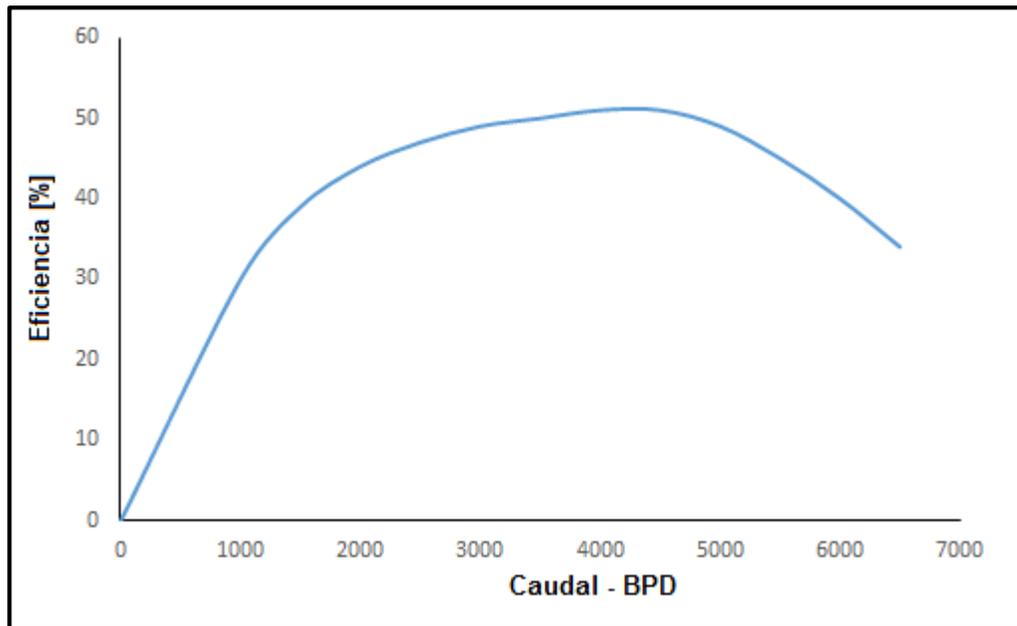
Z_2 = Altura geodésica a la descarga de la bomba (m).

Z_1 = Altura geodésica a la succión de la bomba (m).

- **Curva característica de la eficiencia de la bomba.**

La curva de eficiencia es un indicador que nos muestra la eficiencia de la bomba, entendiendo como bomba a un sistema global de bombeo, igualmente un parámetro es la velocidad de giro constante. La eficiencia de la bomba es la relación entre la potencia entregada por la bomba al fluido y la potencia eléctrica suministrada al sistema, en la siguiente figura se puede observar una curva de eficiencia típica para cierta bomba centrífuga.

Figura 25. Curva de la eficiencia de una bomba centrífuga.³¹



Fuente: Tomado y modificado de MOTT, Robert. Cuarta Edición, Mc Graw Hill. 1996, p.420.

Analizando la gráfica se puede ver que cuando la bomba empieza a funcionar en caudal cero tenemos una eficiencia de cero, a continuación cuando el caudal aumenta también lo hace la eficiencia hasta un punto llamado de máximo rendimiento, a partir del punto de máximo rendimiento un aumento de caudal ocasiona una disminución en la eficiencia.

Ecuación para eficiencia de la bomba.

$$\eta = \frac{P_h}{P_e}$$

Donde:

η = Eficiencia de la bomba.

³¹ Tomado y modificado de MOTT, Robert. Cuarta Edición, Mc Graw Hill. 1996, p.420

P_h = Potencia hidráulica entregada por la bomba (W).

P_e = Potencia eléctrica consumida por el motor (W).

- **Potencia hidráulica entregada por la bomba.**

Es el producto del caudal entregado por la bomba, el peso específico del fluido y la altura entregada por la bomba.

Ecuación de la potencia hidráulica entregada por la bomba

$$P_h = \gamma * Q * h_a$$

Donde:

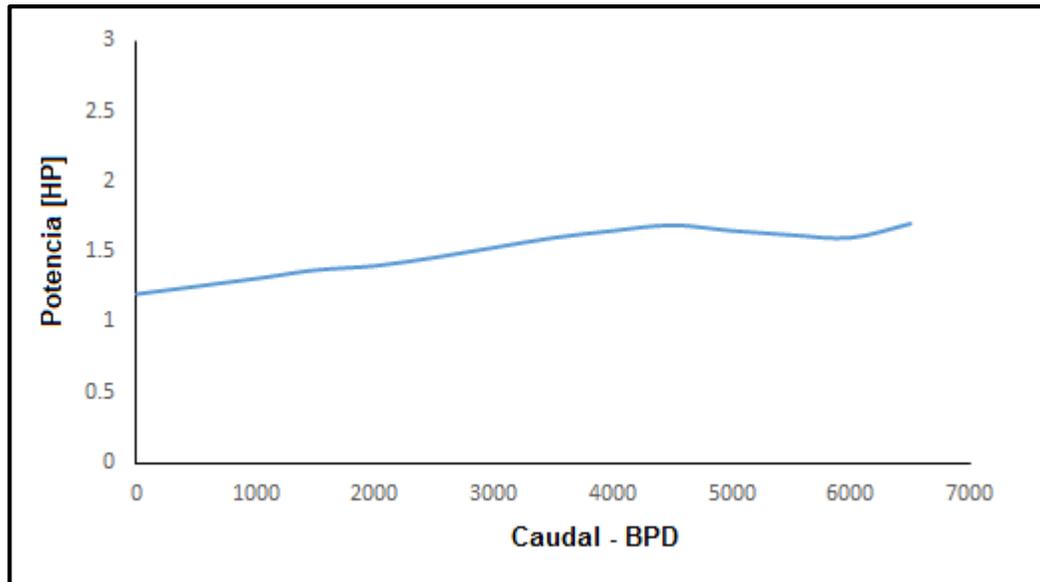
P_h = Potencia hidráulica entregada al fluido (W)

γ = Peso específico del fluido ($\frac{N}{m^3}$)

h_a = Altura entregada por la bomba (m)

Q = Flujo volumétrico ($\frac{m^3}{s}$)

Figura 26. Curva de la potencia de una bomba centrífuga.



- **Caudal volumétrico de una bomba.**

El volumen de fluido que entra a la bomba por unidad de tiempo se le conoce como flujo o caudal volumétrico. Por tanto es el producto de un área que multiplicada por una velocidad del fluido nos da un flujo de volumen.

Ecuación del flujo volumétrico de la bomba

$$Q = A * V$$

Donde:

Q = Flujo volumétrico ($\frac{m^3}{s}$)

A = Área de la sección transversal de flujo (m^2)

V = Velocidad del fluido (m/s)

2.3 EFECTOS DE FACTORES OPERACIONALES

- **Efecto del cambio de velocidad:**

El gasto varía en proporción directa a los cambios de velocidad de la bomba. La carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad. La eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios de velocidad.

- **Efecto de la densidad relativa:**

La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa. Entonces la curva de capacidad de carga no depende de la densidad relativa, la potencia varía directamente con la densidad relativa y la eficiencia de la bomba permanece constante independientemente de la densidad del líquido.

- **Efectos de cambio del diámetro de impulsor:**

La capacidad de carga varía directamente con el diámetro de los impulsores y la potencia varía directamente con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambia. Las gráficas de curvas de comportamiento para cada bomba, las publica el fabricante además de las curvas de eficiencia carga y potencia vs gasto, incluye información respecto al diámetro de tubería de revestimiento en que puede introducirse la bomba, tipo y número de serie de la misma, ciclaje de la corriente para alimentar al motor, velocidad de la flecha del motor y el número de etapas considerado en la elaboración.

- **Utilización de curvas características:**

Se tiene que de acuerdo al ciclaje (Hz) de la corriente disponible, se selecciona un grupo de gráficas, verificando que su número de serie o

diámetro externo, sea tal que puedan introducirse en la tubería de revestimiento existente en el pozo; de este grupo se selecciona una que maneje con mayor eficiencia el gasto deseado las condiciones de profundidad de colocación de la bomba. Una vez seleccionada la gráfica, a partir de dicho gasto, se traza una línea vertical, hasta intersectar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga, de tal forma que se hagan las lecturas en las escalas correspondientes.

- **Fenómeno de cavitación:**

Si la presión absoluta del líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, entonces se forman pequeñas burbujas de vapor. Estas burbujas son arrastradas por el líquido fluyendo, hacia regiones de más altas presiones donde se condensan o colapsan. La condensación de las burbujas produce un tremendo incremento en la presión lo que resulta similar a un golpe de martillo o choque. Este fenómeno se conoce como Cavitación. Dependiendo de la magnitud de la cavitación, ésta puede resultar en una destrucción mecánica debida a la erosión, corrosión y a la intensa vibración. La cavitación también tiene un efecto significativo en el comportamiento de la bomba. Su capacidad y eficiencia se reducen.

3. APLICACIÓN DEL MÉTODO ESTABLECIDO POR EL INSTITUTO DE HIDRÁULICA

El desempeño de una bomba rotodinámica sobre un líquido viscoso diferirá del desempeño sobre agua, en la cual está basada la mayoría de las curvas publicadas. La cabeza (H), el caudal (Q) decrecerá con el incremento de la viscosidad. La potencia incrementará, así como la carga neta positiva de succión requerida (NPSHR) y el torque en la mayoría de las circunstancias.

El instituto de hidráulica ha desarrollado un método generalizado para predecir el desempeño de una bomba rotodinámica en fluidos newtonianos de viscosidad mayor que la del agua. Este es un método empírico basado en datos de prueba disponibles de fuentes de todo el mundo. El método permite a los usuarios de las bombas estimar un rango para una bomba en particular sobre algún líquido de viscosidad conocida, teniendo el rango basado en agua. El procedimiento también permite a una adecuada bomba ser seleccionada para un servicio requerido sobre líquidos viscosos.

El método empírico presentado fue escogido basado en un análisis comparativo estadístico de varios posibles procedimientos de corrección. El proceso escogido fue encontrado por producir la menor varianza de cálculos para datos reales (1999) comparados con otros procedimientos.

El mayor cambio o variación en la corrección ocurre en flujos menores de 100 gpm y $ns < 15$ ($Ns < 770$) (parámetro adimensional).

3.1 FACTORES DE CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD

Cuando un líquido de alta viscosidad, tal como un aceite pesado, es bombeado por una bomba rotodinámica el rendimiento es diferente, en comparación con el uso de agua, debido al incremento de las pérdidas. La reducción en el rendimiento

para líquidos viscosos puede ser estimada aplicando los factores de corrección para la cabeza, el caudal y la eficiencia al rendimiento en agua.

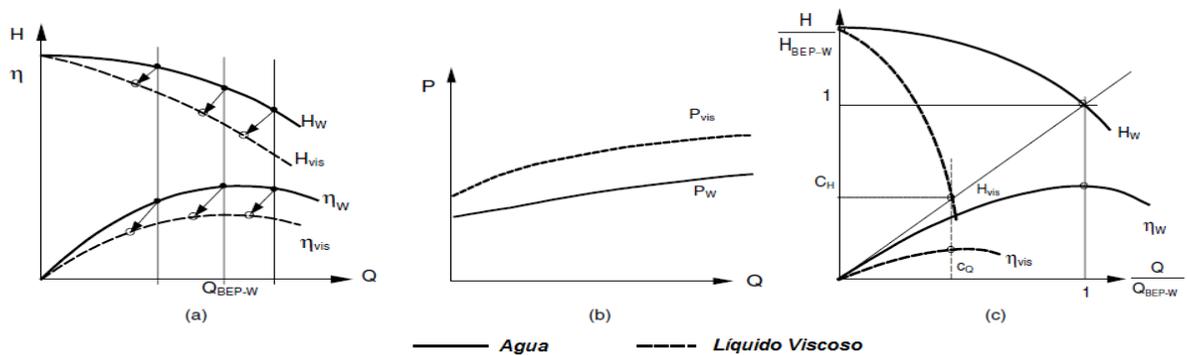
Por lo tanto las curvas de cabeza y eficiencia para líquidos viscosos son estimadas de la cabeza, el caudal y la eficiencia medidas con el agua para la aplicación de los factores de corrección C_H , C_Q y C_η respectivamente. Estos factores están definidos en las siguientes ecuaciones:

$$C_H = \frac{H_{vis}}{H_W} \quad C_Q = \frac{Q_{vis}}{Q_W} \quad C_\eta = \frac{\eta_{vis}}{\eta_W}$$

La figura (a) y (b) muestra esquemáticamente cómo las características de la cabeza y la eficiencia cambian de operación con agua a bombeo de líquidos más viscosos.

Si los datos medidos son normalizados hacia el mejor punto de eficiencia cuando se opera con agua (BEP-W), los factores C_H , C_Q y C_η pueden ser leídos directamente en la figura (c). Una línea directa entre el BEP-W y el origen de la curva H-Q es llamada la característica difusor o voluta. Análisis de los datos de prueba en el bombeo de fluidos viscosos recolectados por el Instituto de hidráulica de fuentes de todo el mundo también confirma la anterior observación.

Figura 27. Cambios en las curvas cuando se opera con un líquido viscoso.³²



³² Tomado y modificado de Instituto de hidráulica de Estados Unidos, "Effects of liquid viscosity on rotodynamic pump performance". 2007

Fuente: Tomado y modificado de Instituto de hidráulica de Estados Unidos, “Effects of liquid viscosity on rotodynamic pump performance”. 2007.

3.2 MÉTODO GENERALIZADO BASADO EN DATOS EMPÍRICOS

El rendimiento de las bombas rotodinámicas es afectado cuando se manejan fluidos viscosos. Un marcado incremento en la potencia, una reducción en la cabeza y algo de reducción en el caudal ocurre con moderadas y altas viscosidades. El torque de arranque y el NPSH requerido puede también ser afectado.

Las ecuaciones están basadas en número de Reynolds de un rendimiento de bomba ajustado por velocidades específicas (Parámetro B) las cuales se han montado estadísticamente en una curva a un cuerpo de datos de prueba. Estas pruebas de bombas de una sola etapa o multietapa cubren el siguiente rango de parámetros: impulsores cerrados y semiabiertos; viscosidad cinemática de 1 a 3000 cSt; caudal en el mejor punto de eficiencia (BEP) con agua de $Q_{BEP-W} = 13$ a 1140 gpm; cabeza por etapa en BEP con agua de $H_{BEP-W} = 20$ a 430 ft. Las ecuaciones de corrección son un método generalizado basado en datos empíricos, pero no son exactos para cualquier bomba en particular.

3.2.1 Limitaciones de la corrección del rango para un líquido viscoso.

Los factores de corrección son aplicados a bombas de diseño hidráulico esencialmente con impulsor de descarga radial, en el rango de operación normal, con impulsores totalmente abiertos, semiabiertos y cerrados. No se recomienda usar para tipos de bombas de flujo axial o bombas hidráulicas de diseño especial.

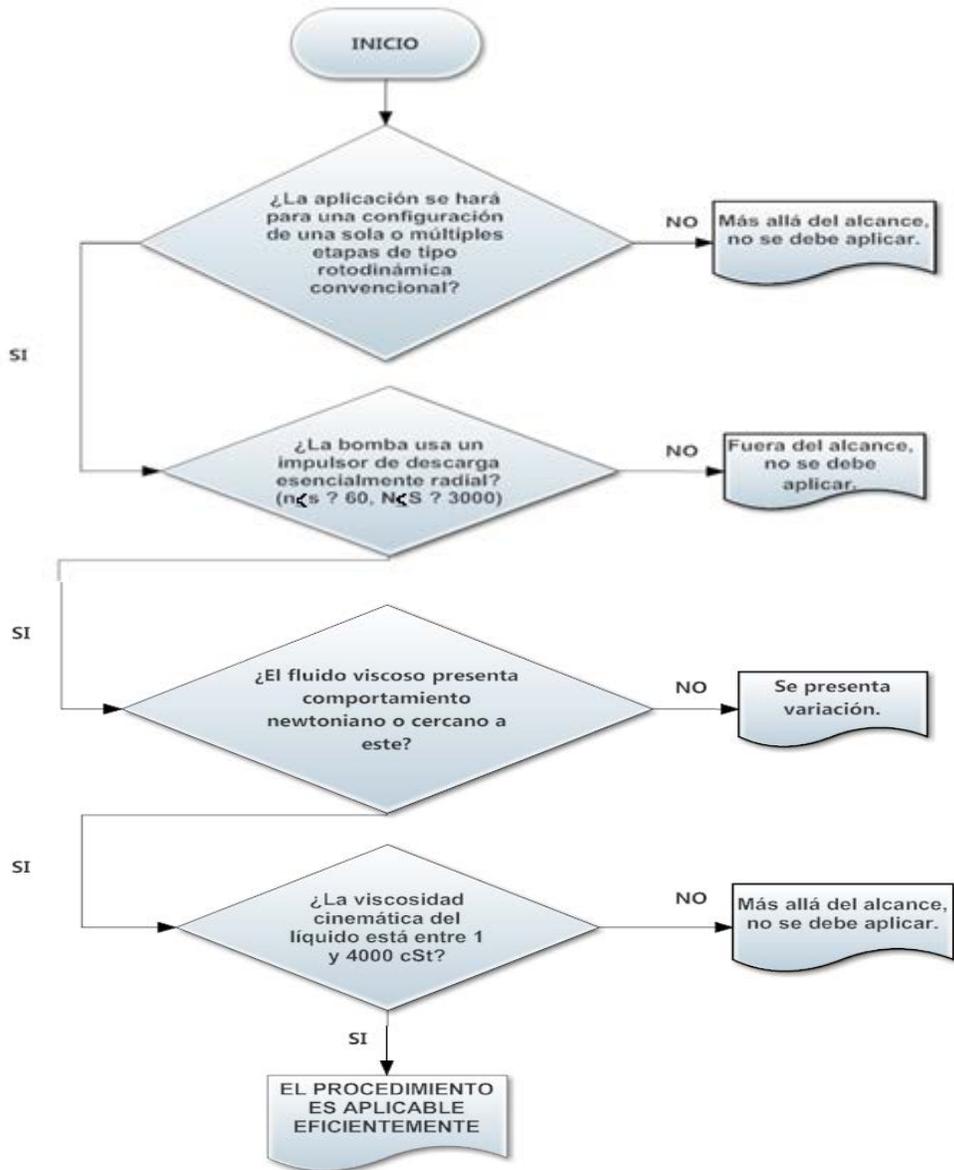
Se debe usar sólo donde se presenta un margen adecuado de NPSH disponible por encima de un NPSHR con el fin de hacer frente a un incremento de NPSHR.

Tabla 1. Símbolos y definiciones.

A	Geometría de succión variable usada en el cálculo de la carga neta positiva de succión requerida.	C_{BEP-H}	Factor de corrección de la cabeza aplicado al caudal en el máximo punto de eficiencia de la bomba para agua.
B	Parámetro usado en la corrección de viscosidad; B es usado como una normalización del número Reynolds de la bomba y ajusta la corrección en la velocidad específica de la bomba.	C_{NPSH}	Factor de corrección de la carga neta positiva de succión requerida.
BEP	El caudal y cabeza en el cual la eficiencia de la bomba es máxima a una velocidad dada.	C_Q	Factor de corrección del caudal.
C_η	Factor de corrección de la eficiencia.	H_{BEP-W}	Total de cabeza a un caudal en el cual se encuentra la máxima eficiencia cuando la bomba opera con agua en m o ft.
H_{vis}	La cabeza cuando se bombea un líquido viscoso en m o ft.	P_{vis}	La potencia requerida del eje de entrada por la bomba para las condiciones de viscosidad.
$H_{BEP-vis}$	Total de cabeza a un caudal en el cual se encuentra la máxima eficiencia cuando la bomba opera con un líquido viscoso.	Q_{BEP-W}	Caudal en el cual está la máxima eficiencia de la bomba.
H_W	Cabeza total cuando se bombea agua en m o ft.	Q_{vis}	Caudal cuando se bombea un líquido viscoso en gpm.
N	Velocidad rotacional del eje de la bomba en rpm	Q_W	Caudal de flujo cuando se bombea agua en gpm.
N_S	Velocidad específica en el ojo del impulsor (Unidades USCS).	s	Gravedad específica del líquido bombeado.
n_s	Velocidad específica en el ojo del impulsor (Unidades métricas).	V_{vis}	Viscosidad cinemática (cSt) del líquido bombeado.
NP ^{n_s} SHA	Carga neta positiva de succión disponible.	V_W	Viscosidad cinemática (cSt) del agua de referencia de prueba.
$NPSHR_{BEPW}$	Carga neta positiva de succión requerida para agua en el caudal de máxima eficiencia.	η_{BEP-W}	Mejor eficiencia operando con agua.
$NPSHR_{vis}$	Carga neta positiva de succión requerida en líquido viscoso.	η_{vis}	Eficiencia cuando se bombea un líquido viscoso.
$NPSHR_W$	Carga neta positiva de succión requerida en agua.	η_W	Eficiencia de la bomba cuando se bombea agua.
C_H	Factor de corrección de la cabeza.		

3.2.2 Metodología para determinar los efectos de la viscosidad en el rendimiento de las bombas. El procedimiento se divide en dos partes: en primer lugar, establecer si es aplicable al método; y segundo, calcular el rendimiento de una bomba operando con un líquido viscoso cuando el rendimiento en agua es conocido. A continuación se presenta el proceso que comprende la primera parte.

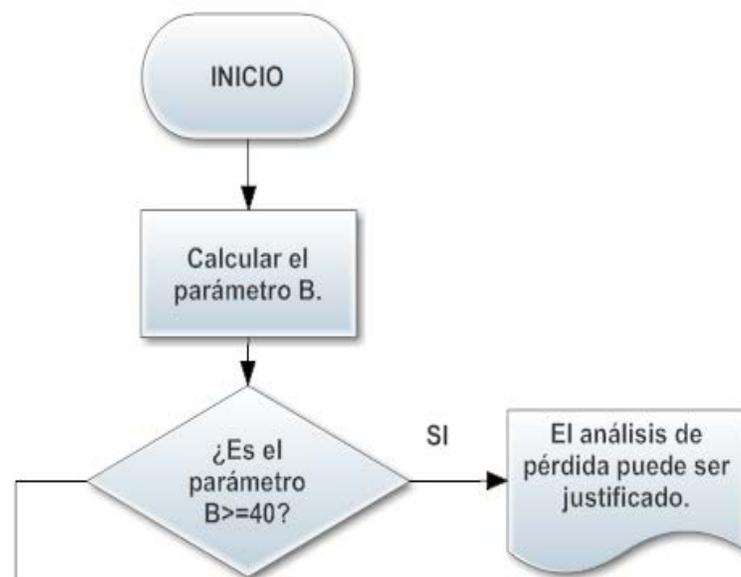
Figura 28. Proceso para asegurar la aplicabilidad.

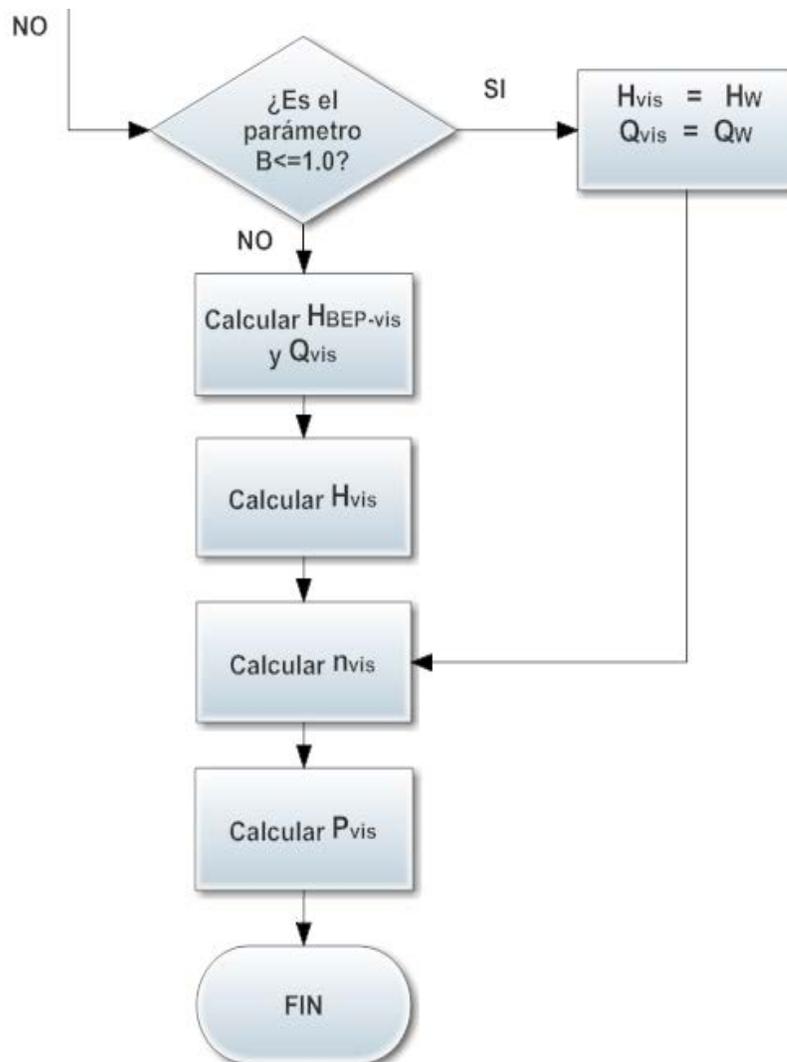


Para llegar a la conclusión de que el procedimiento se puede llevar a cabo eficientemente para determinado fluido que se quiere producir, se sigue el anterior paso a paso identificando parámetros generales sobre el equipo y sobre el mismo fluido como el tipo de configuración donde la comúnmente utilizada en la industria es la convencional de una o múltiples etapas, tipo de impeller haciendo referencia a la velocidad específica que maneja (N_s, η_s), el comportamiento reológico del fluido que se desea desplazar y la viscosidad cinemática que posee, la cual se debe mover en un rango consideradamente amplio; el rango de viscosidad es llamado como amplio ya que fluidos, y en el presente caso crudos de baja gravedad API (extrapesados) presentan viscosidades cinemáticas bajas realizando una comparación con el rango expuesto, oscilando alrededor de los 1000 cSt.

El procedimiento para la segunda parte, cálculo del rendimiento de una bomba operando con un líquido viscoso cuando el rendimiento en agua es conocido, es definido a continuación; el proceso que se representa es un esquema que se explicará de forma explícita y simple en el siguiente numeral, siendo la base del presente proyecto.

Figura 29. Metodología de ajuste.





3.2.3 Pasos para determinar el rendimiento de la bomba cuando se usa un líquido viscoso. Las siguientes ecuaciones son usadas para desarrollar los factores de corrección con el fin de ajustar las características del rendimiento con agua que son la tasa de flujo o caudal, cabeza total o requerida, la eficiencia y la potencia suministrada, para que correspondan al rendimiento basados en un líquido viscoso.

- **Paso 1**

Calcular el parámetro B basado en el caudal del punto de mayor eficiencia suministrado por el rendimiento en agua (Q_{BEP-W}).

Dadas las unidades de Q_{BEP-W} en gpm, H_{BEP-W} en ft, N en rpm, y V_{vis} en cSt, usando la siguiente ecuación:

$$B = 26.6 \times \frac{V_{vis}^{0.5} \times H_{BEP-W}^{0.0625}}{Q_{BEP-W}^{0.375} \times N^{0.25}}$$

Si $B > 1.0$ y $B < 40$, entonces seguir al paso 2.

Si $B \geq 40$, las ecuaciones no se aproximarán a los valores reales de forma confiable.

Si $B \leq 1.0$, usar $C_H = 1.0$ y $C_Q = 1.0$, y continuar en el paso 4.

- **Paso 2**

Calcular el factor de corrección para el caudal (C_Q), (el cual es igual al factor de corrección para la cabeza en el punto de mayor eficiencia), correspondiente a el caudal en el punto de mayor eficiencia del rendimiento en agua (Q_{BEP-W}) y corregir el caudal del rendimiento en agua para un fluido viscoso (Q_{vis}).

$$C_Q = 2.71^{-0.165 \times \log B^{3.15}}$$

$$Q_{vis} = C_Q \times Q_W$$

Corregir la cabeza total del rendimiento en agua (H_{BEP-W}) que corresponde a el caudal en el punto de mayor eficiencia del rendimiento en agua (Q_{BEP-W}).

$$C_{BEP-H} = C_Q$$

$$H_{BEP-vis} = C_{BEP-H} \times H_{BEP-W}$$

- **Paso 3**

Calcular el factor de corrección para la cabeza (C_H) y a continuación los valores correspondientes a la cabeza para el fluido viscoso en caudales (Q_W) mayores o menores a el caudal en el punto de mayor eficiencia (Q_{BEP-W}).

$$C_H = 1 \left((1 - C_{BEP-H}) \times \left(\frac{Q_W}{Q_{BEP-W}} \right)^{0.75} \right)$$

$$H_{vis} = C_H \times H_W$$

- **Paso 4**

Calcular el factor de corrección para la eficiencia (C_η) y los valores correspondientes de la eficiencia cuando se opera con un fluido viscoso (η_{vis}). Las ecuaciones presentadas son válidas para caudales (Q_W) mayores, menores e iguales al caudal en el punto de mayor eficiencia (Q_{BEP-W}).

Para $1.0 < B < 40$, $C_\eta = B^{-(0.0547 \times B^{0.69})}$

Para $B \leq 1.0$, el factor de corrección se estima con la siguiente ecuación:

$$C_\eta = \frac{1 - ((1 - \eta_{BEP-W}) \times \frac{V_{vis}^{0.07}}{V_W})}{\eta_{BEP-W}}$$

$$\eta_{vis} = C_\eta \times \eta_W$$

Donde η_W es la eficiencia a determinado caudal del rendimiento basado en agua.

- **Paso 5**

Calcular los valores de la potencia requerida para el nuevo rendimiento (P_{vis}). Las siguientes ecuaciones son válidas para cualquier caudal.

Para caudales en gpm, cabeza en ft, potencia requerida en hp y la eficiencia en fracción:

$$P_{vis} = \frac{Q_{vis} \times H_{vis} \times S}{3960 \times \eta_{vis}}$$

S = Gravedad específica del líquido a bombear.

3.2.4 Ajuste de la viscosidad. En el presente estudio sobre el funcionamiento de las centrifugas se aprecia que si bien el fluido producido del campo estudio es un crudo extra pesado, el crudo viene acompañado de cantidades variantes de agua y gas. El porcentaje másico de agua varia llegando a porcentajes de hasta 70% en volumen. Teniendo en cuenta lo anterior, se llegó al hecho de que la viscosidad equivalente que se usa en el proceso de cálculo presentado por el instituto de hidráulica debe ser una viscosidad promedio equivalente para lograr una aproximación real a las curvas de operación de las bombas.

En conclusión la sustancia es bombeada del yacimiento como una mezcla. Como bien se sabe, a diferencia de la densidad o la concentración de una sustancia como ejemplo plomo o mercurio, la viscosidad no es una propiedad que tenga un carácter lineal en la mezcla de dos o más fluidos. Para conocer el valor equivalente aproximado de una propiedad que se comporta de forma lineal en la mezcla de fluidos, se debe conocer el aporte de cada fluido presente en la mezcla y la cantidad de cada fluido que se va a mezclar. Al poseer dichos parámetros, es posible llegar a un valor final de la propiedad requerida mediante la siguiente ecuación³³.

$$P_f = \sum_i^n p_i * x_i$$

Donde P_f es el valor final de la propiedad de la mezcla, que en este caso es lineal.

P_i , propiedad lineal de un fluido que compone la mezcla.

X_i , fracción másica de un fluido que compone la mezcla.

Para el efecto que ocupa la viscosidad, propiedad que no se comporta de manera lineal, no se aborda su cálculo con la ecuación anterior. Si se desea obtener gran

33

certeza de la viscosidad de un fluido que ya se encuentra mezclado, se debe calcular la viscosidad con un viscosímetro, instrumento que permite conocer la magnitud con gran exactitud si se realiza la medida de acuerdo a las normas del ensayo. De esta manera se puede determinar la viscosidad exacta del fluido resultante apoyado en normas de medición estandarizadas.

Sin embargo en muchas ocasiones no es posible aplicar el procedimiento de medición a la mezcla, como en el presente caso, ya que es complejo el poder obtener la viscosidad equivalente de mezcla en el fondo del pozo y aun más a medida que pasa por la bomba. Es el caso de la industria petroquímica, en la que para la obtención de muchos productos finales, como por ejemplo los combustibles marinos, se mezclan dos tipos de productos: residuos de la destilación y productos destilados, con el fin de obtener un producto final que debe tener una viscosidad establecida por las normativas (en el caso del fuel oil marino IFO 380, la viscosidad debe ser de 380cSt a 50°C).

El cálculo de la viscosidad debe abordarse una forma analítica. No existe ninguna ecuación general que permita calcular exactamente el valor de la viscosidad final de una mezcla de fluidos, pero se dispone es de unas fórmulas empíricas que se ajustan lo más posible al resultado medido en un viscosímetro en función del tipo de fluidos que se hayan mezclado. Para la mezcla de hidrocarburos se utilizan las ecuaciones de Refutas³⁴. No se indica que sólo se puedan usar las ecuaciones de Refutas para calcular una viscosidad equivalente en una mezcla, pero según la literatura son las más efectivas. Las cuales generalmente tienen la siguiente forma:

$$VBN_I = 14.534 * \ln[\ln(v + 0.8)] + 10.975$$

³⁴ ROMERO, A. QUIROGA. C. Desarrollo de un modelo computacional para el ajuste de la viscosidad de mezclas de crudo pesado y extrapesado, 2010.

$$VBN_m = (x_a * VBN_a) + (x_b * VBN_b) + \dots + (x_n * VBN_n)$$

$$v_m = \exp\left(\exp\left(\frac{VBN_m - 10.975}{14.534}\right)\right) - 0.8$$

Donde:

VBN: Viscosity Blend Number.

v: viscosidad cinemática (cSt).

x: fracción másica.

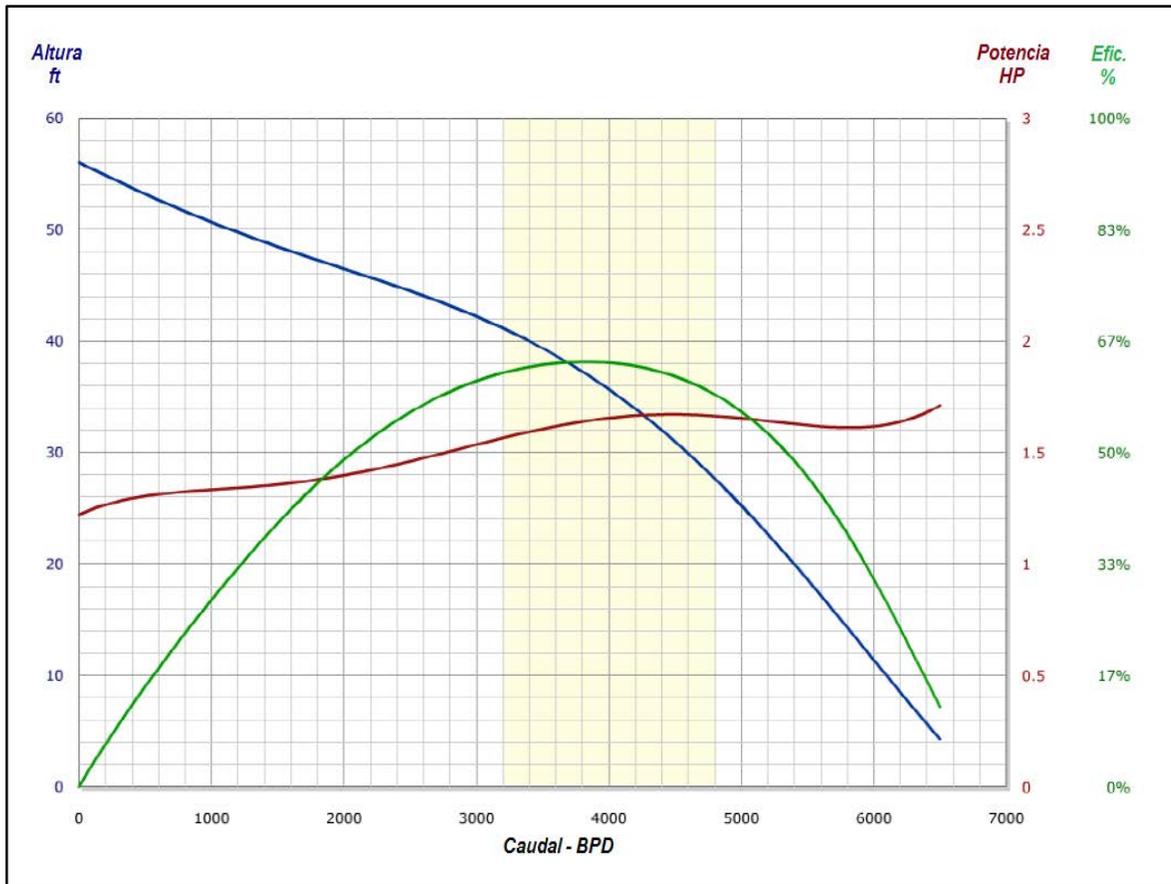
m: mezcla.

i: subíndice de cada componente.

En las ecuaciones de Refutas debe anotarse la viscosidad de cada componente medido a la misma temperatura para que el resultado sea correcto. Como se ha apuntado anteriormente, las ecuaciones de Refutas proporcionan un resultado próximo al real pero no exacto, debido a que se trata de una fórmula empírica.

3.2.5 **Ejemplo de aplicación.** La determinación del nuevo rendimiento para la bomba *WG-4000* en *3500 RPM* usando el proceso ya descrito se da a continuación; para llevarlo a cabo se debe tener a disposición una curva específica, comúnmente entregada por el fabricante.

Figura 30. Curvas de la bomba *WG-4000* en *3500 RPM*.³⁵



Fuente: Western Submersible Pump (WSP), de 1 etapa *WG-4000* en *3500 RPM* SpGr= 1.0" Products catalog 2009.

A través de la curva de operación para la bomba seleccionada se despliegan los datos a partir de los caudales para cada uno de los parámetros, Altura, potencia

³⁵ Western Submersible Pump (WSP), de 1 etapa *WG-4000* en *3500 RPM* SpGr= 1.0" Products catalog 2009.

requerida y eficiencia; a partir de estos se inicia el desarrollo en busca de generar las nuevas curvas para la misma bomba.

Tabla 2. Datos de las curvas de la bomba WG-4000 en 3500 RPM.

Caudal (BPD)	Altura (Ft)	Eficiencia (%)	Potencia (HP)
25	55,8	1,13	1,233
500	53,3	15,3	1,3
1000	50,7	28,9	1,33
1500	48,5	40,8	1,36
2000	46,4	48,85	1,4
2500	44,5	56	1,46
3000	42,2	60,5	1,535
3500	39,4	63,5	1,6
3900	35,7	63,6	1,65
4500	31	61,9	1,68
5000	25,4	55,9	1,65
5500	18,8	45,5	1,62
6000	11,5	32	1,61
6500	4,2	12,2	1,71

Para continuar con el proceso establecido por el instituto de hidráulica utilizando los datos de la tabla se deben identificar unas variables referentes al punto de mayor eficiencia (BEP) en el rendimiento entregado por el fabricante y de igual manera los datos de partida provenientes del fluido a utilizar, la viscosidad cinemática del crudo.

Tabla 3. Datos de entrada necesarios para generar las nuevas curvas.

Caudal en el punto de mayor eficiencia, Q BEP-W	113.75
Punto de mayor eficiencia, n BEP-W	63.6
Altura en el punto de mayor eficiencia, H BEP-W	35.7
Gravedad específica, s	1.0107
Velocidad rotacional, N (rpm)	3500
Viscosidad cinemática, Vvis (cSt)	798.64

- **Paso 1**

$$B = 20.7061874$$

Ya que $B > 1.0$ y $B < 40$, entonces se continua al paso 2.

- **Paso 2**

$$C_Q = 0.67653838$$

$$C_{BEP-H} = 0.67653838$$

$$H_{BEP-vis} = 24.1524203$$

Tabla 4. Caudales corregidos.

Qvis (gpm)	Qvis (Bl/d)
0.493309238	32.28933194
9.866184758	338.2691917
19.73236952	676.5383834
29.59855427	1014.807575
39.46473903	1353.076767
49.33092379	1691.345959
59.19710855	2029.61515
69.06329331	2367.884342
76.95624111	2638.499695
88.79566282	3044.422725
98.66184758	3382.691917
108.5280323	3720.961109
118.3942171	4059.2303
128.2604019	4397.499492

- **Paso 3**

$$C_H = 1 \left((1 - C_{BEP-H}) \times \left(\frac{Q_W}{Q_{BEP-W}} \right)^{0.75} \right)$$

$$H_{vis} = C_H \times H_W$$

El valor del C_H es diferente para cada punto, pues el valor del Q_W varía.

Tabla 5. Alturas corregidas.

CH	Hvis
0.9926721	55.3911034
0.93069704	49.6061521
0.88344677	44.7907515
0.84202341	40.8381353
0.80398162	37.3047472
0.76827158	34.1880852
0.7343161	30.9881394
0.70175352	27.6490886
0.67653838	24.1524203
0.63989124	19.8366285
0.6102808	15.5011324
0.5814028	10.9303727
0.55317472	6.36150929
0.52552939	2.20722344

Paso 4

Ya que $1.0 < B < 40$,

$$C_{\eta} = B^{-(0.0547 \times B^{0.69})}$$

$$C_{\eta} = 0.26144482$$

$$P_{vis} = \frac{Q_{vis} \times H_{vis} \times s}{3960 \times \eta_{vis}}$$

Como se observa, el nuevo valor de potencia es dependiente de los demás valores hallados, para cada punto.

Tabla 6. Eficiencias corregidas.

nvis %	nvis
0.29543265	0.00295433
4.00010573	0.04000106
7.55575526	0.07555755
10.6669486	0.10666949
12.7715794	0.12771579
14.6409099	0.1464091
15.8174115	0.15817412
16.601746	0.16601746
16.6278905	0.1662789
16.1834343	0.16183434
14.6147654	0.14614765
11.8957393	0.11895739
8.3662342	0.08366234
3.18962679	0.03189627

- Pas
o 5

Tabla 7. Potencias corregidas.

Pvis
2.27421105
3.00845346
2.87620403
2.78628915
2.83438416
2.83240886
2.85161286
2.82816226
2.74851007
2.67620211
2.57306528
2.45197167
2.21355655
2.18237315

3.2.6 Curvas resultantes

Figura 31. Comparación para la Altura de Cabeza.

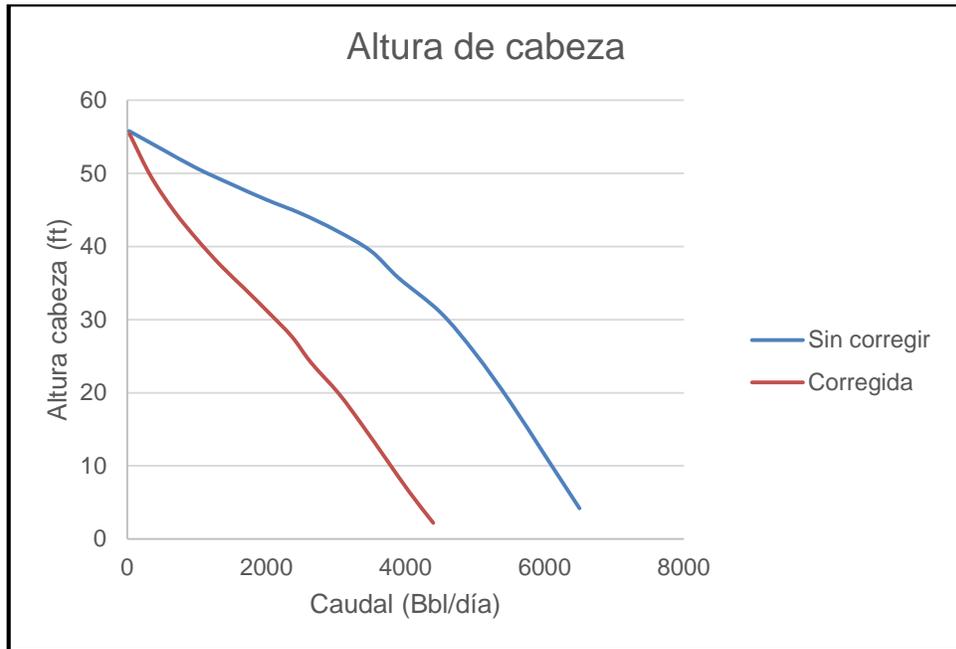


Figura 32. Comparación para la Eficiencia.

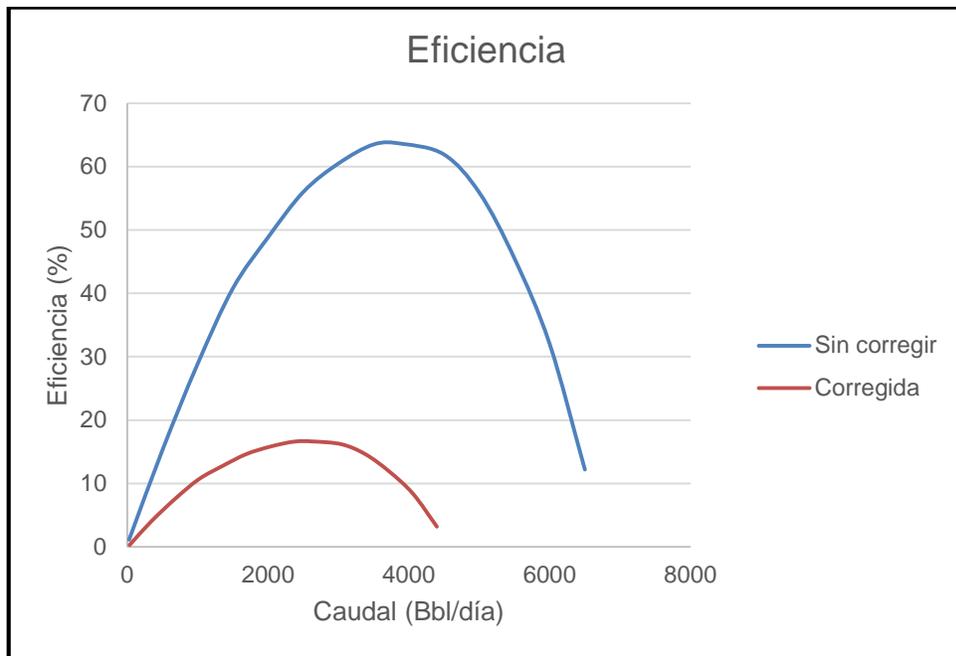
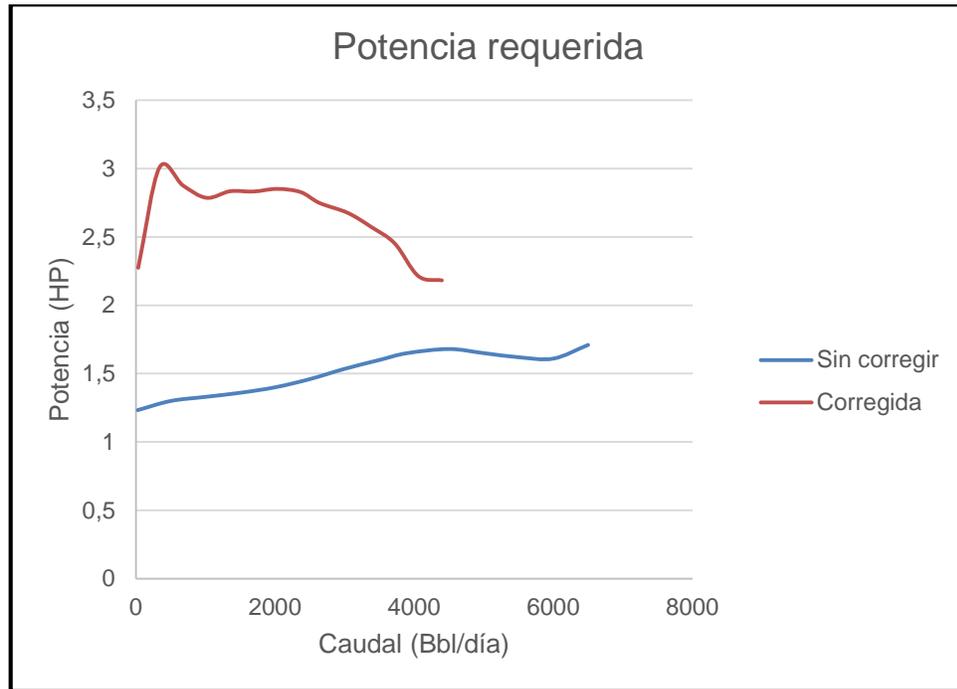


Figura 33. Comparación para la Potencia Requerida.



Las gráficas obtenidas reflejan los cambios que se producen al producir un fluido de alta viscosidad donde la altura de cabeza y la eficiencia se ve claramente reducida; la potencia requerida por su parte, muestra un incremento debido a la fuerza que se debe ejercer para levantar el fluido y la potencia necesaria para su arranque, comportamientos que eran esperados al llevar a cabo el proceso de ajuste.

3.2.7 Validación de resultados. Por medio de un análisis de resultados del proceso de ajuste presentado frente a los datos de campo, se obtienen conclusiones respecto a la exactitud mostrada, veracidad a la hora de ser implementado dicho proceso y a las consideraciones que deben ser resaltadas.

Se debe aclarar que los datos como densidad y viscosidad son tomados en cabeza de pozo, además de no tener en cuenta las posibles mezclas y efectos a lo largo de tubería que afectan directamente la eficiencia de la bomba, como la

variación en la temperatura, por tal razón traducen en el aumento del porcentaje de error.

A continuación se muestran los datos de los pozos seleccionados para el análisis y posteriormente una tabla con los resultados en porcentajes de error concluyendo la efectividad del proceso. Cabe resaltar que la viscosidad del fluido es la misma para todos los pozos al ser el mismo yacimiento (798.64 cSt).

Tabla 8. Pozos seleccionados para la validación.

Pozo 83	Pozo 82	Pozo 156	Pozo 141	Pozo 144
Qo=403,3 BPD	Qo=632 BPD	Qo=955,4 BPD	Qo=374,7 BPD	Qo=990,9 BPD
Qw=1312 BPD	Qw=1735 BPD	Qw=834,8 BPD	Qw=474,3 BPD	Qw=803,3 BPD
Núm. etapas=139	Núm. etapas=139	Núm. etapas=139	Núm. etapas=172	Núm. etapas=172
API=8,5	API=8,9	API=8,2	API=8	API=8,2
Pot=173[KW]	Pot=145 [KW]	Pot=176 [KW]	Pot=171 [KW]	Pot=216 [KW]
Frecuencia=49[Hz]	Frecuencia=45[Hz]	Frecuencia=52[Hz]	Frecuencia=50[Hz]	Frecuencia=50[Hz]
Pozo 63	Pozo 159	Pozo 38	Pozo 40	
Qo=1044,5 BPD	Qo=494,4 BPD	Qo=454,6 BPD	Qo=821,7 BPD	
Qw=61,5 BPD	Qw=180,3 BPD	Qw=897,1 BPD	Qw=28 BPD	
Núm. etapas=180	Núm. etapas=196	Núm. etapas=98	Núm. etapas=196	
API=7,8	API=7,6	API=8,1	API=8,4	
Pot=274 [KW]	Pot=237 [KW]	Pot=133 [KW]	Pot=211 [KW]	
Frecuencia=52[Hz]	Frecuencia=48[Hz]	Frecuencia=60[Hz]	Frecuencia=49[Hz]	

Tabla 9. Porcentajes de error del ajuste.

Bombas	Pozos	Altura hallada [Ft]	% Error
Centrilift P23	Pozo 83	53.46	9.61
	Pozo 82	39	12.82
	Pozo 156	58.06	15.12
Alkhoyaref 1500	Pozo 141	48	13.96
	Pozo 144	41.4	16.67
	Pozo 63	35.5	15.21
Borets 538-1900	Pozo 159	57.3	11.34
	Pozo 38	55	16.40
	Pozo 40	36	14.44

Los resultados en los porcentajes de error muestran una reducción considerable cuando son utilizadas las curvas corregidas por el procedimiento presentado frente a la utilización de las curvas proporcionadas por los fabricantes, dichos porcentajes de error van de 9 al 17 %; estos errores pueden llegar a ser reducidos si se tienen en cuenta los efectos de las mezclas de forma más precisa y también los cambios de temperatura presentes a lo largo del sistema de producción.

4. ESTABLECIMIENTO DEL MODELO Y SIMULACIÓN DE POZO

Con el fin de formalizar un análisis de los efectos que tiene la implementación de las curvas de operación de las bombas ajustadas sobre un proceso de producción que utiliza el bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial y de establecer una diferenciación a la hora de utilizar las curvas proporcionadas por los fabricantes de las bombas diseñadas con agua, se realiza una simulación planteando el pozo UIS 15 San Alberto como base de estudio.

Se sigue un procedimiento que inicialmente se divide en tres iniciando con la creación del modelo de fluido, siendo claramente un modelo Black Oil al ser un crudo extrapesado. En segunda instancia, se procede a construir el pozo sin ningún sistema artificial, fluyendo de forma natural ya sea vertical o desviado. Por último se implementa el sistema de levantamiento (BES), siendo el paso donde se implementan las nuevas curvas de la bomba, y se da por finalizado el establecimiento del modelo de simulación.

4.1 PIPESIM (SIMULADOR ESTÁTICO DE FLUJO MULTIFÁSICO)

El software PIPESIM desarrollado por la compañía Schlumberger permite determinar el método de levantamiento artificial más adecuado dentro de condiciones establecidas para el fluido a producir y que luego desarrolle un diseño detallado del sistema de levantamiento. De igual forma provee, a través de unas rápidas y eficientes opciones, una ayuda al posible incremento de la producción y al entendimiento del potencial del yacimiento. PIPESIM modela flujos multifásicos desde el yacimiento hasta cabeza de pozo y considera sistemas de levantamiento como el PCP (Bombeo de cavidades progresivas), ESP (Bombeo electrosumergible) y gas lift.

4.2 DESARROLLO DE LA REPRESENTACIÓN DE UN POZO DE ESTUDIO

A continuación se describe paso a paso la metodología usada para el desarrollo de la representación del pozo productor con su sistema de levantamiento mediante el software PIPESIM, al igual la interpretación de cada uno de los resultados obtenidos.



En la etapa de simulación se tomarán los datos de un pozo real que opera con el sistema de levantamiento BES, con el fin de implementar las curvas obtenidas en el capítulo anterior y hacer su comparación con la curva basada en su funcionamiento con agua. Mediante este proceso se verificará la funcionalidad de estas nuevas curvas.

4.2.1 Modelo del fluido. Para este modelo del fluido, se selecciona el modelo *Black Oil (Petróleo Negro)*, ya que los efectos de transferencia de masa entre las fases presentes durante el desplazamiento del fluido no son considerables.

Se presenta la interfaz del simulador donde en la pestaña de *Configurar* se selecciona *Petróleo Negro* para iniciar con el establecimiento del modelo de fluido, donde se desplegará una ventana para definir las *Propiedades del Modelo Petróleo Negro*.

Figura 34. Vista de la Interfaz de PIPESIM.

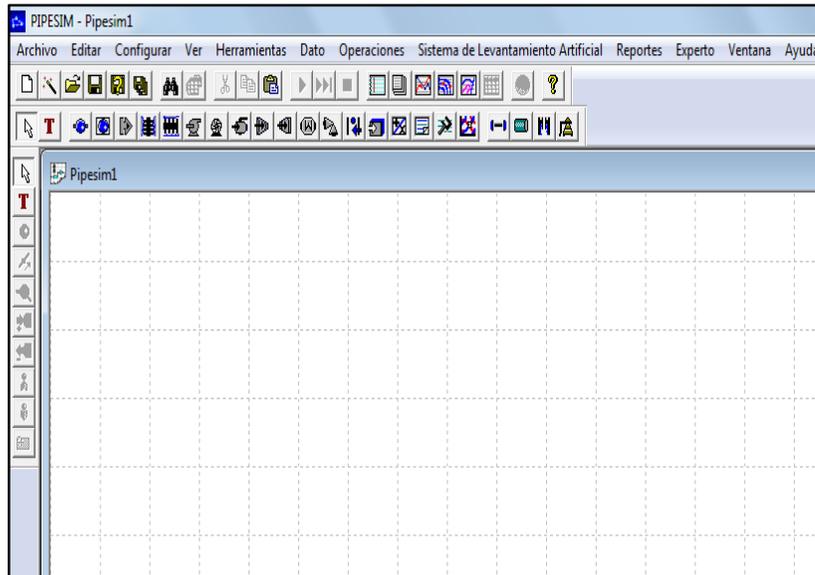
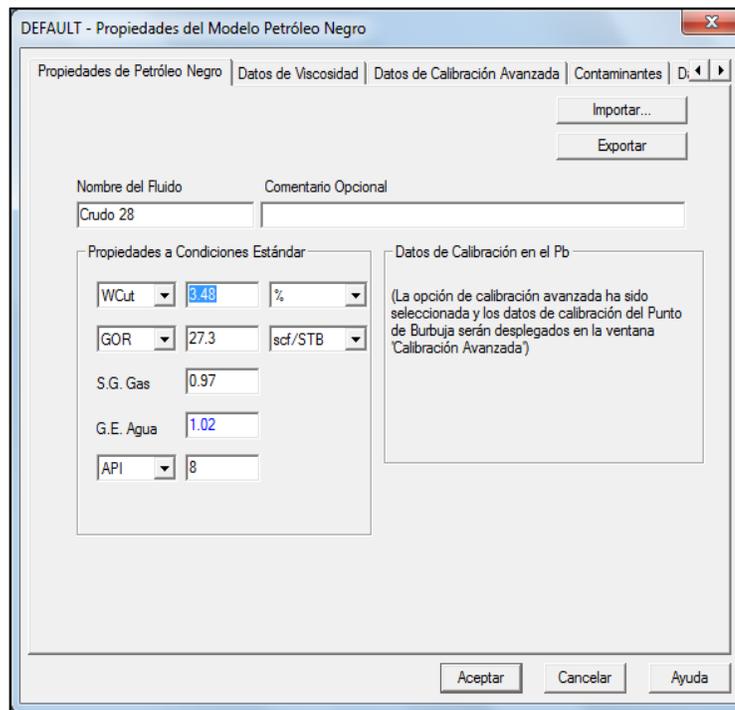


Figura 35. Propiedades del Petróleo Negro.³⁶



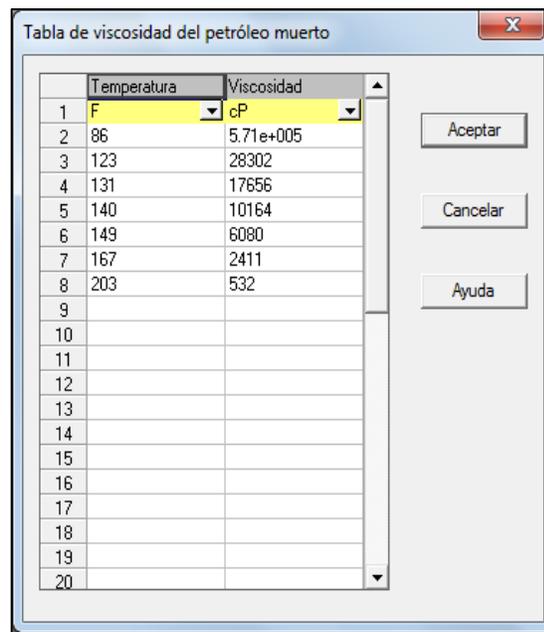
Fuente: PIPESIM.

³⁶ Autor. PIPESIM.

Se ubica la gravedad específica del gas siendo un valor necesario para la simulación, pero no existe presencia considerable de gas en este tipo de crudo.

Luego de definir *Propiedades del Modelo Petróleo Negro*, se procede a establecer la *Viscosidad del Petróleo Muerto*. Para esto, se introduce la tabla de viscosidades seleccionando en *Correlación User-Supplied Table* y luego a *Especificar Tabla de Viscosidades*.

Figura 36. Tabla de viscosidad del Petróleo Muerto.³⁷



	Temperatura	Viscosidad
1	F	cP
2	86	5.71e+005
3	123	28302
4	131	17856
5	140	10164
6	149	6080
7	167	2411
8	203	532
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		

Fuente: PIPESIM.

De igual forma se deben seleccionar las correlaciones que aplicarán para el comportamiento del crudo vivo y el crudo bajo saturado. Para la efectuar la selección, se es basada en rangos de parámetros representativos del crudo. Las correlaciones que más se ajustan al comportamiento son las siguientes:

³⁷ Autor. PIPESIM.

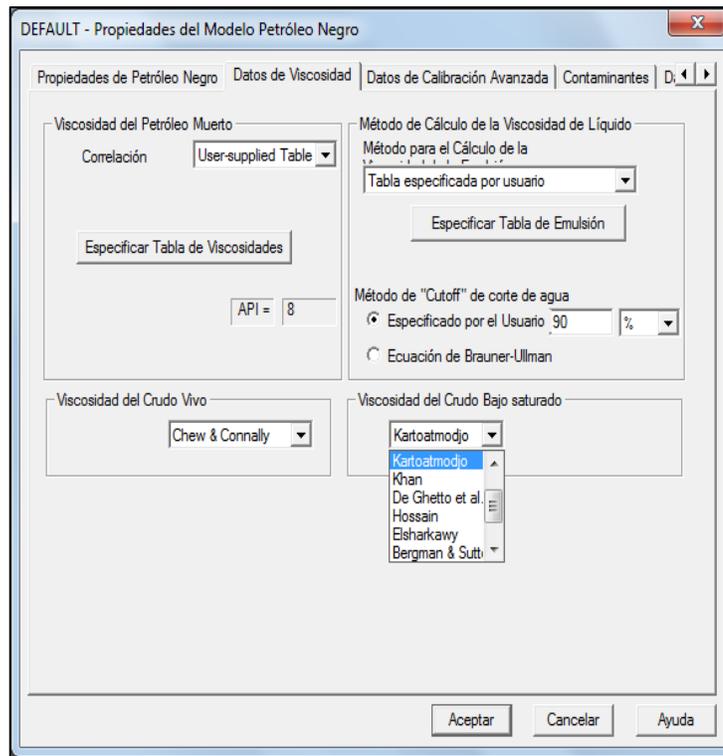
Tabla 10. Correlación para Viscosidad del Crudo Vivo.

Correlación Viscosidad de Crudo Vivo	Número de Datos	Presión en punto de burbuja (psia)	Temperatura (°F)
Chew & Connally (1959)	457 ³⁸	132 -5645	72 - 292

Tabla 11. Correlación para Viscosidad del Crudo Bajo Saturado.

Correlación Viscosidad Crudo Bajo Saturado	Número de Datos	Temperatura (°F)	Gas Saturado en el Crudo (Cp)
Kartoatmodjo (1994)	5321 ³⁹	80 - 320	0.096 - 586

Figura 37. Selección de correlaciones para tipos de crudo.⁴⁰



Fuente: PIPESIM.

³⁸ Correlación basada en 457 datos de Canadá, Estados Unidos y Sur América.

³⁹ Correlación basada en la en la correlación de Beal (ajustada por Standing) con el uso de regresiones no lineales con 3558 puntos de datos.

⁴⁰ Autor. PIPESIM.

En la siguiente pestaña, Datos de Calibración Avanzada, seleccionando *Calibración Multipunto*, se procede a introducir valores de presión antes y después de la presión de burbuja con sus respectivos valores, incluyendo dicho punto de presión, estableciendo también la temperatura de yacimiento.

Después de cumplir con la introducción de los datos, se inicia la selección de las correlaciones para cada parámetro introducido, con el fin de establecer un ajuste óptimo. En la siguiente tabla se hace una recomendación de las correlaciones que más se ajustan al tipo de fluido, en este caso, un crudo de API<10.

Tabla 12. Correlaciones recomendadas en calibración del fluido.

<i>Correlaciones Recomendadas</i> ⁴¹	Crudo Extra pesado (API < 10)
Relación gas en Solución	Standing
Factor Volumétrico	Vasquez and Beggs

⁴¹SPE30316 -Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils by De Ghetto et al.

Figura 38. Datos de calibración avanzada.

DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes | D: ◀ ▶

NO Calibración Calibración Punto Unico Calibración Multipunto

Factor Volu Temperatura 186 F

	Presión	Gas en	Factor	Viscosidad del	Factor Gas Z	Viscosidad del
	psig	scf/STB		cP		cP
1	0	0.1	1.02102	1027		0.01372
2	300	41	1.04026	531		0.01396
3						
4						
	620	82	1.05894	292		0.01441
1	1200		1.0555	306		0.01571
2	2000		1.05125	345		0.0186
3	3400		1.04492	454		0.02495
4						
5						

POR DEBAJO DEL Pb

PUNTO DE BURBUJA

POR ENCIMA DEL Pb

Correlación Standing Vasquez B Chew & Co Hall Yarbor Lee et Al

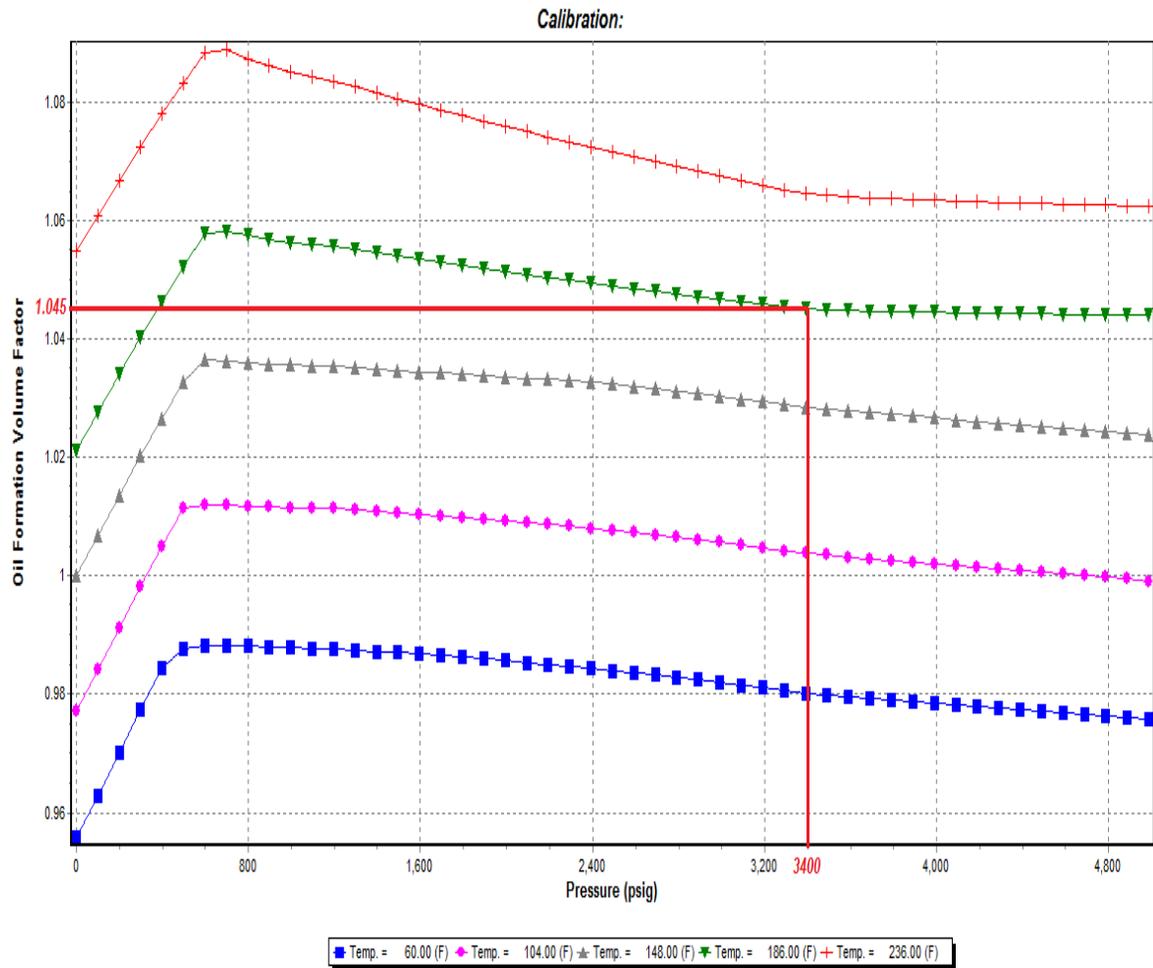
1) Datos de Separación Instantánea (Flash) deben ser introducidos en esta tabla, no separación diferencial
 2) Tablas de propiedades de fluido deben ser introducidos para una sola temperatura
 3) Para propiedades de fluido donde ningún dato es introducido el comportamiento del fluido será confiable solamente para la correlación seleccionada

Generar Tablas Graficar Solamente Datos de los Puntos de Calibración Graficar Datos PVT (Conds. Lab. RGP=Rs)... Graficar Datos PVT (Conds. Yac.)...

Aceptar Cancelar Ayuda

Al modificar las opciones de correlación para los principales tres parámetros, se definieron las correlaciones que muestra la figura anterior, cuyo orden de izquierda a derecha son: Standing, Vasquez Beggs y Chew & Connally; ya que estas mostraron un perfecto ajuste a la temperatura de yacimiento (186 F) cuando se grafica el factor volumétrico de formación de aceite con las presiones establecidas.

Figura 39. Calibración Presión vs. Factor volumétrico de formación.⁴²



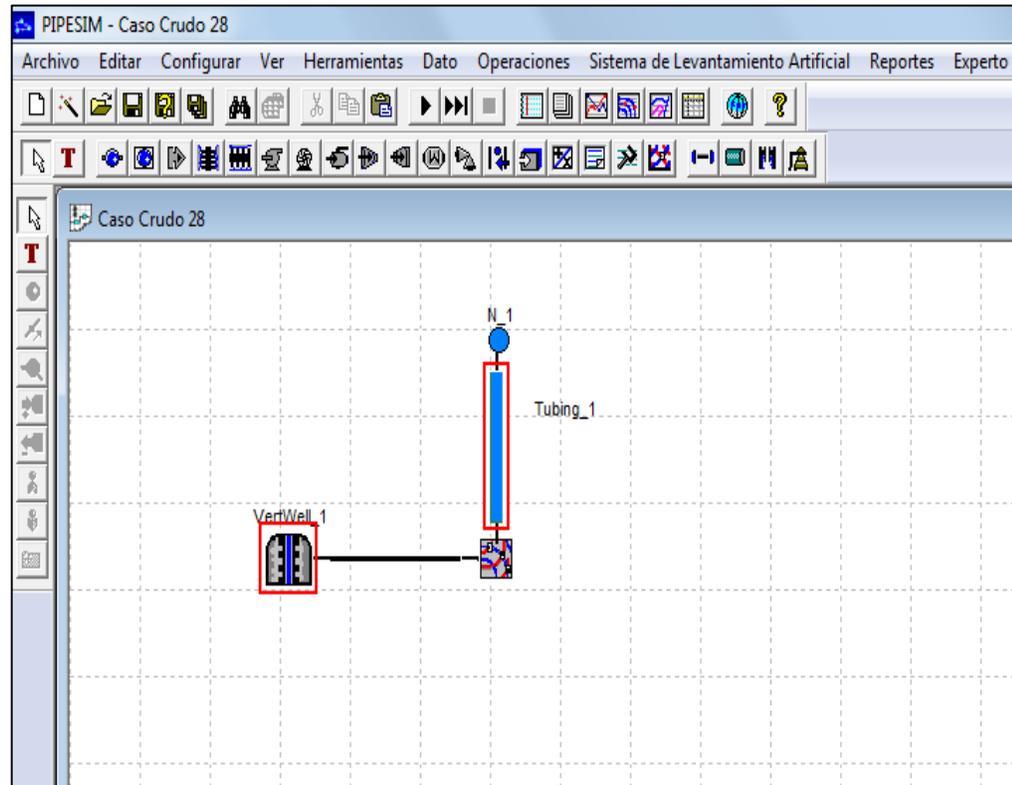
4.2.2 Construcción del pozo. En la interfaz, dentro de las barras de herramientas se encuentran una variedad de íconos que representan partes y características necesarias para la construcción o representación de diferentes sistemas de análisis. A continuación se procede a construir un pozo vertical, el cual se basará en datos reales de un pozo en estudio.

Se inicia estableciendo el tipo de pozo con el ícono llamado *Terminación Vertical*, el cual va hacia un *Punto de Análisis Nodal* los cuales se vinculan mediante un

⁴² Autor. PIPESIM.

Conector. Se ubica un *Nodo* el cual es conectado al *Punto de Análisis Nodal* mediante una *Tubería de Producción* o *Tubing*. El proceso descrito anteriormente da como resultado un sistema estructurado similar al mostrado en la siguiente figura.

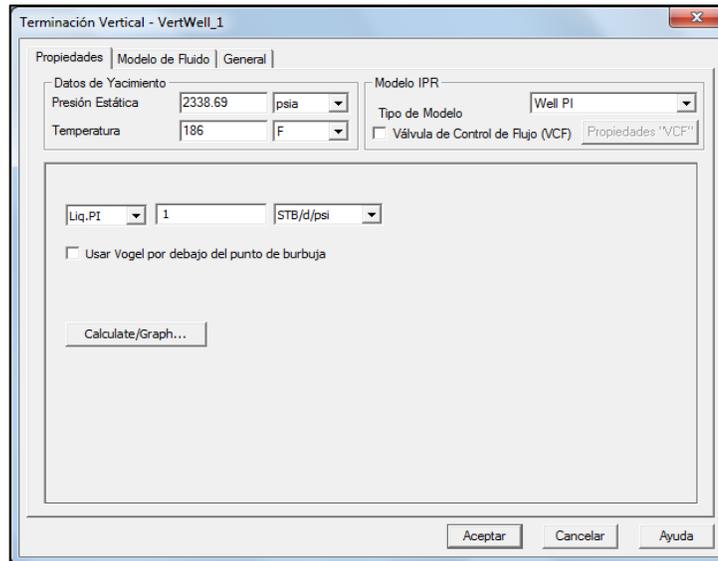
Figura 40. Construcción del pozo vertical.⁴³



Se inicia a proporcionar los de datos del pozo desplegando las opciones de la Terminación Vertical, donde se inicia introduciendo los Datos de Yacimiento, Presión y Temperatura. Además, se establece un índice de productividad proporcionado por la comparación entre los diferentes modelos IPR seleccionando el que se aproxime más al valor real o que arroje un menor porcentaje de error.

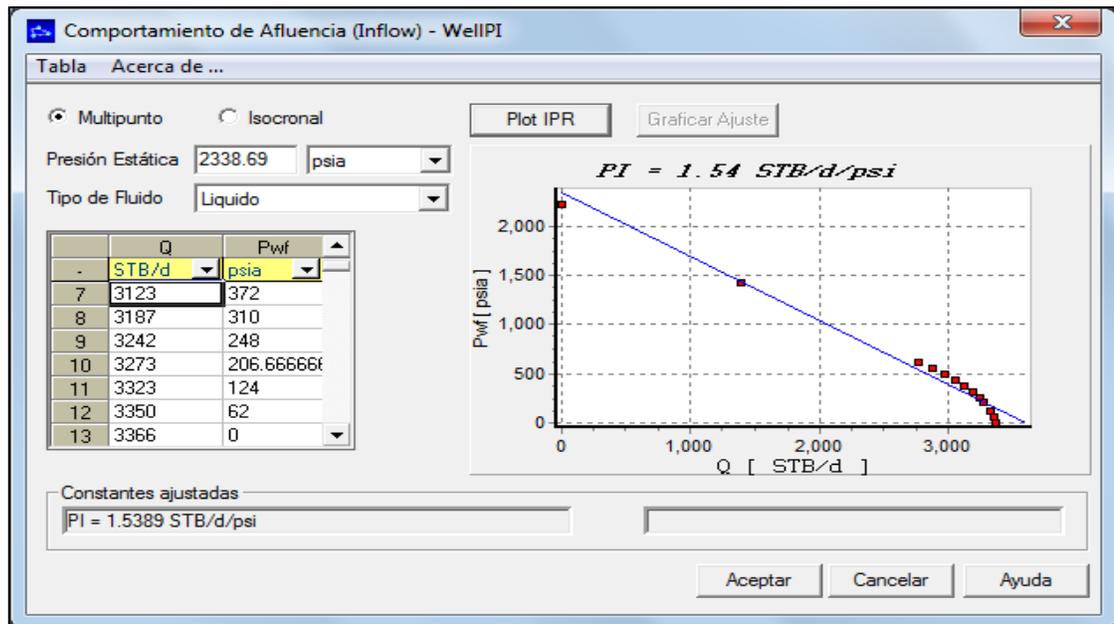
⁴³ Autor. PIPESIM.

Figura 41. Propiedades de la Terminación Vertical.⁴⁴



Los datos que se deben introducir para dicha selección de Modelo son valores de caudales a diferentes presiones de fondo, dichos valores son obtenidos con las correlaciones correspondientes y datos propios del yacimiento.

Figura 42. Modelo IPR – T2.



⁴⁴ Autor. PIPESIM.

Figura 43. Modelo IPR – Fetkovich.

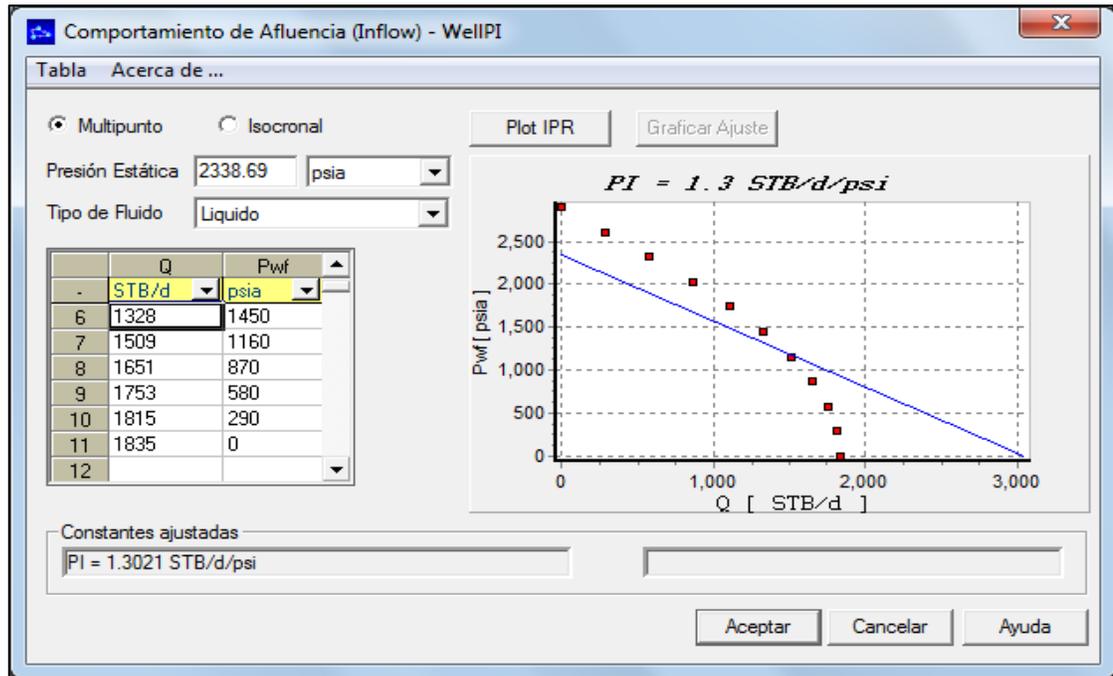


Figura 44. Modelo IPR – Pseudoestable.

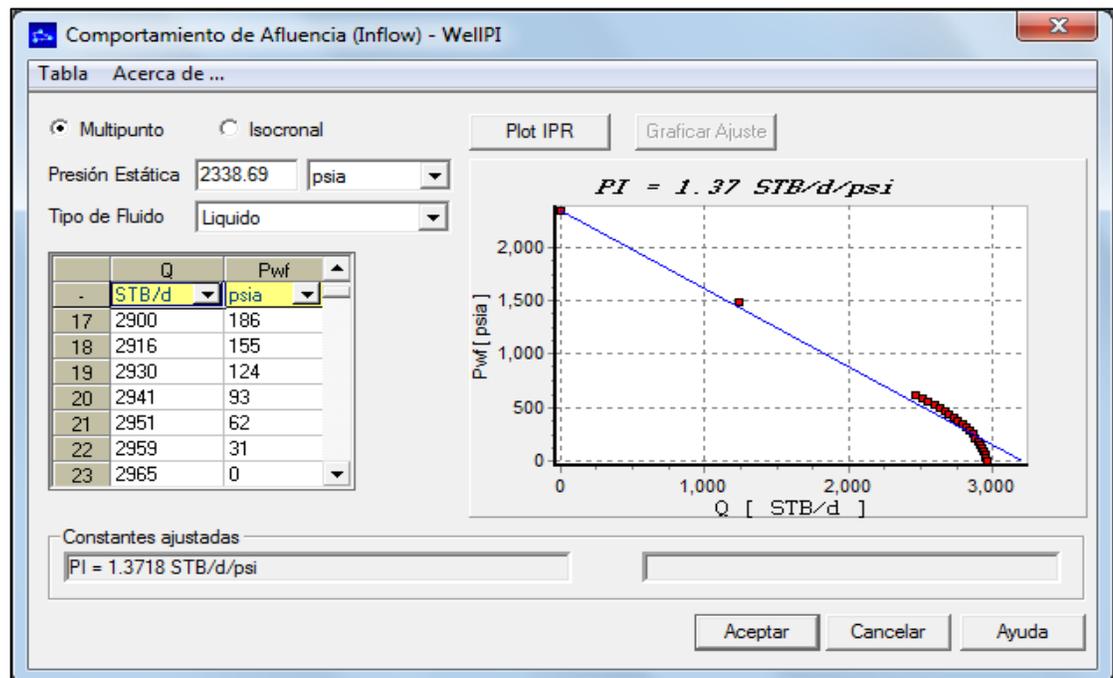


Tabla 13. Comparación de IPR resultantes.

	IPR (Stb/día/psi)	%Error
IPR Modelo T2	1.5389	2.71825021
IPR Fetcovich	1.3021	17.6875909
IPR Pseudoestable	1.3718	13.2814969
IPR Real	1.5819	

El resultado para cada modelo IPR se ve reflejado en la anterior tabla donde se hace una comparación con el IPR real, donde se identifica una aproximación o un menor porcentaje de error con el IPR arrojado por el modelo T2.⁴⁵

El modelo T2 fue desarrollado con el fin de reproducir el comportamiento IPR óptimamente, agrupando variables propias de los crudos extrapesados, variables que los demás modelos no tienen en cuenta o no con la misma importancia. La aplicación de las ecuaciones para reproducir el modelo T2 es para crudos extrapesados con las siguientes características: API rango entre 8 y 12, BSW máximo del 50%, permeabilidad en rango de 1 a 4 Darcies y espesores entre 15 y 250 ft.

Tomando como base el análisis de los modelos IPR con el fin de seleccionar el mejor para continuar con el proceso de simulación, se escoge el modelo T2 y se establece el valor IPR como 1.5389 Stb/día/psi.

A continuación se procede ingresar los valores pertinentes a la segunda parte del sistema, la cual hace referencia al Tubing y los equipos que lleva consigo. Se inicia introduciendo los valores referentes al *Perfil de Desviación* los cuales son proporcionados por el estado mecánico del pozo.

⁴⁵ GUARIN, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad caso formación San Fernando. 2011.

Figura 45. Perfil de Desviación del pozo.⁴⁶

The screenshot shows a software window titled "Tubería de Producción - Tubing_1". It has a "Propiedades" tab with a "General" sub-tab. At the top, there is a dropdown menu for "Modelo Preferido de Tubería" set to "Modelo Detallado" and a "Tabla Resumen" button. Below this, there are four tabs: "Perfil de Desviación" (selected), "Registro Geotérmico", "Configuración de la Tubería de Producción", and "Equipo de Fondo".

The "Perfil de Desviación" tab contains a table with the following data:

	MD	TVD	Angulo
	ft	ft	(Deg)
1	1034	1033	0.5
2	2084	2083	1
3	3038	3037	5.596384
4	4087	4081	16.0261
5	6094	6010	16.4221
6	7050	6927	14.17839
7	8002	7850	11.30615
8	9754	9568	
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

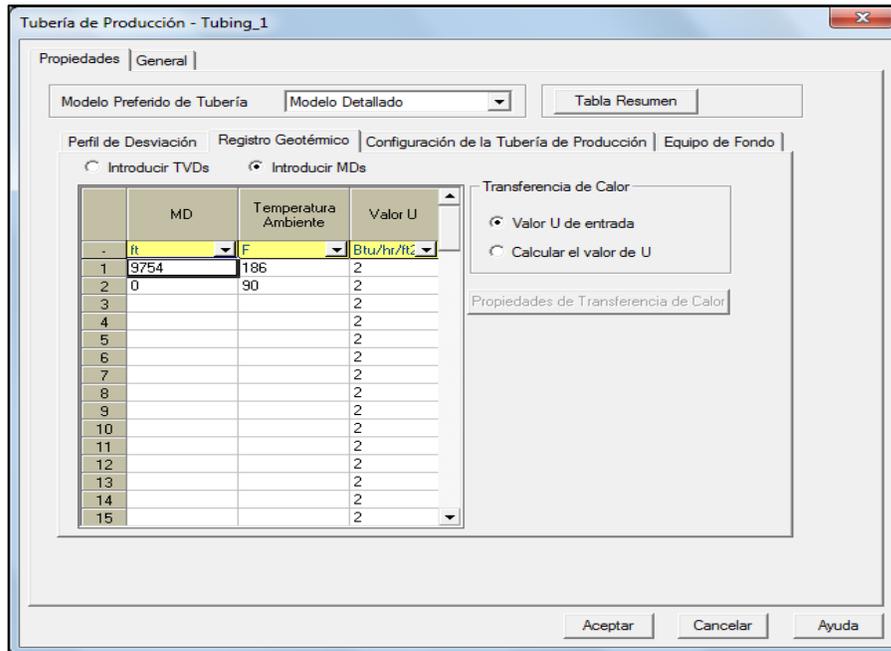
To the right of the table, there is a note: "NOTA: Introducir el dato de referencia en la primera fila". Below the note is a section titled "Parámetros Dependientes" with three radio buttons: "TVD", "MD", and "Angulo". The "Angulo" radio button is selected. A "Calcular" button is located below the radio buttons.

At the bottom of the window, there are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

En el *Registro Geotérmico* se establecen dos puntos de temperatura uno a cada extremo de la tubería, donde se hace referencia a la temperatura de yacimiento a su respectiva distancia y a la temperatura ambiente. Además se debe hacer un ajuste al valor del coeficiente global de transferencia de calor (U), el cual se realiza luego de establecida la correlación de flujo del sistema.

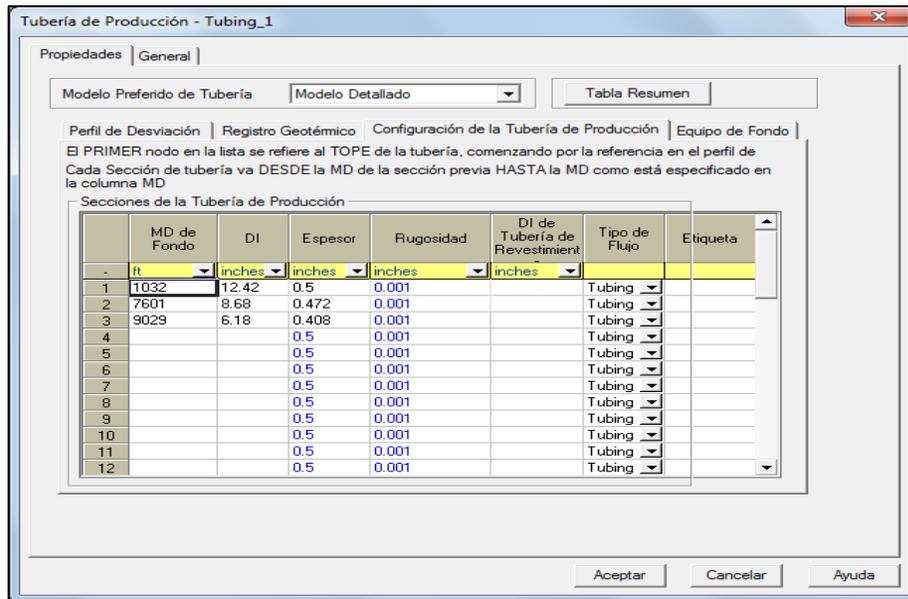
⁴⁶ Autor. PIPESIM.

Figura 46. Perfil Geotérmico.⁴⁷



La *Configuración de la Tubería de Producción* establece la longitud y los diámetros de cada sección presente a lo largo de la estructura del pozo.

Figura 47. Configuración de la Tubería de Producción.

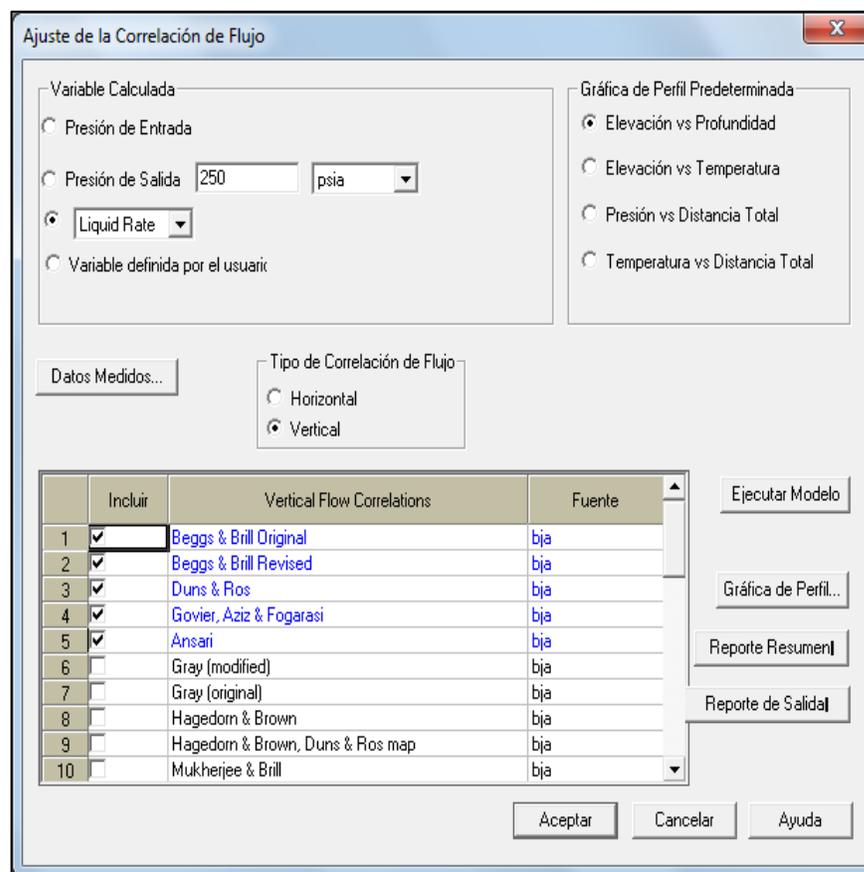


⁴⁷ Autor. PIPESIM.

Antes de establecer el *Equipo de Fondo* se debe asegurar que exista una correlación de flujo que represente los datos introducidos para el pozo en condiciones iniciales, simulando una producción primaria, es decir, sin el sistema de levantamiento que se desea aplicar.

Para encontrar la correlación que se debe ajustar al flujo, se procede a seleccionar en el menú *Ajuste de la Correlación de Flujo Multifásico*, establecer el caudal, las correlaciones que se desean analizar, condiciones como el tipo de correlación y paso seguido se genera una gráfica *Elevación vs Profundidad* con el fin de identificar cuál de ellas genera el valor más aproximado al caudal establecido bajo las condiciones precedentes.

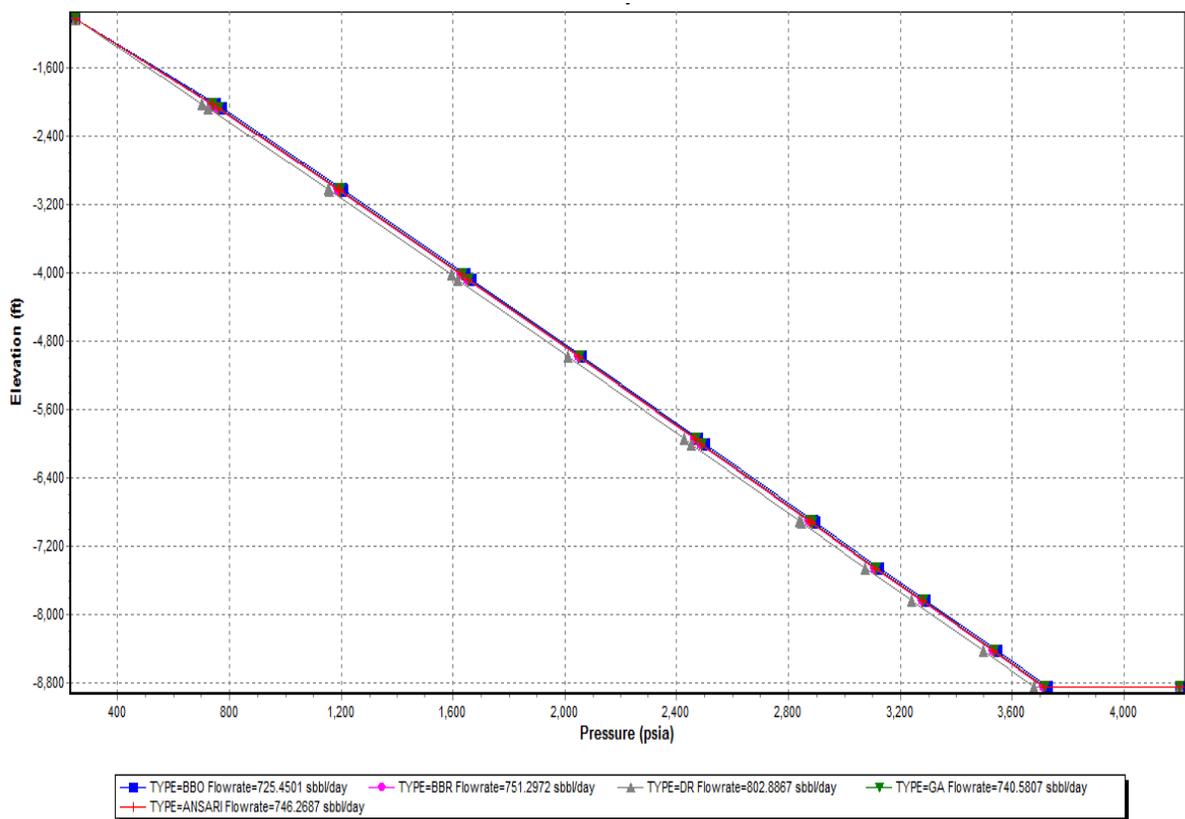
Figura 48. *Ajuste de la Correlación de Flujo Multifásico.*⁴⁸



⁴⁸ Autor. PIPESIM.

Ejecutado el modelo propuesto se genera una gráfica Presión vs Elevación que deja ver la tendencia para cada correlación dando como resultado un caudal, donde se selecciona como la correlación de flujo del pozo la que dé como resultado el caudal establecido o en su defecto la que más se aproxime. Para el pozo propuesto, la correlación de flujo que se usará será la de *Ansari*, ya que mostró un caudal de 746,26 barriles estándar por día, siendo prácticamente igual al caudal establecido de 746,27 barriles estándar por día.

Figura 49. Gráfica del ajuste de Correlación de Flujo.



Terminado el ajuste para el flujo multifásico, se procede a sensibilizar el valor del coeficiente global de transferencia de calor (U) dentro del *Perfil Geotérmico* con el fin de obtener las temperaturas de 186 y 90 F en la tabla de Data, siendo el primer dato el valor de 186 F y al final el valor de 90 F, al graficar a través del *Perfil de Presión/Temperatura* Elevación vs temperatura. El proceso del ajuste consiste en incrementar o disminuir el valor de U para llevar la temperatura al valor de 90 F.

Figura 50. Perfil de Presión/Temperatura para el ajuste de U.⁴⁹

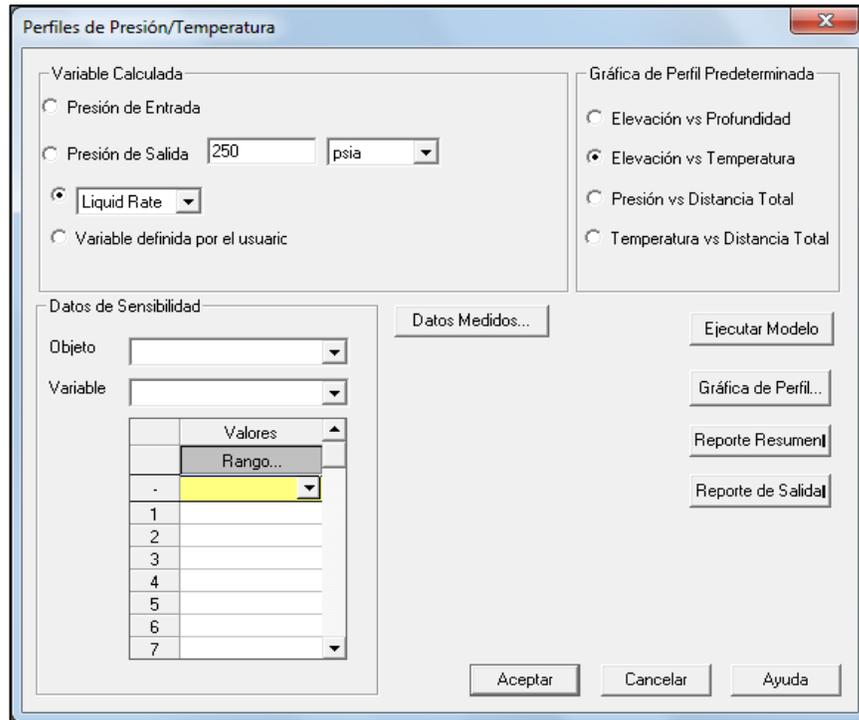


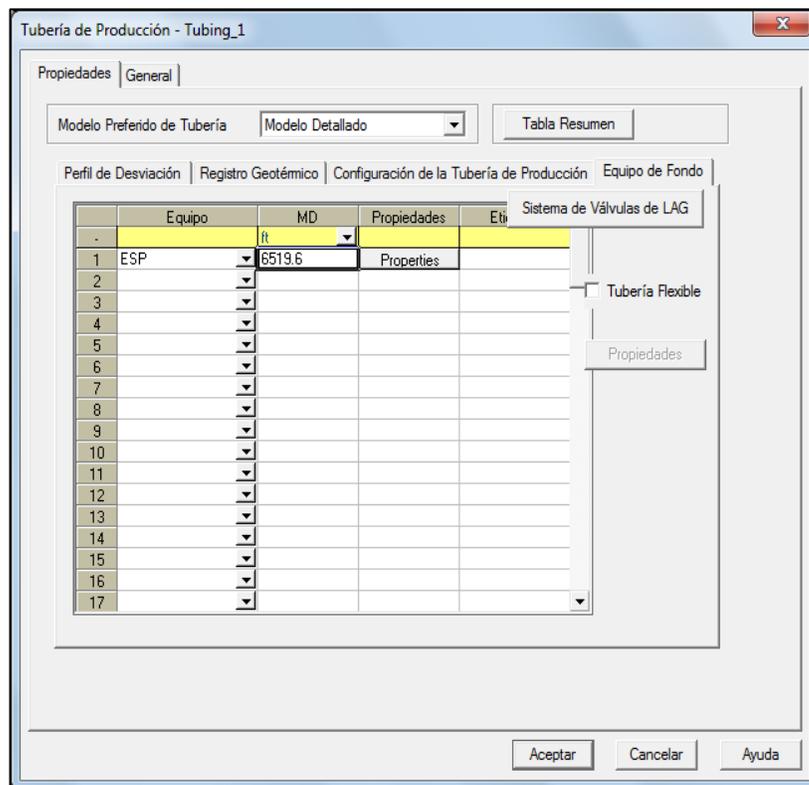
Figura 51. Data de la gráfica Elevación vs Temperatura.

	Temperature (F)	Elevation (ft)	C
	Flowrate=47%	Flowrate=47%	
3	185.996	-8,857.0696	
4	187.9661	-8,857.0696	
5	187.9661	-8,857.0696	
6	174.3001	-8,437.3756	
7	167.6856	-7,850.	
8	163.259	-7,461.2153	
9	157.0196	-6,927.	
10	156.8417	-6,911.6527	
11	146.6684	-6,010.	
12	146.0021	-5,952.3318	
13	135.3092	-4,991.1958	
14	124.9805	-4,081.	
15	124.3859	-4,028.2526	
16	113.294	-3,037.	
17	113.249	-3,033.	
18	102.6082	-2,083.	
19	102.0051	-2,033.	
20	90.8124	-1,033.	
21			

⁴⁹ Autor. PIPESIM.

4.2.3 Sistema de levantamiento. Después de realizados los respectivos ajustes de Flujo y Temperatura, se procede a la implementación del sistema de levantamiento que en el presente pozo y para efectos del estudio se usa un levantamiento por bombeo electrosumergible ESP. En la Tubería de Producción, dentro de la pestaña Equipo de Fondo se selecciona ESP y se establece la profundidad a la cual está asentado dicho equipo.

Figura 52. Equipo de Fondo.⁵⁰



⁵⁰ Autor. PIPESIM.

Figura 53. Selección de la Bomba y parámetros de funcionamiento.

The screenshot shows a software dialog box titled "Selección de BES". It is divided into two main sections: "Curvas de Desempeño" and "Curvas de Velocidad Variable".

Curvas de Desempeño (Datos de BES/Bomba/Compresor):

- Radio buttons: BES, Bomba Genérica, Compresor
- Fabricante: Centriflitt
- Modelo: P23
- Botón: Selección Avanzada...
- Diámetro: 5.38 inches
- Caudal Mínimo: 1200 bbl/d
- Caudal Máximo: 2900 bbl/d
- Velocidad Base: 60 hz

Curvas de Velocidad Variable (Tabla de Comportamiento):

Datos de Diseño:

- Velocidad: 54 hz
- Etapas: 1
- Factor de Carga: 1 fracción

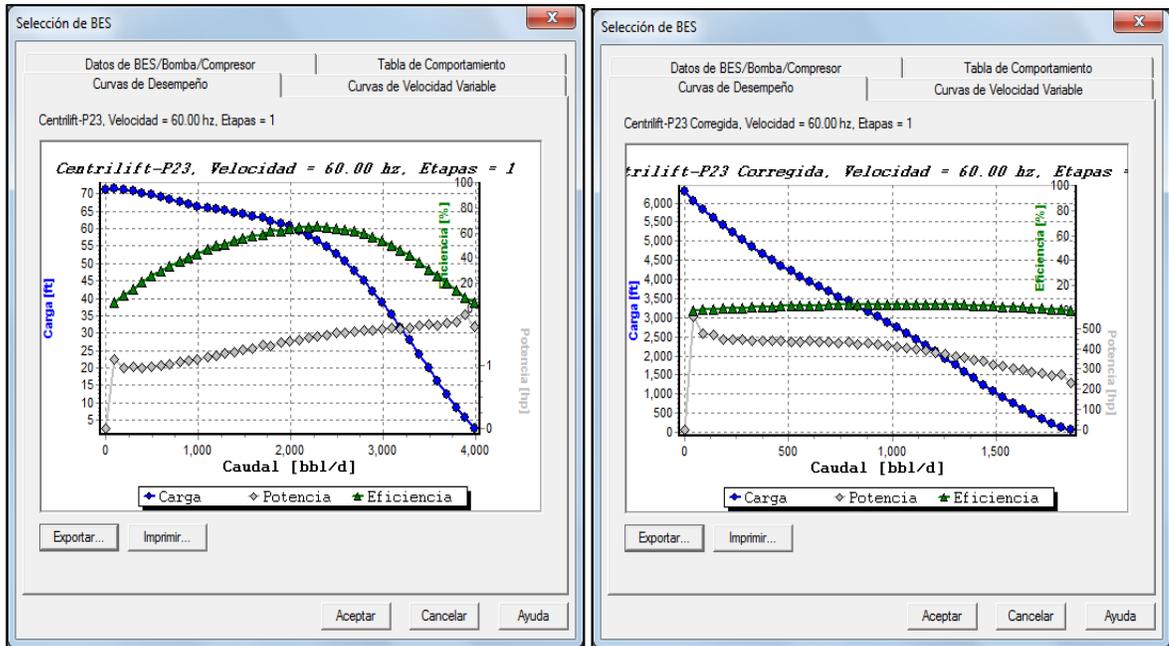
Opción de Cálculos:

- Corrección por Viscosidad
- Separador de Gas Presente
- Eficiencia del Separador (%): 100

Buttons at the bottom: Aceptar, Cancelar, Ayuda.

Para el pozo de estudio se define una bomba cuyo fabricante es *Centriflitt* de modelo P23 a una frecuencia de 54 hz, con 139 etapas; además se implementarán las curvas corregidas para este mismo fabricante y modelo bajo las mismas condiciones con el fin de hacer contraste, analizando variables y parámetros relevantes dentro del sistema de producción. El factor de carga real, para cada bomba, se hallará una vez sean ajustadas las presión de fondo, la presión de entrada y salida de la bomba.

Figura 54. Comparación de curvas para agua y aceite respectivamente con 60 hz de velocidad en 1 etapa.



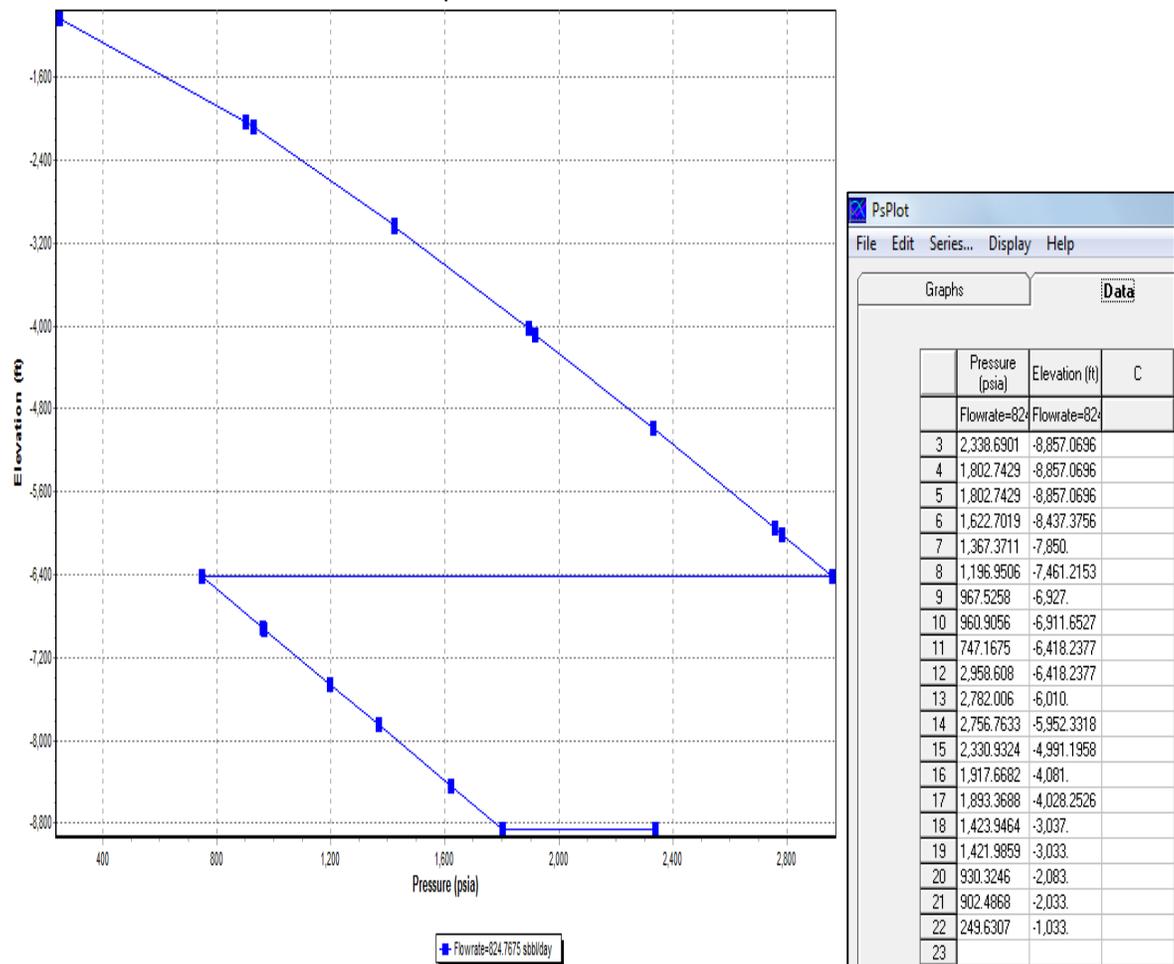
Instaurada la bomba y sus parámetros operacionales se procede a ajustar el *Factor de Carga* estableciendo las presiones a lo largo del sistema de producción. En el *Perfil de Presión/Temperatura* se grafica *Elevación vs Profundidad* con el fin de que la gráfica muestre el cambio de presiones a lo largo del sistema y el potencial de producción que se puede llegar a obtener según el simulador. El cambio de presiones debe ser ajustado por medio del *Factor de Carga*.

Tabla 14. Perfil de presiones de campo.

Pyac (Psia)	2338.69
PIP (Psi)	747
TPH (Psi)	250

El factor de carga es un modificador de la eficiencia de la bomba por lo que posee rangos normalmente admitidos desde 0.6 a 1.2, existiendo también excepciones debido al tiempo de uso de la bomba, ya sea que la bomba se encuentre nueva o desgastada.⁵¹

Figura 55. Perfil de presiones ajustado al real para curvas sin corregir.



⁵¹ Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo chichimene, Claudia Gómez, Ferney Bohórquez, Universidad industrial de Santander, 2010.

Figura 56. Perfil de presiones ajustado al real para curvas corregidas.

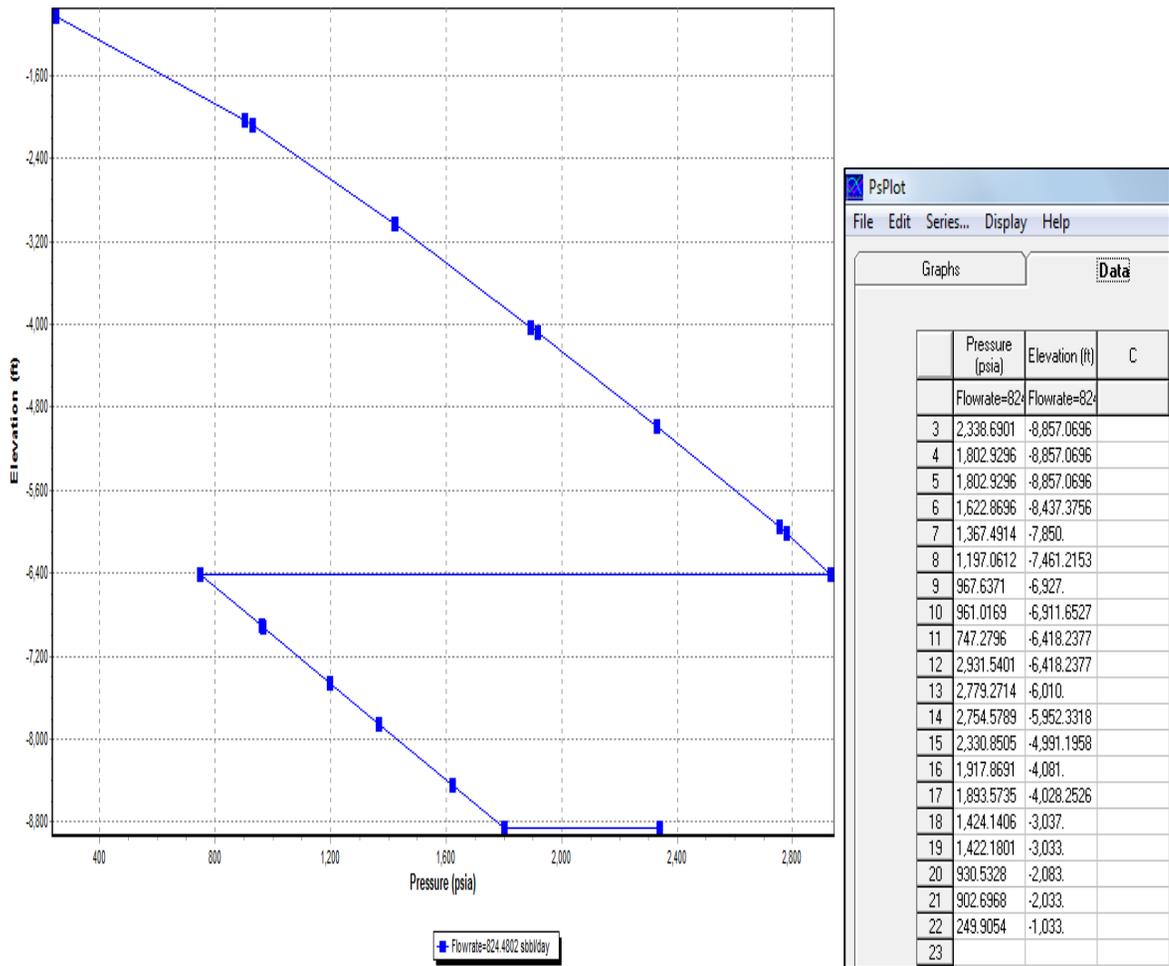


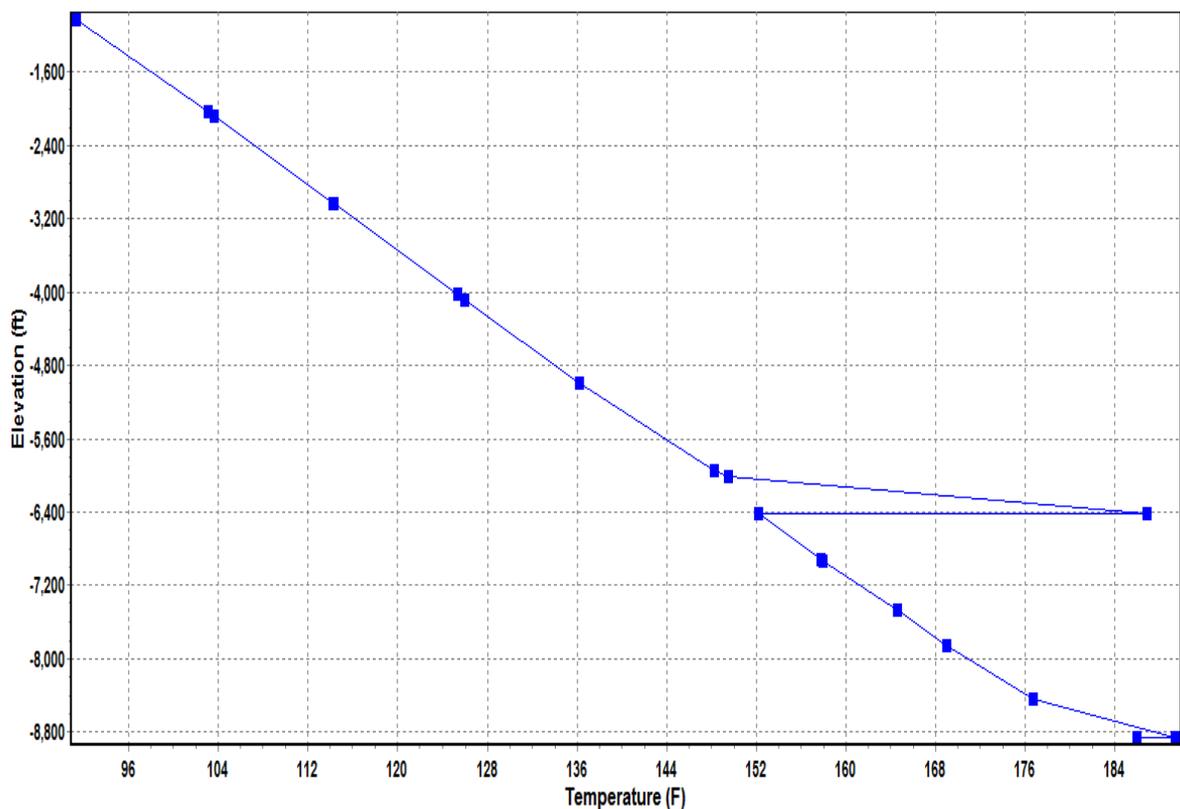
Tabla 15. Factores de carga resultantes después del ajuste de presiones.

Curvas	Factor de Carga
Sin Corregir	0.862
Corregidas	0.102

El ajuste por medio del Factor de carga nos genera el valor del máximo caudal para el sistema planteado el cuál es de 824 bbl/día y cabe destacar que a partir de los perfiles de presión se permite concluir que se mantiene el mismo comportamiento de pérdida de presión a lo largo de la tubería.

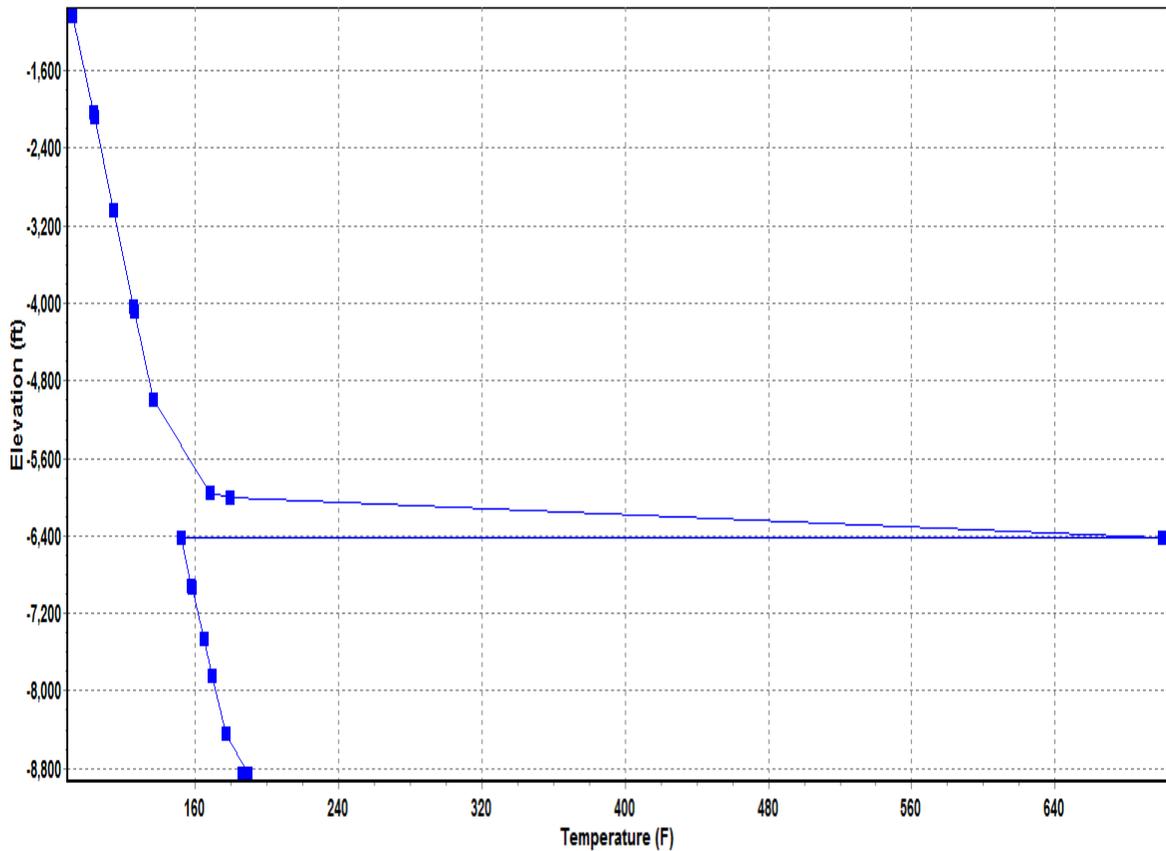
Luego de realizado el ajuste variando el Factor de carga, es pertinente analizar la variación de temperatura a lo largo de la tubería y los sistemas que la componen. La gráfica que se presenta a continuación muestra el cambio de temperatura versus la elevación o distancia vertical a través de todo el sistema de producción para el modelo con las curvas diseñadas con agua.

Figura 57. Variación de la temperatura a través del sistema con curvas sin ajustar.



En el perfil presentado se identifica un cambio de la temperatura a la altura de la entrada de la bomba, debido al aumento de presión proporcionado por la misma y a la fuerza rotacional presente. Dicho aumento de presión se espera sea de mayor magnitud cuando se implementan las curvas debido a la fuerza que debe hacer la bomba para desplazar el fluido, además de la diferencia de calor específico y capacidad calorífica entre el agua y el aceite.

Tabla 16. Variación de temperatura a través del sistema para curvas ajustadas.



La diferencia de temperaturas en la bomba cuando se aplican las curvas ajustadas frente a las proporcionadas por el fabricante son grandes; la máxima temperatura según la simulación en la bomba para las curvas sin ajustar es de 190 °F y aplicando las curvas ajustadas es de 700 °F.

Un cambio de temperatura tan alto debe ser manejado puesto que puede llegar a generar problemas operacionales de gran consideración o hasta al mismo daño permanente del sistema. Las altas temperaturas disminuyen la vida útil de los materiales utilizados, en este caso, los elastómeros o incluso pueden llegar a soldarse partes del sistema de la bomba ocasionando daños irreversibles, dejando como única opción el cambio de la bomba.

4.2.4 **Análisis nodal.** Con el fin de verificar que el modelo se encuentra calibrado y con el propósito de evaluar el sistema de producción del pozo UIS 15, se realiza un análisis nodal del pozo. Se seleccionan de igual forma variables para realizar una sensibilización y se muestra las curvas de oferta y demanda del pozo, donde de acuerdo con la teoría de análisis nodal, el cruce de las curvas representa el caudal de fluidos final en cabeza de pozo.

Las presentes sensibilizaciones se realizan sobre el modelo de crudo extrapesado, es decir, el sistema en el que se implementaron las curvas corregidas, pues son los resultados que más se aproximan a la realidad.

El flujo desde el yacimiento hasta el nodo de solución, este comportamiento es también conocido como IPR y el outflow, es el flujo del separador hasta el mismo nodo. El nodo solución en este caso será el punto en el cual se encuentra instalado el bombeo electro-sumergible, encontrando la presión de succión de la bomba (PIP) con respecto al caudal producido.

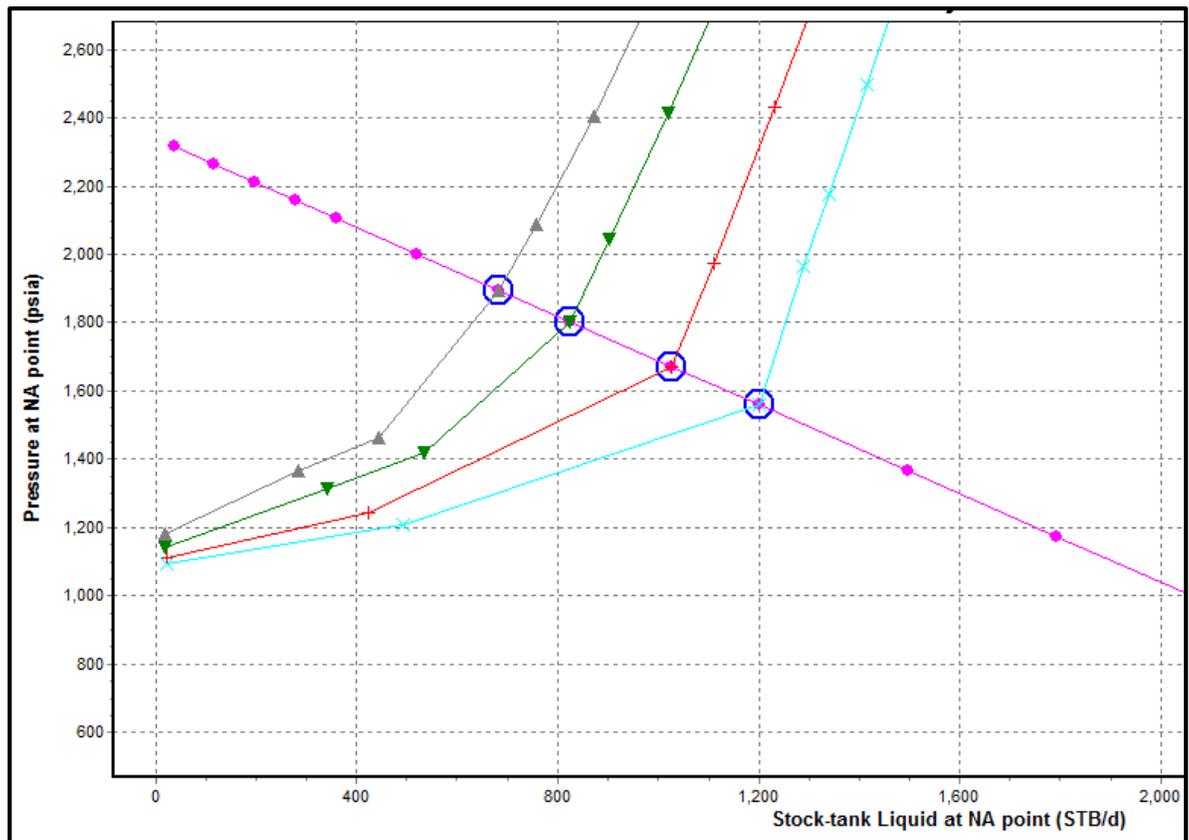
- **Sensibilización por frecuencia**

Se establecen una serie de valores por encima y por debajo de la frecuencia a la que se encuentra operando el sistema con el fin de identificar las variaciones de caudal y de presión de succión (PIP) cuando se aplican las curvas corregidas.

Tabla 17. *Sensibilización variable - Frecuencia.*

Frecuencia (Hz)	PIP (Psig) Curvas corregidas	Q (Bbl/día) Curvas corregidas	PIP (Psig) Curvas sin corregir	Q (Bbl/día) Curvas sin corregir
50	841,92	682,72	921,03	564,56
54	747	824,48	747	824,76
60	612,53	1026,95	463,48	1249,62
65	496,11	1200,92	363,81	1400,23

Figura 58. Inflow – Outflow, Frecuencia - curvas corregidas.⁵²



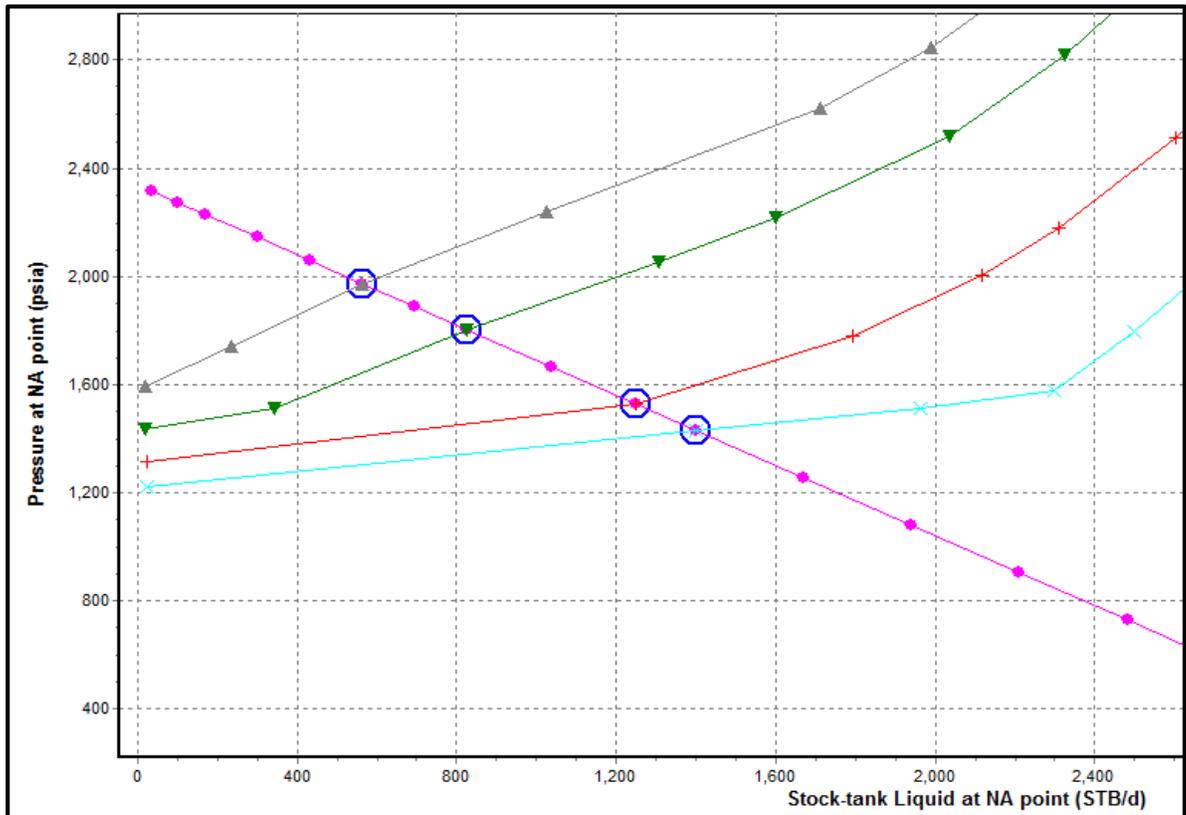
La intersección de las curvas indica la capacidad de flujo que posee el sistema y la presión de nodo. En el presente caso se realizó una sensibilización entre la frecuencia de la bomba y el caudal producido, con el fin de analizar la posible existencia de un valor de frecuencia que lleve a aumentar el caudal, teniendo en cuenta los parámetros de seguridad de operación.

El pozo actualmente opera a una frecuencia de 54 (hz), desde este valor se parte a variar la magnitud obteniendo los valores presentados en la tabla y figura anterior, en los cuales se muestra el comportamiento esperado, un aumento de caudal gracias a la variación creciente de la frecuencia de la bomba. Dicho comportamiento se ve de igual forma cuando se realiza el análisis con las curvas diseñadas con agua, con la diferencia en que al variar la frecuencia el resultado es

⁵² Autores. PIPESIM.

más amplio, presenta mayor sensibilidad tanto en el caudal obtenido como en la variación de la presión de succión.

Figura 59. Inflow - Outflow, Frecuencia - Curvas sin corregir.



Es relevante tener en cuenta que a medida que se aumenta la frecuencia, la presión de succión disminuye, generando un incumplimiento del factor de seguridad mínimo, ya que dicha presión se encuentra debajo del punto de burbuja, traduciendo a posibles problemas de cavitación.

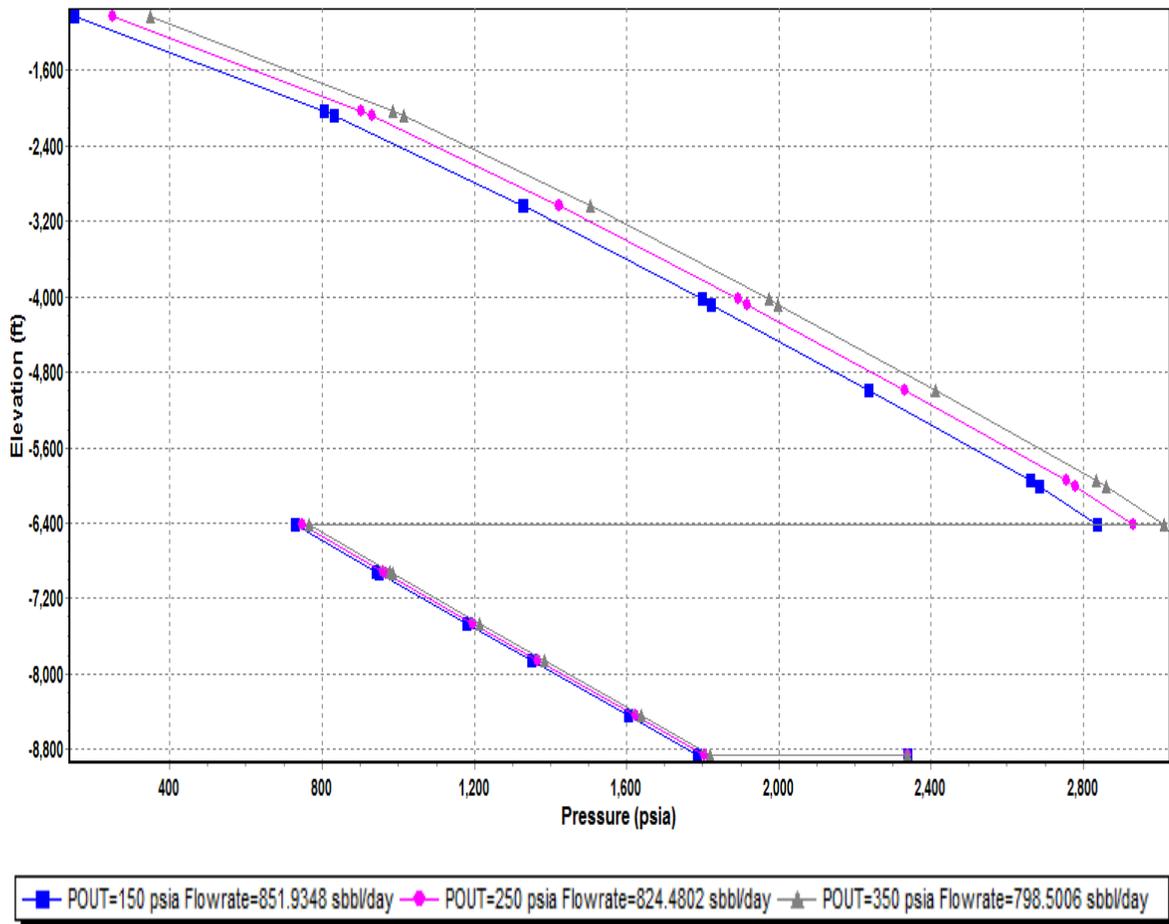
- **Sensibilización por presión de salida**

Una vez calculado el IP mediante el método T2, se procede a evaluar la tasa de producción a condiciones actuales. Se realiza una sensibilización con la presión en cabeza de pozo (P_{wh}) para observar el comportamiento resultante.

Tabla 18. Sensibilización - Presión de Salida.

Presión de Salida (Psia)	Q (Bbl/día) Curvas corregidas	Q (Bbl/día) Curvas sin corregir
150	851,93	912,51
250	824,48	824,76
350	798,50	750,97

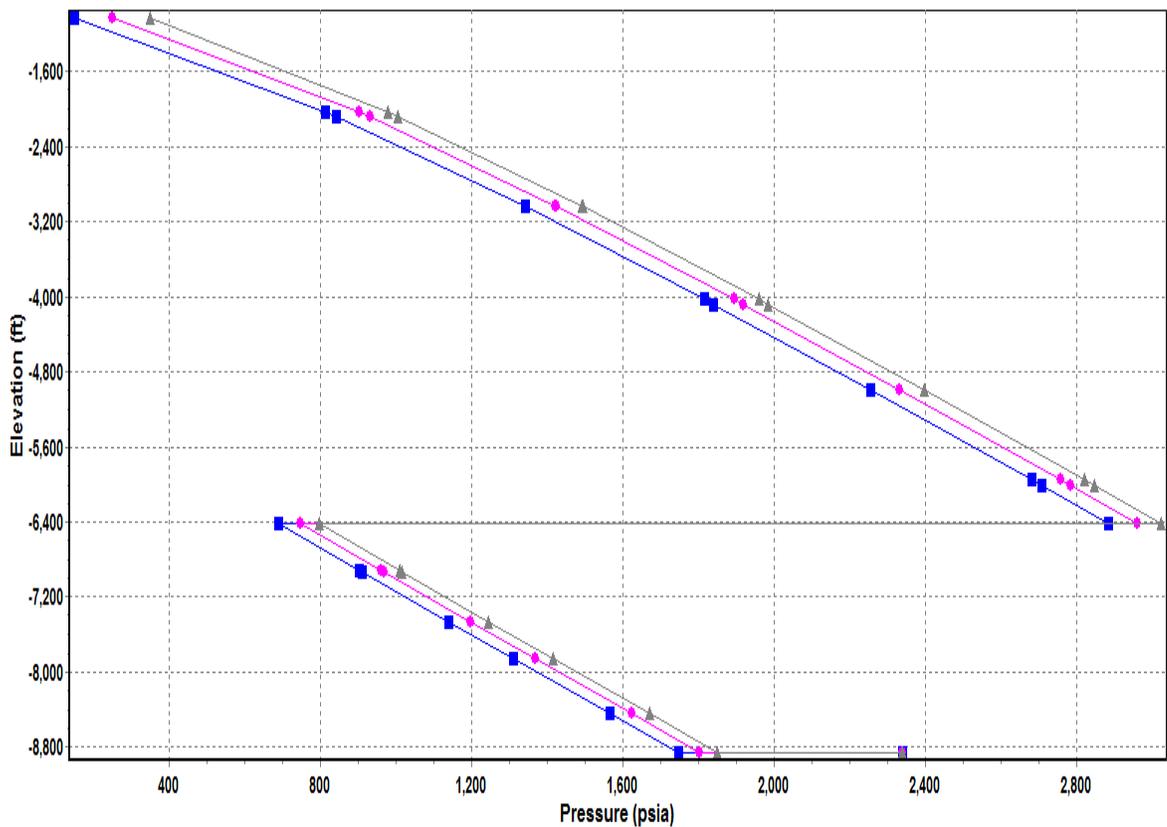
Figura 60. Diferentes Perfiles de Presión – Curvas corregidas.



En la tabla presentada se evidencia la diferencia de los resultados a la hora de aplicar las curvas de las bombas ajustadas con las curvas diseñadas con agua. El cambio en la presión de cabeza afecta de mayor forma la producción cuando se desarrolla la simulación con las curvas sin ajustar.

Figura 61. Diferentes Perfiles de Presión - Curvas sin corregir.

■ POUT=150 psia Flowrate=912.5149 sbb/day ● POUT=250 psia Flowrate=824.7675 sbb/day ▲ POUT=350 psia Flowrate=750.9744 sbb/day



La presión de flujo en cabeza de pozo representa las pérdidas de presión desde a lo largo de todo el sistema, por tal razón al realizar un análisis de los perfiles de presión generados en la figura anterior, se observa que al disminuir la presión de cabeza actual de 250 psia a 150 psia se logra un aumento de caudal, dicho comportamiento se debe a una disminución de las pérdidas de presión a lo largo de la tubería de producción, traduciendo a mayor tasa.

El cálculo del incremento de producción tiene presente la producción de fluido del pozo a condiciones de operación y la presión de cabeza. Se calculan los barriles adicionales de fluido que producirá el pozo, donde se aplica la fórmula:

$$\text{BOPD} = \text{BFPD} - \frac{\text{BFPD} * \text{BSW}}{100}$$

Tabla 19. Tabla de resultado sensibilización - Presión de cabeza.

Caudal de Fluido a 150 psig	851.93	BFPD
Caudal de Fluido a 250 psig	824.48	BFPD
Caudal de Fluido a 350 psig	798.5	BFPD
Caudal de fluido incrementado	27.45	BFPD
BSW	9.27	%
Caudal de petróleo incrementado	24.905385	BFPD

- **Sensibilización por número de etapas de la bomba**

Tabla 20. Sensibilización - Número de etapas de la bomba.

Número de etapas	PIP (Psig) Corregidas	Q (Bbl/día) Corregidas	PIP (Psig) Sin corregir	Q (Bbl/día) Sin corregir
120	813,84	724,73	909,11	582,34
139	747,28	824,48	747,16	824,76
150	717,86	868,62	647,11	975,04

Figura 62. Diferente número de etapas – Curvas corregidas.

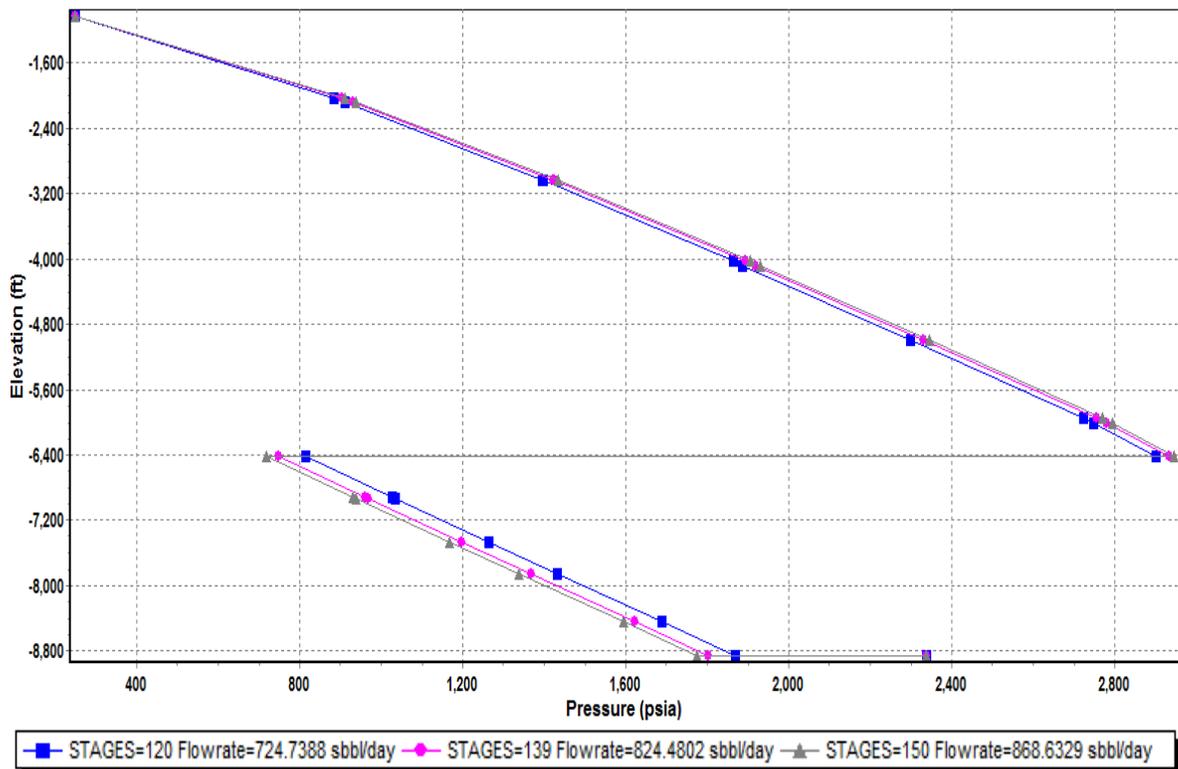
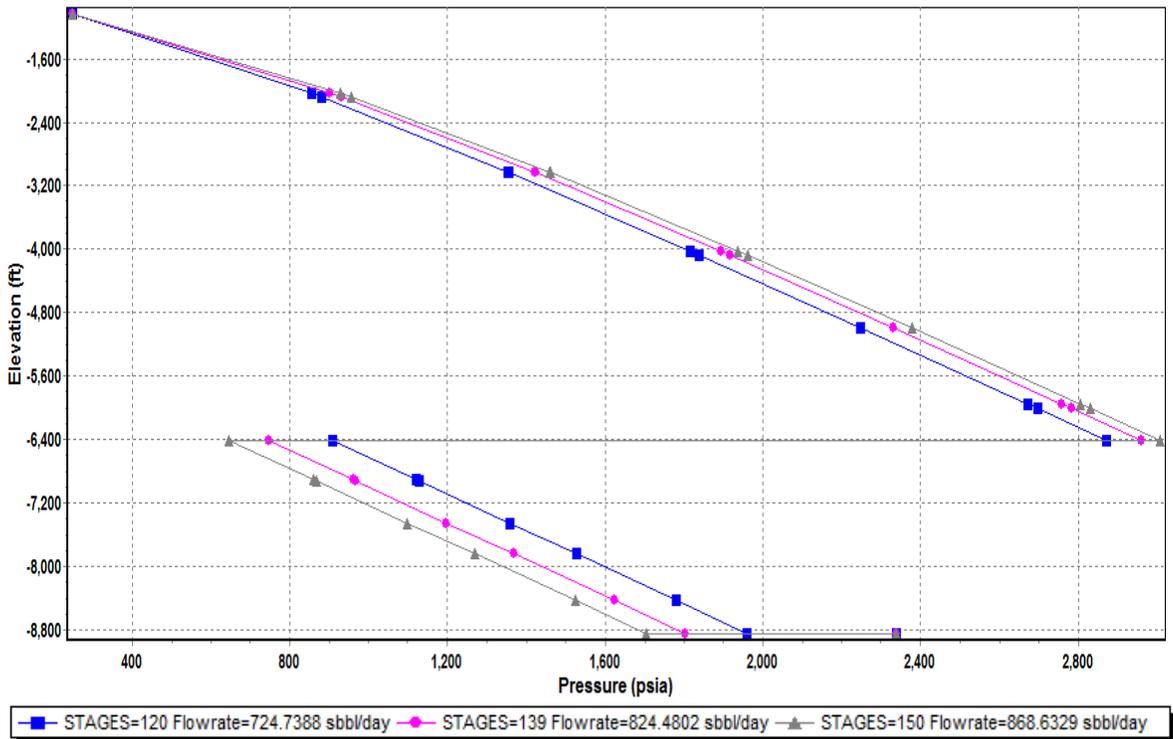


Figura 63. Diferente número de etapas - Curvas sin corregir.



La variación del número de etapas, como se puede ver en las figuras anteriores, genera un cambio en las presiones de entrada y salida de la bomba. Al disminuir el número de etapas la presión de entrada de la bomba (PIP) aumentará y la presión de salida disminuirá; se identifica que al disminuir en 19 etapas (139 a 120 etapas) para las curvas corregidas, la producción se alcanza a reducir 100 Bbl/día, afectando claramente la producción del pozo. Pero también se destaca que al implementar las curvas diseñadas con agua, el cambio de caudal al variar el número de etapas es más amplio; como se puede ver al reducir en 19 etapas, la producción disminuye en aproximadamente 240 Bbl/día.

Se deben tener presentes para el diseño factores de seguridad como el de la cercanía al punto de burbuja (620 psig), ya que surge la posibilidad de problemas operacionales como la cavitación; pero de igual forma la producción es la consecuencia que se debe resaltar en todo momento a lo largo de la operación del sistema propuesto.

4.3 AJUSTE DE LAS CURVAS (HERRAMIENTA ELECTRÓNICA EN GUIDE DE MATLAB)

- **Matlab**

Matlab es una herramienta informática de programación de gran versatilidad, presenta cierta similitud al lenguaje c, sin embargo Matlab es mucho más ágil en cuanto a aprendizaje se refiere, el manejo del lenguaje c facilita enormemente la programación en Matlab debido a que es más sencilla, presenta toolbox, menús de ayuda, ejemplos, etc. Es una herramienta que permite trabajar con matrices y vectores en aplicaciones ingenieriles que para un buen programador presentaría un verdadero reto. Tomando una definición formal de Matlab, es un entorno de cálculo técnico de altas prestaciones para cálculo numérico y visualización. Integra:

- Análisis numérico.
- Cálculo matricial.
- Procesamiento de señales.
- Gráficos.

Presenta varias interfaces como Guides, Simulink, un entorno fácil de usar donde los problemas y las soluciones son expresadas como se escriben matemáticamente, sin la programación tradicional. El nombre Matlab proviene de laboratorio de Matrices pues fue escrito originalmente para proporcionar un acceso sencillo al software matricial desarrollado por los proyectos Linpack y Eispack, que juntos representan lo más avanzado en programas de cálculo matricial. Matlab es un programa dinámico cuyo elemento básico de datos es una matriz que no requiere dimensionamiento, lo que permite resolver muchos problemas numéricos en una fracción del tiempo que traerían el hacerlo en lenguajes como c, Basic o Fortran. Matlab ha evolucionado en los últimos años a partir de la colaboración de muchos usuarios. En centros universitarios se ha convertido en la herramienta de enseñanza estándar para cursos de introducción en álgebra lineal aplicada, así

como cursos avanzados en otras áreas. En la industria, Matlab se utiliza para investigación y con el fin de resolver problemas prácticos de ingeniería y matemáticas, con un gran énfasis en aplicaciones de control y procesamiento de señales. Matlab también proporciona una serie de soluciones específicas denominadas Toolboxes; siendo muy importantes para la mayoría de los usuarios de Matlab y son conjuntos de funciones propias que extienden el entorno Matlab para resolver clases particulares de problemas como:

- Procesamiento de señales.
- Diseño de sistemas de control.
- Simulación de sistemas dinámicos.
- Identificación de sistemas.
- Redes neuronales y otros.

Una de las características más importantes de Matlab es su capacidad de crecimiento puesto que permite convertir al usuario en un autor contribuyente, creando sus propias aplicaciones. En resumen, las prestaciones más importantes de Matlab son:

- Escritura del programa en lenguaje matemático.
- Implementación de las matrices como elemento básico del lenguaje, lo que permite una gran reducción del código al no necesitar implementar el cálculo matricial.
- Implementación de aritmética compleja.
- Gran contenido de órdenes específicas, agrupadas en TOOLBOXES.
- Posibilidad de ampliar y adaptar el lenguaje, mediante ficheros de script y funciones .m.

En el presente caso usamos la herramienta de Matlab llamada Guide siendo una interfaz que permite interactuar en medio gráfico y de programación. El código que controla la herramienta gráfica se almacena en un archivo .m, este código se enlaza con el Guide y se proporcionan las ordenes a realizar con las variables

string que es el nombre que Matlab le da a variables numéricas usadas en el Guide.

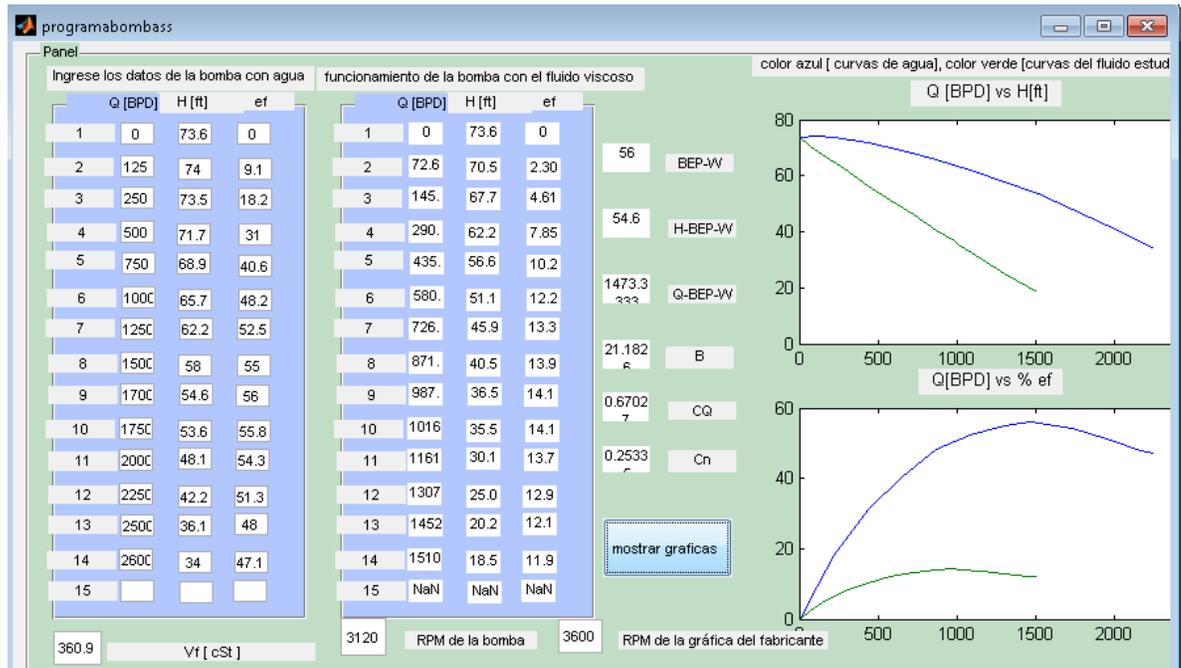
- **Presentación del código**

Las variables numéricas usadas por el Guide llamadas string son convertidas a variables double, variables double es el nombre que Matlab le da la mayoría de datos numéricos que requieren cierta precisión o número de cifras significativas.

- **Interfaz gráfica**

La siguiente gráfica presenta la manera de cómo se ve el Guide creado para el objetivo de agilizar la creación de la corrección de las curvas de la bomba centrífuga. Se observa la columna de caudales, dicha columna es usada para introducir los valores de los caudales proporcionados por las curvas del fabricante, sus unidades son barriles por día. En la siguiente columna se ubica la altura o cabeza dada por la bomba, representando también las características mencionadas en el proceso de aplicación del ajuste. Para resumir, el grupo de variables de las columnas de la izquierda corresponde a los datos proporcionados por el fabricante, los cuales como bien se sabe, son basados en pruebas con agua como fluido de prueba.

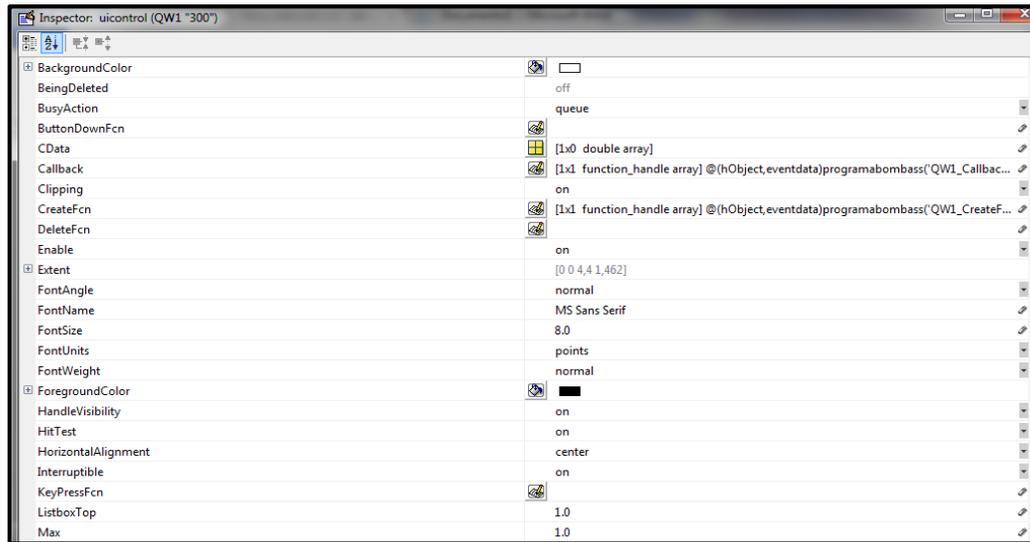
Figura 64. Interfaz de la herramienta.



- **Datos string en el Guide**

Los datos string se definen en el Guide mediante la herramienta de *edit text*, dicha opción define el texto dinámico el cual esta enlazado con el código .m guardado en Matlab como un script. La siguiente imagen ilustra la idea, se aprecia la opción de la forma inicial de presentación o la variable como string, el tooltipstring es la etiqueta o presentación, el TAG hace referencia a la etiqueta o nombre de aquella variable string en la estructura interna del Guide.

Figura 65. Estructura interna del Guide.



- **Datos double**

Cuando se escriben datos double en el script se debe primero enlazar o invocar los datos string del Guide para poder así usarlos en el código. Para realizar lo anterior tarea Matlab tiene funciones que se encargan de invocar dichos datos. A continuación se presenta dicha rutina.

```
A1 = str2double(get(handles.EFW1, 'string') );
```

Ahora A1 es el dato double, la conversión del valor del dato string invocado del Guide.

- **Datos double a string**

La función usada por Matlab para enlazar las variables double del script y asociarlas con las string del Guide, se hacen mediante la siguiente función.

```
set(handles.BEPW, 'string', num2str(BEPW1));
```

La función “set handles” asocia la variable *BEPW*, que en el ejemplo es double, a una variable que ya ha sido creada en el Guide, la variable creada en el Guide es llamada *BEPW1*.

- **Funcionamiento del código**

Antes de describir el desarrollo paso a paso del funcionamiento del código, el cual es un script de Matlab que está enlazado al Guide, se debe aclarar que de las más de dos mil líneas que puede poseer el código, no representan el núcleo de funcionamiento ya que casi todas constituyen las funciones de creación de cada variable string establecida en el Guide con sus respectivos componentes. Por ejemplo, en la línea 2072 se puede observar lo siguiente.

```
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function QW15_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to QW15 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
```

Dicha parte de código anteriormente mencionada es la creación en el script del dato string en el Guide llamado *QW15*.

La función importante del código de acuerdo a la estructura del Guide es la función *pushbutton1*, siendo la que activa todo el código del script creando la conexión script-Guide siguiendo los parámetros especificados. La función *pushbutton1* inicia en la línea número 168 del script.

- **Creación de la MATRIZ**

La matriz “*MATRIZ*” creada en el script de Matlab es relevante en el código a la hora de buscar el BEP-W.

```

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% ubicamos las eficiencias
A1 = str2double(get(handles.EFW1, 'string') );
A2 = str2double(get(handles.EFW2, 'string') );
A3 = str2double(get(handles.EFW3, 'string') );
A4 = str2double(get(handles.EFW4, 'string') );
A5 = str2double(get(handles.EFW5, 'string') );
A6 = str2double(get(handles.EFW6, 'string') );
A7 = str2double(get(handles.EFW7, 'string') );
A8 = str2double(get(handles.EFW8, 'string') );
A9 = str2double(get(handles.EFW9, 'string') );
A10 = str2double(get(handles.EFW10, 'string') );
A11 = str2double(get(handles.EFW11, 'string') );
A12 = str2double(get(handles.EFW12, 'string') );
A13 = str2double(get(handles.EFW13, 'string') );
A14 = str2double(get(handles.EFW14, 'string') );
A15 = str2double(get(handles.EFW15, 'string') );
%ahora los caudales
B1 = str2double(get(handles.QW1, 'string') );
B2 = str2double(get(handles.QW2, 'string') );
B3 = str2double(get(handles.QW3, 'string') );
B4 = str2double(get(handles.QW4, 'string') );
B5 = str2double(get(handles.QW5, 'string') );
B6 = str2double(get(handles.QW6, 'string') );
B7 = str2double(get(handles.QW7, 'string') );
B8 = str2double(get(handles.QW8, 'string') );
B9 = str2double(get(handles.QW9, 'string') );
B10 = str2double(get(handles.QW10, 'string') );
B11 = str2double(get(handles.QW11, 'string') );
B12 = str2double(get(handles.QW12, 'string') );
B13 = str2double(get(handles.QW13, 'string') );
B14 = str2double(get(handles.QW14, 'string') );
B15 = str2double(get(handles.QW15, 'string') );
% luego las alturas
C1 = str2double(get(handles.HW1, 'string') );
C2 = str2double(get(handles.HW2, 'string') );
C3 = str2double(get(handles.HW3, 'string') );
C4 = str2double(get(handles.HW4, 'string') );
C5 = str2double(get(handles.HW5, 'string') );
C6 = str2double(get(handles.HW6, 'string') );
C7 = str2double(get(handles.HW7, 'string') );
C8 = str2double(get(handles.HW8, 'string') );
C9 = str2double(get(handles.HW9, 'string') );
C10 = str2double(get(handles.HW10, 'string') );
C11 = str2double(get(handles.HW11, 'string') );
C12 = str2double(get(handles.HW12, 'string') );
C13 = str2double(get(handles.HW13, 'string') );
C14 = str2double(get(handles.HW14, 'string') );
C15 = str2double(get(handles.HW15, 'string') );
% matriz general

```

```
MATRIZ = [A1 B1 C1; A2 B2 C2; A3 B3 C3; A4 B4 C4; A5 B5 C5; A6 B6 C6; A7  
B7 C7; A8 B8 C8; A9 B9 C9; A10 B10 C10; A11 B11 C11; A12 B12 C12; A13 B13  
C13; A14 B14 C14; A15 B15 C15];
```

Las variables double A son el equivalente de las eficiencias introducidas en el Guide (datos string).

Las variables double B son los caudales del Guide.

Las variables double C son las alturas de cabeza en la bomba.

✓ **Búsqueda del BEP-W**

La búsqueda del mejor punto de eficiencia de la bomba trabajando con agua se obtiene de la siguiente manera:

```
MATRIZ2 = [A1 A2 A3 A4 A5 A6 A7 A8 A9 A10 A11 A12 A13 A14 A15];  
B = max(MATRIZ2);  
n = 1;
```

Se define la *MATRIZ2* la cual contiene los datos de eficiencia para cada caudal, donde dicha *MATRIZ2* es un vector. Mediante la función `max()` de Matlab cuya función es buscar el valor o componente mayor de una matriz o un vector encontramos el BEP-W en las eficiencias. A través de la siguiente pieza de código se identifican los otros términos de la misma fila en la matriz *MATRIZ* que corresponden a los datos de altura, potencia y caudal de los datos suministrados por el fabricante.

```
while MATRIZ2(n) < B  
    n=n+1;  
    M1=MATRIZ(n, 2);  
    M2=MATRIZ(n, 3);  
end
```

Anteriormente en el código se había definido el término *B* que corresponde al mayor valor de eficiencia y mediante el `while` se pregunta al programa si el componente *n* de *MATRIZ2* es menor que *B*; mientras la condición se cumpla, el

valor de n procederá a aumentar hasta que sea mayor, en dicho momento sale del while y muestra los valores $M1$ que corresponden a la columna n donde se encuentra lógicamente la mayor eficiencia, pero de la segunda columna o la segunda posición de dicha columna de la mayor eficiencia, de igual forma con el valor $M2$ que representa el valor de dicha columna pero en la tercera posición. Así se puede realizar para muchos parámetros cuyo fin es obtener los puntos de caudal y altura en el BEP-W.

```
BEPW1=B;
HBEPW1=M2;
QBEPW1=M1;
set(handles.BEPW, 'string', num2str(BEPW1));
set(handles.HBEPW, 'string', num2str(HBEPW1));
set(handles.QBEPW, 'string', num2str(QBEPW1));
```

Se define el $HBEPW1$, el $QBEPW1$ y mediante la función “set handles” se envían al Guide.

✓ Cálculo del parámetro B

El parámetro B necesario para el análisis se obtiene con el siguiente código.

```
VLS1 = str2double(get(handles.vls, 'string' ) );
```

El double $VLS1$ es el valor en el script de la viscosidad cinemática del fluido dada en el Guide como vls.

```
N1 = str2double(get(handles.N, 'string' ) );
```

El double $N1$ es el equivalente en el script al valor de las rpm en el Guide.

```
B111 =
26.6*(((VLS1^0.5)*(HBEPW1^0.0625))/(((QBEPW1*0.0292)^0.375)*(N1^0.25)));
set(handles.B, 'string', num2str(B111));
```

Se calcula el parámetro B en el script como $B111$ y se envía al Guide como B .

✓ Cálculo de la constante de caudal CQ

```
CQ1 = 2.71^-(0.165*((log10(B111))^3.15));  
set(handles.CQ, 'string', num2str(CQ1));
```

Se calcula la constante en el script como CQ1 y se envía al Guide como CQ.

```
D1 = CQ1*B1;  
D2 = CQ1*B2;  
D3 = CQ1*B3;  
D4 = CQ1*B4;  
D5 = CQ1*B5;  
D6 = CQ1*B6;  
D7 = CQ1*B7;  
D8 = CQ1*B8;  
D9 = CQ1*B9;  
D10 = CQ1*B10;  
D11 = CQ1*B11;  
D12 = CQ1*B12;  
D13 = CQ1*B13;  
D14 = CQ1*B14;  
D15 = CQ1*B15;  
% ahora enviamos los caudales al guide  
set(handles.QF1, 'string', num2str(D1));  
set(handles.QF2, 'string', num2str(D2));  
set(handles.QF3, 'string', num2str(D3));  
set(handles.QF4, 'string', num2str(D4));  
set(handles.QF5, 'string', num2str(D5));  
set(handles.QF6, 'string', num2str(D6));  
set(handles.QF7, 'string', num2str(D7));  
set(handles.QF8, 'string', num2str(D8));  
set(handles.QF9, 'string', num2str(D9));  
set(handles.QF10, 'string', num2str(D10));  
set(handles.QF11, 'string', num2str(D11));  
set(handles.QF12, 'string', num2str(D12));  
set(handles.QF13, 'string', num2str(D13));  
set(handles.QF14, 'string', num2str(D14));  
set(handles.QF15, 'string', num2str(D15));
```

Se calculan los nuevos caudales, son guardados en *D* y posteriormente son enviados al Guide como *QF*.

✓ Cálculo de la constante de altura CH

Partiendo de lo ya visto, se tiene que:

```
E1 = C1*(1-((1-CQ1)*((B1/QBEPW1)^0.75)));  
E2 = C2*(1-((1-CQ1)*((B2/QBEPW1)^0.75)));  
E3 = C3*(1-((1-CQ1)*((B3/QBEPW1)^0.75)));  
E4 = C4*(1-((1-CQ1)*((B4/QBEPW1)^0.75)));
```

```

E5 = C5*(1-((1-CQ1)*((B5/QBEPW1)^0.75)));
E6 = C6*(1-((1-CQ1)*((B6/QBEPW1)^0.75)));
E7 = C7*(1-((1-CQ1)*((B7/QBEPW1)^0.75)));
E8 = C8*(1-((1-CQ1)*((B8/QBEPW1)^0.75)));
E9 = C9*(1-((1-CQ1)*((B9/QBEPW1)^0.75)));
E10 = C10*(1-((1-CQ1)*((B10/QBEPW1)^0.75)));
E11 = C11*(1-((1-CQ1)*((B11/QBEPW1)^0.75)));
E12 = C12*(1-((1-CQ1)*((B12/QBEPW1)^0.75)));
E13 = C13*(1-((1-CQ1)*((B13/QBEPW1)^0.75)));
E14 = C14*(1-((1-CQ1)*((B14/QBEPW1)^0.75)));
E15 = C15*(1-((1-CQ1)*((B15/QBEPW1)^0.75)));

```

Las nuevas alturas corregidas son guardadas en el script como *E*.

```

set(handles.HF1, 'string', num2str(E1));
set(handles.HF2, 'string', num2str(E2));
set(handles.HF3, 'string', num2str(E3));
set(handles.HF4, 'string', num2str(E4));
set(handles.HF5, 'string', num2str(E5));
set(handles.HF6, 'string', num2str(E6));
set(handles.HF7, 'string', num2str(E7));
set(handles.HF8, 'string', num2str(E8));
set(handles.HF9, 'string', num2str(E9));
set(handles.HF10, 'string', num2str(E10));
set(handles.HF11, 'string', num2str(E11));
set(handles.HF12, 'string', num2str(E12));
set(handles.HF13, 'string', num2str(E13));
set(handles.HF14, 'string', num2str(E14));
set(handles.HF15, 'string', num2str(E15));

```

Por último, se envían las alturas corregidas al Guide como *HF*.

✓ Cálculo de constante de eficiencia *Cn*

La constante de eficiencia es calculada mediante el siguiente código:

```
CN = B111^(-0.0547*(B111^0.69));
```

Es calcula como *CN* y se envía al Guide como *CN1*.

```
set(handles.CN1, 'string', num2str(CN));
```

Se calculan las nuevas eficiencias y son guardadas como *F*.

```

F1 = CN*A1;
F2 = CN*A2;
F3 = CN*A3;
F4 = CN*A4;
F5 = CN*A5;

```

```
F6 = CN*A6;  
F7 = CN*A7;  
F8 = CN*A8;  
F9 = CN*A9;  
F10 = CN*A10;  
F11 = CN*A11;  
F12 = CN*A12;  
F13 = CN*A13;  
F14 = CN*A14;  
F15 = CN*A15;
```

Y posteriormente son enviadas al Guide bajo el nombre de *EFF*.

```
set(handles.EFF1, 'string', num2str(F1));  
set(handles.EFF2, 'string', num2str(F2));  
set(handles.EFF3, 'string', num2str(F3));  
set(handles.EFF4, 'string', num2str(F4));  
set(handles.EFF5, 'string', num2str(F5));  
set(handles.EFF6, 'string', num2str(F6));  
set(handles.EFF7, 'string', num2str(F7));  
set(handles.EFF8, 'string', num2str(F8));  
set(handles.EFF9, 'string', num2str(F9));  
set(handles.EFF10, 'string', num2str(F10));  
set(handles.EFF11, 'string', num2str(F11));  
set(handles.EFF12, 'string', num2str(F12));  
set(handles.EFF13, 'string', num2str(F13));  
set(handles.EFF14, 'string', num2str(F14));  
set(handles.EFF15, 'string', num2str(F15));
```

5. CONCLUSIONES

- Las curvas ajustadas de las bombas centrífugas del sistema de levantamiento electrosumergible proporcionan mayor precisión a la hora de analizar el comportamiento, los requerimientos y los resultados que traducen en producción, a través de un sistema implantado. Mediante análisis se llegó a reducir el margen al 15% aproximadamente al efectuar la corrección.
- Simulando un pozo con datos de campo que opera con bombeo electrosumergible se identifican diferencias al realizar dicha simulación con las curvas proporcionadas por el fabricante y las ajustadas, donde se obtiene un menor caudal y más cercano al real cuando se efectúa con las segundas.
- La operación de la bomba centrífuga se ve afectada cuando se cambia el fluido por uno más viscoso y es notable el resultado cuando se realiza el ajuste del perfil de presiones, donde el factor de carga refleja dicho efecto, visto en el ejemplo que pasa de 0.862 a 0.102.
- El manejo de variables como la frecuencia de operación de la bomba, presión de cabeza y número de etapas, puede llegar a proporcionar una mayor optimización del proceso de producción luego de llevado a cabo la implementación de las nuevas curvas, puesto que posibilitan el aumento de la producción, manteniendo presentes factores de seguridad operativos, como la PIP aproximadamente 200 psi por encima de la presión de burbujeo, evitando posibles problemas de cavitación.
- Finalmente el presente trabajo, resaltando la herramienta electrónica programada, puede ser usado como base para evaluar sistemas en pozos

diferentes, de otros campos y con fluidos de viscosidades variables con el fin de optimizar la simulación, llevando a una predicción de mayor confiabilidad.

6. RECOMENDACIONES

- Un análisis financiero para identificar las diferencias económicas a la hora de estudiar los resultados aplicando las nuevas curvas corregidas para la bomba en determinado sistema electrosumergible.
- Estudiar el efecto de las mezclas de crudos con los fluidos propios del yacimiento y su comportamiento a la hora de ser producidos mediante el sistema de levantamiento electrosumergible.
- La implementación de procesos como la dilución en fondo con el fin de reducir la viscosidad del fluido, llevando así al aumento de la producción de crudo.
- Mediante un análisis detallado del sistema de levantamiento y las necesidades que requiere para ser aplicado, estimar y aprovechar de mejor forma la energía utilizada en el proceso de producción.

BIBLIOGRAFÍA

ANSI/HI 9.6.7. Effects of Liquid Viscosity on Rotodynamic (Centrifugal and Vertical) Pump Performance. Instituto de hidráulica de Estados Unidos, 2007.

API, American Petroleum Institute. Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas. API standard 610, 2003.

APONTE, H. Experiences Using an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation Eastern Venezuela Fields. SPE 69708, 2001.

BOMBAS IDEAL, S.A. Datos técnicos de hidráulica de bombas. Valencia, 2014.

CARDOZO, N. PABÓN, L. Análisis de falla de pozos de Bombeo Electrosumergible en el campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander, 2009.

CASTILLO, J. Normatización en el diseño y construcción de bombas centrífugas horizontales para procesos. Universidad Autónoma Nuevo León de México, 1998.

FERNÁNDEZ, P. Bombas centrífugas y volumétricas. Departamento de ingeniería eléctrica y energética. Universidad de Cantabria, España.

GÓMEZ, C. BOHORQUEZ, F. Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene. Universidad Industrial de Santander, 2010.

GUARÍN, F. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extrapesados con movilidad. Bucaramanga, Colombia. Tesis

maestría en ingeniería de hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, 2011.

LIU, D. Estudio de factibilidad de la aplicación del método de Bombeo Electrosumergible (BES) en el campo Bare, faja petrolífera del Orinoco. Universidad Simón Bolívar de Venezuela, 2007.

LOBANOFF, V. ROSS, R. Centrifugal pumps, design & application. Segunda edición.

McCAIN, W. The properties of petroleum fluids. Tulsa, Oklahoma, 1989.

ORTIZ, J. JIMÉNEZ, E. Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Universidad Industrial de Santander, 2011.

RAMÍREZ, M. ESP oil international training group. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. WorkShop International, 2007.

PEÑAFIEL, J. Optimización del Bombeo Electro sumergible en la Producción de Petróleo en el Área Shushufindi. Quito, Ecuador. Tesis de Ingeniería en Geología y Petróleos. Escuela Politécnica Nacional, 2008.

STERLING SIHI. Principios básicos para el diseño de instalaciones de bombas centrífugas. Séptima edición, 2003.

VASQUEZ, M. AND BEGGS, H.D. Correlations for fluid physical property prediction.

PIPESIM. User's Guide. Schlumberger, 2009.

W. R. Shu. A Viscosity Correlation for Mixtures of Heavy Oil, Bitumen, and Petroleum. SPE, 1983.

ANEXOS

ANEXO A

- PVT

Datos volumétricos

Presión original de yacimiento

2783 Psig

Temperatura 184 °F

Presión de burbuja Pb @184F

Expansión térmica @ 6000 psia

568 psia

Compresibilidad del fluido @ Ty

$1,0419 \frac{Vol @ 185 ^\circ F}{Vol @ 74 ^\circ F}$

(Desde Pb Psi a Pyac)

4,1700E-06

Temperatura 300 °F

Presión de burbuja Pb @300F

Expansión térmica @ 6000 psia

725 psia

Compresibilidad del fluido @ Ty

$1,0798 \frac{Vol @ 185 ^\circ F}{Vol @ 74 ^\circ F}$

(Desde Pb Psi a Pyac)

6,3400E-06

Datos de la prueba de liberación Diferencial

Relación Gas – Aceite en solución (Rsdb)

Factor Volumétrico del Aceite (Bodb)

85 PCN/BF

Densidad del Aceite a Pb. Tyac

1,0790BY/BF

Densidad del fluido del yacimiento a @ 3500 Y
185°F

0,9672 g/cc

0,9984 g/cc

ANEXO B

- **GENERALIDADES CRUDO SAN ALBERTO POZO UIS 15**

PROPIEDADES	DATO
Gravedad API	8
Viscosidad a 86 °F	5,71E+005
Punto de burbuja @ 180 °F	620 Psig
Corte de Agua	3.58%
Gravedad específica del gas	0.97
GOR	27.109 SCF/STB
Temperatura de yacimiento	180 °F

ANEXO C

- **ESTADO MECÁNICO DEL POZO UIS 15**

LINER			
PMP (ft)	LINER OD (in)	PESO (Lb)	ID (in)
9029,0	7	29	6,184

CASING

PROF (ft)	CASING OD (in)	PESO (Lb)	ID (in)
7601,0	13 3/8"	68	12,42

INTAKE			
PROF (ft)	CASING OD (in)	PESO (Lb)	ID (in)
6519,62	9 5/8"	47	8,681

ANEXO D

- **DESVIACIÓN DE POZOS UIS 15**

Último Survey @	9754 MD
	9568 TVD
Inclinación = 11.30°	Azimut = 62,61°

ANEXO E

- **MODELOS IPR⁵³**

Modelo de Fetkovich

1. Para el modelo de Fetkovich se necesita conocer dos test point y la presión estática del yacimiento (Pws).

⁵³ GARZA, Smith. Comparación de los modelos composicional y black oil para el análisis nodal de pozos productores de crudo extrapesado. 2014.

2. Conociendo los datos anteriores y con la ecuación 11 calculamos el exponente de Fetkovich (n).
3. Con la ecuación 13, se calcula C la cual es una constante específica, para cada caso.
4. Luego con la ecuación 12, se calcula el potencial absoluto (Q_{max}).
5. Posteriormente se empezara a tabular variando P_{wf} desde la presión estática (P_{ws}) hasta cero, y así obtenemos nuestra grafica IPR.

Las variables que más influyen para este modelo son el exponente de Fetkovich y la constante específica C , las cuales son directamente proporcionales con respecto al potencial absoluto. Estas variables dependen de los datos del test point, sus variables son los caudales a determinada presión, por lo tanto entre mayor caudal el exponente de Fetkovich y la constante específica C también son mayores, por lo cual si se quiere optimizar la producción lo recomendable es disminuir la presión de fondo de pozo y así se obtiene una mayor afluencia.

Modelo Estado Pseudoestable

1. Para el modelo estado pseudoestable se necesita conocer el estado mecánico del pozo, el radio del tubing de producción (r_w), radio de drenaje (r_e), el espesor cañoneado (h) y el daño si lo hay (s), también la permeabilidad de la formación (k) y la constante C_1 usada también en el modelo IPR transiente.
2. Con estos datos se calculara la transmisibilidad con la ecuación 1574.
3. Para el modelo estado pseudoestable debemos calcular la movilidad de cada fluido con la ecuación 11.
4. La movilidad total con la ecuación 10.

- Usando estos datos y la ecuación 8, SE empezara a tabular variando P_{wf} desde la presión estática del yacimiento (P_{ws}) hasta cero, y así obtenemos nuestra grafica IPR para crudo extrapesado.

La variable que más influye en este modelo es el espesor, es directamente proporcional al potencial absoluto, entre mayor sea el espesor, mayor será el influjo. Si se requiere optimizar la producción los más viables es realizar cañoneo con más tiros por pie así aumentara el espesor y en consecuencia mayor influjo.

Modelo T2⁵⁴

- Con los datos de producción de agua y crudo, calcular el flujo fraccional de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$F_w = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

- Efectuar el cálculo de viscosidades de aceite y agua a condiciones de yacimiento y a condición de presión de fondo fluyendo.
- Para el caso de la viscosidad de acuerdo a la evaluación del análisis PVT realizada, se deberá utilizar el modelo de Chew & Conelly para presiones menores a la presión de burbuja y el modelo de Vasquez para presiones por arriba de la presión de burbuja, otra forma de realizarlo es efectuar análisis de regresión de los datos y obtener la mejor curva que describa los datos experimentales.
- Una vez calculados los valores de viscosidad de agua y crudo y teniendo en cuenta el flujo fraccional estimado en el paso 1, se procede a estimar la saturación de agua en la cara de la formación utilizando la ecuación de flujo fraccional, de la siguiente manera:

$$F_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} = \frac{1}{1 + \frac{M_w * K_{ro}}{M_o * K_{rw}}}$$

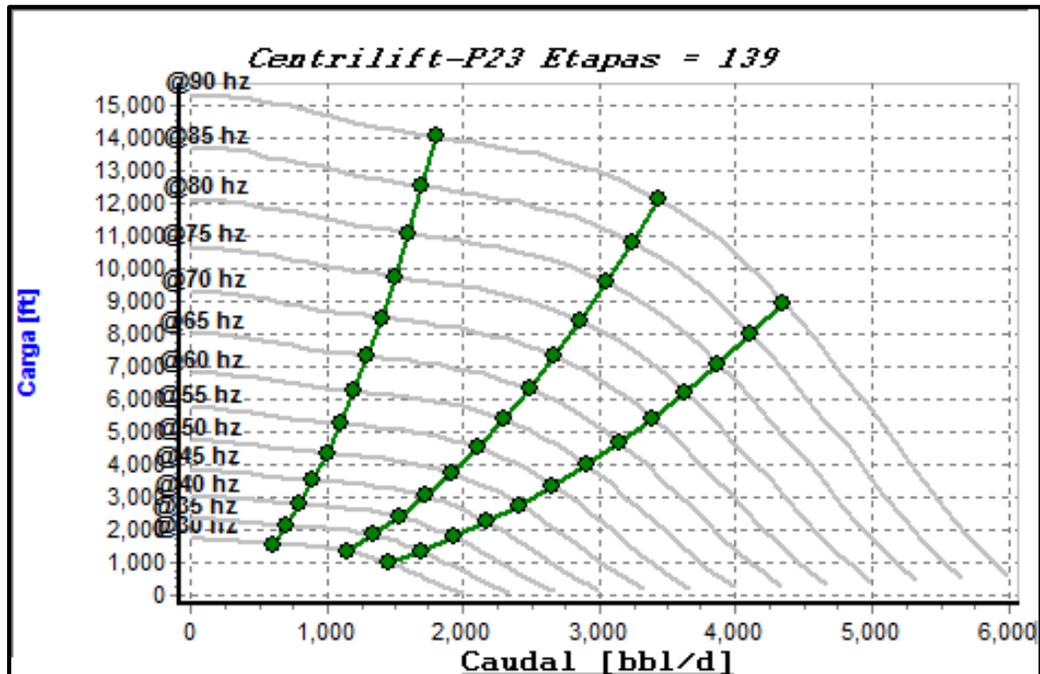
⁵⁴ GUARÍN, Flaminio. Determinación de un modelo de la relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. 2011.

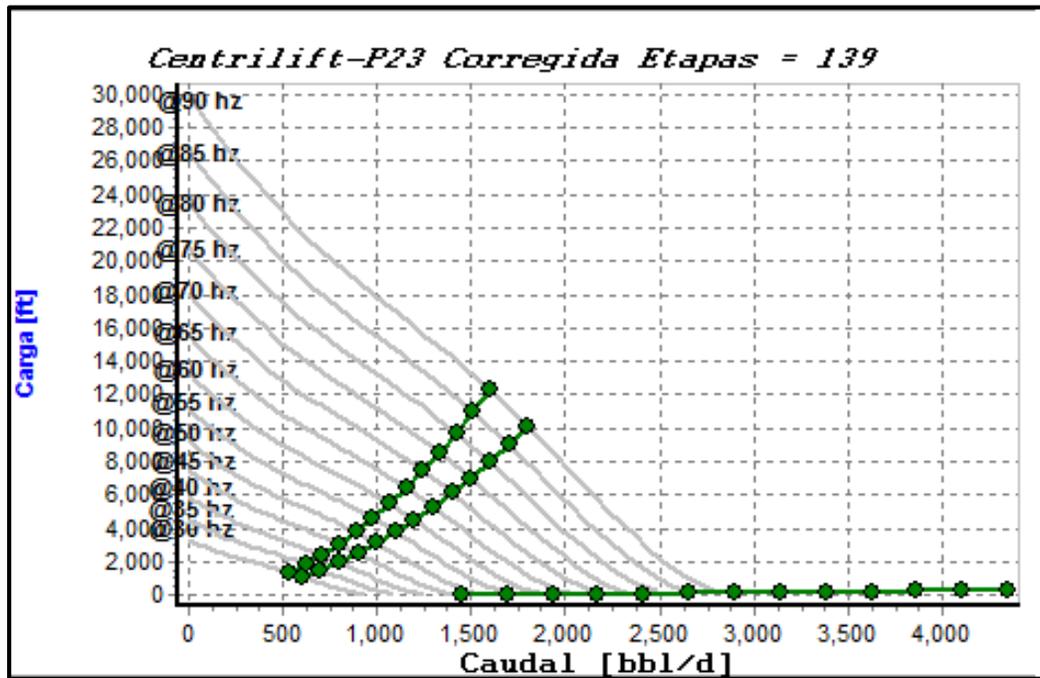
5. Finalmente calculados los valores de Kro, Mo, Bo, se calcula el valor del factor V para este pozo utilizando los valores de producción y el espesor neto (h) con la ecuación 72 descrita anteriormente. Se repite el procedimiento para cada pozo.

ANEXO F

- **CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLE**

Velocidad variable a 54 hz y 139 Etapas en curvas sin corregir y corregidas respectivamente.

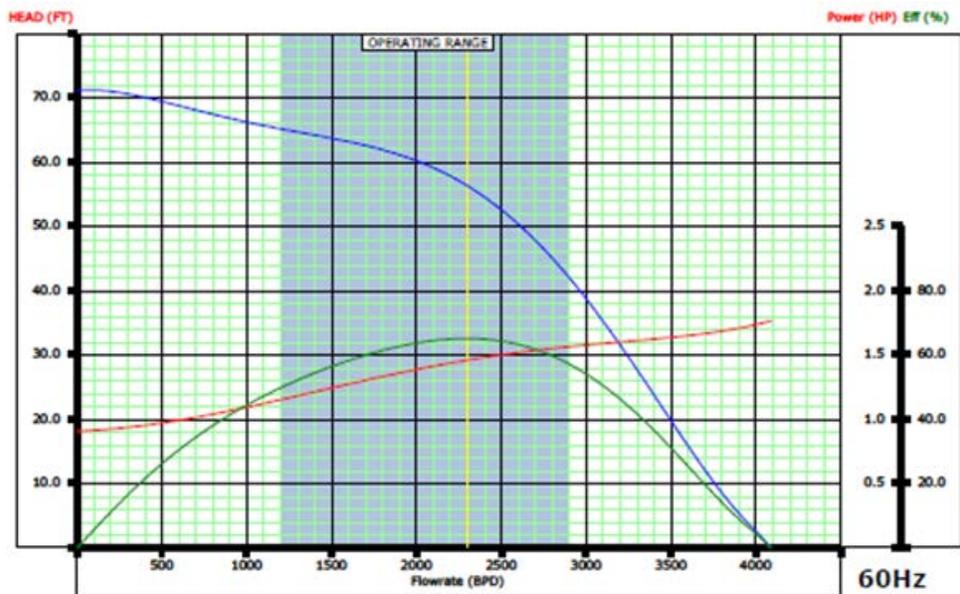




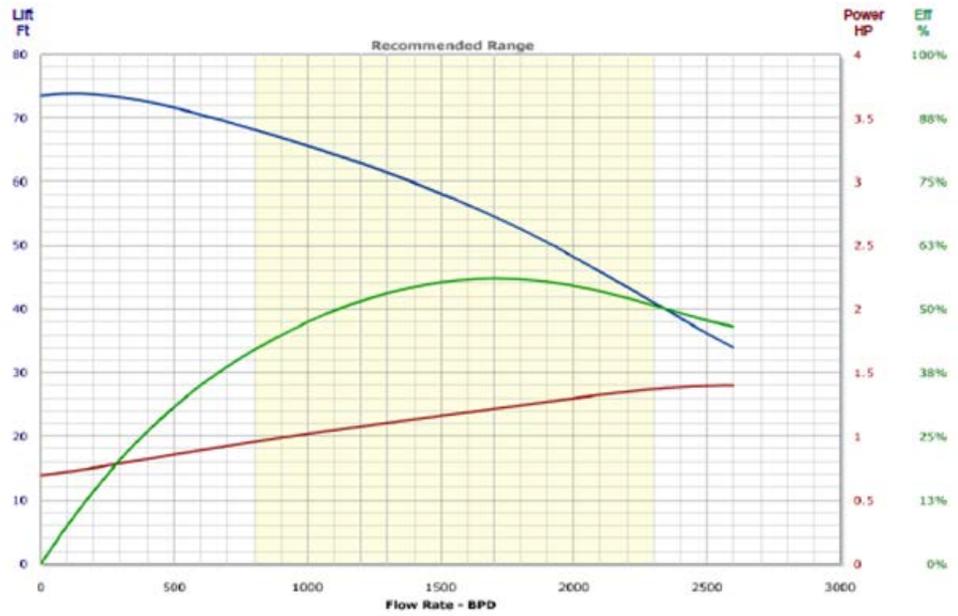
ANEXO G

- CURVAS DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

- Centrilift P23



- **Alkhoyaref 1500**



- **Borets 538-1900**

