

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DESARROLLO DE HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA EL DISEÑO Y SELECCIÓN
DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs.: Diaz D. Jhonny W.,
Silva L. Julio C.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DESARROLLO DE HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA EL DISEÑO Y SELECCIÓN
DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Sandro Gasbarri.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Diaz D. Jhonny W.,
Silva L. Julio C.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2007

DEDICATORIA

Este trabajo el cual me permite culminar, con el largo camino para conseguir la meta y el sueño de obtener el grado de Ingeniero de Petróleo, esta dedicado a toda mi familia y amigos que me han rodeado con sus pensamientos y deseos positivos. En especial a mi madre e hijo los cuales se merecen y dedico mis logros, los cuales harán sus vidas más felices porque todo lo hago por ellos.

Jhonny Diaz

DEDICATORIA

Este Trabajo Especial de Grado se lo dedico a mis Padres, de quienes estoy orgulloso. Los quiero mucho.

Julio C. Silva Luque

AGRADECIMENTOS

Quiero darle gracias a dios que siempre me acompaño y ayudado durante toda mi vida, a mis padres que les debo la vida, que siempre han estado presentes con su amor, apoyo y comprensión durante cada momento grato y difícil, para nunca abandonar las metas que juntos trazamos, a mi abuela Victoria que ha sido mi segunda madre y siempre ha estado cuando la he necesitado, a mi hermano por ser mi mejor amigo y ejemplo a seguir, a mi esposa y bebe Juan Pablo que me han hecho tener momentos de gran felicidad, un nuevo sentido para vivir y logros que conseguir por ellos.

A mi amigo y compañero de trabajo de grado Julio Silva por su paciencia y apoyo ya que sin el, este trabajo no se hubiese podido realizar.

A mis amigos Wilmer, Roberto, Raúl y Frank por los momentos que pasamos juntos en la universidad y que hicieron mas grata mi estadía en ella.

Al profesor al profesor Sandro Gasbarri por su tiempo y conocimientos en el área para la realización de este trabajo.

A la Srta. Diana Caicedo y al Ing. Andrés Caicedo por su valiosa colaboración.

A todos ellos muchas gracias y que dios les bendiga.

Jhonny Diaz

AGRADECIMENTOS

A Dios por cuidarme.

A mis Padres, por confiar en mí.

A mis Hermanas, Maria Elena y Maria Alejandra a quienes quiero.

A mi Sobrinita, Camila Valentina por llenar nuestra casa de alegrías y por levantarme temprano todos los días.

A Adriana Lea-Plaza, por todo.

A mi tía Adelita y a mi abuelo Julio quienes me motivaron a estudiar en esta universidad.

A mi compañero de tesis y amigo Jhonny Diaz.

A nuestro Tutor Ing. Sandro Gasbarri, por dedicar su tiempo a este proyecto.

A los Ingenieros y amigos Jacqueline Linares, Jorge Blanca, Roberto Serra y Andrés Caicedo por su valiosa colaboración.

A mis Amigos Diana Caicedo, Anyomilu Montero, Harrysong Santander, Olaf Dávila, Rafael Acosta, Rafael Segovia, Doris de Segovia, Alejandra Lea-Plaza y Daniela Lea-Plaza quienes de alguna manera contribuyeron en la culminación de este trabajo.

Julio C. Silva Luque

**Diaz D., Jhonny W.
Silva L., Julio C.**

**DESARROLLO DE HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
PARA EL DISEÑO Y SELECCIÓN
DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES**

Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri. Tesis. Caracas, U.C.V.

Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.

Año 2007, (108) pp.

Palabras Claves: Bombeo electrosumergible, Simulador BEST

Resumen: En este trabajo se desarrolló una herramienta computacional para el departamento de Producción de la Escuela de Petróleo, que se encarga del diseño y selección de bombas electrosumergibles para la producción de petróleo o agua en pozos verticales. La herramienta calcula la profundidad a la cual debe colocarse la bomba electrosumergible, el nivel de líquido, la altura dinámica en la tubería y la altura total que debe vencer la bomba para desplazar el fluido desde el fondo hasta la superficie de acuerdo a las condiciones de operación. Calcula la pérdida por fricción en la tubería al producir altos cortes de agua y la pérdida debido a la fricción en la tubería vertical para flujos multifásicos. Calcula la viscosidad del petróleo muerto y del petróleo vivo mediante diversas correlaciones. Selecciona la bomba electrosumergible mas adecuada según las condiciones de operación de una base de datos de más de 167 bombas comerciales y corrige el comportamiento de las bombas por efecto de la viscosidad. Además permite al usuario visualizar el comportamiento de estas bombas al variar su velocidad y el número de etapas.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTOS	V
ÍNDICE GENERAL	VIII
LISTA DE TABLAS	XII
LISTA DE FIGURAS.....	XIII
INTRODUCCIÓN	XVI
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	1
1.2 OBJETIVO ESPECÍFICOS	1
1.3 JUSTIFICACIÓN	1
CAPITULO II FUNDAMENTO TEÓRICO.....	2
2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	2
2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO.....	3
2.2.1 EQUIPO DE SUBSUELO	4
2.2.1.1 MOTOR	4
2.2.1.2 BOMBA.....	4
2.2.1.3 PROTECTOR O SELLO	5
2.2.1.4 ENTRADA Y SEPARADORES DE GAS	5
2.2.1.5 CABLE ELÉCTRICO.....	6
2.2.1.6 SENSOR DE FONDO (PRESIÓN Y TEMPERATURA)	7
2.2.2 EQUIPO DE SUPERFICIE.....	8
2.2.2.1 TABLERO DE CONTROL.....	8
2.2.2.2 TRANSFORMADOR.....	9
2.2.2.3 VARIADOR DE FRECUENCIA	9
2.2.2.4 CAJA DE VENDEO.....	10
2.2.2.5 CABEZAL.....	11

2.2.3 OTROS EQUIPOS	11
2.2.3.1 VÁLVULA DE RETENCIÓN (CHECK)	11
2.2.3.2 VÁLVULA DE DRENAJE.....	11
2.2.3.4 CENTRALIZADORES.....	12
2.3 APLICACIONES PRINCIPALES.....	12
2.3.1 APLICACIÓN TÍPICA.....	12
2.3.2 APLICACIÓN PRODUCCIÓN-INYECCIÓN	12
2.3.3 APLICACIÓN DE CUBIERTA	12
2.3.4 APLICACIÓN DE EMPUJE.....	14
2.3.5 APLICACIÓN DE ENTRADA EN EL FONDO.....	15
2.3.6 SISTEMA DE INYECCIÓN HORIZONTAL.....	15
2.4 FACTORES QUE AFECTAN EL FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA	16
2.4.1 EFECTO DEL GAS LIBRE	16
2.4.2 EFECTO DE LA VISCOSIDAD	17
2.4.3 PRODUCCIÓN DE ABRASIVOS Y/O CORROSIVOS.....	19
2.4.4 ALTAS TEMPERATURAS.....	20
2.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS B.E.S.....	20
2.5.1 VENTAJAS	20
2.5.2 DESVENTAJAS	21
2.6 DISEÑO Y SELECCIÓN DEL EQUIPO.....	21
2.6.1 DISEÑO PARA AGUA O PETROLEO.....	21
2.6.1.1 CALCULO DE LAS ALTURAS.....	23
2.6.2 DISEÑO PARA ALTOS RGP	28
2.6.3 SELECCIÓN DE BOMBAS	38
2.6.3.1 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LAS BOMBAS	38
2.6.3.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN	39
2.6.3.3 LEYES DE AFINIDAD	40
CAPITULO III METODOLOGIA	43
3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	43

3.2 SELECCIÓN DEL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN	43
3.3 SELECCIÓN DE ECUACIONES PARA EL DISEÑO.....	44
3.3.1 CORRELACIONES DE VISCOSIDAD	44
3.3.2 CORRELACIONES DE PÉRDIDA DE FRICCIÓN EN TUBERÍAS	44
3.3.3 CORRELACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD DE LOS PARÁMETROS DE LA BOMBA	45
3.4 CARACTERIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LAS BOMBAS	45
3.5 PROGRAMACIÓN EN VISUAL BASIC 6.0	45
3.6 VERIFICACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR LA HERRAMIENTA	45
CAPITULO IV HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	47
4.1 ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA	47
4.2 DESCRIPCIÓN DE LA INTERFAZ.....	50
4.2.1 PANTALLA PRINCIPAL.....	50
4.2.2 DISEÑO PARA AGUA O PETRÓLEO.....	50
4.2.3 DISEÑO PARA ALTOS RGP.....	53
4.2.4 TABLA DE OPERACIÓN DE LAS BOMBAS	55
4.2.5 SELECCIÓN DE BOMBAS	56
4.2.6 CORRECCIÓN DEL COMPORTAMIENTO POR VISCOSIDAD.....	57
4.2.7 AYUDA	58
4.3 VERIFICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	59
4.3.1 VALIDACIÓN DEL DISEÑO CON ALTO CORTE DE AGUA	59
4.3.2 VALIDACIÓN DEL DISEÑO CON PETRÓLEO	65
4.3.3 VALIDACIÓN DEL DISEÑO CON ALTOS RGP.....	69
4.3.4 VALIDACIÓN DE LOS FACTORES DE CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD.....	75
4.3.5 VALIDACIÓN DE LA PÉRDIDA POR FRICCIÓN POR DARCY-WEISBACH	83
4.3.6 VALIDACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LAS BOMBAS	85
4.3.7 VALIDACIÓN DE LAS REGLAS DE AFINIDAD	88
4.3.8 VALIDACIÓN DE LA SELECCIÓN DE LAS BOMBAS.....	93
CONCLUSIONES.....	97

RECOMENDACIONES	99
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	100
APÉNDICE	103
A. FACTORES DE CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD DE LOS PARÁMETROS DE LA BOMBA	103
B. CORRELACIONES DE VISCOSIDAD UTILIZADAS EN LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	106
C. GRAFICAS DE COMPORTAMIENTO DE ALGUNAS BOMBAS	108

LISTA DE TABLAS

	PÁGINA
TABLA 2.1 EJEMPLO LEY DE AFINIDAD. CASO BASE	41
TABLA 2.2 EJEMPLO LEY DE AFINIDAD. CASO VARIA SOLO LA VELOCIDAD.....	42
TABLA 2.3 EJEMPLO LEY DE AFINIDAD. CASO VARIA SOLO LAS ETAPAS.....	42
TABLA 2.4 EJEMPLO LEY DE AFINIDAD. CASO VARIA LA VELOCIDAD Y LAS ETAPAS SIMULTÁNEAMENTE.....	42
TABLA 4.1 VALIDACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE LA HERRAMIENTA	85
TABLA 4.2 ERROR PROMEDIO ABSOLUTO Y DESVIACION ESTANADAR DE LA BASE DE DATOS	87

LISTA DE FIGURAS

	PÁGINA
FIG. 2.1 BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES	2
FIG. 2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	3
FIG. 2.3 CONFIGURACIÓN DE CABLE REDONDA.....	7
FIG. 2.4 CONFIGURACIÓN DE CABLE PLANA.....	7
FIG. 2.5 TABLERO DE CONTROL.....	8
FIG. 2.6 TRANSFORMADOR TRI-FASICO	9
FIG. 2.7 VARIADOR DE FRECUENCIA	10
FIG. 2.8 CONFIGURACIÓN DE CUBIERTA.....	13
FIG. 2.9 APLICACIÓN DE EMPUJE.....	14
FIG. 2.10 APLICACIÓN DE INYECCIÓN HORIZONTAL.....	15
FIG. 2.11 FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA BOMBA PARA TASA \geq 100 GPM	18
FIG. 2.12 FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA BOMBA PARA TASA < 100 GPM	19
FIG. 2.13 DIAGRAMA DE ALTURAS	25
FIG. 2.14 CORRELACIÓN DE WILLIAMS & HAZEN	26
FIG. 2.15 COEFICIENTE NÚMERO DE VISCOSIDAD LÍQUIDA HAGEDORN & BROWN	33
FIG. 2.16 FACTOR DE CORRECCIÓN SECUNDARIO SEGÚN HAGEDORN & BROWN.....	34
FIG. 2.17 CORRELACIÓN BASADA EN DTUBERÍA DE 1-2 PULG. Y M DE 0.86- 116 CP	35
FIG. 2.18 NRETP Vs. FACTOR DE FRICCIÓN	36
FIG. 2.19 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	38
FIG. 4.1 ESTRUCTURA DE LOS FORMULARIOS DE LA HERRAMIENTA.....	49
FIG. 4.2 DIAGRAMA GENERAL DE LA HERRAMIENTA.....	49
FIG. 4.3 PANTALLA PRINCIPAL DE LA HERRAMIENTA BEST 1.0.....	50
FIG. 4.4 DISEÑO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES PARA AGUA O PETRÓLEO	51

FIG. 4.5 PANTALLA DE LA CORRELACIÓN DE HAZEN Y WILLIAMS	52
FIG. 4.6 PANTALLA DEL FACTOR DE PÉRDIDA POR FRICCIÓN DE DARCY-WEISBACH	53
FIG. 4.7 PANTALLA DE DISEÑO PARA ALTOS RGP	54
FIG. 4.8 PANTALLA DEL MÉTODO DE HAGEDORN Y BROWN.....	55
FIG. 4.9 PANTALLA DE OPERACIÓN DE LAS BOMBAS.....	56
FIG. 4.10 PANTALLA DE SELECCIÓN DE BOMBAS	57
FIG. 4.11 PANTALLA DE CORRECCIÓN DEL COMPORTAMIENTO POR VISCOSIDAD.....	58
FIG. 4.12 RESULTADO OBTENIDO POR LA HERRAMIENTA AL DISEÑAR CON ALTO CORTE DE AGUA (CASO I)	62
FIG. 4.13 RESULTADO OBTENIDO POR LA HERRAMIENTA AL DISEÑAR CON ALTO CORTE DE AGUA (CASO II).....	64
FIG. 4.14 RESULTADO OBTENIDO POR LA HERRAMIENTA AL DISEÑAR CON PETRÓLEO (CASO I).....	67
FIG. 4.15 RESULTADO OBTENIDO POR LA HERRAMIENTA AL DISEÑAR CON PETRÓLEO (CASO II).....	69
FIG. 4.16 RESULTADO OBTENIDO POR LA HERRAMIENTA AL DISEÑAR CON ALTOS RGP SIN USO DEL SEPARADOR.	72
FIG. 4.17 RESULTADO OBTENIDO POR LA HERRAMIENTA AL DISEÑAR CON ALTOS RGP CON SEPARADOR DE GAS.....	75
4.18 FACTORES OBTENIDOS GRÁFICAMENTE PARA LA CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD (CASO I).....	76
FIG. 4.19 FACTORES DE CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD OBTENIDOS POR LA HERRAMIENTA BEST 1.0 (CASO I)	77
FIG.4.20 FACTORES OBTENIDOS GRÁFICAMENTE PARA LA CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD (CASO II).....	78
FIG. 4.21 FACTORES DE CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD OBTENIDOS POR LA HERRAMIENTA BEST 1.0 (CASO I)	79
4.22 FACTORES OBTENIDOS GRÁFICAMENTE PARA LA CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD (CASO III)	80

FIG. 4.23 FACTORES DE CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD OBTENIDOS POR LA HERRAMIENTA BEST 1.0 (CASO II)	81
4.24 FACTORES OBTENIDOS GRÁFICAMENTE PARA LA CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD (CASO IV)	82
FIG. 4.25 FACTORES DE CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD OBTENIDOS POR LA HERRAMIENTA BEST 1.0 (CASO IV)	83
FIG. 4.26 APLICACIÓN DE LAS REGLAS DE AFINIDAD POR UNA HERRAMIENTA COMERCIAL (CASO BASE).....	88
FIG. 4.27 APLICACIÓN DE LAS REGLAS DE AFINIDAD POR BEST 1.0 (CASO BASE)	89
FIG. 4.28 APLICACIÓN DE LAS REGLAS DE AFINIDAD POR UNA HERRAMIENTA COMERCIAL (CASO I)	90
FIG. 4.29 APLICACIÓN DE LAS REGLAS DE AFINIDAD POR BEST 1.0 (CASO I).....	90
FIG. 4.30 APLICACIÓN DE LAS REGLAS DE AFINIDAD POR UNA HERRAMIENTA COMERCIAL (CASO II).....	91
FIG. 4.31 APLICACIÓN DE LAS REGLAS DE AFINIDAD POR BEST 1.0 (CASO II)	92
FIG. 4.32 SELECCIÓN DE LA BOMBA CON LA HERRAMIENTA COMERCIAL (CASO I)	93
FIG. 4.33 SELECCIÓN DE LA BOMBA CON LA HERRAMIENTA BEST 1.0 (CASO I).....	93
FIG. 4.34 SELECCIÓN DE LA BOMBA CON LA HERRAMIENTA COMERCIAL (CASO II)	94
FIG. 4.35 SELECCIÓN DE LA BOMBA CON LA HERRAMIENTA BEST 1.0 (CASO II)	94
FIG. 4.36 SELECCIÓN DE LA BOMBA CON LA HERRAMIENTA COMERCIAL (CASO III).....	95
FIG. 4.37 SELECCIÓN DE LA BOMBA CON LA HERRAMIENTA BEST 1.0 (CASO III).....	95
FIG. 4.38 SELECCIÓN DE LA BOMBA CON LA HERRAMIENTA COMERCIAL (CASO IV).....	96
FIG. 4.39 SELECCIÓN DE LA BOMBA CON LA HERRAMIENTA BEST 1.0 (CASO IV).....	96

INTRODUCCIÓN

En la actualidad más de 80% de la producción de petróleo mundial se efectúa bajo métodos de Levantamiento Artificial y uno de estos métodos es el bombeo electrosumergible. Entre sus características esta su amplio rango de producción, ya que pueden producir desde 100 bbl/día, hasta 90.000 bbl/día. Además, operan en pozos con temperaturas de fondo de hasta 350F, han trabajado eficientemente en profundidades de hasta 12000 pies y pueden operar en tuberías tan pequeñas como de 3.38 pulgadas de diámetro externo ^[1]. Entre sus ventajas están, su implementación en casi todo tipo de yacimientos, pueden manejar fluidos con contenido de H₂S, CO₂, arena y abrasivos similares, son de fácil monitoreo y pueden ser operadas en pozos direccionales, por otra parte, entre sus desventajas esta el requerimiento de energía eléctrica estable ya que su vida útil se ve afectada por la calidad en la corriente eléctrica y el impacto que genera en la bomba, el manejo de altos volúmenes de gas.

Con respecto al diseño y a la selección de estas bombas, se requieren realizar largos cálculos y de la utilización de correlaciones tediosas, en las cuales fácilmente se pueden cometer errores. Además de esto, la gran disponibilidad de bombas comerciales, hace laboriosa la selección de la bomba indicada a las condiciones de operación del pozo, lo que genera la necesidad de disponer de herramientas computacionales que permitan realizar estos procesos de manera rápida y confiable.

Por esto, como parte de una línea de investigación del departamento de Producción de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, se desarrolló una herramienta computacional para el diseño y selección de bombas electrosumergibles. Para esto la herramienta calcula la profundidad a la cual debe colocarse la bomba electrosumergible, el nivel de líquido, la altura dinámica en la tubería y la altura total que debe vencer la bomba para desplazar el fluido desde el fondo hasta la superficie de acuerdo a las condiciones de operación. Calcula la pérdida por fricción en la tubería al producir altos cortes de agua y la pérdida debido a la fricción en la tubería

vertical para flujos multifasicos. Calcula la viscosidad del petróleo muerto y del petróleo vivo mediante diversas correlaciones. Selecciona la bomba electrosumergible mas adecuada según las condiciones de operación de una base de datos de más de 167 bombas comerciales, corrige el comportamiento de las bombas por efecto de la viscosidad y permite al usuario visualizar el comportamiento de estas bombas al variar velocidad y el número de etapas.

Para crear esta herramienta se uso el lenguaje computacional Visual Basic 6.0 que crea aplicaciones para Microsoft Windows de manera rápida y sencilla. Se selecciono este lenguaje ya que posee un método que crea una interfaz grafica con el usuario, lo que disminuye la cantidad de líneas de código para describir la apariencia y la ubicación de los elementos de la interfaz, por otra parte, el lenguaje de programación que utiliza es el Basic que es el lenguaje mas utilizado por los programadores en la historia de la computación.

Este trabajo se estructuro en 4 capítulos. El Capitulo I, donde se enumeran los objetivos y la justificación de esta investigación. En el capítulo II se desarrolla el marco teórico donde se describe: Aspectos generales de las bombas electrosumergibles, el equipo de bombeo electrosumergible, tanto el de sub-suelo como el de superficie, las aplicaciones típicas, los factores que afectan a las bombas, las ventajas y desventajas y por último se explican los criterios de diseño y selección. En el capítulo III, se explica la metodología aplicada en este proyecto. En el capítulo IV se describe la herramienta, su estructura, su interfaz, las ecuaciones que utiliza y se comenta de la verificación y de la validación de los resultados obtenidos. Finalmente las conclusiones y las recomendaciones, donde se comentan los resultados obtenidos del procesamiento del programa **BEST 1.0**, su posible uso, sus principales características y los detalles que se le recomiendan agregar a esta herramienta.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una herramienta computacional para el diseño y selección de Bombas Electrosumergibles.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Las aplicaciones de la herramienta computacional serán:

- Calcular el asentamiento de la bomba, del nivel de líquido y de la altura total a vencer por la bomba electrosumergible en pozos de petróleo.
- Calcular de pérdidas por fricción de flujo multifasico en la tubería vertical.
- Corregir por viscosidad de las curvas de comportamiento de las bombas según las condiciones de operación y el tipo de crudo.
- Incluir el efecto del gas en las curvas de comportamiento de las bombas.
- Seleccionar y dimensionar la bomba electrosumergible más adecuada en pozos de petróleo según sus condiciones.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Aquí se desarrollo una herramienta computacional para el diseño y selección de bombas electrosumergibles con el fin de complementar otras herramientas computacionales creadas como parte de una línea de investigación de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, para permitir a la comunidad estudiantil su uso con fines académicos y de investigación, que no ocasione costos por el pago de licencias y del cual se dispongan los códigos fuentes para aplicaciones especiales.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ^[1,2,4]

La idea original de crear una bomba electrosumergible fue desarrollada en Rusia por Armais Arutunoff y fue ingeniada con la finalidad de bombear el exceso de agua en minas y para la producción de petróleo. Este concepto fue llevado a los Estados Unidos en 1923 por Arutunoff donde desarrollo la primera bomba en la ciudad de Los Ángeles. En 1927 las operaciones de Arutunoff se movilizaron a Oklahoma y las primeras bombas creadas en la nueva planta fueron instaladas en Kansas donde se demostró que las bombas electrosumergibles eran capaces de producir mayor volumen de fluidos desde grandes profundidades que cualquier otra bomba, colocándola como una alternativa económica y efectiva para el recobro secundario de pozos de agua y petróleo.

Actualmente las bombas electrosumergibles son utilizadas en la producción de pozos de petróleo o pozos de agua y con un arreglo especial son utilizadas para bombear productos derivados de la refinación como lo son la gasolina, Jet fuel, diesel y el kerosén.



Fig. 2.1 Bombas electrosumergibles ^[27]

Estas bombas tienen el mayor rango de producción dentro de los métodos de producción artificial. El rango estándar de producción de una bomba de 60Hz es de 100 bbl/día hasta 90.000 bbl/día. Operan en pozos con temperaturas de fondo de hasta 350F, aunque para estos casos de elevadas temperaturas las bombas requieren de componentes especiales en el motor y en los cables eléctricos. Con respecto a las profundidades, estas bombas han trabajado eficientemente en profundidades de hasta 12000 pies y pueden operar en tuberías tan pequeñas como de 3.38 pulgadas de diámetro externo.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO ^[1,3,4,5,6]

Una instalación típica de bombeo electrosumergible esta integrada por equipos de subsuelo y equipos de superficie. Sus componentes principales son un motor trifasico, un sello o protector, un separador de gas, una bomba centrífuga multietapas, cable eléctrico, un controlador del motor y un transformador. Otros componentes normalmente utilizados son el cabezal, válvulas de retención y válvulas de drenaje.

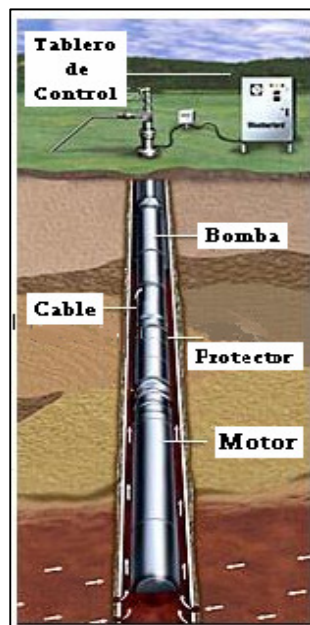


Fig. 2.2 Descripción del equipo de bombeo electrosumergible ^[26]

2.2.1 Equipo de SubSuelo:

2.2.1.1 Motor:

El motor normalmente utilizado es bipolar, de tipo de inducción y corren a una velocidad nominal de 3500 Rev./min. en 60Hz. El motor es llenado de aceite mineral para lubricar los cojinetes, para proveer resistencia dieléctrica y conductividad térmica con el fin de disipar calor. El refrigeramiento del motor se obtiene gracias a la transferencia de calor al fluido del pozo que se mueve a través del motor, por lo que estas unidades son generalmente colocadas por encima de la zona productora.

Por lo general los motores son construidos en una sola sección o algunas veces en varias secciones una tras otra unidas para alcanzar un caballaje de fuerza específico. El material de la cubierta es sólido de acero con bajo contenido de carbono y sin costura. El eje es de acero y los rotores soportan a los cojinetes fabricados de Nitralloy y bronce.

Estos motores están disponibles en un buen rango de diámetros, caballos de fuerza (HP), el voltaje varía entre 230 voltios y 5000 voltios y el amperaje varía de 12 a 200 amperios. La selección del motor se basa básicamente en el máximo diámetro externo que pueda correr fácilmente en un determinado casing, además de los HP requeridos para levantar el fluido desde el fondo hasta la superficie.

2.2.1.2 Bomba:

Estas bombas son centrifugas multietapas de una gran variedad de diámetros, caudales que van desde 100 bbl/día hasta 90.000 bbl/día y hasta capacidades de levantamiento de 12.000 pies.^[1]

Cada etapa de la bomba consiste en un impulsor rotativo y en un difusor estacionario. El aumento de la presión del fluido se logra una vez que el líquido pasa por el impulsor, que le imparte movimiento, aumentando su velocidad gracias a fuerzas centrifugas y luego al pasar por el difusor que convierte esta energía cinética

en presión. El difusor además dirige el líquido que sale del impulsor, a la entrada del impulsor de la siguiente etapa.

El material utilizado para la fabricación de los impulsores de estas bombas son Ni-Resist, Ryton y bronce. Con respecto a los difusores son universalmente fabricados con Ni-Resist y el eje con K-monel para aplicaciones convencionales o en algunos casos Inconel y Hastalloy en los casos en los que los límites del K-monel sean sobrepasados como en los casos de trabajos a grandes profundidades.

2.2.1.3 Protector o sello:

La sección del protector esta ubicada entre la bomba y el motor. El propósito principal es el de aislar el motor del fluido del pozo. El diseño del protector equilibra la presión de entrada de la bomba con la presión interna del motor permitiendo la expansión o contracción del aceite del motor gracias a expansión térmica. El protector posee en su parte interior cojinetes que absorben la carga axial generada por la bomba y además transmite el torque desarrollado por el motor hacia la bomba a través de su eje.

2.2.1.4 Entrada y separadores de gas:

Existen dos tipos de entrada que permiten que el fluido ingrese a la bomba, una entrada estándar que es utilizada cuando el pozo produce por encima de la presión de burbujeo o en los casos donde la producción máxima de gas libre es de 10% y otra entrada con separador de gas que es utilizada cuando la relación gas liquido es mayor a la relación que puede manejar la bomba.

La entrada más común es con separadores de gas, ya que generalmente los pozos son producidos por debajo del punto de burbujeo con el fin de maximizar las caídas de presión, incrementando así la producción total de hidrocarburos requiriendo que el sistema pueda manejar volúmenes significativos de gas.

Los separadores de gas pueden ser equipos dinámicos o estáticos, los estáticos son utilizados para pequeñas cantidades de gas libre e inducen la separación del gas al

cambiar la dirección del flujo en los puertos de entrada creando una zona de baja presión permitiendo que el gas se separe. Este gas separado se mueve a través del anular donde se ventea hasta el cabezal. El fluido que contiene todavía un poco de gas entra al separador donde el impulsor crea un remolino que separa el gas libre que aun permanecía en el fluido.

Los dinámicos se basan en el principio de separación de partículas de diferentes densidades bajo la acción de fuerzas centrifugas. En este diseño un campo de fuerza centrifuga es creado, el gas es separado y venteado por el anular, mientras que el fluido restante entra a la bomba.

Por otra parte algunas compañías implementan manejadores de gas que alteran la distribución de las presiones dentro del impulsor, creando una mezcla homogénea con burbujas de gas mas pequeñas lo que hace que el fluido se comporte como si fuera de una sola fase antes de entrar a la bomba, aumentando de esta manera la eficiencia de levantamiento de la bomba.

2.2.1.5 Cable eléctrico:

La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor de la bomba electrosumergible la transmite desde la superficie un cable conductor. Este cable es por lo general el componente más costoso del sistema de BES, por lo que su selección debe ser apropiada ya que incrementa los costos de instalación en este tipo de bombas. La selección del tamaño y de su aislante depende de las condiciones de operación del pozo. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje requerido por el motor así como por el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento. La selección de su aislante depende principalmente de la temperatura de operación.

Existen en el mercado varios tamaños de cables, así como dos principales configuraciones, una plana o en paralelo y otra redonda. Por lo general para este tipo de bombas es recomendada la configuración de cable redonda. (Ver Fig. 2.3 y Fig.2.4).



Fig.- 2.3 Configuración de cable redonda ^[26]

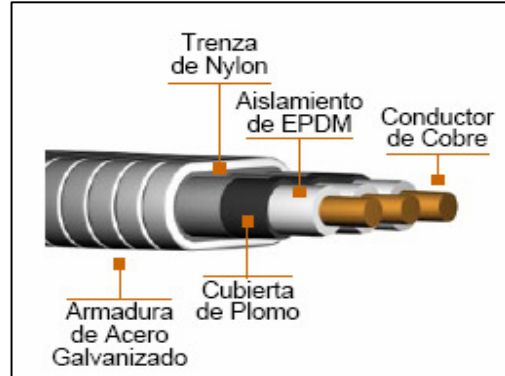


Fig. 2.4 Configuración de cable plana ^[26]

La construcción del cable se realiza con tres conductores individuales, uno para cada fase de la bomba. Estos conductores son cubiertos por un material aislante, una cubierta de plomo, una trenza de nylon y la protección mecánica la provee la armadura de acero galvanizado o Monel cuando el ambiente es extremadamente corrosivo.

El grueso y la composición del cable determinan la resistencia del conductor a pérdidas, su capacidad a resistir altas temperaturas y su resistencia a ser permeado por el fluido o por el gas del pozo. Los cables sin armadura son utilizados en los pozos con temperaturas menores a los 180F y con presiones menores a 1.500 psi, pero se debe tener en cuenta que el ambiente bajo el cual opera el cable afecta directamente su vida útil.

2.2.1.6 Sensor de fondo (presión y temperatura):

Es un equipo que se acopla en la parte final del motor. Consta de circuitos internos que permiten llevar señales a la superficie a través del cable de voltaje primario de alimentación del motor. Estas señales son convertidas en valores de presión y temperatura mediante un instrumento instalado en el panel de superficie.

Al correlacionar la presión con la tasa de producción, el operador puede diagnosticar si es necesario el cambio de la bomba, cambiar la tasa de inyección de diluyente o considerar una reparación del pozo.

2.2.2 Equipo de superficie:

2.2.2.1 Tablero de control:

Este dispositivo es el encargado de controlar las operaciones del motor. El rango de capacidad de voltaje esta entre 600 y 4900 Voltios. Estos tableros pueden ser tan sencillos como un simple tablero con un botón de arranque y parada, o pueden ser tableros mas sofisticados con dispositivos de monitoreo y control como grabadores, reguladores de voltaje, luces señalizadoras, relojes para intermitencias e instrumentos para operar automáticamente por control remoto.

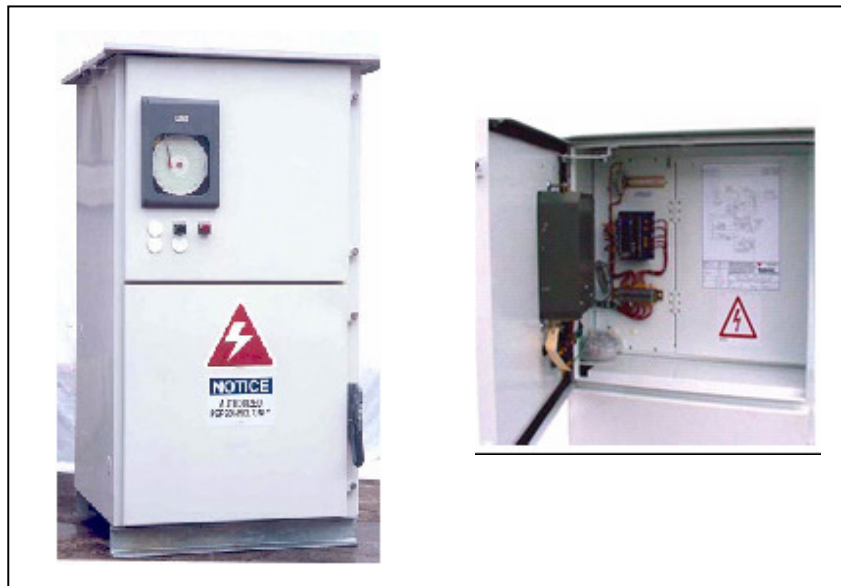


Fig.- 2.5 Tablero de control ^[26]

2.2.2.2 Transformador:

El transformador es un dispositivo electromagnético que permite aumentar o disminuir el voltaje y la intensidad de una corriente alterna manteniendo la frecuencia. Este equipo es requerido para adecuar el voltaje de la línea principal con los requerimientos de voltaje de la bomba. Los transformadores sumergidos en aceite para su auto refrigeramiento son utilizados en aplicaciones en tierra firme, mientras que los de tipo seco son utilizados en aplicaciones costa afuera.

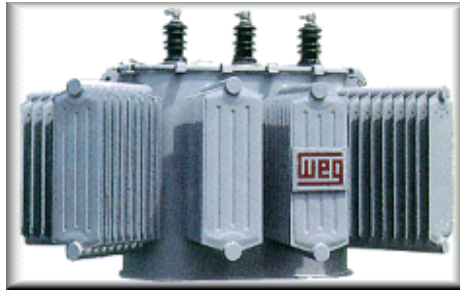


Fig.-2.6 Transformador tri-fasico ^[26]

2.2.2.3 Variador de frecuencia (Opcional):

El variador de frecuencia es un tablero de control sofisticado y desempeña tres funciones distintas:

- Variar la velocidad del motor.
- Proteger los componentes de fondo de perturbaciones eléctricas.
- Permite el suave arranque de la bomba.



Fig.- 2.7 Variador de Frecuencia ^[26]

Este equipo varia la capacidad de la BES al modificar la velocidad de la bomba. Esto lo logra al cambiar la frecuencia del voltaje suministrado al motor. Gracias a esto la producción del pozo puede ser optimizada al balancear el patrón de flujo del pozo con el desempeño de la bomba.

Este dispositivo protege los componentes de fondo cuando hay baja calidad de energía regulando la corriente que manda al motor. Al recibir corriente de baja calidad la restaura y envía al fondo una corriente mejorada.

En relación al arranque suave de la bomba tiene dos grandes ventajas, una es reducir la caída de energía generada por el arranque y la otra es minimizar el esfuerzo al que es sometido el eje en el arranque, alargando la vida útil de la bomba. El arranque suave es valorado en pozos con altos cortes de arena y alto contenido de gas, ya que disminuye la probabilidad de falla en la bomba.

2.2.2.4 Caja de venteo:

La caja de venteo, también llamada caja de conexiones, provee un punto para conectar el cable del controlador con el cable de conexión al motor, provee una ventilación a la atmósfera para cualquier cantidad de gas que fluya a la superficie a través del cable, evitando que llegue hasta el panel de control lo cual ocasionaría una

posible explosión o incendio. Además provee un punto accesible para el chequeo eléctrico de los equipos de sub-suelo.

2.2.2.5 Cabezal:

El cabezal sustenta todo el peso del equipo de fondo acoplado a la tubería de producción y es utilizado para mantener el control del pozo. Dependiendo del cabezal se pueden controlar presiones de hasta 5000 psi.

2.2.3 Otros Equipos:

2.2.3.1 Válvula de retención (check):

Por lo general se utiliza una válvula de retención a dos o tres juntas sobre la bomba pero cuando exista la posibilidad de bloqueo de gas es recomendable utilizar esta válvula a 5 o 6 juntas por encima de la bomba con el fin de proveer de una columna de fluido disponible que evite el bloqueo de gas si el sistema falla.

Cuando la válvula falla o la válvula no es conectada, existe el riesgo de ocasionar daño a la unidad, ya que cuando el motor se apaga, el fluido se derrama dentro de la tubería y puede ocasionar la rotación de la bomba en sentido contrario al sentido normal de operación. El encender nuevamente la bomba durante la rotación en sentido contrario puede quemar el motor, quemar el cable o romper el eje.

En las instalaciones en las que la válvula no se instale, se debe disponer de tiempo suficiente para que la tubería drene completamente a través de la bomba, antes de iniciar el re arranque del motor.

2.2.3.2 Válvula de drenaje:

Estas válvulas son utilizadas solo cuando existe en la tubería una válvula de retención. En estos se instala sobre la válvula de retención una de drenaje, para prevenir que la sarta salga con fluido durante la sacada. Cuando la válvula de retención no esta instalada, no hay razón para utilizar una válvula de drenaje, ya que el fluido en la tubería drene a través de la bomba durante la extracción de la sarta.

2.2.3.4 Centralizadores:

Se encargan de centrar el motor y la bomba en pozos ligeramente desviados y evitan que el cable se dañe por roce con la tubería de revestimiento.

2.3 APLICACIONES PRINCIPALES ^[1,3,5]

2.3.1 Aplicación típica:

En una aplicación típica, la unidad se instala por encima de la zona de perforación con el fin de obligar al fluido producido a pasar por el motor para que absorba el calor generado por este.

2.3.2 Aplicación producción-inyección:

Los sistemas convencionales de bombeo electrosumergible pueden ser utilizados de manera económica y eficiente para levantar fluidos desde un pozo surtidor de agua y simultáneamente proveer la presión de inyección necesaria para satisfacer los requerimientos de un pozo inyector o de varios pozos simultáneos.

Este tipo de aplicación reduce considerablemente los gastos debido a que el sistema no requiere de facilidades de almacenamiento en la superficie, bombas de superficie ni equipos auxiliares. Además como el sistema es cerrado el sistema de control de corrosión es más sencillo.

Otra ventaja significativa es el hecho de que el sistema se puede diseñar eficientemente teniendo en cuenta el requerimiento de inyección de un flujo de agua típico, donde en las primeras etapas de flujo de agua, el yacimiento requiere altas tasas de flujo a baja presión de inyección pero a medida que el yacimiento es invadido la tasa de flujo declina y la presión de inyección se incrementa.

2.3.3 Aplicación de cubierta:

Este tipo de configuración es esencialmente igual a la típica. La principal diferencia es que en este caso la unidad es colocada en la zona de perforación o por debajo de ella. El enfriamiento del motor se alcanza al rodear el compartimiento del

motor con una cubierta hasta arriba de la entrada de fluido de la bomba. El fluido producido en este caso se dirige desde las perforaciones hacia el fondo a lo largo del diámetro externo de la cubierta y luego es dirigido a la entrada de la bomba por el espacio anular entre el diámetro externo del motor y el diámetro interno de la cubierta.

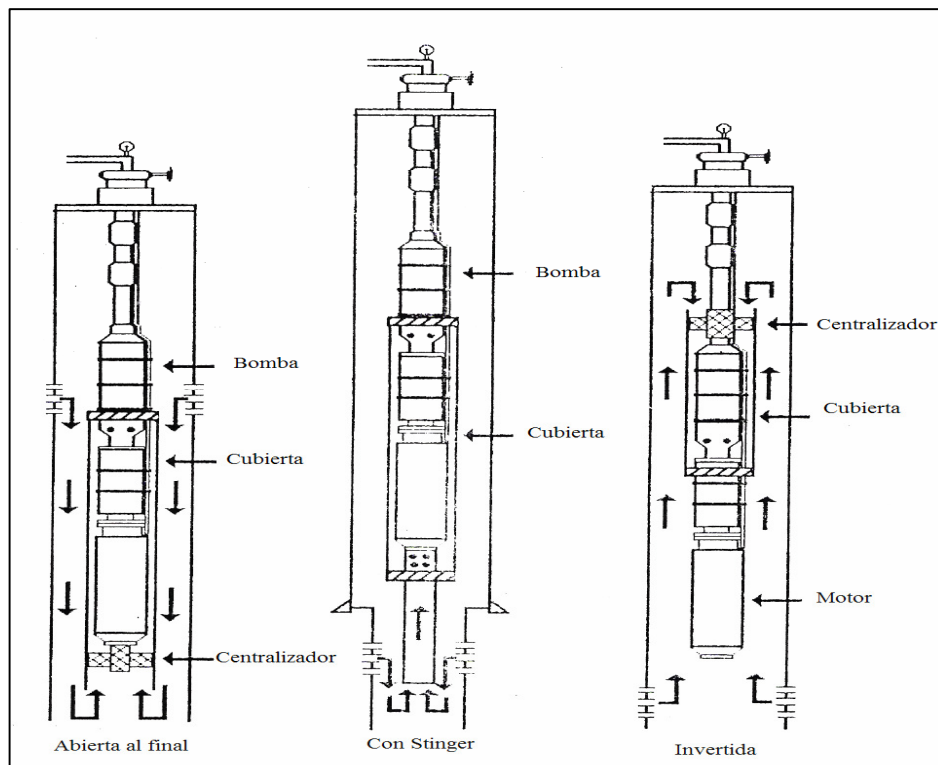


Fig. 2.8 Configuración de cubierta [5]

La cubierta del motor se selecciona usualmente en una aplicación para incrementar la velocidad del fluido con el propósito de enfriar el motor o como un separador de gas cuando se coloca por debajo de las perforaciones. El proceso de separación de gas utiliza el flotamiento natural de los fluidos para la separación. También es posible invertir la cubierta e instalar la unidad por encima de las perforaciones y utilizarla como un separador de gas.

2.3.4 Aplicación de empuje:

En esta aplicación la bomba electrosumergible es utilizada como una bomba de empuje para incrementar la presión de entrada. La unidad es instalada en una sección superficial del casing. Conectado a esta sección hay una línea de entrada la cual surte de fluido a la sección y a la bomba. La unidad se ensambla como en la configuración de cubierta, la cual es colgada desde la superficie.

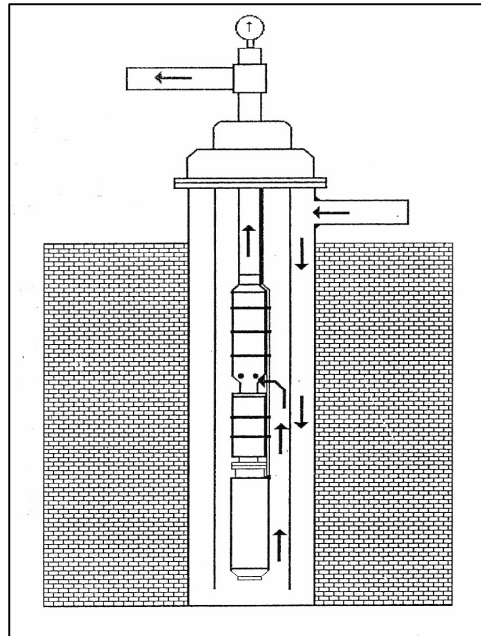


Fig. 2.9 Aplicación de empuje ^[5]

Dependiendo de la aplicación, varias bombas de empuje pueden ser conectadas en serie o en paralelo. En la conexión en serie la descarga de una de las bombas es conectada a la alimentación de la segunda bomba, en este sistema la tasa de flujo a lo largo de varias bombas se mantiene mientras la presión se incrementa al pasar el fluido de una bomba a la otra. Por otra parte en una conexión en paralelo las bombas son conectadas a un múltiple común de descarga en la cual la presión se mantiene igual pero las tasas de producción se añaden.

Las bombas electrosumergibles son frecuentemente utilizadas para incrementar la presión a largas tuberías que transportan los fluidos producidos hasta los tanques de almacenamiento o hasta las facilidades de procesamiento. Este tipo de sistema también es utilizado para incrementar la presión de inyección en proyectos de producción por empuje de agua. Una de las ventajas de utilizar este tipo de configuración es que reduce los problemas del sello, reduce el ruido y la vibración de la operación debido a que el equipo está instalado por debajo de la superficie.

2.3.5 Aplicación de entrada en el fondo:

En esta aplicación el fluido entra a la bomba por una tubería, que se encuentra en un empaque permanente. La sección del motor y la de la bomba se encuentran invertidas en relación a una aplicación típica y el fluido es producido por el anular. Esta configuración se utiliza cuando el espacio del casing limita el volumen de producción por pérdidas de fricción o por interferencias en el tamaño de la bomba.

2.3.6 Aplicación de inyección horizontal:

Este sistema es para bombeo de alto volumen y alta presión, es ideal para operaciones de flujo de agua, en pozos de transferencia y como bomba de empuje en tuberías.

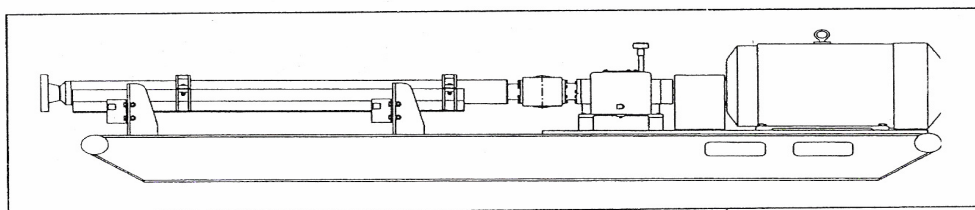


Fig. 2.10 Aplicación de inyección horizontal ^[5]

El sistema de inyección horizontal es disponible en una gran variedad de tamaños, de tasas de descargas desde 700BPD hasta 40000BPD y presiones de descarga hasta 4325 Psi. También pueden ser instaladas en paralelo para altos volúmenes y como protección en caso de una caída total del sistema.

2.4 FACTORES QUE AFECTAN EL FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA

2.4.1 Efecto del gas libre:

Este es un parámetro que debe ser constantemente monitoreado para evitar problemas operacionales y la disminución de la eficiencia de la bomba. La manera en que el gas afecta la bomba es porque la diferencia entre las densidades de los líquidos y de los gases crea un área de baja presión en el impulsor, que resulta en una acumulación de gas que causa una disminución de 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 esta excesiva acumulación de gas, se genera una interferencia de gas en la bomba o un bloqueo de gas. La interferencia de 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. Por otra parte el bloqueo es un completo cierre del patrón de flujo y requiere que la bomba sea apagada ya que puede dañar la bomba. Actualmente estas anomalías se detectan con las medidas 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 este aspecto de manera de determinar una correlación que prediga el desempeño de las BES bajo flujo bi-fásico, que indique como afecta el gas a la curva de comportamiento de las bombas y como se pueden prevenir la interferencia de gas y el bloqueo de gas.

Las investigaciones realizadas indican que el modelo homogéneo utilizado normalmente da una buena predicción del comportamiento para bajas fracciones de gas (hasta 5%), para fracciones mayores, los resultados experimentales indican que el comportamiento de las bombas es muy diferente al del modelo homogéneo. Entre

estas investigaciones esta la de Pessoa, R. y Prado, M. (2003) que es el producto de una línea de investigación de la dirección de proyectos de levantamiento artificial de la Universidad de Tulsa donde se realizaron experimentos con una bomba de la serie 513 y de 22 etapas bajo flujo bi-fásico (Aire-Agua) y donde se obtuvieron datos de comportamiento de la bomba en función de la tasa de flujo líquido y de cada tasa de flujo de gas. En esta investigación se verificó el comportamiento de cada etapa de la bomba lo que lo hace diferente de estudios anteriores que utilizaron el comportamiento promedio de las etapas de las bombas. Aquí el fenómeno de interferencia de gas y el de bloqueo de gas durante el experimento fue observado y sus condiciones límites se representaron gráficamente.

Luego Beltur, R. Pessoa, R. y Prado, M. (2003). Analizan y comparan los resultados experimentales de la investigación realizada por la Universidad de Tulsa revisada anteriormente. Ellos, proponen una exhaustiva investigación teórica y experimental para el mejor entendimiento de este complejo fenómeno. Concluyen en la necesidad de un modelo para predecir la degradación del levantamiento de la bomba (Head), de la predicción del bloqueo de gas y de la interferencia de gas y concluyen, que cualquier predicción basada en el comportamiento promedio de las etapas conduce a resultados erróneos ya que el comportamiento observado en cada etapa es muy diferente al del comportamiento promedio.

2.4.2 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 eficiencia con respecto a la misma tasa de producción para agua fresca, lo que genera un aumento del número de etapas necesarias para producir el fluido y un aumento de los caballos de fuerza (HP) del motor de la bomba.

La mayoría de las curvas de comportamiento de las bombas están basadas en su comportamiento con agua fresca, sin embargo es un hecho conocido que la industria petrolera utiliza estas bombas en la producción de petróleo por lo que estas

curvas de comportamiento deben ser corregidas de acuerdo a la viscosidad del fluido que se requiera producir.

Para corregir el efecto de viscosidad en la curva de comportamiento de la bomba se utiliza la representación grafica creada por el Instituto de Hidráulica de los Estados Unidos (Hydraulics Institute) que provee factores de corrección para la tasa (Cq), para la capacidad de levantamiento (Ch) y para la eficiencia (Cn).

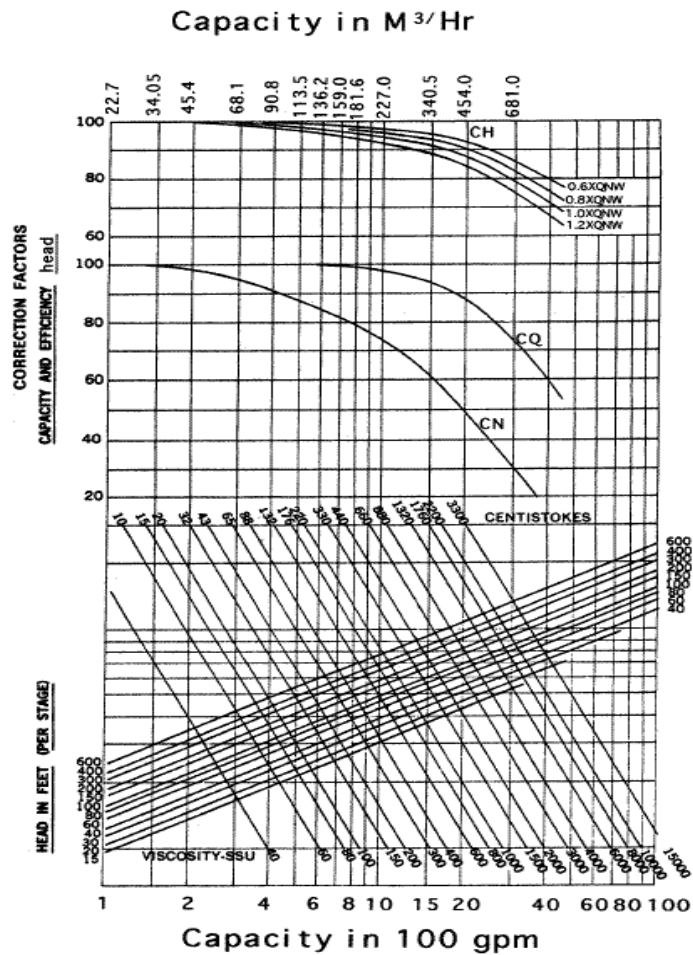


Fig.- 2.11 Factores de corrección de la bomba para Tasa igual o mayor a 100gpm [25]

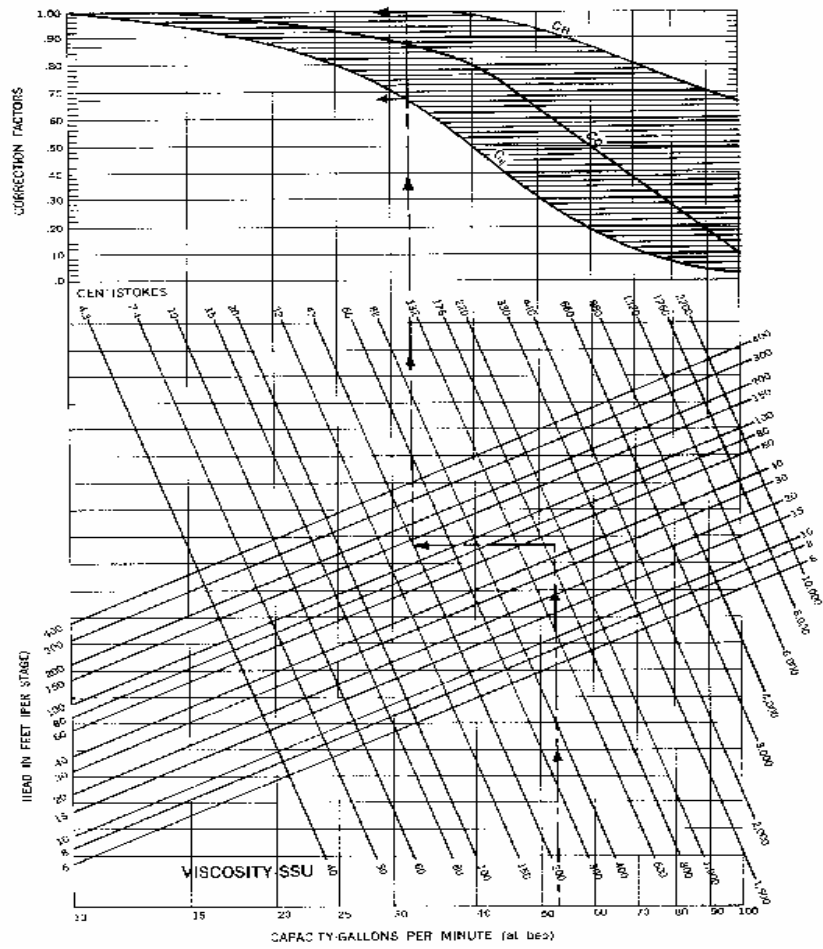


Fig.- 2.12 Factores de corrección de la bomba para Tasa menor a 100gpm [25]

2.4.3 Producción de abrasivos y/o corrosivos:

Este tipo de materiales, ocasiona daños a la bomba. Esta condición prevalece por lo general a grandes profundidades ó en arenas no consolidadas donde las partículas de arena son ingeridas por la bomba. Con respecto a la producción de corrosivos, estos alteran y destruyen por reacción química no solo a la bomba sino a toda la tubería disminuyendo la vida útil de esta instalación.

2.4.4 Altas temperaturas:

Las altas temperaturas disminuyen la vida útil de los materiales utilizados en las bombas electrosumergibles, en especial la del cable eléctrico. La selección de los materiales debe ser adecuada al ambiente de operación.

2.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS B.E.S. ^[28,29]

El método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, presenta al igual que otros métodos, ventajas y desventajas, las cuales deben ser consideradas al momento de realizar el diseño de una instalación.

2.5.1 Ventajas

- Son utilizadas en casi todo tipo de yacimientos, manejan yacimientos con altos cortes de agua y yacimientos con alta relación gas petróleo.
- Pueden manejar fluidos con contenido de H₂S, CO₂, gracias a su fabricación con materiales especiales.
- No requieren de recintos de almacenamiento, fundaciones, ni cercas de protección.
- Son de fácil monitoreo.
- Pueden ser operadas en pozos direccionales.
- Manejan grandes volúmenes de fluido.
- Se pueden utilizar en altas o en bajas profundidades.
- Los costos por levantamiento son bajos y poseen un alto poder de levantamiento.
- Se puede aplicar tratamientos contra la corrosión y la formación de escamas.

2.5.2 Desventajas

- Solo es aplicable cuando se utiliza energía eléctrica estable y su vida útil se ve afectada por la calidad en la corriente eléctrica.
- Los cables se deterioran debido a las altas temperaturas.
- Manejan gas libre, pero el impacto de altos volúmenes de gas causa daño a la bomba.
- No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales y a los requerimientos de alta potencia en superficie.
- Los costos de inversión son elevados.

2.6 DISEÑO Y SELECCIÓN DEL EQUIPO ^[3,4,5,6]

2.6.1 Diseño para Agua o Petróleo:

El diseño efectivo de una instalación de bombeo electrosumergible depende de la cantidad y calidad de datos que se dispongan. Utilizar datos erróneos puede resultar en un mal funcionamiento de la unidad lo que generara gastos adicionales. Por el contrario poseer información detallada de la completación del pozo, de la historia de la producción y de las condiciones del yacimiento ayudara a crear un diseño eficiente, económico y sin problemas.

Los datos requeridos para realizar un diseño eficiente son:

Datos de pozo:

- Diámetro de la tubería.
- Diámetro del revestimiento.
- Profundidad de las perforaciones.
- Profundidad de asentamiento de la bomba.

Datos de Producción:

- Índice de producción.

-
- Presión de cabezal.
 - Tasa de producción.
 - Nivel dinámico de fluido.
 - Nivel estático de fluido.
 - Relación gas petróleo.
 - Corte de agua producida.

Características del fluido:

- Gravedad específica del agua.
- Gravedad específica del petróleo.
- Viscosidad del petróleo.
- Presión de burbujeo.
- Datos PVT.

Conocimiento de posibles problemas:

- Producción de arena.
- Corrosión.
- Gas.
- Emulsión.
- Temperatura.

Una vez obtenidos estos datos, se realizan los siguientes cálculos:

2.6.1.1 Calculo de las alturas:

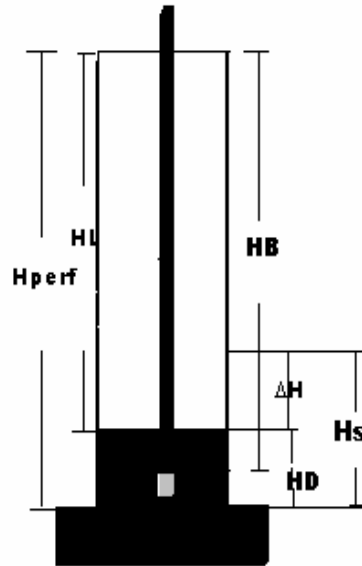


Fig. 2.13 Diagrama de alturas ^[4]

Altura total de descarga de la bomba H_T :

El cálculo de H_T , representa la presión de descarga expresada en altura, que debe generar la bomba para elevar una determinada columna de fluido. Este valor permite determinar el número de etapas requeridas en la bomba y esta dado por los siguientes términos:

$$H_T = H_L + H_{th} + H_f$$

Donde:

HL = Altura entre la superficie y el nivel dinámico de fluidos [pies].

Hth = Presión de cabezal expresada en altura [pies].

Hf = Altura requerida para vencer la perdida por fricción en la tubería [pies].

Altura entre la superficie y el nivel dinámico de fluidos (H_L):

$$H_L = H_{perf} - H_D$$

Donde:

H_{perf} = Profundidad de las perforaciones [pies].

H_D = Altura dinámica de los fluidos [pies].

$$H_D = \frac{P_{wf}}{0,433\gamma_f}$$

Donde:

P_{wf} = Presión de fondo fluente [psi].

γ_f = Gravedad específica del fluido.

Presión de cabezal expresada en altura (H_{th}):

$$H_{th} = \frac{P_{th}}{0,433\gamma_f}$$

Altura requerida para vencer la pérdida por fricción en la tubería (H_f):

$$H_f = H_B F$$

Donde:

H_B = Profundidad de asentamiento de la bomba.

F = Pérdida de carga en ft/1000ft.

Profundidad de asentamiento de la bomba (H_B):

Por lo general es una buena práctica colocar la bomba por encima de las perforaciones y a una distancia prudencial de la altura dinámica del fluido. Esto con la finalidad de evitar problemas por succión en la bomba. Si no se tiene otra información, se podría utilizar esta regla.

$$H_B = H_L + 0.3H_D$$

2.6.1.2 Calculo del factor de fricción (F):

En el caso que el fluido de trabajo sea agua o una mezcla con un alto corte de agua, se usa la correlación de Hazen & Williams la cual es modelada por la siguiente ecuación:

$$F_{agua} = 2,083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1,85} \left(\frac{Q}{34,3} \right)^{1,85} \frac{1}{ID^{4,8655}}$$

Donde:

F = Pérdida de carga en ft/1000ft.

Q = Tasa (bbl/d).

$C = 100$ para tuberías viejas.

$C = 120$ para tuberías nuevas.

$C = 130$ para tuberías de fibra de vidrio.

$C = 140$ para tuberías de plástico.

Esta ecuación se encuentra graficada en la (Fig.2.13). En la grafica se ingresa con la tasa en (bbl/d), se corta con la recta de diámetro interno de la tubería y se verifica el valor del factor de fricción en la tubería en unidades de (ft/1000 ft).

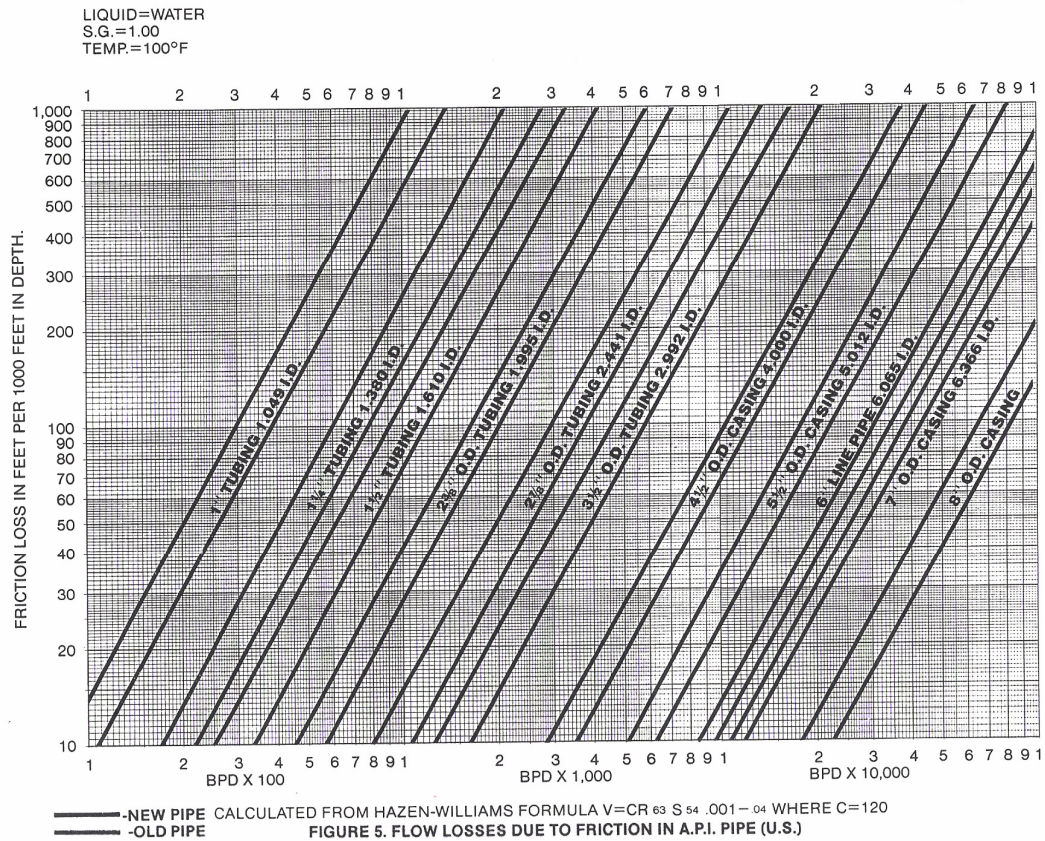


Fig. 2.14 Correlación de William & Hazen ^[11]

En el caso que el fluido de trabajo sea petróleo, se utiliza la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$H_f = \frac{fL}{d} \frac{V^2}{2g}$$

Donde:

H_f = Pérdida por fricción expresada en pies.

f = Factor de fricción.

L = Longitud de la tubería en pies.

d = Diámetro de la tubería en pies.

V = Velocidad promedio del fluido en pies/seg.

g = Aceleración de la gravedad, 32.174 pies/seg².

Para calcular el factor de fricción es necesario conocer el Número de Reynolds:

$$N_{RE} = \frac{1488 \cdot \rho_L \cdot d \cdot v}{\mu_L}$$

Donde:

d = diámetro interno de la tubería, pie.

v = velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg.

ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/pie³

μ = viscosidad del fluido

Si el número de Reynolds es menor a 2000, el patrón de flujo es laminar; si es mayor, el patrón de flujo es turbulento. Para el patrón de flujo laminar, el factor de fricción se calcula por el método de Moody:

$$f = f_m = \frac{64 \cdot \mu}{\rho \cdot V \cdot d} = \frac{64}{N_{re}}$$

Para el patrón de flujo turbulento, se calcula el factor de fricción con la ecuación de Jain:

$$f = \left\{ 1.14 - 2 \cdot \log \left(\frac{\epsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{re}^{0.9}} \right) \right\}^{-2}$$

Donde:

ε = Rugosidad de la tubería.

d = diámetro interno de la tubería, pie.

2.6.2 Diseño para altos RGP ^[5]:

1. Primero se obtiene el valor RGP@ presión a la entrada con la correlación de Standings.
2. Con el valor del RGP obtenido y el uso de la correlación de Standings para el cálculo del factor volumétrico de formación, se obtiene β_o .
3. Para determinar el valor del factor volumétrico del gas β_g @ presión [psi] a la entrada:

$$\beta_g = \frac{5.04ZT}{P}$$

Donde:

Z = Factor de compresibilidad del gas. Se encuentra entre 0.81-0.91, para efectos prácticos se usa 0.85.

T = Temperatura de fondo en grados Rankine ($460 + ^\circ\text{F}$)

P = Presión de entrada a la bomba, psia ($\text{psi}+14.7$)

4. Se determina la producción de gas total [mcf]:

$$\text{Gas}_{total} = \frac{\text{bopd} * \text{RGP}_{\text{producido}}}{1000}$$

5. Ahora el gas en solución [mcf]:

$$\text{Gas}_{solucion} = \frac{\text{bopd} * R_s}{1000}$$

-
6. Y el gas libre [mcf]:

$$Gas_Libre = Gas_total - Gas_solucion$$

7. Se determina el volumen de petróleo (V_o) [bopd]:

$$V_o = BOPD * \beta_o$$

8. Se determina el volumen de gas (V_g) [bgpd]:

$$V_g = Gas_libre * B_g$$

9. Para Determinar el volumen de agua (V_w) [bwpd]:

$$V_w = BWPD * B_w$$

10. Determinar el volumen total de fluido (V_t) y % de gas libre:

$$V_t = V_o + V_g + V_w \text{ [bfpd]}$$

$$\%Gas_Libre = \frac{V_g}{V_t}$$

11. Cuando el porcentaje de gas libre es mayor a 10% existe la posibilidad de que se afecte la bomba, por esta razón se recomienda la instalación de un separador de gas. Si asumimos un separador de gas con una eficiencia de (n), queda un (1-n) del gas que entra a la bomba, usando los datos anteriores tenemos que:

- a) Porcentaje de gas no separado (1-n):

V_g = Volumen de gas a la entrada de la bomba*(1-n)

b) Volumen total de la mezcla de fluidos que entra a la bomba:

$$V_t = V_o + (1 - n) * V_g + V_w$$

c) La cantidad de gas libre que entra a la primera etapa de la bomba expresado en porcentaje del total de la mezcla es:

$$\%Gas _ Libre = \frac{(1 - n) * V_g}{V_t}$$

12. Cálculo del RGP dentro de la tubería:

$$Gas _ tuberia = Gas _ solucion + Gas _ libre _ no _ separado$$

$$RGP _ tuberia = \frac{Gas _ tuberia * 1000}{Tasa _ petroleo[stb]}$$

13. Para determinar la gravedad específica de la composición de fluidos producidos:

$$G.E. _ Mezcla = \frac{Masa _ total _ de _ fluidos}{5.615 * 62.4 * bfpd}$$

$$= \frac{(bopd * G.E. _ o + bwpd * G.E. _ w) * 62.4 * 5.615 + RGP _ tuberia * bopd * G.E. _ g * 0.0752}{5.615 * 62.4 * bfpd}$$

14. Por último para calcular la presión de descarga de la bomba se utiliza la correlación de Hagedorn y Brown^[9,21] que es una de las primeras correlaciones para

flujo vertical que se implementaron para el flujo de fluidos multifasicos, a través de tuberías. Mediante este método se calcula la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la superficie. Este método se caracteriza por la inclusión del factor de entrapamiento líquido resultante de las diferencias entre las velocidades de los líquidos y los gases que fluyen dentro de las tuberías. Esta basado en datos experimentales de pozos a distintos valores de tasas de flujo, distintas RGL y diferentes viscosidades.

Los principales aspectos de esta correlación son:

- La ecuación de gradiente de presión incluyen el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases
- No considera los patrones de flujo.
- El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico.

El factor de entrapamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro (4) números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida.

Procedimiento para el cálculo de gradientes de presión a través del modelo de Hagedorn & Brown ^[9,21]:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{1}{144} \left[\rho_m + \frac{f_m \cdot \rho_f \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot (V_m^2)}{2 \cdot g_c \cdot \Delta H} \right]$$

Cálculo de ρ_m y ρ_f

$$\rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

$$\rho_f = \frac{\rho_m^2}{\rho_g} = \frac{[\rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L)}$$

Cálculo de H_L :

Se determina L_B

$$L_B = 1.071 - \frac{0.2218 \cdot V_m^2}{d}$$

Donde L_B debe ser ≥ 0.13

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} < L_B$, existe patrón de burbuja, entonces :

$$H_L = 1 - 0.5 \left[1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 - \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 \left(\frac{V_{sg}}{V_s}\right)} \right]$$

Siendo $V_s = 0.8$ pie/seg

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} > L_B$, H_L es función de los números adimensionales:

$$N_{LV} = 1.938 \cdot V_{SL} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{1/4}$$

$$N_{GV} = 1.938 \cdot V_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{1/4}$$

$$N_D = 120.872 \cdot d \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/2}$$

$$N_L = 0.15726 \cdot \mu_L \cdot \left(\frac{1}{\sigma_L^3 \cdot \rho_L} \right)^{1/4}$$

Con:

$$\rho_L = \rho_o \cdot F_o + \rho_w \cdot F_w$$

$$\sigma_L = \sigma_o \cdot F_o + \sigma_w \cdot F_w$$

Con NL se obtiene a partir de la Figura 2.14

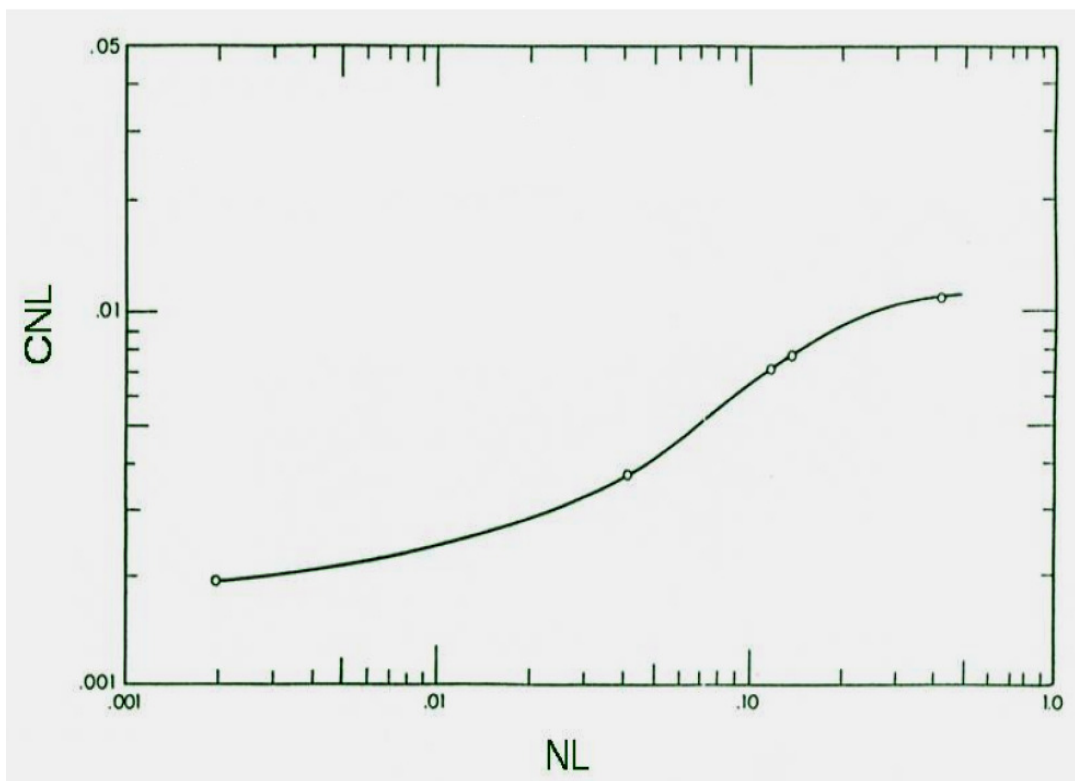


Fig.2.15 Coeficiente número de Viscosidad líquida según Hagedorn & Brown ^[21]

Con el factor $\left(\frac{N_{GV} * N_L^{0.38}}{ND^{2.14}} \right)$ y usando la Figura 2.15, se obtiene Ψ

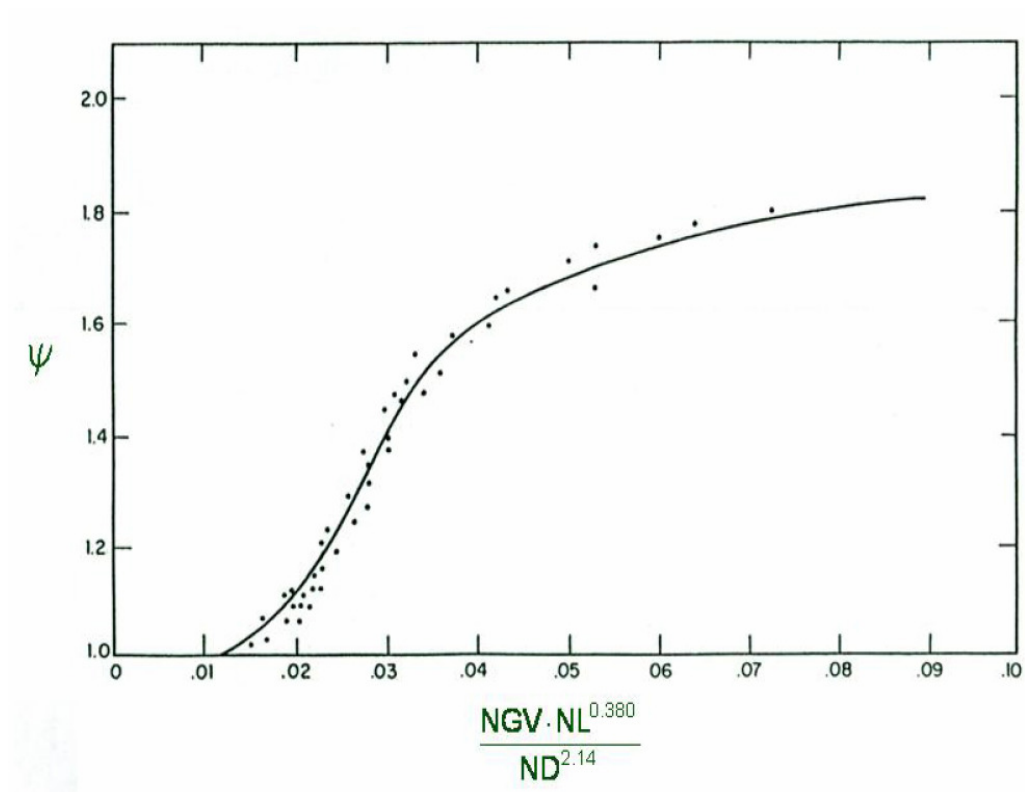


Fig.2.16 Factor de Corrección Secundario según Hagedorn & Brown ^[21]

Con el factor $\left(\frac{N_{LV}}{N_{GV}^{0.575}} \right) * \left(\frac{P}{14.7} \right)^{0.1} * \left(\frac{C_{NL}}{N_D} \right)$, se obtiene $\left(\frac{H_L}{\Psi} \right)$ a partir de Fig. 2.16

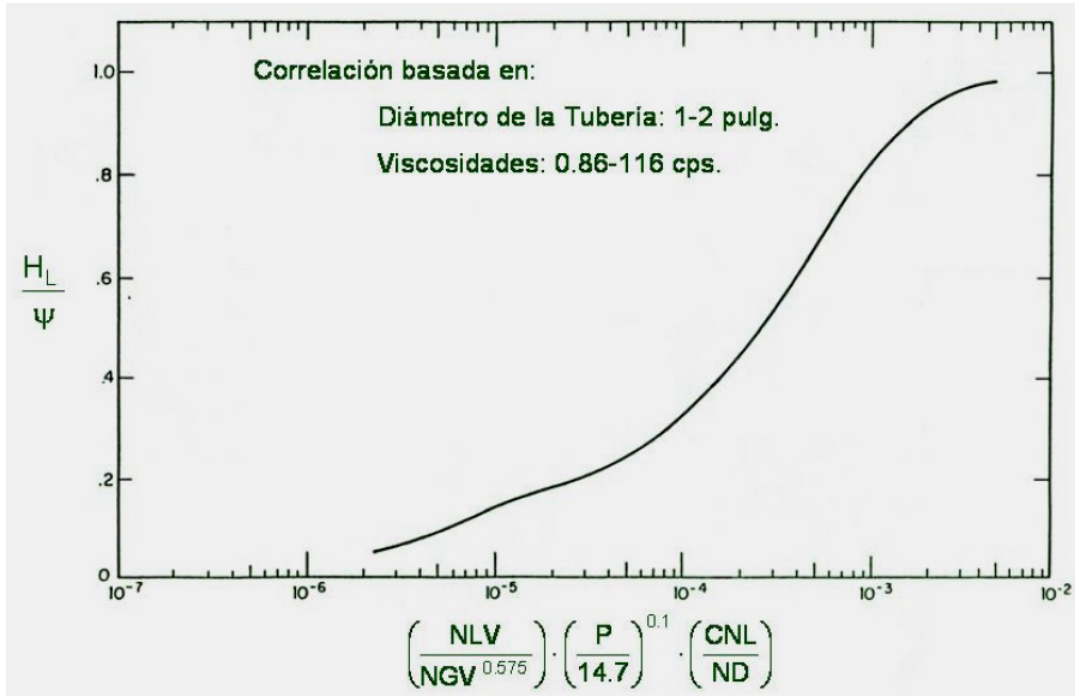


Fig.2.17 Correlación basada en $d_{\text{TUBERÍA}}$ de 1-2 pulg. y μ de 0.86- 116 cp ^[21]

Luego, $H_L = \left(\frac{H_L}{\Psi} \right) \cdot \Psi$

Para el cálculo de f_m (factor de fricción de Moody):

Conocido $\frac{\xi}{d}$, se calcula:

$$N_{Re_p} = 1488 \cdot \frac{d \cdot \rho_m \cdot V_m}{\mu_m}$$

Con $\mu_m = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_g^{(1-H_L)}$

Con la Figura 2.17 y N_{Re_p} se obtiene f_m

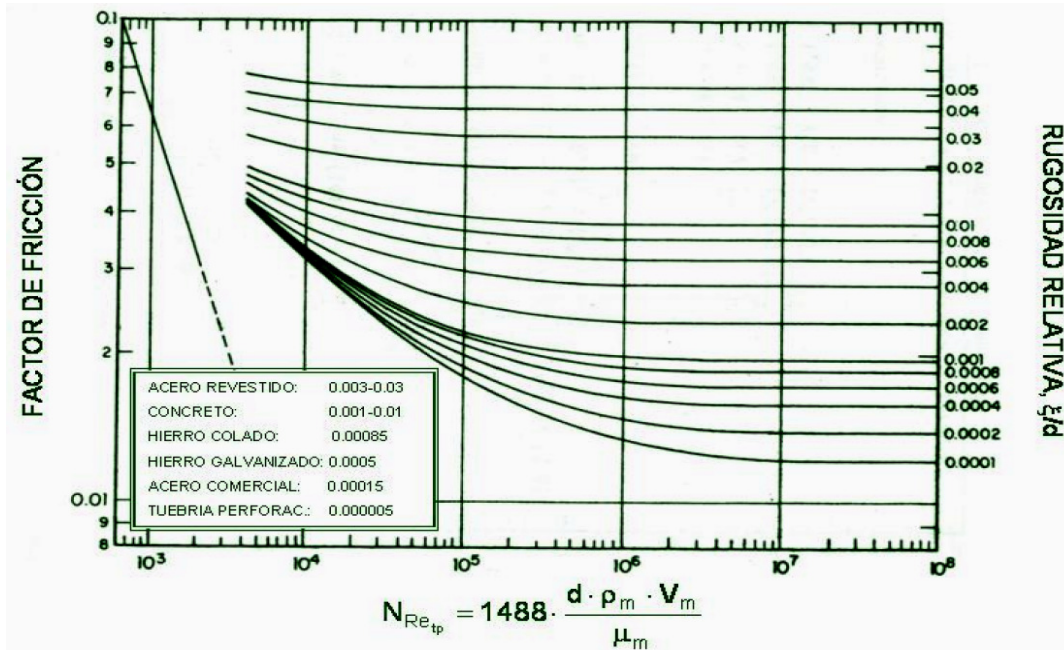


Fig.2.18 $N_{Re_{tp}}$ vs Factor de fricción ^[21]

Observación: Si el patrón es de burbuja la fase predominante es la líquida, entonces se tiene:

$$N_{Re_{tp}} = 1488 \cdot \frac{d \cdot \rho_L \cdot V_L}{\mu_L}, \text{ Con } V_L = \frac{V_{SL}}{H_L}$$

Y el gradiente de presión por fricción se convierte en:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_f = \left(\frac{f_m \cdot \rho_L \cdot V_L^2}{2 \cdot d \cdot g_c} \right)$$

Cálculo del gradiente de energía cinética, EK

$$EK = \frac{\rho_m \cdot \Delta(V_m^2)}{2 \cdot g_c \cdot \Delta H} \quad \text{o} \quad EK = \left(\frac{dP}{dZ} \right)_{acc} = \frac{\rho_m \cdot \Delta(V_m^2)}{2 \cdot g_c \cdot dZ}$$

Este gradiente es despreciable cuando la presión promedio es mayor de 150 lpc.

$$V_m^2 = |V_{m1}^2 - V_{m2}^2|$$

$$V_{m1}^2 = (V_{SL1} + V_{sg1})^2 \text{ a } P_1 \text{ y } T_1 \quad \text{y} \quad V_{m2}^2 = (V_{SL2} + V_{sg2})^2 \text{ a } P_2 \text{ y } T_2.$$

Nomenclatura de Correlación de Hagedorn & Brown:

f_m = Fracción de fricción de moody

ρ_L = Densidad del líquido, lb/pies³

ρ_g = Densidad promedio del gas, lbm/pies³

F_o = Fracción de petróleo

F_w = Fracción de agua

μ_m = Viscosidad de la mezcla, cp

μ_L = Viscosidad de líquida, cp

μ_g = Viscosidad del gas, cp

σ_L = Tensión superficial de líquido, dinas/cm

N_L = Número de viscosidad de líquido

N_{LV} = Número de velocidad de líquido

v_{sg} = Velocidad superficial de gas, pies/seg

v_{sL} = Velocidad superficial de líquido, pies/seg

v_s = Velocidad de deslizamiento

N_L = Número de viscosidad de líquido

N_{GV} = Número de la velocidad del gas

N_d = Número de diámetro de la tubería

H_L = Holdup de líquido

N_{Re} = Número de Reynolds

2.6.3 Selección de bombas:

2.6.3.1 Curvas de comportamiento de las bombas:

Las curvas de comportamiento representan la variación del levantamiento, HP requeridos y la eficiencia de la bomba con respecto a una tasa de producción. Estas curvas se generan a partir de pruebas realizadas a la bomba a una velocidad estándar para distintas tasas de flujo, utilizando como fluido agua fresca de gravedad específica 1 y de viscosidad 1 cp. (Ver Fig.2.18).

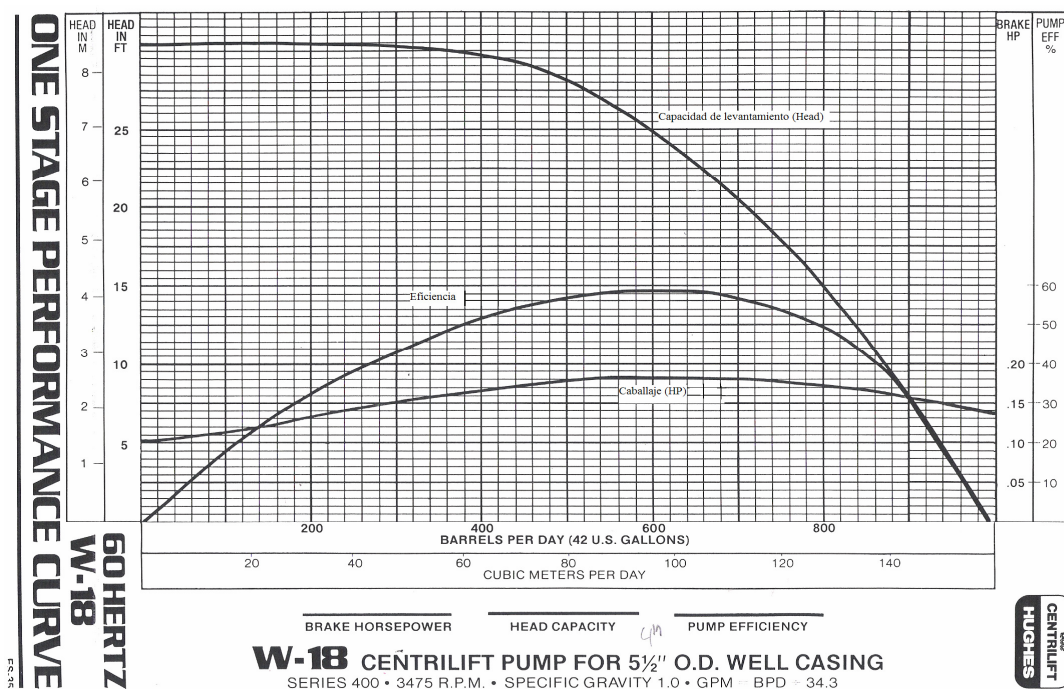


Fig. 2.19 Curva de comportamiento de una bomba electrosumergible [5]

En esta grafica, la capacidad de levantamiento (Head Capacity) es la presión capaz de desarrollar la bomba a una determinada tasa de producción expresada en

pies/etapa. Mientras mayor es la tasa, la capacidad de levantamiento de la bomba disminuye.

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

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

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

Donde:

Head = Levantamiento [pies].

Q = Tasa [GPM].

HP = Caballos de fuerza [HP].

2.6.3.2 Criterios de selección:

1.- Los primeros parámetros que se deben tener en cuenta para la selección de una bomba electrosumergible son el diámetro del revestidor (casing) y la tasa de producción esperada. Se debe escoger la bomba de mayor diámetro que pueda ser instalada en el revestidor. Una vez definido el tamaño de la bomba se debe considerar que la tasa de producción esperada se encuentre dentro el rango óptimo de operación de la bomba. Se debe evitar seleccionar bombas que se encuentren fuera este rango ya que resultara en un mal funcionamiento del equipo y en gastos innecesarios.

2.- Luego se calculan el número de etapas y los caballos de fuerza requeridos por la bomba.

Numero de etapas requeridas por la bomba:

$$Nro.Etapas = \frac{H_T}{Head / Etapa}$$

Donde:

HT = Altura total de descarga de la bomba [pies].

Head/Etapa = Capacidad de levantamiento por etapa leída de la curva de comportamiento de la bomba.

Caballos de fuerza requeridos por la bomba:

$$HP_{Corregidos} = (HP / Etapa) * Nro.Etapas * G.E_M$$

Donde:

HP/Etapa = HP requeridos leído de la curva de comportamiento de la bomba.

G.Em = Gravedad especifica de la mezcla.

3.- Por ultimo se comparan las bombas y se selecciona la bomba que posea mayor eficiencia, menor caballos de fuerza (HP) y menor numero de etapas.

2.6.3.3 Leyes de afinidad:

En el caso que se requiera cambiar la velocidad de operación de una bomba, se utilizan las leyes de afinidad. Estas leyes fueron derivadas de un análisis adimensional y son las que gobiernan el comportamiento de las bombas centrifugas cuando un cambio de velocidad ocurre en ellas. El uso de estas leyes permite predecir el comportamiento de una determinada bomba a cualquier velocidad.

$$Q_f = Q_i \left(\frac{V_f}{V_i} \right)$$

$$H_f = H_i \left(\frac{V_f}{V_i} \right)^2$$

$$HP_f = HP_i \left(\frac{V_f}{V_i} \right)^3$$

Donde:

Q = Tasa.

H = Capacidad de levantamiento.

HP = Caballos de fuerza requeridos por el motor.

V = Velocidad.

Sub-índice i = Estado inicial.

Sub-índice f = Nuevo estado.

Ejemplo: Para la bomba REDA GN5200, frecuencia 60Hz, 100 Etapas

Tasa Q	H	Efic.	HP
3400	3834,6	56,962	168,46
3585	3756,4	58,389	169,86
3770	3675,8	59,687	170,96

Tabla 2.1.Ejemplo Ley de afinidad. Caso Base

Si se modifica la frecuencia a 100Hz y se mantiene las 100 Etapas se obtiene:

Tasa Q	H	Efic.	HP
5666,7	10652	56,962	780,14
5975	10434	58,389	786,17
6283,3	10211	59,687	791,04

Tabla 2.2. Ejemplo Ley de afinidad. Caso varia solo la velocidad.

Si se modifica el número de etapas a 150 y la frecuencia la mantiene en 60Hz se obtiene:

Tasa Q	H	Efic.	HP
3400	5752	56,962	252,76
3585	5634,6	58,389	254,72
3770	5513,7	59,687	256,45

Tabla 2.3. Ejemplo Ley de afinidad. Caso varia solo las etapas.

Si el se modifica la frecuencia a 100Hz y el número de etapas a 150 simultáneamente se obtiene:

Tasa Q	H	Efic.	HP
5666,7	15978	56,962	1170,21
5975	15652	58,389	1179,25
6283,3	15316	59,687	1186,90

Tabla 2.4. Ejemplo Ley de afinidad. Caso varia la velocidad y las etapas simultáneamente.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

La metodología empleada en este trabajo fue:

3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

La información utilizada para realizar este trabajo se recopiló de distintas fuentes, entre ellas:

- Anteriores trabajos de grado: principalmente del manual ^[4] realizado por Pérez, J. y Vega, F. creado para la materia Producción II de la Escuela de Petróleo.
- Internet: fuente importante de la cual se recopilaron las correlaciones de viscosidad utilizadas por la herramienta, además de trabajos publicados e información útil para el desarrollo de la herramienta.
- SPE: Se obtuvieron trabajos publicados certificados por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo.
- Manuales.

3.2 SELECCIÓN DEL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN

Se seleccionó lenguaje de programación Visual Basic 6.0 debido a que permite de una manera rápida y sencilla crear aplicaciones para Microsoft Windows. Además, posee un método que crea la interfaz gráfica con el usuario lo que disminuye la cantidad de líneas de código para describir la apariencia y la ubicación de los elementos de la interfaz, por otra parte, el lenguaje de programación que utiliza es el Basic que es el lenguaje más utilizado por más programadores que ningún otro lenguaje en la

historia de la computación. Por otra parte este lenguaje es el utilizado en las T.E.G de la Escuela de Petróleo cuando se realizan herramientas computacionales de ingeniería de producción.

3.3 SELECCIÓN DE ECUACIONES PARA EL DISEÑO

A partir de la recopilación de información, se seleccionaron las ecuaciones para el cálculo de alturas típicas en el diseño de bombas electrosumergibles, las ecuaciones de afinidad utilizadas para predecir el comportamiento de las bombas a diferentes velocidades y la ecuación para el cálculo de la temperatura de cabezal de Shiu y Beggs.

3.3.1 Correlaciones de viscosidad:

Se realizó una investigación sobre las correlaciones de viscosidad más utilizadas en el cálculo de la viscosidad de petróleo muerto, la viscosidad de petróleo vivo y la viscosidad de petróleo sub-saturados. Entre las correlaciones seleccionadas para la herramienta están la de Beal, Beggs y Robinson, Glaso, Egbogad, Kartoatmodjo y Schmidt, Chew y Connally y la correlación de Vasquez y Beggs.

3.3.2 Correlaciones de pérdida de fricción en tuberías:

Para el caso de producción con altos cortes de agua se selecciono la correlación de Williams y Hazen, para el caso de producción de petróleo se utilizo Darcy-Weisbach y para altos RGP, se utilizo la correlación para perdidas en tuberías con flujo multifasico de Hagedorn y Brown.

3.3.3 Correlación para el cálculo de los factores de corrección por viscosidad de los parámetros de la bomba:

Se selecciono la correlación que utiliza una herramienta computacional comercial que se basa en una aproximación calculada utilizando 33 puntos de la curva creada por el American Hydraulics Institute (Fig2.7), y a la cual se le efectuó un análisis de regresión para el desarrollo de formulas. (Ver Apéndice A).

3.4 CARACTERIZACION DEL COMPORTAMIENTO DE LAS BOMBAS

El comportamiento de 167 bombas comerciales de las 4 empresas más importantes en la producción de petróleo por bombeo electrosumergible, se obtuvo por medio de información pública. Esta información se valido con una muestra de 10 figuras de comportamiento. Algunas de estas figuras de comportamiento se encuentran en el Apéndice C.

3.5 PROGRAMACION EN VISUAL BASIC 6.0

Primero se crearon los algoritmos basados en las ecuaciones y correlaciones que se obtuvieron de la recopilación de información efectuada y luego se trasladaron a Visual Basic 6.0 para lo cual se diseño la interfaz que crea la comunicación entre la herramienta y el usuario. Se establecieron las propiedades de los objetos creados en la interfaz y se escribió el código en el lenguaje de programación Basic mediante instrucciones del lenguaje, constantes, declaraciones y procedimientos.

3.6 VERIFICACION DE RESULTADOS OBTENIDOS POR LA HERRAMIENTA

Los resultados de diseño obtenidos por la herramienta **BEST 1.0** fueron comparados con problemas propuestos y resueltos para distintos tipos de fluidos. Se

validaron dos casos para alto corte de agua, dos casos para petróleo y un caso para diseño con altos RGP en el cual se observa el efecto de un separador de gas.

Con respecto a la validación del cálculo de los factores de corrección por viscosidad, se utilizaron cuatro casos, dos con tasas menores a 100 GPM y dos casos para tasas mayores a 100 GPM.

La validación de la pérdida de fricción de Darcy-Weisbach se realizó con un ejercicio propuesto, el cual se comparó con la pantalla generada por la herramienta **BEST 1.0**.

Luego, el comportamiento de 10 bombas contenidas en la base de datos de la herramienta **BEST 1.0**, se compararon con los obtenidos de 10 figuras de comportamiento de bombas. Para cada figura se tomaron los valores de altura, Eficiencia y HP para distintas tasas de operación.

Para validar las reglas de afinidad se verificó la tabla de comportamiento de una bomba. Luego se modificaron la frecuencia y las etapas y se compararon los resultados obtenidos por la herramienta **BEST 1.0** con los de una herramienta comercial ^[30].

Por último, los resultados que arrojó la herramienta **BEST 1.0** en la selección de bombas para cuatro casos, se compararon con los arrojados por una herramienta comercial ^[30].

CAPÍTULO IV

HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

4.1 ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA

La Herramienta Computacional **BEST 1.0** esta compuesta de un módulo inicial o formulario principal que permite al usuario acceder a través de botones de comando a pantallas secundarias o sub-módulos que contienen rutinas de cálculo para el diseño y selección de bombas electrosumergibles. A continuación se describen brevemente los formularios que conforman la herramienta:

FrmInicio.frm: Formulario primario. Pantalla inicial de la herramienta que enlaza las ventanas secundarias por medio de botones de comando.

FrmBES_CalcNormal.frm: Formulario donde se realizan las operaciones de calculo de alturas de acuerdo a las condiciones del pozo. Crea un vínculo con las correlaciones para el cálculo del factor de fricción en la tubería vertical, tanto para fluidos con altos cortes de agua como para fluidos multifasicos y además conecta con el formulario de selección de bombas electrosumergibles.

FrmAltoRGP.frm: En este formulario se realizan los cálculos correspondientes al diseño de bombas electrosumergibles para petróleo con altos RGP.

FrmCompbomw.frm: Este formulario permite al usuario visualizar el comportamiento de una serie de bombas electrosumergibles comerciales.

FrmSeleccion.frm: Formulario que permite al usuario una selección avanzada de bombas electrosumergibles de acuerdo a las condiciones de operación de un pozo.

FrmBES_PerdidaFriccion.frm: Formulario donde se calcula el factor de pérdida por fricción de fluidos con altos cortes de agua en una tubería vertical.

FrmDarcyWeisbach.frm: Formulario que calcula el factor de pérdida por fricción de petróleo en una tubería vertical por el método de Darcy-Weisbach.

FrmffOil.frm: Es un formulario que permite calcular el gradiente de presión para flujos multifasicos por el método de Hagedorn y Brown.

FrmFactores.frm: En este formulario se calculan los factores de corrección que se deben aplicar al comportamiento de las bombas al producir fluidos viscosos.

Frmayuda.frm: Ventana secundaria que permite al usuario obtener información teórica del bombeo electrosumergible y de las correlaciones utilizadas por la herramienta computacional **BEST 1.0**.

Frmacercade.frm: Ventana secundaria que informa la versión del programa y los autores de la herramienta.

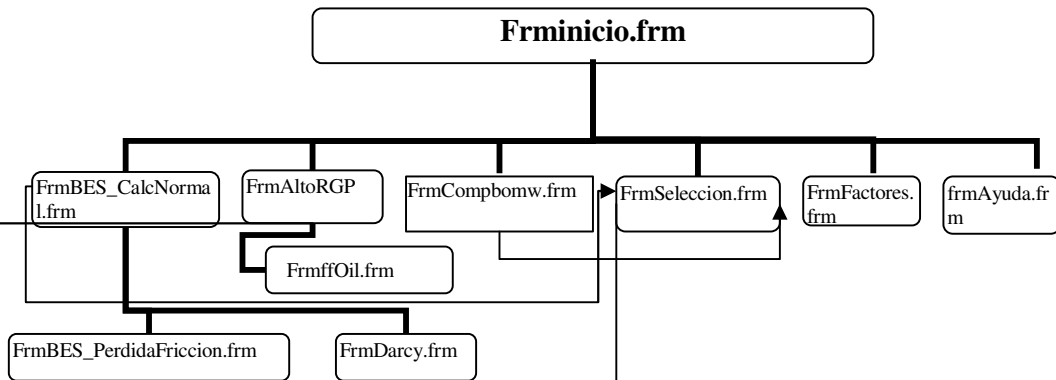


Fig. 4.1 Estructura de los formularios de la herramienta

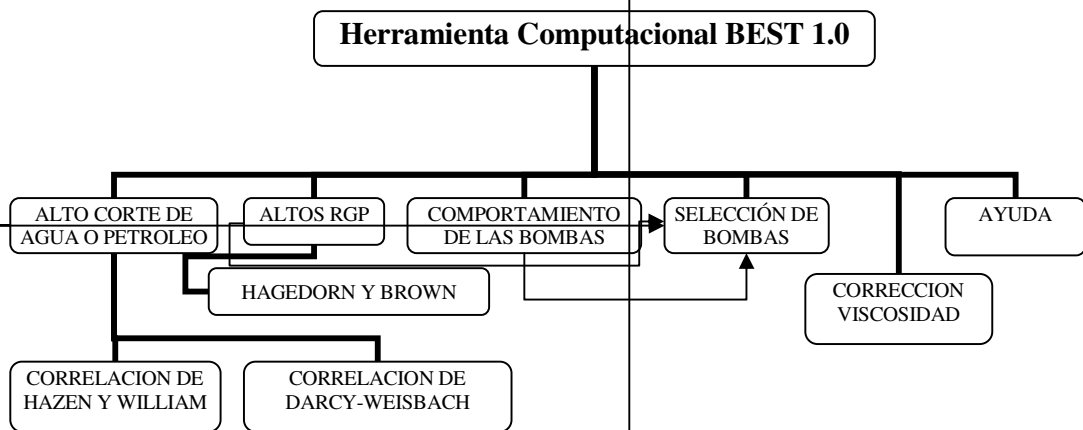


Fig.4.2 Diagrama General de la herramienta.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA INTERFAZ

4.2.1 Pantalla Principal:

En la pantalla principal de la herramienta **BEST 1.0** se encuentran seis botones de comando de fácil acceso, cada uno con el nombre de la respectiva operación que realiza.

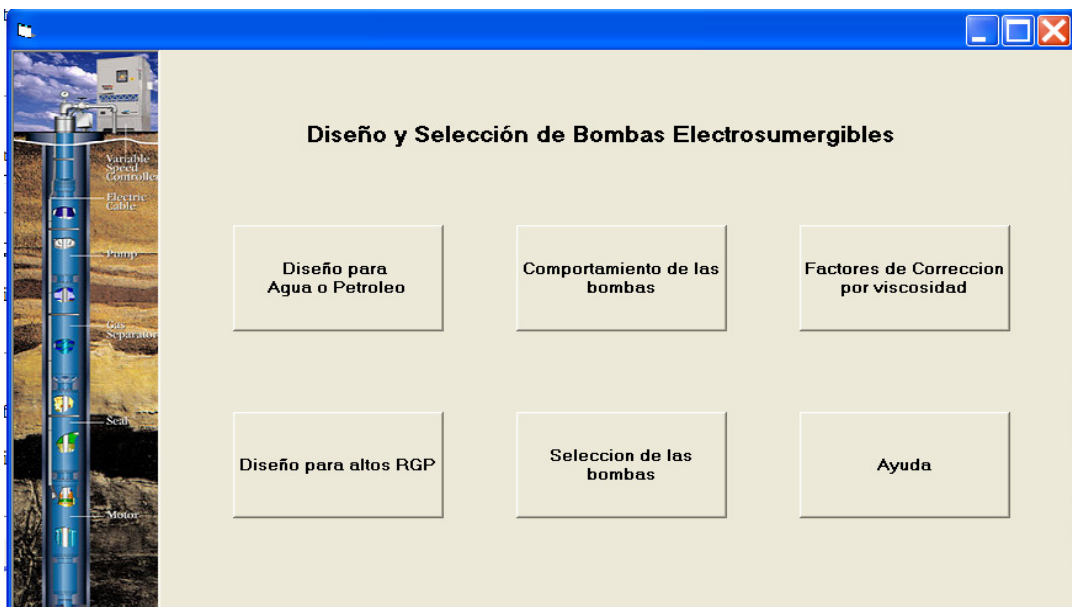


Fig. 4.3 Pantalla principal de la herramienta **BEST 1.0**.

4.2.2 Diseño para Agua o Petróleo:

En este modulo, se calculan las alturas relacionadas al diseño de una bomba electrosumergible. Entre estas alturas están: la profundidad de asentamiento de la bomba, la altura generada por la columna hidrostática, la altura generada por la presión de cabezal, la altura ocasionada por la perdida de fricción en la tubería y la altura total

que debe vencer la bomba para desplazar el fluido desde la bomba hasta la superficie. Para lograr esto, el usuario debe introducir los parámetros que indican la condición del pozo, del fluido a producir y el factor de pérdida por fricción en la tubería.

Calculo de Alturas

Datos del pozo:

Tasa	Q [BPD]:	1500
Presion Estatica	Pe [psi]:	1680
Presion de fondo	Pwf [psi]:	680
Prof. perforaciones	Hperf. [feet]:	5011
Presion de Cabezal	Pth [psi]:	150
Porcentaje de Sumergencia	[%]:	30

Datos del fluido:

Fraccion de Liq.		Gravedad:	
Fo:	0	API:	10
Fw:	1	G.E.o:	1
Alto Corte de Agua Fw > 0,9		G.E.w:	1
		G.E.Liq:	1

Alturas del diseño:

Dinamica	HD [feet]:	1570
Estatica	Hs [feet]:	3879
Liquido	HL [feet]:	3441
Cabezal	Hth [feet]:	346
Bomba	HB [feet]:	3912
Friccion	Hf [feet]:	492
Total	HT [feet]:	4279

Factor de friccion:

Perdida X/1000: 0,11291

Calcular Ff

Calcular Alturas

Seleccion Bomba

Regresar

Fig. 4.4 Diseño de bombas electrosumergibles para Agua o Petróleo.

En el caso de no contar con el valor del factor fricción, la herramienta dispone de una opción de cálculo del factor que dirige al usuario a otra pantalla. Si de la fracción de liquido, el agua representa mas del 90%, es decir, si $F_w > 0,90$ entonces se calcula este factor por medio de la correlación de Hazen y William, que es la correlación utilizada para calcular la perdida por fricción cuando se produce agua o altos cortes de agua. Esta correlación, requiere de pocos parámetros, entre ellos, el diámetro interno de

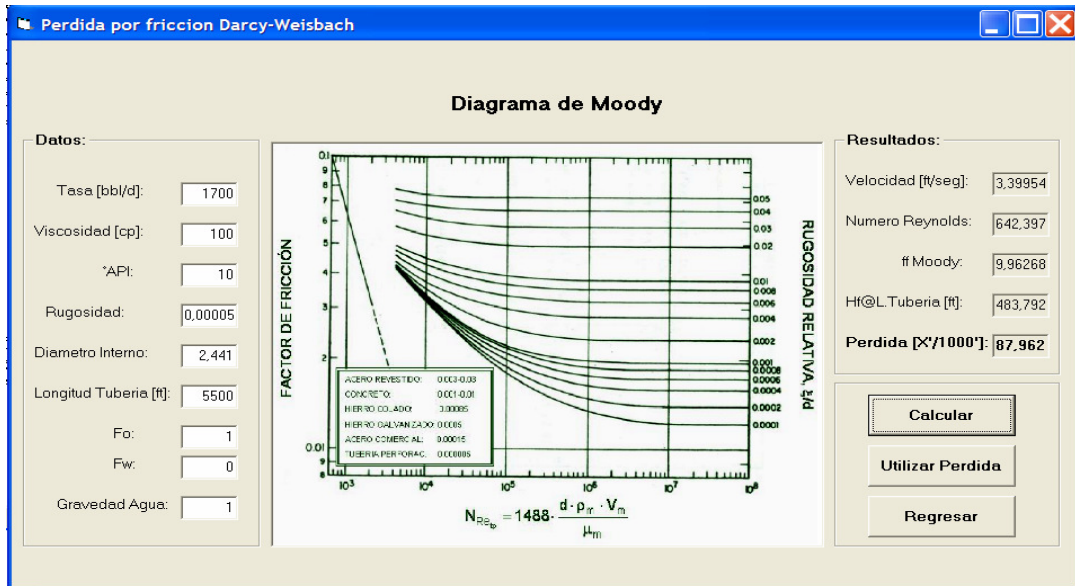


Fig. 4.6 Pantalla del factor de Pérdida por fricción de Darcy-Weisbach.

Luego al conocer el factor de fricción en la tubería para cualquiera de los dos casos anteriores, el usuario regresa a la pantalla de diseño para agua o petróleo, donde se calculan las alturas y donde se habilita un botón para acceder a la pantalla de selección de bombas electrosumergibles.

4.2.3 Diseño para Altos RGP:

En esta pantalla se calcula el volumen de cada fluido producido en superficie, así como el que se encuentra en cualquier punto de la bomba gracias a una barra de desplazamiento vertical. Aquí, se calcula el porcentaje de gas libre que entra en la bomba y se puede simular la presencia de un separador de gas con su respectiva eficiencia, para verificar la reducción del porcentaje de gas libre que ingresa a la bomba. Con respecto a la presión de descarga de la bomba se puede calcular, por suma de presiones o por el método de Hagedorn y Brown.

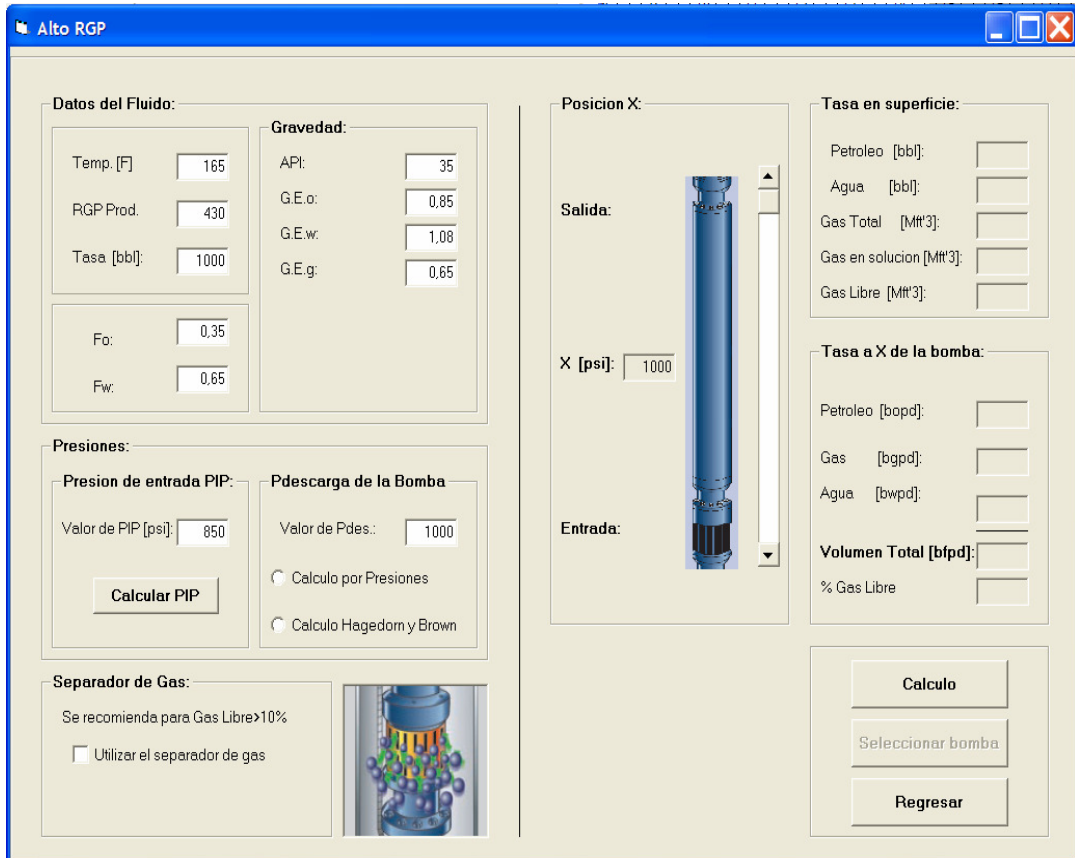


Fig. 4.7 Pantalla de diseño para Altos RGP.

Al seleccionar el método de Hagedorn y Brown, la herramienta calcula la viscosidad del fluido, para esto cuenta con correlaciones como la de Beal, Beggs y Robinson para el cálculo de la viscosidad de crudo muerto, Chew y Connally, Beggs y Robinson para el cálculo de viscosidad de crudo vivo y para el cálculo de viscosidad para crudo sub-saturado las correlaciones de Beal y Vasquez y Beggs. Y por ultimo determina la presión de descarga necesaria para transportar el fluido desde la bomba hasta la superficie. Este modulo fue tomado de otra T.E.G realizada por Serra, R. y Blanca, J. en la Escuela de Ingeniería de Petróleo ^[12].

Fig. 4.8 Pantalla del método de Hagedorn y Brown.

4.2.4 Tabla de operación de las bombas:

En este modulo el usuario puede observar el comportamiento de una serie de bombas electrosumergibles para distintas velocidades y números de etapas al producir agua fresca. Se visualiza el diámetro de la bomba, el rango optimo de operación y la velocidad base de una bomba particular de una base de datos que contiene la herramienta de 167 bombas comerciales de (4) distintas compañías (Reda, Centrifliff, Woodgroup y ODI). Aquí se puede observar una tabla de comportamiento que muestra la capacidad de levantamiento, la eficiencia y los HP requeridos por la bomba para distintas tasas de operación.

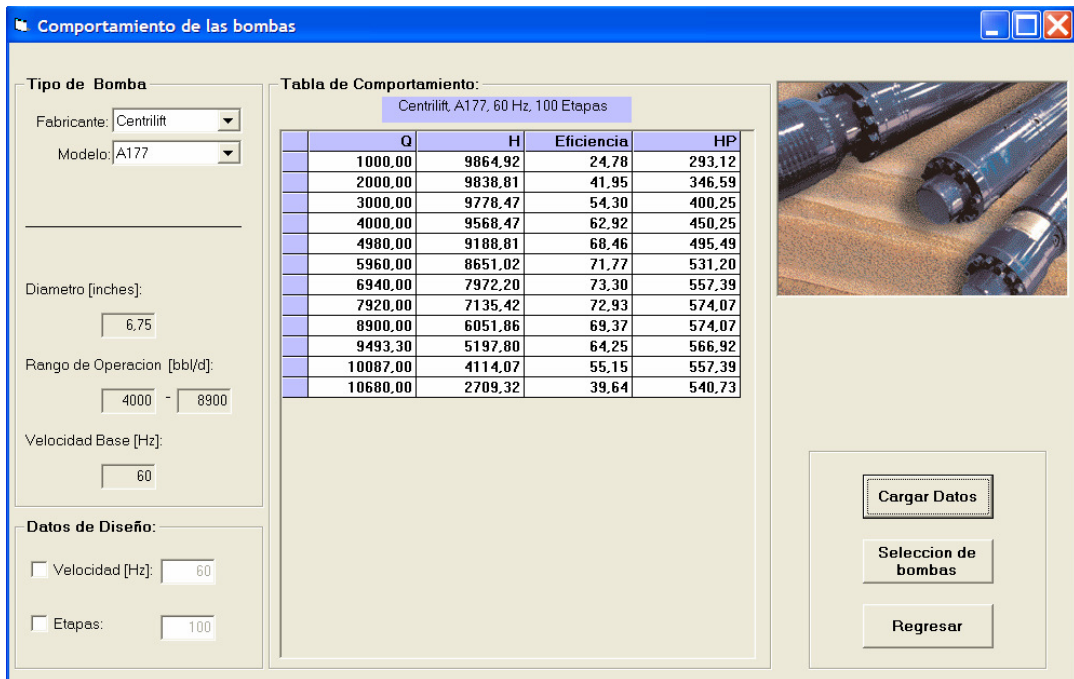


Fig. 4.9 Pantalla de operación de las bombas.

4.2.5 Selección de bombas:

Aquí la herramienta selecciona la bomba mas adecuada a las condiciones del pozo, según los criterios de selección del Capítulo II, página 40. Aquí se muestra una opción para corregir el comportamiento de la bomba por el efecto de viscosidad, utilizando el método del American Hydraulics Institute.

Selección de Bombas Electrosumergibles

Datos:
 Fabricante: Todos
 Tasa Q [bb/d]: 1000
 Casing ID [inches]: 7
 Levantamiento HT [feet]: 6000

Correcciones:
 Corregir por viscosidad
 Viscosidad [cstk]: 100
 G.E.Mezcla: 1,018

Factores Corrección:
 Eficiencia (Ce): 1 Altura (CH@0.6): 1
 Tasa (CQ): 1 Altura (CH@0.8): 1
 Altura (CH@1): 1 Altura (CH@1.2): 1

Bombas Seleccionadas:

Marca	Modelo	Diametro	QMin	QMax	Efic_Q	H100_Q	Etapas	HP100_Q
ODI	R9	4.00	700	1100	66.25	2725.83	220.12	30.42
ODI	RC12	4.00	900	1500	65.43	3005.63	199.63	33.94
Centrilift	FC1200	4.00	950	1550	63.65	2833.55	211.75	32.82
Centrilift	FC925	4.00	650	1100	63.43	2189.55	274.03	25.47
REDA	DN1100	4.00	600	1350	62.68	2470.98	242.82	29.06
Centrilift	F35	5.13	800	1650	62.02	4150.94	144.55	49.67

Tabla de correcciones a la bomba seleccionada:

Tasa	Q100	Q100_Corr	Eficiencia	Efic
0.6*Q100 @ Efic_Max	564.00	564.00	Efic @ 0.6*(Q @ Efic_Max)	55.2277
0.8*Q100 @ Efic_Max	752.00	752.00	Efic @ 0.8*(Q @ Efic_Max)	63.3737
Q100 @ Efic_Max	940.00	940.00	Efic_Max	66.4620
1.2*Q100 @ Efic_Max	1128.00	1128.00	Efic @ 1.2*(Q @ Efic_Max)	63.6546

Selecionar
Regresar

Fig. 4.10 Pantalla de selección de las bombas.

4.2.6 Corrección del comportamiento de las bombas por viscosidad:

En este formulario se calculan los factores de corrección para las curvas de comportamiento de las bombas al producir fluidos viscosos. La correlación que utiliza la herramienta es una aproximación lineal de la correlación de American Hydraulics Institute. Los datos necesarios para evaluar la correlación son la viscosidad cinemática del fluido, la capacidad de levantamiento de una etapa de la bomba y la tasa expresada en [gpm].

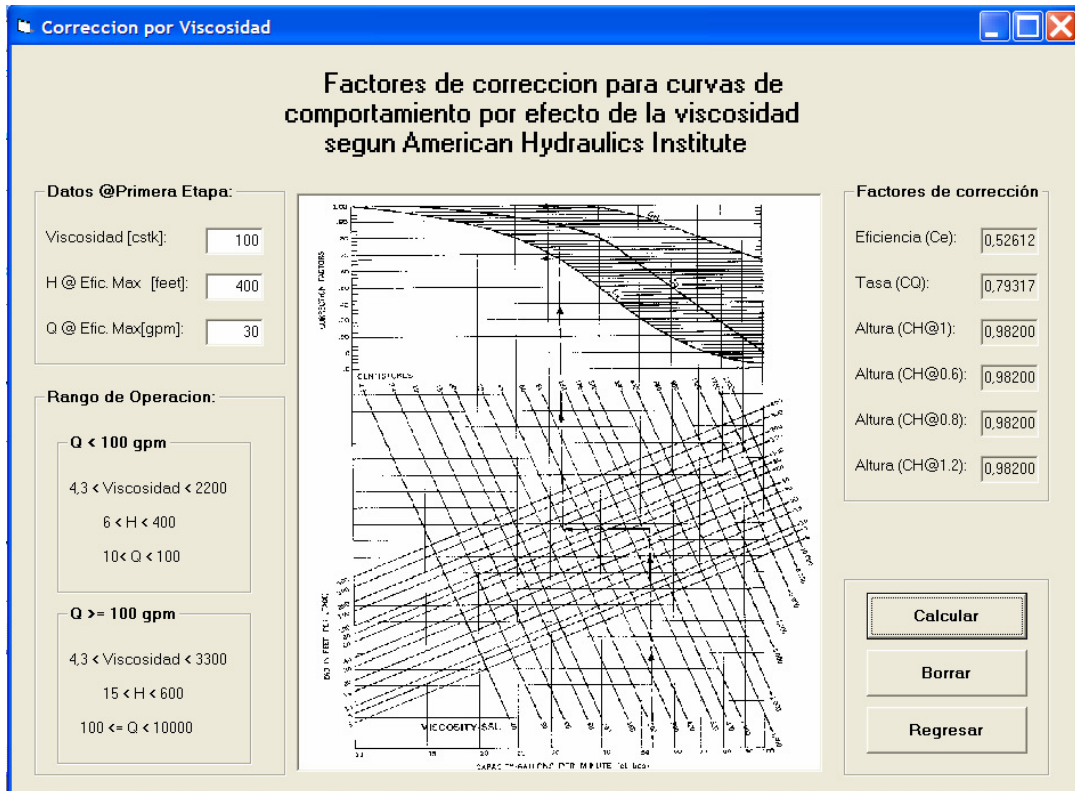


Fig. 4.11 Pantalla de Corrección del comportamiento por viscosidad.^[25]

4.2.7 Ayuda:

Este formulario contempla información básica de los cálculos realizados por la herramienta, información de las correlaciones utilizadas y de los criterios de selección de las bombas.

4.3 VERIFICACIÓN Y VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS

4.3.1 Validación del Diseño con Alto Corte de Agua:

Aquí se valida la herramienta **BEST 1.0** al diseñar para altos cortes de agua. Los valores obtenidos por la herramienta se comparan con 2 ejercicios propuestos y resueltos a continuación:

CASO I:

Datos del pozo:

Tubing: 2 7/8" O.D.

Casing: 5 1/2" O.D.

Profundidad de la perforación: 5300ft.

Porcentaje de sumergencia de la bomba: 30%.

Datos de producción:

Producción deseada: 2000 bpd

Tasa de prueba: 900 bpd

Presión de prueba: 985 psi

Presión estática: 1650 psi

Temperatura de fondo: 180 °F

Corte de agua: 90%

Presión de cabezal: 150 psi

Condiciones de los fluidos en el pozo:

Gravedad específica del agua: 1.02

Gravedad del petróleo: 30 °API

Solución:

-
1. Se determina la presión de entrada de la bomba:

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}}$$

Donde:

IP = Índice de productividad.

Q = Tasa de prueba.

P_e = Presión estática del yacimiento.

P_{wf} = Presión de fondo fluuyente.

$$IP = \frac{900bpd}{1650psi - 985psi} = 1.353bpd / psi$$

2. Se encuentra la Pwf a la tasa de producción deseada:

$$P_{wf} = P_e - \left(\frac{Q_{deseada}}{IP} \right) = 1650 - \left(\frac{2000bpd}{1.353bpd / psi} \right) = 172 psi$$

3. Ahora se calculan las alturas:

$$\gamma_f = \gamma_o * F_o + \gamma_w * F_w = 0.87616 * 0.1 + 1.02 * 0.9 = 1.005616$$

$$H_D = \frac{P_{wf}}{0.433 * \gamma_f} = \frac{172}{0.433 * 1.005616} = 395.2 ft.$$

$$H_L = H_{perf} - H_D = 5300 - 395.2 = 4904.8 ft.$$

$$H_{th} = \frac{P_{th}}{0.433 * \gamma_f} = \frac{150}{0.433 * 1.005616} = 344.5 \text{ ft}$$

$$H_B = H_L + \% \text{Sumergencia} * H_D = 4904.8 + 0.3 * 395.2 = 5023,4 \text{ ft}$$

4. Se calcula el factor de fricción por Hazen y Williams:

$$F = 2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{Q}{34.3} \right)^{1.85} \frac{1}{ID^{4.8655}}$$

$$\text{Con } C = 120, F = 2.083 \left(\frac{100}{120} \right)^{1.85} \left(\frac{2000}{34.3} \right)^{1.85} \frac{1}{2.441^{4.8655}} = 35.7358 / 1000$$

$$H_f = H_B * F = 5023,4 * 35.7358 / 1000 = 179.5$$

5. Se calcula la Altura total que debe vencer la bomba:

$$H_T = H_L + H_{th} + H_f = 4904.8 + 344.5 + 179.5 = 5428.8 \text{ ft}$$

6. Resultado de la herramienta **BEST 1.0**:

Calculo de Alturas

Datos del pozo:

Tasa	Q [BPD]:	2000
Presion Estatica	Pe [psi]:	1650
Presion de fondo	Pwf [psi]:	172
Prof. perforaciones	Hperf. [feet]:	5300
Presion de Cabezal	Pth [psi]:	150
Porcentaje de Sumergencia	[%]:	30

Datos del fluido:

Fraccion de Liq.		Gravedad:	
Fo:	0,1	API:	30
Fw:	0,9	G.E.o:	0,87616
Alto Corte de Agua Fw > 0,9		G.E.w:	1,02
		G.E.Liq:	1,00561

Alturas del diseño:

Dinamica	HD [feet]:	395
Liquido	HL [feet]:	4905
Cabezal	Hth [feet]:	344
Bomba	HB [feet]:	5023
Friccion	Hf [feet]:	179
Total	HT [feet]:	5428

Factor de friccion:

Perdida $\times/1000$: 35,7

Botones: **Calcular Alturas**, **Seleccion Bomba**, **Regresar**

Fig. 4.12 Resultado obtenido por la herramienta al diseñar con Alto Corte de Agua (Caso I).

CASO II:

Datos del pozo:

Tubing: 3 1/2" O.D.

Casing: 7" O.D.

Profundidad de la perforación: 6000 ft.

Porcentaje de sumergencia de la bomba: 25 %.

Datos de producción:

Producción deseada: 3000 bpd

Presión estática: 1700 psi

Presión de fondo: 200 psi

Temperatura de fondo: 180 °F

Corte de agua: 100 %

Presión de cabezal: 120 psi

Condiciones de los fluidos en el pozo:

Gravedad específica del agua: 1.02

Solución:

1. Se calculan las alturas:

$$\gamma_f = \gamma_w = 1.02$$

$$H_D = \frac{P_{wf}}{0.433 * \gamma_w} = \frac{200}{0.433 * 1.02} = 452.84 \text{ ft.}$$

$$H_L = H_{perf} - H_D = 6000 - 452.84 = 5547.16 \text{ ft.}$$

$$H_{th} = \frac{P_{th}}{0.433 * \gamma_w} = \frac{120}{0.433 * 1.02} = 271.70 \text{ ft.}$$

$$H_B = H_L + \%Sumergencia * H_D = 5547.16 + 0,25 * 452.84 = 5660.37 \text{ ft.}$$

2. Se calcula el factor de fricción por Hazen y Williams:

$$F = 2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{Q}{34.3} \right)^{1.85} \frac{1}{ID^{4.8655}}$$

$$\text{Con } C = 120, F = 2.083 \left(\frac{100}{120} \right)^{1.85} \left(\frac{3000}{34.4} \right)^{1.85} \frac{1}{2.992^{4.8655}} = 27.954/1000$$

$$H_f = H_B * F = 5660.37 * 27.954 / 1000 = 158.23 \text{ ft.}$$

3. Se calcula la Altura total que debe vencer la bomba:

$$H_T = H_L + H_{th} + H_f = 5547.16 + 271.70 + 158.23 = 5977 \text{ ft.}$$

4. Resultado de la herramienta **BEST 1.0**:

The screenshot shows the 'Calculo de Alturas' (Height Calculation) window. It is divided into several sections:

- Datos del pozo (Well Data):**
 - Tasa Q [BPD]: 3000
 - Presion Estatica Pe [psi]: 1700
 - Presion de fondo Pwf [psi]: 200
 - Prof. perforaciones Hperf. [feet]: 6000
 - Presion de Cabezal Pth [psi]: 120
 - Porcentaje de Sumergencia [%]: 25
- Datos del fluido (Fluid Data):**
 - Fraccion de Liq. (Liquid Fraction):** Fo: 0, Fw: 1. A note below states 'Alto Corte de Agua Fw > 0.9'.
 - Gravedad (Gravity):** API: 10, G.E.o: 1, G.E.w: 1.02, G.E.Liq: 1.02.
- Alturas del diseño (Design Heights):**
 - Dinamica HD [feet]: 452
 - Liquido HL [feet]: 5548
 - Cabezal Hth [feet]: 271
 - Bomba HB [feet]: 5661
 - Frccion Hf [feet]: 159
 - Total HT [feet]: 5978 (circled in blue)
- Factor de friccion (Friction Factor):** Perdida X/1000': 28.1056. A 'Calcular Ff' button is present.
- Diagram:** A schematic diagram of a well with a pumpjack. Labels include HL (liquid level), HB (bump height), Hperf (perforation depth), HD (dynamic height), Hs (static height), and ΔH (head difference).
- Buttons:** 'Calcular Alturas', 'Seleccion Bomba', and 'Regresar'.

Fig. 4.13 Resultado obtenido por la herramienta al diseñar con Alto Corte de Agua (Caso II).

4.3.2 Validación del diseño con Petróleo:

En este segmento se valida la herramienta **BEST 1.0** al diseñar con petróleo. Los valores obtenidos por la herramienta se comparan con 2 ejercicios propuestos y resueltos a continuación:

CASO I:

Datos del pozo:

Profundidad de la perforación: 5011 ft.

Porcentaje de sumergencia de la bomba: 30%

Factor de fricción: 16 psi/1000 ft = 39.5 ft/1000 ft

Datos de producción:

Producción deseada: 1500 bpd. = 43.7 GPM

Presión de cabezal: 150 psi

Presión estática: 1680 psi

Presión de fondo: 680 psi

Condiciones de los fluidos en el pozo:

Gravedad del petróleo: 20 °API

Solución:

1. Se obtiene el gradiente del fluido:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + 20} = 0.934$$

2. Ahora se calculan las alturas:

$$H_D = \frac{P_{wf}}{0.433 * \gamma_f}$$

$$H_D = \frac{680}{0.433 * 0.934} = 1681 \text{ ft}$$

$$H_L = H_{perf} - H_D$$

$$H_L = 5011 - 1681 = 3330 \text{ ft.}$$

$$H_B = H_L + \% \text{sumergencia} * H_D$$

$$H_B = 3330 + 0.3 * 1681 = 3834 \text{ ft}$$

$$H_{Th} = \frac{P_{th}}{0.433 * 0.943}$$

$$H_{th} = \frac{150}{0.433 * 0.943} = 371 \text{ ft}$$

$$H_f = H_B * F$$

$$H_f = 3834 * \frac{16}{1000 * 0.433 * 0.934} = 152 \text{ ft}$$

$$H_T = H_f + H_L + H_{th}$$

$$H_T = 152 + 3330 + 371 = 3853 \text{ ft}$$

Calculo de Alturas

Datos del pozo:

Tasa	Q [BPD]:	1500
Presion Estatica	Pe [psi]:	1680
Presion de fondo	Pwf [psi]:	680
Prof. perforaciones	Hperf. [feet]:	5011
Presion de Cabezal	Pth [psi]:	150
Porcentaje de Sumergencia	[%]:	30

Datos del fluido:

Fraccion de Liq.		Gravedad:	
Fo:	1	API:	19
Fw:	0	G.E.σ:	0.934
Alto Corte de Agua Fw > 0.9		G.E.w:	0.934
		G.E.Liq:	0.934

Factor de friccion:

Perdida X/1000': 39,5

Alturas del diseño:

Dinamica	HD [feet]:	1681
Liquido	HL [feet]:	3330
Cabezal	Hth [feet]:	370
Bomba	HB [feet]:	3834
Friccion	Hf [feet]:	151
Total	HT [feet]:	3851

Buttons: **Calcular Alturas**, **Seleccion Bomba**, **Regresar**

Fig. 4.14 Resultado obtenido por la herramienta al diseñar con Petróleo (Caso I).

CASO II:

Datos del pozo:

Tubing: 2 7/8" O.D.

Profundidad de la perforación: 5500ft.

Porcentaje de sumergencia de la bomba: 25%.

Datos de producción:

Índice de Productividad: 2.1 bpd/psi

Producción deseada: 1700 bpd

Presión de entrada a la bomba @ 1700 bpd: 350 psi

Corte de agua: 30%

Presión de cabezal: 50 psi

RGP: 50 scf/stb

Temperatura de fondo: 130 °F

Condiciones de los fluidos en el pozo:

Gravedad específica del agua: 1.02

Gravedad del petróleo: 15 °API

Viscosidad de la mezcla: 100 cp

$$\rho_L = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w = 0.966 * 0.7 + 1.02 * 0.3 = 0.982 \frac{gr}{cm^3} = 61.4 \frac{lb}{ft^3}$$

$$H_D = \frac{P_{wf}}{0.433 * \rho_L} = \frac{350}{0.433 * 0.982} = 823.10 \text{ ft}$$

$$H_L = H_{perf} - H_D = 5500 - 823.10 = 4676.9 \text{ ft}$$

$$H_{th} = \frac{P_{th}}{0.433 * \rho_L} = \frac{50}{0.433 * 0.982} = 118 \text{ ft}$$

$$H_B = H_L + \% \text{ Sumergencia} * H_D = 4676.9 + 0.25 * 823.1 = 4882.675 \text{ ft}$$

Ahora se calcula H_f por Darcy-Weisbach:

$$V = \frac{1700 * 5.615}{\frac{\pi \left(\frac{2.441}{12} \right)^2}{4} * 86400} = 3.3995 \text{ pies / seg}$$

$$N_{RE} = \frac{1488 * \rho_L * d * v}{\mu_L} = \frac{1488 * 61.4 * \left(\frac{2.441}{12} \right) * 3.3995}{100} = 631.79$$

Como $N_{RE} \leq 2000$ Se utiliza la ecuación de Moody:

$$f = \frac{64}{N_{RE}} = \frac{64}{631.79} = 0.1012$$

$$H_f = \frac{f \cdot HB \cdot V^2}{d \cdot 2g} = \frac{0.1012 \cdot 4882.675 \cdot 3.3995^2}{\frac{2.441}{12} \cdot 2 \cdot 32.174} = 436,261 \text{ ft}$$

$$H_T = H_L + H_{th} + H_f = 4676.9 + 118 + 436,261 = 5231.161 \text{ ft}$$

Calculo de Alturas

Datos del pozo:

Tasa	Q [BPD]:	1700
Presion Estatica	Pe [psi]:	1159
Presion de fondo	Pwf [psi]:	350
Prof. perforaciones	Hperf. [feet]:	5500
Presion de Cabezal	Pth [psi]:	50
Porcentaje de Sumergencia	[%]:	25

Datos del fluido:

Fraccion de Liq.		Gravedad:	
Fo:	0,7	API:	15
Fw:	0,3	G.E.o:	0,96587
Alto Corte de Agua Fw > 0,9		G.E.w:	1,02
		G.E.Liq:	0,98210

Alturas del diseño:

Dinamica	HD [feet]:	823
Estatica	Hs [feet]:	2725
Liquido	HL [feet]:	4677
Cabezal	Hth [feet]:	117
Bomba	HB [feet]:	4882
Friction	Hf [feet]:	437
Total	HT [feet]:	5231

Factor de friccion:

Perdida [X/1000]: 89,5646

Botones: **Calcular Alturas**, **Seleccion Bomba**, **Regresar**, **Calcular Ff**

Fig. 4.15 Resultado obtenido por la herramienta al diseñar con Petróleo (Caso II).

4.3.3 Validación del Diseño con Altos RGP:

Datos del pozo:

Casing: 5 ½" O.D.

Tubing: 2 3/8" O.D.

Profundidad de la perforación: 5500ft.-6000ft.
Profundidad de asentamiento de la bomba: 5000ft.
Datos de producción:
Producción deseada: 1000 bpd
Presión de entrada a la bomba @ 1000 bpd: 850 psi
Corte de agua: 65%
Presión de cabezal: 120 psi
RGP: 430 scf/stb
Temperatura de fondo: 165 °F
Gravedad específica del agua: 1.08
Gravedad del petróleo: 35 °API
Gravedad específica del gas: 0.65
Presión de burbuja: 2000 psi

Solución:

1. Introduciendo los datos anteriores en la correlación de Standings, se obtiene el valor $R_s = 150$ scf/stb @ 850psi de presión a la entrada.
2. Con el valor del RGP obtenido y el uso de la correlación de Standings para el calculo del factor volumétrico de formación, se obtiene $\beta_o = 1.11$ bbl/stb @ 850psi.
3. Para determinar el valor del factor volumétrico del gas β_g @ 850 psi de presión a la entrada:

$$\beta_g = \frac{5.04ZT}{P}$$

Donde:

Z = Factor de compresibilidad del gas. Se encuentra entre 0.81-0.91, para efectos prácticos se usa 0.85.

T = Temperatura de fondo en grados Rankine ($460 + ^\circ\text{F}$)

P = Presión de entrada a la bomba, psia (psi + 14.7)

$$\beta_g = \frac{5.04(0.85)(460 + 165)}{864.7} = 3.1 \text{ bbl / mcf}$$

4. Se Determina la producción de gas total:

$$\text{Gas}_{_total} = \frac{\text{bopd} * \text{RGP}_{producido}}{1000} = \frac{350 \text{ bopd} * 430 \text{ scf / stb}}{1000} = 150.5 \text{ mcf}$$

5. Ahora el gas en solución:

$$\text{Gas}_{_solucion} = \frac{\text{bopd} * R_s}{1000} = 350 \text{ bopd} * 150 \text{ scf / stb} * 1 / 1000 = 52.5 \text{ mcf}$$

6. Y el gas libre:

$$\text{Gas}_{_Libre} = \text{Gas}_{_total} - \text{Gas}_{_solucion} = 150.5 \text{ mcf} - 52.5 \text{ mcf} = 98 \text{ mcf}$$

7. Se determina el volumen de petróleo (V_o):

$$V_o = \text{BOPD} * \beta_o$$

$$V_o = 350 \text{ bopd} * 1.1 \text{ bbl / stb} = 389 \text{ bopd}$$

8. Se determina el volumen de gas (V_g):

$$V_g = 3.1 \text{ bbl / mcf} * 98 \text{ mcf} = 304 \text{ bgpd}$$

9. Determine el volumen de agua (V_w):

$$V_w = 1000stb * 0.65 = 650bw\text{pd}$$

10. Determinar el volumen total de fluido (V_t) y % de gas libre:

$$V_t = V_o + V_g + V_w$$

$$V_t = 389bopd + 304bgpd + 650bw\text{pd} = 1.343bfpd$$

$$\%Gas_Libre = \frac{V_g}{V_t} = \frac{304bgpd}{1.343bfpd} * 100 = 23\%$$

The screenshot shows the 'Alto RGP' software interface with the following data:

Datos del Fluido:		Gravedad:		Posicion X:		Tasa en superficie:	
Temp. [F]	165	API:	35	Salida:		Petroleo [bbbl]	350
RGP Prod.	430	G.E.o:	0.85	X [psi]	850	Agua [bbbl]	650
Tasa [bbbl]	1000	G.E.w:	1.08	Entrada:		Gas Total [Mft ³]	150.5
Fo:	0.35	G.E.g:	0.65			Gas en solucion [Mft ³]	53.6864
Fw:	0.65	G.E.Mezcla @ X:	0.76152			Gas Libre [Mft ³]	96.8135
Presiones:		Pdescarga de la Bomba					
Presion de entrada PIP:		Valor de Pdes.:	1000				
Valor de PIP [psi]:	850						
[Calcular PIP]		<input type="radio"/> Calculo por Presiones <input type="radio"/> Calculo Hagedorn y Brown					
Separador de Gas:							
Se recomienda para Gas Libre > 10%							
<input type="checkbox"/> Utilizar el separador de gas							
				Tasa a X de la bomba: Petroleo [bopd]: 387.444 Gas [bgpd]: 299.778 Agua [bwpd]: 652.852 Volumen Total [bfpd]: 1340.07 % Gas Libre: 22.3702			
				[Calculo] [Seleccionar bomba] [Regresar]			

Fig. 4.16 Resultado obtenido por la herramienta al diseñar con altos RGP sin uso del separador.

11. Cuando el porcentaje de gas libre es mayor a 10% existe la posibilidad de que se afecte la bomba, por esta razón se recomienda la instalación de un separador de gas. Si asumimos un separador de gas con una eficiencia de 80%, queda un 20% del gas que entra a la bomba, usando los datos anteriores tenemos que:

a) Porcentaje de gas no separado (20%):

$$V_g = \text{Volumen de gas a la entrada de la bomba} * 20\%$$

$$V_g = 304 \text{bgpd} * 0.2$$

$$V_g = 61 \text{bgpd}$$

b) Volumen total de la mezcla de fluidos que entra a la bomba:

$$V_o = 389 \text{bopd}$$

$$V_g = 61 \text{bgpd}$$

$$V_w = 650 \text{bwpd}$$

$$V_t = V_o + V_g + V_w = 1100 \text{bfpd}$$

c) La cantidad de gas libre que entra a la primera etapa de la bomba expresado en porcentaje del total de la mezcla es:

$$\% \text{Gas}_{\text{ Libre}} = \frac{61 \text{bgpd}}{1100} * 100 = 5.5\%$$

12. Calculo del RGP dentro de la tubería:

$$Gas_tuberia = Gas_solucion + Gas_libre_no_separado$$

$$Gas_tuberia = 52.5mcf + \frac{61bgpd}{3.1bbl / mcf} = 72.2mcf$$

$$RGP_tuberia = \frac{Gas_tuberia * 1000}{Tasa_petroleo[stb]}$$

$$RGP_tuberia = \frac{72.2mcf * 1000}{350[stb]} = 206scf / stb$$

13. Para determinar la gravedad especifica de la composición de fluidos producidos:

$$G.E._{Mezcla} = \frac{Masa_total_de_fluidos}{5.615 * 62.4 * bfpd}$$

$$= \frac{(bopd * G.E._o + bwpd * G.E._w) * 62.4 * 5.615 + RGP_tuberia * bopd * G.E._g * 0.0752}{5.615 * 62.4 * bfpd}$$

$$= \frac{(350 * 0.85 + 650 * 1.08) * 62.4 * 5.615 + 206 * 350 * 0.65 * 0.0752}{5.615 * 62.4 * 1100}$$

$$G.E._{Mezcla} = \frac{353700[lbs / dia]}{5.615 * 62.4 * 1100} = 0.918$$

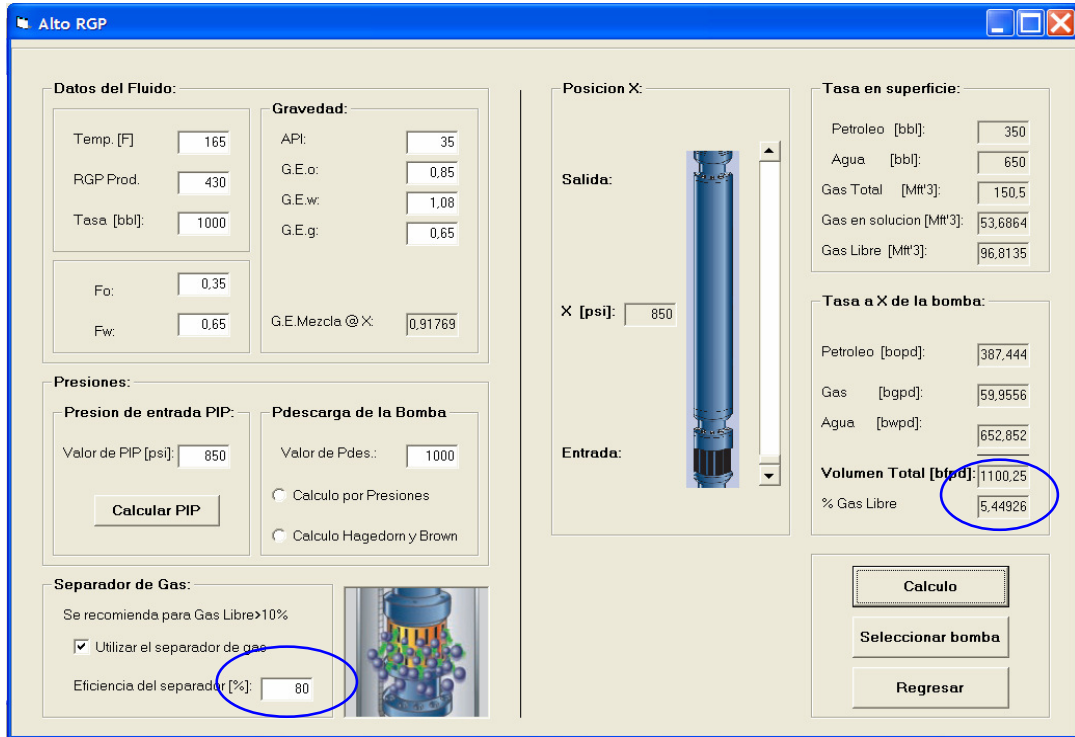


Fig. 4.17 Resultado obtenido por la herramienta al diseñar con altos RGP con separador de gas.

4.3.4 Validación de los factores de corrección por viscosidad:

A continuación se presentan 4 casos en los cuales se comparan resultados obtenidos de manera tanto grafica como por la herramienta **BEST 1.0**:

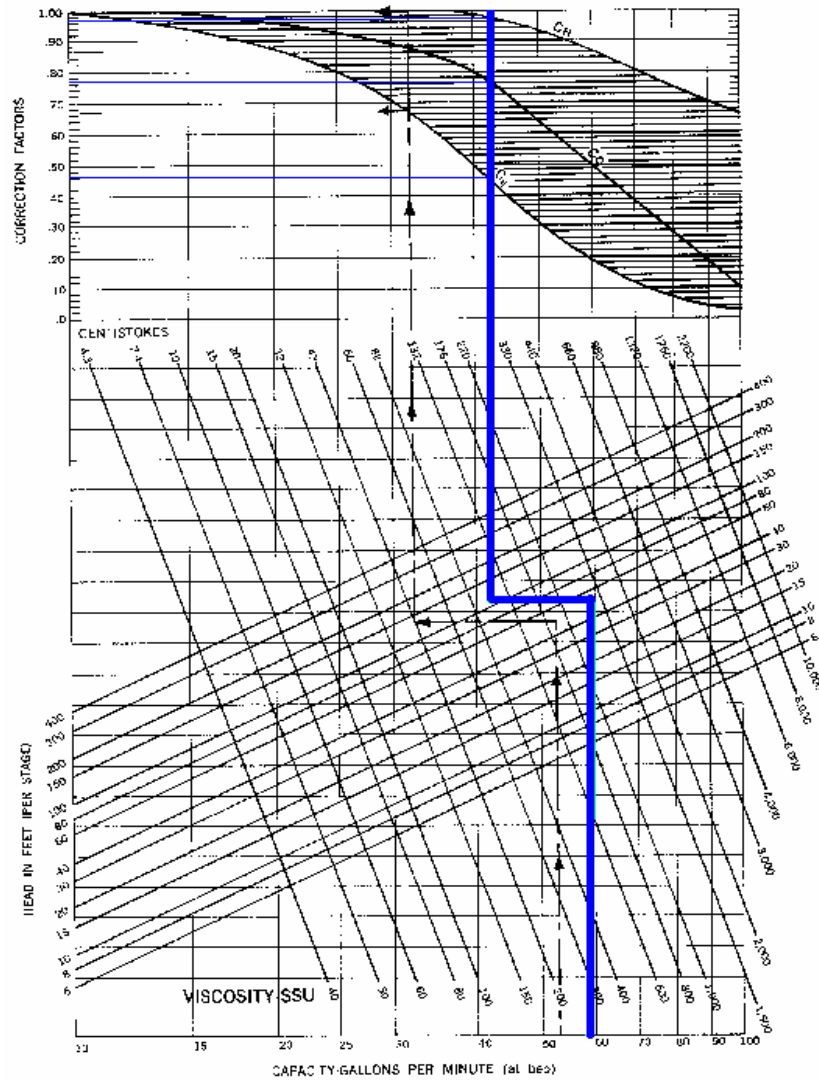
CASO I: Tasa menor a 100 GPM

Producción deseada: 2000 bpd = 58.3 GPM

Viscosidad: 500 SSU = 110 centistokes

H_PrimerEtapa=54,28

1. Se obtienen gráficamente los factores de corrección de viscosidad de la curva del American Hydraulics Institute:



4.18 Factores obtenidos gráficamente para la corrección por Viscosidad (Caso D).

$C_e = 0.46$
 $C_q = 0.77$
 $C_h = 0.97$

2. Resultado de la herramienta BEST 1.0:

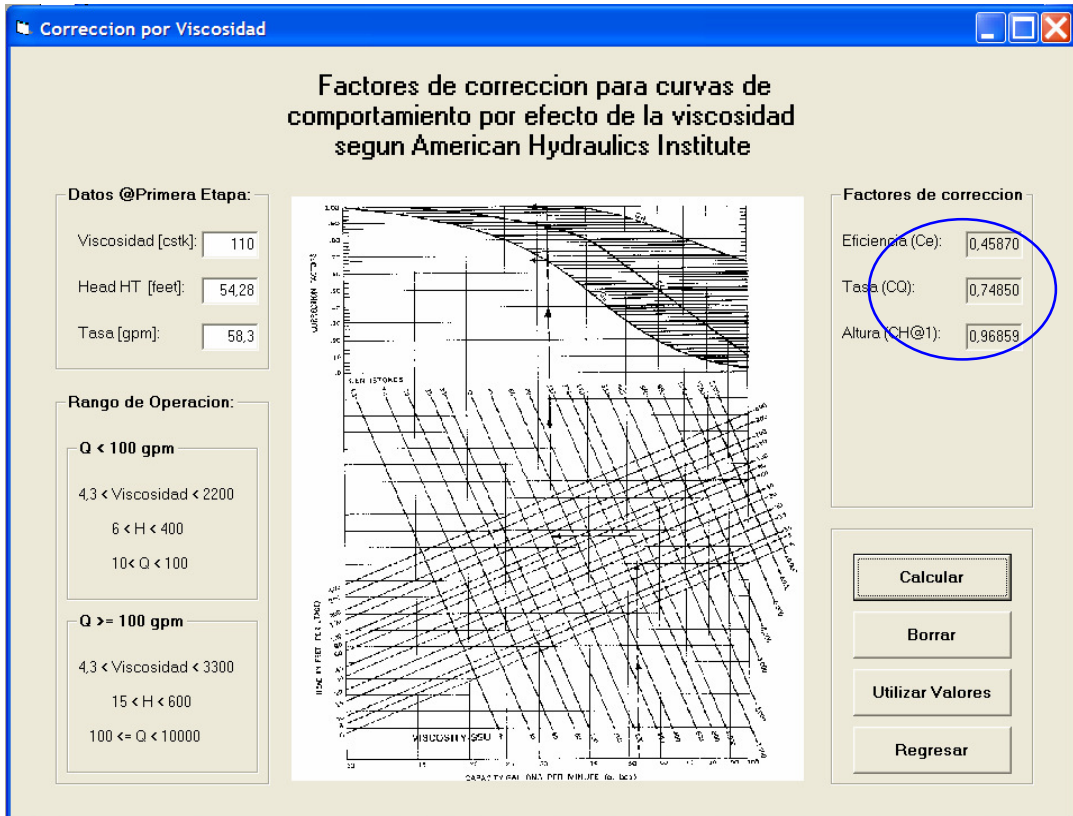


Fig. 4.19 Factores de corrección por viscosidad obtenidos por la herramienta BEST 1.0 (Caso I)

CASO II: Tasa menor a 100 GPM

Producción deseada: 1500 bpd. = 43.7 GPM

Viscosidad: 500 SSU = 110 centistokes

H_PrimerEtapa=38,53

1. Se obtienen gráficamente los factores de corrección de viscosidad de la curva del American Hydraulics Institute:

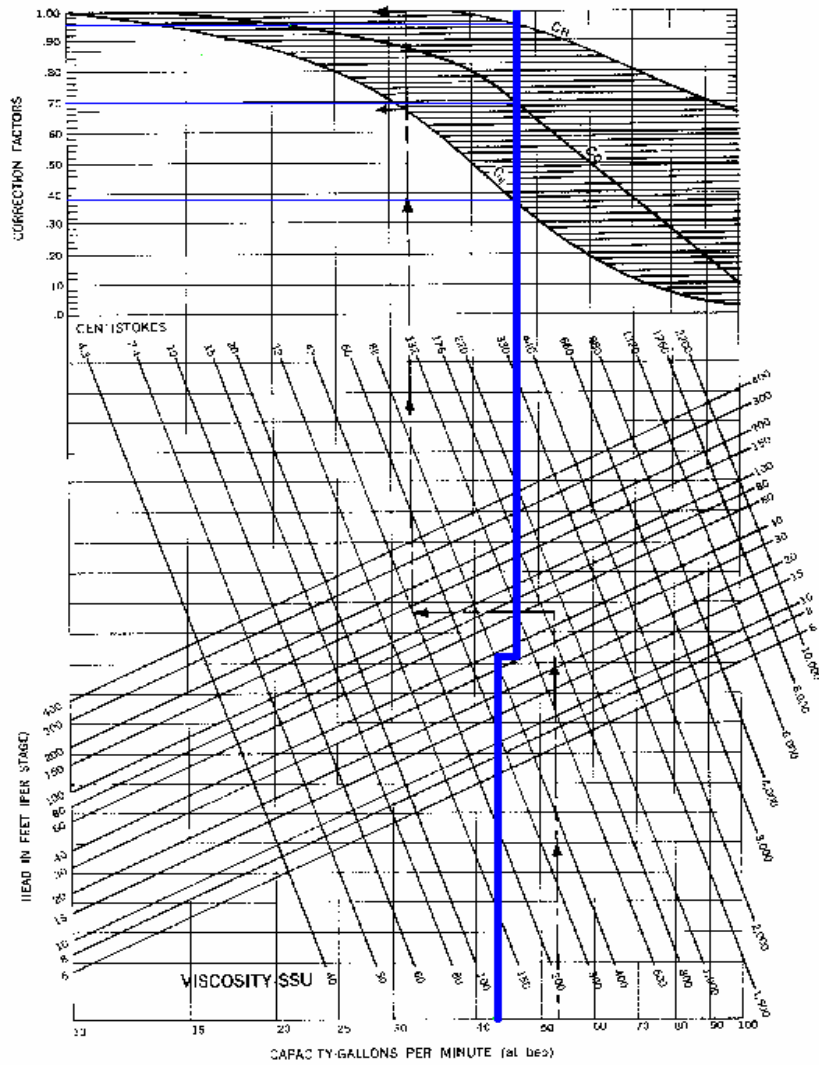


Fig.4.20 Factores obtenidos gráficamente para la corrección por Viscosidad (Caso II).

$C_e = 0.38$
 $C_q = 0.70$
 $C_h = 0.95$

2. Resultado de la herramienta BEST 1.0:

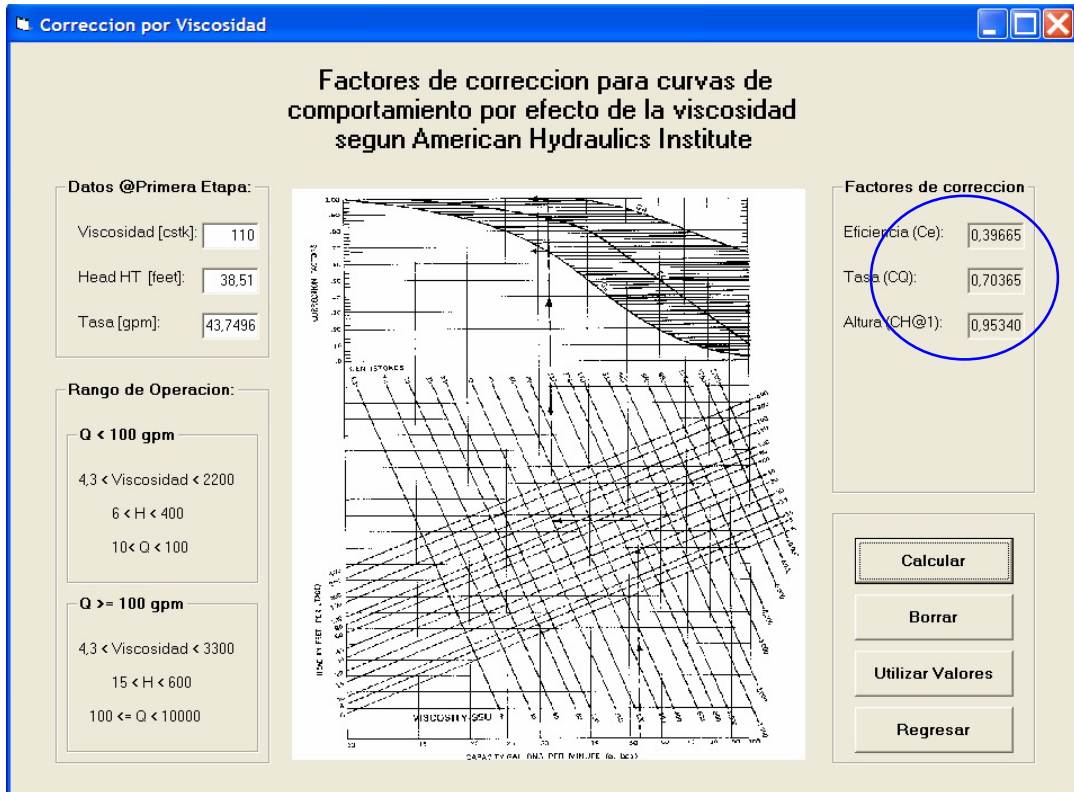


Fig. 4.21 Factores de corrección por viscosidad obtenidos por la herramienta BEST 1.0 (Caso II)

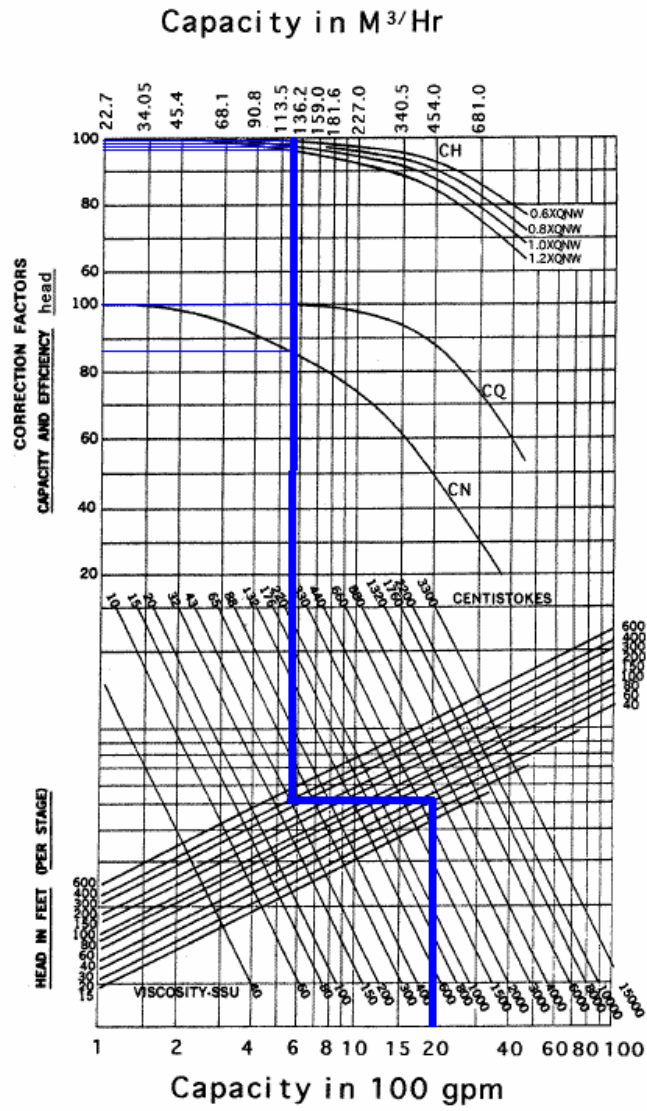
CASO III: Tasa mayor a 100 GPM

Producción deseada: 2000 GPM

Viscosidad: 200 SSU = 43 centistokes

H_PrimerEtapa=40

1. Se obtienen gráficamente los factores de corrección de viscosidad de la curva del American Hydraulics Institute:



4.22 Factores obtenidos gráficamente para la corrección por Viscosidad (Caso III).

- Ce = 0.87
- Cq = 1
- Ch1.2 = 0.96
- Ch1 = 0.97
- Ch0.8 = 0.98
- Ch0.6 = 0.99

2. Resultado de la herramienta BEST 1.0:

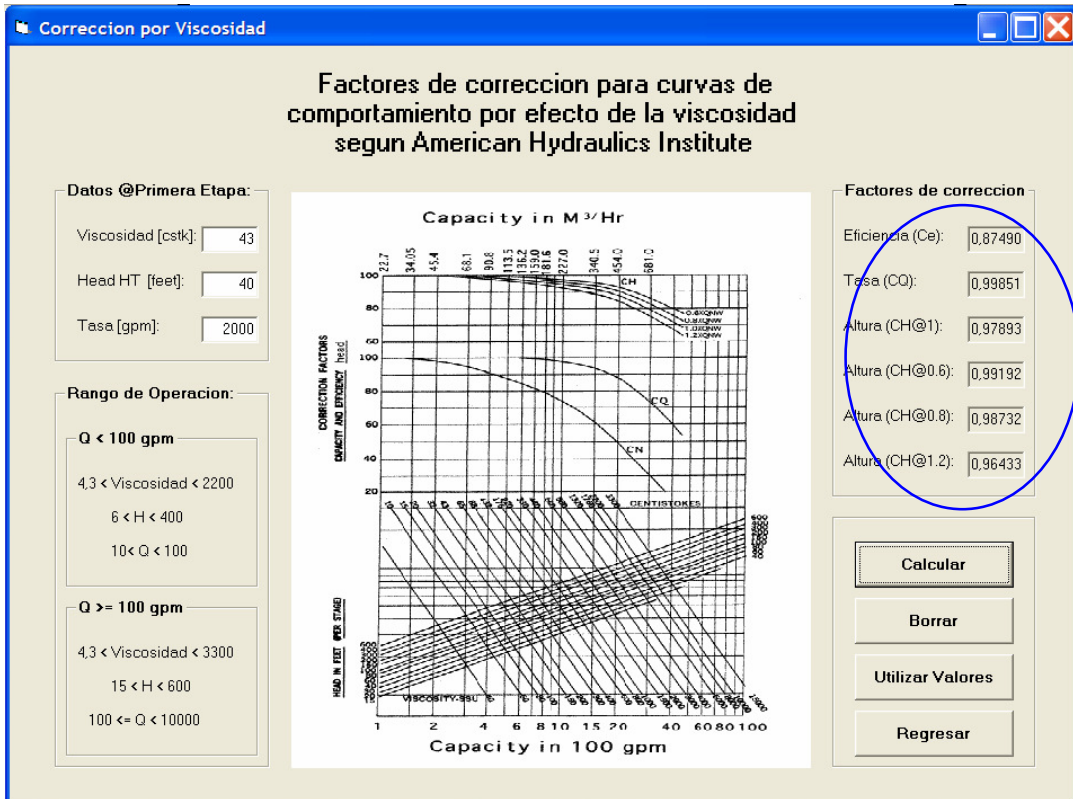


Fig. 4.23 Factores de corrección por viscosidad obtenidos por la herramienta BEST 1.0 (Caso III)

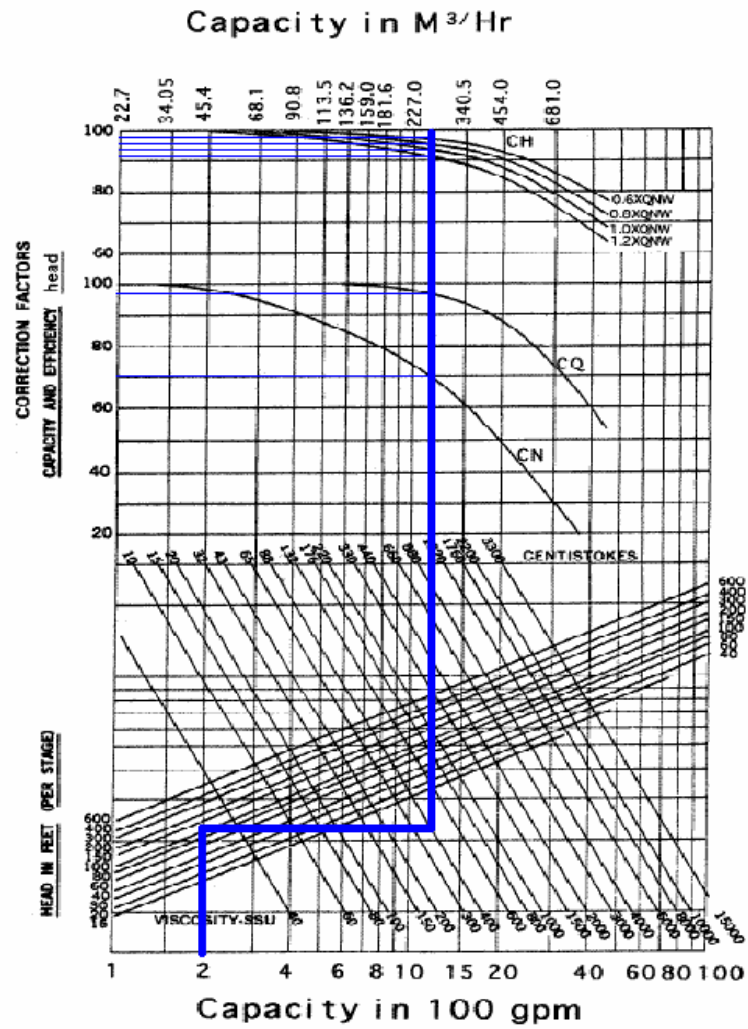
CASO IV: Tasa mayor a 100 GPM

Producción deseada: 200 GPM

Viscosidad: 400 SSU = 88 centistokes

H_PrimerEtapa=60

1. Se obtienen gráficamente los factores de corrección de viscosidad de la curva del American Hydraulics Institute:



4.24 Factores obtenidos gráficamente para la corrección por Viscosidad (Caso IV).

- Ce = 0.65
- Cq = 0.97
- Ch1.2 = 0.92
- Ch1 = 0.94
- Ch0.8 = 0.96
- Ch0.6 = 0.98

2. Resultado de la herramienta BEST 1.0:

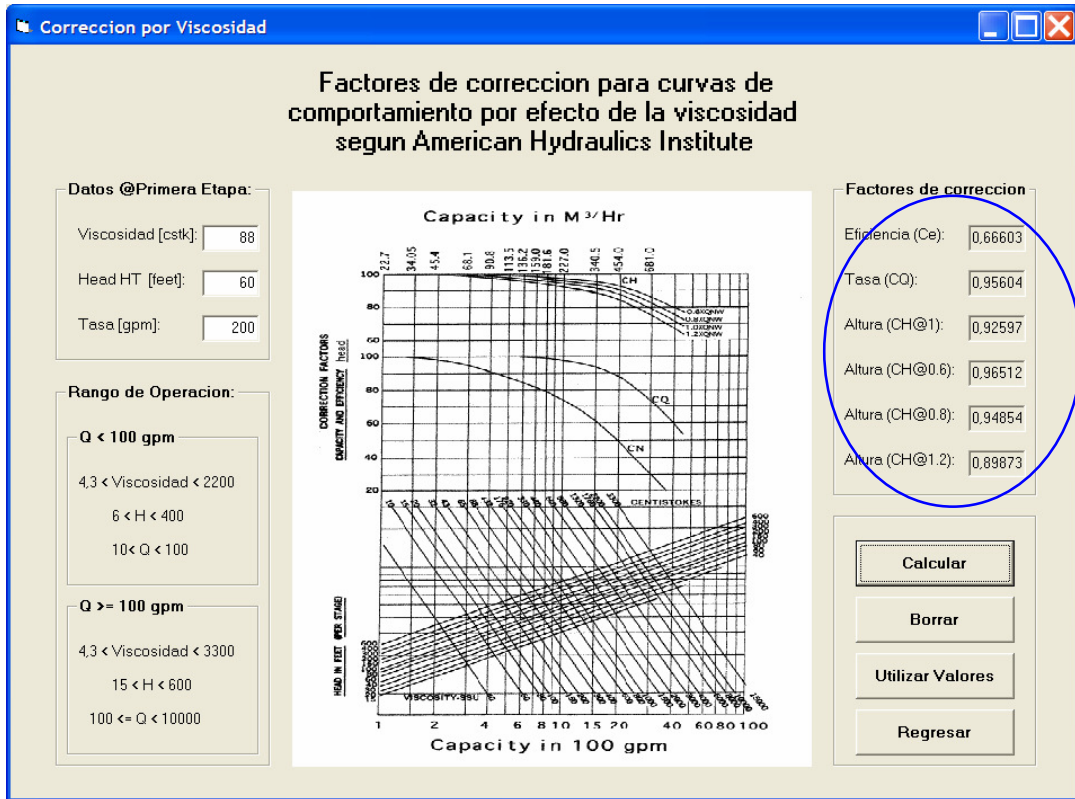


Fig. 4.25 Factores de corrección por viscosidad obtenidos por la herramienta BEST 1.0 (Caso IV)

4.3.5 Validación de la pérdida por fricción por Darcy-Weisbach:

CASO I: Flujo monofasico

Profundidad de las perforaciones: 9000ft

Tasa de agua: 20000 bpd

Tubing: 5"

Viscosidad: 1 cp

$$\rho_w = 62.4 \text{ lb/ pie}^3$$

$$\varepsilon = 0.00005 \text{ ft}$$

$$V = \frac{20000 * 5.615}{\frac{\pi}{4} \left(\frac{5}{12}\right)^2 * 86400} = 9.532 \text{ pies / seg}$$

$$N_{RE} = \frac{1488 \cdot \rho_L \cdot d \cdot v}{\mu_L} =$$

$$N_{RE} = \frac{1488 * 62.4 * 9.5323 * 5/12}{1} = 3.688 * 10^5 > 2000 \text{ Flujo turbulento}$$

f se calcula con la ecuación de Jain presentada a continuación:

$$f = \left\{ 1.14 - 2 \cdot \log \left(\frac{\epsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{re}^{0.9}} \right) \right\}^{-2}$$

$$f = \left\{ 1.14 - 2 \log \left(\frac{0.00005}{5/12} + \frac{21.25}{368785^{0.9}} \right) \right\}^{-2} = 1.52 * 10^{-2}$$

$$H_f = \frac{fL}{d} \frac{V^2}{2g} = \frac{1.52 * 10^{-2} * 9000 * 9.532^2}{\frac{5}{12} * 2 * 32.174} = 463.58 \text{ ft}$$

4.3.6 Validación de la operación de las bombas:

Para la validar la base de datos de la herramienta computacional BEST 1.0 se utilizaron 10 figuras con el comportamiento de bombas. Para cada figura se tomaron los valores de altura (H_Graf), eficiencia (Efic.Graf) y HP (HP_Graf) para distintas tasas de operación (Q) y luego estos valores se compararon con los obtenidos por la herramienta (H_BD, Efic.BD, HP_BD).

Marca	Modelo										
Centrilift	B11W	Q [bbl/d]	H_Graf [ft]	H_BD [ft]	Error H	Efic.Graf [%]	Efic.BD [%]	Error Efic.	[HP]Graf	[HP]_BD	Error HP
		180	28	27,77	0,84	34	30,51	10,27	0,11	0,12	9,86
		244	26,5	26,00	1,89	41,5	35,68	14,02	0,12	0,13	9,32
		308	24,5	23,29	4,93	46,5	39,21	15,68	0,12	0,14	12,57
		372	20,75	19,65	5,29	49	40,70	16,94	0,12	0,13	10,45
		436	16,5	15,12	8,37	46	38,57	16,16	0,11	0,13	12,24
		500	11,25	9,70	13,79	38	30,07	20,88	0,11	0,12	10,68

Marca	Modelo										
Centrilift	D-225B	Q [bbl/d]	H_Graf [ft]	H_BD [ft]	Error H	Efic.Graf [%]	Efic.BD [%]	Error Efic.	[HP]Graf	[HP]_BD	Error HP
		4800	31	30,77	0,73	60	53,78	10,38	1,90	2,03	6,73
		5980	29	28,87	0,44	64	57,99	9,39	2,05	2,20	7,47
		7160	27	27,14	0,53	66	61,94	6,15	2,20	2,32	5,33
		8340	24,5	24,76	1,07	66,25	64,76	2,25	2,15	2,36	9,55
		9520	19,5	20,42	4,69	62	63,23	1,98	2,15	2,27	5,65
		10700	11,5	12,30	6,98	45	48,66	8,13	1,85	2,00	7,96

Marca	Modelo										
Centrilift	E-127	Q [bbl/d]	H_Graf [ft]	H_BD [ft]	Error H	Efic.Graf [%]	Efic.BD [%]	Error Efic.	[HP]Graf	[HP]_BD	Error HP
		2550	46	46,51	1,12	64	65,53	2,38	1,40	1,34	4,49
		3180	42,5	43,15	1,53	68	70,63	3,87	1,50	1,43	4,43
		3810	38,5	38,93	1,10	70	72,78	3,97	1,55	1,51	2,59
		4440	33	33,73	2,22	70	72,26	3,23	1,60	1,53	4,38
		5070	27	27,54	1,99	64	68,65	7,26	1,55	1,51	2,84
		5700	20	20,34	1,69	56	60,33	7,74	1,48	1,42	3,90

Marca	Modelo								
Centrilift	G-48								
Q [bbl/d]	H_Graf [ft]	H_BD [ft]	Error H	Efic.Graf [%]	Efic.BD [%]	Error Efic.	[HP]Graf	[HP]_BD	Error HP
1050	26,5	26,05	1,68	56	54,56	2,58	0,36	0,37	2,73
1270	24,75	24,28	1,91	61	59,11	3,10	0,38	0,38	1,20
1490	22,5	21,80	3,12	63	61,10	3,02	0,39	0,39	0,65
1700	19,75	18,66	5,52	64	59,85	6,49	0,39	0,39	0,96
1930	16	14,88	6,99	61	54,36	10,89	0,39	0,39	0,09
2150	11,75	10,41	11,41	52	43,10	17,13	0,38	0,38	0,89

Marca	Modelo								
Centrilift	H-27								
Q [bbl/d]	H_Graf [ft]	H_BD [ft]	Error H	Efic.Graf [%]	Efic.BD [%]	Error Efic.	[HP]Graf	[HP]_BD	Error HP
650	26,5	26,81	1,16	57	56,91	0,15	0,22	0,23	2,77
740	25	25,51	2,05	60	60,91	1,52	0,22	0,23	3,07
830	23,5	23,70	0,85	62	63,54	2,49	0,22	0,23	2,76
920	20,75	21,25	2,40	62	64,06	3,32	0,22	0,22	2,23
1010	17,5	18,07	3,25	59	61,43	4,12	0,22	0,22	0,22
1100	13,5	14,11	4,51	52	54,35	4,52	0,21	0,21	0,48

Marca	Modelo								
Centrilift	I-42B								
Q [bbl/d]	H_Graf [ft]	H_BD [ft]	Error H	Efic.Graf [%]	Efic.BD [%]	Error Efic.	[HP]Graf	[HP]_BD	Error HP
1000	48	48,26	0,54	56	56,45	0,81	0,62	0,63	1,97
1205	45	45,12	0,26	60	60,11	0,19	0,67	0,67	0,15
1410	41	41,17	0,43	62	62,01	0,01	0,69	0,69	0,29
1615	36,5	36,39	0,29	62	61,92	0,13	0,69	0,70	1,62
1820	31	30,52	1,54	60	59,02	1,63	0,68	0,69	2,09
2025	23,5	22,98	2,21	53	51,24	3,33	0,63	0,67	6,56

Marca	Modelo								
Centrilift	K70								
Q [bbl/d]	H_Graf [ft]	H_BD [ft]	Error H	Efic.Graf [%]	Efic.BD [%]	Error Efic.	[HP]Graf	[HP]_BD	Error HP
1650	44,5	45,44	2,11	60	53,77	10,38	0,89	1,03	15,60
2050	41	42,67	4,06	66	60,73	7,98	0,92	1,06	15,48
2450	37,5	39,26	4,68	70	64,99	7,16	0,94	1,09	16,08
2850	32,5	34,86	7,28	71	66,17	6,80	0,94	1,11	17,78
3250	26	29,17	12,20	69	63,50	7,97	0,93	1,10	18,37
3650	19	21,96	15,57	61	55,49	9,04	0,89	1,07	19,73

Marca	Modelo										
Centrilift	KA-100	Q [bbl/d]	H_Graf [ft]	H_BD [ft]	Error H	Efic.Graf [%]	Efic.BD [%]	Error Efic.	[HP]Graf	[HP]_BD	Error HP
		2000	59	50,37	14,63	64	61,26	4,28	1,15	1,22	5,76
		2520	47,5	48,19	1,46	70	66,99	4,30	1,35	1,34	0,49
		3040	44	45,10	2,51	71	70,44	0,79	1,45	1,43	1,10
		3560	39,5	40,54	2,64	70	70,75	1,08	1,50	1,51	0,45
		4080	33,5	34,11	1,81	67	66,66	0,51	1,50	1,54	2,87
		4600	24	25,64	6,84	56	56,74	1,32	1,50	1,54	2,46

Marca	Modelo										
Centrilift	M-34	Q [bbl/d]	H_Graf [ft]	H_BD [ft]	Error H	Efic.Graf [%]	Efic.BD [%]	Error Efic.	[HP]Graf	[HP]_BD	Error HP
		840	26,75	26,68	0,27	61	56,70	7,04	0,28	0,29	4,24
		972	25	25,15	0,60	65	60,53	6,88	0,29	0,30	2,81
		1104	23	22,93	0,32	66	62,94	4,63	0,29	0,30	2,28
		1236	19,5	19,89	2,00	65	62,94	3,16	0,27	0,29	6,91
		1368	15,5	16,00	3,20	62	58,76	5,22	0,25	0,28	10,17

Marca	Modelo										
Centrilift	N-80	Q [bbl/d]	H_Graf [ft]	H_BD [ft]	Error H	Efic.Graf [%]	Efic.BD [%]	Error Efic.	[HP]Graf	[HP]_BD	Error HP
		1600	25	25,18	0,73	55	57,73	4,96	0,55	0,51	6,38
		2010	22,5	22,75	1,10	61	62,56	2,56	0,58	0,54	6,38
		2420	19,75	19,95	1,03	64	64,33	0,52	0,60	0,55	7,68
		2830	17,25	17,10	0,89	64	63,71	0,45	0,60	0,56	6,58
		3240	14,5	14,19	2,11	61	60,57	0,70	0,60	0,56	6,58
		3650	11,5	10,75	6,50	51	52,40	2,74	0,58	0,55	4,35

Tabla 4.1 Validación de la base de datos de la herramienta **BEST 1.0**

	Altura H	Eficiencia	HP
Error %Prom Abs.	3,42	5,51	5,77
Desv. Estándar	3,71	4,86	5,04

Tabla 4.2 Error promedio absoluto y desviación estándar de la base de datos.

4.3.7 Validación de las reglas de afinidad:

Para validar las reglas de afinidad se verifico la tabla de comportamiento de la bomba REDA D950 para una condición base tanto por una herramienta comercial como por la herramienta **BEST 1.0**. Luego se modificaron la frecuencia y las etapas y se compararon los resultados obtenidos por las herramientas computacionales.

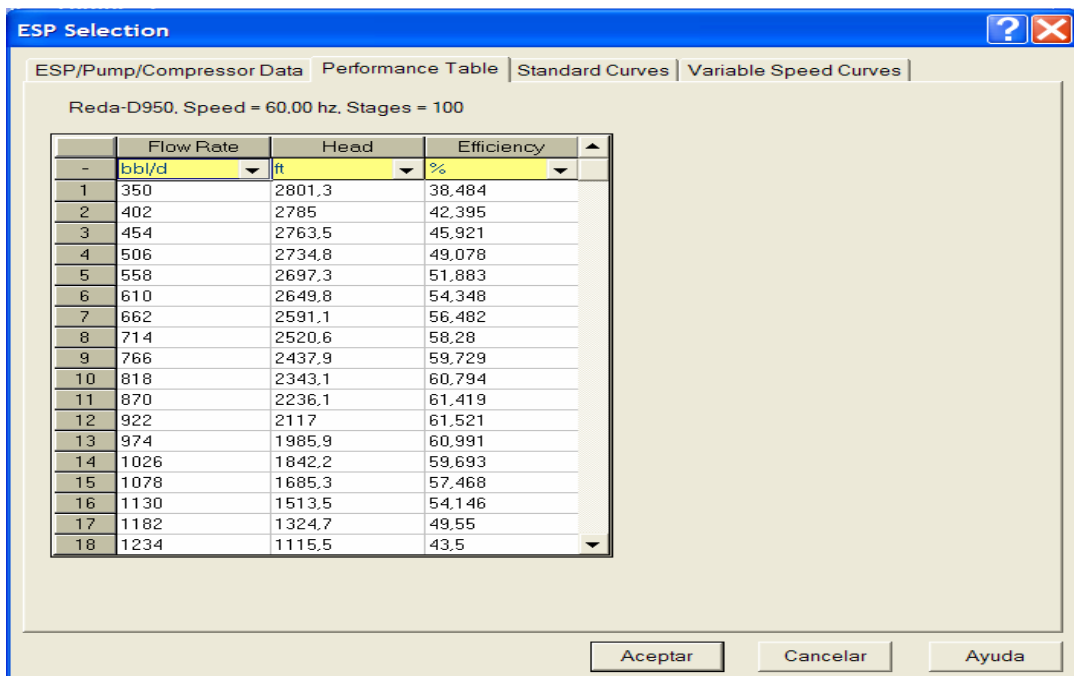
CASO BASE:

Frecuencia = 60[Hz]

Etapas = 100

Bomba = REDA D950

Resultado de la herramienta comercial:



ESP Selection

ESP/Pump/Compressor Data | Performance Table | Standard Curves | Variable Speed Curves

Reda-D950. Speed = 60.00 hz. Stages = 100

	Flow Rate	Head	Efficiency
-	bbl/d	ft	%
1	350	2801,3	38,484
2	402	2785	42,395
3	454	2763,5	45,921
4	506	2734,8	49,078
5	558	2697,3	51,883
6	610	2649,8	54,348
7	662	2591,1	56,482
8	714	2520,6	58,28
9	766	2437,9	59,729
10	818	2343,1	60,794
11	870	2236,1	61,419
12	922	2117	61,521
13	974	1985,9	60,991
14	1026	1842,2	59,693
15	1078	1685,3	57,468
16	1130	1513,5	54,146
17	1182	1324,7	49,55
18	1234	1115,5	43,5

Aceptar Cancelar Ayuda

Fig. 4.26 Aplicación de las reglas de afinidad por una herramienta comercial (Caso Base)

Resultado de la herramienta BEST 1.0:

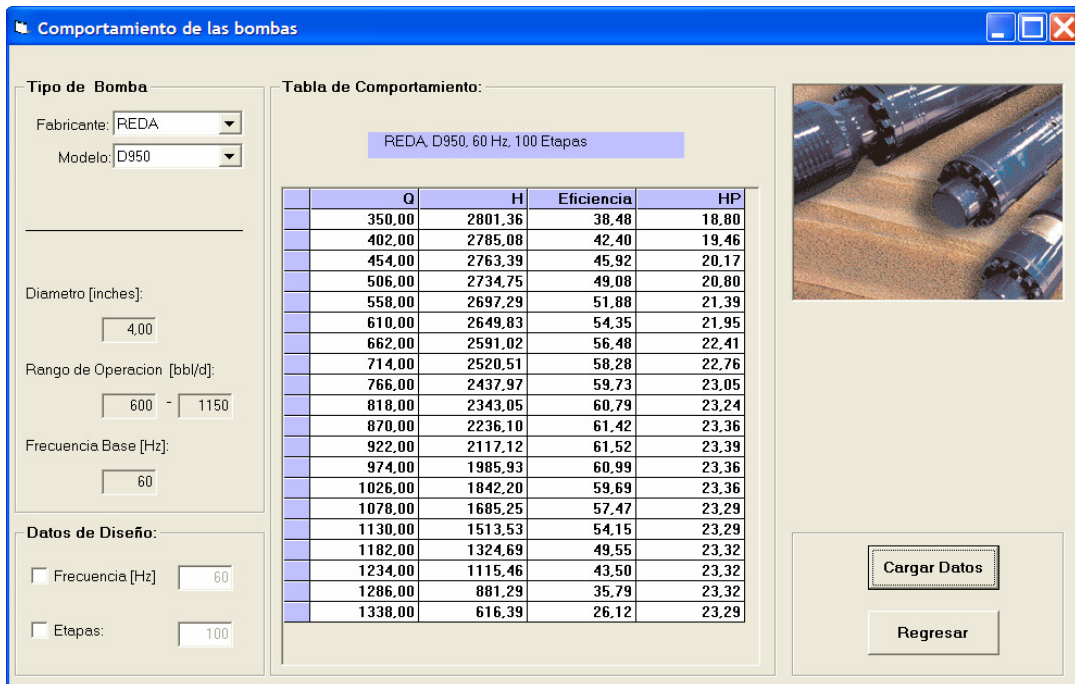


Fig. 4.27 Aplicación de las reglas de afinidad por BEST 1.0 (Caso Base)

CASO I:

Frecuencia = 80[Hz]

Etapas = 100

Bomba = REDA D950

Resultado de la herramienta comercial:

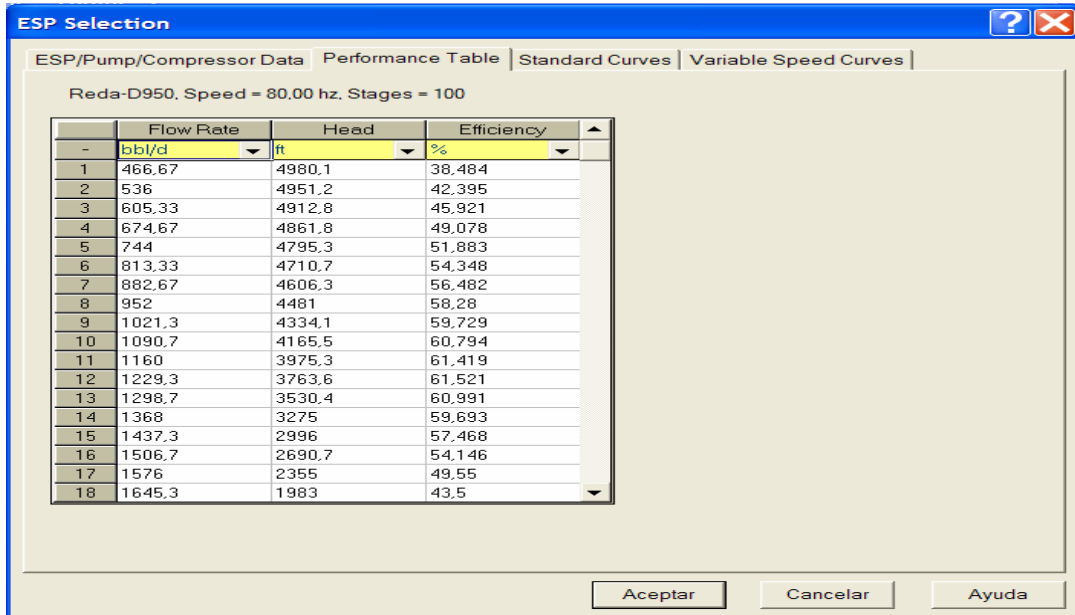


Fig. 4.28 Aplicación de las reglas de afinidad por una herramienta comercial (Caso I)

Resultado de la herramienta BEST 1.0:

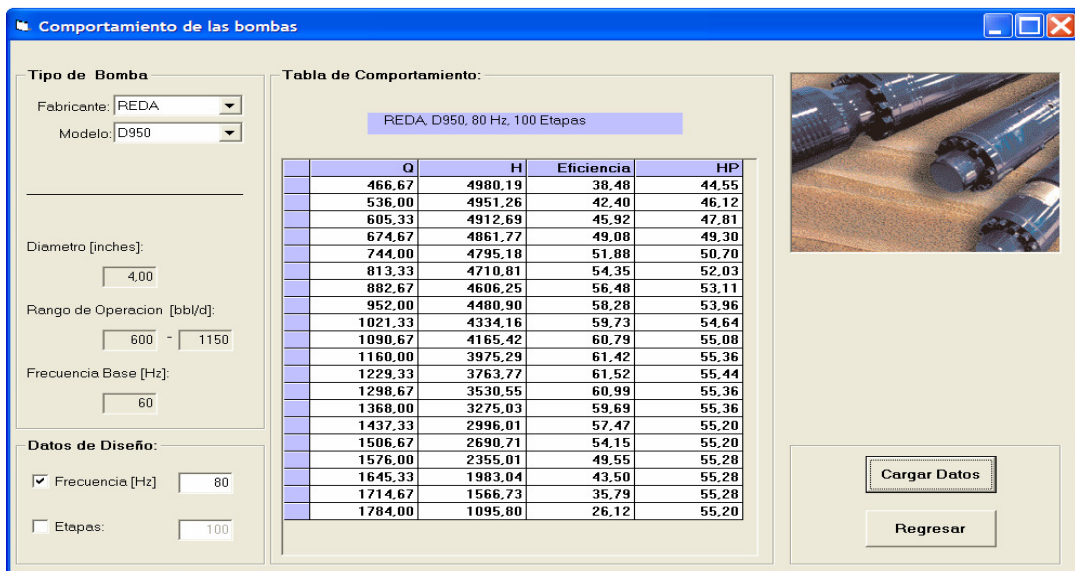


Fig. 4.29 Aplicación de las reglas de afinidad por BEST 1.0 (Caso I)

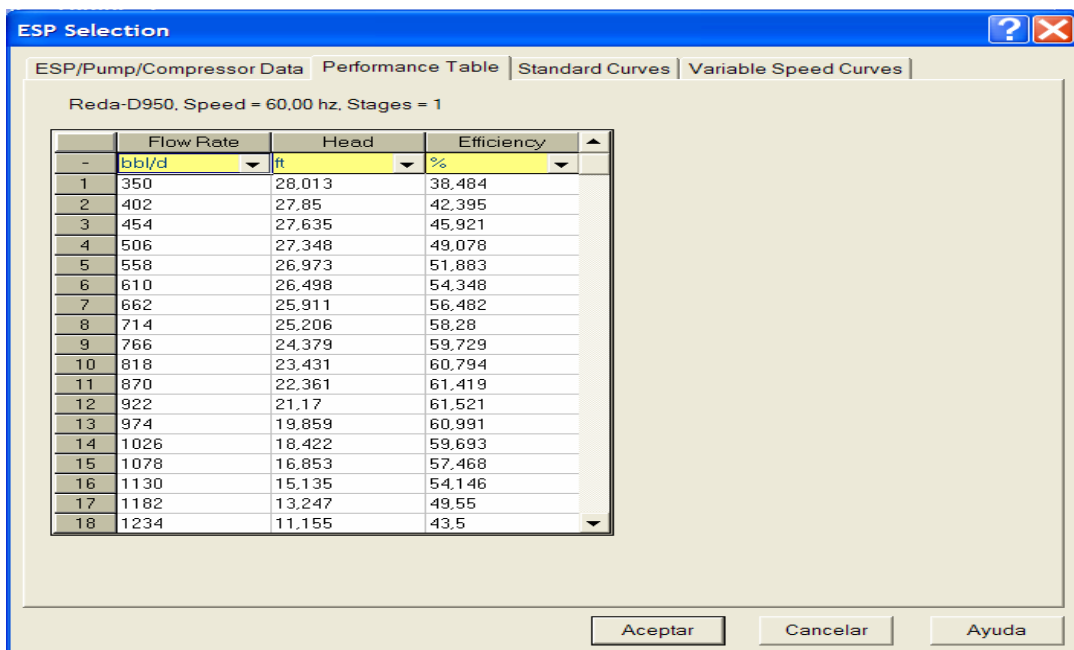
CASO II:

Frecuencia = 60[Hz]

Etapas = 1

Bomba = REDA D950

Resultado de la herramienta comercial:



ESP Selection

ESP/Pump/Compressor Data | Performance Table | Standard Curves | Variable Speed Curves

Reda-D950, Speed = 60,00 hz, Stages = 1

	Flow Rate	Head	Efficiency
-	bb/d	ft	%
1	350	28,013	38,484
2	402	27,85	42,395
3	454	27,635	45,921
4	506	27,348	49,078
5	558	26,973	51,883
6	610	26,498	54,348
7	662	25,911	56,482
8	714	25,206	58,28
9	766	24,379	59,729
10	818	23,431	60,794
11	870	22,361	61,419
12	922	21,17	61,521
13	974	19,859	60,991
14	1026	18,422	59,693
15	1078	16,853	57,468
16	1130	15,135	54,146
17	1182	13,247	49,55
18	1234	11,155	43,5

Acceptar Cancelar Ayuda

Fig. 4.30 Aplicación de las reglas de afinidad por una herramienta comercial (Caso II)

Resultado de la herramienta BEST 1.0:

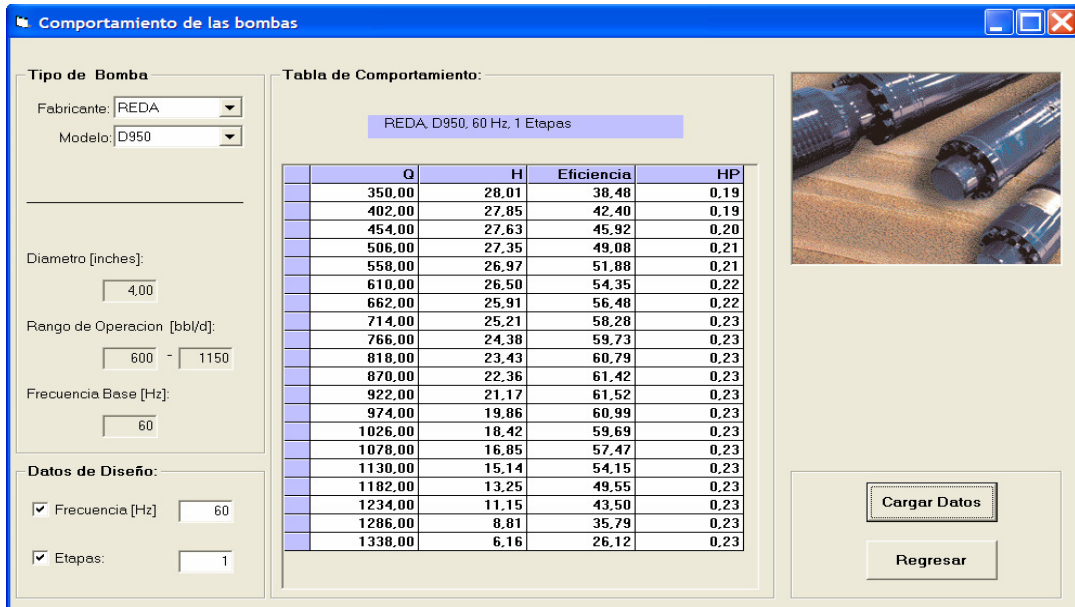


Fig. 4.31 Aplicación de las reglas de afinidad por BEST 1.0 (Caso II)

4.3.8 Validación de la Selección de las bombas:

CASO I:

Tasa de Producción: 2000 bbl/d.

ID Casing: 5 ½ in.

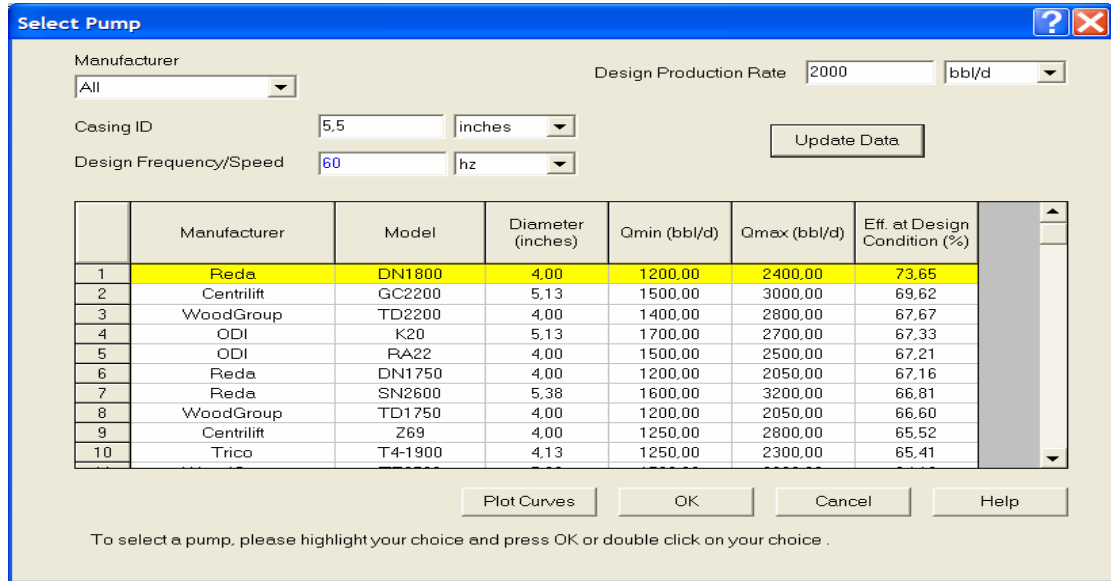


Fig. 4.32 Selección de la bomba con la herramienta comercial (Caso I).

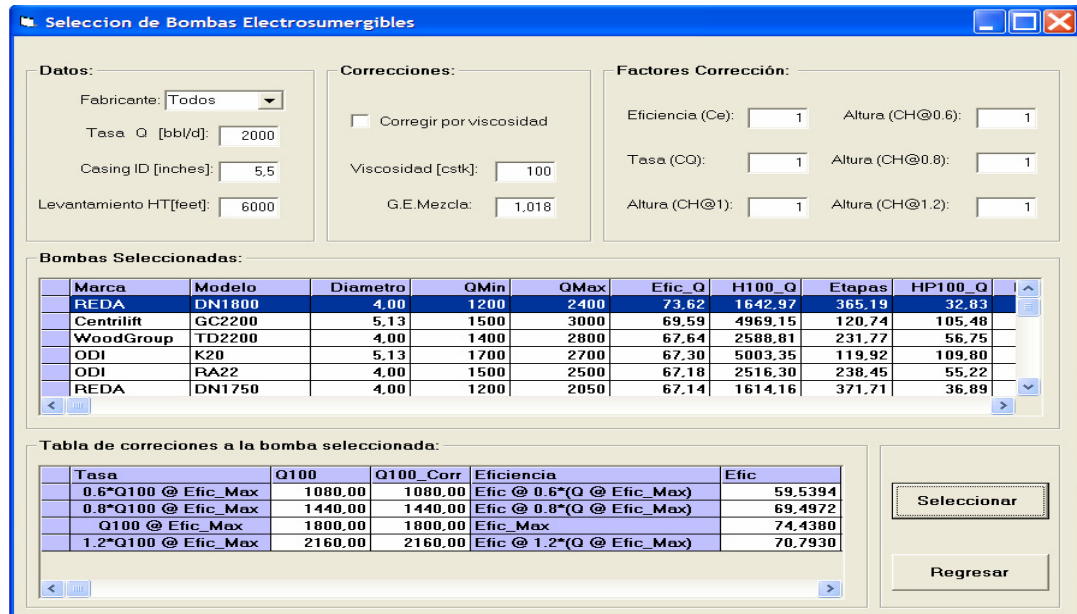


Fig. 4.33 Selección de la bomba con la herramienta BEST 1.0 (Caso I).

CASO II:

Tasa de Producción: 5000 bbl/d.

ID Casing: 5 ½ in.

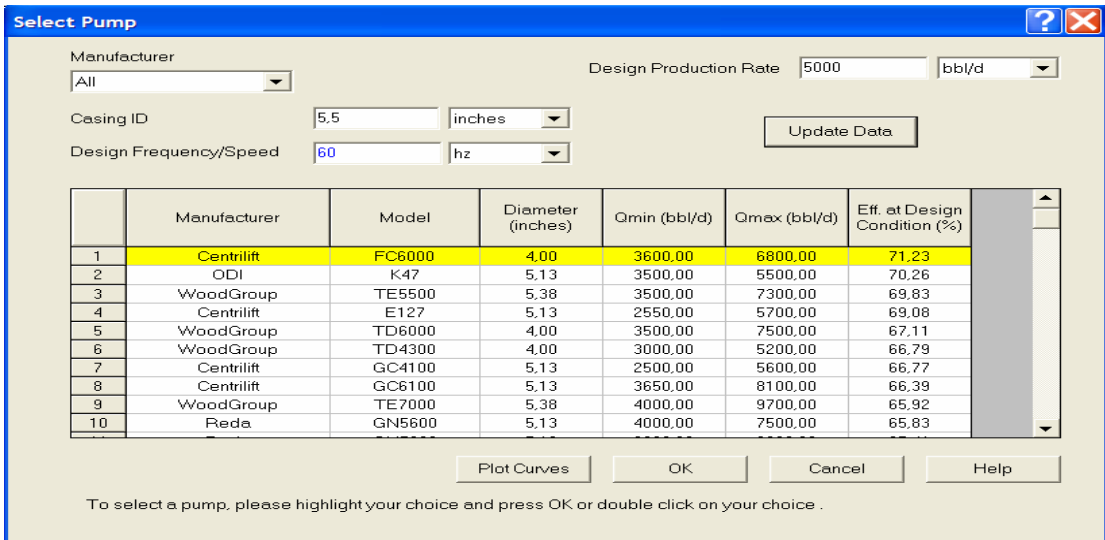


Fig. 4.34 Selección de la bomba con la herramienta comercial (Caso II).

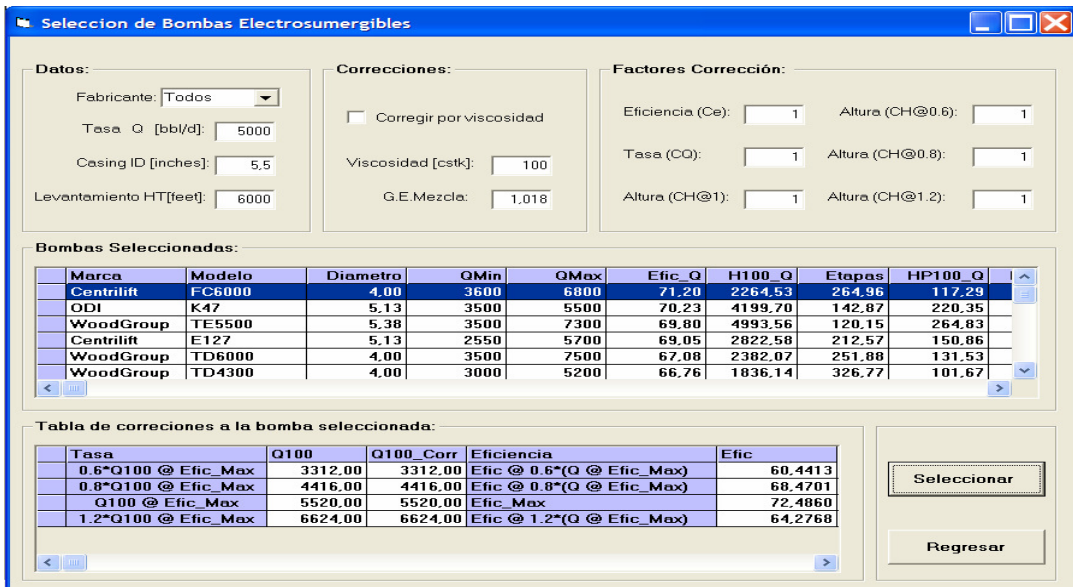


Fig. 4.35 Selección de la bomba con la herramienta BEST 1.0 (Caso II).

CASO III:

Tasa de Producción: 10000 bbl/d.

ID Casing: 7 in.

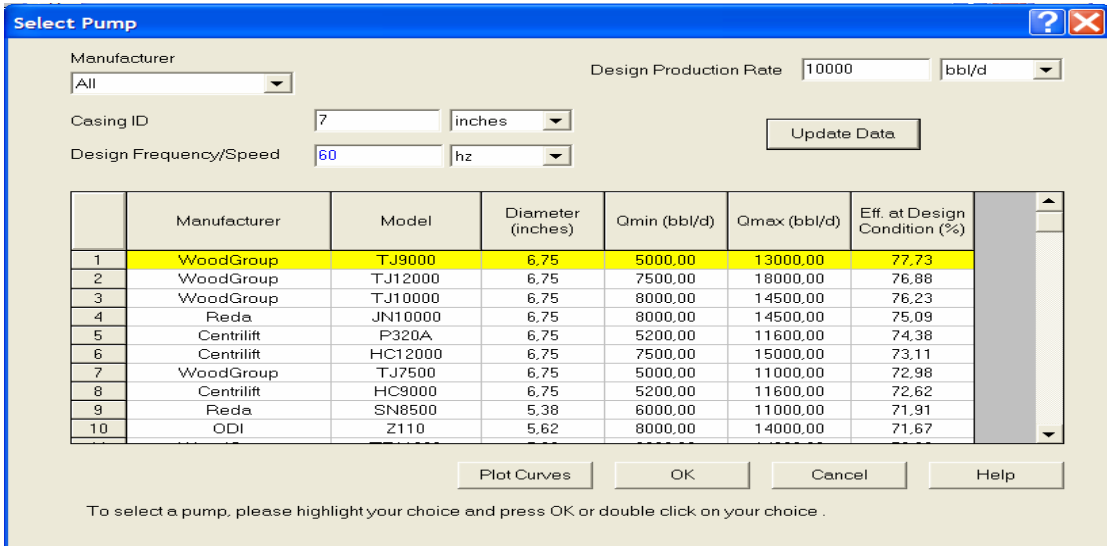


Fig. 4.36 Selección de la bomba con la herramienta comercial (Caso III).

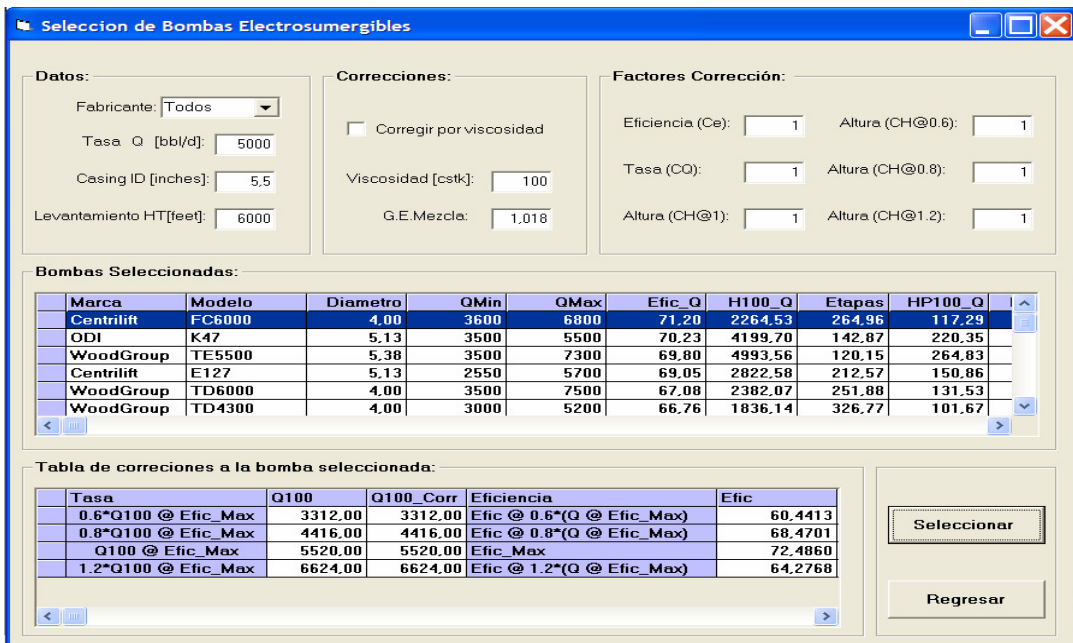


Fig. 4.37 Selección de la bomba con la herramienta BEST 1.0 (Caso III).

CASO IV:

Tasa de Producción: 800 bbl/d.

ID Casing: 7 in.

	Manufacturer	Model	Diameter (inches)	Qmin (bbl/d)	Qmax (bbl/d)	Eff. at Design Condition (%)
2	ODI	R9	4.00	700.00	1100.00	64.64
3	WoodGroup	TD800	4.00	540.00	1020.00	63.55
4	Centrilift	H27	4.00	650.00	1100.00	62.69
5	Centrilift	FC925	4.00	650.00	1100.00	62.09
6	ODI	RA7	4.00	580.00	980.00	60.45
7	Reda	D950	4.00	600.00	1150.00	60.45
8	WoodGroup	TD850	4.00	550.00	1020.00	60.15
9	Reda	DN1000	4.00	600.00	1250.00	58.00
10	Reda	DN800	4.00	450.00	960.00	57.91
11	Reda	DN800D	4.00	450.00	960.00	57.91

Fig. 4.38 Selección de la bomba con la herramienta comercial (Caso IV).

Marca	Modelo	Diametro	QMin	QMax	Efic_Q	H100_Q	Etapas	HP100_Q
ODI	R9	4.00	700	1100	64.61	3117.30	192.47	28.49
WoodGroup	TD800	4.00	540	1020	63.52	2999.32	200.05	28.10
Centrilift	H27	4.00	650	1100	62.67	2430.45	246.87	22.84
Centrilift	FC925	4.00	650	1100	62.06	2739.04	219.05	26.02
ODI	RA7	4.00	580	980	60.43	2701.00	222.14	26.39
REDA	D950	4.00	600	1150	60.43	2375.91	252.54	23.17

Tasa	Q100	Q100_Corr	Eficiencia	Efic
0.6*Q100 @ Efic_Max	564.00	564.00	Efic @ 0.6*(Q @ Efic_Max)	55.2277
0.8*Q100 @ Efic_Max	752.00	752.00	Efic @ 0.8*(Q @ Efic_Max)	63.3737
Q100 @ Efic_Max	940.00	940.00	Efic_Max	66.4620
1.2*Q100 @ Efic_Max	1128.00	1128.00	Efic @ 1.2*(Q @ Efic_Max)	63.6546

Fig. 4.39 Selección de la bomba con la herramienta BEST 1.0 (Caso IV).

CONCLUSIONES

Gracias a la validación efectuada tanto con ejercicios propuestos y resueltos como con una herramienta comercial a los distintos módulos de la herramienta **BEST 1.0** se puede decir que los resultados de esta herramienta son confiables, lo que permitirá a la comunidad estudiantil o a cualquier otra persona involucrada en el área de producción de petróleo con fines académicos.

Entre las principales características de esta herramienta esta su fácil accesibilidad a las distintas pantallas del programa con botones debidamente identificados, imágenes en las pantallas referentes a las correlaciones utilizadas por la herramienta, cuenta con una base de datos de 167 bombas comerciales de las más reconocidas empresas que trabajan en este tipo de levantamiento artificial.

Entre sus debilidades esta la falta de un modulo de optimización, que incluya las ecuaciones de afluencia y la falta de un modulo de selección de cable, ya que este es uno de los componentes mas costosos de este tipo de sistemas.

Por ultimo la herramienta computacional **BEST 1.0**:

- Calcula el asentamiento de la bomba, el nivel de líquido y de la altura total a vencer por una bomba electrosumergible en pozos de petróleo.
- Calcula las pérdidas por fricción producidas por el agua o por flujos multifasicos en la tubería vertical.
- Corrige por viscosidad las curvas de comportamiento de las bombas según las condiciones de operación y el tipo de crudo.
- Permite visualizar el efecto del gas en cualquier punto de la bomba.

-
- Selecciona y dimensiona la bomba electrosumergible más adecuada en pozos de petróleo según sus condiciones de una base de datos de 167 bombas.
 - Permite al usuario visualizar el comportamiento de las bombas para distintas velocidades y para distintos número de etapas.

RECOMENDACIONES

- Incluir en esta herramienta, resultados gráficos del comportamiento de las bombas, métodos para el cálculo de índice de productividad, módulo de optimización de bombas electrosumergibles, módulo de selección de cables y un módulo de costos de energía.
- Incorporar a esta herramienta otras correlaciones de pérdida por fricción en flujos multifásicos.
- Emplear la herramienta computacional **BEST 1.0** en el desarrollo académico del estudiante en la asignatura de producción de la Escuela de Ingeniería de Petróleo.
- Unir esta herramienta a otras herramientas ya creadas por la Escuela de Ingeniería de Petróleo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Howards, B. (1992). *Manual del Ingeniero de Petróleo*. Capítulo 7. Electric Submersible Pumps.
2. Schultz, H. (1973). *Extraordinary application of electrical submersible centrifugal pumping equipment*. SPE 4723.
3. Richard, K. (1976). *Application and selection of electric submersible pumps*. SPE 5907.
4. Pérez, J. y Vega, F. (2002). *Diseño de una base de datos y software como insumo para el manual de ingeniería de producción, Fase II*. TEG, UCV, Caracas.
5. Baker Hughes Centrilift. (1997). *Handbook for Electrical Submersible Pumps Systems*. Sexta Edición.
6. Wilson, B. (1986). *Understanding the basics of electrical submersible pump performance*. SPE 14050.
7. Alhanati, F. (1994). *A simple model for the efficiency of rotary separators*. SPE 28525.
8. Cestari, F. y García, R. (2002). *Manual de Ingeniería de Producción Petrolera de la Escuela de la ingeniería de Petróleo de la UCV*. TEG, UCV, Caracas.
9. Hagedorn, A. R. y Brown, K. E. (Abril 1965). *Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits*. J. Pet. Tech. pp. 475-484.
10. Narui, A. y Kusta, A. (2005). *Elaboración de un Simulador de Producción para Pozos Verticales bajo Flujo Natural*. TEG, UCV, Caracas.
11. Brown, K. (1980). *The Technology of Artificial lift Methods*. Penwell Books, Tulsa.

-
12. Blanca, J. y Serra, R. (2006). *Diseño y desarrollo de herramienta computacional para el cálculo de análisis nodal en pozos de petróleo*. TEG, UCV, Caracas.
 13. Archer, F. (2004). *Metodología para asociar el análisis nodal en pozos a un modelo simple de yacimientos*. TEG, UCV, Caracas.
 14. Hossain, M., Sarica, C. y Zhang, H. (2005). *Assessment and development of heavy-oil viscosity correlations*. SPE 97907.
 15. Chew, J. y Connally, C. (1958). *A viscosity correlation for gas-saturated crude oils*. SPE 1092-G.
 16. Vazquez, M. y Beggs, D. (1978). *Correlation for fluid physical property prediction*. SPE 6719.
 17. Arias, F. (2006). *El proyecto de investigación, Introducción a la metodología científica*. (5ta. ed.). Editorial Episteme. Caracas.
 18. Pessoa, R. y Prado, M. (2003). *Two-phase flow performance for electrical submersible pumps stages*. SPE 81910.
 19. Beltur, R., Pessoa, R. y Prado, M. (2003). *Analisis of experimental data of ESP performance under two-phase flow conditions*. SPE 80921.
 20. Sun D. y Prado, M. (2005). *ESP model implementation and result análisis under gas/liquid flow conditions*. SPE 95620.
 21. Maggoliolo, R. (2004). *Manual de análisis nodal y flujo multifasico en tuberías*. ESP Oil Consultants.
 22. Microsoft Visual Basic 6.0. (1998). *Manual del programador*.
 23. Beggs, H. y Robinson, J. (1975). *Estimating the viscosity of crude oil*. SPE 5434.
 24. Garcia, J. y Rodríguez, I. (1998). *Aprenda Visual Basic 6.0 como si estuviera en primero*
 25. Pipe-flo. *Pump Selection method of solution*.
 26. <http://www.weatherford.com> (Visitada el 08, Septiembre de 2006).
 27. http://www.slb.com/media/services/artificial/submersible/gas_solutions.pdf (Visitada el 21, Septiembre 2006).

-
28. Romero, J. (2003). *Factibilidad técnico-económico de la implementación de completaciones dual BES como estrategia para implementar el recobro del yacimiento BDU-1 del campo Budare del Distrito San Tome*. TEG, UCV, Caracas.
 29. Llanos, A. (2001). *Análisis del bombeo electrosumergible (1998/2000) en la unidad Monagas Sur*. TEG, UCV, Caracas.
 30. Herramienta computacional PIPE SIM.

APÉNDICE

A.-FACTORES DE CORRECCIÓN POR VISCOSIDAD DE LOS PARÁMETROS DE LA BOMBA ^[25]

$$CC = 8 * v^{1/2} / (H^{1/8} * Q^{1/4})$$

$$v = \mu * 62,424 / \rho$$

Donde:

v = Viscosidad en centistokes

H = Altura del fluido en pies

Q = Tasa de flujo en gal/min.

μ = Viscosidad en centipoise

ρ = Densidad del fluido

A.1 Formula para bombas con BEP<100gpm:

$$4,3 < v < 2200$$

$$6 < H < 400$$

$$10 < Q < 100$$

A.1.1 Flujo

$$CQ = 1,016147 - 4,256395 * 10^{-3} * CC - 8,609936 * 10^{-4} * CC^2 \\ + 1,866053 * 10^{-5} * CC^3 - 1,174946 * 10^{-7} * CC^4$$

Rango de CQ $0,1 \leq CQ \leq 1$

A.1.2 Eficiencia

$$CE = 1,079527 - 3,413289 * 10^{-2} * CC - 2,747891 * 10^{-4} * CC^2 \\ + 1,927002 * 10^{-5} * CC^3 - 1,649636 * 10^{-7} * CC^4$$

$$\text{Rango de } CE \quad 0,03 \leq CE \leq 1$$

A.1.3 Altura

$$CH = 0,9724525 + 8,957773 * 10^{-3} * CC - 6,784939 * 10^{-4} * CC^2 \\ + 1,085695 * 10^{-5} * CC^3 - 5,587139 * 10^{-8} * CC^4$$

$$\text{Rango de } CH \quad 0,67 \leq CH \leq 1$$

A.2 Formula para bombas con BEP>100gpm:

$$4,3 < v < 3300$$

$$15 < H < 600$$

$$100 \leq Q < 10000$$

A.2.1 Flujo

$$CQ = 0,9949888 + 4,000308 * 10^{-3} * CC - 7,056285 * 10^{-4} * CC^2 \\ + 8,27823 * 10^{-6} * CC^3$$

$$\text{Rango de } CQ \quad 0,53 \leq CQ \leq 1$$

A.2.2 Eficiencia

$$CE = 1,03884 - 3,450184 * 10^{-2} * CC + 2,726508 * 10^{-4} * CC^2 \\ + 5,229687 * 10^{-7} * CC^3$$

Rango de CE $0,19 \leq CE \leq 1$

A.2.3 Altura

$$CH,6 = 1,003993 - 1,927655 * 10^{-3} * CC - 9,839067 * 10^{-5} * CC^2 - 1,012695 * 10^{-6} * CC^3$$

Rango de $CH,6$ $0,78 \leq CH,6 \leq 1$

$$CH,8 = 1,004737 - 2,562881 * 10^{-3} * CC - 2,03951 * 10^{-4} * CC^2 + 2,132138 * 10^{-6} * CC^3$$

Rango de $CH,8$ $0,72 \leq CH,8 \leq 1$

$$CH1 = 1,011042 - 5,992841 * 10^{-3} * CC - 1,053868 * 10^{-4} * CC^2 + 9,923402 * 10^{-7} * CC^3$$

Rango de $CH1$ $0,68 \leq CH1 \leq 1$

$$CH1,2 = 1,010846 - 9,467801 * 10^{-3} * CC + 1,715598 * 10^{-5} * CC^2 - 7,677713 * 10^{-7} * CC^3$$

Rango de $CH1,2$ $0,63 \leq CH1,2 \leq 1$

B.- CORRELACIONES DE VISCOSIDAD UTILIZADAS EN LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

B.1 Correlaciones para calcular la viscosidad del petróleo muerto:

B.1.1 Beal (1946) ^[12,14]:

$$\mu_{od} = (0.32 + 1.8 * 10^7 / \text{°API}^{4.53}) (360 / T + 200)^a$$

Donde:

$$a = 10^{\left(0.43 + \frac{8.33}{\text{°API}}\right)}$$

B.1.2 Beggs y Robinson (1975) ^[12,21]: Determina la viscosidad del petróleo muerto graficando $\log_{10}(T)$ vs. $\log_{10}(\mu_{od} + 1)$, en coordenadas cartesianas. La ecuación es:

$$\mu_{od} = 10^X - 1$$

Donde:

$$X = YT^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 * \text{°API}$$

B.1.3 Glasø ^[12]:

$$\mu_{od} = (3.141 * 10^{10}) * (T^{-3.444}) * \text{Log}(\text{API})^a$$

Donde:

$$a = 10.313 * (\text{Log}(T)) - 36.447$$

B.2 Correlaciones para calcular la viscosidad del petróleo vivo ($P \leq P_b$):

B.2.1 Chew y Connally (1959) ^[15,12]:

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

Donde:

$$a = 0.2 + 0.8 * 10^{(-0.00081 * R_s)}$$

$$b = 0.43 + 0.57 * 10^{(-0.00072 * R_s)}$$

B.2.2 Beggs y Robinson (1975) ^[12,23]:

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

Donde:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

B.3 Correlaciones para calcular la viscosidad del petróleo ($P > P_b$):

B.3.1 Beal (1946) ^[12,14]: Fue desarrollada a partir de 655 muestras de petróleo. Permite calcular la viscosidad del petróleo sin gas, a través de una relación entre la gravedad API y la temperatura.

$$\mu_a = \mu_{ob} + 0,001(P - P_b)(0.024\mu_{ob}^{1,6} + 0.038\mu_{ob}^{0,56})$$

B.3.2 Vasquez y Beggs (1976) ^[16]:

$$\mu_a = \mu_{ob} * \left(\frac{P}{Pb} \right)^m$$

Donde:

$$m = 2.6 * P^{1.187} * \exp(-11.513 - 8.98 * 10^{-5} * P)$$

C.-GRAFICAS DE COMPORTAMIENTO DE ALGUNAS BOMBAS