

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UN ALGORITMO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO

Presentado Ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Gil L., María Verónica.
Morillo L., José R.
para optar el título
de Ingeniero Mecánico

CARACAS, 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UN ALGORITMO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO

TUTOR ACADEMICO: Prof. Ing. José Luis Perera

TUTOR INDUSTRIAL: Prof. Ing. Julio González

Presentado Ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Gil L., María Verónica
Morillo L., José R.
para optar el título
de Ingeniero Mecánico

CARACAS, 2003



DEDICATORIA

María Verónica Gil Lugo:

A mis Padres

A mis Abuelitos, Vicenta y Francisco

A mis Hermanas, Ana, Jenie y Mónica

A mi “Lokito” Bello

A mis Amigas de Introdutorio, Luisa y Siulyn

José Reinaldo Morillo Linares:

A mis Padres

A mis Abuelos, Juan Linares y Genoveva de Linares

A mi Hermano Cesar



AGRADECIMIENTOS

A Dios, porque a pesar de todos los inconvenientes que hemos tenido este año, gracias a Él, hemos podido realizar y terminar éste, nuestro Trabajo Especial, sin mucho retraso.

Al Prof. Julio González y la Sra. Sharon Escalante, por tendernos una mano y ofrecernos este proyecto, en un momento en el que habíamos quedado desamparados.

A Fernando Valencia y Marco Peña, por su guía y orientación incondicional durante la elaboración del proyecto.

A Carlos Gil (mi Tío Carlos) por abrirnos las puertas de Intevep y brindarnos la oportunidad de realizar nuestro Trabajo Especial de Grado en tan importante institución.

A nuestros familiares y amigos por apoyarnos en todas nuestras decisiones y alentarnos a seguir.

Al Prof. Perera por aceptar ser nuestro tutor académico.

GRACIAS, MUCHAS GRACIAS A TODOS



TABLA DE CONTENIDOS

| | |
|--|-------------|
| DEDICATORIA | I |
| AGRADECIMIENTOS | II |
| TABLA DE CONTENIDOS | III |
| LISTA DE FIGURAS | V |
| LISTA DE TABLAS | VIII |
| RESUMEN | IX |
| INTRODUCCION | 1 |
| CAPITULO I | 3 |
| 1. FUNDAMENTOS TEORICOS | 3 |
| 1.1 Producción de Crudos. | 3 |
| 1.2 Comportamiento del Fluido. | 13 |
| 1.3 Flujo de Fluidos. | 24 |
| 1.3.1. Comportamiento de Fluencia en Yacimientos (IPR) | 24 |
| 1.3.2. Flujo de Fluidos Multifásicos en Tuberías. | 31 |
| 1.4 Análisis Nodal TM | 51 |
| 1.5 Equipos. | 56 |
| 1.5.1. Bombas Electro-Sumergibles. | 56 |
| 1.5.2. Bombas de Cavidades Progresivas. | 81 |
| CAPITULO II | 105 |
| 2. DESARROLLO DEL ALGORITMO | 105 |
| 2.1 Descripción General del Algoritmo | 105 |
| 2.2 Diagrama de Flujo General. | 110 |
| 2.3 Descripción Detallada. | 112 |
| 2.3.1. Entrada de datos. | 112 |
| 2.3.2. Caracterización del Reservorio. | 115 |
| 2.3.3. Análisis Nodal TM | 122 |



| | |
|--|------------|
| 2.3.4. Recomendación del Método de Bombeo. | 130 |
| 2.3.5. Algoritmo BES. | 132 |
| 2.3.6. Algoritmo BCP. | 145 |
| 2.3.7. Nivel de Sumergencia del Equipo de Bombeo | 159 |
| CAPITULO III | 161 |
| 3. VERIFICACION DEL ALGORITMO | 161 |
| 3.1 Comparación con programas comerciales con datos de Pozos. | 161 |
| 3.2 Discusión de Resultados. | 206 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 210 |
| REFERENCIAS | 213 |
| BIBLIOGRAFIA | 217 |
| APENDICE | 219 |
| Apéndice A: Ejemplo de un reporte de las condiciones del Reservorio hecho por el programa BES_BCP. | 219 |
| Apéndice B: Reporte Típico del Programa WellFlo v3.6e. | 220 |
| Apéndice C: Ejemplo típico de un reporte de BCPi. | 226 |
| Apéndice D: Reporte típico del Algoritmo de la Diseño de una BES. | 228 |
| Apéndice E: Reporte típico del Algoritmo de la Simulación de una BES. | 231 |
| Apéndice F: Reporte típico del Algoritmo de la simulación de una BCP. | 232 |

**LISTA DE FIGURAS**

| | | |
|---------------|---|----|
| Fig. 1 | Diagrama de Completación con Bombeo Mecánico. | 7 |
| Fig. 2 | Diagrama de Completación con BES. | 8 |
| Fig. 3 | Diagrama de Completación con BCP. | 9 |
| Fig. 4 | Diagrama de Completación con Bombeo Hidráulico. | 10 |
| Fig. 5 | Diagrama de Completación con LAG. | 12 |
| Fig. 6 | Comportamiento del R_s en función de la Presión. | 15 |
| Fig. 7 | Comportamiento del B_o en función de la Presión. | 16 |
| Fig. 8 | Comportamiento de μ_o en función de la Presión. | 19 |
| Fig. 9 | Factores para pozos de distintas formas y posiciones en el área de Drenaje. | 25 |
| Fig.10 | Curva del Comportamiento de Afluencia sobre el Punto de Burbujeo | 28 |
| Fig.11 | Curva del IPR Compuesto. | 30 |
| Fig.12 | Patrones de Flujo en Tubería Horizontales. | 45 |
| Fig.13 | Patrones de Flujo en Tubería Verticales e Inclinadas. | 48 |
| Fig.14 | Sistema Simple de Producción. | 51 |
| Fig.15 | Ubicación de Nodos en el Sistema de Producción. | 53 |
| Fig.16 | Posibles Pérdidas en un Sistema Completo. | 53 |
| Fig.17 | Determinación de la Capacidad de Flujo. | 54 |
| Fig.18 | Bomba Centrífuga. | 57 |
| Fig.19 | Instalación Típica de una BES. | 58 |
| Fig.20 | Etapas de una Bomba Centrífuga. | 59 |
| Fig.21 | Tipos de Bomba Centrífuga. | 59 |
| Fig.22 | Diagrama de Velocidades a la entrada y salida del Rotor. | 62 |
| Fig.23 | Separador de Gas Rotatorio. | 63 |
| Fig.24 | Sección Sello. | 65 |
| Fig.25 | Ensamble Rotor – Estator. | 66 |
| Fig.26 | Caja de Conexiones. | 69 |
| Fig.27 | Cabezal del Pozo. | 70 |



| | | |
|---------------|--|-----|
| Fig.28 | Cable Plano. | 71 |
| Fig.29 | Cable Circular. | 71 |
| Fig.30 | Curvas de Comportamiento típicas de una Bomba Centrífuga. | 73 |
| Fig.31 | Principio de Operación de una BCP. | 81 |
| Fig.32 | Definición de una Hipocicloide. | 83 |
| Fig.33 | Construcción de Elementos Lobulares. | 84 |
| Fig.34 | Sección Transversal de Elementos Internos y Externos Construidos por la Hipocicloide. | 84 |
| Fig.35 | Definición de una Hélice Circular. | 85 |
| Fig.36 | Vista Espacial de los Electos generados con la 1° y 2° Condición Geométrica. | 85 |
| Fig.37 | Movimiento de las Cavidades en una BCP. | 86 |
| Fig.38 | Cortes Transversales de una BCP de Simple y múltiple Lóbulo. | 87 |
| Fig.39 | Parámetros Geométricos del Rotor y Estator de una BCP. | 88 |
| Fig.40 | Escurrimiento de una BCP. | 89 |
| Fig.41 | Gráfica de Escurrimiento en función de la Diferencia de Presión. | 90 |
| Fig.42 | Diagrama General del Montaje de una BCP. | 92 |
| Fig.43 | Corte de una BCP. | 93 |
| Fig.44 | Cabilla con Acople según las Normas API. | 97 |
| Fig.45 | Equipo de Superficie de una BCP. | 99 |
| Fig.46 | Comparación entre las curvas de comportamiento de una Maquina de Desplazamiento Positivo y una Turbo Maquina. | 100 |
| Fig.47 | Efecto de la Viscosidad en el comportamiento volumétrico de una BCP. | 100 |
| Fig.48 | Ejemplo de una Familia de Curvas dadas por los Fabricantes para una BCP. | 101 |
| Fig.49 | Estado de Esfuerzos Triaxial de un Elemento Infinitesimal. | 102 |
| Fig.50 | Esfuerzos Principales y Esfuerzos Cortantes máximo para un estado de esfuerzo plano. | 103 |
| Fig.51 | Sumatoria de curvas para hallar el Punto de Operación del Sistema BCP. | 146 |



| | | |
|---------------|---|-----|
| Fig.52 | Diagrama de la Sumergencia. | 159 |
| Fig.53 | Energía del sistema con Diferentes Correlaciones. Pozo Well-570. | 170 |
| Fig.54 | Sensibilidad de la Profundidad de Asentamiento. Pozo GF-44. | 190 |
| Fig.55 | Sensibilidad del Diámetro de la Tubería de Producción. Pozo GF-44. | 191 |
| Fig.56 | Sensibilidad de la Frecuencia de Operación. Pozo GF-44. | 192 |
| Fig.57 | Sensibilidad de la Presión de Descarga. Pozo GF-44. | 193 |
| Fig.58 | Sensibilidad de Profundidad de Asentamiento. Pozo BES-Example. | 194 |
| Fig.59 | Sensibilidad del Diámetro de la Tubería de Producción. Pozo BES-Example. | 195 |
| Fig.60 | Sensibilidad de la Frecuencia de Operación. Pozo BES-Example. | 196 |
| Fig.61 | Sensibilidad de la Presión de Descarga. Pozo BES-Example. | 197 |
| Fig.62 | Sensibilidad de la Profundidad de Asentamiento. Pozo MFA-70. | 198 |
| Fig.63 | Sensibilidad del Diámetro de Tubería de Producción. Pozo MFA-70. | 199 |
| Fig.64 | Sensibilidad de la Velocidad de Operación. Pozo MFA-70. | 200 |
| Fig.65 | Sensibilidad de la Cabilla. Pozo MFA-70. | 201 |
| Fig.66 | Sensibilidad de la Profundidad de Asentamiento. Pozo TJ-1401. | 202 |
| Fig.67 | Sensibilidad del Diámetro de Tubería de Producción. Pozo TJ-1401. | 203 |
| Fig.68 | Sensibilidad de la Velocidad de Operación. Pozo TJ-1401. | 204 |
| Fig.69 | Sensibilidad de la Presión de Descarga. Pozo TJ-1401. | 205 |



LISTA DE TABLAS

| | | |
|-----------------|---|----|
| Tabla 1. | Correlaciones para el Cálculo de la Presión de Burbujeo. | 17 |
| Tabla 2. | Correlaciones para el Cálculo del Factor de Volumen de Formación del Petróleo. | 18 |
| Tabla 3. | Selección del Elastómero de Según la Composición del Fluido. | 96 |
| Tabla 4. | Características de la Cabilla según Normas API. | 98 |



Gil L, María Verónica y Morillo L, José R.

DESARROLLO DE UN ALGORITMO NUMÉRICO PARA EL DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO

Tutor: Prof. Perera, José Luis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2003. 218 Pág.

Algoritmo, Levantamiento Artificial, Bombeo Electrosumergible (BES), Bombas de Cavidades Progresivas (BCP), Análisis Nodal, Flujo Multifásico en Tuberías.

PDVSA-INTEVEP se planteó la necesidad de crear un programa en el que se involucren dos tipos de bombeo de fondo muy utilizados en el país, bombas electrosumergibles (BES) y bombas de cavidades progresivas (BCP), para de esta forma crear una herramienta poderosa que permita el diseño y simulación del proceso de producción. Es por ello que se desarrolló un algoritmo que involucra y toma en cuenta todas las etapas y parámetros necesarios que definen y describen el proceso.

Para la obtención de un algoritmo general que describa todo el proceso de producción, fue esencial realizar sub-algoritmos por separado para cada una de las etapas de estudio involucradas. Por esta razón se desarrollaron algoritmos para predecir comportamiento de BES y BCP, que permiten la selección y evaluación de las mismas, un algoritmo para la obtención del IPR del reservorio y por último un algoritmo para simular el flujo de fluidos multifásicos en tuberías, que predice la caída de presión tanto en la tubería de producción del pozo como en las líneas de flujo. Estos fueron desarrollados en un lenguaje de alto nivel, estable y de excelente aplicación en el área del cálculo numérico como es el FORTRAN.

Posterior al desarrollo de todos los algoritmos anteriores, se integraron en un solo algoritmo, que permite el diseño y simulación del proceso de producción por completo, para pozos verticales y considerando en todo el sistema flujo multifásico (petróleo-agua-gas). La herramienta base para el análisis de sistemas de producción es la denominada **Análisis Nodal™**, el cual es un método que ha sido utilizado para analizar el comportamiento de sistemas compuestos con elementos que interactúan entre sí. Este sistema permite, en el análisis de pozos, la determinación de la capacidad de producción (punto de operación) para cualquier combinación de componentes.

La evaluación se realizó comparando los resultados obtenidos, al diseñar y simular distintos pozos por medio del algoritmo desarrollado, con programas comerciales del ramo usados ampliamente en la industria.



INTRODUCCION

Actualmente en Venezuela se producen aproximadamente 3 millones de barriles de petróleo diarios y se estima que debido al crecimiento energético a nivel mundial, esperado en los próximos años, se requiera aumentar la producción de crudos a 5,2 millones de barriles diarios para el 2005. Lo que representaría un significativo aumento en los ingresos del país por este concepto.

Para lograr aumentar la producción, la industria petrolera venezolana se ve en la necesidad de desarrollar nuevas y novedosas técnicas que permitan optimizar la explotación del potencial petrolífero del país. En consecuencia, en los últimos años se han ido incorporando con mayor frecuencia, el uso de los relativamente nuevos métodos de levantamiento artificial como son el levantamiento mediante Bomba Electrosumergida (BES) y más recientemente se ha incorporado el uso de Bombas de Cavidad Progresiva (BCP) con buenos resultados.

Estos métodos de bombeo son usualmente diseñados y simulados con la asistencia de programas computacionales, desarrollados por empresas extranjeras, basados en modelos simplificados, como el Análisis Nodal™. Sin embargo, estas herramientas tan poderosas, amigables y de fácil uso, no siempre pueden ser aplicadas a las condiciones típicas de los crudos y pozos venezolanos. Además de esto, existe la limitación de que trabajan independiente para cada uno de los tipos de bombeos.

Estas razones han impulsado que PDVSA, a través de su filial de investigación y desarrollo, Intevep, haya venido desarrollando en el país programas con la finalidad de realizar el análisis nodal en pozos con levantados artificialmente y ajustados a las características específicas de los pozos venezolanos. Entre estos programas se tienen el llamado NodalB® y el BCPI (Bombas de Cavidades Progresivas Intevep). Y en estos momentos existe la necesidad de crear un programa en el que se involucren varios de los tipos de levantamiento más utilizados en el país, y de esta forma crear una



herramienta poderosa, con un mayor rango de aplicación, que permita el diseño y optimización de los pozos de producción.

Por estas razones surge la necesidad de esta investigación, la cual plantea el desarrollo de un algoritmo numérico integral que involucre todo el proceso de producción de petróleo-agua-gas, mediante sistemas de levantamiento artificial por medio de dos tipos de bombeo como son con Bombas Eléctricas Sumergible y de Cavidades Progresivas. Lo que se pretende es que este pueda ser empleado en la creación de una herramienta poderosa que permita el diseño y simulación del proceso de producción.

Para el logro del algoritmo se plantean los siguientes objetivos:

- Adquirir conocimientos necesarios sobre el proceso de producción de petróleo mediante sistemas de levantamiento artificial con bombas eléctricas sumergibles y bombas de cavidades progresivas.
- Organizar la información existente acerca de las propiedades de hidrocarburos, la relación de comportamiento de afluencia en yacimientos (IPR) y del flujo de fluidos multifásicos (petróleo-gas-agua).
- Elaborar nuevos algoritmos, uno para la obtención de la relación de comportamiento de fluencia en yacimientos (IPR) y otro para el flujo de fluidos multifásicos en tuberías, basándose en los algoritmos existentes.
- Desarrollar un algoritmo del comportamiento de Bombas Eléctricas Sumergibles (BES) usadas en la producción de crudos.
- Desarrollar un algoritmo del comportamiento de Bombas de Cavidades Progresivas (BCP) usadas en la producción de crudos.
- Integrar los algoritmos desarrollados en uno solo.
- Evaluar los algoritmos con datos reales de campo.



CAPITULO I

FUNDAMENTOS TEORICOS

1.1 PRODUCCIÓN DE CRUDOS

Después de experimentar muchos fracasos para localizar una formación productiva, cuando se tiene éxito, el siguiente paso más importante es determinar como traer este valioso fluido a la superficie. Existen varios métodos disponibles, y aquel que sea seleccionado deberá tomar en cuenta la profundidad y el tipo de formación, la relación petróleo-gas, la viscosidad del petróleo crudo, y el aspecto económico del proyecto entero. Una vez que el pozo haya sido terminado con la tubería de revestimiento colocada, cementado, cañoneado, y estimulado, si es necesario, el pozo esta listo para ser equipado para la producción.

Prueba de Pozos.-

Al producir gas y petróleo, cada vez se concentra mayor importancia en el *recobro más eficiente* (RME) de los pozos en producción. La recuperación eficiente requiere la ingeniería adecuada y la planificación en conjunto con el equipo correcto. El controlar la rata de producción es uno de los factores más importantes en el recobro. Generalmente, se deben hacer algunas clases de pruebas para determinar el mejor desarrollo del pozo.

- Pruebas de Potencial: máxima cantidad de petróleo y gas que el pozo producirá en un periodo de 24 horas bajos ciertas condiciones determinadas.
- Pruebas de Presión de Fondo: mide la presión del yacimiento de un pozo a una profundidad específica en el intervalo de producción.
- Pruebas de Productividad: determina los efectos de los diferentes volúmenes de flujo sobre la presión dentro de la zona en producción del pozo y así establecer algunas características físicas del yacimiento.
- Determinación del Nivel de Fluido: se lleva a cabo en pozos de petróleo que no fluyen y deben hacerse producir por medio de métodos de levantamiento artificial. Para ayudar a la selección del equipo adecuado. Primero, se realiza una pequeña explosión u otra señal acústica en el cabezal del pozo, el sonido es



desviado por acoplamiento de tubería. Contando esas desviaciones (ecos), se determina el nivel del pozo.

- Medidas de Temperatura de Fondo: determina la temperatura del pozo en el fondo del hoyo o en algún punto por encima del fondo. Se realiza en conjunto con la prueba de presión de fondo.

Pozo en Funcionamiento.-

Después que el pozo haya sido perforado, completado, probado y adecuadamente equipado, esta listo para funcionar y unirse al resto de los miles de pozos de petróleo y gas que ya están en producción. Cada nuevo pozo tiene un efecto en la producción diaria del mundo, sin importar cuan insignificante pueda parecer. La producción diaria mundial cambia constantemente a mediada que algunos pozos se agotan y otros son puestos en funcionamiento. Cualquier cifra citada solo será aproximada pero servirá para suministrar una idea global de la producción actual de petróleo y gas.

Procesamiento del Campo.-

La mayoría del petróleo producido en un yacimiento requiere ser procesado. El petróleo crudo y el gas natural son mezclas complejas de muchas densidades, presiones de vapor y otras características físicas diferentes. Algunas corrientes del pozo son una mezcla turbulenta de alta velocidad de gases, petróleo, agua salada libre, vapor de agua salada, sólidos e impurezas. Mientras la corriente fluye, esta sometida a una reducción continua de presión y de temperatura debido a que se esta alejando de un yacimiento que es más caliente que la superficie de la tierra y esta entrando en contacto con temperaturas y presiones más bajas en su movimiento hacia arriba.

Las mezclas de petróleo son muy complejas y a menudo difíciles de separar eficientemente. A medida que el pozo se agota y pierde su fuerza impulsora, está más susceptible a que ocurran cambios y el equipo de procesamiento del campo tendrá que ser reemplazado para adecuarse a los cambios.

Cuando el petróleo o el gas sale del cabezal del pozo, ya sea por un método de levantamiento artificial o fluyendo libremente, este entra en una línea de flujo y es transportado al múltiple. El múltiple, el cual consiste de diferentes tipos de válvulas y



accesorios, es el punto de unión de todas las líneas de flujo en un área dada este es el punto en el cual el petróleo y el gas entran en el separador.

- Separadores:

Los separadores son recipientes cerrados que remueven el gas natural del petróleo y agua, y el petróleo del agua. Simplemente, la forma del separador es un tanque cerrado en el cual entra la corriente desde el múltiple y la fuerza de gravedad separa el gas, el petróleo y el agua. La fuerza de gravedad tiene un mayor efecto sobre el agua porque es el más pesado, esta se deposita en el fondo del tanque. El gas es el más liviano y se mueve hacia el tope del tanque y sale a través de la tubería de gas para los manejos siguientes. Así, se realizan las separaciones por la diferencia de gravedades específicas. Separaciones por gravedad toman tiempo y específicamente si la temperatura del ambiente es muy fría; frecuentemente, se adiciona un químico a la producción para ayudar a la separación.

Los separadores generalmente se clasifican de dos maneras: según la forma o posición del recipiente, y según el número diferente de fluidos segregados. Las tres formas comunes de los recipientes son verticales, horizontales y esféricas. El número de fluidos a segregarse son dos o tres, se llama de dos fases cuando solo gas y agua son segregados, los de tres fases segregan gas, petróleo y agua.

MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

Sólo un pequeño porcentaje de los pozos de petróleo completados fluyen libremente. Los pozos de gas son producidos por la presión que fluye a través de la formación. Algunos pozos podrían fluir naturalmente debido a la fuerza impulsora durante las etapas iniciales de su vida productiva, pero en cierto momento, antes de agotarse, requerirán una fuente de energía externa. Los pozos productivos de petróleo, así como los de gas, solo requieren un ensamblaje del cabezal del pozo, o un árbol de navidad en la superficie para el control del pozo.

Cuando la energía natural del yacimiento permite que los fluidos que este contiene fluyan hacia el pozo y desde allí hasta la superficie, se dice que el pozo produce por flujo natural. Cuando esta energía no es suficiente para que la cantidad



requerida de los fluidos alcancen la superficie y las estaciones recolectoras, es necesario recurrir a un mecanismo de levantamiento artificial.

Levantamiento por Flujo Natural.-

La producción por flujo natural se produce en pozos en los cuales el petróleo fluye a la superficie debido a la energía suministrada por el gas, por el empuje del agua, por la gravedad y otros efectos.

Los pozos que fluyen principalmente debido a la fuerza del gas (gas en solución o capa de gas) ofrecen mayores dificultades, pues por lo general el flujo depende de la expansión del gas, la cual disminuye notoriamente con el tiempo.

El flujo natural es la manera más conveniente y económica de producir en un pozo, por lo tanto, se debe tratar de mantener esta forma de producción el mayor tiempo posible. Una forma de alargar este esquema de producción es estimulando el pozo, lo cual se puede hacer bajo diferentes técnicas. Entre las más usadas está la inyección de gas o agua al yacimiento.

Levantamiento Artificial.-

La mayoría de los de petróleo en producción requieren algún medio de sistema de *levantamiento artificial* para traer los hidrocarburos a la superficie. El método elegido depende de la profundidad del pozo, la naturaleza de las arenas y si se realiza una completación sencilla o múltiple.

Una completación múltiple es un proceso a través del cual es posible producir a partir de diferentes zonas productivas a través del mismo pozo. Este método utiliza obturadores de empaques y dos o más sarta de tuberías para obtener la mayor cantidad de fluido con el mismo uso de tubería de revestimiento.

Entre los métodos de levantamiento artificial tenemos los siguientes:

- **Bombeo Mecánico Convencional.**

El bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la tubería de

producción o de educción, a cierta profundidad del fondo del pozo. El desplazamiento de fluido por cada diámetro de bomba depende del número de emboladas por minuto y de la longitud de la embolada que puede ser de varias fracciones de metro cúbico hasta unos 470 metros cúbicos/día. Entre las ventajas que este método presenta tenemos que es de diseño relativamente simple, las unidades pueden ser remplazadas a costos muy bajos, puede usar gas o electricidad como fuente de poder, fácilmente se pueden aplicar tratamientos para la corrosión. Y algunas de las desventajas son que presenta problemas de alta producción de sólidos, en los pozos con bastante gas son poco eficientes, tiene limitaciones de profundidad.

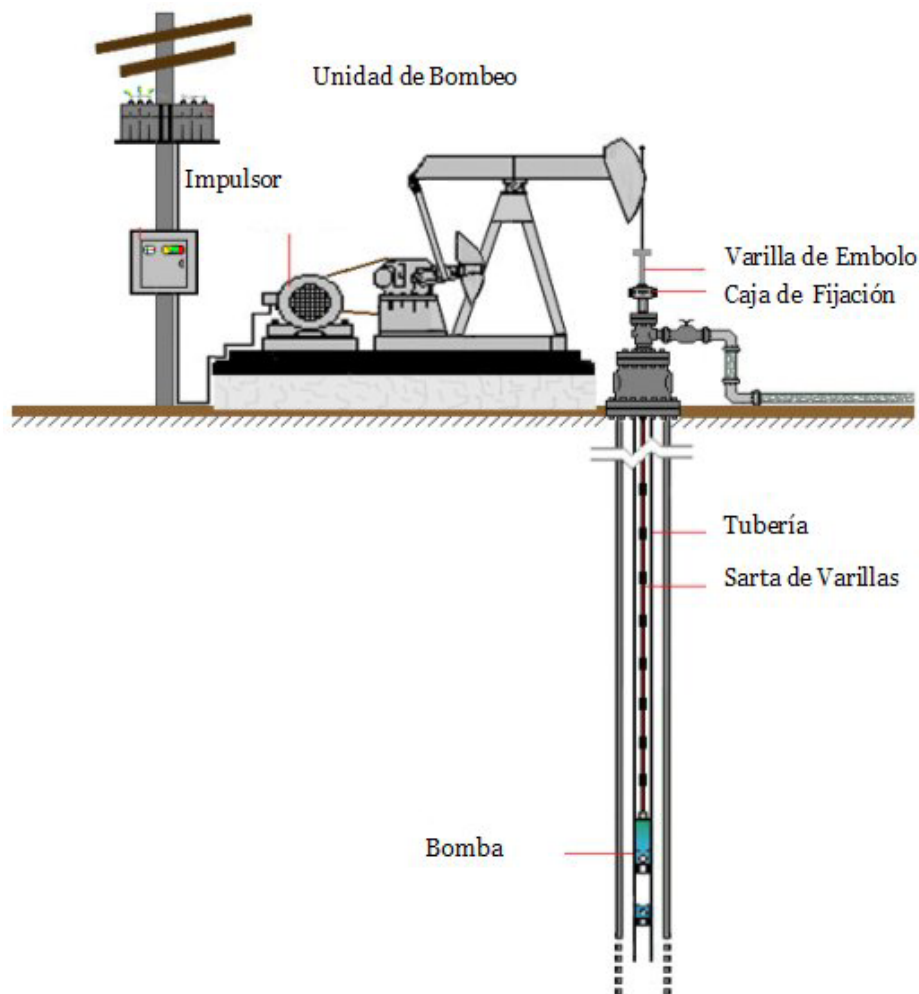


Fig. 1 Diagrama de una completación con bombeo mecánico.

- **Bombeo con Bomba Electro-Sumergible (BES).**

El bombeo electro sumergible es utilizado generalmente por la industria petrolera para extraer fluidos a altas velocidades. Es una bomba centrífuga multietapa, la cual puede levantar de mas de 12000 ft (3657,6 m) y bombear a tasas de 250 a 25000 bpd (0,000460 a 0,046003 m³/s), dependiendo del tamaño del revestidor y de la red de levantamiento. El ensamble hoyo abajo, típico para pozos en producción, consiste de una bomba en el tope, una sección sello y un motor eléctrico en el fondo; todos acoplados entre si y suspendidos por la tubería. La potencia es entregada por el motor eléctrico a través de un cable que esta amordazado a la tubería de la sarta. El único equipo en la superficie es el panel de control y el banco transformador de voltaje especial. Entre sus ventajas se encuentran que es muy fácil de operar y no es intrusiva en zonas urbanas. Las desventajas son que sólo funciona con energía eléctrica y se requieren de altos voltajes, es impractica en pozos de mediana profundidad a bajos caudales, es costoso el cambio de equipos cuando el pozo empieza a declinar, presenta limitaciones de profundidad debido al cable de poder y se pueden presentar problemas en la producción de gas y sólidos.

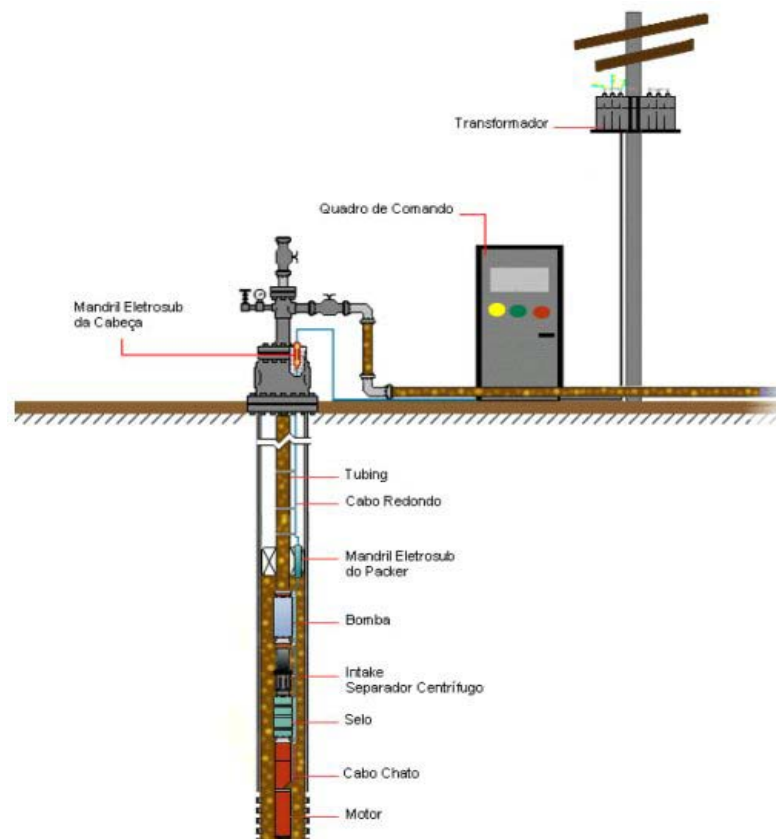


Fig. 2 Diagrama de completación con BES.



- **Bombeo con Bomba de Cavidades Progresivas.**

La bomba de cavidades progresivas consta de solo un rotor y un estator, cuando el rotor gira dentro del estator crea una serie de cavidades que se desplazan axialmente sin perder su volumen y que llevan el fluido de una zona de baja presión a otra de alta presión. La potencia requerida para la bomba la produce un motor eléctrico en la superficie, y una sarta de cabillas se encarga de transmitirla a la bomba en las profundidades del pozo. Este método es de bajo costo y bajo perfil, este tipo de bomba se maneja muy bien con fluidos viscosos y puede producir con arena, se puede instalar con motor de fondo y presenta una muy buena eficiencia. Las desventajas se presentan en que solo pueden manejar caudales bajos a medios (hasta 7.000 b/d - 0,012881 m³/s), su eficiencia disminuye con el aumento de la profundidad, por lo general se usan hasta un máximo de 7.000 ft (2133,6 m), requiere de un análisis de esfuerzos en la cabilla y hay que tener en consideración el tipo de elastómero usado en la bomba respecto al crudo que se produce.

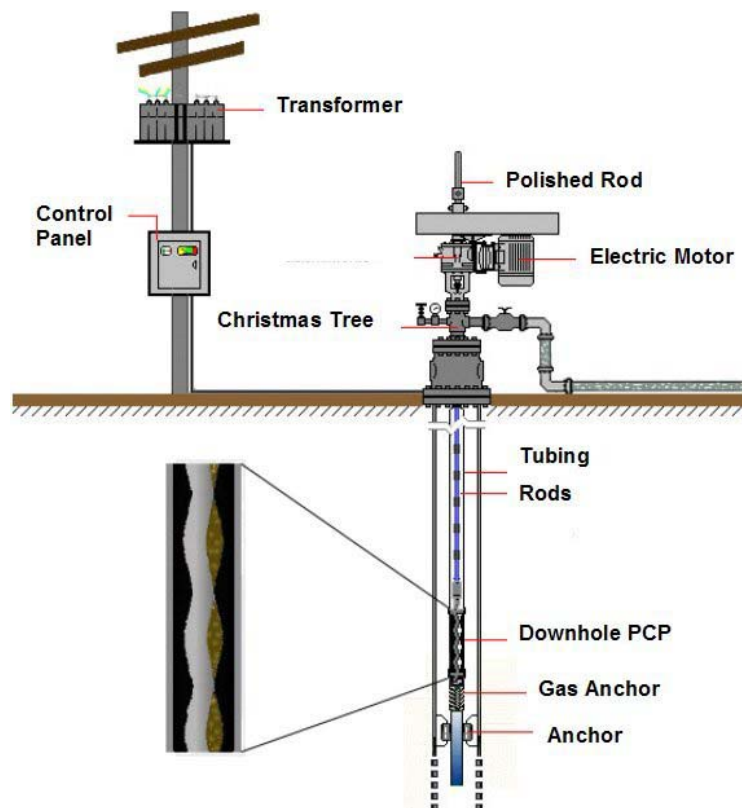


Fig. 3 Diagrama de completación con BCP



- **Bombeo Hidráulico tipo pistón.**

Este método presenta la ventaja de que no tiene grandes limitaciones de profundidad, ya que puede levantar grandes volúmenes de grandes profundidades, no intrusivo en ubicaciones urbanas, la fuente de poder puede estar ubicada remotamente y puede ser tanto gas como electricidad. Pero presenta las desventajas de problemas con alta producción de sólidos, los costos de operación son elevados muchas veces, usualmente es susceptible a la interferencia del gas que no es ventado, requiere de personal especializado para la resolución de problemas, entre otras.

- **Bombeo Hidráulico tipo jet.**

Tiene las ventajas que no tiene partes móviles, es muy buena para pozos desviados, no es intrusiva en zonas urbanas, se puede usar en aplicaciones mar adentro, puede usar agua como fuente de potencia, y pudiera manejar caudales de hasta 30000 bpd ($0,055204 \text{ m}^3/\text{s}$). Mientras que en las desventajas se tiene que es relativamente ineficiente como método de levantamiento, requiere que la bomba tenga por lo menos 20% de sumergencia, el diseño del montaje suele ser más complicado y la bomba puede cavitarse bajo ciertas condiciones.

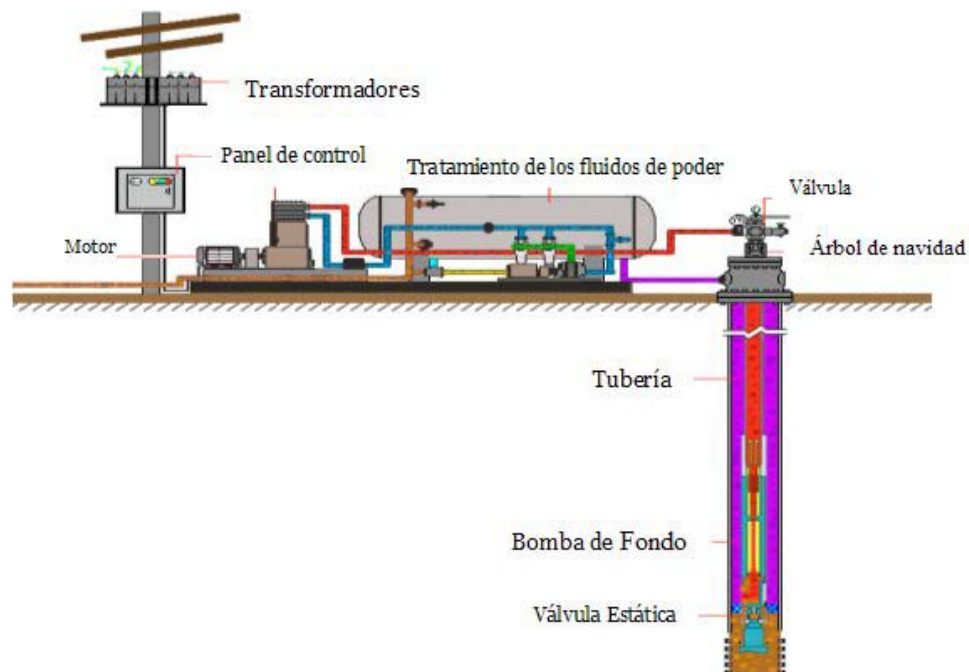


Fig. 4 Diagrama de completación con Bombeo Hidráulico.



- **Pistón metálico convencional.**

Este método es de instalación muy económica además de que automáticamente mantiene la tubería de producción libre de parafinas y escalamiento, se puede usar en pozos con alta producción de gas por lo que en muchas aplicaciones se usa en conjunto con levantamiento por gas. Pero entre las desventajas se tiene que se puede usar en aplicaciones de baja producción, normalmente menos de 200 bpd ($0,000368 \text{ m}^3/\text{s}$), requiere de mas supervisión de ingeniería para ser ajustado apropiadamente, existe el peligro de que cuando el pistón adquiere altas velocidades pueda causar daños en la superficie y se requiere de fluidos presurizados en la superficie para impartir potencia.

- **Levantamiento con Gas.**

Este método de levantamiento artificial pudiera ser uno de los más complejos de analizar, sin embargo tenemos que presenta numerosas ventajas cuando su utilización es favorable entre las cuales se encuentra que puede manejar gran volumen de sólidos sin mayor problema, además que en aquellos pozos con elevados índices de productividad puede levantar grandes caudales hasta 50000 bpd ($0,092007 \text{ m}^3/\text{s}$), es un montaje flexible que puede cambiarse fácilmente de levantamiento con gas continuo a levantamiento con gas intermitente, o instalar un pistón metálico, se pueden aplicar fácilmente tratamiento para la corrosión o escalamiento y hay disponibilidad en distintos tamaños. Sin embargo, en medio de todas estas ventajas también presenta algunas desventajas como que no es un sistema del que se disponga siempre, no es muy eficiente cuando se aplica a un solo pozo o en campos pequeños, es difícil levantar por medio de este método crudos viscosos y emulsiones, puede presentar problemas de congelamiento o hidratación del gas, o con las líneas de superficies muy sucias y bueno que se pueden presentar serios problemas de seguridad debido a las altas presiones del gas, entre algunas otra.

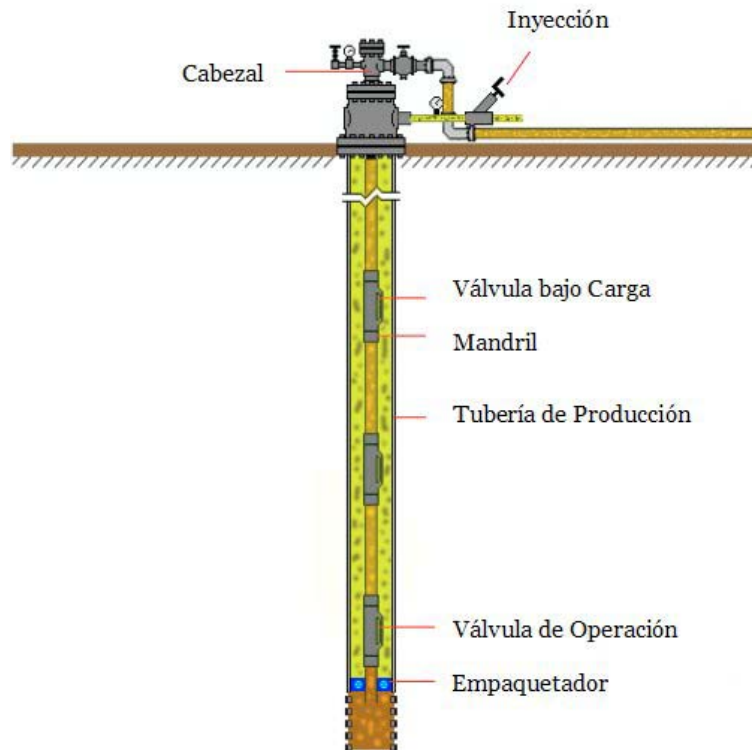


Fig. 5 Diagrama de completación con LAG.

1.2 COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO

1.2.1. *Propiedades del Fluido*

El comportamiento de los fluidos dentro de reservorio depende de muchos parámetros. Entre estos parámetros se incluyen las propiedades del reservorio como la permeabilidad y el espesor, y las propiedades del fluido como la viscosidad y el factor de volumen de formación.

En esta sección se describe brevemente cada una de las propiedades físicas y algunos de los procedimientos empíricos disponibles en la literatura para la estimación de las mismas en función de la presión y la temperatura. En primer lugar se describe las propiedades referentes a la fase de petróleo, luego a la fase de gas y por último la de agua.

Estas propiedades representan el modelo “black oil”. El modelo “black oil” es una de las aproximaciones más simples del verdadero comportamiento de los hidrocarburos presentes en el reservorio. En esta aproximación, se asume que los hidrocarburos están comprendidos de dos pseudo componentes, petróleo y gas. A medida que la presión y la temperatura cambian, se obtienen las propiedades físicas de esos componentes a través de relaciones empíricas. Todas estas relaciones están basadas en evidencia experimental la cual indica que complejos hidrocarburos pueden ser representados por el modelo en muchos casos; pero es importante tener presente las limitaciones del mismo cuando se usen las ecuaciones.

Para propósitos prácticos, los crudos negros son definidos como hidrocarburos que inicialmente tienen relación gas-petróleo producido (GOR) por debajo de 2000 SCF/STB (12579,65 m³/m³), y suelen ser muy oscuros; crudos “stock tank” con gravedades menores a 45° API. Las ecuaciones que se describen aquí pueden no aplicar para crudos volátiles, con GOR entre 200 y 3300 SCF/STB (1257,96 y 20756,41 m³/m³), y gravedad mayor a 50° API.¹

Existen muchas correlaciones disponibles para determinar las propiedades del fluido. Pero en esta sección se describe un poco que representan cada propiedad y algunos casos como determinarlas. También cabe acotar que las relaciones usadas son aquellas que pueden ser representadas en términos de ecuaciones matemáticas y no aquellas que son en forma gráfica. La ventaja de las expresiones matemáticas es que esas ecuaciones pueden ser fácilmente programables.



❖ Propiedades del Petróleo.

Las propiedades del petróleo más importante incluyen la relación petróleo- gas en solución, la presión de burbujeo, el factor de volumen de formación, la densidad y la viscosidad.

• Gravedad Específica.

Es de práctica común representar la gravedad específica del petróleo en términos de la gravedad API. La gravedad específica del petróleo se relaciona a la gravedad API por medio de la siguiente expresión:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{134,5 + ^\circ API}$$

• Relación Petróleo-Gas en Solución.

La relación petróleo-gas en solución (Rs) es la cantidad de gas presente en la solución a una presión igual o menor a la del punto de burbujeo, porque dicha cantidad permanece constante para presiones mayores a la del punto de burbujeo. Cuando la presión del Reservorio es mayor a la presión de burbujeo, el reservorio es llamado Reservorio Insaturado. Durante la etapa de depleción del reservorio, hasta que la presión del reservorio alcanza la presión de burbujeo, La relación petróleo-gas en solución se mantiene constante. Por debajo del punto de burbujeo, la relación petróleo-gas en solución disminuye a medida que la presión disminuye.

La mayoría de las expresiones para determinar la relación petróleo-gas en solución son función de la gravedad específica del gas. Desafortunadamente, la gravedad del gas no es constante para un sistema gas-petróleo real; como las fases de gas y petróleo consisten de muchos componentes de hidrocarburos, dependiendo de la presión y la temperatura, la gravedad del gas libre puede cambiar. En tal sentido, para estandarizar las relaciones de la relación petróleo-gas en solución, es importante definir la gravedad del gas a algunas condiciones de presión y temperatura estándar.

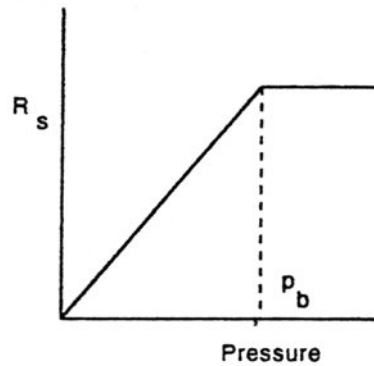


Fig. 6 Comportamiento de la Relación Petróleo-Gas en Solución en Función de la Presión

- Presión en el Punto de Burbujeo.

La presión de burbujeo (P_b) es la presión a la cual se libera la primera burbuja de gas de la fase de petróleo. Algunas veces es llamada presión de saturación. Las expresiones suelen ser en función de la relación petróleo-gas en solución. En la **tabla 1** se presentan la mayoría de las correlaciones que existen para el cálculo de la presión de burbujeo y los rango en los fueron determinadas.

- Factor de Volumen de Formación del Petróleo.

El factor de volumen de formación (B_o) es la relación entre el volumen de petróleo a una presión y temperatura dada y el volumen de la misma cantidad de petróleo a condiciones de presión y temperatura estándar. Típicamente, la presión y la temperatura estándar se definen como 14,7 psi (1 bar) y 60°F (16 °C) respectivamente. Usualmente es necesario usar dos ecuaciones para estimar el factor de volumen de formación, una cuando la presión esta por debajo del punto de burbujeo y otra cuando la presión esta sobre el punto de burbujeo.

El comportamiento del factor de volumen de formación es diferente sobre y por debajo de la presión de burbujeo, por encima a medida que la presión disminuye el petróleo se expande y resulta en un ligero aumento en el factor de volumen de formación. Por debajo, a medida que la presión disminuye, el gas es liberado de la solución resultando en la contracción de la fase de petróleo, resultado final el factor de volumen de formación decrece en función de la presión.

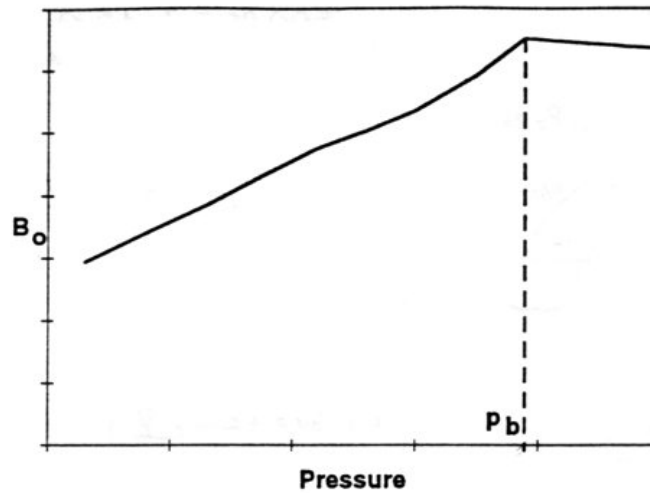


Fig. 7 Comportamiento del Factor de Volumen de Formación en función de la Presión

- Densidad del Petróleo.

Denota la relación de fluidez del crudo respecto al agua. El calculo de la densidad de la fase de petróleo se realiza en dos etapas primero se calcula la densidad del petróleo sin nada de gas en solución al que se conoce como petróleo muerto y luego esa es corregida por el efecto del gas en solución que pueda contener a las condiciones in situ el que se conoce como petróleo vivo.

Densidad del petróleo muerto:

$$\rho_{DO} = \frac{\gamma_o \cdot 62,4}{1 + \frac{T - 68}{1885}}$$

Densidad del petróleo vivo:

$$\text{Si } p < p_b \Rightarrow \rho_o = \frac{\rho_{DO} + 0,0136\gamma_{ST}Rs}{B_o}$$

$$\text{Si } p \geq p_b \Rightarrow \rho_{Ob} = \frac{\rho_{DO} + 0,0136\gamma_{ST}Rs}{B_o} \Rightarrow \rho_o = \rho_{Ob} \cdot e^{[C_o(p-p_b)]}$$



Tabla 1 Correlaciones para el cálculo de la presión de burbujeo.

| BUBBLEPOINT PRESSURE CORRELATIONS | | | | | | | | | | |
|---|--|-------------------------------------|-------------------------|--------------------|---------------|-----------------------|-----------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Authors | Correlation | Samples Origin | No. of Data Points Used | P_b Range (psia) | T Range (F) | R_i Range (scf/STB) | API Range (API) | γ_g Range (ratio) | Author Average Error (%) | Author Standard Deviation |
| Standing ²⁰⁰¹ (1947) | $P_b = a_1 [(R_i/\gamma_g)^{0.75} 10^{(0.0001 a_2 - a_3)} - a_4]$ $a_1 = 18.2, a_2 = 0.83, a_3 = 0.00091, a_4 = 0.0125, a_5 = 1.4$ | California, U.S.A. | 105 | 130-7,000 | 100-258 | 20-1,425 | 16.5-63.8 | 0.59-0.95 | 4.8 | |
| Vazquez and Beggs ¹ (1980) | $P_b = ((a_1 R_i/\gamma_g) \text{antilog}[-a_2 \gamma_{\text{app}}/(460+T)])^{a_3}$ $\gamma_{\text{app}} = a_4 a_1 + 27.64, a_2 = 1.0937, a_3 = 11.172, a_4 = 10.393$ | Worldwide | 6,004 | 15-6,055 | 75-294 | 0-2,199 | 15.3-59.3 | 0.51-1.35 | | |
| Glasió ¹ (1980) | $P_b = \text{antilog}(a_1 + a_2 \log(G) - a_3 [\log(G)]^2)$ $G = (R_i/\gamma_g)^{a_4} T^{a_5} \gamma_{\text{app}}^{a_6}$ $a_1 = 1.7669, a_2 = 1.7447, a_3 = 0.30218, a_4 = 0.8116, a_5 = 0.172, a_6 = -0.989$ | North Sea | 41 | 165-7,142 | 80-280 | 90-2,637 | 22.3-48.1 | 0.65-1.28 | 1.28 | 6.98 |
| Al-Marhoun ¹ (1988) | $P_b = a_1 R_i^{a_2} \gamma_g^{a_3} (T+460)^{a_4}$ $a_1 = 5.38088e-3, a_2 = 0.715082, a_3 = -1.877840, a_4 = 3.143700, a_5 = 1.326570$ | Middle East | 160 | 20-3,573 | 74-240 | 26-1,602 | 19.4-44.6 | 0.75-1.37 | 0.03 | 4.536 |
| Dokla and Osman ¹ (1992) | Al-Marhoun ¹ (1988) New calculated constants | UAE | 51 | 590-4,640 | 190-275 | 181-2,266 | 28.2-40.3 | 0.80-1.29 | 0.45 | 10.378 |
| $a_1 = 0.836386e4, a_2 = 0.724047, a_3 = -1.01049, a_4 = 0.107991, a_5 = -0.952584$ | | | | | | | | | | |
| Petrosky and Farshad ² | Standing ²⁰⁰¹ (1947) New calculated constants $P_b = a_1 [(R_i/\gamma_g)^{a_2} 10^{(a_3 - a_4)}]$ $X = (a_5 T^{a_6} - a_7 \gamma_{\text{app}}^{a_8})$ $a_1 = 112.727, a_2 = 0.5774, a_3 = 12.340, a_4 = 4.561e-5, a_5 = 1.3911, a_6 = 7.916e-4, a_7 = 1.5410$ | Gulf of Mexico | 90 | 1,574-6,523 | 114-288 | 217-1,406 | 16.3-45.0 | 0.58-0.86 | -0.17 | 3.28 |
| Lasater ¹ (1958) | $P_b = ((\rho)(T+459.67)/\gamma_g)$ $Y_g = (R_i/a_1)/(R_i/a_2) + (a_3/M_0)$ $M_0 = a_4 - a_5 \log(a_1/\gamma_{\text{app}}) + a_6 \log(P_b)$ $P_b = a_1 - a_2 Y_g + a_3 Y_g^2$ $a_1 = 379.3, a_2 = 350, a_3 = 725.32143, a_4 = 16.03333, a_5 = 0.09524, a_6 = 0.38418, a_7 = 1.20081, a_8 = 9.64868$ | Canada West and Midcontinent U.S.A. | 158 | 48-5,780 | 82-272 | 3-2,905 | 17.9-51.1 | 0.57-1.2 | 3.8 | |
| Omar and Todd ²¹ (1993) | Standing ²⁰⁰¹ correlation with one change $P_b = a_1 [(R_i/\gamma_g)^{a_2} 10^{(0.0001 a_3 - a_4)}]$ $X = b_1 + b_2 B + b_3 \gamma_g + b_4 B^2 + b_5 \gamma_g^2 + b_6 (B/\gamma_g)$ $a_1 = 379.3, a_2 = 350, a_3 = 725.32143, a_4 = 16.03333, a_5 = 0.09524, a_6 = 0.38418, a_7 = 1.20081, a_8 = 9.64868$ | Malaysia | 93 | 790-3,851 | 125-280 | 142-1,440 | 26.6-53.2 | 0.61-1.32 | 7.17 | 9.54 |
| Farshad, Leblance, Garber, and Osorio ²¹ (1992) (Single Stage) | Standing ²⁰⁰¹ (1947) New calculated constants $P_b = a_1 (R_i/\gamma_g)^{a_2} 10^{(0.0001 a_3 - a_4)}$ $a_1 = 1.4256, b_2 = -0.2608, b_3 = -0.4596, b_4 = 0.04481, b_5 = 0.2360, b_6 = -0.1077$ | Colombia | 43 | 32-4,138 | 95-260 | 6-1,645 | 18.0-44.9 | 0.66-1.73 | -3.49 | 14.61 |
| Farshad, Leblance, Garber, and Osorio ²¹ (1992) (Single Stage) | Standing ²⁰⁰¹ (1947) New calculated constants $P_b = a_1 (R_i/\gamma_g)^{a_2} 10^{(0.0001 a_3 - a_4)}$ $a_1 = 33.22, a_2 = 0.8283, a_3 = 0.000037, a_4 = 0.0142$ | Colombia | 43 | 32-4,138 | 95-260 | 6-1,645 | 18.0-44.9 | 0.66-1.73 | 13.32 | 37.02 |
| Macary and El-Battonney ²² (1992) | Glasió ¹ (1980) New calculated constants $K = \exp[a_1 T - a_2 \gamma_{\text{app}} - a_3 \gamma_g]$ $P_b = \text{antilog}(a_4 + a_5 \log(G) - a_6 [\log(G)]^2)$ $G = \gamma_g^{a_7} R_i^{a_8} 10^{(a_9 T - a_{10} \gamma_{\text{app}})}$ $a_1 = 0.3058, a_2 = 1.9013, a_3 = 0.26, a_4 = -1.378, a_5 = 1.053, a_6 = 0.00069, a_7 = 0.0208$ | Gulf of Suez | 90 | 1,200-4,600 | 130-290 | 200-1,200 | 25-40 | 0.70-1.00 | 0.52 | 7.04 |
| Almeida ²⁷ (1997) | $P_b = a_1 + a_2 R_i/\gamma_g + a_3 T$ $a_1 = 620.592, a_2 = 6.23087, a_3 = 1.38559, a_4 = 2.89668$ | UAE | 62 | 501-4,822 | 190-306 | 128-3,871 | 30.9-48.6 | 0.75-1.12 | 4.997 | 6.56 |
| Karotamodio and Schmidt ²⁸ (1994) | Vazquez and Beggs ¹ correlation (1980) New calculated constants $P_b = (R_i/\gamma_g)^{a_1} 10^{(a_2 \log(a_3 \gamma_{\text{app}}))^{a_4}}$ $\gamma_{\text{app}} = a_5 a_1 + 27.64, a_1 = 0.05958, a_2 = 0.7972, a_3 = 13.1405, a_4 = 0.9986, a_5 = 0.03150, a_6 = 0.7587, a_7 = 11.2895, a_8 = 0.9143$ | Worldwide | 5,392 | 15-6,055 | 75-320 | 0-2,890 | 14.4-58.9 | 0.38-1.71 | 3.34 | 20.17 |

Al - Shammisi, A (2001)



Tabla 2 Correlaciones para el cálculo de Factor Volumétrico de Formación del petróleo.

| FORMATION VOLUME FACTOR CORRELATIONS | | | | | | | | | | |
|--|--|---------------------|-------------------------|-------------------|----------------|-----------------------|-----------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Authors | Correlation | Samples Origin | No. of Data Points Used | B_o Range (STB) | T Range (°F) | R_s Range (scf/STB) | API Range (API) | γ_o Range (ratio) | Author Average Error (%) | Author Standard Deviation |
| Standing ²⁰¹¹ (1947) | $B_o = a_1 + a_2 [R_s / (\gamma_o \gamma_g)^{0.5} + a_3 T]^{0.5}$ $a_1 = 0.972, a_2 = 1.472e-4, a_3 = 0.5, a_4 = 1.25, a_5 = 1.175$ | California, U.S.A. | 105 | 1.0240–2.150 | 100–258 | 20–1,425 | 16.5–63.8 | 0.59–0.95 | 1.17 | |
| Vazquez and Beggs ¹⁹⁸⁰ | $B_o = 1 + a_1 R_s + a_2 [(v_{sp}/\gamma_o)(T-60)] + a_3 [R_s(v_{sp}/\gamma_o)(T-60)]$ $\gamma_{sp} \leq 0, a_1 = 4.677e-4, a_2 = 1.751e-5, a_3 = -1.8106e-8, \gamma_{sp} \geq 0, a_1 = 4.67e-4, a_2 = 1.1e-5, a_3 = 1.337e-9$ | Worldwide | 6,004 | 1.028–2.226 | 75–294 | 0–2,199 | 15.3–59.3 | 0.511–1.35 | | |
| Glaser ¹⁹⁸⁰ | $B_o = 1 + a_1 a_2 + a_3 (\log G) - a_4 (\log G)^2$ $G = R_s (\gamma_o / \gamma_g)^{0.5} + a_5 T$ $a_1 = -6.58511, a_2 = 2.91329, a_3 = 0.27683, a_4 = 0.526, a_5 = 0.968$ | North Sea | 41 | 1.032–2.588 | 80–280 | 90–2,637 | 22.3–48.1 | 0.65–1.28 | -0.43 | 2.18 |
| Al-Marhoun ¹⁹⁸⁸ | $B_o = a_1 + a_2 (T+460) + a_3 M + a_4 M^2$ $M = R_s (\gamma_o / \gamma_g)^{0.5}$ $a_1 = 0.497069, a_2 = 0.862963e-3, a_3 = 0.182594e-2, a_4 = 0.318099e-5, a_5 = -0.74239, a_6 = 0.323294, a_7 = -1.20204$ | Middle East | 160 | 1.032–1.997 | 74–240 | 26–1,602 | 19.4–44.6 | 0.75–1.37 | -0.01 | 1.18 |
| Abdul-Majeed and Salman ¹⁹⁸⁸ | New calculated constants Al-Marhoun ¹⁹⁸⁸ $a_1 = 0.9657876, a_2 = 7.73e-4, a_3 = 4.8141e-5, a_4 = -6.8987e-10, a_5 = 1.2, a_6 = -0.147, a_7 = -5.222$ | — | 420 | 1.028–2.042 | 75–290 | 0–1,664 | 9.5–59.5 | 0.51–1.35 | -0.24 | 1.91 |
| Dokla and Osman ¹⁹⁹² | New calculated constants Al-Marhoun ¹⁹⁸⁸ $a_1 = 0.431935e-1, a_2 = 0.139775e-2, a_3 = 0.380525e-5, a_4 = 0.773572, a_5 = 0.404020, a_6 = -0.882605$ | UAE | 51 | 1.216–2.493 | 190–275 | 181–2,266 | 28.2–40.3 | 0.80–1.29 | 0.023 | 1.681 |
| Petrosky and Farshad ¹⁹⁹³ | Standing ²⁰¹¹ (1947) New calculated constants $B_o = a_1 + a_2 [R_s (\gamma_o / \gamma_g)^{0.5} + a_3 T]^{0.5}$ $a_1 = 1.0113, a_2 = 7.2046e-5, a_3 = 0.3738, a_4 = 0.2914, a_5 = 0.6265, a_6 = 0.24626, a_7 = 0.5371, a_8 = 3.0936$ | Gulf of Mexico | 90 | 1.118–1.623 | 114–288 | 217–1,406 | 16.3–45.0 | 0.58–0.85 | -0.01 | 0.58 |
| Farshad, Leblance, Garber, and Osorio ¹⁹⁹² (Single Stage) | Glaser ¹⁹⁸⁰ New calculated constants $B_o = 1 + a_1 a_2 + a_3 (\log G) - a_4 (\log G)^2$ $G = R_s (\gamma_o / \gamma_g)^{0.5} + a_5 T$ $a_1 = -2.6541, a_2 = 0.5576, a_3 = 0.3331, a_4 = 0.5956, a_5 = 0.2369, a_6 = -1.3282, a_7 = 0.0976$ | Colombia | 107 | 1.060–2.064 | 95–260 | 6–1,645 | 18.0–44.9 | 0.66–1.7 | 13.32 | 37.02 |
| Al-Marhoun ¹⁹⁹² | $B_o = 1 + a_1 R_s + a_2 R_s (\gamma_o / \gamma_g) + a_3 R_s (1 - \gamma_o) (T - 60) + a_4 (T - 60)$ $a_1 = 0.177342e-3, a_2 = 0.220163e-3, a_3 = 4.292580e-6, a_4 = 0.528707e-3$ | Worldwide | 4,012 | 1.010–2.960 | 75–300 | 0–3,265 | 9.5–55.9 | 0.575–2.52 | 0.00 | 0.57 |
| Omar and Todd ¹⁹⁹³ | Standing ²⁰¹¹ correlation with one change $B_o = a_1 + a_2 [R_s (\gamma_o / \gamma_g)^{0.5} + a_3 T]^{0.5}$ $X = b_1 + b_2 (\gamma_{sp} / \gamma_o) + b_3 \gamma_o$ $b_1 = 1.1663, b_2 = 0.762e-3, b_3 = -0.0399$ | Malaysia | 93 | 1.085–1.954 | 125–280 | 142–1,440 | 26.6–53.2 | 0.612–1.32 | 1.44 | 1.88 |
| Almehaideb ¹⁹⁹⁷ | $B_o = a_1 + a_2 R_s T^{0.5}$ $a_1 = 1.122018, a_2 = 1.41e-6$ | UAE | 62 | 1.142–3.562 | 190–306 | 128–3,871 | 30.9–48.6 | 0.75–1.12 | 1.35 | 5.17 |
| Macary and El-Balanoney ¹⁹⁹² | $B_o = \exp(a_1 R_s + a_2 T) N$ $N = \exp(a_3 R_s + a_4 T)$ $a_1 = 1.0031, a_2 = 0.0008, a_3 = 0.0004, a_4 = 0.0006$ | Gulf of Suez, Egypt | 90 | 1.20–2.00 | 130–290 | 200–1,200 | 25–40 | 0.70–1.00 | 0.52 | 7.04 |
| Karatoomlio and Schmidt ¹⁹⁹⁴ | Standing ²⁰¹¹ (1948) New calculated constants Exactly as Petrosky and Farshad ¹⁹⁹³ $B_o = a_1 + a_2 [R_s (\gamma_o / \gamma_g)^{0.5} + a_3 T]^{0.5}$ $a_1 = 0.98496, a_2 = 0.0001, a_3 = 0.755, a_4 = 0.25, a_5 = 1.5, a_6 = 0.45, a_7 = 1.5$ | Worldwide | 5,392 | 1.007–2.144 | 75–320 | 0–2,890 | 14.4–58.9 | 0.38–1.71 | -0.104 | 2.025 |

Al – Shammsi, A (2001)

- Viscosidad del Petróleo.

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción. La viscosidad indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno.

El cambio de la viscosidad del petróleo en función de la presión es, sobre el punto de burbujeo, a medida que la presión disminuye, el petróleo se expande y resulta en una reducción en la viscosidad del petróleo. A medida que la presión disminuye por debajo de la presión de burbujeo, los componentes mas ligeros salen de la fase de petróleo, dejando los componentes más pesados; y ésta es la tendencia a medida que la presión disminuye cada más. También, debido a la liberación de gases la fase de petróleo se contrae. Entonces, la combinación de estos dos efectos resulta en un aumento de la viscosidad a presiones por debajo del punto de burbujeo.

La determinación de la viscosidad suele hacerse en dos pasos. Primero, se debe estimar la viscosidad del petróleo a condiciones estándar, esta viscosidad es algunas veces llamada viscosidad muerta porque el petróleo a condiciones estándar contiene muy poco gas disuelto. Una vez que la viscosidad muerta es determinada, se usa un factor de corrección apropiado para tomar en cuenta el efecto de la presión y la temperatura en el gas disuelto.

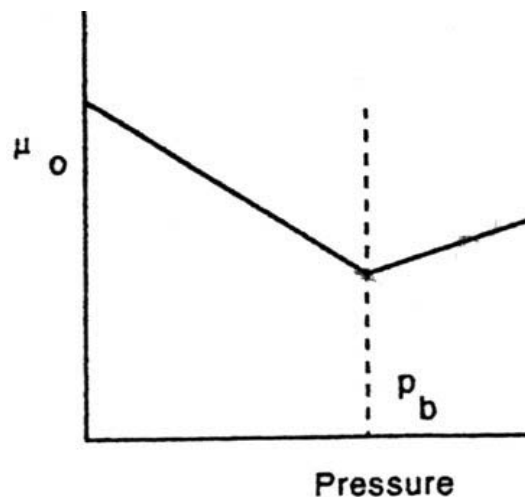


Fig. 8 Comportamiento de la Viscosidad del Petróleo en función de la Presión.



Las correlaciones que existen son para la determinación de la viscosidad del la fase de petróleo y sus rangos de aplicación son:

- **Beggs and Robinson.**

p (presión): 50 a 5,250 psia (3,45 a 0,3619 bar)

T (temperatura): 70 a 295 °F (21 a 146 °C)

°API: 16 a 58° API

Rsb (en el pto. de burbujeo): 20 a 2,070 scf/STB (125,8 a 13019,9 m³/m³)

- **Kartoatmodjo.**

P_b (presión de burbujeo): 14.7 a 7170.7 psia (1 a 495 bar)

p (presión): 14.7 a 7170.7 psia (1 a 495 bar)

T (temperatura): 75 a 320° F (24 a 160 °C)

°API: 14.4 a 58.95 °API

Rsb (en el pto. de burbujeo): 2 a 2048 scf/STB (12,58 a 12881,55 m³/m³)

- **Beal.**

P_b (presión de burbujeo): 1515 a 5515 psia (105 a 380 bar)

T (temperatura): 72 a 292 °F

Rsb (en el pto. de burbujeo): 12 a 1827 scf/STB (75,5 a 11491,5 m³/m³)

- **Glaso.**

T (temperatura): 50 a 300 °F

°API: 20.1 a 48.1 °API

- **Chew and Connally.**

p (presión): 132 a 5,645 psia. (9 a 0,389 bar)

T (temperatura): 72 a 292 °F (22 a 145 °C)

Rsb (en el pto. de burbujeo): 51 a 3544 scf/STB (320,8 a 22291,13 m³/m³)



❖ Propiedades del Gas.

Las propiedades del gas más importante incluyen el factor de compresibilidad, el factor de volumen de formación, la densidad y la viscosidad.

• Factor de Compresibilidad del Gas.

El factor de compresibilidad (z) es un indicador de la desviación entre un gas real y un gas ideal. Para un gas ideal la ley de gases por unidad de mol de gas puede ser escrita como

$$pV = RT$$

Para un gas real, la misma ecuación puede ser escrita como

$$pV = zRT$$

Donde z es el Factor de Compresibilidad. La teoría de estado correspondiente dicta que el factor z puede ser únicamente definido como función de la presión y temperatura reducida. La presión y temperatura reducida se definen como

$$p_r = \frac{p}{p_c} \quad \text{y} \quad T_r = \frac{T}{T_c}$$

Donde p_r y T_r son la presión y temperatura reducida respectivamente, y p_c y T_c son la presión y temperatura crítica del gas respectivamente. Los valores para la presión y temperatura crítica pueden ser estimados si la composición del gas y las propiedades críticas de cada componente individual son conocidas. Como una aproximación, se ha observado que la presión y temperatura crítica puede ser estimada como una función lineal de la gravedad del gas.

$$p_c = 708,8 - 57.5\gamma_G$$

$$T_c = 169 + 314\gamma_G$$

Los valores de presión y temperatura crítica pueden ser corregidos cuando existan en la fase de gas impurezas de no hidrocarburos.

Una vez que las propiedades críticas son determinadas, se estiman la presión y la temperatura reducida. El procedimiento más común para estimar el factor z es el procedimiento gráfico propuesto por Standing y Katz². La carta del factor z cubre un rango de presiones reducidas de 0 a 15, y un rango de temperaturas reducidas de 1,05 a 3.



- Factor de Volumen de Formación del Gas.

El factor de volumen de formación del gas es definido como la relación del volumen de un mol de gas a una presión y temperatura dada y el volumen de un mol de gas a condiciones estándar. Usando la ley de gases reales y asumiendo que el factor z es igual a 1 a las condiciones estándar, si se asume que las condiciones estándar son a 14,7 psi y 520 R, entonces se puede escribir una expresión para el factor de volumen de formación del gas como

$$B_G = \left(\frac{14,7 \text{ psi}}{520 \text{ R}} \right) \frac{z(T + 460)}{p} \quad (\text{b/Stb})$$

- Densidad del Gas.

La densidad del gas, puede ser estimada usando la siguiente ecuación

$$\rho_G = 2,7 \frac{p \gamma_G}{zT}$$

donde ρ_G : [lbm/ft³]

p : psia y T : R

- Viscosidad del Gas.

La ecuación más común para estimar la viscosidad del gas es dada por Lee et al.³ y se escribe:

$$\mu_G = k \cdot 10^{-4} \exp(x \rho_G^y)$$

donde $K = \frac{(9,4 + 0,02M) T^{1.5}}{209,2 + 19,3M + T}$, $x = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,1M$, $y = 2,4 - 0,2x$

La viscosidad es en cp, M es la masa molecular del gas, T es la temperatura en R, ρ_G es la densidad del gas en g/cc y p es la presión en psia.

❖ Propiedades del Agua.

Muchos reservorios producen agua junto con el petróleo y el gas, es entonces importante conocer como estimar las propiedades físicas del agua. En la mayoría de los casos el agua producida contiene sales disueltas, por lo tanto, el efecto de estas sales disueltas tiene que ser tomado en cuenta en la determinación de las propiedades físicas. Las propiedades del agua más importante son la densidad, la solubilidad del gas natural en el agua, la viscosidad y el factor de volumen de formación.



- Factor de Volumen de Formación del Agua.

Para determinar el factor de volumen de formación del agua primero se debe estimar la gravedad específica del agua sin tomar en cuenta la presencia de sólidos. El factor de volumen de formación del agua no es función del contenido de sólidos.⁴

$$\gamma_w = 1,004 - (1,366 \times 10^{-5})T - (9,503 \times 10^{-7})T^2$$

$$B_w = \frac{0,999}{\gamma_w} - (1 \times 10^{-6})p \text{ (b/Stb)}$$

- Densidad del Agua de formación.

La densidad del agua de formación está afectada por el contenido de sólidos. La densidad del agua a condiciones estándar es calculada por medio de la siguiente expresión:⁴

$$\rho_{w_{ST}} = 62,368 + 0,4386 \times 10^{-4}S + 1,6007 \times 10^{-11}S^2$$

Donde $\rho_{w_{ST}}$ es la densidad del agua en lbm/SCF y S es la concentración de sólidos es ppm. Para calcular la densidad del agua a cualquier otra presión y temperatura, se puede usar la siguiente expresión

$$\rho_w = \frac{\rho_{w_{ST}}}{B_w}$$

- Solubilidad del Gas Natural en el Agua.

El gas natural es poco soluble en el agua. Esta puede aproximarse por,⁴

$$R_{sw} = [0,013 - (3 \times 10^{-5})T]p - (2,8 \times 10^{-5})p^{1.6}$$

- Viscosidad del Agua.

La viscosidad del agua es una fuerte función de la temperatura y del contenido de sólidos disueltos y se define como,⁵

$$\mu_w = e^{(1,003 - 1,479 \times 10^{-2}T + 1,982 \times 10^{-5}T^2)} \quad (\text{cp})$$



1.3 FLUJO DE FLUIDOS

1.3.1. Comportamiento de Fluencia en Yacimientos (IPR).

Flujo Monofásico

Las relaciones de comportamiento de afluencia (IPR) bajo la condición de una sola fase que se describirán a continuación se refieren a una sola fase de petróleo. Para el desarrollo de las mismas se debe empezar estableciendo la ecuación de la ley de Darcy, asumiendo flujo radial y bajo condiciones estándar. Pero la forma más común que se encuentra en la literatura es asumir condiciones pseudo estables y condiciones de borde cerradas, es decir, que la presión del reservorio disminuye a medida que el pozo se agota, y que la fase de petróleo es ligeramente compresible, nos queda la siguiente expresión:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} \cdot k \cdot h}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right]} (p_r - p_{wf})$$

donde: q_o : Tasa de Flujo de Petróleo. [STB/d]

p_r : Presión Promedio del Reservorio [psi].

p_{wf} : Presión de Fondo Fluyente.

k : Permeabilidad del Yacimiento [md].

h : Espesor del Yacimiento [ft].

μ_o : Viscosidad del petróleo [cp].

B_o : Factor de Formación de Volumen del petróleo [bbl/STB].

r_e : Radio de Drenaje del Pozo [ft].

r_w : Radio del Pozo [ft].

Nótese que en la expresión anterior la tasa de flujo es linealmente dependiente de la caída de presión. La relación entre la tasa de flujo y la caída de presión se define como el Índice de Productividad, PI, para la estimación del mismo se debe conocer la permeabilidad, el espesor del reservorio, la viscosidad del petróleo y el factor de volumen de formación, además se debe conocer el radio de drenaje y el radio del pozo. Para la relación anterior el índice de productividad se puede definir como:

$$PI = \frac{7.08 \times 10^{-3} \cdot k \cdot h}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right]}$$

En muchos casos, si la información del radio de drenaje no es conocida, se puede aproximar el $\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} = 7.08$, pero es asumiendo que el reservorio es de forma radial. Para los reservorios de cualquier otra forma, se puede escribir una expresión generalizada para la ecuación de estado seudo estable:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} \cdot k \cdot h}{\mu_o B_o \left[\ln X - \frac{3}{4} \right]} (p_r - p_{wf})$$

donde x es r_e/r_w para los reservorios radiales, para las otras formas de reservorios el valor de x se da en la fig. si la forma esta bien establecida se puede usar el valor apropiado de x para estimar el índice de productividad.

| System | X | System | X |
|--------|-----------------------------|--------|------------------------------|
| | $\frac{r_e}{r_w}$ | | $\frac{0.966 A^{1/2}}{r_w}$ |
| | $\frac{0.571 A^{1/2}}{r_w}$ | | $\frac{1.44 A^{1/2}}{r_w}$ |
| | $\frac{0.565 A^{1/2}}{r_w}$ | | $\frac{2.206 A^{1/2}}{r_w}$ |
| | $\frac{0.604 A^{1/2}}{r_w}$ | | $\frac{1.925 A^{1/2}}{r_w}$ |
| | $\frac{0.61 A^{1/2}}{r_w}$ | | $\frac{6.59 A^{1/2}}{r_w}$ |
| | $\frac{0.678 A^{1/2}}{r_w}$ | | $\frac{9.36 A^{1/2}}{r_w}$ |
| | $\frac{0.668 A^{1/2}}{r_w}$ | | $\frac{1.724 A^{1/2}}{r_w}$ |
| | $\frac{1.368 A^{1/2}}{r_w}$ | | $\frac{1.794 A^{1/2}}{r_w}$ |
| | $\frac{2.066 A^{1/2}}{r_w}$ | | $\frac{4.072 A^{1/2}}{r_w}$ |
| | $\frac{0.884 A^{1/2}}{r_w}$ | | $\frac{9.523 A^{1/2}}{r_w}$ |
| | $\frac{1.485 A^{1/2}}{r_w}$ | | $\frac{10.135 A^{1/2}}{r_w}$ |

Fig. 9 Factores para Pozos de diferentes formas y posiciones en el Área de Drenaje, donde A = Área de Drenaje y $A^{1/2}/r_w$ es adimensional⁶



Todas las expresiones dadas se han basado en la asunción de que la permeabilidad es uniforme a través de toda la formación, esto pudiera ser cierto si el pozo fuera perforado y completado bajo condiciones ideales, lo que ocurre raramente. En la mayoría de los casos, la permeabilidad de la formación cerca del pozo se ve alterada durante la perforación y la completación, esta alteración típicamente resulta en un daño en las áreas cercanas al pozo, reduciendo su permeabilidad. Por otro lado las actividades de limpieza, estimulación o tratamientos de fractura pueden originar un aumento en la permeabilidad en las áreas cercanas al pozo. Se desarrolla entonces el concepto del Factor Skin (S) para tomar en cuenta estas alteraciones. Esta alteración en la permeabilidad en el área cercana al pozo (la zona skin) causa una caída de presión adicional (Δp_s).

Si reescribimos la expresión para la ecuación seudo estable tomando en cuenta el factor skin y el factor de forma, queda:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} \cdot k \cdot h}{\mu_o B_o \left[\ln X - \frac{3}{4} + S \right]} (p_r - p_{wf})$$

Es evidente que el factor skin, S, es positiva donde la permeabilidad de la región skin es menor que la permeabilidad del reservorio (daño), mientras que será negativo donde la permeabilidad de la región skin sea mayor que la permeabilidad del reservorio (estimulación). El Índice de productividad bajo esas condiciones se puede escribir como:

$$PI = \frac{7.08 \times 10^{-3} \cdot k \cdot h}{\mu_o B_o \left[\ln X - \frac{3}{4} + S \right]}$$

Flujo Bifásico.

El desarrollo del IPR bajo la condición de flujo bifásico también se inicia con la ecuación básica de la Ley de Darcy bajo condiciones de estado estable; la principal diferencia, de la correspondiente ecuación para flujo monobásico, es la inclusión de un término de permeabilidad relativa. Pero en este caso hay que tener presente que la viscosidad y el factor de volumen de formación del petróleo va a cambiar con la pérdida de gas en solución, pero el trabajo de varios investigadores^{7,8}



$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} \cdot k \cdot h}{\left[\ln X - \frac{3}{4} + S \right]} \left(\frac{1}{1+V} \right) \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{p_r} \left[(p_r - p_{wf})(p_r + V p_{wf}) \right] \frac{1}{p_r}$$

Esta es la expresión final que se obtiene para la tasa de flujo de la fase de petróleo bajo condiciones bifásicas. Dependiendo del valor de V, el cual varía entre 0 y 1, se pueden tener diferentes expresiones para la tasa de flujo.

Pero la expresión que se usa más comúnmente para definir las relaciones de afluencia para reservorios con gas en solución por debajo del punto de burbujeo no es precisamente esa. Dicha relación se obtiene al hacer, en la ecuación anterior, la presión de fondo fluyente igual a cero, para obtener una expresión para la tasa de flujo máxima y luego al dividir la primera por la segunda obtenemos:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - (1-V) \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - V \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2$$

Si se sustituye $V = 0,8$, se obtiene la ecuación conocida como Ecuación de

Vogel:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2$$

Si se sustituye $V = 1,0$, se obtiene la ecuación conocida como la Ecuación de Fetkovich:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2$$

Estas son las dos ecuaciones usadas más frecuentemente para las relaciones de afluencia de reservorios con gas en solución. Para aplicar solo se necesita de un dato de campo basado en la producción del reservorio.

La relación de comportamiento de afluencia, tal como se presentó, es solo aplicable para reservorios donde la presión promedio está por debajo de la presión del punto de burbujeo. Para presiones promedio del reservorio mayores a la de burbujeo, parte del reservorio puede estar bajo condiciones de flujo monofásico. Una relación de comportamiento de afluencia típica compresión promedio del reservorio mayor al punto de burbujeo, se comportará por encima de punto de burbujeo como una línea recta donde aplica la ecuación de flujo monofásico. Esta porción indica que

el índice de productividad es constante. El caso en el que la presión de fondo fluyente iguala al punto de burbujeo, la tasa de flujo se denota como q_b . Para presiones por debajo del punto de burbujeo, la relación de comportamiento de afluencia se indica con la relación típica de flujo bifásico.

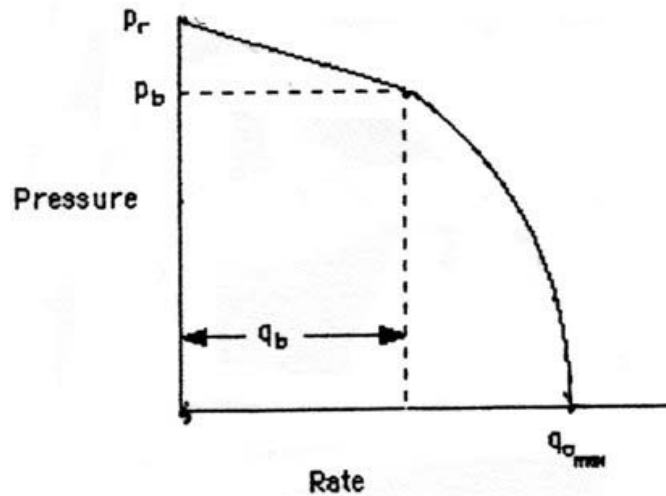


Fig. 10 Curva del Comportamiento de Afluencia sobre el Punto de Burbujeo.

Para un flujo monofásico, el índice de productividad a la presión de burbujeo esta dado PI como se expresó anteriormente. Para el flujo bifásico, la relación de comportamiento de fluencia puede ser escrita como:

$$\frac{q_o - q_b}{q_{Omax} - q_b} = 1 - (1 - V) \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - V \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2$$

Donde la tasa de flujo en el punto de burbujeo (q_b) es sustraída tanto del numerado como del denominador en la parte izquierda de la igualdad, para eliminar la contribución del flujo monofásico. Nótese también que se usa la presión de burbujeo en vez de la presión del reservorio, y esto se debe a que el comportamiento bifásico se inicia a partir y por debajo del punto de burbujeo.

Para determinar la tasa de flujo, dependiendo de si la presión de fondo fluyente esta sobre o debajo del punto de burbujeo, quedan las siguientes expresiones:

$$\text{Para } p_{wf} > p_b \quad \Rightarrow \quad q_o = J(p_r - p_{wf})$$

$$\text{Para } p_{wf} < p_b \quad \Rightarrow \quad q_o = J(p_r - p_b) + \frac{Jp_b}{1 + V} \left[1 - (1 - V) \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - V \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]$$



La determinación del IPR y las curvas respectivas, como se ha discutido hasta ahora, se han basado en la suposición de que no se esta produciendo agua del pozo junto con el crudo. El siguiente método es usado para la determinación del IPR de pozos que producen agua, el mismo fue derivado por Petrobras* basado en la combinación de la ecuación de Vogel y la ecuación de índice de productividad constante para el flujo de agua. Las curvas del IPR compuesto se determinan geoméricamente considerando el flujo fraccional de la fase de agua y petróleo.

La expresión para determinar la curva del IPR compuesto puede ser determinada basándose en:

- (1) El calculo de la Tasa de Flujo Total a cierta Presión de Fondo Fluyente.
- (2) El calculo de la Presión de Fondo Fluyente a cierta Tasa de Flujo Total.

A efectos prácticos, se necesita conocer de ciertas variables primero para poder determinar la curva del IPR y estas son la Presión de Burbujeo, la Presión de Burbujeo y la Fracción o Corte de Agua. Lo normal es acompañar estas variables con una prueba de pozo que consiste en una Presión de Fondo Fluyente y la respectiva Tasa total que se produce a esa presión. Nuevamente tenemos dos posibilidades que pueden ocurrir:

- (1) Cuando la Presión de Fondo Fluyente de la prueba es mayor que la Presión de Burbujeo, esto representa la zona recta de la curva del IPR por lo que puede ser determinada fácilmente por medio de las siguientes expresiones:

$$PI = \frac{q_{T_{prueba}}}{(p_r - p_{wf_{prueba}})} \quad q_b = PI(p_r - p_b) \quad q_{o_{max}} = q_b + \frac{PI \cdot p_b}{1+V}$$

$$q_{imax} = q_{o_{max}} + Fw \left(p_r - \frac{q_{o_{max}}}{PI} \right) (\text{tg } \alpha)$$

$$\text{donde } \text{tg } \alpha = \frac{0,001 \cdot q_{o_{max}}}{Fw \left(\frac{0,001 \cdot q_{o_{max}}}{PI} \right) + Fo \cdot p_{wfo}}$$

$$\text{y } p_{wfo} = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a} \quad \text{donde } a = \frac{V}{p_r^2}; \quad b = \frac{1-V}{p_r}; \quad c = \frac{0,999q_{o_{max}} - q_b}{q_{o_{max}} - q_b} - 1$$

- (2) Cuando la Presión de Fondo Fluyente de la prueba es menor que la Presión de Burbujeo, en este caso la determinación del Índice de Productividad es un proceso poco mas complejo que a la final resulta en la expresión que sigue, una vez determinado el PI se procede al calcular las demás variables (q_b , $q_{o\max}$, $q_{t\max}$) con las mismas expresiones del punto anterior:

$$PI = \frac{q_{T\text{prueba}}}{\left[Fo \left(p_r - p_b + \left(\frac{p_b \cdot VOG}{1.8} \right) \right) + Fw \left(p_r - p_{wf\text{prueba}} \right) \right]}$$

donde $VOG = \left[1 - (1 - V) \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - V \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]$

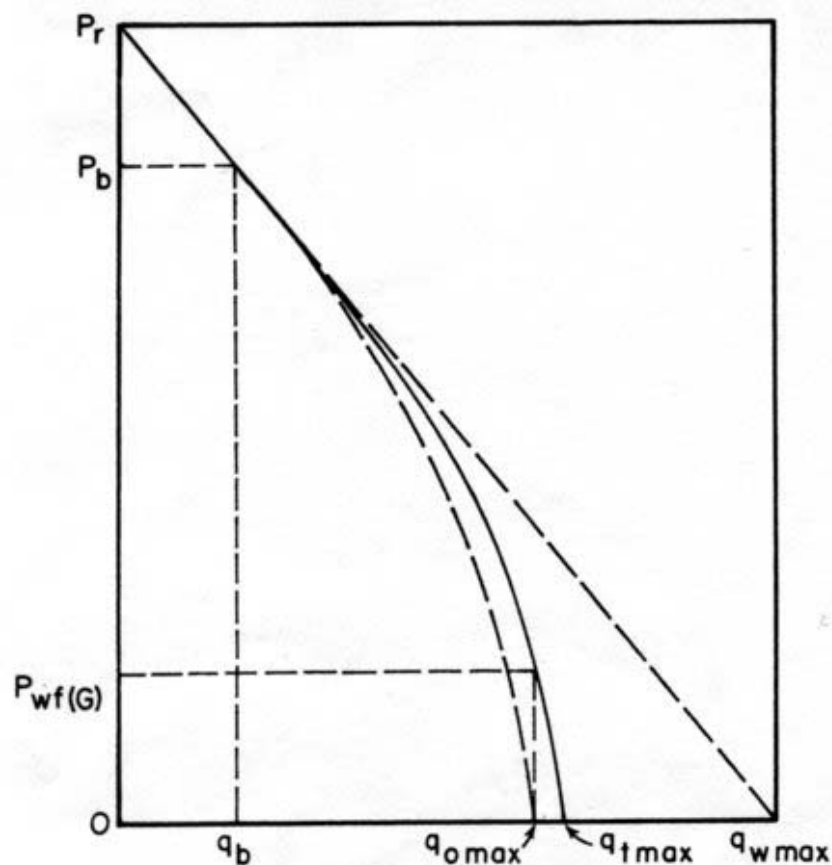


Fig. 11 Curva de IPR Compuesto.



1.3.2. Flujo de Fluidos Multifásico en Tuberías.

Ocurrencia y Aplicación

El flujo bifásico de gas líquido ocurre en varias de los principales campos industriales, como son las industrias del petróleo, las químicas, nucleares y geotérmicas. Se esta en presencia de flujos bifásicos, tanto en estas industrias como en muchas otras, en un amplio rango de aplicaciones ingenieriles. Y precisamente la necesidad de diseñar métodos para esas aplicaciones es la que ha estimulado extensas investigaciones para el flujo de fluidos multifásicos desde 1950. En lo que sigue se hace una pequeña reseña de cuando ocurre y donde se aplica.

- Industria Petrolera.

El flujo de fluidos bifásicos ocurre en la industria petrolera durante la producción y transporte de gas y petróleo. Este flujo puede ocurrir tanto en los pozos como en las líneas de flujo, en tuberías horizontales, inclinadas o verticales. En producciones costa afuera, esas líneas pueden ser de longitudes sustanciales antes de alcanzar los equipos de separación. Comúnmente se usan los componentes de bombeo, separadores o capturadotes de burbujas para el control y procesamiento del flujo. En orden de dimensionar las líneas de flujo y los equipos de separación es necesario el diseño de métodos que determinen la caída de presión y el holdup del líquido, o el volumen de líquido.

- Industria Química y de Procesos.

El flujo de fluidos bifásico se encuentra en la industria química y de procesos en la mayoría de sus aplicaciones, como por ejemplo reactores, calderas, condensadores, evaporadores y plantas de destilación. El diseño de tales equipos requiere de métodos para predecir, además de la caída de presión y el holdup de líquido en tuberías, los procesos de transferencia de calor y de masa. Esto incluye el coeficiente de transferencia de calor entre las paredes y el líquido y el coeficiente de transferencia de masa a través de la interfase gas líquido.



- Industria de Reactores Nucleares.

La industria de reactores nucleares considera el flujo de fluidos bifásicos principalmente para propósitos de seguridad. Cuando ocurren accidentes de pérdida de refrigerante (LOCA), puede ocurrir la ebullición cerca del cuerpo, y en orden de enfriar el cuerpo se inyecta agua de emergencia. Este flujo en dirección contraria debe ser analizado cuidadosamente para poder predecir inundaciones y posibles hundimientos en el cuerpo. Las complejas hidrodinámicas del flujo bifásico dividido en conductos ramificados es de primordial importancia en este proceso.

- Plantas de Energía Geotérmica.

En esta industria el flujo bifásico ocurre en forma de flujo de vapor de agua en elevadores verticales y sistemas de tuberías. La predicción de la presión, la temperatura y comportamiento de las fases son esenciales para un diseño apropiado. La eliminación del flujo burbuja es necesaria para evitar problemas operacionales.

Como se mencionó anteriormente ha sido necesario el diseño de métodos que permitan el análisis de las complejas aplicaciones en las que el sistema involucre el flujo de fluidos bifásicos. Existen cuatro principales aproximaciones fundamentales que son usadas para la resolución de problemas ingenieriles, las cuales son:

- 1) Aproximación Experimental o Empírica.

En esta aproximación se llevan a cabo experimentos y a partir de ellos se desarrollan correlaciones empíricas. Científicamente, esta aproximación debería estar basada en un análisis dimensional, dando como resultado una solución universal. Las correlaciones que sean desarrolladas sin un análisis dimensional pueden ser aplicadas con confianza sólo en un rango de condiciones similares a esas bajo las cuales fue obtenida data experimental. Su aplicabilidad general, sin embargo suele ser cuestionable. Como ejemplo de correlaciones universales tenemos la del factor de fricción, o la de las pérdidas de presión por fricción en flujo turbulento.



Específicamente en la aplicación de flujo bifásico, inicialmente la predicción de los fenómenos se ha hecho a través de las aproximaciones empíricas, esto se debió principalmente a la complejidad de los sistemas y a la urgente necesidad de diseñar métodos para las industrias. Fueron muchas las correlaciones desarrolladas y las podemos clasificar en tres categorías:

Categoría "A": En esta categoría se encuentran las correlaciones menos exactas y triviales. No consideran el resbalamiento entre fases ni el patrón de flujo. La densidad de la mezcla es calculada en base a la relación Gas-Líquido, esto es asumiendo que el gas y el líquido viajan a la misma velocidad en la tubería. Las únicas correlaciones requeridas son para el cálculo del factor de fricción bifásico. Un ejemplo de las correlaciones de esta categoría son:

- Poettmann & Carpenter (1952)⁹
- Baxxendell & Thomas (1961)¹⁰
- Fancher & Brown (1963)¹¹

Categoría "B": Se considera el deslizamiento entre fases pero no los patrones de flujo. Como en esta categoría si se considera que el líquido y el gas viajan a diferentes velocidades, se requiere correlaciones para el cálculo del Holdup de líquido y el factor de fricción bifásico. Pero las mismas correlaciones son usadas para todos los patrones de flujo. Algunas de las correlaciones en esta categoría son:

- Hagerdorn & Brown (1965)¹²
- Dukler (1969)¹³

Categoría "C": Las correlaciones en esta categoría son las mas exactas y complejas. El deslizamiento entre fases y los patrones de flujo son considerados. Se requieren métodos para la predicción del patrón de flujo existente, y dependiendo del patrón de flujo, se usa las apropiadas correlaciones para la determinación del Holdup de líquido y el factor de fricción bifásico. El método



para el cálculo de gradiente de presión debido a la aceleración también depende del patrón de flujo. Las correlaciones mas conocidas de esta categoría son:

- Duns & Ros (1963)¹⁴
- Orkiszewski (1967)¹⁵
- Beggs & Brill (1973)¹⁶

2) Aproximación de Solución Exacta o Rigurosa.

Esta aproximación requiere de la solución de las ecuaciones de conservación con las condiciones de borde adecuadas. No hay duda de que esta es la aproximación mas exacta, pero desafortunada solo hay unos pocos sistemas que pueden ser tratados rigurosamente, un ejemplo de estos seria la solución del flujo laminar en tuberías.

3) Aproximación por Simulación Numérica.

En esta aproximación las ecuaciones de conservación son resueltas numéricamente. Esta aplicación es la más útil para la Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) y los cálculos de flujo transitorio. Esta aproximación usualmente conlleva a muy grandes códigos que son difíciles, complejos y que toman mucho tiempo. Todavía hay muchos problemas sin resolver con los esquemas numéricos y las relaciones cerradas. Un ejemplo de la simulación numérica es el OLGA, simulador de flujo transitorio.

4) Aproximación por Modelos.

La aproximación por medio de modelos es una aproximación intermedia entre las aproximaciones empíricas y las rigurosas. En esta aproximación se construye un modelo físico simplificado que intenta describir muy de cerca el fenómeno. Entonces el modelo físico es expresado numéricamente para proveer de una herramienta analítica para propósitos de diseño y predicción. Luego se pueden llevar acabo mediciones experimentales para verificar el modelo y refinarlo.



En el caso del flujo bifásico, se encuentra que este es caracterizado por un gran número de variables, por lo menos el doble que para el flujo monofásico, además la configuración del flujo es bastante compleja. Tales sistemas hacen que las aproximaciones empíricas, la solución exacta y la simulación numérica sean impracticables o muy complicadas. El gran número de variables conlleva a un gran número de grupos adimensionales cuando se aplica el análisis dimensional.

La aproximación por modelos conocida también como modelos mecanísticos, ha emergido ya en años recientes, ésta intenta poner más atención en el fenómeno físico y se determina y modela matemáticamente el mecanismo de flujo que ocasiona el flujo bifásico. Un postulado fundamental en este método, es la existencia de distintas configuraciones de flujo o patrones de flujo. Es entonces el primer objetivo de esta aproximación, predecir el patrón de flujo para un sistema dado, luego desarrollar un modelo por separado para cada patrón de flujo que sea capaz de predecir las hidrodinámicas. Se espera que estos modelos sean más válidos y generales debido a que ellos incorporan el mecanismo y los parámetros importantes del flujo, como el diámetro de la tubería, el ángulo de inclinación las tasas de flujo del gas y el líquido y las propiedades físicas del fluido.

Es común que en la industria petrolera se usen tanto las aproximaciones empíricas como los modelos mecanísticos. Para el caso de diseño todavía siguen siendo las aproximaciones empíricas las que se usan principalmente, sin embargo, todas las investigaciones actuales se conducen hacia la aproximación por modelos. La aplicación de modelos en campo están en camino demostrando el potencial de este método. Pero es necesario el desarrollo y prueba de los modelos mecanísticos antes de usarlos como la principal herramienta para el diseño.

Algunos de los modelos mecanísticos que se han desarrollado hasta el momento son:

- Modelos para la predicción del Patrón de Flujo:
 - Taitel y Duckler (1976)¹⁷
 - Taitel et al. (1980)¹⁸



- Barnea, Shoham y Taitel (1982a 1982b y 1985)¹⁹

- Modelos Individuales
 - 1) Flujo Estratificado:
 - Taitel y Duckler (1976)²⁰
 - 2) Flujo Intermitente o Tapón:
 - Duckler y Hubbard (1975)²¹
 - Shoham et al. (1982)²², modelo para la transferencia de calor en Flujo Tapón.
 - Taitel y Barnea (1990)²³, modelo para Flujo Tapón horizontal.
 - Fernandes et al. (1983)²⁴, modelo para Flujo Tapón vertical.
 - 3) Flujo Anular:
 - Alves, Caetano, Minami y Shoham (1997)²⁵
 - 4) Flujo de Burbuja Dispersa y Flujo Burbuja:
 - Wallis (1969)²⁶

- Modelos Unificados.
 - Xiao, Shoham y Brill (1990)²⁷, modelo para flujo bifásico en tuberías horizontales.
 - Ansari et al. (1994)²⁸, modelo para flujo bifásico en tuberías de producción verticales.

Fenómenos Fundamentales en Flujo Bifásico.

Para empezar a hacer una descripción de los fenómenos básicos del flujo bifásico, primero hay que describir las principales variables que manejan.

- **Tasa de Flujo Másico, W** (kg/s)

W_L = Flujo Másico de liquido

W_G = Flujo Másico de gas

W = Flujo Másico Total

$$W = W_L + W_G$$



- **Tasa de Flujo Volumétrico, q (m³/s)**

q_L = Flujo Volumétrico de liquido

q_G = Flujo Volumétrico de gas

q = Flujo Volumétrico Total

$$q = q_L + q_G$$

- **Holdup de Líquido, H_L , Fracción de Vacío del Gas, α**

El holdup del líquido en el campo del flujo bifásico, es la fracción ocupada por la fase líquida en un elemento de volumen. De la misma forma, la fracción de vacío del gas es la fracción ocupada por la fase gaseosa en un elemento de volumen. Para el flujo monofásico α o H_L son 0 o 1, y para el flujo bifásico el $H_L > 0$ o $\alpha < 1$.

Existen diferentes definiciones de Fracción de Volumen que pueden ser usadas, algunas son el holdup del liquido instantáneo, $H_L(r,t)$ que se refiere al elemento de volumen diferencial y representa el holdup del liquido en un punto de espacio y tiempo determinados en el campo de flujo. Para esta condición de un elemento muy pequeño puede ser 0 o 1; la integración en el tiempo del holdup de liquido instantáneo dará el holdup de liquido local en una posición dada.

Para el flujo en tuberías, son usados dos promedios prácticos: el holdup del líquido del área de sección transversal promedio y el holdup del líquido volumétrico promedio. Estos promedios están referidos al área de sección transversal de la tubería, y un valor finito para los límites de la misma entre las paredes de la tubería y dos planos verticales imaginarios.

- **Velocidad Superficial, v_s (m/s)**

La velocidad superficial de una fase es la velocidad que pudiese ocurrir si esa fase estuviera fluyendo sola en la tubería. La velocidad superficial representa el flujo volumétrico por unidad de área para cada una de las



fases presentes. De esta forma las velocidades superficiales del líquido y gas, respectivamente, son:

$$v_{SL} = \frac{q_L}{A_p} \qquad v_{SG} = \frac{q_G}{A_p}$$

La velocidad de la mezcla es el flujo volumétrico total de las dos fases por unidad de área, y esta dada por:

$$v_M = v_S = \frac{q_L + q_G}{A_p} = v_{SL} + v_{SG}$$

- **Flujo Másico, G** (kg/m².s)

$$G_L = \frac{W_L}{A_p} = \text{flujo másico de liquido}$$

$$G_G = \frac{W_G}{A_p} = \text{flujo másico de gas}$$

$$G = \frac{W_L + W_G}{A_p} = G_L + G_G = \text{flujo másico total}$$

- **Velocidad In – Situ, v** (m/s)

Las velocidades superficiales definidas anteriormente no son las verdaderas velocidades de las fases, debido a que cada una de esas fases ocupa solo una fracción de la sección transversal de la tubería. Así, la verdadera velocidad de la fase líquida y la fase gaseosa son, respectivamente:

$$v_L = \frac{v_{SL}}{H_L} \qquad v_G = \frac{v_{SG}}{1 - H_L}$$

- **Velocidad de Resbalamiento, v_{slip}** (m/s)

Como las velocidades in-situ de cada fase suelen ser diferentes, la velocidad de resbalamiento representa la velocidad relativa entre las dos fases.

$$v_{slip} = v_G - v_L$$



- **Velocidad de Arrastre, v_D (m/s)**

La velocidad arrastre de una fase es la velocidad de la fase relativa a la superficie en movimiento a la velocidad de la mezcla

$$v_{LD} = v_L - v_M \qquad v_{GD} = v_G - v_M$$

- **Flujo de Arrastre, J (m/s)**

El flujo de arrastre representa la tasa de flujo de una fase por unidad de área, a través de la superficie en movimiento a la velocidad de la mezcla (velocidad del centro de volumen)

$$J_L = H_L (v_L - v_M) \qquad J_G = (1 - H_L) (v_G - v_M)$$

- **Velocidad de Difusión, (m/s)**

La velocidad de difusión es la velocidad de cada fase relativa a la superficie en movimiento a la velocidad del centro de masa.

$$v_{LM} = v_L - \frac{G}{\rho_M} \qquad v_{GM} = v_G - \frac{G}{\rho_M}$$

donde G es el flujo másico total y ρ_M es la densidad promedio de la mezcla:

$$\rho_M = \rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L)$$

- **Calidad, x**

La calidad es la relación entre la tasa de flujo másico de gas y la tasa de flujo másico total a través de un área dada.

$$x = \frac{W_G}{W_L + W_G} = \frac{W_G}{W}$$

- **Concentración de Masa, c**

La concentración de masa es la relación entre la masa de cada fase y la masa total en un volumen dado.

$$c_L = \frac{H_L \rho_L}{\rho_M} \qquad c_G = \frac{(1 - H_L) \rho_G}{\rho_M}$$



○ **Ecuaciones de Conservación.**

Las ecuaciones de conservación de masa, momento y energía para la mayoría de los casos, asumiendo mezcla homogénea son:

1) Continuidad:

$$W = \rho_M v_M A = cte$$

donde W es la tasa de flujo másico total, ρ_M la densidad promedio de la mezcla y v_M la velocidad promedio de la mezcla.

2) Momento:

$$W \frac{dv_M}{dz} = -A \frac{dp}{dz} - S \tau_w - A \rho_M g \sin \theta$$

donde z es la dirección axial, p es la presión, τ_w es el esfuerzo de corte en la pared, S es el perímetro de la tubería y θ el ángulo de inclinación desde la horizontal. Dividiendo por el área de sección transversal A, y resolviendo para el gradiente de presión tenemos:

$$\frac{dp}{dz} = -\frac{S}{A} \tau_w - \rho_M g \sin \theta - \frac{W}{A} \frac{dv_M}{dz}$$

o lo que es igual:

$$\frac{dp}{dz} = -\left(\frac{dp}{dz}\right)_f - \left(\frac{dp}{dz}\right)_g - \left(\frac{dp}{dz}\right)_a$$

la suma del gradiente de presión total es la suma de los gradientes de presión por fricción, gravitacional y debido a la aceleración.

3) Energía:

$$\frac{dq}{dz} - \frac{dw_s}{dz} = W \frac{d}{dz} \left(h_M + \frac{v_M^2}{2} + gz \sin \theta \right)$$

donde $\frac{dq}{dz}$ y $\frac{dw_s}{dz}$ son la transferencia de calor y el trabajo por unidad de longitud de tubería, respectivamente, y h_M es la entalpía de la mezcla. Usualmente en el flujo en tuberías el trabajo se asume cero, y nótese que el calor se considera positivo cuando es transferido al sistema.



Para los casos en los que la mezcla no se asume homogénea se aplican cualquiera de estas tres ecuaciones para cada una de las fases tomando en cuenta el área que cada una de ellas ocupa en la tubería, en el caso del momento se agrega un termino debido al esfuerzo de corte interfacial entre las fases y S es el perímetro mojado donde este esfuerzo tiene efecto.

Las hidrodinámicas del flujo monofásico en tuberías es muy bien entendido en estos tiempos, la caída de presión versus, tanto la tasa de flujo como la transferencia de calor son procesos que para flujo monofásico en tuberías pueden ser determinados de manera directa.

El flujo simultáneo de dos fases en una tubería puede complicar considerablemente el proceso de transporte. Un conjunto de condiciones de flujo típicas incluirían la tasa de flujo másico o volumétrico de cada fase, sus propiedades físicas y el diámetro e inclinación de la tubería. Esos datos serian suficiente para los cálculos de flujo monofásico, sin embargo, para los sistemas de flujo bifásico se requiera de cierta información adicional.

- Patrones de Flujo.

La diferencia básica entre el flujo monofásico y el flujo bifásico es que, en flujo bifásico el gas y el líquido pueden estar distribuidos en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo. La existencia de una configuración de flujo en una tubería no es conocida en principio con los datos de entrada. Las configuraciones de flujo difieren unas de otras en la distribución espacial de interfase. La distribución de la interfase determina la fracción de vacío del gas o el holdup del líquido, los cuales son las fracciones de área transversal o de volumen de la fase de gas o de líquido. Este parámetro es significativo para la determinación del comportamiento del flujo, y tampoco esta disponible en los datos de entrada. El movimiento relativo entre las dos fases ocasiona que ocurran esfuerzos de corte interfaciales, y bajo algunas condiciones, estos contribuyen significativamente en la caída de presión en el sistema. También hay que considerar que parte de la tasa de flujo de líquido pudiera estar contenida en la fase de gas, y la determinación de la fracción de gotas y su hidrodinámica y sus efectos en el flujo no es directa ni sencilla. Y por ultimo, se debe agregar que la determinación de las pérdidas de presión por fricción entre la mezcla



bifásica y las paredes de la tubería no es tan clara como el caso monofásico, y lo mismo con las pérdidas de presión por gravedad, la cual se determina con el holdup del líquido.

Cualquier intento por obtener una solución única y general a los problemas de flujo bifásico para todas las configuraciones de flujo es muy difícil. Sin embargo, se ha podido observar que aunque las dos fases se distribuyen en una variedad de formas, estas parecen ser unos grupos naturales de patrones de flujo. Para cada uno de los patrones de flujo el comportamiento es más bien similar, haciendo los problemas de flujo bifásico de alguna forma más sencillos debido a que es posible analizar cada patrón de flujo por separado. Así, la aproximación general será la primera para predecir la existencia de un patrón de flujo en una tubería. Una vez que se ha determinado el patrón de flujo es necesario el desarrollo de modelos por separado para cada patrón de flujo, los cuales predecirán las características del flujo como la caída de presión, el holdup del líquido y el coeficiente de transferencia de calor.

- Resbalamiento y Holdup.

Físicamente, para la condición de no resbalamiento, las dos fases viajan a la misma velocidad, el holdup del líquido es simplemente igual a la relación entre la tasa de flujo volumétrica de líquido y la tasa de flujo volumétrica total. La condición de no resbalamiento ocurrirá, por ejemplo, en flujo homogéneo o flujo de burbuja dispersa, con alta tasa de flujo de líquido y baja tasa de flujo de gas. Bajo esas condiciones de flujo el gas es dispersado como pequeñas burbujas en una fase líquida continua. Debido a la alta tasa de flujo de líquido, las burbujas de gas son transportadas por la fase líquida a su misma velocidad resultando en ningún resbalamiento. Para este flujo el holdup del líquido in-situ es igual al holdup de no resbalamiento, es decir $H_L = \lambda_L$

Usualmente, sin embargo, el gas y el líquido no se mueven a la misma velocidad y es cuando ocurre el resbalamiento entre las dos fases. En el flujo horizontal o inclinado hacia arriba, la fase de gas se mueve a velocidades mayores que la fase de líquido, debido a la sustentación y a las fuerzas friccionales más bajas. Para el flujo hacia abajo, bajo algunas condiciones de flujo, la fase líquida se mueve más

rápido que la fase gaseosa debido a la gravedad. De las consideraciones de continuidad, si la fase de gas se mueve más rápido que la fase de líquido, el área de sección transversal de la fase gaseosa se reduce mientras el área de sección transversal de la fase líquida aumenta. Esto da como resultado, una acumulación de líquido en la tubería, y que el holdup del líquido in-situ sea mucho mayor que el holdup de líquido de no resbalamiento. Un ejemplo de este caso es el flujo burbuja en tuberías verticales, a baja tasa de flujo de líquido, bajo estas condiciones, debido a la sustentación, la fase de gas se mueve más rápido que la fase de líquido, o lo atraviesa con una velocidad v_0 llamada velocidad de elevación de burbujas. Resultando en que el holdup del líquido sea mayor que el holdup de líquido de no resbalamiento, es decir, $H_L > \lambda_L$. Pero como se mencionó antes, para flujo hacia abajo, es posible que $H_L < \lambda_L$.

Patrones de Flujo, Definición y Clasificación.

La diferencia fundamental entre el flujo monofásico y el flujo bifásico gas-líquido es la existencia de patrones de flujo o regímenes de flujo en el flujo bifásico. El término de patrón de flujo se refiere a la configuración geométrica de las fases gaseosa y la fase líquida en la tubería. Cuando en una tubería fluyen gas y líquido simultáneamente, las dos fases pueden distribuirse en una variedad de configuraciones de flujo. Estas configuraciones difieren unas de otras en la distribución espacial de la interfase, resultando en diferentes características de flujo como son los perfiles de velocidades y de holdup.

La existencia de cierto patrón de flujo en un sistema dado de flujo bifásico depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, las tasas de flujo de líquido y de gas.
- Variables geométricas que incluyen el diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, como por ejemplo las densidades, viscosidades y la tensión superficial de cada fase.

La determinación del patrón de flujo es el problema central en el análisis del flujo bifásico. De hecho, todas las variables de diseño del flujo dependen fuertemente del patrón de flujo que exista. Las variables de diseño son la caída de presión, el



holdup de líquido, los coeficientes de transferencia de masa y calor, la distribución de tiempo de residencia y la tasa de reacción química.

En el pasado ha habido una falta de acuerdo entre los investigadores del flujo bifásico, en lo que se refiere a la definición y clasificación de los patrones de flujo. Algunos investigadores describen tantos patrones como sea posible, mientras otros tratan de definir un grupo con el mínimo de patrones posibles. Los desacuerdos fueron principalmente debido a la complejidad del fenómeno de flujo y al hecho de que los patrones eran determinados usualmente de forma subjetiva mediante observaciones visuales. Además, estos dependen del ángulo de inclinación, y comúnmente eran reportados tanto para una inclinación como para un estrecho rango de ángulos de inclinación. Ya en años más recientes ha habido una tendencia a definir un aceptable grupo de patrones de flujo, por un lado el grupo debe ser mínimo, pero por el otro debe incluir buenas definiciones al mínimo cambio.

En 1982 Shoham hizo un intento por definir un grupo de patrones de flujos aceptables, las definiciones son basadas en datos experimentales adquiridos en amplio rango de ángulos de inclinación, como flujo horizontal, flujo inclinado hacia arriba e inclinado hacia abajo, y flujo vertical hacia arriba y vertical hacia abajo. En lo que sigue se dará la calificación y definición de los patrones de flujo.

Flujo Horizontal o casi Horizontal.

Los patrones de flujo existentes en esas configuraciones pueden ser clasificadas como Flujo Estratificado, Flujo Intermitente, Flujo Anular y Flujo de Burbuja Dispersa.

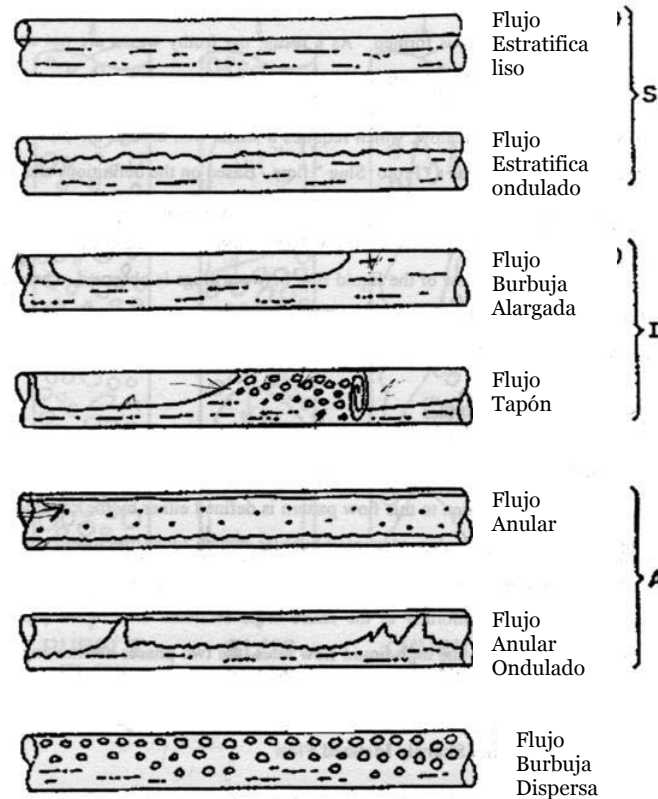


Fig. 12 Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales o casi Horizontales.²⁷

1) Flujo Estratificado.

Este flujo ocurre a relativamente bajas tasas de flujo de gas y de líquido. Las dos fases son separadas por los efectos de la gravedad, donde la fase líquida fluye en el fondo de la tubería y la fase gaseosa fluye en la parte superior. El flujo estratificado se subdivide en **Flujo Estratificado Liso**, donde la interfase entre el líquido y el gas es muy suave, y el **Flujo Estratificado Ondulado**, que ocurre a tasas de flujo relativamente mayores y a las cuales se forman pequeñas ondas en la interfase.



2) Flujo Intermitente.

El flujo intermitente se caracteriza por el flujo alternativo d gas y liquido. Tapones de liquido, los cuales llenan completamente el área de sección transversal de la tubería, son separados por burbujas de gas, las cuales contienen una capa de liquido estratificado que fluye en el fondo de la tubería. El mecanismo de flujo es tal que un tapón de liquido que se mueve rápidamente sin tomar en cuenta la capa de liquido que se mueve lentamente bajo de el. El líquido en el cuerpo del tapón puede ser aireado por pequeñas burbujas de gas que se concentran la mayoría en el frente y en la parte superior del tapón. El patrón de flujo intermitente se divide en los patrones de **Flujo Tapón** y **Flujo de Burbuja Alargada**. El comportamiento del flujo tapón o de burbuja alargada es el mismo en lo que respecta al mecanismo de flujo, y además, usualmente no se hace distinción alguna entre ellos. El patrón de Burbuja Alargada se considera el caso límite del flujo Tapón, cuando el tapón de líquido no contiene burbujas de gas; esto ocurre a relativamente bajas tasa de flujo de la fase gaseosa cuando el flujo es más calmado. Ya cuando las tasa de flujo del gas son mayores y el flujo al frente del tapón es en forma de remolino, el flujo es designado como Flujo Tapón.

3) Flujo Anular.

El flujo anular ocurre a muy altas tasas de flujo de la fase gaseosa. La fase de gas fluye en un cuerpo de alta velocidad, el cual puede contener gotitas de líquido entrando al cuerpo de gas. El líquido fluye como una fina película alrededor de la pared de la tubería; la película que fluye al fondo suele ser más gruesa que la que fluye en la parte superior, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo del gas y el líquido. A la tasa de flujo de gas más baja, la mayoría del líquido fluye en el fondo de la tubería, mientras se barren inestables ondas aireadas alrededor de la periferia de la tubería que mojan ocasionalmente la pared superior de la tubería. Este tipo de flujo ocurre en el limite de transición entre los flujo Estratificado Ondulado, Tapón y Anular, no es Estratificado Ondulado porque hay liquido alrededor de toda la tubería y moja la pared superior formando una pequeña película, tampoco es Tapón



porque no se forma ningún puente de líquido. Como resultado las espumosas ondas son aceleradas a la velocidad del gas pero se mueven más lento que esta fase.

Este flujo como no es un flujo anular completamente desarrollado, porque no presenta una película estable alrededor de la periferia de la tubería, es denominado muchas veces como “Proto Tapón”. Basados en la definición y mecanismo de los flujos Tapón y Anular, este régimen es llamado **Anular Ondulado** y se clasifica como una subclase del Flujo Anular. La diferencia entre flujo anular ondulado y flujo tapón es más fácil de ver en el flujo inclinado hacia arriba, porque durante el flujo tapón se observa que el flujo de la película de líquido entre los tapones es hacia atrás, mientras que en el flujo anular ondulado el líquido se mueve siempre en ascenso con espumosas ondas sobre la película, estas ondas se mueven mucho mas lento que la fase de gas.

4) Flujo de Burbujas Dispersas.

A tasas de flujo del líquido muy altas la fase líquida es continua en la cual esta dispersa la fase gaseosa como discretas burbujas. La transición a este patrón de flujo es definida tanto por la condición donde las burbujas están inicialmente suspendidas en el líquido, como cuando las burbujas alargadas, en el momento en el que tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando es este el caso, la mayoría de las burbujas están ubicadas cerca de la pared superior de la tubería. A tasas de líquido mayores, las burbujas de gas son distribuidas más uniformemente en toda el área de sección transversal de la tubería. Bajo la condición de Flujo de Burbuja Dispersa, debido a la elevada tasa de flujo de líquido, las dos fases se mueven a la misma velocidad y el flujo se considera homogéneo.

Flujo Vertical o muy Inclinado.

Bajo estas configuraciones el flujo estratificado desaparece y se observa un nuevo patrón de flujo, Flujo Agitado. Usualmente los patrones de flujo son más simétricos alrededor de la dirección axial y con menor efecto de la gravedad. Los patrones existentes son Flujo Burbuja, Flujo Tapón, Flujo Agitado y Flujo Anular.

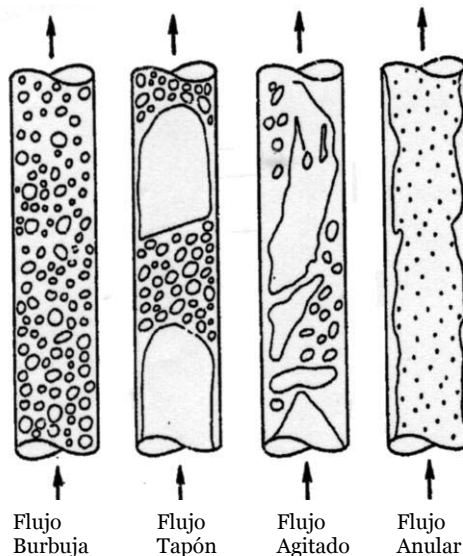


Fig. 13 Patrones de Flujo en Tuberías Verticales e Inclinadas.²⁸

1) Flujo Burbuja.

Como en el caso horizontal, la fase gaseosa está dispersa en forma de pequeñas burbujas en la fase líquida. En este caso la distribución es casi homogénea a través de toda la sección transversal de la tubería. El Flujo Burbuja se divide en **Flujo Burbujoso** y **Flujo de Burbuja Dispersa**. Las dos subdivisiones difieren en el mecanismo de flujo. El Flujo Burbujoso ocurre a tasa de flujo de líquido relativamente bajas, y se caracteriza por el resbalamiento entre la fase de gas y de líquido; el Flujo de Burbuja Dispersa en cambio, ocurre a tasa de flujo de líquido relativamente altas, y bajo esas condiciones la fase líquida transporta a las burbujas y no hay resbalamiento entre las fases.

2) Flujo Tapón.

El Flujo Tapón en tubería Verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa es un gran bolsillo de gas en forma de bala



llamado “Burbuja de Taylor” con un diámetro casi igual al de la tubería. El flujo consiste en sucesivas burbujas de Taylor y tapones de líquido que abarcan toda la sección transversal de la tubería. Una pequeña película de líquido viaja en la parte inferior entre la burbuja de Taylor y la pared de la tubería. La película de líquido penetra en el siguiente tapón y crea una zona revuelta en la que hay pequeñas burbujas de gas. El flujo tapón en el flujo vertical hacia abajo es similar al vertical hacia arriba, excepto por que la burbuja de Taylor suele ser inestable y localizada con cierta excentricidad fuera del eje; la burbuja de Taylor pudiera bien descender o ascender dependiendo de las tasas de flujo de las fases de líquido y gas.

3) Flujo Agitado.

Este patrón de flujo se caracteriza por un movimiento oscilatorio, es muy similar al flujo Tapón pero se ve mucho más caótico y sin límites claros entre las fases. Ocurre a altas tasas de flujo de la fase gaseosa donde los tapones de líquido que ocupan toda la sección de tubería se hacen más delgados y espumosos. Los tapones son ventilados por el gas, rompiéndose y entonces cae y se mezcla con el siguiente. Como resultado, la burbuja de Taylor en forma de bala se distorsiona y ocurre una agitación del flujo.

4) Flujo Anular.

En el flujo vertical, debido a la simetría del flujo el espesor de la película de líquido alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal, el flujo se caracteriza por un cuerpo de gas que se mueve rápidamente y la fase líquida se mueve más lentamente en forma de una película alrededor de la pared de la tubería y también esta representada en pequeñas gotas de líquido que entran en el cuerpo de gas. La interfase es altamente ondulada lo que resulta en elevados esfuerzos de corte interfaciales.

**Predicción del Patrón de Flujo:**

Las primeras aproximaciones para predecir los patrones de flujo han sido aproximaciones empíricas. La determinación de los patrones de Flujo siempre fue llevada a cabo principalmente mediante observaciones visuales, usualmente los datos eran tapiados en un grafico bidimensional y los límites de transición entre los diferentes patrones eran determinados. Tales mapas son conocidos como los Mapas de Patrones de Flujo, en la mayoría de los casos las coordenadas eran elegidas arbitrariamente sin ninguna base física. Así, cada mapa es valido solo en el rango de condiciones similares a las condiciones en las que se obtuvo la data con la que se dibujó, y su extensión a otras condiciones es incierta.

Varios investigadores han tratado de extender la validez de sus mapas de patrones de flujo escogiendo coordinada adimensionales o factores de corrección para las propiedades físicas del fluido.

Como una tendencia mas reciente se encuentra la de predecir los patrones de flujo por medio de modelos mecanísticos. Estos modelos están basados en los mecanismos físicos que determinan la transición entre los diferentes regímenes. Una vez que el mecanismo de transición es definido, se puede desarrollar un modelo teórico y expresiones analíticas para los límites de transición. Estos modelos incorporan el efecto de las variables de entrada, además la predicción del patrón de flujo bajo diferentes condiciones de flujo puede hacerse con mayor validez.

1.4 ANALISIS NODAL™.

Usualmente la tasa de producción o capacidad de producción de un pozo puede estar severamente restringida por el comportamiento de un solo componente del sistema, dicho sistema puede ser optimizado en la forma más económica si se puede aislar el efecto de cada componente en el comportamiento total. La experiencia ha demostrado que se han desperdiciado grandes cantidades de dinero estimulando la formación, cuando lo que realmente podría estar restringiendo la capacidad de producción son problemas en la completación o sobre dimensionamiento de equipos.

El sistema de Análisis de Nodal™ ha sido aplicado por muchos años para estudiar el comportamiento de sistemas compuestos de componentes que interactúan entre sí, como circuitos eléctricos, redes de tubería complejas y sistemas de bombeo centrífugo. Dicho sistema aplicado a pozos permite determinar la capacidad de producción para cualquier combinación de componentes. Se puede definir como un sistema de aproximación para la optimización de pozos de petróleo y gas, y es usado para evaluar minuciosamente un sistema de producción completo, en el cual cada componente puede ser optimizado para la tasa de flujo deseada de la forma más económica.

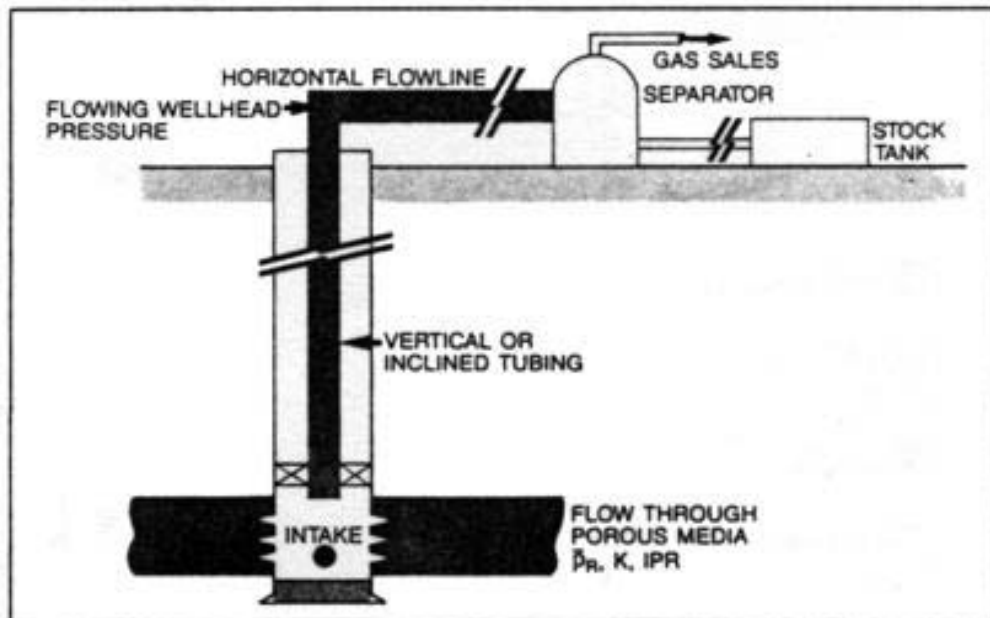


Fig. 14 Sistema Simple de Producción.



El sistema de Análisis Nodal™ se puede utilizar para algunos de los siguientes propósitos:

1. Para determinar una tasa de flujo que se producirá en un pozo de gas o petróleo determinado tomando en cuenta la geometría del pozo y las limitaciones de la completación.
2. Para determinar bajo que condiciones de flujo (lo cual pudiese estar relacionado con el tiempo) el pozo morirá.
3. Para seleccionar el período más económico para la instalación del sistema de levantamiento artificial y para la asistencia en la selección del sistema de levantamiento más optimo.
4. Para optimizar el sistema de manera tal de producir la tasa de flujo deseada más económicamente.
5. Para chequear cada componente del sistema para determinar si alguno esta restringiendo la tasa flujo innecesariamente.
6. Para permitir que el operador de mantenimiento y el grupo de ingenieros reconozcan rápidamente las formas de incrementar las tasas de producción.

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y así dividir el sistema en este punto (Fig. 15). Todos los componentes flujo arriba del nodo comprende la sección llamada “inflow section”, mientras que todos los componentes flujo abajo del nodo comprenden la sección llamada “outflow section”. Se debe de disponer para cada componente del sistema, de una relación entre la tasa de flujo y la caída de presión. La tasa de flujo a través de todo el sistema podrá ser obtenida una vez se satisfagan los siguientes requerimientos:

- 1) El flujo que entra al nodo es igual al que sale.
- 2) En cada nodo solo puede existir una sola presión.

En un momento determinado en la vida de un pozo, siempre habrá dos presiones que permanecen fijas y no son función de la tasa de flujo, una es la presión promedio del reservorio (p_r) y la otra es la presión de salida del sistema, la cual

usualmente es la presión del separador (p_{sep}), pero si el pozo es controlado por una válvula de superficie se fija la presión de salida la presión del cabezal del pozo (p_{wh}).

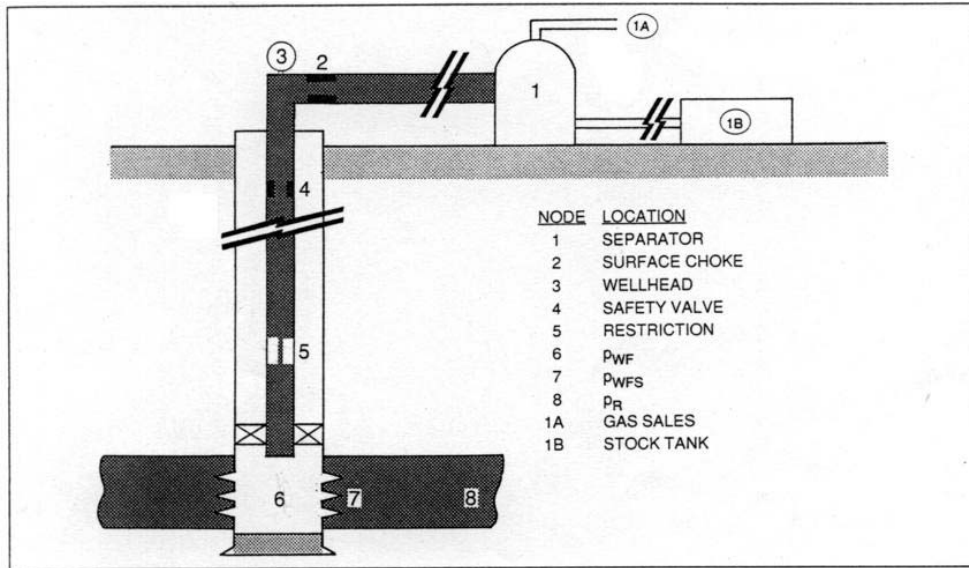


Fig. 15 Ubicación de Varios Nodos.

Una vez que el nodo ha sido seleccionado, se debe calcular la presión del nodo en ambas direcciones, empezando por las presiones fijadas.

Inflow del nodo:

$$p_r - \Delta p \text{ (componentes flujo arriba)} = p_{nodo}$$

outflow del nodo:

$$p_{sep} + \Delta p \text{ (componentes flujo abajo)} = p_{nodo}$$

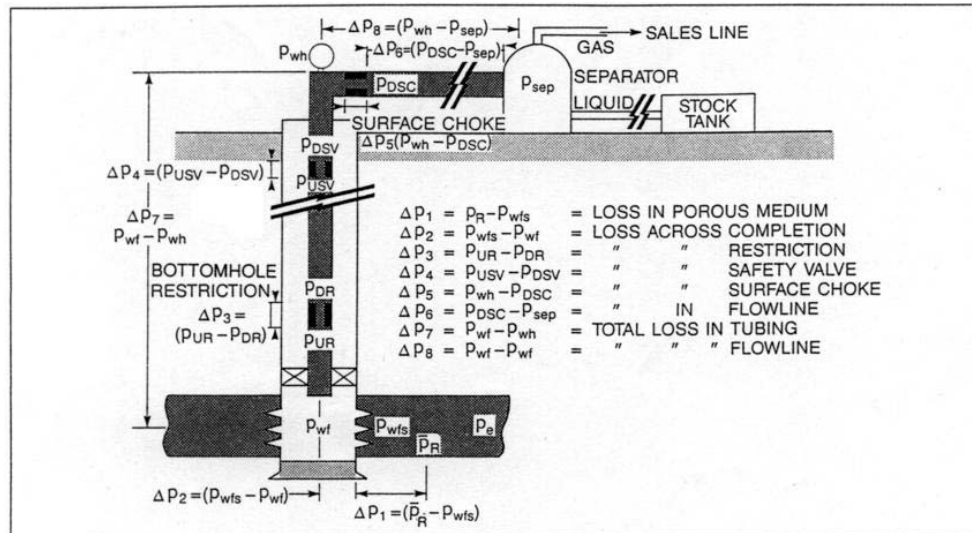


Fig. 16 Posibles Pérdidas de Presión en un Sistema Completo.

Cuando se realiza la representación gráfica de la presión de nodo vs. La tasa de flujo se producirá dos curvas, cuya intersección será la condición que satisfaga los requerimientos 1 y 2 mencionados anteriormente. (Fig. 17)

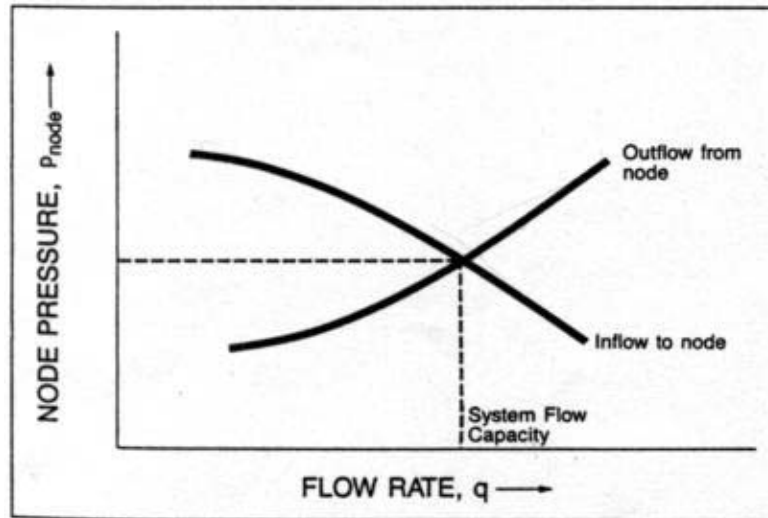


Fig. 17 Determinación de la Capacidad de Flujo.

Las opciones más comunes para soluciones gráficas del análisis del sistema por nodos son:

- a) Al centro del intervalo de producción, al fondo del pozo, para el estudio del comportamiento de fluencia del yacimiento.
- b) Al tope del pozo (cabezal), para el estudio de la línea de flujo por separado o para analizar el efecto de la presión de superficie en la producción.
- c) Soluciones del diferencial de presión a través la tubería de producción o del intervalo de completación para evaluar el efecto del número de perforaciones en pozos con completaciones estándar o de “gravel-packed”.
- d) Solución en el separador, especialmente para pozos con levantamiento por gas, para separar el efecto de la presión del separador en la producción.
- e) Y otras opciones para soluciones gráficas como en la válvula de superficie, válvulas de seguridad, puntos de conexión entre tuberías estrechas y restricciones de fondo de pozo.



Para la aplicación del Análisis Nodal™, es sugerido a manera general el siguiente procedimiento:

1. Determinar que componentes del sistema pueden ser cambiados, estos cambios están limitados por decisiones previas en algunos casos.
2. Seleccionar un componente a optimizar.
3. Seleccionar la ubicación del nodo que en el que enfatizará mejor el efecto del cambio del componente seleccionado. Este no es un punto crítico porque el mismo resultado general se obtendrá sin importar la ubicación del nodo.
4. Desarrollar las expresiones para el inflow y el outflow.
5. Obtener la data necesaria para calcular la caída de presión versus tasa de flujo para todos los componentes. Esto puede requerir mas data de la que se dispone, lo cual podría necesitar el análisis sobre posibles rangos y condiciones.
6. Determinar el efecto del cambio en las características del componente seleccionado, graficando el inflow versus outflow y leyendo la respectivas intersecciones.
7. Repetir el procedimiento para componente a ser optimizado.

1.5 EQUIPOS.

1.5.1. *Bombas Electro-Sumergibles.*

Generalidades.-

El bombeo electro sumergible es utilizado generalmente por la industria petrolera para extraer fluidos a altas velocidades. Es una bomba centrífuga multietapa, la cual puede ser diseñada con un número de etapas suficiente para levantar un exceso de 12000 ft (3657,6 m) y bombear a tasas de 250 a 25000 bpd (0,000460 a 0,046003 m³/s), dependiendo del tamaño del revestidor y de la red de levantamiento. El ensamble hoyo abajo típico para pozos en producción consiste de una bomba en el tope, una sección de protección y un motor eléctrico en el fondo; todos acoplados entre sí y suspendidos por la tubería. La potencia es entregada por el motor eléctrico a través de un cable que está amordazado a la tubería de la sarta. El único equipo en la superficie es el panel de control y el banco transformador de voltaje especial. Usualmente la potencia eléctrica es proporcionada por compañías de electricidad o por una unidad portátil de generador eléctrico.

Los montajes para el bombeo eléctrico sumergible son diseñados individualmente para cada aplicación. Muchos usuarios se atienen a los diseños de los fabricantes pero, para aquellos que prefieren diseñarla ellos mismos, estos pueden proporcionar las curvas de comportamiento de la bomba y cualquier otra información. En cualquiera sea el caso, la selección de una unidad del tipo y tamaño correcto para un pozo específico requiere de la información completa del pozo. Estos datos incluirían tasa de producción, presión estática en el fondo del hoyo, índice de productividad del pozo, presión de cabeza del pozo, temperatura del fondo del hoyo, relación gas-crudo, relación agua-crudo, gravedad específica del fluido producido, presión de vapor del gas, viscosidad del crudo, y otras condiciones de operación especiales tales como arena, corrosión, parafina o problemas de emulsión.

Como ya se dijo la bomba eléctrica sumergible usa un motor eléctrico para impulsar la bomba centrífuga y maneja productividades muy altas. El motor eléctrico es normalmente el equipo más bajo del montaje y se beneficia del efecto refrigerante de los fluidos de la formación, el cual debería elevarse alrededor de él, para alcanzar la entrada del tanque de la bomba. El árbol rotatorio extendido sobre el motor eléctrico

mueve la bomba y, en muchas instalaciones, a un separador centrífugo de gas también.

Las profundidades de producción involucradas en este tipo de bombeo, tienden a ir de poco profundo hasta un poco mas allá de mediana profundidad, para las que el mayor contratiempo siendo el caballaje de potencia el más práctico para encajar en una herramienta que debe ser corrida, como regla, en camisas de 5¹/₂ in o 7 in (0,14 o 0,17 m), es que esta potencia se aprecia claramente en el hecho de que hay levantamiento eléctrico sumergible es de 400 bpd (0,000736 m³/s) desde menos de 12000 ft (3657,6 m).

Para hoyos que van de poco profundos a medianos, el bombeo sumergible será el que represente menos costos de instalación frente al bombeo convencional, pero esta ventaja tiende a desvanecerse con el aumento de la profundidad del hoyo debido al cable de potencia y otros costos. El sistema es fácilmente automatizable y funciona muy bien en hoyos desviados tanto como la bomba, por si sola, no esta en una porción desviada. Una de las más interesantes ventajas del bombeo eléctrico sumergible es su habilidad para funcionar, en sentido ascendente, como bomba de producción, y en sentido descendente, como bomba de inyección. Para operaciones óptimas no se debería tener más del 15% de gas a la entrada de la bomba y se debe prever que el cable y el motor no soportan temperaturas muy elevadas, hasta 300 °F (149°C).

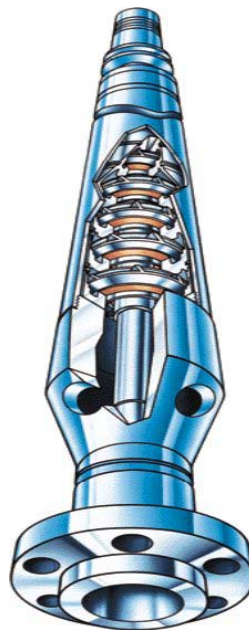


Fig. 18 Bomba Centrífuga.

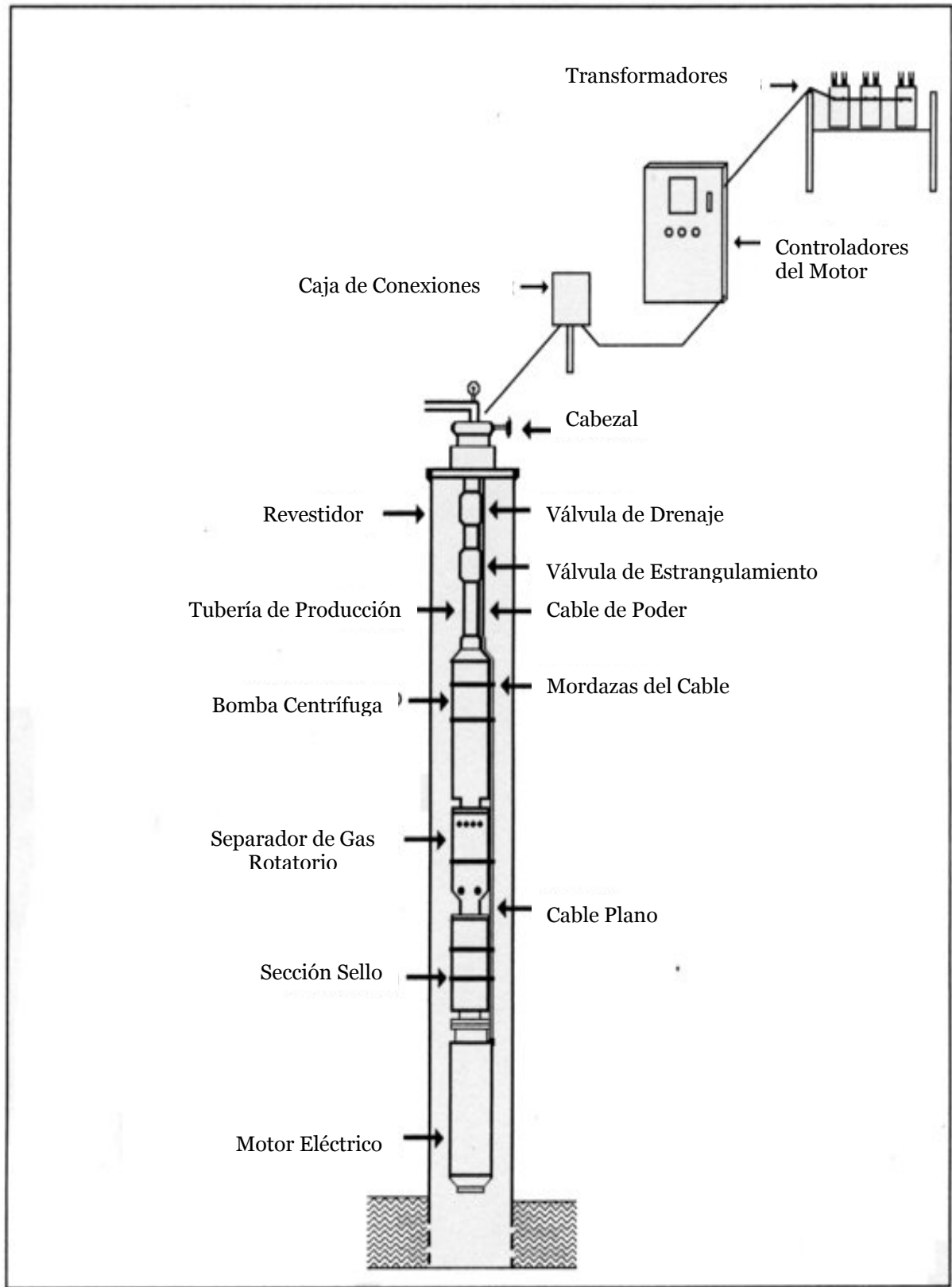


Fig. 19 Instalación típica de una BES.



Descripción del Montaje.-

Los sistemas de bombeo electro sumergibles son considerados muy efectivos y económicos en términos de que tienen la capacidad de levantar grandes volúmenes de líquido de gran profundidad bajo una variedad de condiciones de pozo. A través de los años, las compañías de bombas electro sumergibles, en conjunto con las principales empresas petroleras, han obtenido una considerable experiencia en la producción de fluidos viscosos, pozos con gas, pozos de altas temperaturas, etc. Con esta experiencia y tecnología mejorada se puede bombear económicamente pozos que alguna vez se consideraron imposibles para las bombas electro-sumergibles.

El sistema de bombeo esta comprendido de muchos componentes principales. Estos componentes son: un motor eléctrico trifásico, la sección sello, un separador de gas rotatorio, la bomba centrífuga multietapa, el cable de potencia eléctrica, controladores del motor y transformadores.

En las instalaciones mas comunes se instala la unidad sobre la zona de las perforaciones, de esta forma el fluido producido es forzado a moverse hacia arriba desde las perforaciones pasando por el motor, y mientras hace eso absorbe el calor generado por el motor y así lo enfría.

- ***Bomba Centrífuga:***

Las bombas Eléctricas Sumergibles son bombas centrífugas multietapa. Cada etapa consiste de un rotor y un difusor. El cambio de presión-energía se logra tanto como el líquido sea impulsado alrededor del rotor, y este le imparte al fluido su movimiento rotatorio. De hecho el movimiento impartido por el rotor al fluido tiene dos componentes, un movimiento en la dirección radial hacia fuera del centro del rotor, causado por la fuerza centrífuga, y el otro en la dirección tangencial hacia fuera del diámetro del rotor, esos dos componentes del movimiento dan como resultado la dirección real del flujo. La función del difusor es cambiar parte de la energía de alta velocidad en energía de presión.

El diseño de bombas centrífugas electro sumergibles recae en dos categorías generales. Las bombas de poco flujo son generalmente de diseño de flujo radial y pueden alcanzar flujos de aproximadamente 1900 b/d (300 m³/d) y en las bombas de

mayores diámetros el diseño cambia a flujo mixto y pueden alcanzar aproximadamente 3500 b/d (550 m³/d).

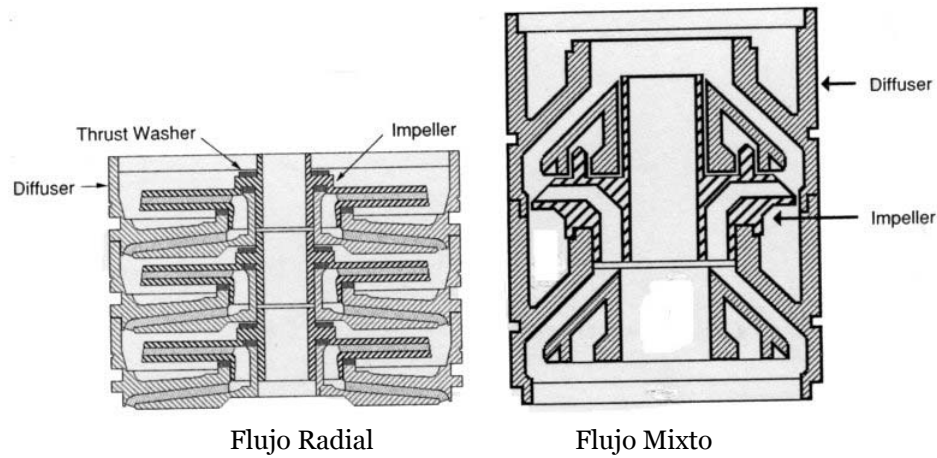


Fig. 20 Etapas de una Bomba Centrífuga

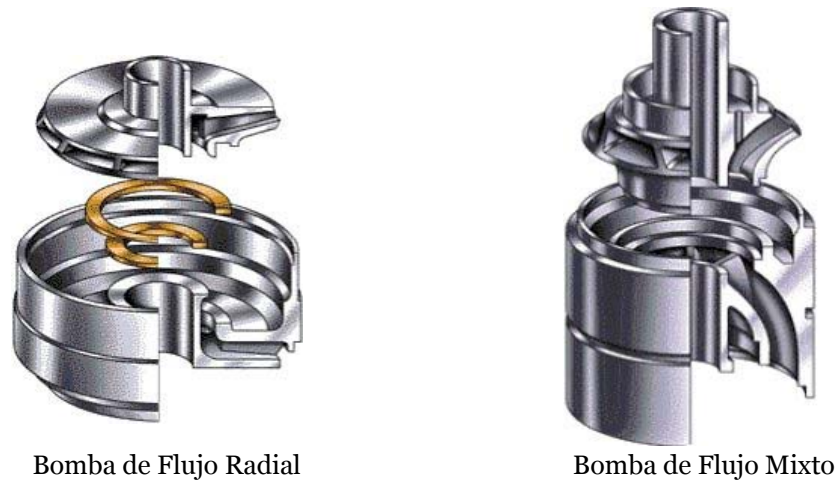


Fig. 21 Tipos de Bomba Centrífuga

En muchos diseños de bombas, el rotor es libre de flotar axialmente en el eje y el empuje de una sola etapa es absorbido por unas almohadillas especialmente diseñadas que se encuentran en el difusor. En la sección del sello esta contenido un cojinete especialmente diseñado para el empuje, este lleva sólo el empuje del eje de la bomba, esta configuración es conocida como diseño de etapa flotante. El beneficio de este diseño es que se pueden juntar muchas etapas sin tener que ajustar los rotores axialmente en el eje con una alineación precisa. Como resultado, se pueden fabricar bombas con cientos de etapas individuales.



Para bombas de diámetros mayores de 6 in. (150 mm.), los rotores están fijados al eje en la dirección axial y ningún empuje es absorbido por el rotor flotante en el difusor. Como resultado, el cojinete de empuje que esta en la sección del sello deberá llevar el empuje del eje de la bomba y el del rotor también. Esta configuración es conocida como rotor fijo o diseño de bomba a compresión.

El rotor es de un diseño de alabe curvo completamente encerrado, cuya máxima eficiencia es en función del diseño y tipo de rotor, y cuya eficiencia de operación es función del porcentaje de la capacidad de diseño a la cual este operando. La relación matemática entre la altura, la capacidad, la eficiencia y la potencia al freno es:

$$BHP = \frac{QxHx\gamma}{\eta_{bomba}}$$

donde: Q = Tasa de Flujo.
H = Altura Dinámica.
 γ = Gravedad Específica
 η = Eficiencia de la bomba.

La configuración y diámetros del rotor de la bomba determinan la cantidad de energía de aceleración que se transmite al fluido. El diámetro exterior del rotor está restringido por el diámetro interno de la carcaza de la bomba, el cual a su vez es restringido por el diámetro interno del revestidor del pozo. El diámetro interno del rotor depende del diámetro externo del eje, el cual debe ser lo suficientemente fuerte para transmitir la potencia a todas las etapas de la bomba. Las bombas centrífugas electro sumergibles son fabricadas para diferentes tamaños de revestidor de pozos.

Las etapas son diseñadas para tener sobre el rotor una fuerza de empuje en disminución a través del rango de operación. Esta fuerza podría variar de muy baja a la máxima si se opera aumentando la fuerza hacia el punto de operación mínimo. Por lo tanto, la bomba debe ser operada en el rango de operación recomendado por etapa para garantizar la vida útil. Las bombas operadas fuera de este rango tendrán una vida útil reducida y podría tener un efecto perjudicial en los otros componentes del sistema.

Flujo a través del Rotor, Triangulo de Velocidades.-

El flujo de fluido a través de un rotor es de naturaleza extremadamente compleja. Los vectores de velocidad no son paralelos a las paredes y en la zona cercana a la descarga, el flujo es considerablemente mezclado y también existe flujo secundario. La mayoría del diseño de bombas esta basado en la asunción de flujo en una sola dimensión en el cual los movimientos secundarios son despreciados, también se asume que el fluido fluye exactamente por los pasajes del rotor. Los errores causados por tales asunciones se corrigen por medio de la introducción de factores determinados experimentalmente.

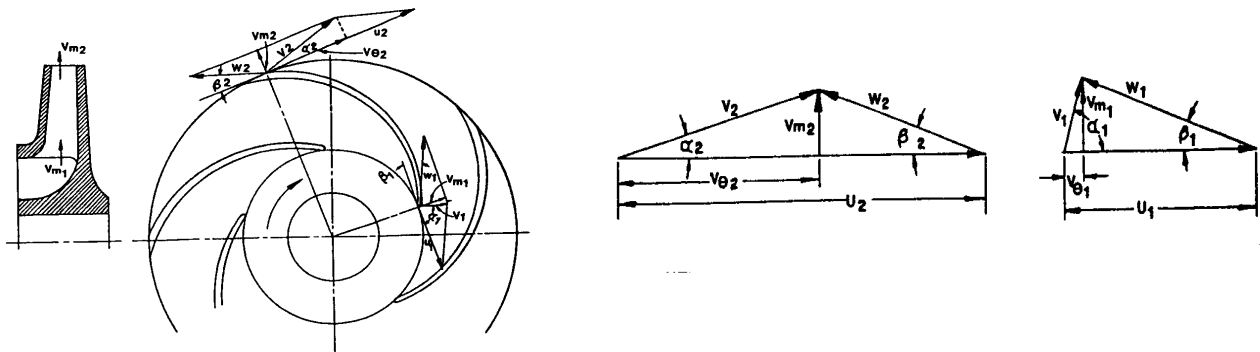


Fig. 22 Diagrama de velocidades a la entrada y salida del rotor mostrado

La velocidad absoluta V de una partícula de fluido que fluye a través del rotor girando, puede resolverse en dos componentes, la velocidad periférica U del rotor y la velocidad relativa W . El análisis se lleva a cabo gráficamente por el método de los Triángulos de Velocidades, estos pueden ser dibujados para cualquier punto en los pasajes del rotor pero los triángulos a la entrada y a la descarga son los de mayor interés. En la **Fig. 22** se observan los triángulos a la entrada y a la salida de un rotor, el subíndice 1 se refiere a los valores en la entrada y el subíndice 2 a los de la descarga. La componente de la velocidad absoluta normal a la componente periférica (V_m) es conocida usualmente como componente meridional. El ángulo entre la velocidad absoluta V y la velocidad tangencial U es designado como α y es llamado ángulo absoluto, mientras que el ángulo entre la velocidad relativa W y la tangencial U es designado como β y es llamado ángulo de álabe este es el ángulo formado por una tangencial al rotor y una línea en la dirección del movimiento del álabe.

- ***Separador de Gas Rotatorio:***

El uso de Bombas Electro Sumergibles (BES) en pozos que tienen una alta relación gas-petróleo se ha convertido en una práctica común. La capacidad de la bomba centrífuga en el manejo de gas sin que ocurra bloqueo por gas es limitada. En las últimas décadas, ha sido posible la extensión de la aplicación de BES debido al diseño, desarrollo y utilización de separadores de gas rotatorios. Estos componentes hacen uso de la fuerza centrífuga para separar el gas libre (gas que no esta en solución) del fluido antes de que entre en la bomba.

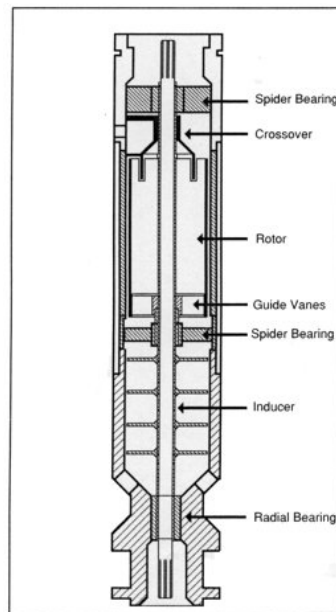


Fig. 23 Separador de Gas Rotatorio.

En un diseño típico de un separador de gas rotatorio el fluido entra al separador y es forzado por un inductor a entrar en una cámara centrífuga rotatoria. Una vez en la cámara, el fluido con la gravedad específica mayor es forzado hacia las paredes exteriores de la cámara rotatoria debido a la fuerza centrífuga, dejando del gas e la zona cercana al centro. El gas es entonces separado del fluido por el separador y es expulsado fuera nuevamente hacia el anillo del pozo donde el gas tiende a subir. El fluido mas pesado es dirigido hacia la entrada de la bomba donde es bombeado a la superficie.

Típicamente las eficiencias de los separadores de gas limitan entre 80% y 95%. Los volúmenes, composición y propiedades del fluido pueden afectar la eficiencia del sistema.



- **Sección Sello:**

La sección sello es aquella que conecta el eje transmisor desde el motor a la bomba o al eje del separador de gas rotatorio, y sus principales funciones son:

- (1) Permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en la caja del rotor del motor. Los gradientes de temperatura resultantes de la elevada temperatura del motor y del ambiente que lo rodea, causará que el aceite dieléctrico se expanda. Esta expansión toma lugar en el sello.
- (2) Regular la presión del anillo del revestidor con el fluido dieléctrico dentro del motor. Esta regulación de presión a través del motor ayuda a que el crudo pase por las juntas selladas del motor sin que se filtre. El crudo que logre entrar en el motor ocasionara una rápida falla dieléctrica.
- (3) Para aislar el crudo del fluido dieléctrico limpio del motor. Como se mencionó antes, la contaminación del líquido refrigerante del motor con petróleo ocasionará una falla. La sección sello tiene múltiples túneles mecánicos que funcionan como sellos que mantienen el petróleo lejos de filtrarse. La bolsa de caucho proporciona una barrera positiva para el petróleo y las cámaras laberintos proporcionan la separación de los fluidos debido a la diferencia de densidades entre el petróleo y el aceite del motor.
- (4) Absorber el empuje hacia debajo de la bomba. Esto se logra por medio del cojinete de empuje y deslizamiento. El cojinete utiliza una película hidrodinámica de aceite le provee lubricación mientras opera. El empuje hacia abajo es el resultado de la presión desarrollada por la bomba, que actúa a través de la sección transversal del eje de la bomba y del empuje residual transmitido por cada etapa individual al eje.

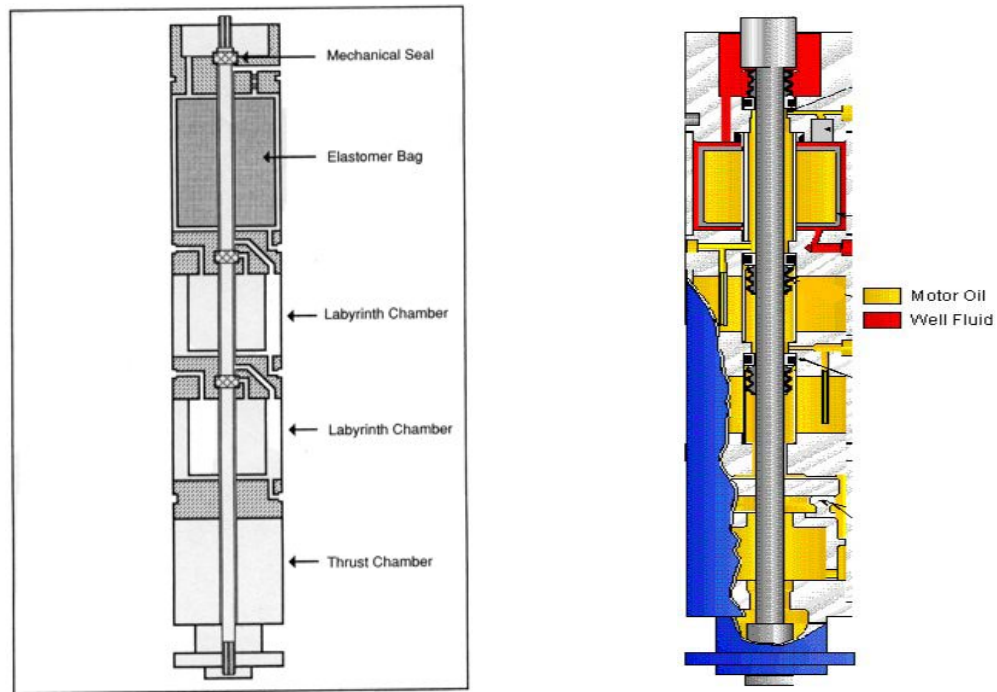


Fig. 24 Sección Sello.

- **Motor Eléctrico Sumergible:**

Los motores eléctricos que se usan en la operación de bombas electro sumergible son del tipo de jaula ardilla, de dos polos, trifásicos y de inducción. Estos motores se llenan con un aceite mineral altamente refinado con una gran resistencia dieléctrica. El voltaje de diseño y operación de estos motores pueden ser tan bajas como 230 volt o tan altas como 5000 volt. Los requerimientos de amperaje pueden variar entre 12 y 200 amps. La potencia requerida es conseguida por el simple aumento de la longitud, o diámetro, de la sección del motor.

El motor esta hecho de rotores, de unas 12 o 18 in. de longitud usualmente, que son montados en un eje y localizados en un campo eléctrico (el estator) dentro de la carcaza de acero. El ensamble de motor simple más grande se aproximaría a unos 33 ft. de largo y puede alcanzar mas de 400 hp. Si se colocan varios motores uno tras otro, se podrían aproximar a unos 90 ft. de largo y alcanzarían mas de 750 hp.

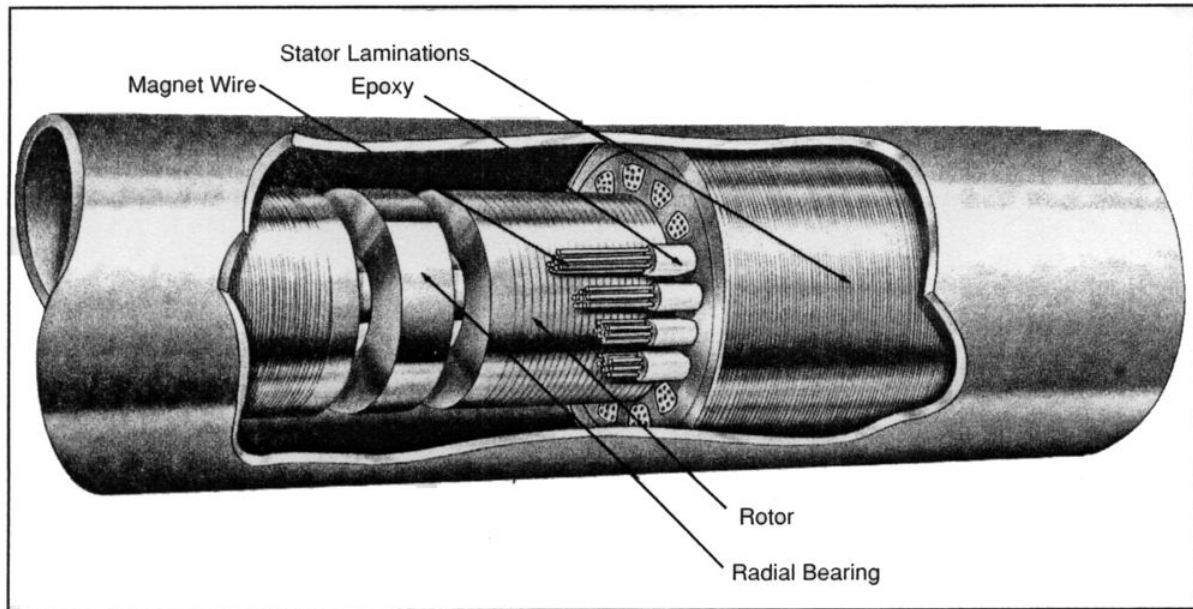


Fig. 25 Ensamble Rotor Estator.

El estator está compuesto de un grupo de electro magnetos individualmente arreglados de tal manera que forman un agujero cilíndrico con un polo de cada electro magneto frente al centro del grupo. Mientras no haya tenido lugar ningún movimiento físico del estator, se crea el movimiento eléctrico por medio del cambio progresivo de la polaridad de los polos del estator de manera que la combinación de los campos magnéticos hace que rote. En un motor AC (corriente alterna), esto se puede lograr fácilmente por la reversión de la corriente cada medio ciclo y automáticamente cambiará la polaridad de polo del estator.

El rotor esta compuesto también de un grupo de electro magnetos en un cilindro con los polos frente a los polos del estator. El rotor gira simplemente por la atracción y repulsión magnética de sus polos tratando de seguir la rotación del campo eléctrico generado por el estator. No existe ninguna conexión externa al rotor, la corriente que fluye a través de los polos eléctricos del rotor es inducida por el campo magnético generado por el estator. La velocidad a la cual el campo del estator rota es la velocidad sincrónica, y esta puede ser calculada de la siguiente manera:

$$N = \frac{120xf}{P}$$

donde: N = velocidad en rpm.

f = frecuencia en Hz. Y P = # de polos magnéticos.



- ***Controladores del Motor:***

Existen tres tipos básicos de controladores del motor usados en la aplicación de BES, estos son el tablero de control, el suavizador de arranque y el variador de velocidad (VSC). Los controladores varían en tamaño físico, diseño y potencias nominales. Normalmente, todos utilizan circuitos de estado sólido para proveer protección, en términos de control, para el sistema BES.

Algunos controladores de motor son simples en diseño, mientras otros pueden ser extremadamente sofisticados y complejos para ofrecer numerosas opciones que son designadas a mejorar los métodos de control, protección y monitoreo de una operación con BES. La selección de entre un tipo y otro va a depender de la aplicación, precio y del método de control preferido.

a) Tableros de Control:

Estos consisten del encendido del motor, un circuito de estado sólido para sobrecarga y una protección para baja carga, un botón de desconexión manual, un circuito con cronometro de retraso y un anemómetro de grabación. Muchos de estos sistema de control tienen equipo de superficie que se usan con equipos de monitoreo de presión y temperatura de fondo de pozo.

Cuando se enciende una BES con un tablero de control, la frecuencia y el voltaje son iguales en los terminales de entrada y salida. Esto resulta en una operación a velocidad fija. Durante esta etapa, si el 100% del voltaje nominal es aplicado a los terminales del motor en el encendido, la corriente nominal del motor puede caer de 5 a 8 veces. Esta alta corriente de encendido permite que el motor pueda entregar repetidas veces su torque nominal. Esto puede causar excesivos esfuerzos mecánicos y eléctricos sobre en el equipo BES, especialmente en aplicaciones de poca profundidad. Generalmente, una BES es colocada para que opere a una profundidad tal que requiera miles de pies de cable de poder, y entonces, durante las operaciones de encendido estas cantidades de cable ocasionan la caída de voltaje al motor, y este voltaje de encendido reducido disminuye la corriente y el torque de encendido a su vez.

b) Suavizador del arranque:

Este fue diseñado especialmente para reducir los esfuerzos eléctricos y mecánicos asociados al encendido en aplicaciones de bajas profundidades. El suavizador del



arranque es similar al tablero de control estándar, sin embargo, fue diseñado para tumbar el voltaje a los terminales del motor durante la fase de encendido inicial. El arranque suavizado se logra por el control de la cantidad de potencia entregada al motor así como el aumento de la velocidad.

c) Variador de Velocidad (VSC):

Las Bombas Eléctrico Sumergibles es usualmente muy inflexible en cuanto a la corrida a una velocidad fijada; la unidad esta limitada a un rango fijo de tasas de producción y a una altura fija de descarga para cada tasa. El variador de velocidad ha sido aceptado rápidamente como un accesorio valorable de una BES para poder aliviar esa restricción. Al poder variar la velocidad se puede ajustar la tasa o la altura, o ambas inclusive, dependiendo de la aplicación, con o sin cambiar la unidad de fondo de pozo.

La operación básica de un VSC es convertir la potencia trifásica de AC de entrada, típicamente a 480 volts, a potencia de alimentación sencilla de DC. Entonces usando semiconductores de potencia como interruptores sólidos, es invertida, en consecuencia, esta alimentación de DC para regenerar la trifásica de AC para la salida, cuya frecuencia y voltaje es controlable.

La flexibilidad en el bombeo fue el principal propósito en la aplicación de los VSC en un sistema BES, pero han surgido muchos otros beneficios. Son de particular interés, aquellos como la extensión de la vida útil del equipo de fondo y la eliminación de válvulas de superficie.

- ***Monitores de Presión y Temperatura de Fondo:***

El uso de monitores de presión y temperatura de fondo permite conocer data muy valiosa del reservorio y del comportamiento de la bomba. Por medio de la correlación de la presión del reservorio con la tasa retirada, un operador puede determinar cuando cambiar el tamaño de la bomba, modificar la tasa de inyección o considerar la depleción del pozo. Hay diferentes tipos de sensores disponibles, estos sistemas varían en diseño, costo, precisión, confiabilidad operación y capacidades. Un sistema típico tiene la capacidad de: 1) monitorear la presión y la temperatura de fondo continuamente, 2) detectar fallas eléctricas, y 3) puede ser intercomunicado con un variador de velocidad para regular la velocidad.

- **Transformadores:**

La distribución de la potencia eléctrica a los campos petroleros es usualmente alcanzada a un voltaje intermedio, tal como 6000 volts o más. Como una BES opera a voltajes entre 250 y 4000 volts, se requiere transformar el voltaje de distribución.

Los transformadores son comúnmente provistos en bancos de tres fases individuales o en una sola configuración trifásica. Estos están comúnmente llenos con aceite, auto refrigerado y son excepcionales desde el punto de vista de que ellos contienen un número sustancial de uniones secundarias de voltaje las cuales permiten un amplio rango de voltajes de salidas. Este rango de voltajes es requerido en orden de que permite el ajuste del voltaje de superficie para una variedad de caídas de voltaje en el cable que pueden ocurrir debido a la variación den las profundidades de asentamiento.

- **Caja de Conexiones:**

Una caja de conexiones o algunas veces llamada caja de venteo realiza tres funciones: (1) proveer de un punto para conectar el cable de potencia del controlador al cable de potencia del pozo, (2) proveer una ventilación a la atmósfera de cualquier gas que pudiese migrar del cable de poder sumergido, y (3) proveer puntos de prueba fácilmente accesibles para chequear eléctricamente el equipo de fondo.

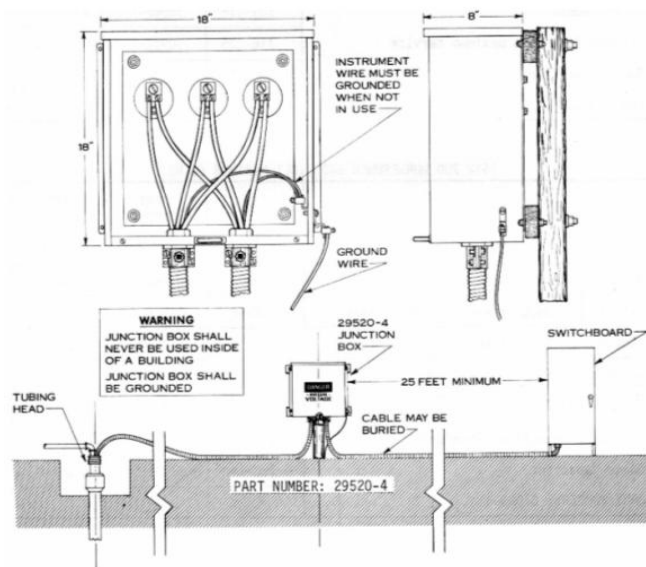


Fig. 26 Caja de Conexiones.



- **Cabezal:**

El cabezal es diseñado para soportar el peso del equipo subterráneo y es usado para mantener un control desde la superficie del anillo del pozo. Estos deben ser equipados con un conector del cable de fondo con el cable de superficie, el cual proporciona un sello positivo alrededor del cable y de la tubería de producción. Existen muchos métodos disponibles de los fabricantes de cabezales que proveen este sello. Dependiendo del método usado, estos sellos pueden soportar presiones mayores a 5000 psi (345 bar) del anular.

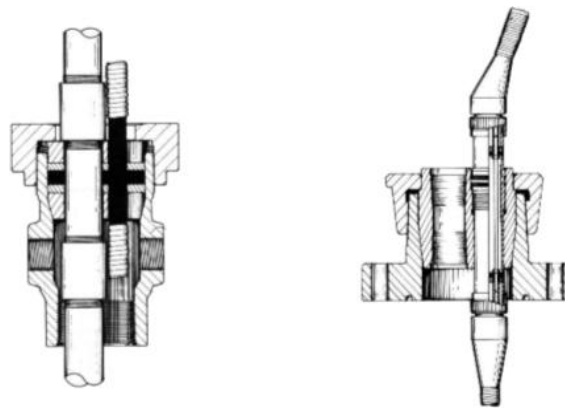


Fig. 27 Cabezal de Pozo.

- **Válvula de Estrangulamiento:**

Una válvula de estrangulamiento es usualmente colocada 2 o 3 juntas sobre el ensamble de la bomba, puede ser usada para garantizar y mantener una columna de líquido sobre la bomba. Si la válvula check no ha sido instalada o falla en porque presenta filtración de líquido desde la tubería a través de la bomba puede ocasionar una rotación inversa de la unidad subterránea cuando el motor esta apagado. La potencia aplicada durante esta rotación inversa puede resultar en el daño del motor o del cable o en una ruptura del eje.

En aplicaciones donde puede ocurrir obstrucción por gas, puede considerarse el uso de la válvula check 5 o 6 juntas sobre el ensamble de la bomba. Esto proporcionará una columna de líquido disponible para romper con un obstrucción por gas en el caso de que el sistema este apagado. En las instalaciones en las que no se usa una válvula de estrangulamiento, se debe proporcionar suficiente tiempo para que la tubería de producción drene atrás a través de la bomba antes de que el motor sea reencendido. Se recomienda un mínimo de treinta (30) minutos.

- **Cable:**

La potencia es transmitida a el motor sumergible debido al bandejo por la tubería de producción, de un cable de potencia eléctrica trifásico especialmente construido. Este cable debe ser muy pequeño en diámetro, muy bien protegido de abuso mecánico e insensible al deterioro de sus propiedades físicas y eléctricas debido al ambiente tan abrasivo por el calor.

Los cables están disponibles en una gran variedad de tamaños de conductores, lo cual permite un eficiente igualamiento con los requerimientos del motor. Pueden ser fabricados tanto redondos como planos usando acero galvanizado, acero inoxidable o monel capaz de resistir el hostil ambiente de un pozo de petróleo o agua. Todos los cables están hechos bajo estrictas especificaciones usando materiales especialmente formulados para distinto ambientes de operación. Se recomienda la construcción del conductor sólido.

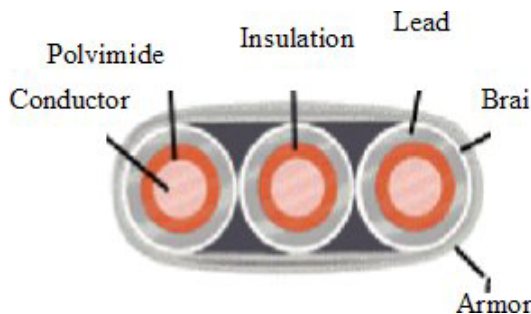


Fig. 28 Cable Plano.

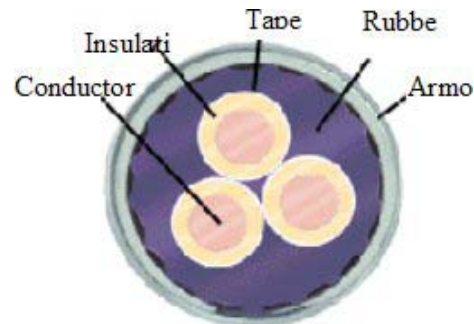


Fig. 29 Cable Circular.

Curvas de Comportamiento.-

La tasa de descarga de una bomba centrífuga electro sumergible depende de la velocidad rotacional (rpm), del diseño de la etapa, de la altura dinámica contra la cual esta operando la bomba, y de las propiedades físicas del fluido que esta siendo bombeado. La altura dinámica total de la bomba es el producto del número de etapas y la altura generada por cada etapa. La Fig. 10, es una curva de comportamiento de bomba centrífuga típica de 60 hertz y una sola etapa, en esta se muestran la curva de altura dinámica, la curva de eficiencia y la curva de potencia al freno, todas junto al rango de operación que recomienda el fabricante.

Las curvas de comportamiento pueden ser escritas formalmente como relaciones funcionales:

$$H = f_H(q)$$

$$P = f_P(q)$$

Estas curvas son representadas por polinomios de la forma:

$$H = h_0 + h_1q_n + h_2q_n^2 \cdots \cdots \cdots h_{m-1}q_n^{m-1} + h_mq_n^m$$

$$P = p_0 + p_1q_n + p_2q_n^2 \cdots \cdots \cdots p_{m-1}q_n^{m-1} + p_mq_n^m$$

donde q_n es una tasa de flujo normalizada como:

$$q_n = \frac{2q - q_s}{q_d}$$

donde las constantes q_s y q_d son simplemente los límites superior e inferior de la tasa de flujo normalizada. Esto mantendría el caudal q_n normalizado en un rango de valores razonable y evitaría tener la potencia de un número grande cuando se evalúan los polinomios. Normalmente, la altura dinámica, H, es dada en pies, la potencia, P, en Horse-power y la tasa de flujo, q en bbl/d. Los coeficientes de los polinomios son suministrados por el fabricante, a menudo un polinomio de 5^{to} es adecuado por lo que seis coeficientes son requeridos. En consecuencia, dadas las curvas de comportamiento de altura dinámica y potencia, la eficiencia, η , puede ser determinada por medio de la expresión de eficiencia:

$$\eta = \frac{q \cdot H}{1358 \cdot P}$$

Adicionalmente a las curvas de comportamiento de las bombas, el fabricante usualmente especifica una tasa de flujo máxima y una mínima sobre o bajo la cual es inadmisibles la operación de la bomba. En un sistema multietapa con gas presente, la tasa volumétrica in-situ puede cambiar considerablemente a través de la bomba y las etapas pudiendo estar lejos de las condiciones óptimas, es decir, lejos del punto de máxima eficiencia. La tasa de eficiencia óptima es dada aproximadamente por:

$$q^{h_{\max}} = q^{\min} + 0.56 \pm 0.08(q^{\max} - q^{\min})$$

Finalmente, el fabricante también reportará un número máximo de etapas, N_{max} , y una potencia máxima en el eje, P_{safe} que garantice un funcionamiento seguro para cada tipo de bomba.

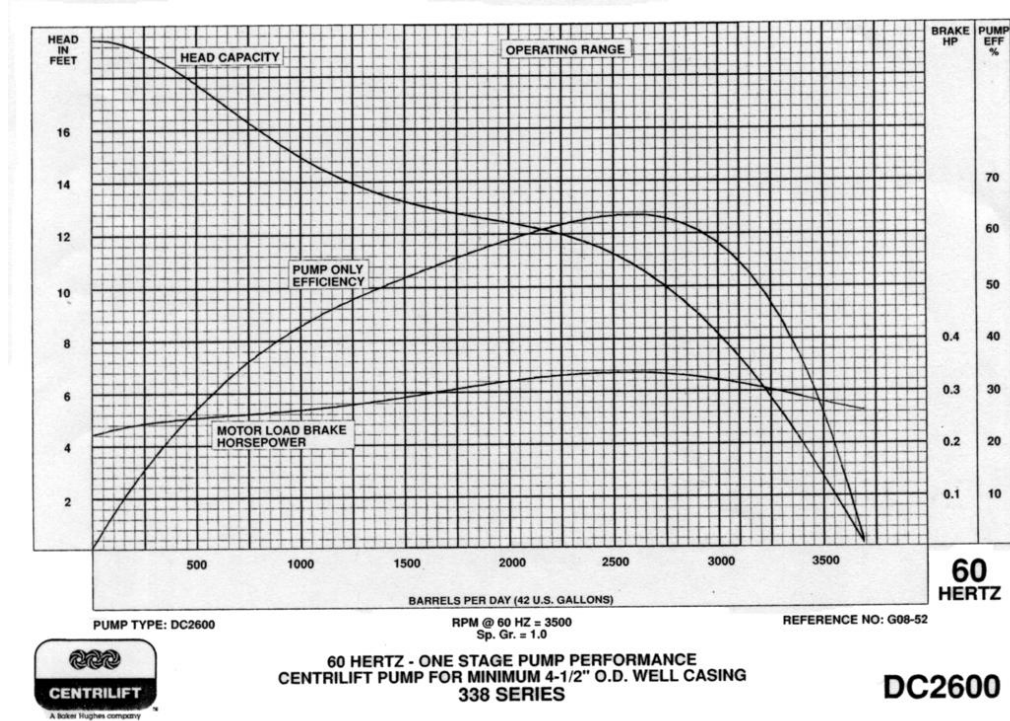


Fig. 30 Curvas de Comportamiento Típicas de una Bomba Centrífuga.

Leyes de Afinidad.-

Como se discutió en el punto anterior, el comportamiento de una bomba centrífuga se caracteriza por medio de la curva de altura dinámica versus tasa, a alguna velocidad estándar. Si la velocidad cambia, una nueva curva debe ser generada, una mayor si la velocidad aumenta y menos si la velocidad disminuye. Cuando la bomba es acoplada a un motor de inducción trifásico y se varía la frecuencia de operación, la velocidad cambia directamente proporcional al cambio en la frecuencia. Así, puede ser controlada la velocidad de la bomba y por consiguiente la salida hidráulica, simplemente por la variación de la frecuencia de suministro de potencia proporcionado, hay que prestar adecuada atención a los límites de voltaje y carga del motor.



El efecto del cambio de la velocidad en el funcionamiento de la bomba puede ser calculado usando una serie de reglas conocidas como “leyes de Afinidad” las cuales establecen que:

- La capacidad o flujo varía directamente proporcional a la velocidad.
- La altura dinámica varía proporcionalmente con el cuadrado de la velocidad.
- La potencia requerida por la bomba varía proporcionalmente con el cubo de la velocidad.

Expresadas en forma de ecuación son:

$$\frac{q_2}{q_1} = \frac{N_2}{N_1} \quad \frac{H_2}{H_1} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 \quad \frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^3$$

La combinación de las características de comportamiento de una bomba centrífuga y un motor de inducción trifásico, permite el desarrollo de las curvas de comportamiento a cualquier frecuencia dentro de los límites de utilidad.

Manejo de Gas.-

Como es de conocimiento general las bombas centrifugas son equipos muy exitosos en el manejo de fluidos de baja viscosidad, monofásico e incompresibles, pero son severamente impactados por el gas libre. El dimensionamiento de una BES multi-etapas ha demostrado buen acuerdo basado en las curvas de comportamiento para agua proporcionadas por los fabricantes siempre y cuando maneje fluidos de baja viscosidad sin presencia de gas libre o tasas de gas libre muy bajas (< 2%) a la entrada de la bomba. Todo lo contrario ocurre con el manejo de mayores contenidos de gas libre en la entrada de la bomba porque ésta sufre una importante degradación en la altura dinámica, por lo tanto la predicción del comportamiento basadas en las curvas de agua monofásica corregidas por el modelo homogéneo, no pueden ser usadas en este caso.

Son muy pocos los estudios disponible que consideren el comportamiento de BES bajo condiciones de flujo bifásico, en su mayoría son experimentos aislados para tratar de entender las tendencias y proveer un comportamiento mas real de una BES cuando maneja flujo multifásico. La mayoría de las investigaciones de la industria petrolera han sido de una naturaliza empírica, esto es debido a la complejidad del



fenómeno que rige el comportamiento de bombas centrífugas. Las más importantes de estas investigaciones son:

- **Turpin.** (1986)²⁹

Turpin usando data existente desarrollo dos correlaciones empíricas para predecir el la curva de comportamiento de altura, para tres bombas en específico, como una función de la relación gas liquido, de la tasa de flujo de liquido y de la presión de entrada en la bomba. Esas correlaciones pueden predecir la curva de comportamiento bastante bien para bajos volúmenes de gas a bajas presiones de entrada y para altos volúmenes de gas a altas presiones de succión; la predicción se cae en la vía de altos volúmenes de gas y condiciones de baja presión, sin embargo la región de predicción pobre de esas correlaciones coincide con la región en la que es inadmisibile la operación de la bomba.

- **Dumbar.** (1989)³⁰

Dumbar presentó una correlación general para aplicar el modelo homogéneo en una forma grafica, él relaciona la relación gas liquido máxima donde se puede aplicar el modelo homogéneo como una función de la presión de entrada por etapa. Dumbar construyó una curva de referencia llamada la “Curva de Dumbar” para la presión de entrada mínima que debería ser obtenida a una relación gas liquido dada, de manera que el modelo homogéneo pueda ser aplicado o de que no ocurra ninguna degradación en la altura.

- **Sachdeva.** (1998)³¹

Sachdeva presento el primer modelo comprensible desarrollado en la industria petrolera, este trabajo no fue de naturaleza experimental pero incluyo data existente para calibrar el modelo y para desarrollar una correlación para la altura dinámica bajo flujo bifásico.

- **Cirilo** (1998)³², **Romero** (1999)³³.

Estos investigadores realizaron de manera independiente distintas pruebas experimentales con distintos modelos de bombas con unas características específicas a ciertas condiciones de operación. La contribución de estos trabajos fue el desarrollo de correlaciones para determinar la fracción de gas



máxima, en el primero (Cirilo) y para predecir el comportamiento de la altura, en el segundo (Romero). Estas correlaciones son aplicables en las bombas evaluadas únicamente.

- **Pessoa.** (1999)³⁴ (2000)³⁵

Pessoa inicialmente condujo varios experimentos con fluidos de distintas condiciones en bombas de flujo mixto y de flujo altamente axial. Luego realizó experimentos usando una mezcla de aire y agua, en una bomba de 22 etapas con la facilidad de medir la presión a través de cada etapa. Entre las principales conclusiones que arrojó se encuentra la confirmación de que el comportamiento promedio de la bomba es significativamente diferente al comportamiento observado por cada etapa. La data obtenida de este trabajo esta limitada a mezclas de aire y agua.

Como conclusión, al revisar algunas de las investigaciones realizadas hasta ahora se puede decir que el conocimiento actual no es suficiente, y por esta razón no ha podido ser desarrollado un modelo exacto para predecir la degradación en la altura dinámica, el bloqueo por gas y las condiciones de discontinuidad en el flujo.

Por otro lado, directamente en la práctica, en los últimos años una tendencia relativamente nueva ha envuelto a la industria. Este concepto involucra el uso de equipos “**manejadores de gas**”, el concepto básico de estos equipos no esta basado en la separación sino en permitir que la bomba maneje el gas en exceso sin que ocurra bloqueo por gas. El objetivo de estos equipos es presurizar el gas libre para que vuelva a estar en solución y disminuir el tamaño de las burbujas para así disminuir la cantidad de gas acumulado en las áreas de baja presión del rotor. Mediante la instalación de estos equipos por debajo de la bomba se logra mejorar en gran manera la habilidad, de las etapas más al fondo, para manejar gas. Generalmente, si una bomba centrífuga está bloqueada por gas bajo ciertas condiciones de operación, las primeras etapas son las que se bloquean primero; si el gas no afectara esas etapas, la bomba pudiera operar sin que ocurriera bloqueo o discontinuidades.



Uno de estos equipos es el Sistema XGC, el cual introduce una cámara de compresión aguas debajo del separador de gas ensamblado. La cámara de compresión permite que el gas libre sea comprimido y vuelva a estar en solución, mientras que simultáneamente rompe la burbujas mas grandes para hacerlas burbujas mas pequeñas. De esta forma se provee una solución más homogénea, que fácilmente puede manejar la bomba centrífuga sin que ocurra el bloqueo por gas. La cámara de compresión consiste de un inductor, el cual es un rotor de flujo axial que produce poca altura, su principal característica hidráulica es que requiere de considerablemente menor NPSH, el propósito es que no se genere ninguna altura pero si permitir que las etapas de la bomba operen con alto contenido de gas libre en solución. Los Sistemas XGC son usados en aplicaciones donde el uso de separadores de gas ensamblados no es una solución efectiva, ya que el fluido después de pasar por el separador va a la cámara de compresión. Estas cámaras son diseñadas para manejar más de 35% de gas libre por volumen.

Factores de Corrección por Viscosidad.-

El funcionamiento de una bomba electro-sumergible es afectado cuando se manejan líquidos viscosos. Para la mayoría de los casos cuando el líquido bombeado tiene una viscosidad cercana a la del agua se puede hacer uso de las curvas de comportamiento proporcionadas por el fabricante. Sin embargo, en muchos otros casos, el líquido tiene viscosidad mayor, en tales casos el comportamiento de la bomba cambia considerablemente. Debido a que el liquido es mas viscoso las perdidas hidráulicas son mayores por lo tanto la altura dinámica y la eficiencia disminuyen mientras que la potencia requerida aumenta.

Existen muchos métodos empíricos y teóricos para corregir este comportamiento.

- *Instituto Hidráulico*.³⁶

El instituto Hidráulico provee de un procedimiento para determinar el comportamiento de bombas centrífugas convencionales que manejan fluidos viscosos cuando el comportamiento con agua es conocido. Esta metodología es representada con las Fig. y , los valores que muestran esas figuras son valores promedio de pruebas hechas con bombas de 2" y 8" en una, y de pruebas con



muchas bombas de diámetro 1" o menos en la otra. Por lo tanto las curvas de corrección no son muy exactas para aplicaciones particulares.

El Instituto hidráulico recomienda el uso de las siguientes expresiones para determinar el comportamiento viscoso cuando se conoce el comportamiento para agua:

$$q_{vis} = C_Q q_w \quad H_{vis} = C_H H_w \quad \eta_{vis} = C_\eta \eta_w \quad bhp = \frac{q_{vis} H_{vis} \gamma}{3960 \eta_{vis}}$$

- Procedimiento de Stepanoff.³⁷

Stepanoff (1957) realizó numerosos experimentos usando bombas centrífugas de diseño convencional bombeando agua y 11 diferentes crudos con viscosidades que variaban entre 1 y 2020 cSt. El estableció que a velocidad constante, la capacidad y altura dinámica disminuían de manera tal que la velocidad específica en el punto de mejor eficiencia permanecía constante. Basado en sus resultados experimentales presentó un diagrama para el factor de corrección de la altura y eficiencia para muchas bombas, el cual es valido en el punto de mejor eficiencia (b.e.p). La variable independiente del diagrama es el Número de Reynolds, parámetro definido como el Número de Reynolds Stepanoff.

$$Re_{stepanoff} = \frac{Nq_{bep}^o}{\sqrt{H_{bep}^w} \cdot v_o}$$

El diagrama de corrección de Stepanoff es aplicable para un Numero de Reynolds máximo de $Re_{stepanoff} = 10^6$

- Procedimiento de Paciga.³⁸

Paciga (1967) sugirió un método de corrección basado también en el Número de Reynolds como parámetro:

$$Re_{paciga} = 10.753 \frac{ND^2}{v_o}$$



Presentó factores de corrección para todas las curvas de comportamiento y usó dos parámetros correlacionados, la razón q_w/q_{bep}^w pertenece a cualquier punto de la curva de comportamiento la velocidad específica. La aplicabilidad de este modelo esta en el rango de $4 \times 10^7 \leq Re_{paciga} \leq 4 \times 10^9$

- Procedimiento de Turzo.³⁹

Turzo et al (2000) presentó un procedimiento para corregir el comportamiento de bombas centrifugas convencionales basado en las graficas de corrección del Instituto Hidráulico. Turzo digitalizo las graficas originales y realizo una regresión con una base de datos. Entonces, cada curva de las graficas fue ajustada para encontrar la función aproximada que mejor se ajusta.

El procedimiento consiste en que primero se debe determinar la tasa en el punto de mejor eficiencia y la altura dinámica correspondiente partiendo de las curvas de comportamiento para agua. Luego se procede a calcular los siguientes parámetros:

$$y = -7.5946 + 6.6504 \ln(H_{bep}) 12.8429 \ln(q_{bep})$$

$$q^* = \exp \left[\frac{39.5276 + 26.5605 \ln(\nu) - y}{51.6565} \right]$$

donde ν es la viscosidad cinemática en cSt. Las expresiones para los dos parámetros anteriores y y q^* fueron determinadas del proceso de ajuste de las curvas que se explicó anteriormente.

Una vez obtenidos los parámetros, se determina el factor de corrección de la tasa de flujo y de la eficiencia, respectivamente:

$$C_q = 1 - 4.0327 \times 10^{-3} q^* - 1.7240 \times 10^{-4} (q^*)^2$$

$$C_{eff} = 1 - 3.3075 \times 10^{-2} q^* + 2.8875 \times 10^{-4} (q^*)^2$$

El factor de corrección de la altura dinámica depende de la tasa de flujo por lo tanto se puede obtener diferentes factores de corrección para diferentes



valores de tasas de flujo. El Instituto Hidráulico establece que para corregir la altura dinámica de la bomba se debe obtener por lo menos cuatro tasas de flujo, que se calculan de la siguiente forma:

$$\text{Punto 1: } q_1 = 0.6q_{bep}$$

$$\text{Punto 2: } q_2 = 0.8q_{bep}$$

$$\text{Punto 3: } q_3 = 1.0q_{bep}$$

$$\text{Punto 4: } q_4 = 1.2q_{bep}$$

El factor de corrección para cada una de las tasas calculas son:

$$C_{H1} = 1 - 3.6800 \times 10^{-3} q^* - 4.3600 \times 10^{-5} (q^*)^2$$

$$C_{H2} = 1 - 4.4723 \times 10^{-3} q^* - 4.1800 \times 10^{-5} (q^*)^2$$

$$C_{H3} = 1 - 7.0076 \times 10^{-3} q^* - 1.4100 \times 10^{-5} (q^*)^2$$

$$C_{H4} = 1 - 9.0100 \times 10^{-3} q^* - 1.3100 \times 10^{-5} (q^*)^2$$

Una vez determinados los factores de corrección, los valores corregidos se determinan con las ecuaciones del instituto Hidráulico.

1.5.2 ***Bombas de Cavidades Progresivas***

Generalidades.-

La bomba de cavidades progresivas (BCP) es una bomba rotativa de desplazamiento positivo, clasificada como un tipo especial de bomba de tornillo. Fue concebida por primera vez por el Dr. René Moineau en su tesis doctoral en 1930 en la universidad de París al proponer un nuevo tipo de bomba de desplazamiento positivo que no requería de válvulas ni de otros elementos adicionales más que sus dos elementos básicos, el rotor y el estator, para su funcionamiento, revolucionando los conceptos de aquella época acerca de los maquinas hidráulicas de desplazamiento. La fabricación comercial de este tipo de bomba comenzó a partir de 1935 y desde entonces ha demostrado tener muchas aplicaciones en las que otros tipos de bomba no podrían tener el mismo desempeño.



Fig. 31 Principio de operación de una BCP.

Las BCP consisten de un engranaje helicoidal largo (rotor) que rota excéntricamente dentro de un engranaje helicoidal largo (estator) que tiene el doble de hilos, el mismo diámetro menor y dos veces el paso del rotor, y su principio de operación se basa en los llamados mecanismos de capsulismo que consisten en el aislamiento de un volumen de fluido para transportarlo de una zona de baja presión a otra de alta presión. Por ser una bomba de desplazamiento positivo, las BCP se caracterizan en que la cantidad de líquido desplazado por cada revolución es independiente de la velocidad de giro y de la presión de descarga, y es solo función de la geometría y dimensiones de sus componentes.



Su uso en la industria petrolera como método de levantamiento artificial comenzó en los años 80 cuando este tipo de bomba empezó a demostrar ser una mejor alternativa en algunos casos para crudos pesados que el tradicional método de bombeo mecánico. Desde entonces su uso en los campos petroleros ha ido creciendo aceleradamente, sobre todo en Venezuela donde un alto porcentaje de la producción son crudos pesados, y ya se le reconoce como un importante método de levantamiento artificial.

En comparación con otros métodos de levantamiento artificial, la BCP tiene ventajas muy importantes que la han hecho destacarse para la industria petrolera, las cuales son:

- La eficiencia de las BCP es por lo general muy alta, entre 70% y 98%.
- Pueden manejar fluidos con altas viscosidades, gas y arena.
- Utiliza pequeños motores que se traduce en bajos costos de operación, equipos de superficie relativamente pequeños y poco impacto con el ambiente.
- Tiene pocas partes móviles, que resulta en bajo mantenimiento.
- El costo inicial es normalmente bajo comparado con los otros métodos de levantamiento artificial.

Dentro de las desventajas de las BCP están:

- Su capacidad de producción es limitada, hoy en día hasta 7.000 barriles diarios.
- Son muy sensibles al ambiente de trabajo (temperatura, los aromáticos y el ácido sulfúrico principalmente), debido al material elastómero con que esta hecho la mayoría de los estatores.
- Falta de experiencia en el diseño, instalación y operación de estos sistemas.

Características geométricas de la BCP.-

Los componentes de una BCP deben cumplir con 3 condiciones geométricas especiales durante su construcción para su correcto funcionamiento, estas son:

- 1.) La maquina debe estar compuesta por dos elementos lobulares, uno dentro del otro. Estos elementos se diferencian entre si en que el elemento externo (estator) tiene un lóbulo mas que el elemento interno (rotor). Además, los

lóbulos del elemento interno deben estar en contacto con los lóbulos del elemento externo.

- 2.) Los perfiles que cumplan la primera condición deben describir una trayectoria establecida por una hélice circular.
- 3.) La relación entre los pasos de las hélices de los elementos lobulares debe ser igual a la relación entre el número de sus lóbulos.

De las familias de curvas probables para la construcción de una BCP, solo una en especial cumple con las condiciones geométricas antes señaladas, esta es conocida como la Hipocicloide. Una curva hipocicloide se define como el lugar geométrico descrito por un punto de una circunferencia (circunferencia generatriz), la cual rueda internamente y sin resbalamiento sobre otra circunferencia (circunferencia base). La relación entre los diámetros de estas dos circunferencias (R) determina el número de ramas y el orden de la curva. Las ecuaciones paramétricas de una hipocicloide son:

$$y = (a - b) \cdot \cos \theta + b \cdot \cos \left(\frac{a - b}{b} \cdot \theta \right) \qquad x = (a - b) \cdot \text{sen} \theta - b \cdot \text{sen} \left(\frac{a - b}{b} \cdot \theta \right)$$

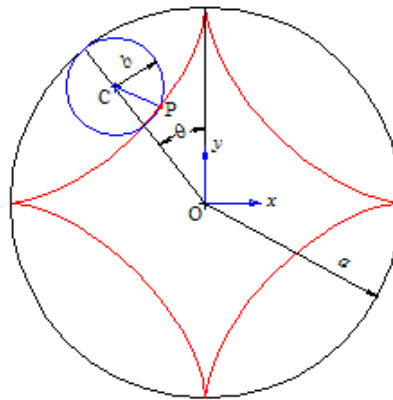


Fig. 32 Definición de la hipocicloide.

Cada punto de la curva hipocicloide establece el centro geométrico de una circunferencia cuyo diámetro define lo que se conoce como diámetro del elemento. La envolvente de todas estas circunferencias determina la forma de la sección transversal del elemento lobular, por lo que el número de ramas de la hipocicloide definirá el número de lóbulos del elemento.

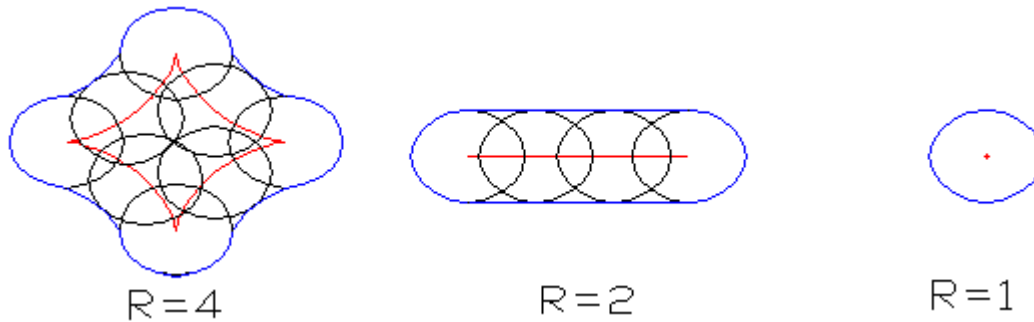


Fig. 33 Construcción de elementos lobulares.

De esta forma, estableciendo que el número de ramas del estator sea uno más que las del rotor y que el diámetro del elemento sea el mismo para ambos, se consigue cumplir la primera condición geométrica para una BCP.

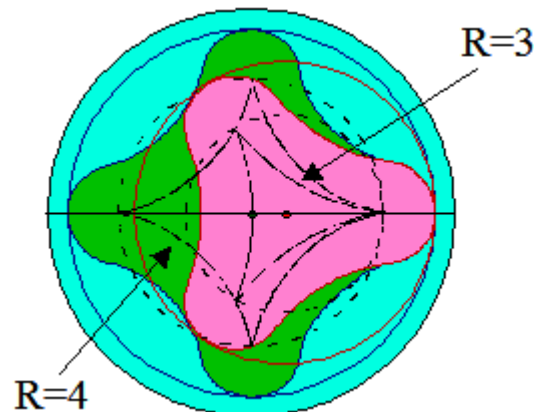


Fig. 34 Sección transversal de los elementos interno y externo construidos por la Hipocicloide.

La segunda condición establece que los elementos generados a partir de la primera condición deben de seguir una trayectoria de hélice circular. Una hélice circular se define como el lugar geométrico de un punto que se mueve sobre una circunferencia y que además el centro de esta circunferencia se traslada en una línea recta. De esta forma se crea un punto que se mueve en la superficie de un cilindro. La distancia recorrida por el centro de la circunferencia cada vez que el punto da un giro se conoce como el Paso y el radio de la circunferencia como la Excentricidad.

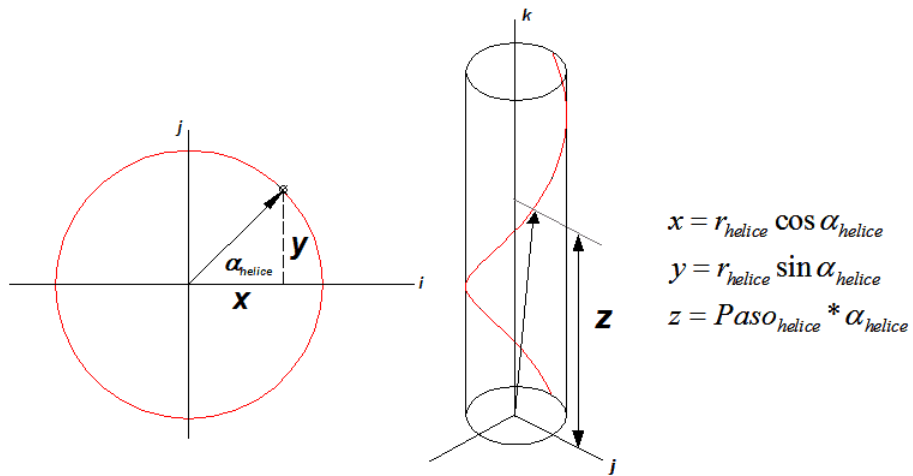


Fig. 35 Definición de una hélice circular.

La curva de la hélice circular define la posición espacial de cada uno de los puntos de la hipocicloide, de forma tal que las secciones transversales de los elementos generados por la hipocicloide deben seguir también una trayectoria de hélice circular en el espacio.

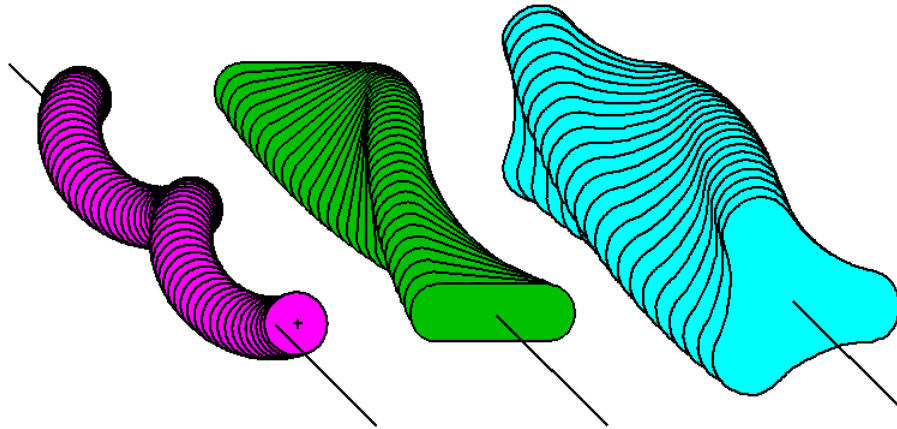


Fig. 36 Vista espacial de los elementos generados con la primera y segunda condición geométrica.

Para cumplir con la tercera y última condición se debe garantizar que la relación entre el paso de las hélices de los elementos sea igual a la relación del número de lóbulos de los elementos, es decir:

$$\frac{\#Lobulos_{estator}}{\#Lobulos_{rotor}} = \frac{R_{estator}}{R_{rotor}} = \frac{Paso_{rotor}}{Paso_{estator}} = R_{BCP}$$

La diferencia entre los pasos de los elementos es lo que permite que se formen las cavidades cuya longitud máxima será igual al paso del elemento externo. De esta forma, cuando el elemento interno gira dentro del elemento externo, las cavidades son desplazadas axialmente sin perder su volumen.

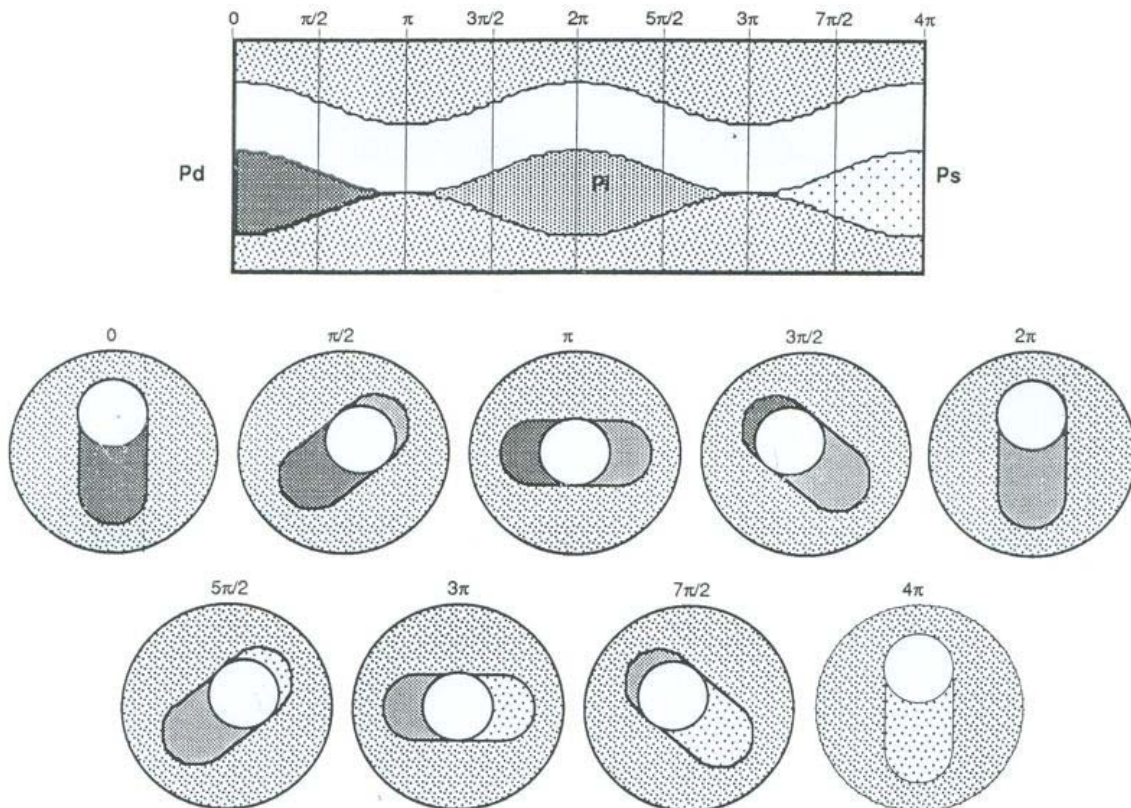


Fig. 37 **Parte superior:** corte longitudinal de una etapa de bombeo dividida en 8 tramos identificados por la posición angular de cada sección respecto a la primera sección de la izquierda. **Parte inferior:** cortes transversales de cada tramo visto desde la descarga.

Clasificación de las BCP según su geometría:

Dependiendo del número de lóbulos del elemento interno o estator, se pueden clasificar las BCP en dos grupos: de simple lóbulo y multilobulares.

Las bombas de simple lóbulo son aquellas que poseen dos lóbulos en el estator y uno en el rotor, es decir, la hipocicloide del rotor es un punto y la hipocicloide del estator es un segmento de recta. Estas bombas son las más comunes.

Las bombas multilobulares son aquellas que poseen más de dos lóbulos en el estator, y en el campo petrolero son generalmente usadas como bombas de inyección de lodo en las perforaciones de los pozos. Estas bombas se caracterizan en que pueden

manejar mayor caudal por cada revolución que las bombas de simple lóbulo, lo que significa que para un mismo caudal las bombas multilóbulo girarían más lento que las de simple lóbulo, esto es una ventaja ya que a menor velocidad disminuye el desgaste de la bomba y aumenta su vida útil. Sin embargo, las multilobulares necesitan de mayor potencia y son más costosas. Otra ventaja de estas bombas es que mientras mayor sea el número de lóbulos, menor es la excentricidad del rotor, lo que disminuye el desvalance de este.



Fig. 38 Cortes transversales de BCP de simple lóbulo y multilobulares.

Parámetros geométricos de una BCP:

En la geometría de la BCP se pueden identificar los siguientes parámetros:

- Diámetro del rotor (d_r) es el menor espesor del rotor.
- Diámetro menor del estator (d_s).
- Diámetro de la hélice del rotor D_r ($D_r = d_r + 2 * E$).
- Diámetro de la hélice del estator D_s ($D_s = d_s + 4 * E$).
- Excentricidad (E) es la distancia entre la línea central del rotor y la línea central del estator.
- Paso del estator (P_s) esta definido como la longitud de una rotación de 360° medido sobre las crestas de los lóbulos de la hélice del estator.
- Paso del rotor (P_r) longitud de una rotación de 360° medido sobre las crestas de los lóbulos de la hélice del rotor.
- Siempre se debe cumplir que $P_s = 2 * P_r$
- Interferencia (w) es la cantidad de ajuste u holgura entre el rotor y el estator.

$$(W = (d_r - d_s) / 2)$$

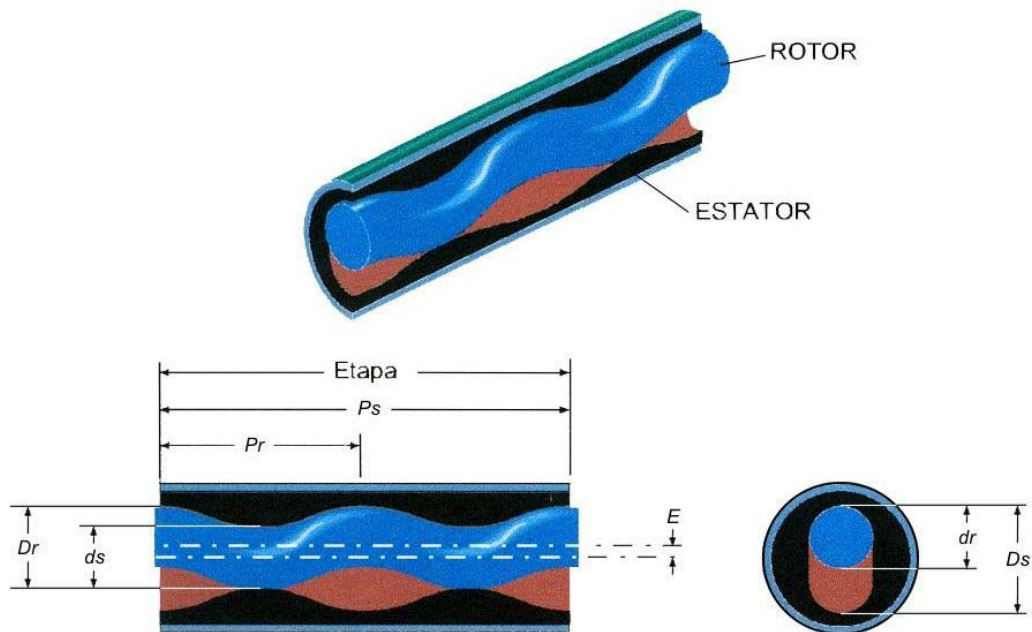


Fig. 39 Parámetros geométricos del rotor y estator de una BCP.

Parámetros de desempeño de la BCP.-

Desplazamiento:

El desplazamiento (D) es el volumen teórico desplazado por cada revolución del rotor. Experimentalmente puede ser hallado como el volumen desplazado por la bomba por cada revolución cuando la presión a la succión y a la descarga son iguales. Este parámetro solo depende de las dimensiones de sus componentes y para una bomba de simple lóbulo se calcula como:

$$D = 4 \cdot E \cdot d_r \cdot P_s$$

Caudal teórico:

El caudal teórico (Q_{teo}) es el desplazamiento volumétrico por unidad de tiempo de la bomba y se calcula como el producto del desplazamiento por la velocidad de giro de la bomba:

$$Q_{teo} = D \cdot n = 4 \cdot E \cdot d_r \cdot P_s \cdot n$$

Capacidad:

La capacidad (Q) es el volumen desplazado real por unidad de tiempo que entrega la bomba a las condiciones de operación. La capacidad es igual al caudal teórico menos el escurrimiento.

$$Q = Q_{teo} - S$$

Escurrecimiento:

El escurrecimiento (S) es la cantidad de fluido que se escapa de las cavidades a través de las holguras internas de la bomba por unidad de tiempo y tiene un importante efecto sobre la eficiencia de la BCP. Se calcula como la diferencia algebraica entre el caudal teórico y la capacidad:

$$S = Q_{teo} - Q$$

El escurrecimiento es función de la geometría de la bomba, sus holguras, de las propiedades del fluido manejado y de la diferencia de presión por etapa.



Fig. 40 Escurrecimiento en una BCP.

A medida que la diferencia de presión se incrementa el escurrecimiento también aumenta hasta que se iguala al caudal teórico, a este punto se le conoce como condición de válvula bloqueada. Y al hacerse la diferencia de presión aun mayor entonces el escurrecimiento excede el valor de desplazamiento y el flujo a través de la bomba cambia de sentido.

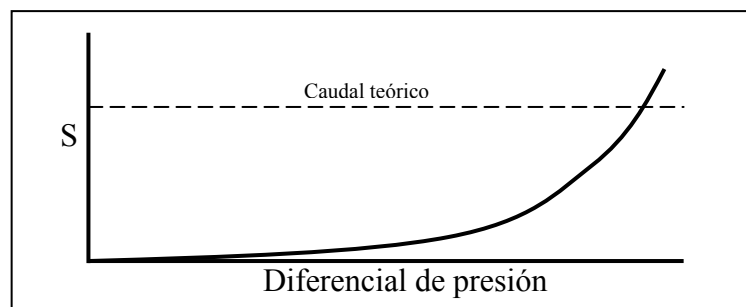


Fig. 41 Grafica del escurrecimiento en función de la diferencia de presión.

Eficiencia volumétrica:

La eficiencia volumétrica (η_v) de una bomba es la relación entre la capacidad real y el caudal teórico de esta. Es un buen indicador del comportamiento de la bomba y se calcula como:

$$\eta_v = \frac{Q}{Q_{teo}}$$

Diferencia de presión:

La diferencia de presión (DP) es la diferencia algebraica entre la presión de succión y la presión de descarga de la bomba.

$$DP = P_d - P_s$$

Factor de uso:

El factor de uso (FS) es la relación entre el diferencial de presión de la bomba en operación y el diferencial de presión máximo recomendado por el fabricante (DP_{nom}). Si el factor de uso es mayor o igual que uno indica que se esta operando la bomba dentro de lo recomendado por el fabricante y el escurrimiento puede estar dentro de valores aceptables, sin embargo, si el factor de uso es muy alto indica que la bomba esta sobredimensionada para ese sistema. Si el factor de uso es menor que uno, indica que la bomba esta funcionando para un diferencial de presión para el cual no fue diseñado y el escurrimiento puede alcanzar valores inadmisibles. En estos casos se debería cambiar la bomba por una de mas etapas que pueda dar mas fácilmente el diferencial de presión requerido por el sistema

$$FS = \frac{DP}{DP_{nom}}$$

Potencia hidráulica:

La potencia hidráulica (P_h) es la energía transferida de la bomba al fluido a las condiciones de operación. Se calcula como el producto entre la diferencia de presión en la bomba y la capacidad de esta:

$$P_h = \Delta P \cdot Q$$

Potencia por fricción:

La potencia por fricción (P_f) es la que se consume por la fricción entre el rotor y el estator de la bomba. Esta potencia depende de la viscosidad del fluido, de la geometría de la bomba y de la interferencia. El valor de la potencia por fricción es difícil de hallar empíricamente debido a la deformación que sufre la goma a las condiciones de operación y la compleja dinámica de la BCP.

*Potencia interna:*

La potencia interna (P_i) es la potencia requerida en el eje de accionamiento de la bomba, esta potencia incluye la potencia hidráulica y la potencia consumida por la fricción entre el rotor y el estator:

$$P_i = P_H + P_f$$

Potencia total:

La potencia total (P) es la potencia requerida en la cabilla pulida, justo antes del equipo de superficie, y es igual a la potencia interna más la potencia consumida por el sistema de transmisión.

$$P = \omega \cdot T = P_i + P_{cab}$$

Eficiencia total:

La eficiencia total (η) es la relación entre la energía entregada al fluido y la energía requerida por el sistema, se calcula como el cociente entre la potencia hidráulica y la potencia total:

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

Descripción de un sistema de producción por BCP.-

El sistema de levantamiento artificial mediante BCP consta básicamente del equipo de superficie, el cabezal del pozo encargado de conectar la línea de flujo con la tubería de producción, la tubería de producción, el sistema de transmisión compuesto por la sarta de cabillas y la bomba como tal.

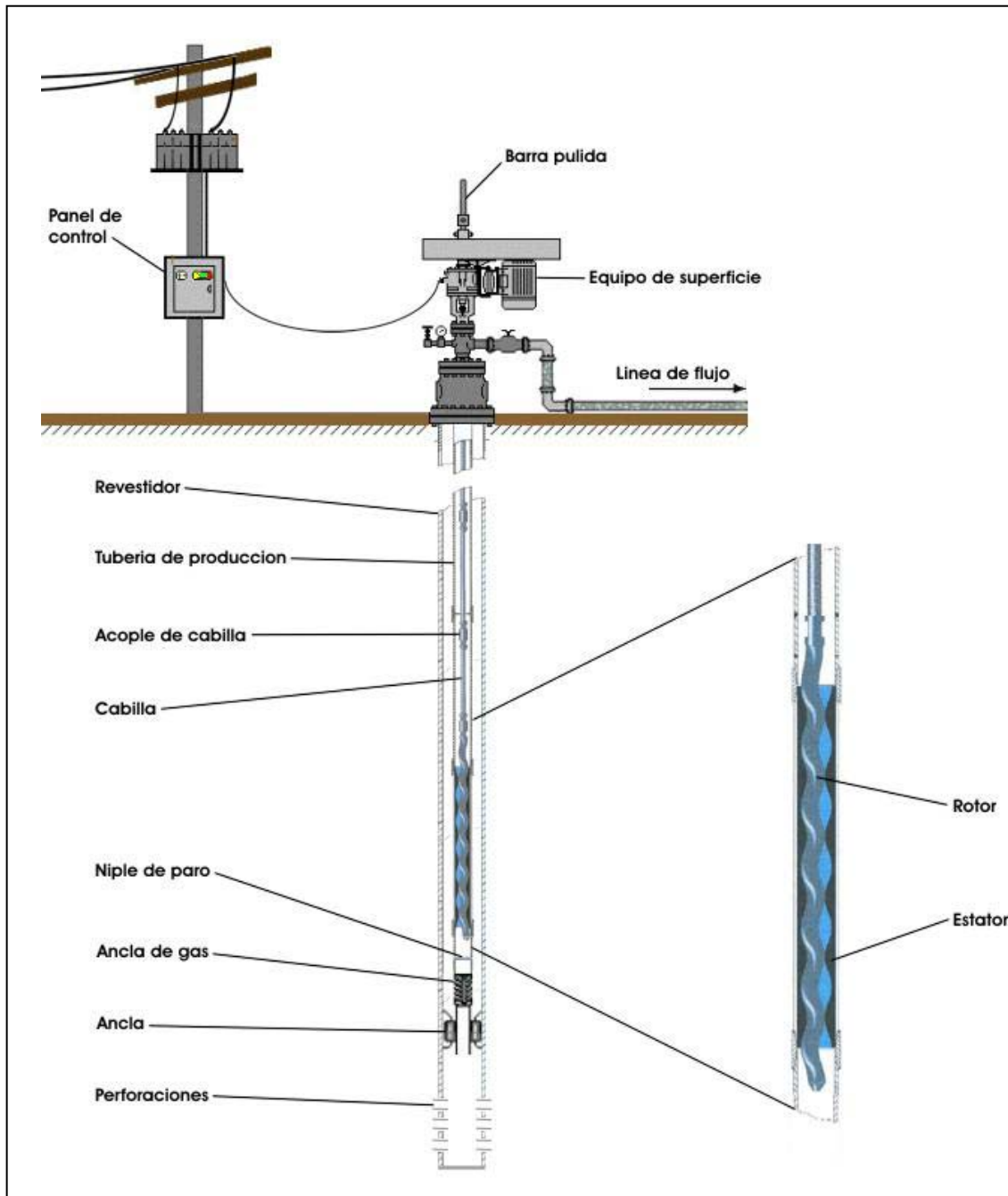


Fig. 42 Diagrama general del montaje de una BCP.

Los elementos más importantes de un sistema de producción con BCP son:

Rotor:

Es el engranaje móvil de la bomba, esta hecho de una aleación de acero de alta dureza y es fabricado mediante maquinado. Normalmente se le agrega una capa de cromo con un espesor que oscila entre 300 a 370 micras para aumentar su resistencia a la abrasión. Para ambientes corrosivos se han desarrollado revestimientos especiales de carburo de tungsteno o cerámica que aumentan su vida útil.

Estator:

Es el engranaje estacionario de la bomba y una parte muy importante de esta. Por lo general el estator esta hecho de un materia elastómero que permite la deformación del estator al contacto con el con el rotor y así producir un sello mejor que aislé a las cavidades. Este tipo de estator se obtiene mediante la inyección de un material elastómero entre una camisa de acero y un núcleo. El núcleo es un negativo del perfil interno del estator, y una vez endurecido el material elastómero, el núcleo debe poder ser sacado con facilidad girándolo como un tornillo, mientras que la adhesión con la camisa de acero deber ser muy bueno para evitar que el elastómero se desprenda durante su operación.

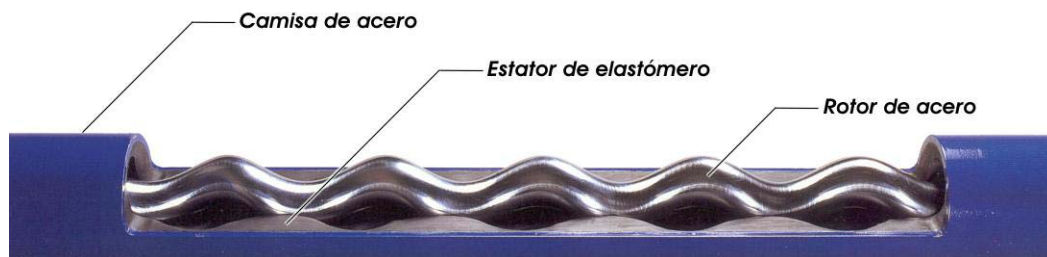


Fig. 43 Foto de una BCP con un corte para visualizar sus elementos.

Elastómeros:

Aunque no es una pieza de la bomba como tal si no mas bien el material con que esta hecho uno de los componentes (el estator), su importancia sobre el desempeño de la BCP hace que sea uno de los principales puntos de estudio y desarrollo en este tipo de bomba. Esto se debe a la sensibilidad al ambiente que tienen los materiales elastoméricos.



Según la ASTM, los elastómeros son aquellos materiales que pueden ser deformados hasta dos veces su tamaño original, y luego de retirar la carga, este retornara rápidamente a su tamaño original (Morton 1995, Harper 1992).

Hay muchos tipos de materiales elastómeros, pero los que principalmente se usan en la fabricación de BCP son:

- a) El caucho.
- b) HNBR (Hydrogenated Nitrile Butadiene Rubber).
- c) Fluorocarbono y Perfluorocarbono.
- d) Clorusulfuro de polietileno.

- a) **El Caucho:** Es el elastómero de mayor uso y el mas antiguo, sus formulaciones están basadas en isopropeno y/o butadieno. Es el que mejor combina propiedades mecánica (resistencia mecánica, resistencia a la fatiga, dureza, etc.) con resistencia a ataques químicos. Por ello es el más usado para diversas aplicaciones.
- b) **HNBR “Hydrogenated Nitrile Butadiene Rubber”:** Es resistente al ácido sulfúrico pero no a los aromáticos, posee mayor resistencia a la temperatura que el caucho, pero sus propiedades mecánicas están reducidas a la mitad.
- c) **Fluorocarbono y Perfluorocarbono:** Son elastómeros que resisten ataques térmicos y químicos, pero el proceso de moldeo esta restringido a volúmenes pequeños, por lo cual no se usan en la fabricación de estatores muy extensos.
- d) **Clorusulfuro de polietileno:** Son los elastómeros que mejor resisten a la abrasión y al dióxido de carbono, sus propiedades mecánicas son muy parecidas a las del caucho, pero resiste mas el agua.

Las condiciones que mas afectan a los elastómeros son:

- a) Disolventes aromáticos.
- b) Acido Sulfúrico.
- c) Dióxido de Carbono.
- d) Elementos abrasivos.
- e) Agua.
- f) Temperaturas altas.



- a) **Disolventes aromáticos:** Los más comunes son el benceno, tolueno y xileno, que por lo general están presentes en crudos livianos. Causan reblandecimiento e hinchamiento del caucho. Por ello en estos casos se usan elastómeros de alto nitrilo, siempre y cuando la temperatura de trabajo no supere los 40 °C y 13 % de aromáticos.
- b) **Ácido Sulfúrico:** Afecta a los elastómeros tornándolos duros y quebradizos. Esto hace que se pierda la capacidad de sello entre las cavidades. Como los aromáticos afectan en forma contraria que el ácido sulfúrico, muchas veces se recurre a inyecciones de disolventes aromáticos para contrarrestar el efecto del ácido, se necesitan elastómeros bajos en nitrilo.
- c) **Dióxido de Carbono:** afecta a los elastómeros endureciéndolos, pero con altos contenido de nitrilo, se puede controlar hasta en un 30 % de CO₂. Sin embargo, por lo general el dióxido de carbono esta junto a ácido sulfúrico, lo que compromete las proporciones de nitrilo.
- d) **Agua:** En presencia de agua todos los elastómeros se hinchan, pero cuando el contenido de nitrilo es menor, el hinchamiento disminuye.
- e) **Temperaturas altas:** En todos los elastómeros el efecto de la temperatura es dramático, ya que disminuye sus propiedades físicas y aumenta la agresividad de los ataques químicos. Por ello no se recomienda el uso de caucho a temperaturas de trabajo mayores de 120 °C y el HBNR hasta 160 °C. Pero aquellos fabricados con Fluorocarbono-butadieno tienen un mayor tope de temperatura. Otro problema producto de la temperatura es el cambio de volumen en los elastómeros, a mayor temperatura aumenta el volumen, esto puede hacer que la fuerza de contacto entre el rotor y el estator se excesiva y produzca desgarramiento del material del estator.

Como se ve, los elastómeros limitan mucho el campo de aplicación de una BCP y hace que la selección del elastómero según el fluido de trabajo sea muy importante y un punto crítico en el funcionamiento del equipo. Por ello, muchas



Tabla 3. Selección del elastómero según la composición del fluido.

| | Aromáticos | H ₂ S | CO ₂ | Abrasión | Agua |
|------------------|--|---|--|-----------------------------------|-----------------------------|
| Aromáticos | Aromáticos <1% 1%<Aromáticos<3% 3%<Aromáticos<10% Aromáticos>10% | Bajo nitrilo Nitrilo medio Alto nitrilo Butadieno Fluorocarbono | | | |
| H ₂ S | <p>Con Aromáticos < 1% H₂S<1% 1% < H₂S < 2% 2% < H₂S < 4% H₂S>4%</p> <p>Con H₂S < 1% Aromáticos <1 % 1%<Aromáticos<3% 3%<Aromáticos<10% Aromáticos>10%</p> <p>Con 1% < Aromáticos < 3% 1% <H₂S < 3% 3% < H₂S < 6% H₂S >6%</p> <p>Con 3% < Aromáticos < 10% 1 % < H₂S < 6% H₂S > 6% butadieno Fluorocarbono</p> | <p>Nitrilo medio Bajo nitrilo HNBR Butadieno Fluorocarbono</p> <p>Nitrilo medio Bajo nitrilo HNBR Butadieno Fluorocarbono</p> <p>Bajo nitrilo Nitrilo medio Alto nitrilo Butadieno Fluorocarbono</p> | | | |
| CO ₂ | <p>Con Aromáticos < 3% CO₂<12% 12%<CO₂<30% CO₂>30%</p> <p>Con 3% < Aromáticos < 10% Alto nitrilo Con Aromáticos >10% ó CO₂>30% Butadieno fluorocarbono</p> | <p>Con H₂S <3% CO₂<12% 12%<CO₂<30% CO₂>30% Butadieno Fluorocarbono ó Alto nitrilo con Bajo Carbono Con CO₂ <12% H₂S<1% 1% < H₂S < 2% 2% < H₂S < 4% H₂S>4%</p> <p>Con H₂S>3% y CO₂ >12% Butadieno-fluorocarbono IDEN H₂S- H₂S</p> | <p>CO₂<12% Nitrilo medio 12%<CO₂<30% Alto nitrilo CO₂>30% Butadieno Fluorocarbono ó Muy alto nitrilo con Bajo Carbono</p> | | |
| Abrasión | IDEN Aromáticos-Aromáticos | | | Muy alto nitrilo con bajo carbono | |
| Agua | Agua no afecta con petróleo | Agua no afecta con petróleo | Agua no afecta con petróleo | Agua no afecta con petróleo | Agua no afecta con petróleo |

Nota: Temperatura de trabajo hasta 40°C. Gases en solución, los cuales afectan menos al elastómero

veces antes de la selección definitiva del elastómeros, se hacen ensayos de compatibilidad con el fluido de trabajo. Sin embargo cada día se descubren nuevos materiales y nuevos diseños que van mejorando este punto débil de la BCP.

Sarta de Cabilla:

Es el elemento del sistema que transmite la potencia requerida desde la superficie a la bomba. La sarta de cabillas consiste de una serie de cabillas unidas entre si por acoples desde el rotor la bomba hasta el cabezal.



Fig. 44 Cabilla con acople según las normas API

Estas cabillas están normalizadas por la API (*American Petroleum Engineers*) y están diseñadas para soportar las cargas a las que estarán sometidas, tienen una longitud de 25 o 30 pies y el diámetro varia entre $\frac{1}{2}$ y $1^{1/2}$ pulgadas. Las cabillas API se dividen en 3 categorías según el material con que están hecho: Grado “C”; Grado “K”; y Grado “D”.

**Tabla 4.** Características de las cabillas según su Grado API.

| Grado API | C | K | D |
|---------------------------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Especificación del acero según AISI | 1536 | 4621 | 4142 |
| Composición química (%) | | | |
| - Carbono | 0.30 – 0.39 | 0.18 – 0.25 | 0.38 – 0.45 |
| - Manganeso | 1.10 – 1.40 | 0.60 – 0.80 | 0.80 – 1.00 |
| - Fósforo | 0.04 max. | 0.035 max. | 0.035 max. |
| - Sulfuro | 0.04 max. | 0.035 max. | 0.035 max. |
| - Silicio | 0.15 – 0.35 | 0.15 – 0.35 | 0.15 – 0.35 |
| - Cromo | Trazas | - | 0.80 – 1.0 |
| - Molibdeno | Trazas | 0.15 – 0.25 | 0.15 – 0.25 |
| - Nickel | - | 1.65 – 2.00 | 0.45 max. |
| Propiedades mecánicas | | | |
| - Esfuerzo ultimo a la tensión (Kpsi) | 90 - 115 | 90 - 115 | 115 - 140 |
| - Esfuerzo min. de fluencia (Kpsi) | 60 | 60 | 85 |
| - Elongación min. (%) | 15 | 16 | 10 |
| - Reducción de área min. (%) | 45 | 55 | 45 |
| Recomendación de uso | | | |
| - Carga* | Ligera a mediana | Ligera a mediana | Mediana a pesada |
| - Profundidad** | Poca a mediana | Poca a mediana | Mediana a profunda |
| - Corrosión | Poca | Alta | Poca |

*** Cargas:**

- Ligera: 0 a 25.000 psi
- Mediana: 25.000 a 35.000 psi
- Pesada: de 35.000 a 45.000 psi

**** Profundidades:**

- Poca: 1 a 4.000 pies
- Mediana: 4.000 a 7.000 pies
- Pesada: mas de 7.000 pies

Equipo de superficie:

Es el elemento que produce el torque y la velocidad de giro necesaria para la BCP. Por lo general se consigue comercialmente como un paquete completo listo para instalar en el cabezal del pozo y consta de las siguientes partes básicas:

- a) Motor eléctrico.
- b) Sistema de transmisión por poleas.

- c) Caja de reducción.
- d) Sistema de frenos.
- e) Conexión para la línea de flujo.
- f) Brida de conexión con el cabezal del pozo.

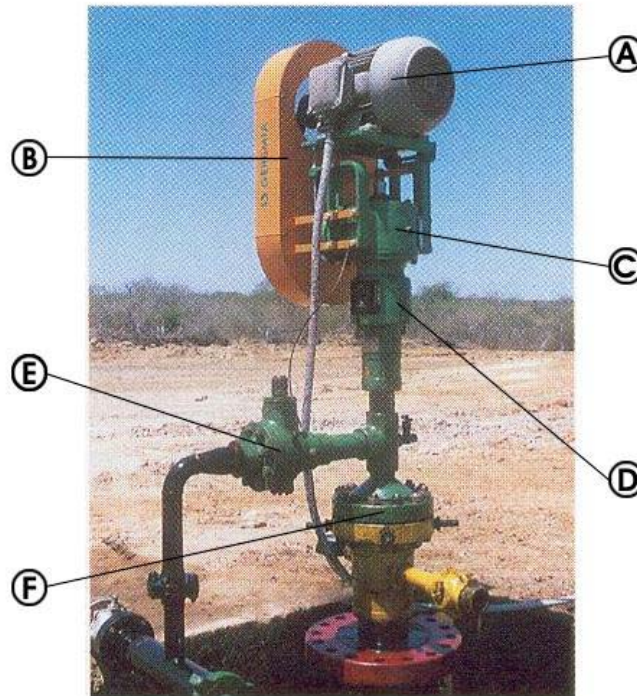


Fig. 45 Equipo de superficie de una BCP.

Curvas de comportamiento.-

Las BCP, por ser bombas de desplazamiento positivo, en teoría deberían ser capaces de manejar una misma tasa de descarga para cualquier diferencial de presión, solo dependiendo de las RPM. Pero debido a las inevitables fugas del fluido entre sus partes móviles, la capacidad la bomba se va haciendo menor a medida que aumenta la diferencia de presión entre la descarga y la succión.

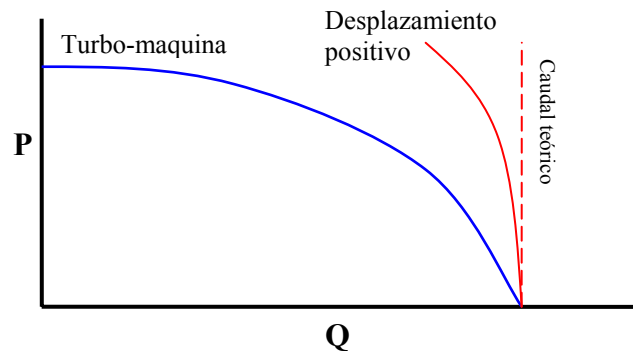


Fig. 46 Comparación entre las curvas de comportamiento de una turbo-maquina y una de desplazamiento positivo.

En general, la capacidad de una bomba rotativa de desplazamiento positivo es proporcional a su velocidad de operación, pero su escurrimiento es solo función de la diferencia de presión, las tolerancias entre sus componentes y las propiedades del fluido.

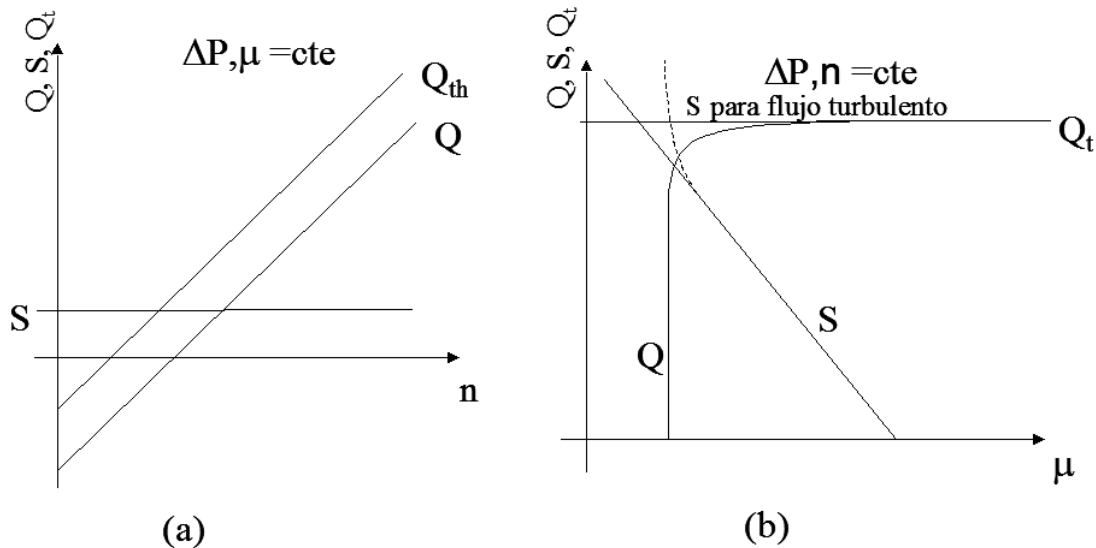


Fig. 47 Efecto de la velocidad y la viscosidad en el comportamiento volumétrico de una BCP. (a) efecto de la velocidad, (b) efecto de la viscosidad.

Es común que los fabricantes de BCP para mostrar las curvas de comportamiento de sus bombas inviertan los ejes para que se parezca mas a la familiar forma de la curva de una turbo-maquina. Otra forma de mostrar las curvas de comportamiento es en función de las RPM, de esta forma la curva de capacidad son rectas paralelas.

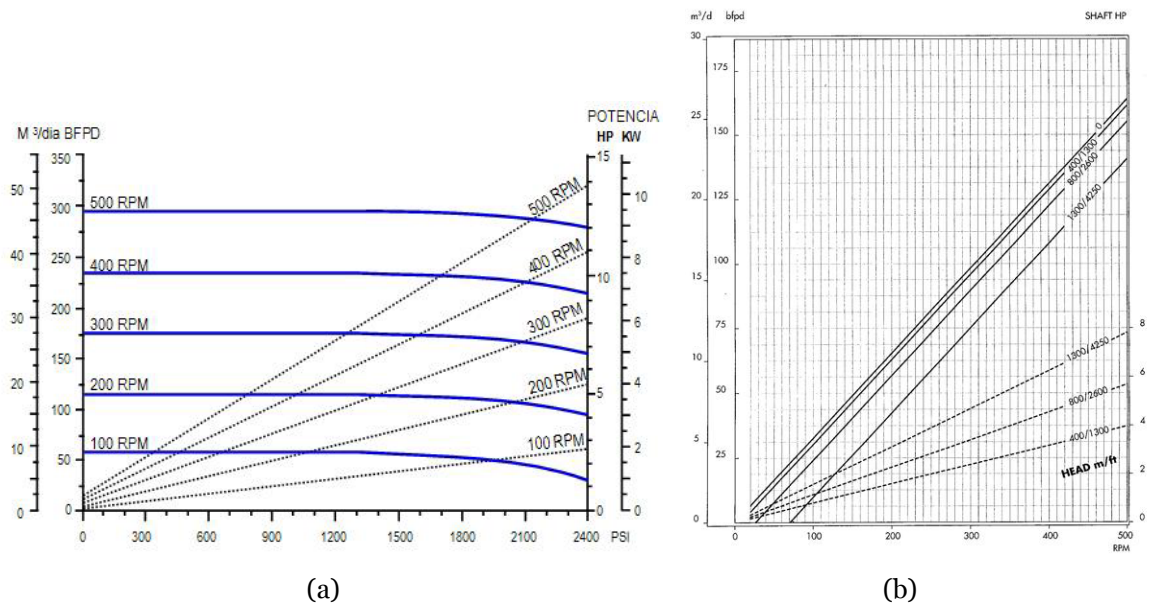


Fig. 48 Ejemplo de una familia de curvas dadas por los fabricantes para una BCP. (a) en función de la diferencia de presión, (b) en función de la velocidad.

Por norma, la diferencia de presión máxima de una bomba dado por el fabricante es la que corresponde a un caudal de entre 80 y 75% del caudal teórico. A esta diferencia de presión se le conoce también como diferencia de presión nominal de la bomba (DP_{nom}).

Las curvas DP vs. Q de las BCP pueden ser representadas como una curva de tipo parabólica cuya ecuación general es $y = b - a \cdot x^2$. Donde “ b ” es el caudal teórico de la bomba, y la constante “ a ” es independiente de las RPM y puede ser calcula conociendo un punto cualquiera de la curva como:

$$a = \frac{Q_{teo} - Q_i}{\Delta P_i^2} = \frac{S}{\Delta P_i^2}$$

De esta manera, la ecuación de la curva DP vs. Q de una BCP es:

$$Q = Q_{teo} - a \cdot \Delta P^2 = D \cdot n - a \cdot \Delta P^2$$

1.6 TEORIAS DE FALLA DE UN MATERIAL

Para diseñar elementos mecánicos que resistan las fallas se debe estar seguro que los esfuerzos internos no rebasen la resistencia del material. Cuando se utilizan materiales dúctiles, entonces lo que más interesa es la resistencia de fluencia, ya que una deformación permanente sería considerada como falla, aunque pueden existir excepciones a la regla.

Cualquier punto de un elemento de máquina sometido a cargas externas, se ve rodeado de una multitud de esfuerzos que tratan de deformarlo. Estos esfuerzos son: σ_x , σ_y y σ_z para los esfuerzos normales ejercidos sobre las caras de un elemento cúbico y con las mismas orientaciones de los ejes coordenados, y τ_{xy} , τ_{yz} y τ_{zx} son los tres componentes de esfuerzos cortantes.

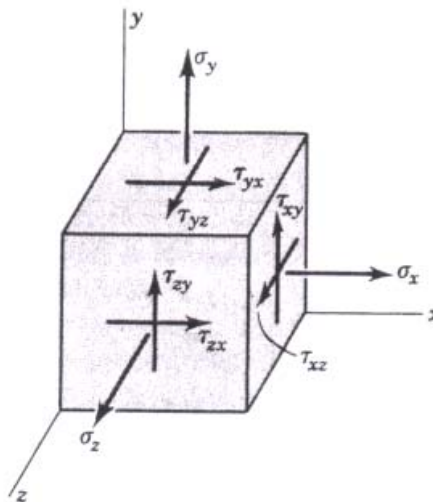


Fig. 49 Estado de esfuerzo triaxial de un elemento infinitesimal.

Sin embargo, estos esfuerzos no son necesariamente los esfuerzos máximos sobre este elemento, por lo general, los esfuerzos máximos, mejor conocidos como esfuerzos principales aparecen cuando rotamos el elemento a una determinada dirección, entonces aparecen los esfuerzos principales mientras los esfuerzos cortantes se hacen cero. Y en otra dirección, aparecen los esfuerzos cortantes máximos.

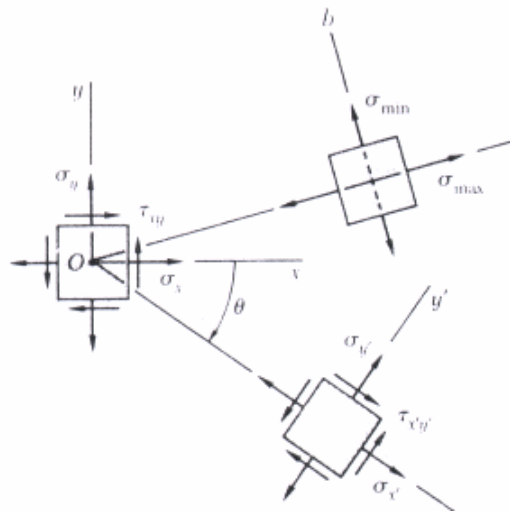


Fig. 50 Esfuerzos principales y esfuerzos cortantes máximos para un estado de esfuerzo plano.

Para el caso de un elemento sometido a los esfuerzos principales ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$), las teorías de falla más conocidas son:

Teoría del Esfuerzo Normal Máximo:

Esta teoría es usada muy poco porque sus predicciones no concuerdan con la experimentación. La teoría del esfuerzo normal máximo establece que *la falla suele ocurrir siempre que el esfuerzo principal mayor sea igual o mayor a la resistencia*. Esto significa que si alguno de los esfuerzos principales alcanza la resistencia del material, tanto a tensión como a compresión, entonces es cuando se produce la falla. El desperfecto de esta teoría es que no toma en cuenta los esfuerzos cortantes los cuales son las principales causas de las fallas.

Teoría del Esfuerzo Cortante Máximo:

Esta es una teoría muy sencilla que siempre arroja predicciones seguras con respecto a los ensayos experimentales, por ello suele utilizarse en muchos reglamentos de diseño. Se emplea únicamente para predecir la *fluencia* y, por lo tanto, solo se aplica a los materiales dúctiles.



La teoría del esfuerzo cortante máximo afirma que *se inicia la fluencia siempre que, en un elemento mecánico, el esfuerzo cortante máximo se vuelve igual al esfuerzo cortante máximo en una probeta a tensión, cuando ese espécimen empieza a ceder.*

Para un elemento sometido a tensión simple, el esfuerzo cortante máximo es:

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_3}{2}$$

Cuando es torsión pura, el esfuerzo cortante máximo es:

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}$$

Teoría de la Energía de Distorsión:

A esta teoría también se le llama *Teoría de la Energía Cortante* o *Teoría de Von Mises*. Es un poco más compleja que la del esfuerzo cortante máximo, pero es más conveniente para el caso de materiales dúctiles. Esta teoría se basa en otra teoría, la *teoría de la energía de deformación máxima*, que dice así: “*la fluencia se inicia cuando la energía total de deformación, almacenada en el elemento esforzado, llega ser igual a la energía elástica que hay en un elemento contenido en la probeta de tensión en el punto de cedencia*”. La innovación a esta teoría está en que se resta la energía utilizada a la energía total de deformación para producir únicamente un cambio de volumen. Así la energía restante sería la correspondiente a la distorsión.

La teoría de Von Mises señala que el esfuerzo principal viene dado por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}{2}}$$

Para el caso de un estado de esfuerzo plano la ecuación se simplifica quedando de la siguiente manera:

$$\sigma = \sqrt{\sigma_z^2 + 3 \cdot \tau_{max}^2}$$



CAPITULO II

DESARROLLO DEL ALGORITMO

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El objeto del desarrollo de este algoritmo numérico integral es involucrar todo el proceso de producción mediante sistemas de levantamiento artificial usando dos tipos de bombeo, mediante Bombas Electrosumergibles y Bombas de Cavidades Progresivas, es decir, tener la posibilidad en una misma aplicación de analizar la producción de un sistema por medio de uno de los dos métodos. Y que por otro lado, las subrutinas generadas puedan usarse posterior en un programa computacional de diseño y simulación del proceso.

Para entender como funciona de forma general el algoritmo hay que retomar un poco a lo que es la producción de crudos. El recorrido de los hidrocarburos a través de cualquier sistema de producción se puede dividir en tres etapas. La primera etapa es la correspondiente al yacimiento, ésta comprende todo el movimiento de los fluidos dentro del reservorio hasta que entran al pozo a través de las perforaciones; en la misma el parámetro de estudio más importante es la capacidad que tiene el reservorio para producir petróleo a una determinada presión en el fondo del pozo, lo cual se conoce mediante la IPR (*Inflow Performance Relationships*). La segunda etapa es la del pozo en si, y abarca todo el recorrido que hacen los fluidos desde el fondo del pozo hasta que llegan al cabezal del mismo. Lo más importante a observar en esta etapa es el efecto debido a las diferentes caídas de presión que se producen en las tuberías y accesorios, o alzas de presión si hay algún sistema de bombeo, en la capacidad de producción del pozo. Y la última etapa es la línea de flujo, que consta de todo el sistema de transporte de los fluidos desde el cabezal del pozo hasta el separador de flujos. También, en ésta etapa lo más importante es conocer el efecto de las caídas de presión a lo largo de toda la línea de flujo en la capacidad de producción del pozo, de modo de garantizar la llegada de los fluidos producidos hasta el separador.



Resumen del funcionamiento del programa:

En términos generales, el programa funciona de la siguiente manera, inicialmente son solicitados al usuario los datos necesarios para los cálculos a lo largo de toda la aplicación.

Una vez recolectados todos los datos necesarios, se procede a la caracterización del reservorio y los fluidos contenidos en él, esto se logra por medio del cálculo de las propiedades físicas de los fluidos a las condiciones de presión y temperatura promedio del yacimiento y la determinación del comportamiento de afluencia del mismo. Un reporte con valores calculados de las propiedades del fluido son almacenados en un archivo de texto llamado RESERV.TXT y una tabla con puntos de la grafica el IPR se guarda en un archivo de texto llamado IPR_GRAF.TXT. Para finalizar esta etapa inicial del programa, y una vez conocido la capacidad de producción del yacimiento, se solicita al usuario la tasa de producción que se desea para este sistema de producción.

Como se menciono anteriormente, uno de los objetivos principales que se persigue con este algoritmo, es poder realizar el diseño y también el diagnostico de un método de bombeo desde una sola aplicación, como lo hacen muchos programas comerciales que existen hoy en día y que son muy usados en la industria. Es por esta razón que el algoritmo tiene dos modalidades principales de cálculo, una modalidad de diseño, en la que se determinan los equipos que pueden ser empleados en el sistema; y una modalidad de simulación o diagnostico, en la que se evalúa el funcionamiento de un equipo determinado en el sistema.

En la **Modalidad de Diseño** se busca seleccionar, si el sistema lo requiere, cuales de las bombas disponibles en una base de datos externa son adecuadas para usarse en el sistema bajo unos rangos de operación deseados por el usuario. Para ello primero se determina las curvas de energía del sistema aplicando el método de Análisis Nodal™ y fijando como nodo solución la entrada de la bomba. De estas curvas se obtiene el punto de operación del sistema, es decir, la tasa de producción que se puede obtener de manera natural; y en el caso que la tasa de deseada sea mayor que la que el pozo puede producir naturalmente, entonces, se determina el correspondiente la diferencia de presión requerida a la tasa de diseño. Una tabla



puntos de la curva del sistema son almacenados en un archivo de texto llamado `SISTE_SB.TXT`.

Si el pozo está en capacidad de producir naturalmente la tasa deseada la aplicación llega a su fin y se termina el programa, pero si no es este el caso, entonces se le informa al usuario que se requiere un método de bombeo y cuál es la diferencia de presión requerida para la producción de dicha tasa.

El paso siguiente es presentar en pantalla una lista con los métodos de levantamiento artificial disponibles, aunque ahora solo se dispone de dos de ellos, estos son Bombeo Electrosomergible y Bomba de Cavidades Progresivas. En la misma lista, junto al nombre de los métodos de levantamiento, se muestra una puntuación que representa la recomendación de aplicación en el sistema del correspondiente método. Esta puntuación va de 100 a -100 puntos, donde 100 es excelente y -100 inadecuado. El cálculo de la puntuación se hace en base a rangos de operación predeterminado para cada método, como por ejemplo, profundidad máxima y mínima, tasa de producción máxima y mínima, problemas de arenamiento, etc.

Una vez que el usuario selecciona el método de levantamiento que quiere usar en el sistema, se verifica de nuevo si las condiciones están dentro de los rangos generales de operación recomendados para el método. Si se sale de algún rango, entonces se le muestra en pantalla la advertencia correspondiente al usuario y se le da tres opciones:

- 1.) Modificar alguno de los datos de entrada. Seleccionando esta opción se regresa al punto del programa donde se piden los datos de entrada, así el usuario podrá cambiar alguno de ellos.
- 2.) Seleccionar otro método de levantamiento. Con esta opción se le da la oportunidad al usuario de cambiar por un método más adecuado para el sistema.
- 3.) Continuar a pesar de las advertencias. Si el usuario está decidido a usar este método.

Por último, y dependiendo del método de levantamiento artificial escogido, se procede al proceso de diseño de BES y BCP. Se almacena en un archivo llamado



OUTPUMP.TXT una lista de las bombas adecuadas y no adecuadas, y las advertencias pertinentes.

En la **Modalidad de Simulación o diagnóstico**, también es necesario determinar primero las curvas de energía del sistema aplicando el método de Análisis Nodal™, pero en este caso, como se a evaluar el funcionamiento del sistema con un método de bombeo, el usuario tiene la posibilidad de ubicar el nodo solución en algunas de las siguientes posiciones:

Nodo 1: En el Separador.

Nodo 2: En el Cabezal del Pozo.

Nodo 3: En la Entrada de la Bomba.

Nodo 4: En el Fondo del Pozo.

Ya ubicado el nodo solución, se pregunta el método de bombeo a emplear entre las opciones disponibles, BES o BCP, y el modelo de bomba a usar además de otros datos referentes a la operación de la bomba. El siguiente paso es determinada entonces la curva de energía del sistema, los puntos para graficarla son almacenados en un archivo llamado SISTE_SB.TXT. Es en este momento donde se le presentan al usuario las advertencias del uso del equipo seleccionado en el sistema, el usuario cuenta con la opción de continuar a pesar de las advertencias, cambiar el método de levantamiento o de cambiar algunas de las condiciones del sistema.

Con la obtención de la curva del sistema se verifica si realmente se requiere de un suministro de energía externo para alcanzar la producción deseada, de no ser así, de todos modos se determina el punto de operación del sistema con la bomba y se calculan las condiciones de operación de la bomba a esta tasa.

Verificado esto, se procede a determinar el diferencial de presión que la bomba seleccionada puede entregar. Comparando el diferencial de presión requerido por el sistema y el entregado por la bomba, se establece si la bomba que tiene la capacidad de proporcionar la energía requerida para la producción de la tasa deseada. Si la bomba esta en la capacidad, se obtiene las curvas de energía del sistema tomando en cuenta el efecto del método de bombeo, para así obtener el punto de operación de la bomba, es decir, la tasa de producción real; siendo este el caso se almacenan los



puntos para graficar la curva en un archivo de texto llamado SISTE_CB.TXT y se calculan las condiciones de operación de la bomba a la tasa real, y se almacenan en un archivo de texto llamado OUTPUPM.TXT.

Si se establece que la bomba no esta en capacidad de proporcionar la energía necesaria, el usuario tiene la opción de escoger que se le recomienden las bombas que si estarían en la capacidad de proporcionarla y se le entregaría un reporte donde se señalan todas las bombas de la base de datos, junto con la condiciones de operación de las mismas al tasa de diseño, o la respectiva advertencia.

Una vez que se ha culminado con cualquiera de las dos modalidades, se presenta en pantalla una lista con todos los archivos creados en donde se encuentra todos los resultados que arroja el algoritmo.

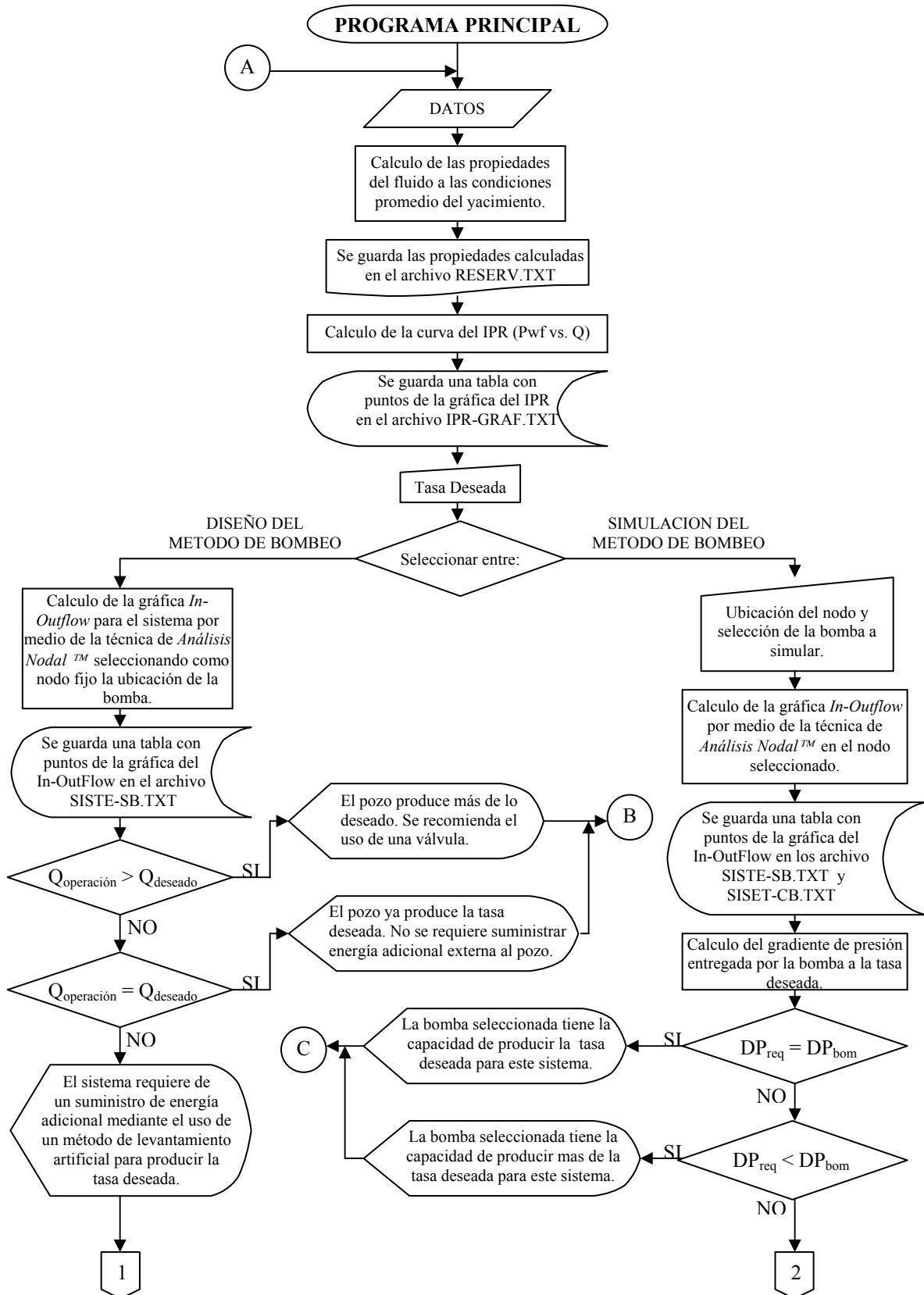
Limitaciones del algoritmo:

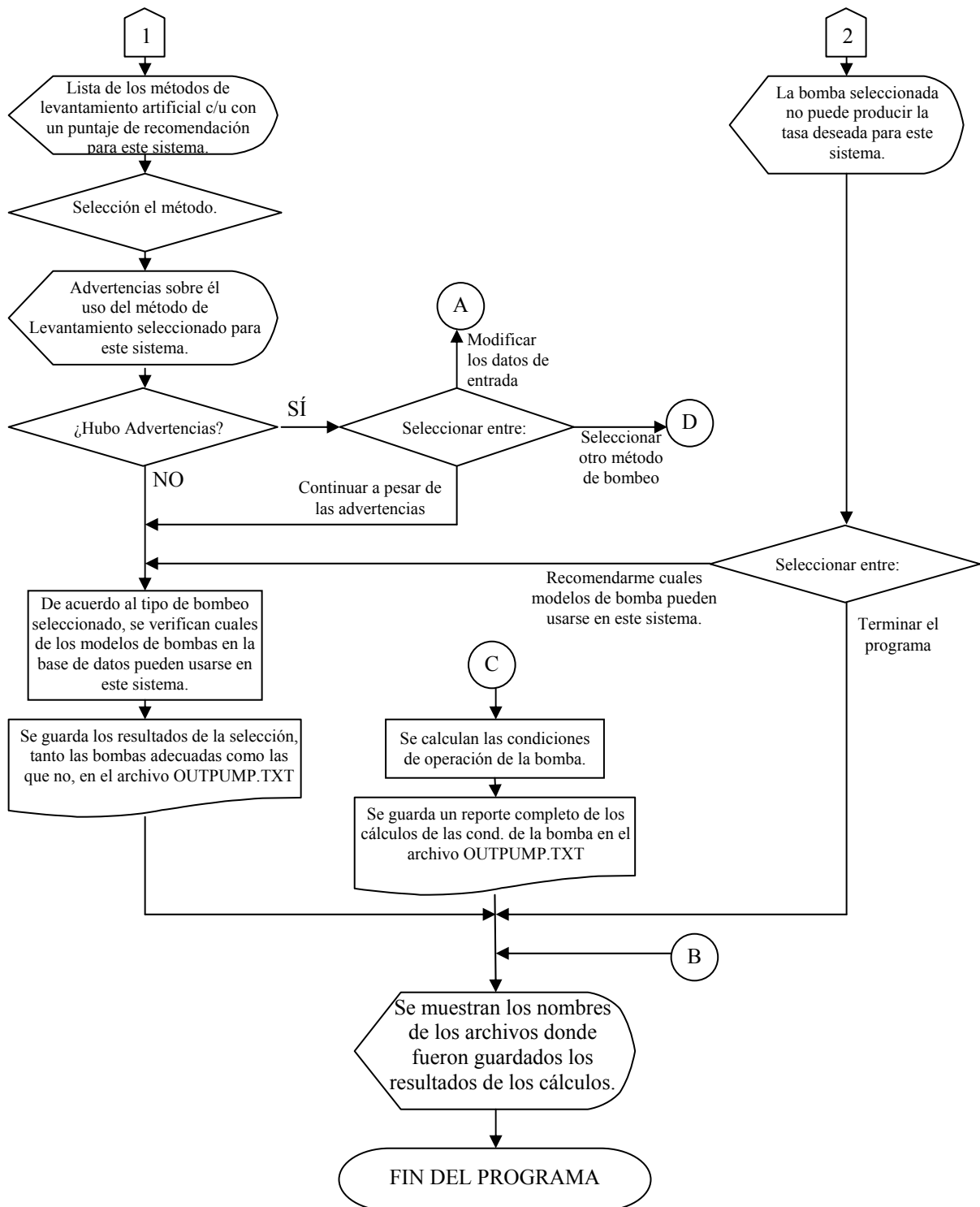
A pesar de que el algoritmo promete ser una herramienta de valiosa utilidad, cuenta con una serie de limitaciones las cuales pudieran ser solventadas en un futuro, estas son:

- No se consideran pozos horizontales o inclinados, solo verticales.
- Se establece que los fluidos producidos siguen el comportamiento del Modelo “Black Oil”.
- No se toman en cuenta la transferencia de calor de los fluidos con el ambiente, por lo que se supone que el gradiente de temperatura a lo largo del pozo y de la línea de flujo es lineal y se calcula con tres puntos conocidos en el sistema, la temperatura en las perforaciones, la temperatura en el cabezal del pozo, y la temperatura en el separador de flujos.
- No se toma en cuenta la variación de la presión promedio del reservorio con el tiempo.
- La Base de Datos de las bombas se limita a: para BES, 41 bombas de un mismo fabricante y para BCP 25 bombas, 5 bombas de 5 fabricantes diferentes.



2.2 DIAGRAMA DE FLUJO GENERAL







2.3 DESCRIPCION DETALLADA

2.3.1. *Entrada de Datos.*

El primer paso del programa es recolectar toda la información requerida para la ejecución de este. Esta información tiene dos maneras de ser adquirida, manualmente introduciendo los valores por teclado para cada uno de los datos necesarios; o desde un archivo que contenga toda la información requerida y en el formato adecuado, este archivo debe encontrarse en el mismo directorio de donde se ejecuto el programa.

Los datos de entrada son agrupados en cuatro grupos que son:

- Datos referentes a la caracterización del reservorio y de los fluidos producidos
- Datos referentes a la completación del pozo y la línea de flujos.
- Problemas asociados a la producción.
- Selección de las correlaciones a usar en el cálculo de propiedades de los fluidos y para el cálculo del gradiente de presión en tuberías.

Luego de introducida esa información, se procede a realizar la caracterización del reservorio, para entonces solicitar la tasa que se desea producir, la cual será denominada como tasa de diseño o tasa deseada.

Los datos de entrada, son mostrados esquemáticamente en pantalla para brindarle al usuario la posibilidad de verificar toda la información que ha introducido, y luego tiene la opción de modificar alguno de estos datos. Si los datos fueron introducidos en forma manual o fueron cambiados después de haberse cargado de un archivo, el usuario tiene la posibilidad de almacenar los datos en un archivo, de tal manera que pueda volver a cargar esa información para futuras corridas. El archivo sólo es creado si el usuario así lo decide, y se le da la posibilidad de asignarle un nombre de máximo ocho caracteres sin la extensión del archivo. La extensión del archivo es predeterminada como “.DAT”.

Los datos de entrada que son requeridos por el programa, agrupados en la forma antes mencionado, son los siguientes:



➤ **Datos referentes a la caracterización del reservorio y de los fluidos producidos:**

- Gravedad API.
- Gravedad Especifica del Gas medida en el Separador.
- Presión en el Separador. [psia]
- Temperatura en el Separador. [°F]
- Relación Gas-Petróleo Producido. [scf/stb]
- Corte de Agua Producido. [%]
- Concentración de Sólidos en Suspensión en el agua. [ppm]
- Presión del Reservorio. [psia]
- Temperatura del Reservorio. [°F]
- Presión de burbujeo.* [psia]

*El usuario puede escoger si la presión de Burbujeo será calculada o un dato de entrada.

➤ **Datos referentes a la completación del pozo y la línea de flujos.**

- Profundidad vertical del pozo (TVD). [ft]
- Temperatura en el fondo del pozo. [°F]
- Diámetro Nominal del Revestidor. [in]
- Diámetro Interno del Revestidor.[in]
- Rugosidad Absoluta del Revestidor. [ft]
- Profundidad de Asentamiento de la Bomba [ft]
- Diámetro Nominal de la Tubería de Producción. [in]
- Diámetro Interno de la Tubería de Producción. [in]
- Rugosidad Absoluta de la Tubería de Producción. [ft]
- Presión del Anular en el cabezal del Pozo. [psia]
- Temperatura en el Cabezal del Pozo. [°F]
- Diámetro interno de la Línea de Flujos. [in]
- Rugosidad Absoluta de la Línea de Flujo. [ft]
- Longitud de la Línea de Flujo. [ft]



Nota: Todos los diámetros requeridos del revestidor, tubería de producción y línea de flujo, son seleccionados de listas que contienen los diámetros nominales y sus correspondientes diámetros internos. Estas listas se cargan dentro del programa de base de datos externas.

➤ **Índices de los problemas asociados a la producción.**

- Problemas de Arenamiento del pozo, calificando de 0 a 5 (0 ausente y 5 severo)
- Porcentaje de Aromáticos presentes en el crudo. [%]
- Porcentaje de Ácido Sulfúrico presente en el crudo. [%]
- Porcentaje de Dióxido de Carbono presente en el crudo. [%]

➤ **Selección de las correlaciones a usar en el cálculo de propiedades y para el cálculo del gradiente de presión en tuberías.**

- Para la Presión de Burbujeo. (PB)
- Para el Factor de Compresibilidad del Petróleo. (CO)
- Para el Factor de Formación del Petróleo. (BO)
- Para la Viscosidad del Petróleo Muerto. (VISDO)
- Para la Viscosidad del Petróleo Vivo si $P < P_B$. (VISO)
- Para la Viscosidad Viva del Petróleo si $P \geq P_B$. (VISO)
- Para el Factor de Compresibilidad del Gas. (Z)
- Para cálculo de la Caída de Presión en Tuberías Verticales.
- Para cálculo de la Caída de Presión en Tuberías Horizontales.



2.3.2. Caracterización del Reservorio.

Una vez que se han introducido todos los datos necesarios en algoritmo, se procede a la Caracterización de Reservorio. En este punto se definen las propiedades físicas más importantes de los fluidos que se encuentra contenido en el reservorio, a las condiciones de presión y temperatura promedio del mismo; para la determinación de dichas propiedades se recurre al uso de relaciones empíricas basadas en el modelo “*Black Oil*”, las cuales se encuentran disponibles en la literatura. Posterior a esto se determina la curva del comportamiento de afluencia del yacimiento (IPR), la cual indicara la capacidad de producción del mismo.

Propiedades Físicas del Fluido.

Los datos necesarios para estos cálculos son:

- Presión del Reservorio. [psia] (PR)
- Temperatura del Reservorio. [°F] (TR)
- Presión medida en el Separador. [psia] (PSEP).
- Temperatura medida en el Separador. [°F] (TSEP)
- Gravedad API del Fluido producido. (API)
- Gravedad Específica del Gas medida en el Separador. (SGPG)
- Relación Gas-Petróleo Producido. [scf/stb] (GOR)
- Corte de Agua Producido. [%] (CU)
- Contenido de Sólidos del Agua Producida. [ppm](S)

Luego que se han determinado todas las propiedades del fluido a las condiciones del reservorio, estos valores junto con los introducidos, son almacenados en un archivo llamado RESERV.TXT

El siguiente listado muestra, en el orden en que son utilizadas durante la caracterización del reservorio, las expresiones y correlaciones utilizadas para definir las propiedades de los fluidos a una determinada presión y temperatura. En principio, se determinan todas las propiedades para caracterizar el reservorio, pero



posteriormente se usan esas mismas expresiones para definir, en cualquier otro punto del sistema, las propiedades del fluido que se requieran.

- a)** Gravedad Específica de la fase de petróleo (γ_o).

$$\gamma_o = \frac{141,5}{134,5 + ^\circ API}$$

- b)** Gravedad Específica Estándar de la fase de gas a 100 psi (γ_g).

$$\gamma_{GST} = \gamma_{Gsep} \left[1 + 5,912 \times 10^{-5} \cdot API \cdot T_{sep} \cdot \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right]$$

- c)** Relación petróleo - gas en solución (R_s).

*Kartoatmodjo.⁴⁰
*Laseter.⁴¹
*Standing.⁴²
*Vázquez and Beggs.⁴³
*Glaso.⁴⁴

- d)** Presión en el Punto de Burbujeo (P_b).

*Kartoatmodjo.⁴⁰
*Laseter.⁴¹
*Standing.⁴²
*Vázquez and Beggs.⁴³
*Glaso.⁴⁴

- e)** Compresibilidad de la fase de petróleo (C_o).

*Kartoatmodjo.⁴⁰
*Vázquez and Beggs.⁴³

- f)** Factor de Volumen de Formación del Petróleo (B_o).

*Kartoatmodjo.⁴⁰
*Vázquez and Beggs.⁴³
*Standing.⁴²
*Glaso.⁴⁴
*Manucci and Rosales.⁵

- g)** Densidad de la fase de petróleo muerto (ρ_o).

$$\rho_{DO} = \frac{\gamma_o \cdot 62,4}{1 + \frac{T - 68}{1885}}$$



h) Densidad de la fase de petróleo vivo (ρ_o).

h.1) Si P esta por debajo de Pb:

$$\rho_o = \frac{\rho_{DO} + 0,0136 \cdot \gamma_{GST} \cdot Rs}{Bo}$$

i.2) Si P esta sobre Pb:

$$\rho_{o_B} = \frac{\rho_{DO} + 0,0136 \cdot \gamma_{GST} \cdot Rs}{Bo} \Rightarrow \rho_o = \rho_{o_B} \cdot e^{[Co(p-p_B)]}$$

i) Viscosidad de la fase de petróleo muerto (μ_{od}).

*Beal.⁴⁵

*Beggs and Robinson.⁴⁶

*Glaso.⁴⁴

*Kartoatmodjo.⁴⁰

j) Viscosidad de la fase de petróleo vivo (μ_o).

i.1) Si P esta por debajo de Pb:

*Beal.⁴⁵

*Vázquez and Beggs.⁴³

*Kartoatmodjo.⁴⁰

i.2) Si P esta sobre Pb:

*Chew and Connally.⁴⁷

*Beggs and Robinson.⁴⁶

*Kartoatmodjo.⁴⁰

k) Relación agua- gas en solución (Rsw). RSW

$$R_{sw} = \left[0,013 - (3 \times 10^{-5})T \right] p - (2,8 \times 10^{-5}) p^{1,6}$$

l) Gravedad Específica del gas disuelto (γ_{dg}). SGDG

$$\gamma_{DG} = \frac{(API + 12,5)}{50} - 3,5715 \times 10^{-6} \cdot API \cdot Rs$$

○ Si $\gamma_{DG} < 0,56 \Rightarrow \gamma_{DG} = 0,56$

○ Si $\gamma_{DG} > \gamma_{G_{sep}} \Rightarrow \gamma_{DG} = \gamma_{G_{sep}}$

m) Gravedad Específica del gas libre (γ_{fg}). SGFG

$$\gamma_{FG} = \frac{\left[(1-Fw)GOR \cdot \gamma_{G_{sep}} \right] - \left[(1-Fw)Rs - (Fw \cdot Rsw) \right] \cdot \gamma_{DG}}{\left[(1-Fw)(GOR - Rs) - (Fw \cdot Rsw) \right]}$$



$$\circ \text{ Si } \gamma_{FG} < 0,56 \Rightarrow \gamma_{FG} = 0,56$$

$$\circ \text{ Si } \gamma_{FG} > \gamma_{G_{sep}} \Rightarrow \gamma_{FG} = \gamma_{G_{sep}}$$

n) Factor de Compresibilidad del Gas Z.

*Hall and Yarborough.⁴⁸

*Modificación de Standing.⁴²

*Dranchuk, Purvis and Robinson.⁴⁹

o) Factor de Formación de Volumen de la fase de Gas (Bg).

$$B_G = \left(\frac{14,7}{520} \right) \frac{z(T + 460)}{p}$$

p) Densidad de la fase de gas (ρ_g).

$$\rho_G = 2,7 \frac{p\gamma_G}{zT}$$

q) Viscosidad de la fase de gas (μ_g).

$$\mu_G = k \cdot 10^{-4} e^{(x\rho_G^y)}$$

donde
$$K = \frac{(9,4 + 0,02M)T^{1.5}}{209,2 + 19,3M + T} \quad x = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,1M \quad y = 2,4 - 0,2x$$

Si el Corte de Agua Producido (Cu) es distinto de cero (o) entonces,

r) Gravedad Específica de la fase de Agua (γ_w).

$$\gamma_w = 1,004 - (1,366 \times 10^{-5})T - (9,503 \times 10^{-7})T^2$$

s) Factor de Formación de Volumen de la fase de Agua (Bw).

$$B_w = \frac{0,999}{\gamma_w} - (1 \times 10^{-6})p$$

t) Densidad de la fase de Agua a Condiciones Estándar ($\rho_{w_{ST}}$).

$$\rho_{w_{ST}} = 62,368 + 0,4386 \times 10^{-4}S + 1,6007 \times 10^{-11}S^2$$

u) Densidad de la fase de Agua cualquier T y p (ρ_w).

$$\rho_w = \frac{\rho_{w_{ST}}}{B_w}$$



v) Viscosidad de la fase de Agua (μ_w). VISW

$$\mu_w = e^{(1,003-1,479 \times 10^{-2} T + 1,982 \times 10^{-5} T^2)}$$

Curva del Comportamiento de Fluencia del Yacimiento. (IPR)

La curva del IPR es muy importante en el análisis de producción debido a que muestra de una forma grafica simple, la capacidad de respuesta que tiene el yacimiento de entregar fluidos al pozo en función de la presión en las perforaciones. Para la determinación de la curva del IPR en el algoritmo, el usuario tiene la posibilidad de escoger una de las siguientes dos opciones:

- 1) Si ya conoce el Índice de Productividad y la Tasa de Producción Máxima del Pozo.
- 2) Calcular el IPR a partir de una Prueba de Pozo o por las Propiedades el Reservorio.

Los datos que son requeridos para la determinación del IPR independiente del método elegido para calcularlo son:

- Presión del Reservorio. [psia] (PR)
- Presión en el Punto de Burbujeo.[psia] (PB)
- Relación Gas-Petróleo Producido. (GOR)
- Corte de Agua Producido. [%] (CU)

Dependiendo de cual se la opción seleccionada se le pedirá al usuario los datos requeridos, estos son:

- 1) Si conoce el Índice de Productividad y la Tasa de Producción Máxima del Pozo.
 - Índice de Productividad del Pozo. [stb/d/psi] (PI)
 - Tasa de Producción Máxima de Petróleo (a $P_{wf} = 0$). [stb/d] (QLMAX)
 - Valor de la constante en la ecuación de Vogel.
- 2) Calcular el IPR a partir de una Prueba de Pozo.
 - Presión de Fondo del Pozo en la prueba. [psia] (PWF)
 - Tasa de Petróleo Producida en la prueba. [stb/d] (QLST)



- Valor de la constante en la ecuación de Vogel.

Si no hay producción de agua, es decir, el flujo es de solo petróleo o petróleo y gas, se le presenta la opción al usuario de determinar el comportamiento de afluencia partiendo de las propiedades del yacimiento, y en este caso los datos requeridos son:

- Espesor del Reservorio [ft]
- Permeabilidad del Reservorio. [md]
- Factor de Volumen de Formación del Petróleo. [b/stb](BO)
- Viscosidad del Petróleo vivo. [cp] (VISO)
- Factor de Daño del Pozo. (S)
- Factor de Forma del Pozo (X) si se conoce,

Sino se conoce se aproxima la geometría del Pozo a Circular y se calcula el factor de forma.

- Diámetro del Revestidor. [ft] (IDREV)
- Radio de Drenaje del Pozo. [ft] (RD)

$$X = \frac{r_e}{r_w}$$

donde r_e es el radio de drenaje y r_w es el radio del pozo que se asume igual a la mitad del diámetro del revestidor.

En el caso de ser flujo bifásico, es decir, petróleo y gas, se le pedirá también al usuario:

- Permeabilidad Relativa del Petróleo a condiciones del Reservorio. [md]

Nota: Para la introducción de la constante de la ecuación de Vogel, el usuario deberá escoger de entre las siguientes opciones:

- $V = 1$ Constante de Fetkovich
- $V = 0,8775$ Constante de Klins
- $V = 0,8$ Constante de Vogel
- $V = 0,48$ Constante de Wiggins (Oil)
- $V = 0,28$ Constante de Wiggins (Water - Multiphase)
- $V = 0$ Hace la ecuacion líneal



Los datos de salida de esta sección son las variables que permiten definir la curva del IPR en cualquier otro momento y por consiguiente, conocer la tasa que puede entregar el yacimiento a una presión de fondo dada. Estas variables también serán almacenadas junto con las propiedades del fluido a las condiciones del reservorio en el archivo RESERV.TXT. Las variables de salida son:

- Índice de Productividad del Pozo. [stb/d/psi] (PI)
- Tasa de Producción a la Presión de Burbujeo. [stb/d] (QB)
- Tasa de Producción Máxima Bruta del Pozo. [stb/d] (QPMAX)

Otra información de salida resultante en esta etapa es una tabla de puntos de la curva del IPR, esta tabla se guarda en un archivo de texto en el mismo directorio donde se ejecuto el programa y tendrá el nombre de “IPR-GRAF.TXT”. Esto se hace para que el usuario tenga la posibilidad de importar esa tabla de puntos a otro programa para poder graficarlo y verlo en pantalla.



2.3.3. *Análisis Nodal™*

El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en el campo petrolero como un medio adecuado para el diseño y evaluación de pozos, tanto en pozos fluyentes naturalmente como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, por esta razón es ineludible la aplicación de esta valiosa herramienta en el proceso de diseño o diagnóstico del equipo de bombeo para un sistema de producción en estudio.

El hecho que el algoritmo tenga dos modalidades de cálculo, diseño y simulación, obliga a hacer diferencias en la forma de aplicar el método de análisis nodal para cada modalidad. La diferencia principal viene dada en que en simulación se considera la diferencia de presión que entrega la bomba, mientras que en diseño no. Pero independientemente de cual sea el caso de cálculo, siempre se determina primero la curva de energía del sistema sin ningún método de bombeo, y si se esta en modo simulación se determina también las curvas del sistema considerando el efecto de la bomba.

En este algoritmo, el análisis nodal evalúa un sistema de producción básico dividiéndolo en tres componentes, y un cuarto para el caso en que se toma en cuenta el método de bombeo:

1. Flujo a través de un medio poroso. (Yacimiento)
2. Flujo a través de una tubería vertical (Pozo), este a su vez se divide en dos secciones, el revestidor por debajo del equipo de bombeo, y la tubería de producción sobre el equipo de bombeo.
3. Flujo a través de una tubería horizontal (Línea de flujo), esta se considera como una tubería única desde el cabezal del pozo hasta el Separador de Flujos.
4. Flujo a través del equipo de bombeo (Bomba), solo en el caso de simulación.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada uno de estos componentes para varias tasas de flujo.

- En el cálculo de la caída de presión a través del yacimiento se usa el IPR previamente calculado, esto se logra determinando cual sería la presión de fondo fluyente para producir una determinada tasa, luego se resta a



la presión de reservorio la presión de fondo fluvente calculada y así se obtiene el diferencial de presión en el yacimiento.

- En el cálculo de la caída de presión en el pozo y la línea de flujo se usan correlaciones existentes para flujo bifásico que calculan el gradiente de presión a lo largo de una tubería.
- En el caso que es necesario determinar el diferencial de presión proporcionado por la bomba a las condiciones de operación, se usa el algoritmo de la bomba correspondiente en la modalidad simulación.

Después de ubicar el nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es una de las dos presiones conocidas en un sistema de producción. En esta aplicación, son fijadas como presiones conocidas la presión promedio del reservorio y la presión del separador de flujo. Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar desde cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los nodos que se emplean son los siguientes:

Nodo 1: En el Separador.

Nodo 2: En el Cabezal del Pozo.

Nodo 3: En la Entrada de la Bomba.

Nodo 4: En el Fondo del Pozo.

Cuando se va a determinar la curva de energía del sistema, se predetermina como nodo solución el Nodo 3, ya que se evalúa el sistema con el objeto de recomendar, de ser necesario, el equipo de bombeo que mejor aplique al sistema. En el modo de simulación se determina la curva tomando en cuenta el sistema de bombeo, y el usuario tiene la opción de escoger el nodo solución entre cualquiera de las opciones antes mencionadas.



Las correlaciones de flujo multifásico que se utilizan, y de entre las cuales el usuario escoge cual usar son:

➤ ***Correlaciones de Flujo Multifásico Vertical.***

• **Modelo Mecánico de Ansari.**²⁸

El modelo de Ansari se desarrollo como parte del programa de investigación Proyectos de Flujo de Fluidos de la Universidad de Tulsa (TUFFP). Se formuló un modelo compresible para la predicción del patrón de flujo y las características del flujo en cada unos de esos patrones, para flujo vertical hacia arriba. Está compuesto entonces de un modelo para la predicción del patrón de flujo y un grupo de modelos independientes par la predicción del holdup y la caída de presión en flujo burbuja, tapón o anular. El modelo fue evaluado por medio del uso del banco de datos del TUFFP, que esta compuesto de 1775 casos de pozos y 371 de ellos son datos de Prudhoe y Bay.

• **Correlación de Beggs & Brill.**¹⁶

Esta es una correlación usada para las pérdidas de presión y el holdup, el régimen de flujo también es determinado. Esta correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo bifásico en tuberías horizontales e inclinadas, esta basada en un mapa de patrón de flujo que es determinado inicialmente como si el flujo fuera horizontal; un holdup horizontal es calculado entonces, y luego es corregido por el ángulo de inclinación. El sistema de evaluación incluyó dos tuberías acrílicas de 90 ft. a las cuales estaban atadas en el medio de manera que se les podía variar el grado de inclinación, así que la correlación para flujo inclinado incluye tanto inclinado hacia arriba o hacia abajo a ángulos de mas de 90°. Estas correlaciones fueron posteriormente revisadas para tomar en cuenta el factor de fricción de las tuberías y hacer algunas mejoras como agregar un patrón de flujo extra que asume un holdup de no resbalamiento.



- **Correlación de Hagedorn & Brown.**¹²

Esta correlación también es usada para determinar las pérdidas de presión y el holdup, el patrón de flujo es determinado por medio de la correlación de. La correlación de Hagedorn & Brown fue desarrollada siguiendo un estudio experimental de la ocurrencia gradientes de presión durante el flujo continuo bifásico en conductos verticales de diámetros pequeños. Un pozo experimental de 1500 ft. fue utilizado para estudiar el flujo a través de tuberías de producción de de diámetros nominales de 1", 1 ¼" y 1 ½". La evaluación fue conducida para un amplio rango de variadas tasas de flujos, relaciones gas liquido y viscosidades. Toda la correlación implica el uso de grupo adimensionales, que es una condición que trata de buscar un análisis similar pero no siempre se logra

➤ ***Correlaciones de Flujo Multifásico Horizontal.***

- **Correlación de Beggs & Brill.**¹⁶

Esta es una correlación usada para las pérdidas de presión y el holdup, el régimen de flujo también es determinado. Esta correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo bifásico en tuberías horizontales e inclinadas, esta basada en un mapa de patrón de flujo que es determinado inicialmente como si el flujo fuera horizontal; un holdup horizontal es calculado entonces, y luego es corregido por el ángulo de inclinación. El sistema de evaluación incluyó dos tuberías acrílicas de 90 ft. a las cuales estaban atadas en el medio de manera que se les podía variar el grado de inclinación, así que la correlación para flujo inclinado incluye tanto inclinado hacia arriba o hacia abajo a ángulos de mas de 90°. Estas correlaciones fueron posteriormente revisadas para tomar en cuenta el factor de fricción de las tuberías y hacer algunas mejoras como agregar un patrón de flujo extra que asume un holdup de no resbalamiento.



- **Modelo Mecánico de Xiao.**²⁷

El modelo de Xiao se desarrollo como parte del programa de investigación Proyectos de Flujo de Fluidos de la Universidad de Tulsa (TUFPF). Fue desarrollada para el flujo bifásico en tuberías horizontales o casi horizontales de gas y liquido. El modelo tiene la capacidad de primero detectar que el patrón de flujo que existe y luego predecir las características del flujo, el holdup y la caída de presión para flujo estratificado, intermitente, anular o de burbuja dispersa. El modelo fue probado contra un banco de datos de líneas de tuberías, que incluye tuberías de gran diámetro del campo seleccionados del banco de datos multifásico de AGA, y datos de laboratorio publicados en la literatura; los datos incluyen tanto modelo Black Oil como el Sistema de Fluido Composicional

- **Correlación de Dukler.**¹³

Esta es una correlación que esta limitada a flujo horizontal exclusivamente, la cual determina el patrón de flujo existente por medio de la correlación de , y luego determina las pérdidas de presión y el holdup. Esta correlación fue desarrollada para flujo multifásico siguiendo el análisis de similaridad. El uso de esta correlación también implica el uso de grupos adimensionales que controlan el flujo, lo cuales emergen del análisis de similaridad. Se uso una gran base de datos para proporcionar las relaciones funcionales junto con los grupos adimensionales.

Los datos de entrada necesarios para el Análisis Nodal son los siguientes:

Referentes a la Producción:

- Presión promedio del reservorio. [psia]
- Índice de Productividad del pozo. [stbl/d/psi]
- Tasa de Producción Máxima (a $P_{wf}=0$). [stbl/d]
- Relación Gas-Petróleo Producido [scf/stbo]



- Corte de agua. [%]
- Constante de la ecuación de IPR bifásico.

Referentes a la Completación:

- Profundidad del Pozo (hasta el punto medio de las perforaciones).[ft]
- Profundidad de Asentamiento de la Bomba.[ft]
- Longitud de la Tubería de la Línea de Flujo.[ft]
- Diámetro Nominal del Revestidor.[ft]
- Diámetro Interno del Revestidor.[ft]
- Diámetro Interno de la Tubería de Producción.[ft]
- Diámetro Interno de la Tubería de la Línea de Flujo.[ft]
- Rugosidad Absoluta del Revestidor.
- Rugosidad Absoluta de la Tubería de Producción.
- Rugosidad Absoluta de la Tubería de la Línea de Flujo.

Referente al Fluido:

- Gravedad API
- Presión de Burbujeo.[psia]
- Gravedad Específica del Petróleo.
- Gravedad Especifica del Gas medido en el Separador.

Generales:

- Tasa de Diseño o Tasa que el usuario desea producir. [stb]
- Presión del Separador.[psia]
- Temperatura del Separador.[°F]
- Temperatura de Fondo del Pozo.[°F]
- Temperatura del Cabezal del Pozo.[°F]

En el caso de simulación, donde se determina la curva de energía tomando en cuenta el método de bombeo, son necesarios además algunos otros datos, como los



necesarios para el cálculo la diferencia de presión que entrega la bomba que se esta evaluando. Estos datos son:

- Nodo seleccionado por el usuario para aplicar Análisis Nodal
 - 1 --> En el Separador
 - 2 --> En el Cabezal del Pozo
 - 3 --> En la Entrada de la Bomba
 - 4 --> En el Fondo del Pozo
- Método de Bombeo que emplea el sistema
 - 1 --> Bombeo Electrosumergible (BES).
 - 2 --> Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).

Referente a la Bomba BES.

- Eficiencia del Separador. [%]
- Frecuencia de Operación.[Hz]
- Factor de Desgaste o Degradación con rango de 0 a 1.
- Numero de Etapas en Operación.
- Modelo de la Bomba.
- Rango de Condiciones Optimas de Operación.[bpd]
- Tasa para el punto de Mejor Eficiencia.[bpd]
- Número Máximo de Etapas Permisible para un (1) housing.

Referente a la Bomba BCP.

- Matriz que contiene todos los datos de la Bomba para los distintos modelos BCP que se posee en la Base de Datos.
- Modelo de Bomba en uso.
- Matriz que contiene todo los datos de la Cabilla para las diferentes cabillas que se posee en la Base de Datos.
- Cabilla en uso.
- Eficiencia del Separador.



El primer objeto de aplicar el análisis nodal es determinar si el sistema esta en la capacidad de producir naturalmente la tasa deseada, o si realmente requiere de un suministro extra de energía para lograrlo. Esto se logra obteniendo la diferencia de presión entre el InFlow y el OutFlow a la tasa deseada. Si la diferencia de presión requerida es igual o muy cercano a cero, indica que el sistema esta en capacidad producir naturalmente; si el gradiente de presión requerido es negativo indica que el sistema ya produce la tasa deseada sin ningún suministro externo de energía y se recurrirá de una válvula reductora de presión para producir la tasa deseada; y por ultimo si es el gradiente de presión requerido es positivo será necesario implementar algún método de levantamiento artificial para lograr la producción de dicha tasa.

En la modalidad de simulación, una vez que se ha obtenido la curva de energía del sistema y se ha determinado que en efecto el sistema requiere de un suministro de energía externo, se procede a calcular nuevamente la curva de energía tomando en cuenta ahora la diferencia de presión que entrega la bomba que se este evaluando. De esta forma se obtiene el punto de operación del sistema suponiendo la bomba en funcionamiento. En el caso que la bomba que se este simulando sea una bomba electrosomergible, el rango de tasas de flujo que se evalúan es el rango de operación admisible correspondiente a la bomba.

Una tabla con los puntos calculados de la curva del InFlow y del OutFlow, sin tomar en cuenta la bomba son almacenados en un archivo de texto en el mismo directorio de ejecutable del programa, con el nombre SISTE_SB.TXT. Y una tabla con los puntos calculados de la curva del InFlow y del OutFlow, tomando en cuenta la energía de la bomba, se almacena en un archivo de texto con el nombre de SISTE_CB.TXT. Estos punto podrán ser exportados a otro programa para ser graficado y poder visualizar el comportamiento del sistema de forma grafica.

Otro resultado importante producto de los cálculos efectuados para el Análisis Nodal es la obtención de un archivo que reporta el gradiente de presión en a lo largo del sistema para la tasa de diseño y se guarda en un archivo de texto llamado GPTUB.TXT. Esta información es útil para conocer como va cayendo la presión a lo largo del sistema a una determinada tasa.



2.3.4 **Recomendación del Método de Bombeo.**

La parte del algoritmo encargada de la recomendación del método de bombeo que mejor aplica a las condiciones del sistema es de suma importancia, ya que es en ella donde se realiza una evaluación del efecto que pudiesen tener algunas de las condiciones del sistema sobre el método de bombeo, y que podría afectar en gran medida el desempeño de este. Como su mismo nombre lo indica, su función es solo recomendar, quedando a criterio del usuario la decisión final de cual método de bombeo desea usar.

Por medio de la revisión de las literaturas de BES y BCP, se han determinado cuales son las ventanas de aplicación de estos métodos y en base a esto se estable un rango óptimo de ciertos parámetros para los mismos. A cada uno de estos parámetros se les asigna una ponderación, dependiendo de la importancia del efecto que tenga sobre el desempeño del equipo. Esto es en base a la suposición que los equipos son de configuración estándar sin ningún tipo de acondicionamiento especial para determinadas aplicaciones.

La recomendación se expresa por medio de un porcentaje, y los valores varían entre 100%, que es la mejor recomendación que se puede realizar, y -100% que es la peor. Estas variables, junto con su ponderación y el respectivo rango de operación óptimo, se presentan a continuación:

- Para **Bombeo Electro-Sumergible:**

| Parámetro | Ponderación | Rango Óptimo |
|------------------------------------|-------------|---|
| Gas Libre a la entrada de la bomba | 20% | < 15% |
| Producción de Arenas* | 20% | 0 |
| Temperatura de Fondo | 15% | < 300 °F |
| Profundidad de Asentamiento | 15% | Hasta 13000 ft. |
| Tasa de Producción | 10% | 450 – 16000 bpd |
| Diámetro del Revestidor | 10% | 4 ¹ / ₂ " – 9 ⁵ / ₈ " |
| Gravedad API | 10% | 20 – 55 °API |

* Se mide la gravedad del problema en una escala de 0 a 5



- Para Bombeo con **Bomba de Cavidades Progresivas**.

| Parámetro | Ponderación | Rango Optimo |
|------------------------------|--------------------|---------------------|
| Temperatura de Fondo | 20% | < 130 °F |
| Profundidad de Asentamiento* | 20% | < 5000 ft. |
| Tasa de Producción | 15% | < 1500 bpd |
| Producción de Aromáticos | 15% | < 1% |
| Fracción de Gas | 10% | < 0.2 |
| Producción de Arenas | 12% | 0 - 3 |
| Gravedad API | 5% | < 16 °API |
| % de H ₂ S | 2% | < 1% |
| % de CO ₂ | 1% | < 12% |

*Si la profundidad de Asentamiento sobrepasa los 7500 ft., se hace inmediatamente la peor recomendación (-100%), ya que estas bombas no se deben usar a tales profundidades.

Como se mencionó anteriormente, una vez mostrado en pantalla los porcentajes de recomendación para cada uno de los métodos de bombeo, queda a criterio del usuario la decisión final de cual método usar. Posterior a la selección del usuario, se realiza una evaluación final del sistema, verificando nuevamente los rangos anteriores, pero esta vez se presentan en pantalla las advertencias de usar el método de bombeo seleccionado bajo esas condiciones, algunas de estas advertencia vienen con una recomendación de cómo pudiera ser solventada la situación.

Por último, si se ha presentado alguna de estas advertencia, el usuario tiene tres posibilidades, una es volver a introducir los datos de entrada, en caso tal de que desee modificar el o los parámetros que afectarían el equipo. La segunda opción es cambiar el método de bombeo seleccionado y la tercera y ultima, es seguir a pesar de las advertencias realizadas.



2.3.5 *Algoritmo BES.*

El modulo de cálculos para bombeo electrosumergible consiste de una sola subrutina, la cual podrá ser usada en dos modalidades, simulación o diseño. Desde esta única subrutina, se le solicita al usuario la información de la bomba específica para la aplicación, como la eficiencia del separador y la frecuencia, también se accede directamente a la base de datos que contiene todas las características de las bombas, y después de realizados los cálculos correspondientes se almacena en un archivo de texto en el mismo directorio del ejecutable del programa un reporte con los resultados exclusivamente referentes a la operación de la bomba y las advertencias de su aplicación en el sistema en estudio.

La base de datos de que se dispone esta limitada a las bombas correspondientes a un único fabricante, el cual es CENTRILIFT, en sus series numero 338, 400 y 513 que son las más usadas en el ámbito nacional, pero cuenta con la posibilidad de ser ampliada.

Como ya se mencionó, los cálculos de bombas electrosumergibles pueden realizarse para dos casos: los casos de diseño y los casos de simulación. En el modo simulación o diagnostico, el numero de etapas es conocido y el objetivo es determinar la presión de descarga de la bomba. En el modo diseño, la presión de descarga es suministrada y el objeto es dimensionar la bomba, es decir, determinar el numero de etapas necesario. Para ambos casos las condiciones a la entrada de la bomba son conocidos y la tasa de flujo también.

Entre los datos de entrada a la subrutina de Bombeo Electrosumergible, están los datos generales del sistema, que ya han sido solicitados al usuario al principio del programa, y los referentes a la bomba, que se solicitan en el momento en el que se van a realizar los cálculos de la bomba. Estos son:

Generales.

- Tasa de Flujo Deseada.[stb/d] (QLP)
- Características del Fluido Producido. (CU, GOR, API, SGO, SGPG, SG100, S)



- Temperatura y Presión in-situ a la entrada de la bomba.[°F, psia] (T, P)
- Diámetro del Revestidor.[in] (OD)
- Presión del Anular en el cabezal del Pozo.[psia] (PAWH)
- Temperatura de fondo del pozo. [°F] (TWF)
- Profundidad de asentamiento de la bomba. [ft] (PROF)
- Indicador de problema asociado a la producción de Arenas valores 0 (no existe el problema) a 5 (el problema es severo). (ARENA)

Referentes a la Bomba.

- Frecuencia de Operación.[Hz] (WOP)
- Factor de Desgaste o Degradación con rango de 0 a 1. (NWH)
- Modo Simulación:
 - Eficiencia del Separador. [%] (EFFS)
 - Numero de Etapas en Operación. (NOP)
- Modo Diseño:
 - Gradiente de Presión Total a través de la bomba.[psi] (PGT)

Las salidas del programa no se limitan a la presión de descarga, en el caso de simulación, o al el numero de etapas, en el caso de diseño. Se hace un reporte completo de las condiciones de operación de la bomba a la tasa que se desee, este reporte estará en el mismo directorio del archivo ejecutable del programa principal en un archivo de texto llamado OUTPUMP.TXT, en el caso del modo diseño se presenta la lista completa de todas las bombas disponibles en la base de datos, las que apliquen en el sistema reportaran las condiciones de operación, y aquellas que no apliquen, se reportara la debida advertencia y el porque la bomba no aplica en el sistema en estudio. En el modo simulación se presenta únicamente la bomba que el usuario haya seleccionado y las respectivas condiciones de operación.

Las variables que se obtiene del cálculo de bombeo electrosumergible, son:

- Potencia Real de la Bomba.[HP] (POT)
- Altura Dinámica de la Bomba.[ft](H)



- Eficiencia de la Bomba. [%] (EFF)
- Modo Simulación:
 - Gradiente de Presión Total a través de la Bomba.[psi] (PGT)
 - ADVERTENCIA: indica alguna advertencia al operar con el modelo seleccionado en el sistema pero sin que esto represente mal funcionamiento de la misma.
- Modo Diseño:
 - Numero de Etapas Totales de la Bomba. (N)
 - ADVERTENCIA: indica la razón por la cual un modelo de bomba no aplica.
- Advertencias generales de operar bajo las condiciones del sistema con una bomba electrosumergible.

La operación de una bomba electrosumergible depende en gran parte del volumen *in-situ* y de la densidad actual de la mezcla a través del sistema, razón por la cual será necesario calcular las propiedades PVT a las condiciones de la bomba. La base del diseño o simulación de una BES es la tasa volumétrica total y la densidad promedio de la mezcla. Estas pueden variar considerablemente a través de la bomba dependiendo de las condiciones, por lo que sería un error asumir un promedio entre las condiciones de entrada y salida simplemente, así que será necesario ir determinando todas las propiedades a través de la bomba.

En lo que refiere al separador no se realizarán cálculos al detalle debido a que requeriría del conocimiento de características geométricas del mismo y estas pueden variar de un separador a otro, por lo tanto pueden variar de un sistema a otro. Para la aplicación en la subrutina la operación del separador está dada a través de una eficiencia definida como:

$$\eta_G = \frac{q_G^{ann}}{q_G^{cas}}$$

Donde q_G^{cas} es el gas presente a la entrada del separador de la bomba y q_G^{ann} es la tasa volumétrica de gas dirigida al anular. El gas libre que entra a la tubería está dado por:

$$q_G^{tub} = q_G^{ann} - q_G^{cas}$$



El único fabricante que ha publicado curvas de eficiencia para separadores de gas es Oil Dynamic Inc. (ODI) quien presenta una gráfica de q_G/q_T (fracción de gas a la entrada) versus tasa de flujo de liquido, es decir tasa de flujo de petróleo mas la tasa de flujo de agua, con el porcentaje de gas a través de la bomba marcado como un parámetro.

Los efectos del gas en la degradación de la altura, serán tomados en cuenta aplicando el método propuesto por Dumbar³⁰, en el cual se verifica por medio de la relación gas liquido si puede ser aplicado el método homogéneo o no, como este es un procedimiento grafico será usada una expresión desarrollada por Pessoa et al. (2002)⁵⁰, como el mejor ajuste para la curva de Dumbar, la cual viene dada por:

$$GLR_{CRIT} = \left(\frac{p_i^{\min}}{935} \right)^{1.724}$$

donde p_i^{\min} es la presión a la entrada de la bomba mínima que debería ser alcanzada para una relación gas liquido dada, de manera que el modelo homogéneo pueda ser aplicado.

Los efectos debido a la viscosidad serán tomados en cuenta siguiendo el procedimiento propuesto por Turzo³⁹, el cual se basa en una digitalización de las curvas propuestas por el Instituto Hidráulico. Nótese que al aplicar dichas expresiones se obtendrán cuatro valores de alturas corregidas que junto con los valores de alturas correspondientes para la tasa de flujo máxima y tasa igual a 0, se obtiene entonces, seis puntos pertenecientes a la curva de altura dinámica corregida por viscosidad. Como ya se menciono antes la curva de altura dinámica para las BES esta representada por polinomio de 5^{to} grado, el cual puede ser determinado partiendo de los seis valores conocidos, y de esta forma se podrá conocer la altura corregida correspondiente a cualquier tasa de flujo corregida que se desee.

Modo Simulación.

La subrutina, en términos generales, funciona para el modo simulación de la siguiente manera, se hace la solicitud al usuario del modelo de bomba que desea simular y de las los datos referentes a la bomba en el sistema, los cuales son eficiencia



del separador de gas, frecuencia de operación, número de etapas de operación y el factor de desgaste. Luego con el dato del modelo se extrae de la base de datos todas las características de la bomba y se procede a realizar todos los cálculos pertinentes. Si se da el caso que exista alguna advertencia grave por la cual la bomba no debiera operar en las condiciones dadas, se presenta en pantalla la advertencia y se culmina el programa. De no ocurrir lo anterior, se realizan los cálculos referentes a al nivel de sumergencia de la bomba (ver algoritmo de cálculo del nivel de sumergencia) y por último se escribe el repote con todos los datos de salida incluyendo las advertencias generales de operación, si existen.

Modo Diseño.

En el modo diseño, primero se le solicitan al usuario los datos referentes a la bomba en el sistema, que para este caso solo son eficiencia del separador de gas, frecuencia de operación y el factor de desgaste. Luego para la realización de los cálculos, se toma todas las características de cada una bombas disponibles en la base de datos, y una a la vez se realizan los cálculos pertinentes en conjunto con el nivel de sumergencia correspondiente, y se van almacenando los resultado en el archivo, o de ser el caso de que la bomba no aplique, se almacena la respectiva advertencia que explica la razón.

Algoritmo principal de Cálculo para BES – Sumario de Ecuaciones.

En el caso de Diseño será aplicado este Algoritmo de cálculo tantas veces como modelos de bombas se disponga en la base de datos, por lo que se calculara todas las variables para cada modelo. Los mensajes que detallan en algunos de los pasos que se describen a continuación, como se mencionó anteriormente, en el modo simulación se presentarán en pantalla y se finaliza e programa; en el modo diseño, se presentaran en el reporte como una advertencia junto con el nombre del modelo de bomba para el cual se este haciendo el cálculo.

I.- Calcular las propiedades del fluido y las Tasas de Flujo Volumétricas In Situ de cada fase a las condiciones de entrada en el separador (p_i , T_i).



II.- Calcular la Tasa de Flujo de gas que está saliendo del separador hacia la bomba.

$$q_{Ganular} = \eta_{sep} \cdot q_G \quad \Rightarrow \quad q_{Gbomba} = q_G - q_{Ganular} \quad (\text{bbg/d})$$

III.- En simulación: Dividir el número total de etapas en K subgrupos (N/K). Cada grupo tendrá igual número de etapas (n_k). Repetir el numero de pasos descritos a continuación J veces.

- Si $N > N_{MAX} \Rightarrow$ se escribe la siguiente advertencia en el repote:
“El numero de etapas de operación es mayor al numero máximo de etapas permisible para un (1) housing”

En Diseño: Dividir el Gradiente de Presión en J subgrupo ($\Delta p/J$). Repetir el numero de pasos descritos a continuación J veces.

$$P_{REQ} = \frac{q_T \cdot \Delta p}{5,882 \times 10^4 \eta_{ESTIMADA}} \quad (\text{hp})$$

- Si $Pot_{REQ} > Pot_{segura} \Rightarrow$ Se dará la siguiente advertencia:
“La potencia total requerida por el eje es mayor que la carga segura del eje”

1) Calcular las propiedades del fluido y las Tasas Volumétricas *in-situ* a las condiciones de entrada p_{pj} , T_{pj}

2) Calcular la Tasas de Flujo Volumétricas Total a las condiciones de entrada.

$$q_{T_{pj}} = q_O + q_W + q_G \quad (\text{Bbl/d})$$

3) Calcular las propiedades del fluido y las Tasas Volumétricas *in-situ* a las condiciones de salida del subgrupo p_{pd} , T_{pd}

(en el primer ciclo $p_{pd} = p_{pj}$ y $T_{pd} = T_{pj}$)

4) Calcular la Tasa de Flujo Volumétricas Total a las condiciones de salida.

$$q_{T_{pd}} = q_O + q_W + q_G \quad (\text{Bbl/d})$$

5) Calcular la Tasa Volumétrica Total Promedio a través de la bomba.

$$\bar{q}_T = \frac{q_{T_{pj}} + q_{T_{pd}}}{2} \quad (\text{Bbl/d})$$

- Si $q_T > q_{max}$ o $q_T < q_{min} \Rightarrow$ mensaje:
“La Tasa de Flujo Total Promedio en la etapa esta fuera del rango de operación admisible”



- 6) Calcular la Tasa de Flujo Másico a través de la bomba.

$$m_T = (q_o \rho_o + q_w \rho_w + q_G \rho_G) 5.614 \quad (\text{Lb/d})$$

- 7) Calcular la Densidad promedio de la mezcla.

$$\rho_m = \frac{m_T}{\bar{q}_T \cdot 5.614} \quad (\text{Lb/ft}^3)$$

- 8) Calcular la Gravedad Específica de la mezcla fluyendo.

$$\gamma_m = \frac{\rho_m}{62.4}$$

- 9) Calcular la Tasa de Flujo in situ modificada por la frecuencia del motor

$$\bar{q}_T = \bar{q}_T \frac{\omega_d}{\omega_{OP}} \quad (\text{Bbl/d})$$

- 10) Introducir las características de la bomba y calcular la Altura Dinámica modificada.

$$H_{FAB} = C_5 q^5 + C_4 q^4 + C_3 q^3 + C_2 q^2 + C_1 q + C_0 \Rightarrow H = \eta_{wh} \cdot H(\bar{q}_T)_{FAB} \quad (\text{ft})$$

- 11) Corregir la Altura modificada por la velocidad del motor.

$$H = H \left(\frac{\omega_{OP}}{\omega_d} \right)^2 \quad (\text{ft})$$

- 12) Calcular la Relación Gas Líquido a las condiciones de entrada.

$$GLR = \frac{q_G}{q_o + q_w}$$

- 13) Calcular la Relación Gas Líquido Crítica (Factor Dunbar^{30,50}) para las condiciones de entrada.

$$GLR_{CRIT} = \left(\frac{P_{PI}}{935} \right)^{1.724}$$

- Si $2GLR_{CRIT} > GLR > 0.8GLR_{CRIT} \Rightarrow$ Corregir Altura Dinámica por el efecto del gas.

$$H = \eta_h H \quad \text{donde} \quad \eta_h = \frac{2GLR_{CRIT} - GLR}{1.2GLR_{CRIT}}$$



- Si $GLR > 1.6 R \Rightarrow$ mensaje:
“Es necesario un separador de Gas más eficiente o un Asentamiento más Profundo para la Bomba”.

14) Calcular la Viscosidad Efectiva de la mezcla bifásica a la temperatura promedio.

$$\bar{T} = \frac{T_{pj} + T_{pd}}{2} \text{ (}^\circ\text{F)} \quad \text{y} \quad \bar{\mu}_m = \frac{q_O}{q_T} \mu_O + \frac{q_W}{q_T} \mu_W + \frac{q_G}{q_T} \mu_G \quad (\text{cp})$$

15) Calcular la Viscosidad Cinemática.

$$\nu = \frac{1,078 \times 10^{-5} \cdot \bar{\mu}_m}{\gamma_m} \quad (\text{ft}^2/\text{s})$$

16) Obtener la curva de Altura dinámica corregida por efectos de la viscosidad, usando el procedimiento de Turzo et al.³⁹

16.1) Cálculo de los parámetros y y q^*

$$y = -7,5946 + 6,6504 \ln(H_{bep}) + 12,8429 \ln(q_{bep})$$

$$q^* = e^{\left[\frac{39,5276 + 26,5605 \ln(\nu) - y}{51,6565} \right]}$$

16.2) Calcular los Factores de Corrección de la tasa de Flujo y de la Eficiencia por efecto de la viscosidad, C_Q y C_E respectivamente.

$$C_q = 1 - 4,0327 \times 10^{-3} q^* - 1,7240 \times 10^{-4} (q^*)^2$$

$$C_{eff} = 1 - 3,3075 \times 10^{-2} q^* + 2,8875 \times 10^{-4} (q^*)^2$$

16.3) Cálculo de las tasas a los cuatro punto del procedimiento de Turzo et al.³⁹

$$\text{Punto 0: } q_0 = 0$$

$$\text{Punto 1: } q_1 = 0,6 q_{bep}$$

$$\text{Punto 2: } q_2 = 0,8 q_{bep}$$

$$\text{Punto 3: } q_3 = 1,0 q_{bep}$$

$$\text{Punto 4: } q_4 = 1,2 q_{bep}$$

$$\text{Punto 5: } q_5 = q_{\max}$$

16.4) Cálculo de los coeficientes de corrección correspondientes a las tasas anteriores.

$$C_{H0} = 1$$

$$C_{H5} = 0$$

$$C_{H1} = 1 - 3,6800 \times 10^{-3} q^* - 4,3600 \times 10^{-5} (q^*)^2$$



$$C_{H2} = 1 - 4,4723 \times 10^{-3} q^* - 4,1800 \times 10^{-5} (q^*)^2$$

$$C_{H3} = 1 - 7,0076 \times 10^{-3} q^* - 1,4100 \times 10^{-5} (q^*)^2$$

$$C_{H4} = 1 - 9,0100 \times 10^{-3} q^* - 1,3100 \times 10^{-5} (q^*)^2$$

- 16.5) Calcular la Altura corregida correspondiente a cada una de las tasas anteriores con cada una de los factores anteriores.

$$H_{C0} = C_{H0} \cdot H(q_0)_{FAB}$$

$$H_{C1} = C_{H1} \cdot H(q_1)_{FAB}$$

$$H_{C2} = C_{H2} \cdot H(q_2)_{FAB}$$

$$H_{C3} = C_{H3} \cdot H(q_3)_{FAB}$$

$$H_{C4} = C_{H4} \cdot H(q_4)_{FAB}$$

$$H_{C5} = 0$$

- 16.6) Determinación de los coeficientes del polinomio de 5º grado correspondiente a la curva de altura dinámica corregida partiendo de los 6 valores conocidos de la curva.

- 17) Corregir la tasa de flujo debido a la viscosidad.

$$\bar{q}_c = C_Q \bar{q}$$

- 18) Calcular la altura dinámica corregida evaluando en el polinomio corregido a la tasa corregida

$$H_c = C_{5c} \bar{q}_c^5 + C_{4c} \bar{q}_c^4 + C_{3c} \bar{q}_c^3 + C_{2c} \bar{q}_c^2 + C_{1c} \bar{q}_c + C_{0c}$$

- 19) Corregir la altura dinámica por el número de etapas.

$$H = H_c \frac{n_{OP}}{n_d} \quad \text{En diseño: } n_{OP} = 1$$

- 20) Calcular la Potencia de las Curvas Características.

$$P_{FAB} = C_5 q^5 + C_4 q^4 + C_3 q^3 + C_2 q^2 + C_1 q + C_0 \quad (\text{hp})$$

$$P_{REAL} = \frac{1}{\eta_{wp} C_E} \cdot P_{FAB}(\bar{q}_c) \cdot \gamma_m \left(\frac{n_{OP}}{n_d} \right) \left(\frac{\omega_{OP}}{\omega_d} \right)^3 \quad (\text{hp}) \quad \text{En diseño: } n_{OP} = 1$$

$$P_{TEO} = \frac{\bar{q}_T \cdot H \cdot \gamma_m}{1,3577 \times 10^5} \quad (\text{hp})$$

$$P_{DISS} = P_{REAL} - P_{TEO} \quad (\text{hp})$$



21) **En Simulación:** Calcular el Diferencial de Presión para el grupo de etapas y un nuevo valor para la Presión de salida del subgrupo.

$$\Delta p_p = \frac{H \gamma_m}{2,31} \quad p_{pd}' = p_{pi} + \Delta p_p \quad (\text{psia})$$

En Diseño: Calcular el numero de etapas.

$$n_{OP} = \frac{2,31 \Delta p}{H \cdot \gamma_m} \quad p_{pd}' = p_{pi} + \Delta p_p$$

22) Calcular el Incremento de Temperatura para el grupo de etapas y un nuevo valor para la Temperatura de salida.

22.1) Calcular la Fracción de cada Fase.

$$F_W = \frac{q_W \rho_W 5,614}{m_T} \quad F_O = \frac{q_O \rho_O 5,614}{m_T} \quad F_G = 1 - F_W - F_O$$

22.2) Calcular el Calor Específico de la Mezcla.

$$C_{pm} = F_W C_{pW} + F_O C_{pO} + F_G C_{pG} \quad (\text{Btu.Lb/}^\circ\text{F})$$

22.3) Calcular el incremento de temperatura y la temperatura de salida.

$$\Delta T_p = \frac{61106,0 P_{DISS}}{m_T C_{pm}} \quad T_{pd}' = T_{pi} + \Delta T_p$$

23) Chequear por convergencia la presión de salida supuesta y la calculada.

- Si $p_{pd} - p_{pd}' \leq 1 \times 10^{-2}$ \Rightarrow fin del lazo, $T_{pj} = T_{pd}$ Y $p_{pj} = p_{pd}$
- Si $T_{pd} - T_{pd}' > 1 \times 10^{-2}$ \Rightarrow Volver al paso 3) con $T_{pd} = T_{pd}'$ y $p_{pd} = p_{pd}'$

24) Incrementar la Sumatoria Multietapa.

24.1) Sumatoria de Potencia.

$$\begin{aligned} \sum P_{REAL} &= \sum P_{REAL} + P_{REAL} \\ \sum P_{TEO} &= \sum P_{TEO} + P_{TEO} \\ \sum P_{DISS} &= \sum P_{DISS} + P_{DISS} \end{aligned}$$

24.2) Sumatoria del Incremento de Temperatura.

$$\sum \Delta T_p = \sum \Delta T_p + \Delta T_p$$



24.3) Sumatoria de las Alturas Dinámicas.

$$\sum H = \sum H + H$$

24.4) **En Simulación:** Sumatoria de los Gradientes de presión.

$$\sum \Delta p_p = \sum \Delta p_p + \Delta p_p$$

En Diseño: Sumatoria del numero de etapas.

$$\sum n = \sum n + n_{OP}$$

- Si $N > N_{MAX} \Rightarrow$ mensaje: “El numero de etapas de operación es mayor al numero máximo de etapas permisible para un(1) housing”

25) Calcular los valores de salida

25.1) Potencia.

$$P = \sum P_{REAL} \quad (\text{hp})$$

25.2) Altura Dinámica.

$$H = \sum H \quad (\text{ft})$$

25.3) **En Simulación:** Gradiente de Presión

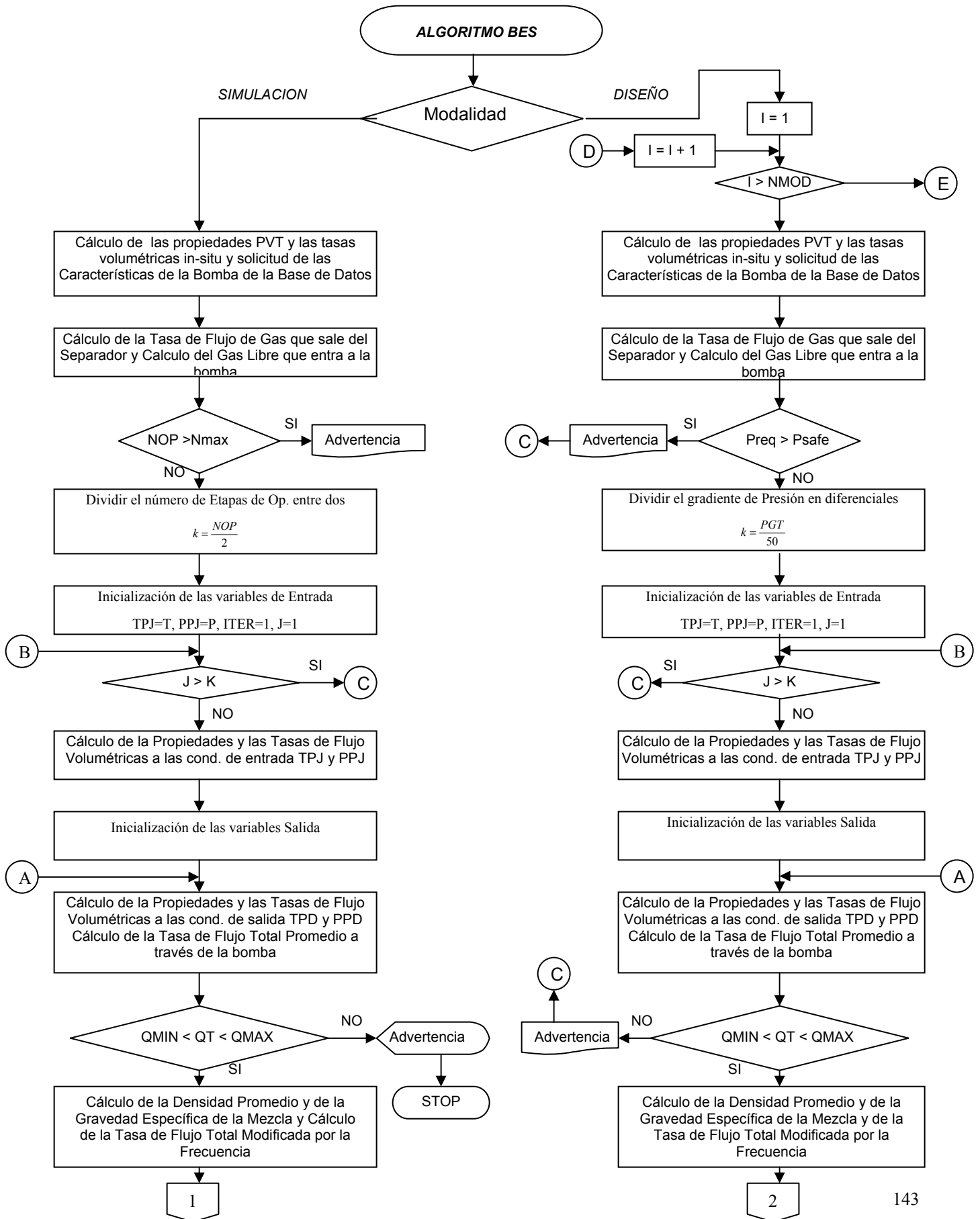
$$\Delta p = \sum \Delta p \quad (\text{psia})$$

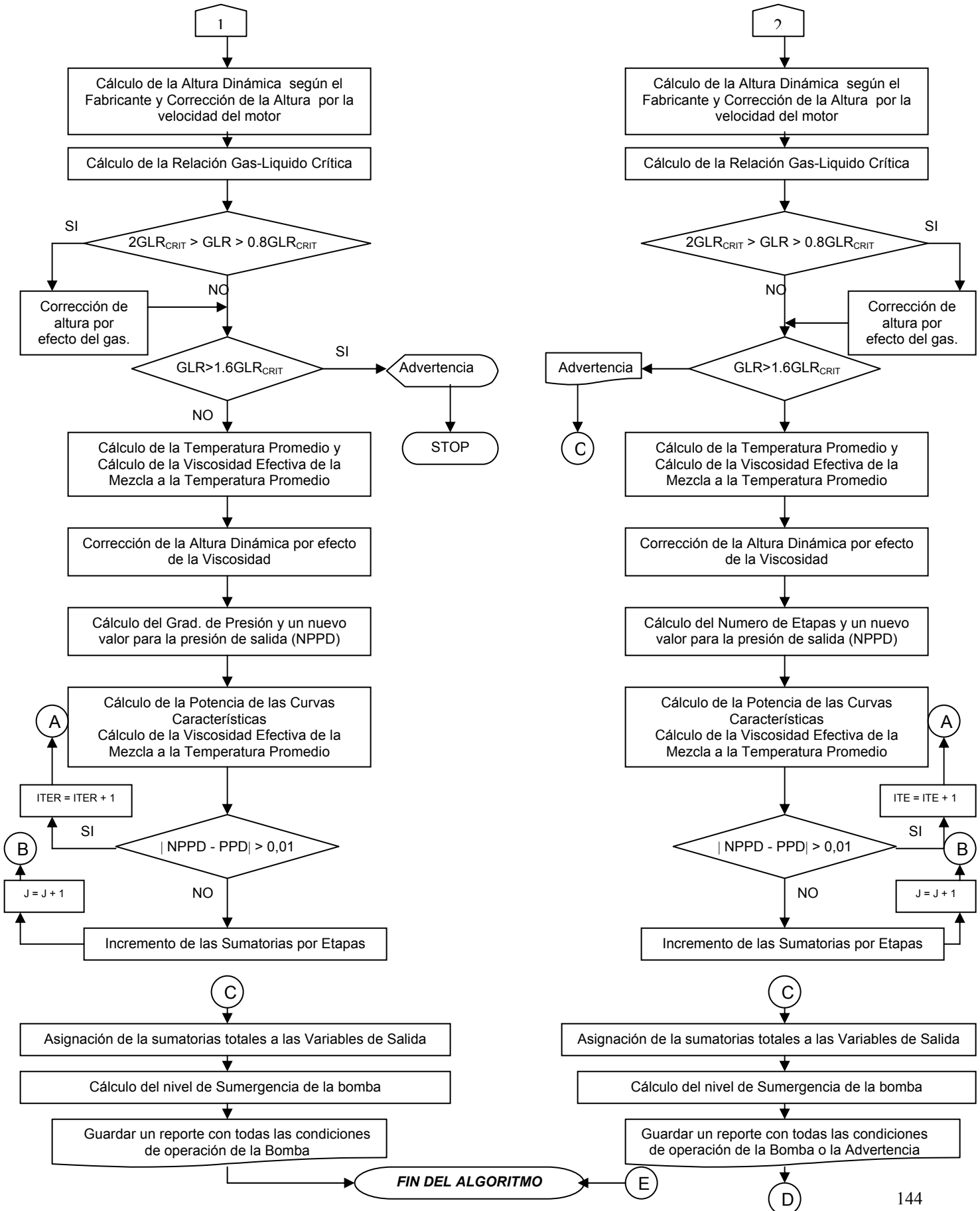
En Diseño: Numero de Etapas de Operación

$$N = \sum n$$

25.4) Eficiencia.

$$\eta = \frac{\bar{q}_c \cdot H}{1358,0 \cdot P} \quad (\text{fracción})$$







2.3.6. Algoritmo BCP

En el modulo para la BCP se realizan todos los cálculos referentes a esta bomba y el estado de esfuerzos en la cabilla. El modulo tiene 3 modalidades de funcionamiento:

- a.) *Modo Simulación.*
- b.) *Modo Diseño en base a la tasa deseada.*
- c.) *Modo Diseño en base a las RPM.*

a.) Modo Simulación:

Esta modalidad es empleada cuando ya se conoce todos los datos acerca de la BCP que se usa en el sistema, la tasa que produce y la velocidad de giro del rotor, y se desea conocer principalmente el diferencial de presión que entrega la bomba. También son calculados otros parámetros de operación de la bomba y el estado de esfuerzos en la cabilla. En este modo, un reporte detallado con todas las condiciones de operación calculadas para la bomba es guardado en un archivo.

b.) Modo Diseño en base a la tasa deseada:

El modo diseño se usa para conocer que bombas son adecuadas para usarse en el sistema produciendo la tasa deseada, siendo variable las RPM de operación. Para saber que bombas son adecuadas se simulan todas la BCP disponibles en la base de datos, calculando las RPM requeridas para producir la tasa deseada y otros parámetros de operación, y luego, dependiendo de los rangos de operación deseados dados por el usuario, se seleccionan que bombas son adecuadas para usarse en el sistema. Una lista con todas las bombas, tanto las adecuadas como las no aptas, se guarda en un archivo. La lista tendrá todos los parámetros calculados de cada bomba, y en caso que no sea apta para usarse en el sistema, también las razones por la cual no fue seleccionada.

c.) Modo Diseño en base a las RPM:

En este modo se desea conocer que bombas son adecuadas para usarse en el sistema a unas determinadas RPM de operación deseadas, siendo ahora variable la tasa de producción, sin embargo, en este modo ya no es un dato la diferencia de presión exacto requerido ya que al no conocer el caudal de operación no se puede determinar las pérdidas en el sistema. Para poder conocer el punto de operación de



una bomba se suman la curva del InFlow con la curva de la bomba como se ve en la figura 51.

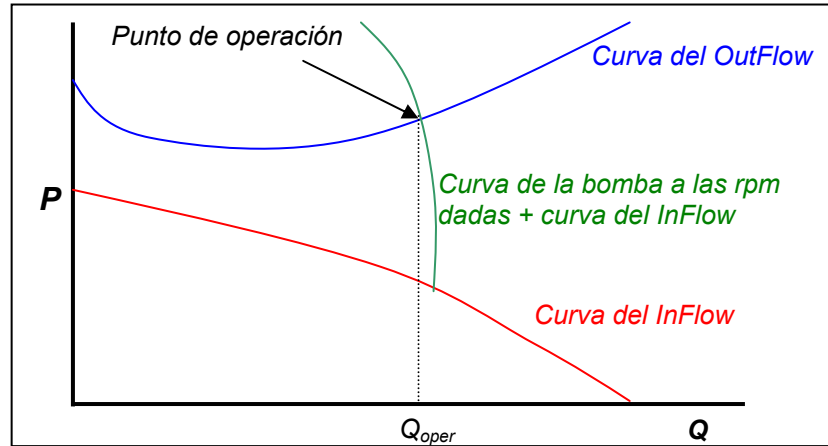


Fig. 51 Sumatoria de curvas para hallar el punto de operación del sistema cuando es solo conocido las rpm de la bomba.

El punto de corte de esta nueva curva con la curva del OutFlow será el punto de operación del sistema. Se hace este método con todas las bombas en la base de datos, para poder conocer el caudal de operación y el diferencial de presión de la bomba, también se calculan otros parámetros a los que operarían cada una de estas, y luego, dependiendo de los rangos de operación deseados dados por el usuario, se seleccionan que bombas son adecuadas para usarse en el sistema. Una lista con todas las bombas, tanto las adecuadas como las no aptas, se guarda en un archivo. La lista tendrá todos los parámetros calculados de cada bomba, y en caso que no sea apta para usarse en el sistema, también las razones por la cual no fue seleccionada.

Datos requeridos por el algoritmo:

Referentes al fluido:

- Grado API del petróleo.
- Gravedad específica del gas medida en el separador.
- Gravedad específica del gas estandarizado.
- Presión de burbujeo del petróleo [psia].
- Corte de agua producido [%].
- Cantidad de sólidos en suspensión en el agua [ppm].

*Referentes al pozo:*

- Profundidad de asentamiento de la bomba [ft].
- Diámetro de la tubería de producción [in].
- Presión a la entrada de la bomba [psia] (NO requerido para el Diseño en base a las rpm).
- Diferencial de presión requerido por la bomba [psi] (SOLO requerido para el diseño en base a la tasa deseada).
- Temperatura a la entrada de la bomba [°F].
- Presión en el cabezal del pozo [psia].
- Temperatura en el cabezal del pozo [°F].
- Presión del anular en el cabezal del pozo [psia].
- Temperatura en el fondo de las perforaciones [°F].
- Curva del In-OutFlow en el punto de asentamiento de la bomba [psia y stbl/d] (SOLO requerido para el diseño en base a las rpm).

Referentes a los problemas de producción:

- Calificación de 0 al 5 de problemas de arenamiento (0 ausente y 5 severo).
- Porcentaje de aromáticos en el fluido.
- Porcentaje de ácido sulfúrico en el fluido.
- Porcentaje de dióxido de carbono en el fluido.

Referentes a la bomba:

- Tasa máxima o teórica a 500 rpm [stb/d].
- Diferencial de Presión máximo a 500 rpm [ft H₂O].
- Tasa mínima a 500 rpm [stb/d].
- Diámetro menor del rotor [mm].
- Excentricidad [mm].
- Paso del estator [mm].
- Tasa de liquido producido [stb/d] (NO requerido para el diseño en base a las RPM).
- Velocidad de giro del rotor [RPM] (NO requerido para el diseño en base a la tasa deseada).

Referentes a la cabilla:

- Diámetro de la cabilla [in].
- Longitud de la cabilla [ft].



- Diámetro externo de los acoples [in].
- Esfuerzo de cedencia mínimo [Kpsi].

Referentes a los rangos de operación deseados para la bomba:

- RPM máximo y mínimo deseado de operación (SOLO requerido para el diseño en base a la tasa deseada).
- Facto de uso máximo y mínimo deseado (SOLO requerido en los modos de diseño).
- Fracción de gas máximo deseado a la entrada de la bomba (SOLO requerido en los modos de diseño).
- Factor de seguridad mínimo deseado para la cabilla (SOLO requerido en los modos de diseño).
- Sumergencia mínima de la bomba. [ft] (SOLO requerido en los modos de diseño).

Los datos acerca de las bombas comerciales se obtienen de una base de datos especialmente hecha para este algoritmo. Esta base de datos por ahora solo dispone de 25 modelos de bombas de distintos fabricantes, pero puede ser ampliada. La actual base de datos contiene 5 fabricantes muy usados en el país: BMW; GEREMIA; MONO; NETZSCH; y PCM. De cada fabricante es tomaron 5 modelos de bombas cuyas características van desde poco caudal y alta altura, hasta alto caudal y poca altura.

Algoritmos y Sumario de ecuaciones.-

Modo simulación:

- a.) Calcular las propiedades PVT de cada una de las fases a las condiciones de presión y temperatura a la entrada de la bomba.
- b.) Calcular de la tasa de flujo volumétrica de cada fase a las condiciones de entrada de la bomba.

$$Q_{o_{PT}} = Q_{o_{st}} \cdot B_o \quad (\text{b/d})$$

$$Q_{w_{PT}} = Q_{w_{st}} \cdot B_w \quad (\text{b/d})$$

$$Q_{g_{PT}} = (Q_{o_{st}} \cdot (GOR - R_s) - Q_{w_{st}} \cdot R_{sw}) \cdot B_g \cdot (1 - E_{fic_{Sep}}) \cdot 0,178108 \quad (\text{b/d})$$

- c.) Calcular de la tasa de flujo volumétrica total y la fracción de gas a las condiciones de entrada de la bomba.

$$Q_{PT} = Q_{o_{PT}} + Q_{w_{PT}} + Q_{g_{PT}} \quad (\text{b/d})$$



$$Fg = \frac{Qg_{PT}}{Qo_{PT} + Qw_{PT}} \quad (\%)$$

d.) Calcular del flujo másico a través de la bomba.

$$Mo = Qo_{PT} \cdot \rho o \cdot 5,614$$

$$Mw = Qw_{PT} \cdot \rho w \cdot 5,614$$

$$Mg = Qg_{PT} \cdot \rho g \cdot 5,614$$

$$M = Mo + Mw + Mg \quad (\text{lb/d})$$

e.) Calcular del Calor específico de la mezcla.

$$Cp = \frac{Cpo \cdot Mo + Cpw \cdot Mw + Cpg \cdot Mg}{M} \quad (\text{btu}^*\text{lb}/^{\circ}\text{F})$$

f.) Calcular el Desplazamiento de la bomba.

$$D = 4 \cdot E \cdot Dr \cdot Paso \cdot 9,057327E - 6 \quad (\text{b/d/rpm})$$

g.) Calcular la constante “a” de la curva de la bomba.

$$a = \frac{Qmax_{@500rpm} - Qmin_{@500rpm}}{(DPmax_{@500rpm} \cdot 0,433099)^2} \quad (\text{b/d/psi}^2)$$

h.) Calcular el caudal teórico de la bomba.

$$Q_{teo} = D \cdot n \quad (\text{b/d})$$

i.) Calcular el diferencial de presión dado por la bomba.

$$DP = \sqrt{\frac{Q_{teo} - Q_{PT}}{a}} \quad (\text{psi})$$

j.) Calcular el factor de uso de la bomba.

$$DP_{nom} = \sqrt{\frac{Q_{teo} \cdot 0,2}{a}} \quad (\text{psi})$$

$$FU = \frac{DP_{nom}}{DP}$$

k.) Calcular del escurrimiento de la bomba.

$$S = Q_{teo} - Q_{PT} \quad (\text{b/d})$$

l.) Calcular de la eficiencia volumétrica de la bomba.

$$Efic_{vol} = \frac{Q_{PT}}{Q_{teo}}$$



m.) Calcular la altura dinámica de la bomba.

$$H = DP \cdot 2,3089407 \quad (\text{ft H}_2\text{O})$$

n.) Calcular el diferencial de temperatura entre la entrada y la salida de la bomba.

$$DT = \frac{P_{fric@500rpm} \cdot \frac{n}{500} \cdot 61106}{C_p \cdot M} \quad (^\circ\text{F})$$

o.) Calcular la fuerza axial, el torque y el esfuerzo máximo en la cabilla, la Potencia hidráulica y la potencia requerida en el cabezal. (Véase algoritmo para el calculo de esfuerzo en la cabilla)

p.) Calcular la sumergencia de la bomba. (Véase algoritmo para el calculo de la sumergencia de la bomba)

Modo Diseño en base a la tasa deseada:

a.) Calcular las propiedades PVT de cada una de las fases a las condiciones de presión y temperatura a la entrada de la bomba.

b.) Calcular de la tasa de flujo volumétrica de cada fase a las condiciones de entrada de la bomba.

$$Q_{o_{PT}} = Q_{o_{st}} \cdot B_o \quad (\text{b/d})$$

$$Q_{w_{PT}} = Q_{w_{st}} \cdot B_w \quad (\text{b/d})$$

$$Q_{g_{PT}} = (Q_{o_{st}} \cdot (GOR - R_s) - Q_{w_{st}} \cdot R_{sw}) \cdot B_g \cdot (1 - Efic_{Sep}) \cdot 0,178108 \quad (\text{b/d})$$

c.) Calcular de la tasa de flujo volumétrica total y la fracción de gas a las condiciones de entrada de la bomba.

$$Q_{PT} = Q_{o_{PT}} + Q_{w_{PT}} + Q_{g_{PT}} \quad (\text{b/d})$$

$$F_g = \frac{Q_{g_{PT}}}{Q_{o_{PT}} + Q_{w_{PT}}} \quad (\%)$$

d.) Calcular del flujo másico a través de la bomba.

$$M_o = Q_{o_{PT}} \cdot \rho_o \cdot 5,614$$

$$M_w = Q_{w_{PT}} \cdot \rho_w \cdot 5,614$$

$$M_g = Q_{g_{PT}} \cdot \rho_g \cdot 5,614$$

$$M = M_o + M_w + M_g \quad (\text{lb/d})$$

e.) Calcular del Calor específico de la mezcla.



$$C_p = \frac{C_{po} \cdot M_o + C_{pw} \cdot M_w + C_{pg} \cdot M_g}{M} \quad (\text{btu} \cdot \text{lb} / ^\circ\text{F})$$

f.) INICIO DEL LAZO QUE RECORERA TODAS LAS BOMBAS EN LA BASE DE DATOS. Se hace “ $i = 1$ ”.

g.) Obtener los datos de la bomba numero “ i ” de la base de datos.

h.) Calcular el Desplazamiento de la bomba.

$$D = 4 \cdot E \cdot Dr \cdot Paso \cdot 9,057327E - 6 \quad (\text{b/d/rpm})$$

i.) Calcular la constante “ a ” de la curva de la bomba.

$$a = \frac{Q_{max@500rpm} - Q_{min@500rpm}}{(DP_{max@500rpm} \cdot 0,433099)^2} \quad (\text{b/d/psi}^2)$$

j.) Calcular las RPM de operación de la bomba y el caudal teórico.

$$n = \frac{Q_{PT} + a \cdot DP_{req}^2}{D} \quad (\text{rpm})$$

$$Q_{teo} = D \cdot n \quad (\text{b/d})$$

k.) Calcular el factor de uso de la bomba.

$$DP_{nom} = \sqrt{\frac{Q_{teo} \cdot 0,2}{a}} \quad (\text{psi})$$

$$FU = \frac{DP_{nom}}{DP}$$

l.) Calcular del escurrimiento de la bomba.

$$S = Q_{teo} - Q_{PT} \quad (\text{b/d})$$

m.) Calcular de la eficiencia volumétrica de la bomba.

$$Efic_{vol} = \frac{Q_{PT}}{Q_{teo}}$$

n.) Calcular la altura dinámica de la bomba.

$$H = DP \cdot 2,3089407 \quad (\text{ft H}_2\text{O})$$

o.) Calcular el diferencial de temperatura entre la entrada y la salida de la bomba.

$$DT = \frac{P_{fric@500rpm} \cdot \frac{n}{500} \cdot 61106}{C_p \cdot M} \quad (^\circ\text{F})$$



- p.) Calcular la fuerza axial, el torque y el esfuerzo máximo en la cabilla, la Potencia hidráulica y la potencia requerida en el cabezal. (Véase algoritmo para el calculo de esfuerzo en la cabilla)
- q.) Calcular la sumergencia de la bomba. (Véase algoritmo para el calculo de la sumergencia de la bomba)
- r.) Verificar que las todas las siguientes condiciones se cumplan. Si alguna de ellas no esta dentro del rango, la bomba ya no será apta para el sistema.

$$RPM_{min} \leq n \leq RPM_{max}$$

$$FU_{min} \leq FU \leq FU_{max}$$

$$FG \leq FG_{max}$$

$$S1 \leq Sy_{cab}$$

$$Dtub_{min} < Dtub$$

$$S1/Sy_{cab} \leq FS_{min}$$

- s.) Si se llego a la última bomba en la base de datos FIN DEL LAZO. Si no, se hace “ $i = i + 1$ ” y se regresa al paso “g”.

Modo Diseño en base a las RPM deseadas:

- a.) INICIO DEL LAZO QUE RECORERA TODOS LOS PUNTOS DE LA TABLA DEL In-OutFlow PARA CONVERTIR LAS TASAS DE PRODUCCION EN CAUDAL TOTAL A CONDICIONES DE ENTRADA DE LA BOMBA. Se hace “ $i = 1$ ”.

- a.1.) Calcular las propiedades PVT de cada una de las fases a la presión del punto “ i ” del InFlow y la temperatura de entrada de la bomba.

- a.2.) Calcular el la tasa de flujo volumétrica total de la mezcla.

$$Qo_{PT} = Qo_{st} \cdot Bo$$

$$Qw_{PT} = Qw_{st} \cdot Bw$$

$$Qg_{PT} = (Qo_{st} \cdot (GOR - Rs) - Qw_{st} \cdot Rsw) \cdot Bg \cdot (1 - Efic_{Sep}) \cdot 0,178108$$

$$Q_{PT} = Qo_{PT} + Qw_{PT} + Qg_{PT} \quad (b/d)$$

- a.5.) Reemplazar el valor del caudal “ i ” de las tablas del InFlow y OutFlow con el caudal calculado.

- a.6.) Si se llego al ultimo punto de la tabla del In-OutFlow entonces FIN DEL LAZO. Si no, se hace “ $i = i + 1$ ” y se regresa al paso “a.1.”



b.) INICIO DEL LAZO QUE RECORERA TODAS LAS BOMBAS EN LA BASE DE DATOS. Se hace “ $i = 1$ ”.

c.) Obtener los datos de la bomba numero “ i ” de la base de datos.

d.) Calcular el Desplazamiento de la bomba.

$$D = 4 \cdot E \cdot Dr \cdot Paso \cdot 9,057327E - 6 \quad (\text{b/d/rpm})$$

e.) Calcular la constante “ a ” de la curva de la bomba.

$$a = \frac{Q_{max@500rpm} - Q_{min@500rpm}}{(DP_{max@500rpm} \cdot 0,433099)^2} \quad (\text{b/d/psi}^2)$$

f.) Calcular el caudal teórico de la bomba.

$$Q_{teo} = D \cdot n \quad (\text{b/d})$$

g.) Se le agrega a la curva del Inflow el efecto de la bomba.

h.) Con la nueva curva del InFlow buscar el punto de corte con la curva del OutFlow.

Si el punto de corte existe entonces el caudal de este punto será el caudal de operación de la bomba; se calcula también el diferencial de presión de la bomba para este caudal. Si no existe un punto de corte significa que la bomba no puede dar la energía requerida en el sistema para producir; entonces el caudal de operación y el diferencial de la bomba se hace igual a un valor muy cercano a cero, por ejemplo, 0,000001.

i.) Calcular el factor de uso de la bomba.

$$DP_{nom} = \sqrt{\frac{Q_{teo} \cdot 0,2}{a}} \quad (\text{psi})$$

$$FU = \frac{DP_{nom}}{DP}$$

j.) Calcular del escurrimiento de la bomba.

$$S = Q_{teo} - Q_{PT} \quad (\text{b/d})$$

k.) Calcular de la eficiencia volumétrica de la bomba.

$$Efic_{vol} = \frac{Q_{PT}}{Q_{teo}}$$

l.) Calcular la altura dinámica de la bomba.

$$H = DP \cdot 2,3089407 \quad (\text{ft H}_2\text{O})$$

m.) Calcular el diferencial de temperatura entre la entrada y la salida de la bomba.



$$DT = \frac{P_{fric@500rpm} \cdot \frac{n}{500} \cdot 61106}{Cp \cdot M} \quad (^\circ F)$$

- n.) Calcular la fuerza axial, el torque y el esfuerzo máximo en la cabilla, la Potencia hidráulica y la potencia requerida en el cabezal. (Véase algoritmo para el calculo de esfuerzo en la cabilla)
- o.) Calcular la sumergencia de la bomba. (Véase algoritmo para el calculo de la sumergencia de la bomba)
- p.) Verificar que las todas las siguientes condiciones se cumplan. Si alguna de ellas no esta dentro del rango, la bomba ya no será apta para el sistema.

$$FU_{min} \leq FU \leq FU_{max}$$

$$FG \leq FG_{max}$$

$$S1 \leq Sy_{cab}$$

$$Dtub_{min} < Dtub$$

$$S1/Sy_{cab} \leq FS_{min}$$

- q.) Si se llego a la última bomba en la base de datos FIN DEL LAZO. Si no, se hace“ $i = i + 1$ ” y se regresa al paso “c”.

Algoritmo para el cálculo de los esfuerzos en la cabilla y potencia requerida.-

La sarta de cabillas es un elemento muy importante en el sistema de levantamiento artificial por BCP ya que este debe ser capaz de soportar la carga axial y transmitir el torque necesario a la bomba en el fondo del pozo. Si la carga axial y el torque producen un esfuerzo combinado que excede el límite de fluencia del material de la cabilla ocurrirá una falla en el sistema completo. Es por ello que debe ser tomado en cuenta durante la simulación y el diseño de un sistema con BCP.

El presente algoritmo calcula el esfuerzo máximo del material según la teoría del esfuerzo máximo de Von Mises, la potencia requerida en superficie y la potencia hidráulica que da la bomba. Se toma en cuenta el efecto de la viscosidad del fluido que rodea a la cabilla y el efecto en el gradiente de presión debido a los acoples de las cabillas. Sin embargo, se hacen las siguientes suposiciones:



- Estado estacionario del sistema, es decir, se supone que el sistema esta funcionando a una velocidad constante y no se toman en cuenta los efectos durante el arranque o la parada del sistema.
- Se considera la sarta de cabillas como un cuerpo rígido no deformable.
- La sarta de cabillas permanece centrada dentro de la tubería de producción, es decir, no se considera posibles puntos de roce con la tubería de producción.
- Toda la cabilla cuelga verticalmente del cabezal del pozo.
- No se toma en cuenta el peso del rotor de la bomba.
- No se toman en cuenta esfuerzos de origen térmicos.
- El esfuerzo máximo es calculado justo antes del cojinete axial del cabezal del pozo, es decir, no se toman en cuenta el efecto de este cojinete ni del equipo de superficie.

Variables involucradas para el cálculo del algoritmo y Sumario de ecuaciones:

Fuerza Hidráulica (F_h): Es la fuerza que transmite la bomba a la sarta de cabilla en su unión producto de la diferencia de presión en el rotor.

$$F_h = \pi \cdot \left(e + \frac{D_R}{2} \right)^2 \cdot \Delta P$$

Potencia hidráulica (Pot_h): Es la energía transmitida al fluido al desplazarse a través de la diferencia de presión de la bomba.

$$Pot_h = \Delta P \cdot Q_{PT}$$

Torque Hidráulico (T_h): es el torque que se transmite como energía al fluido.

$$T_h = Pot_h \cdot \frac{30}{n \cdot \pi}$$

Torque por fricción (T_f): Es el torque consumido por la fricción entre el rotor y el estator de la bomba.

$$T_f = Pot_f \cdot \frac{30}{n \cdot \pi}$$

Peso de la sarta (P_{cab}): Es la fuerza axial producto del peso de la cabilla. Depende del material, del diámetro y del largo de la sarta de cabillas. Se calcula a partir de un factor de peso por unidad de longitud (W_{cab}) dado por el fabricante de las cabillas.



$$P_{cab} = W_{cab} \cdot L$$

Fuerza de flotación (F_f): es la fuerza de flotación de la cabilla dentro del fluido producido. La fuerza de flotación de un cuerpo sumergido se calcula como el volumen desplazado de fluido por el peso específico del fluido.

$$F_f = \gamma_f \cdot L \cdot A_{cab}$$

Torque resistivo (T_r): Es la fuerza que ejerce el fluido sobre la cabilla que trata de oponerse al giro de esta, y como se ejerce sobre la superficie de la cabilla en sentido tangencial y contrario al sentido de giro de la cabilla, se transforma en un torque resistivo al giro de la sarta. Para el caso de un eje que gira dentro de una tubería fija lleno de fluido se calcula como:

$$T_r = \frac{\pi \cdot \nu \cdot \omega \cdot d_{cab}^2 \cdot d_{tub}^2 \cdot L}{d_{tub}^2 - d_{cab}^2}$$

Fuerza de arrastre (F_a): Es la fuerza el fluido sobre la cabilla que trata de arrastrarlo en su movimiento. La fuerza de arrastre que ejerce un fluido en movimiento sobre un cilindro totalmente sumergido dentro de una tubería se calcula como:

$$F_a = \frac{\pi \cdot d_{cab} \cdot L}{2 \cdot \ln\left(\frac{d_{tub}}{d_{cab}}\right)} \cdot \frac{dP}{dL} \cdot \left(d_{cab} + \frac{d_{cab}^2 - d_{tub}^2}{2 \cdot d_{cab} \cdot \ln\left(\frac{d_{tub}}{d_{cab}}\right)} \right)$$

Fuerza axial máxima (F_z): Es la fuerza total en el sentido axial de la cabilla a la altura del cabezal del pozo.

$$F_z = P_{cab} - F_f - F_a + F_h$$

Torque máximo (T_{max}): Es el torque máximo en la cabilla a la altura del cabezal del pozo.

$$T_{max} = T_h + T_r + T_f$$

Esfuerzo normal máximo (S_z): Es el esfuerzo debido a la tensión en la cabilla.

$$S_z = \frac{F_z}{A_{cab}}$$

Esfuerzo cortante máximo (τ_{max}): Es el esfuerzo cortante debido a los torques aplicados en la cabilla.



$$\tau_{\max} = \frac{16 \cdot T_{\max}}{\pi \cdot d_{cab}^3}$$

Esfuerzo principal máximo según Von Mises:

$$S_1 = \sqrt{S_z^2 + 3 \cdot \tau_{\max}^2}$$

Potencia total requerida en el cabezal del pozo:

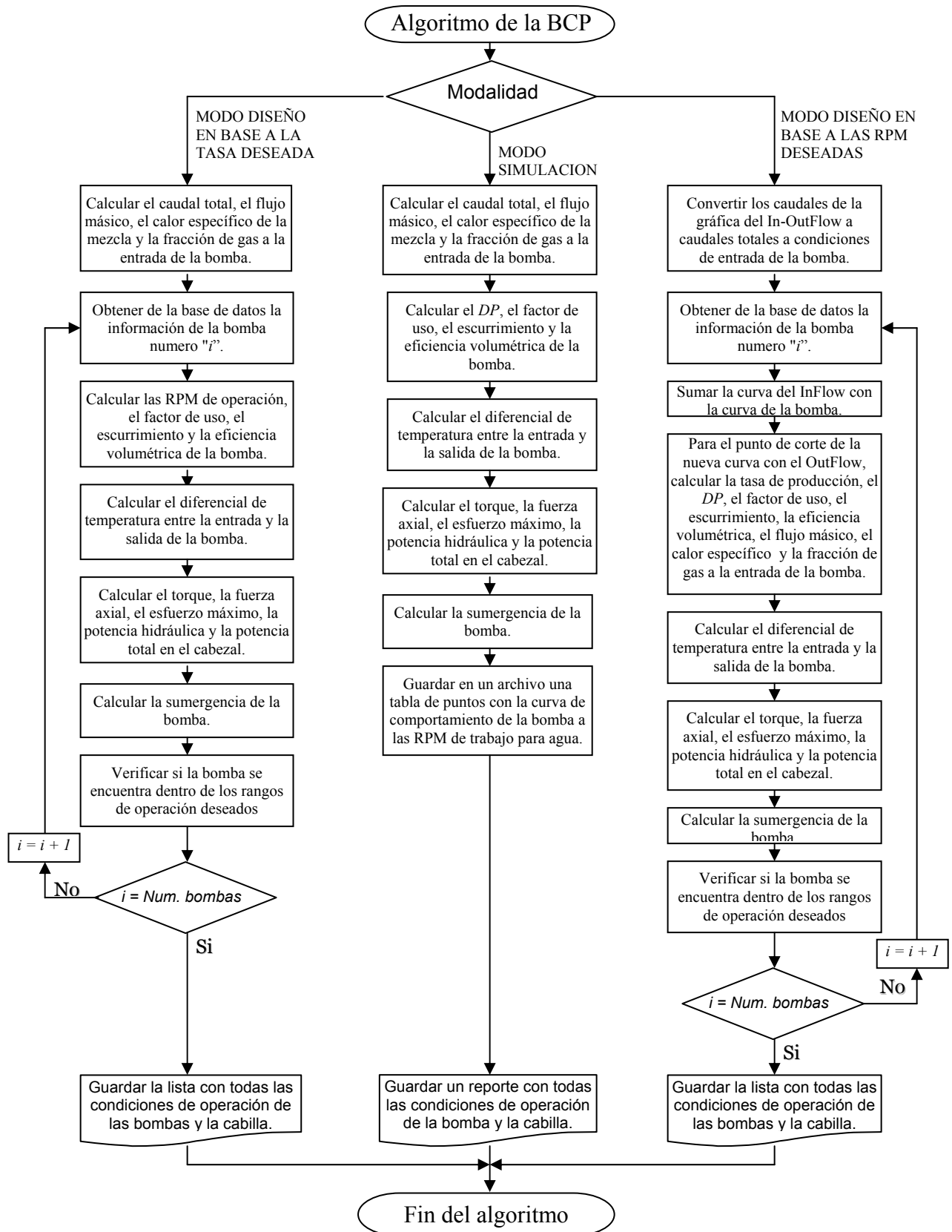
$$Pot = T_{\max} \cdot \frac{n \cdot \pi}{30}$$

Resumen del procedimiento de cálculo:

Como primer paso se debe calcular aquellas variables que no dependen de las propiedades del fluido: la fuerza hidráulica, la potencia hidráulica, el torque hidráulico, el torque por fricción y el peso de la cabilla.

Luego se deberá dividir la tubería de producción en tramos de tamaño constante “DL”, y para cada uno de estos tramos se calculara, usando las correlaciones adecuadas, la temperatura, la presión, el gradiente de presión, la densidad y la viscosidad promedio del fluido. Entonces se calcula en cada tramo de la cabilla la fuerza de flotación, la fuerza de arrastre y el torque resistivo, y se van sumando tramo a tramo. Cuando se hayan calculado todos los tramos de la tubería de producción se tendrá la fuerza flotación total, la fuerza de arrastre total y el torque resistivo total de la cabilla a la altura del cabezal del pozo.

Una vez calculados todas las fuerzas y torques aplicados en la cabilla se calcula la fuerza axial y el torque máximo de la cabilla. Después se calcula el esfuerzo normal máximo y el esfuerzo cortante máximo, y mediante la teoría de Von Mises, se calcula el esfuerzo principal máximo de la cabilla. Por ultimo se calcula la potencia total requerida en el cabezal del pozo.



2.3.7 Nivel de Sumergencia del Equipo de Bombeo

El nivel de sumergencia de la bomba es la altura de líquido que hay sobre la entrada de la bomba y es un parámetro muy importante en los sistemas de levantamiento artificial por bombeo. Cuando lo sumergencia es muy pequeña se corre el riesgo que por un pequeño cambio en las condiciones de operación del sistema el nivel de líquido alcance la entrada de la bomba y el gas entre en grandes cantidades a la bomba, produciendo una falla en el sistema.

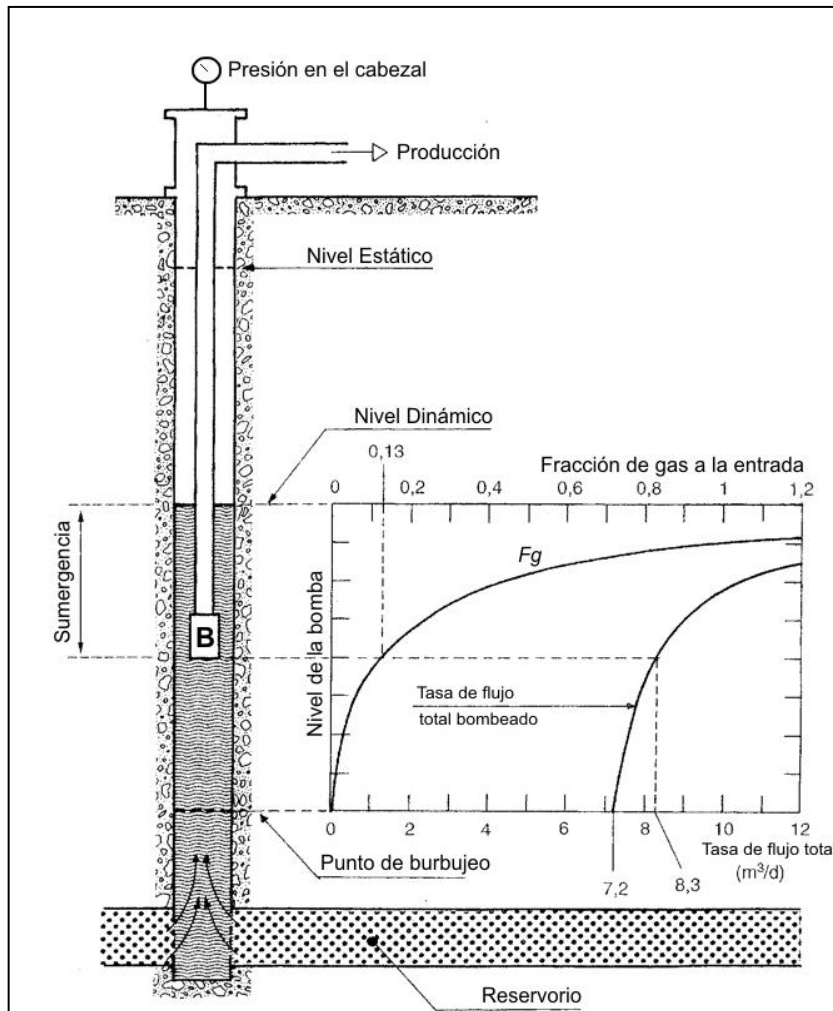


Fig. 52 Diagrama de la sumergencia.

Para calcular la sumergencia de la bomba se necesita conocer: la presión y la temperatura a la entrada de la bomba; la presión y la temperatura del anular en el cabezal del pozo; la profundidad de la bomba; y las propiedades del fluido.



Resumen del procedimiento de cálculo:

El cálculo de la sumergencia se hace mediante un proceso iterativo en el cual primero se estima un valor de sumergencia, luego se divide el pozo, desde el cabezal hasta la profundidad de asentamiento de la bomba, en tramos de longitud constante (DL). Comenzando en el cabezal y hasta la entrada de la bomba, se calcula para cada tramo la presión promedio del fluido en el anular, esto se logra sumando el efecto del peso de la columna de fluido en la presión de cada tramo. La presión debido al peso de una columna de fluido se calcula como:

$$P = \gamma_f \cdot DL$$

Donde " γ_f " es el peso específico del fluido.

Sin embargo, pero como se ve en la figura 52, tenemos dos tipos separados de fluidos en el anular. Desde el cabezal del pozo hasta el nivel dinámico tenemos gas, y desde el nivel dinámico hasta la entrada de la bomba tenemos petróleo. Por lo que dependiendo de la zona donde nos encontremos, habrá que calcular el peso específico a condiciones *in situ* de un fluido o del otro.

Realizando este procedimiento de calcular la presión tramo a tramo, se llega a la entrada de la bomba. En este punto se compara la presión calculada con la presión real a la entrada de la bomba que es dato. Si son iguales o la diferencia entre ellos esta dentro de una tolerancia aceptable significa que el valor de la sumergencia supuesto era correcto y se termina el algoritmo. Pero si la diferencia entre las presiones no es aceptable entonces se supone un nuevo valor para la sumergencia con la siguiente ecuación:

$$Sumergencia_{nueva} = Sumergencia_{vieja} \cdot \frac{P_{IP}}{P_{cal}}$$

Donde P_{IP} es la presión real a la entrada de la bomba y P_{cal} es la presión calculada. Con este nuevo valor de la sumergencia se vuelve a empezar a calcular la presión tramo a tramo desde el cabezal del pozo hasta la entrada de la bomba.



CAPITULO III

VERIFICACION DEL ALGORITMO

3.1 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

A continuación se presentan una serie de resultados obtenidos al diseñar y simular distintos pozos con el algoritmo desarrollado. En principio se presentan los datos disponibles de ocho pozos, de los cuales seis son pozos reales del ámbito nacional. Debido a la confidencialidad de los datos de pozos no se proporcionan los nombres reales de los mismos.

Posterior a esto se presenta los resultados de la evaluación de de la predicción del comportamiento del sistema, comparando los resultados obtenidos por el algoritmo con un programa comercial. Seguido, se presentan resultados del diseño para cada uno de los métodos de bombeo disponible, BES y BCP, igualmente se comparan los resultados con programas comerciales del ramo usados ampliamente en la industria.

Y por ultimo, son mostrados los resultados obtenidos de la simulación, la cual se realiza por medio de uso de sensibilidades, es decir, modificando parámetros importantes del pozo y observando el efecto en la tasa de producción del mismo; estas tasas determinadas con las distintas sensibilidades se comparan con las determinadas misma forma por el programa comercial de la.

**POZOS PARA PRUEBAS CON BES:****POZO:** Bes-Example

Ejemplo de prueba del programa WellFlo

DATOS.-

| | | |
|--|-------------------|---|
| Gravedad API del Petróleo: | 34,971 °API | (0,850 g/cm ²) |
| Gravedad Específica del gas: | 0,65 (aire=1) | |
| Concentración de Sólidos en el Agua: | 30000,0 ppm | |
| GOR: | 500,0 scf/stb | (89,05 m ³ /m ³) |
| Corte de Agua: | 60,0 % | |
| Presión del Reservorio: | 3000,0 psia | (206,84 bar) |
| Temperatura del Reservorio: | 200,0 °F | (93,33 °C) |
| Índice de Productividad: | 5,1088 STB/d/psia | (1,36E-04 m ³ /s/bar) |
| Tasa Máxima de Producción: | 8888,9 STB/d | (1,64E-02 m ³ /s) |
| Tasa de Diseño: | 6000,0 STB/d | (1,10E-02 m ³ /s) |
| Profundidad del Pozo: | 8500,0 ft | (2590,80 m) |
| Profundidad de Asentamiento: | 8000,0 ft | (2438,40 m) |
| Diámetro Interno del Revestidor: | 6,18 in | (156,97 mm) |
| Diámetro Interno de la Tubería de Producción: | 4.0 in | (101,60 mm) |
| Temperatura del cabezal: | 60,0 °F | (15,56 °C) |
| Presión de Descarga: | 200,0 psia | (13,79 bar) |

**POZO: LV-31**

Campo: La Victoria

Ubicación: Edo. Apure

DATOS.-

| | | |
|--|-----------------|---|
| Gravedad API del Petróleo: | 30,1 °API | (0,876 g/cm ³) |
| Gravedad Específica del gas: | 0,70 | |
| Concentración de Sólidos en el Agua: | 1437,6 ppm | |
| GOR: | 69,0 SCF/STB | (12,29 m ³ /m ³) |
| Corte de Agua: | 91,0 % | |
| Presión del Reservorio: | 5000,0 psia | (344,74 bar) |
| Temperatura del Reservorio: | 200,0 °F | (93,33 °C) |
| Índice de Productividad: | 0,20 STB/d/psia | (5,34E-06 m ³ /s/bar) |
| Tasa Máxima de Producción: | 982,7 STB/d | (1,81E-03 m ³ /s) |
| Tasa de Diseño: | 490,0 STB/d | (9,02E-04 m ³ /s) |
| Profundidad del Pozo: | 10566,0 ft | (3220,52 m) |
| Profundidad de Asentamiento: | 7800,0 ft | (2377,44 m) |
| Diámetro Interno del Revestidor: | 6,279 in | (159,49 mm) |
| Diámetro Interno de la Tubería de Producción: | 4.89 in | (124,21 mm) |
| Temperatura del cabezal: | 60,0 °F | (15,56 °C) |
| Presión de Descarga: | 200,0 psia | (13,79 bar) |

**POZO:** GUA-400

Campo: Guafita

Ubicación: Edo. Apure

DATOS.-

| | | |
|--|-------------------|--|
| Gravedad API del Petróleo: | 29,0 °API | (0,882 g/cm ³) |
| Gravedad Específica del gas: | 0,65 | |
| Concentración de Sólidos en el Agua: | 30226,8 ppm | |
| GOR: | 32,61 SCF/STB | (5,81 m ³ /m ³) |
| Corte de Agua: | 54,0% | |
| Presión del Reservorio: | 3100,0 psia | (213,74 bar) |
| Temperatura del Reservorio: | 250,0 °F | (121,11 °C) |
| Índice de Productividad: | 2,8978 STB/d/psia | (7,73E-05 m ³ /s/bar) |
| Tasa Máxima de Producción: | 7908,9 STB/d | (1,46E-02 m ³ /s) |
| Tasa de Diseño: | 4000,0 STB/d | (7,36E-03 m ³ /s) |
| Profundidad del Pozo: | 7980,0 ft | (2432,30 m) |
| Profundidad de Asentamiento: | 5000,0 ft | (1524,00 m) |
| Diámetro Interno del Revestidor: | 6,18 in | (156,97 mm) |
| Diámetro Interno de la Tubería de Producción: | 2,83 in | (71,88 mm) |
| Temperatura del cabezal: | 60,0 °F | (15,56 °C) |
| Presión de Descarga: | 40,0 psia | (2,76 bar) |

**POZO:** GUA-280

Campo: Guafita

Ubicación: Edo. Apure

DATOS.-

| | | |
|--|-------------------|--|
| Gravedad API del Petróleo: | 28,0 °API | (0,887 g/cm ²) |
| Gravedad Específica del gas: | 0,65 | |
| Concentración de Sólidos en el Agua: | 30226,8 ppm | |
| GOR: | 10,0 SCF/STB | (1,78 m ³ /m ³) |
| Corte de Agua: | 34,0 % | |
| Presión del Reservorio: | 3100,0 psia | (213,74 bar) |
| Temperatura del Reservorio: | 190,0 °F | (87,78 °C) |
| Índice de Productividad: | 0,6078 STB/d/psia | (1,62E-05 m ³ /s/bar) |
| Tasa Máxima de Producción: | 1875,2 STB/d | (3,45E-03 m ³ /s) |
| Tasa de Diseño: | 1190,0 STB/d | (2,19E-03 m ³ /s) |
| Profundidad del Pozo: | 8100,00 ft | (2468,88 m) |
| Profundidad de Asentamiento: | 7000,00 ft | (2133,60 m) |
| Diámetro Interno del Revestidor: | 9,05 in | (229,87 mm) |
| Diámetro Interno de la Tubería de Producción: | 4,0 in | (101,60 mm) |
| Temperatura del cabezal: | 60,0 °F | (15,56 °C) |
| Presión de Descarga: | 200,0 psia | (13,79 bar) |

**POZOS PARA PRUEBAS CON BCP:****POZO: ARE-17**

Campo: Arecuna

Ubicación: Edo. Anzoátegui

DATOS.-

| | | |
|---|-------------------|--|
| Gravedad API del Petróleo: | 9,7 °API | (1,002 g/cm ²) |
| Gravedad Específica del gas: | 0,67 | |
| GOR: | 650 SCF/STB | (115,77 m ³ /m ³) |
| Corte de Agua: | 11,7 % | |
| Presión de Burbujeo del petróleo: | 925 psia | (63,78 bar) |
| Presión del Reservorio: | 1198 psia | (82,60 bar) |
| Temperatura en las perforaciones: | 160 °F | (71,11 °C) |
| Índice de Productividad: | 1,4371 STB/d/psia | (3,84E-05 m ³ /s/bar) |
| Tasa Máxima de Producción: | 1130,2378 STB/d | (2,08E-03 m ³ /s) |
| Tasa de Diseño: | 400 STB/d | (7,36E-04 m ³ /s) |
| Profundidad del Pozo: | 3838 ft | (1169,82 m) |
| Profundidad de Asentamiento: | 3400 ft | (1036,32 m) |
| Diámetro Interno del Revestidor: | 6,366 in | (161,70 mm) |
| Diámetro Interno de la Tubería de Producción | 3,958 in | (100,53 mm) |
| Longitud de la Línea de Flujo: | 3990 ft | (1216,15 m) |
| Diámetro Interno de la Línea de Flujo: | 6,065 in | (154,05 mm) |
| Temperatura del cabezal: | 100 °F | (37,78 °C) |
| Presión en el separador: | 100 psia | (6,89 bar) |
| Temperatura en el separador: | 60 °F | (15,56 °C) |
| Presión Anular | 0 psi | (0 bar) |

**POZO: ORO-82**

Campo: Orocuál

Ubicación: Edo. Monagas

DATOS.-

| | | |
|---|------------------|---|
| Gravedad API del Petróleo: | 11,6 °API | (0,989 g/cm ²) |
| Gravedad Específica del gas: | 0,66 | |
| GOR: | 400 SCF/STB | (71,24 m ³ /m ³) |
| Corte de Agua: | 20,8 % | |
| Presión de Burbujeo del petróleo: | 1480 psia | (102,04 bar) |
| Presión del Reservorio: | 1350 psia | (93,08 bar) |
| Temperatura en las Perforaciones: | 120 °F | (48,89 °C) |
| Índice de Productividad: | 1,149 STB/d/psia | (3,07E-05 m ³ /s/bar) |
| Tasa Máxima de Producción: | 862,3737 STB/d | (1,59E-03 m ³ /s) |
| Tasa de Diseño: | 400 STB/d | (7,36E-04 m ³ /s) |
| Profundidad del Pozo: | 3337 ft | (1017,12 m) |
| Profundidad de Asentamiento: | 2652 ft | (808,33 m) |
| Diámetro Interno del Revestidor: | 9,001 in | (228,63 mm) |
| Diámetro Interno de la Tubería de Producción | 3,958 in | (100,53 mm) |
| Longitud de la Línea de Flujo: | 150 ft | (45,72 m) |
| Diámetro Interno de la Línea de Flujo: | 8,071 in | (205,00 mm) |
| Temperatura del cabezal: | 85 °F | (29,44 °C) |
| Presión en el separador: | 70 psia | (4,83 bar) |
| Temperatura en el separador: | 60 °F | (15,56 °C) |
| Presión Anular | 20 psi | (1,38 bar) |

**POZO:** TJU-14

Campo: Tía Juana

Ubicación: Edo. Zulia

DATOS.-

| | | |
|---|-------------------|---|
| Gravedad API del Petróleo: | 20 °API | (0,934 g/cm ²) |
| Gravedad Específica del gas: | 0,7 | |
| GOR: | 350 SCF/STB | (62,34 m ³ /m ³) |
| Corte de Agua: | 10 % | |
| Presión de Burbujeo del petróleo: | 500 psia | (34,47 bar) |
| Presión del Reservorio: | 500 psia | (34,47 bar) |
| Temperatura del Reservorio: | 180 °F | (82,22 °C) |
| Índice de Productividad: | 1,7677 STB/d/psia | (4,72E-05 m ³ /s/bar) |
| Tasa Máxima de Producción: | 491,1111 STB/d | (9,04E-04 m ³ /s) |
| Tasa de Diseño: | 350 STB/d | (6,44E-04 m ³ /s) |
| Profundidad del Pozo: | 2863 ft | (872,64 m) |
| Profundidad de Asentamiento: | 2680 ft | (816,86 m) |
| Diámetro Interno del Revestidor: | 6,366 in | (161,70 mm) |
| Diámetro Interno de la Tubería de Producción | 3,958 in | (100,53 mm) |
| Temperatura del cabezal: | 85 °F | (29,44 °C) |
| Presión de Descarga: | 80 psia | (5,52 bar) |
| Presión Anular | 80 psi | (5,52 bar) |

**POZO: WELL-570**

Ejemplo de prueba de BCPI.

DATOS.-

| | | |
|---|-------------------|---|
| Gravedad API del Petróleo: | 10,4 °API | (0,997 g/cm ²) |
| Gravedad Específica del gas: | 0,7 | |
| GOR: | 100 SCF/STB | (17,81 m ³ /m ³) |
| Corte de Agua: | 20 % | |
| Presión de Burbujeo del petróleo: | 1200 psia | (82,74 bar) |
| Presión del Reservorio: | 2589 psia | (178,51 bar) |
| Temperatura del Reservorio: | 200 °F | (93,33 °C) |
| Índice de Productividad: | 0,3887 STB/d/psia | (1,04E-05 m ³ /s/bar) |
| Tasa Máxima de Producción: | 800 STB/d | (1,47E-03 m ³ /s) |
| Profundidad del Pozo: | 7178 ft | (2187,85 m) |
| Profundidad de Asentamiento: | 6057 ft | (1846,17 m) |
| Diámetro Interno del Revestidor: | 6,366 in | (161,70 mm) |
| Diámetro Interno de la Tubería de Producción | 2,992 in | (76,00 mm) |
| Temperatura del cabezal: | 100 °F | (37,78 °C) |
| Presión de descarga: | 50 psia | (3,45 bar) |
| Presión Anular | 100 psi | (6,89 bar) |



3.1.1 Evaluación de la predicción del Comportamiento del Sistema.

Con el objeto de evaluar como es la predicción que hace el algoritmo del comportamiento del sistema en flujo natural, se realiza la corrida del pozo Well – 570, para ello se determina la curva del sistema por medio de todas las correlaciones disponible en el algoritmo, estas son la correlación de Hagedorn & Brown, la correlación de Beggs & Brill y el Modelo Mecanístico de Ansari. Con esto se determina el gradiente de presión requerido por el sistema para producir la tasa de diseño. Estos valores son comparados con los gradientes de presión requeridos determinados, corriendo el mismo pozo en el programa comercial y para las mismas correlaciones.

| Correlación | Diferencial de Presión Requerido | | |
|-------------|----------------------------------|--------------------------|--------|
| | BES_BCP | WellFlo | Error |
| H&B | 1544,880 psia (106,52 bar) | 1362,6 psia (93,95 bar) | 13,3 % |
| B&B | 1650,373 psia (113,79 bar) | 1608,7 psia (110,92 bar) | 2,5 % |
| MMA | 1754,194 psia (120,95 bar) | 2840,5 psia (195,85 bar) | 38,2 % |

Al comparar los valores mostrados en la tabla, se observa, que el algoritmo calculó el gradiente de presión requerido con un error del 13,3 % para la correlación de H&B, con un error de 2,5 % para la correlación de B&B y por ultimo el error para el modelo mecanístico de Ansari fue de 38,2 %, todas respecto al Wellflo.

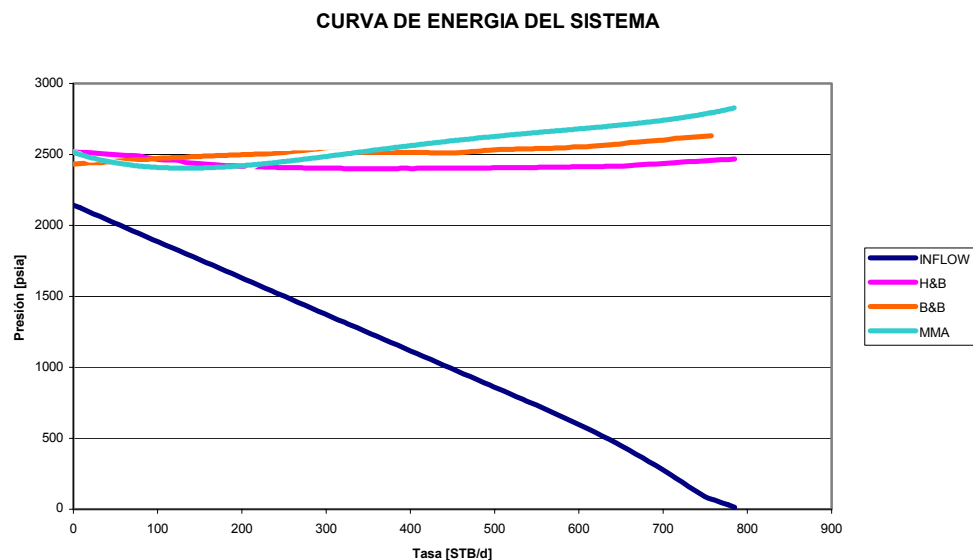


Fig. 53 Energía del Sistema con diferentes Correlaciones. Pozo Well - 570



3.1.2 Diseño de Bombeo Electrosumergible.

Para la evaluación del diseño del método de bombeo por medio de bombas electrosumergibles, se toman los datos del fluido, de la completación y de la producción de cuatro pozos, se introducen en el algoritmo para hacer el análisis de dichos pozos, para luego, de ser necesario recomendar las bombas que pudieran ser empleadas. Este diseño se realiza en función a el diferencial de presión que el sistema requiere sea proporcionado por la bomba para producir una tasa determinada.

Para validar la selección hecha por el algoritmo se corren esos mismos pozos en un programa comercial de amplio uso en la industria a nivel nacional e internacional como es el WellFlo. Una vez hecho esto se procede a comparar si los modelos de bombas recomendados por el algoritmo son iguales a los que recomienda el programa comercial, y por ultimo se comparan las condiciones de operación de aquellas bombas que hayan sido recomendadas tanto por el algoritmo como por el programa comercial.

La comparación es realizada para cada uno de los cuatro pozos analizados por medio de las siguientes tablas, en las cuales se esquematiza los resultados obtenidos para los diseños hechos tanto en el programa comercial como el algoritmo. También es determinado el error que presenta los valores determinados por medio del algoritmo respecto al programa comercial, para cada uno de los parámetros calculado.



POZO: Bes - Example

Bombas Recomendadas:

| Algoritmo BES_BCP |
|--------------------------|
| GC6100 |
| GC8200 |

| WellFlo |
|----------------|
| GC6100 |
| GC8200 |

Por medio de los cuadros comparativos se puede observar que el algoritmo recomienda los mismos modelos de bombas que el programa comercial. Y se aprecia de manera general para todos los modelos, que el algoritmo calculó el diferencial de presión requerido con un error del 16,87 % respecto al programa comercial.

Condiciones de Operación.-

Modelo: GC6100

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|---|---|--------------|
| Diferencial de Presión | 1295,94 psia (89,35 bar) | 1558,924 psia (107,48 bar) | 16,87 % |
| Tasa de Operación | 6000 stb/d (1,10E-02 m ³ /s) | 6000 stb/d (1,10E-02 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 119 | 115,4 - 118 | 3,12 % |
| Potencia | 235,581 hp (175,67 Kw) | 250,842 hp (187,05 Kw) | 6,08 % |
| Altura | 3974,803 ft (1211,52 m) | 4017,294 ft (1224,47m) | 1,06 % |
| Eficiencia | 83,94 % | 76,41 % | 9,85 % |
| Nivel de Sumergencia | 3786,4907 ft (1154,12m) | - | - |

Para este modelo de bomba, se observa en la tabla, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 3,12 %, la potencia se calculó con un error de 6,08 %, la altura con un error de 1,06 % y por ultimo el error en el cálculo de la eficiencia fue de 9,85 %.



Modelo: GC8200

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|---|---|--------------|
| Diferencial de Presión | 1295,94 psia (89,35 bar) | 1558,924 psia (107,48 bar) | 16,87 % |
| Tasa de Operación | 6000 stb/d (1,10E-02 m ³ /s) | 6000 stb/d (1,10E-02 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 125 | 120,6 - 123 | 3,65 % |
| Potencia | 246,858 hp (206,45 Kw) | 253,817 hp (189,27 Kw) | 2,74 % |
| Altura | 4093,841 ft (1247,80 m) | 4017,294 ft (1224,47 m) | 1,90 % |
| Eficiencia | 82,508 % | 75,52 % | 9,25 % |
| Nivel de Sumergencia | 3786,4907 ft (1154,12 m) | - | - |

Para este modelo de bomba, se observa en la tabla, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 3,65 %, la potencia se calculó con un error de 2,74 %, la altura con un error de 1,9 % y por ultimo el error en el calculo de la eficiencia fue de 9,25 %, todos respecto al programa comercial.



POZO: LV - 31

Bombas Recomendadas:

| Algoritmo BES_BCP |
|--------------------------|
| FS400 |
| FS650 |
| FC650 |

| WellFlo |
|----------------|
| FS400 |
| FS650 |
| FC650 |

Se observa que el algoritmo iguala el mismo número y modelo de bombas recomendadas por el programa comercial. Se puede apreciar de manera general para todos los modelos de bombas recomendados, que el algoritmo calculó el diferencial de presión requerido con un error del 0,84 % respecto al programa comercial.

Condiciones de Operación.-

Modelo: FS400

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|--|--|--------------|
| Diferencial de Presión | 2107,67 psia (145,32 bar) | 2089,980 psia (144,10 bar) | 0,84 % |
| Tasa de Operación | 490 stb/d (9,02E-04 m ³ /s) | 490 stb/d (9,02E-04 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 508 | 427,8 - 440 | 15,45 % |
| Potencia | 58,078 hp (43,31 Kw) | 47,227 hp (35,22 Kw) | 2,29 % |
| Altura | 5060,352 ft (1542,40 m) | 5027,859 ft (1532,49 m) | 0,64 % |
| Eficiencia | 31,79 % | 39,59 % | 19,7 % |
| Nivel de Sumergencia | 3787,7488 ft (1154,51 m) | - | - |

Al comparar los valores mostrados en la tabla, que son los parámetros calculados para este modelo de bomba, se observa, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 15,45 %, la potencia se calculó con un error de 2,29 %, la altura con un error de 0,64 % y por último el error en el cálculo de la eficiencia fue de 19,7 %.



Modelo: FS650

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|--|--|--------------|
| Diferencial de Presión | 2107,67 psia (145,32 bar) | 2089,980 psia (144,10 bar) | 0,84 % |
| Tasa de Operación | 490 stb/d (9,02E-04 m ³ /s) | 490 stb/d (9,02E-04 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 168 | 169,1 - 180 | 0,65 % |
| Potencia | 31,499 hp (23,49 Kw) | 31,202 hp (23,27 Kw) | 0,95 % |
| Altura | 4923,908 ft (1500,81 m) | 5027,859 ft (1532,49 m) | 2,07 % |
| Eficiencia | 57,07 % | 59,93 % | 4,7 % |
| Nivel de Sumergencia | 3787,7488 ft (1154,51 m) | - | - |

Para este modelo de bomba, se observa en la tabla, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 0,65 %, la potencia se calculó con un error de 0,95 %, la altura con un error de 2,07 % y por ultimo el error en el calculo de la eficiencia fue de 4,7%.

Modelo: FC650

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|--|--|--------------|
| Diferencial de Presión | 2107,67 psia (145,32 bar) | 2089,980 psia (144,10 bar) | 0,84 % |
| Tasa de Operación | 490 stb/d (9,02E-04 m ³ /s) | 490 stb/d (9,02E-04 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 168 | 169,4 - 184 | 0,82 % |
| Potencia | 31,50 hp (23,49 Kw) | 31,255 hp (23,31 Kw) | 0,78 % |
| Altura | 4959,612 ft (1511,69 m) | 5027,859 ft (1532,49 m) | 1,36 % |
| Eficiencia | 57,47 % | 59,83 % | 3,94 % |
| Nivel de Sumergencia | 3787,7488 ft (1154,51 m) | - | - |

Para este modelo de bomba, se observa en la tabla, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 0,82 %, la potencia se calculó con un error de 0,78 %, la altura con un error de 1,36 % y por ultimo el error en el calculo de la eficiencia fue de 3,94 %.



POZO: GUA - 400

Bombas Recomendadas:

| Algoritmo BES_BCP |
|--------------------------|
| FC4300 |
| FC6000 |
| GC3500 |
| GC4100 |
| GC6100 |
| GC8200 |

| WellFlo |
|----------------|
| GC3500 |
| GC4100 |
| GC6100 |
| GC8200 |

Se observa que el algoritmo recomienda mayor número de bombas que el programa comercial, pero los modelos que el programa comercial recomienda están entre las que el algoritmo recomienda. Respecto a el diferencial de presión requerido por el sistema se puede apreciar de manera general que, para todos los modelos de bombas recomendados, el algoritmo calculó el diferencial de presión requerido con un error del 7.45 % respecto al programa comercial.

Condiciones de Operación.-

Modelo: GC3500

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|---|---|--------------|
| Diferencial de Presión | 1448,67 psia (99,88 bar) | 1348,114 psia (92,95 bar) | 7,45 % |
| Tasa de Operación | 4000 stb/d (7,36E-03 m ³ /s) | 4000 stb/d (7,36E-03 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 168 | 106 -112 | 50,0 % |
| Potencia | 268,412 hp (200,16 Kw) | 162,835 hp (121,43 Kw) | 61,15 % |
| Altura | 3935,414 ft (1199,51 m) | 3628,888 ft (1106,09 m) | 0,08 % |
| Eficiencia | 45,49 % | 73,32 % | 37,80 % |
| Nivel de Sumergencia | 1517.1647 ft (462,43 m) | - | - |

Para este modelo de bomba, se observa en la tabla, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 50 %, la potencia se calculó con un error de 61,15 %, la altura con un error de 0,08 % y por ultimo el error en el calculo de la eficiencia fue de 37,8 %.



Modelo: GC4100

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|---|---|--------------|
| Diferencial de Presión | 1448,67 psia (99,88 bar) | 1348,114 psia (92,95 bar) | 7,45 % |
| Tasa de Operación | 4000 stb/d (7,36E-03 m ³ /s) | 4000 stb/d (7,36E-03 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 138 | 92,2 - 97 | 42,26 % |
| Potencia | 138,077 hp (102,96 Kw) | 146,622 hp (109,34 Kw) | 5,82 % |
| Altura | 4240,742 ft (1292,58 m) | 3628,888 ft (1106,09 m) | 16,86 % |
| Eficiencia | 95,29 % | 81,42 % | 17,03 % |
| Nivel de Sumergencia | 1517.1647 ft (462,43 m) | - | - |

Para este modelo de bomba, se observa en la tabla, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 42,26 %, la potencia se calculó con un error de 5,82 %, la altura con un error de 16,86 % y por ultimo el error en el calculo de la eficiencia fue de 17,03 %.

Modelo: GC6100

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|---|---|--------------|
| Diferencial de Presión | 1448,67 psia (99,88 bar) | 1348,114 psia (92,95 bar) | 7,45 % |
| Tasa de Operación | 4000 stb/d (7,36E-03 m ³ /s) | 4000 stb/d (7,36E-03 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 84 | 81,4 - 83 | 3,19 % |
| Potencia | 172,394 hp (128,55 Kw) | 161,648 hp (120,54 Kw) | 5,82 % |
| Altura | 3633,843 ft (1107,60 m) | 3628,888 ft (1106,09 m) | 6,65 % |
| Eficiencia | 65,41 % | 73,85 % | 11,43 % |
| Nivel de Sumergencia | 1517.1647 ft (462,43 m) | - | - |

Para este modelo de bomba, se observa en la tabla, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 3,19 %, la potencia se calculó con un error de 5,82 %, la altura con un error de 6,65 % y por ultimo el error en el calculo de la eficiencia fue de 11,43 %.



Modelo: GC8200

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|---|---|--------------|
| Diferencial de Presión | 1448,67 psia (99,88 bar) | 1348,114 psia (92,95 bar) | 7,45 % |
| Tasa de Operación | 4000 stb/d (7,36E-03 m ³ /s) | 4000 stb/d (7,36E-03 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 84 | 99 - 103 | 15,15 % |
| Potencia | 154,675 hp (115,34 Kw) | 176,991 hp (131,98 Kw) | 12,6 % |
| Altura | 3718,041 ft (1133,26 m) | 3628,888 ft (1106,09 m) | 2,45 % |
| Eficiencia | 74,60 % | 67,45 % | 10,60 % |
| Nivel de Sumergencia | 1517.1647 ft (462,43 m) | - | - |

Para este modelo de bomba, se observa en la tabla, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 15,15 %, la potencia se calculó con un error de 12,6 %, la altura con un error de 2,45 % y por ultimo el error en el calculo de la eficiencia fue de 10,6 %.



POZO: GUA - 280

Bombas Recomendadas:

| Algoritmo BES_BCP |
|--------------------------|
| DC1250 |
| FC1200 |
| FC1600 |
| FC2700 |
| GC1700 |
| GC2200 |

| WellFlo |
|----------------|
| GC1700 |
| GC2200 |

Como se puede apreciar, el algoritmo recomienda mayor número de bombas que el programa comercial, pero los modelos que el programa comercial recomienda están entre las que el algoritmo recomienda. Respecto a el diferencial de presión requerido por el sistema se puede apreciar de manera general que, para todos los modelos de bombas recomendados, el algoritmo calculó el diferencial de presión requerido con un error del 6.13 % respecto al programa comercial.

Condiciones de Operación.-

Modelo: GC1700

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|---|---|--------------|
| Diferencial de Presión | 2183,19 psia (150,53 bar) | 2057,091 psia (141,83 bar) | 6,13 % |
| Tasa de Operación | 1190 stb/d (2,19E-03 m ³ /s) | 1190 stb/d (2,19E-03 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 95 | 102,1 - 109 | 6,95 % |
| Potencia | 77,052 hp (57,46 Kw) | 83,423 hp (62,21 Kw) | 1,23 % |
| Altura | 5216,551 ft (1590,00 m) | 5614,982 ft (1711,45 m) | 7,09 % |
| Eficiencia | 61,65 % | 65,04 % | 5,21 % |
| Nivel de Sumergencia | 1765,0039 ft (537,97 m) | - | - |

Para este modelo de bomba, se observa en la tabla, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 6,95 %, la potencia se calculó con un error de 1,23 %, la altura con un error de 7,09 % y por ultimo el error en el calculo de la eficiencia fue de 5,21 %.



Modelo: GC2200

| Parámetro | BES_BCP | WellFlo | Error |
|-------------------------|---|---|--------------|
| Diferencial de Presión | 2183,19 psia (150,53 bar) | 2057,091 psia (141,83 bar) | 6,13 % |
| Tasa de Operación | 1190 stb/d (2,19E-03 m ³ /s) | 1190 stb/d (2,19E-03 m ³ /s) | - |
| Frecuencia de Operación | 60 Hz | 60 Hz | - |
| Nº de Etapas | 86 | 103,1 - 112 | 16,6 % |
| Potencia | 70,030 hp (52,22 Kw) | 84,705 hp (63,16 Kw) | 17,32 % |
| Altura | 5312,881 ft (1619,37 m) | 5614,982 ft (1711,45 m) | 5,4 % |
| Eficiencia | 69,11 % | 64,06 % | 7,88 % |
| Nivel de Sumergencia | 1765,0039 ft (537,97 m) | - | - |

Para este modelo de bomba, se observa en la tabla, que el algoritmo calculó el número mínimo de etapas necesario con un error del 16,6 %, la potencia se calculó con un error de 17,32 %, la altura con un error de 5,4 % y por ultimo el error en el calculo de la eficiencia fue de 7,88 %.



3.1.3 Diseño de Bombeo por Cavidades Progresivas.

Para la evaluación del diseño del método de bombeo por medio de bombas de cavidades progresivas se realizan corridas para cuatro pozos y se hace la selección de las bombas adecuadas para cada uno tanto por el algoritmo como por un programa comercial. Esto se hace con el fin de poder comparar los resultados del algoritmo con datos validados.

El programa comercial usado para comparar los resultados fue BCPi (*Bombas de Cavidades Progresivas Intevep*) versión 2.3. Este programa es muy usado a nivel nacional para poder diagnosticar y diseñar sistemas de producción con BCP. La única desventaja del programa es que todavía está en desarrollo y mucho de sus módulos de cálculos no se encuentran terminados o no han sido perfeccionados.

Los rangos usados para la selección de las bombas adecuadas fueron las mismas tanto para BCPi como para el algoritmo, y fueron los siguientes:

- RPM máximo = 300
- RPM mínimo = 100
- Factor de Uso máximo = 4
- Factor de Uso mínimo = 1.5
- Fracción de gas máximo a la entrada* = 60%
- Sumergencia mínima para la bomba* = 200 ft
- Factor de seguridad mínimo para la cabilla* = 2

* No se usan estos parámetros para la preselección en BCPi.

La comparación de resultados es realizada para cada uno de los cuatro pozos analizados por medio de las siguientes tablas, en las cuales se esquematiza los resultados obtenidos para los diseños hechos tanto en el programa comercial como por el algoritmo. También es determinado el error que presenta los valores determinados por medio del algoritmo respecto al programa comercial, para cada uno de los parámetros calculado.



POZO: ARE - 17 (Diseño para una tasa deseada de 400 stb/d)

Bombas Recomendadas:

| BES_BCP | |
|-------------------|---------------|
| FABRICANTE | MODELO |
| BMW | 350-3200 |
| GEREMIA | 24.40-1200 |
| PCM | 200 TP 1200 |

| BCPi | |
|-------------------|---------------|
| FABRICANTE | MODELO |
| BMW | 350-3200 |
| BMW | 750-1500 |
| GEREMIA | 9.50-1700 |
| PCM | 200 TP 1200 |
| PCM | 400 TP 900 |

Se observa que el algoritmo recomiendo tres bombas y que el programa comercial recomendó cinco, de las cuales dos bombas fueron comunes.

Condiciones de Operación.-

Fabricante: BMW Modelo: 350-3200

| Parámetro | BES_BCP | BCPi | Error |
|--------------------------|--|--|--------------|
| Tasa de producción | 400 stb/d (7,36E-04 m ³ /s) | 400 stb/d (7,36E-04 m ³ /s) | - |
| DP requerido | 496 psi (34,20 bar) | 426 psi (29,37 bar) | 16,43 % |
| RPM | 180 | 181 | 0,55 % |
| Factor de uso | 1,7 | 3,3 | 48,48 % |
| Eficiencia Volumétrica | 92,86 % | 94,8 % | 2,05 % |
| Presión de entrada | 729 psia (50,26 bar) | 778 psia (53,64 bar) | 6,30 % |
| Sumergencia | 1689 ft (514,81 m) | 1977 ft (602,59 m) | 14,57 % |
| Máx Esfuerzo (Von Mises) | 15,37 Kpsi (105,97 Mpa) | 14,99 Kpsi (103,35 Mpa) | 2,54 % |
| Potencia | 7 hp (5,22 Kw) | 5 hp (3,73 Kw) | 40,00 % |



Fabricante: PCM Modelo: 200 TP 1200

| Parámetro | BES_BCP | BCPi | Error |
|--------------------------|--|--|--------------|
| Tasa de producción | 400 stb/d (7,36E-04 m ³ /s) | 400 stb/d (7,36E-04 m ³ /s) | - |
| DP requerido | 496 psi (34,20 bar) | 426 psi (29,37 bar) | 16,43 % |
| RPM | 246 | 249 | 1,20 % |
| Factor de uso | 2,45 | 4,0 | 38,75 % |
| Eficiencia Volumétrica | 96,6 % | 97,7 % | 1,13 % |
| Presión de entrada | 729 psia (50,26 bar) | 778 psia (53,64 bar) | 6,30 % |
| Sumergencia | 1689 ft (514,81 m) | 1977 ft (602,59 m) | 14,57 % |
| Máx Esfuerzo (Von Mises) | 12,69 Kpsi (87,49 Mpa) | 12,56 Kpsi (86,60 Mpa) | 1,04 % |
| Potencia | 6 hp (4,47 Kw) | 4 hp (2,98 Kw) | 50,00 % |



POZO: ORO – 82 (Diseño para una tasa deseada de 400 stb/d)

Bombas Recomendadas:

| BES_BCP | | BCPi | |
|-------------------|-------------------|-------------------|---------------|
| FABRICANTE | MODELO | FABRICANTE | MODELO |
| BMW | 350-3200 | GEREMIA | 24.40-1200 |
| GEREMIA | 24.40-1200 | PCM | 200 TP 1200 |
| NETZSCH | NTZ 400*065 ST 33 | | |
| PCM | 200 TP 1200 | | |

Se observa que el algoritmo recomiendo tres bombas y que el programa comercial recomendó cinco, de las cuales dos bombas fueron comunes.

Condiciones de Operación.-

Fabricante: GEREMIA Modelo: 24.40-1200

| Parámetro | BES_BCP | BCPi | Error |
|--------------------------|--|--|--------------|
| Tasa de producción | 400 stb/d (7,36E-04 m ³ /s) | 400 stb/d (7,36E-04 m ³ /s) | - |
| DP requerido | 446 psi (30,75 bar) | 943 psi (65,02 bar) | 52,7 % |
| RPM | 219 | 232 | 5,6 % |
| Factor de uso | 3,6 | 2,6 | 38,46 % |
| Eficiencia Volumétrica | 98,5 % | 93,5 % | 5,35 % |
| Presión de entrada | 698 psi (48,13 bar) | 862 psi (59,43 bar) | 19,03 % |
| Sumergencia | 1559 ft (475,18m) | 2652 ft (808,33 m) | 41,21 % |
| Máx Esfuerzo (Von Mises) | 15,46 Kpsi (106,59 Mpa) | 15,86 Kpsi (109,35 Mpa) | 2,52 % |
| Potencia | 10 hp (7,46 Kw) | 10 hp (7,46 Kw) | 0 |



Fabricante: PCM Modelo: 200 TP 1200

| Parámetro | BES_BCP | BCPi | Error |
|--------------------------|--|--|--------------|
| Tasa de producción | 400 stb/d (7,36E-04 m ³ /s) | 400 stb/d (7,36E-04 m ³ /s) | - |
| DP requerido | 446 psi (30,75 bar) | 943 psi (65,02 bar) | 52,7 % |
| RPM | 233 | 255 | 8,63 % |
| Factor de uso | 2,6 | 1,8 | 44,44 % |
| Eficiencia Volumétrica | 97,2 % | 89,2 % | 8,97 % |
| Presión de entrada | 698 psi (48,13 bar) | 862 psi (59,43 bar) | 19,03 % |
| Sumergencia | 1559 ft (475,18 m) | 2652 ft (808,33 m) | 41,21 % |
| Máx Esfuerzo (Von Mises) | 9,99 Kpsi (68,88 Mpa) | 14,85 Kpsi (102,39 Mpa) | 32,73 % |
| Potencia | 6 hp (4,47 Kw) | 10 hp (7,46 Kw) | 40 |



POZO: TJU – 14 (Diseño para una tasa deseada de 350 stb/d)

Bombas Recomendadas:

| BES_BCP | |
|-------------------|---------------|
| FABRICANTE | MODELO |
| BMW | 350-3200 |
| GEREMIA | 24.40-1200 |
| PCM | 200 TP 1200 |

| BCPi | |
|-------------------|---------------|
| FABRICANTE | MODELO |
| BMW | 350-3200 |

Se observa que el algoritmo recomienda tres bombas y mientras que el programa comercial recomendó solo una que se encuentra dentro de las recomendadas por el algoritmo.

Condiciones de Operación.-

Fabricante: BMW Modelo: 350-3200

| Parámetro | BES_BCP | BCPi | Error |
|--------------------------|--|--|--------------|
| Tasa de producción | 350 stb/d (6,44E-04 m ³ /s) | 350 stb/d (6,44E-04 m ³ /s) | - |
| DP requerido | 536 psi (36,96 bar) | 924 psi (63,71 bar) | 41,99 % |
| RPM | 204 | 274 | 25,55 % |
| Factor de uso | 1,7 | 1,5 | 13,33 % |
| Eficiencia Volumétrica | 92,67 % | 83,8 % | 10,58 % |
| Presión de entrada | 202 psi (13,93 bar) | 176 psi (12,13 bar) | 14,77 % |
| Sumergencia | 242 ft (73,76 m) | 206 ft (62,79 m) | 17,48 % |
| Máx Esfuerzo (Von Mises) | 16,97 Kpsi (117,00 Mpa) | 35,19 Kpsi (242,63 Mpa) | 51,78 % |
| Potencia | 7 hp (5,22 Kw) | 15 hp (11,19 Kw) | 53,33 % |



POZO: WELL – 570 (Diseño para una velocidad de operación deseada de 300 rpm)

Bombas Recomendadas:

| BES_BCP | |
|-------------------|-------------------|
| FABRICANTE | MODELO |
| BMW | 25-6000 |
| GEREMIA | 18.25-150 |
| NETZSCH | NTZ 278*200 ST 10 |

| BCPi | |
|-------------------|-------------------|
| FABRICANTE | MODELO |
| BMW | 25-6000 |
| GEREMIA | 18.25-150 |
| NETZSCH | NTZ 278*200 ST 10 |

El programa BCPi esta todavía en desarrollo y el modulo para la preselección de las bombas en base a una velocidad no se encuentra listo todavía, así que se simularon las mismas bombas seleccionadas en el algoritmo para poder comparar sus condiciones de operación.

Condiciones de Operación.-

Fabricante: BMW Modelo: 25-6000

| Parámetro | BES_BCP | BCPi | Error |
|--------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--------------|
| Tasa de producción | 69 stb/d (1,27E-04 m ³ /s) | 67 stb/d (1,23E-04 m ³ /s) | 2,99 % |
| DP requerido | 788 psi (54,33 bar) | 1118 psi (77,08 bar) | 29,52 % |
| RPM | 300 | 300 | - |
| Factor de uso | 2,56 | 2,3 | 11,3 % |
| Eficiencia Volumétrica | 96,94 % | 93,8 % | 3,35 % |
| Presión de entrada | 1961 psi (135,21 bar) | 1952 psi (134,59 bar) | 0,46 % |
| Sumergencia | 4346 ft (1324,66 m) | 4255 ft (1296,92 m) | 2,14 % |
| Máx Esfuerzo (Von Mises) | 20,12 Kpsi (138,72 Mpa) | 22,91 Kpsi (157,96 Mpa) | 12,18 % |
| Potencia | 8 hp (5,97 Kw) | 1 hp (0,75 Kw) | 700 % |



Fabricante: GEREMIA Modelo: 18.25-150

| Parámetro | BES_BCP | BCPi | Error |
|--------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------|
| Tasa de producción | 86 stb/d (1,58E-4 m ³ /s) | 77 stb/d (1,42E-4 m ³ /s) | 11,69 % |
| DP requerido | 706 psi (48,68 bar) | 1198 psi (82,60 bar) | 41,07 % |
| RPM | 300 | 300 | - |
| Factor de uso | 1,9 | 1,4 | 35,71 % |
| Eficiencia Volumétrica | 94,5 % | 84,1 % | 12,37 % |
| Presión de entrada | 1917 psi (132,17 bar) | 1927 psi (135,21 bar) | .52 % |
| Sumergencia | 4243 ft (1293,27 m) | 4194 ft (1278,33 m) | 1,17 % |
| Máx Esfuerzo (Von Mises) | 19,88 Kpsi (137,07 Mpa) | 19,87 Kpsi (137,00 Mpa) | 0,05 % |
| Potencia | 7 hp (5,22 Kw) | 2 hp (1,49 Kw) | 250 % |

Fabricante: NETZSCH Modelo: NTZ 278*200 ST 10

| Parámetro | BES_BCP | BCPi | Error |
|--------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--------------|
| Tasa de producción | 171 stb/d (3,15E-4 m ³ /s) | 158 stb/d (2,91E-4 m ³ /s) | 8,53 % |
| DP requerido | 1086 psi (74,88 bar) | 1840 psi (126,86 bar) | 40,98 % |
| RPM | 300 | 300 | - |
| Factor de uso | 2,1 | 1,6 | 31,25 % |
| Eficiencia Volumétrica | 95,6 % | 87,5 % | 9,26 % |
| Presión de entrada | 1699 psi (117,14 bar) | 1720 psi (118,59 bar) | 1,22 % |
| Sumergencia | 3728 ft (1136,29 m) | 3701 ft (1128,06 m) | 0,73 % |
| Máx Esfuerzo (Von Mises) | 24,67 Kpsi (170,09 Mpa) | 24,64 Kpsi (169,89 Mpa) | 0,12 % |
| Potencia | 10 hp (7,46 Kw) | 6 hp (4,47Kw) | 66,67 |



3.1.4 Simulación del Método de Bombeo.

La simulación de un sistema que emplea un método de levantamiento artificial, permite realizar un diagnóstico de cómo pudiese ser afectada la producción del sistema al variar ciertos parámetros del mismo. Por consiguiente, la evaluación de la simulación realizada por el algoritmo para sistemas que emplean BES o BCP se hace entonces, en base a diagnósticos de producción.

Para cada uno de los métodos de bombeo, se toman los datos de dos de los cuatro pozos utilizados en el diseño, y se selecciona un modelo de bomba de los recomendados; luego se procede a determinar la tasa de operación de dicho pozo, con la bomba instalada, para luego ver el efecto de la variación de algunos de los parámetros que comúnmente se evalúan en la industria; estos parámetros son la profundidad de asentamiento de la bomba, el diámetro de la tubería de producción, la frecuencia de operación, la presión en el cabezal del pozo y en el caso de BCP, la sarta de cabilla. Lo más importante al hacer estas variaciones es observar el comportamiento de la tasa de operación del sistema.

La validación se realiza simulando en el programa comercial correspondiente al método de bombeo, empleando la misma bomba con las mismas condiciones de operación en el pozo, y variando los mismos parámetros. Entonces se procede a comparar las tasas de operación determinadas por el algoritmo y las tasas de operación determinadas por el programa comercial.

**POZO:** GUA - 400Método de bombeo: **Bomba Electrosumergible.**

Fabricante: CENTRILIFT

Modelo de Bomba: GC6100

Nº de etapas: 89

Frecuencia de Operación: 60 Hz

Eficiencia del Separador: 100%

Análisis de Sensibilidad.-

- Profundidad de Asentamiento de la Bomba

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|---------------------|--|--|
| | BES_BCP | WellFlo |
| 5000 ft (1524,00 m) | 3992,100 STB/d (7,35E-3 m ³ /s) | 4233,505 STB/d (7,79E-3 m ³ /s) |
| 6000 ft (1828,80 m) | 3926,36 STB/d (7,23E-3 m ³ /s) | 4254,008 STB/d (7,83E-3 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema comparada a la obtenida por el programa comercial con un error de 5,7 % para la profundidad de 5000 ft, y con un error de 7,7% para la profundidad de 6000ft.

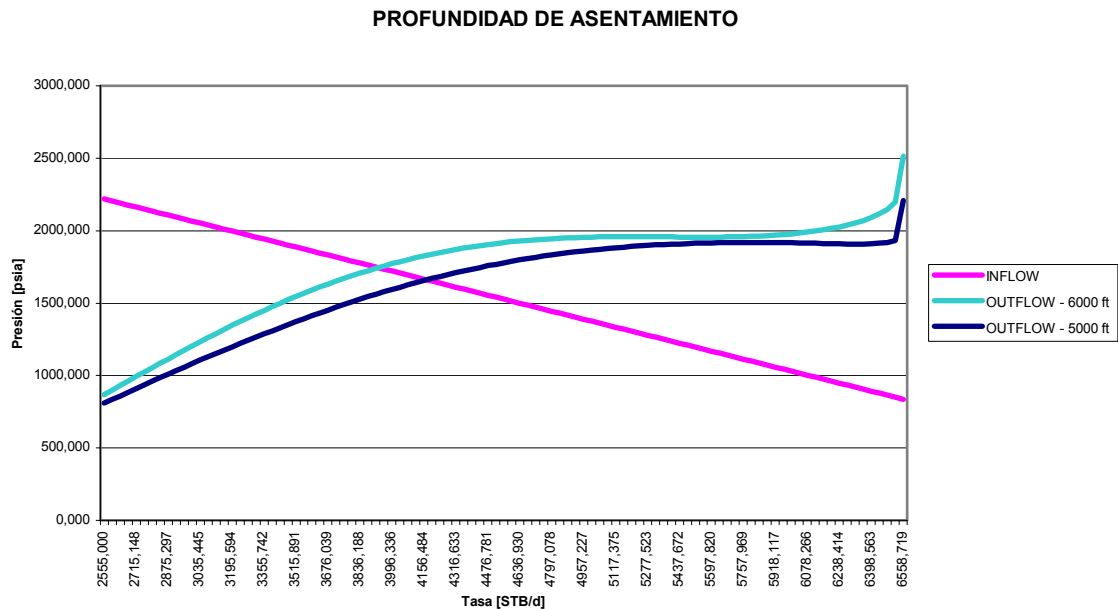


Fig. 54 Sensibilidad de la Profundidad de Asentamiento
Pozo GF-44



- Diámetro de la Tubería de Producción

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|---------------------|--|--|
| | BES_BCP | WellFlo |
| 2,83 in (71,88 bar) | 3992,100 STB/d (7,35E-3 m ³ /s) | 4140,216 STB/d (7,62E-3 m ³ /s) |
| 3,50 in (88,90 bar) | 4061,550 STB/d (7,47E-3 m ³ /s) | 4344,830 STB/d (8,00E-3 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 3,57 % para un diámetro de 2,830 in comparada a la del programa comercial, y con un error de 6,5% un diámetro de 3,50 in.

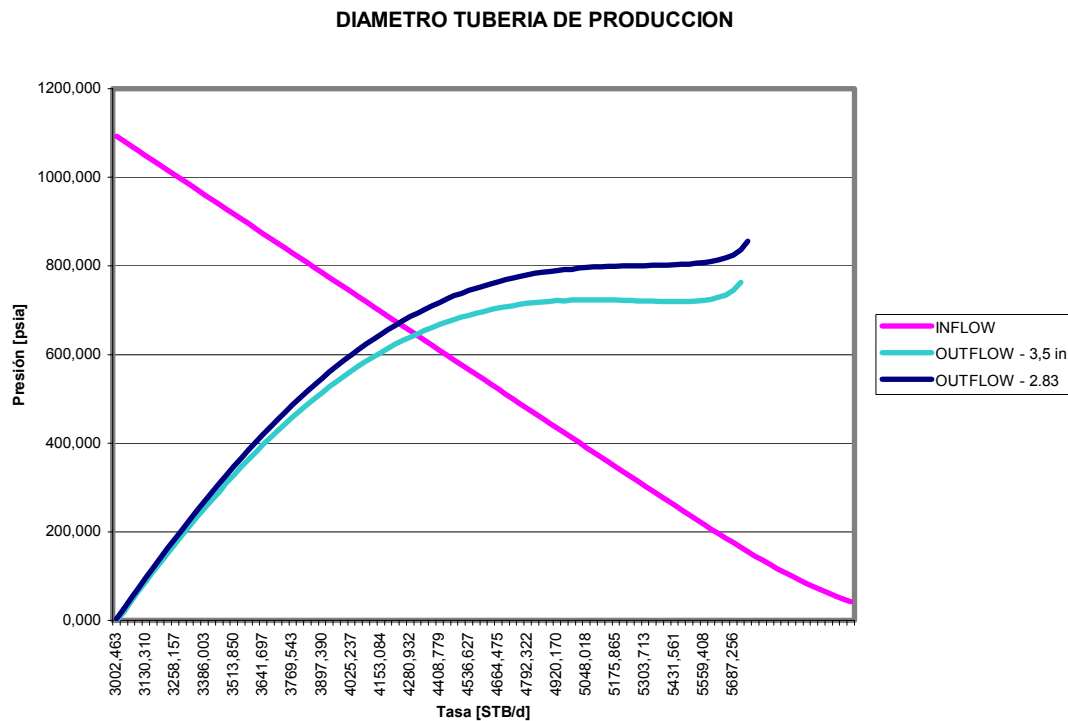


Fig. 55 Sensibilidad del Diámetro de la Tubería de Producción
Pozo GF-44



- Frecuencia de Operación

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|-----------|--|--|
| | BES_BCP | WellFlo |
| 60 Hz | 3992,100 STB/d (7,35E-3 m ³ /s) | 4233,425 STB/d (7,79E-3 m ³ /s) |
| 65 Hz | 4307,870 STB/d (7,93E-3 m ³ /s) | 4719,021 STB/d(6,68E-3 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 3,57 % para una frecuencia de operación 60 Hz, y para el caso de frecuencia 70 Hz el programa comercial no determina tasa de operación.

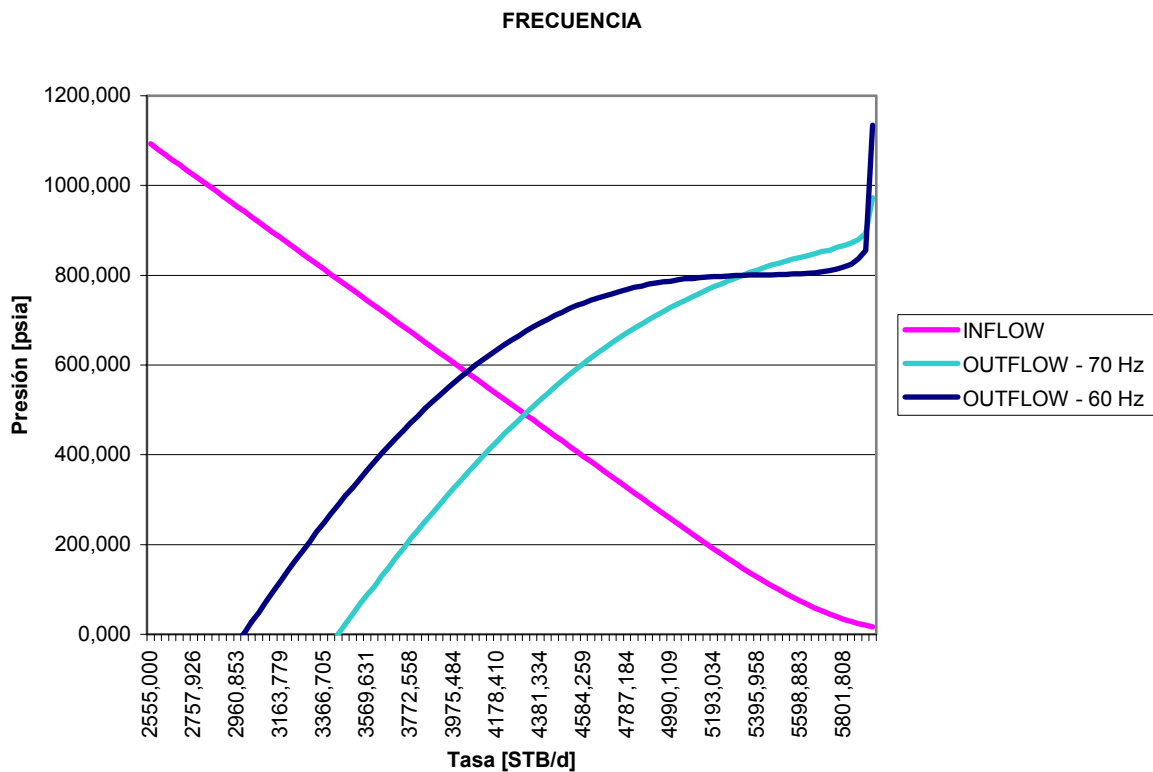


Fig. 56 Sensibilidad de la Frecuencia
Pozo GF-44



- Presión de Descarga

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|------------------------|--|--|
| | BES_BCP | WellFlo |
| 40,0 psia (2,76 bar) | 3992,100 STB/d (7,35E-3 m ³ /s) | 4233,402 STB/d (7,79E-3 m ³ /s) |
| 200,0 psia (13,79 bar) | 3745,520 STB/d (6,89E-3 m ³ /s) | 3874,607 STB/d(7,13E-3 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 5,7 % para una presión de descarga de 40 psia, respecto a la determinada por el programa comercial, y con un error de 3,3% para una presión de descarga de 200 psia.

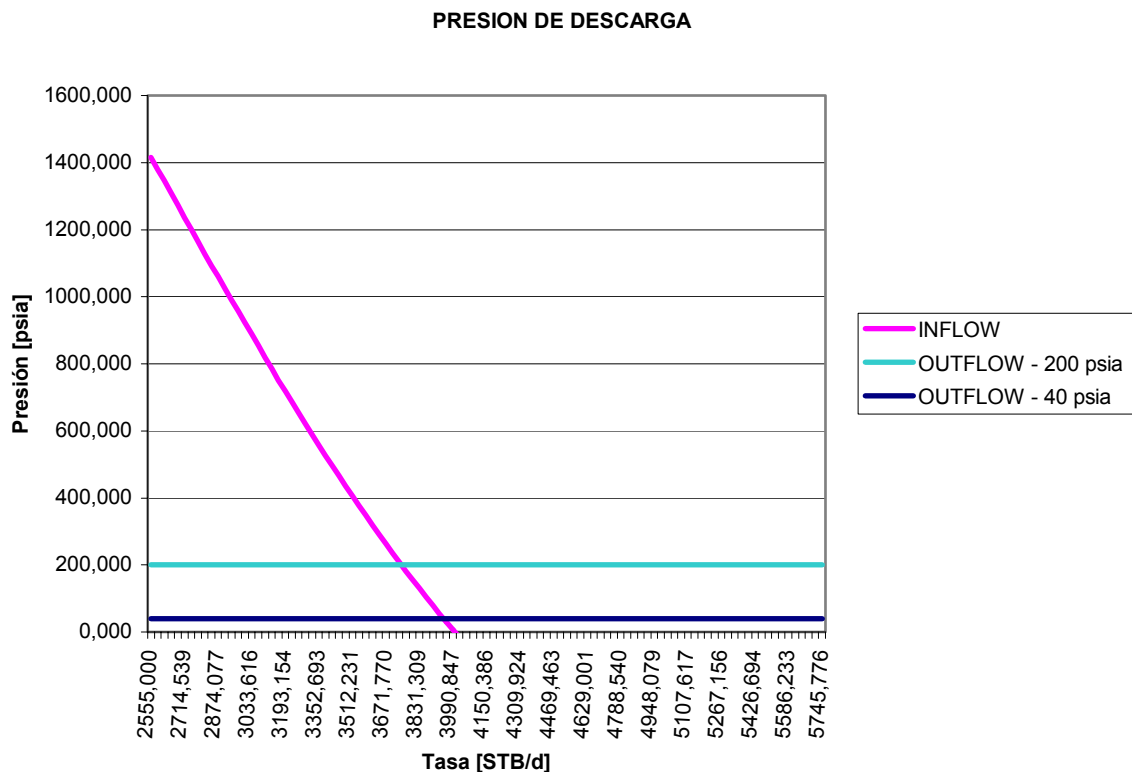


Fig. 57 Sensibilidad de la Presión de Descarga
Pozo GF-44

**POZO: BES – EXAMPLE**Método de bombeo: **Bomba Electrosumergible.**

Fabricante: CENTRILIFT

Modelo de Bomba: GC8200

Nº de etapas: 118

Frecuencia de Operación: 60 Hz

Eficiencia del Separador: 80%

Análisis de Sensibilidad.-

- Profundidad de Asentamiento de la Bomba

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|---------------------|---|--|
| | BES_BCP | WellFlo |
| 8000 ft (2438,40 m) | 6481,83 STB/d (1,19E-2 m ³ /s) | 5933,655 STB/d (1,09E-2 m ³ /s) |
| 7000 ft (2133,60 m) | 6450,35 STB/d (1,19E-2 m ³ /s) | 5872,422 STB/d (1,08E-2 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema comparada a la obtenida por el programa comercial con un error de 5,7 % para la profundidad de 8000 ft, y con un error de 7,7% para la profundidad de 7000ft.

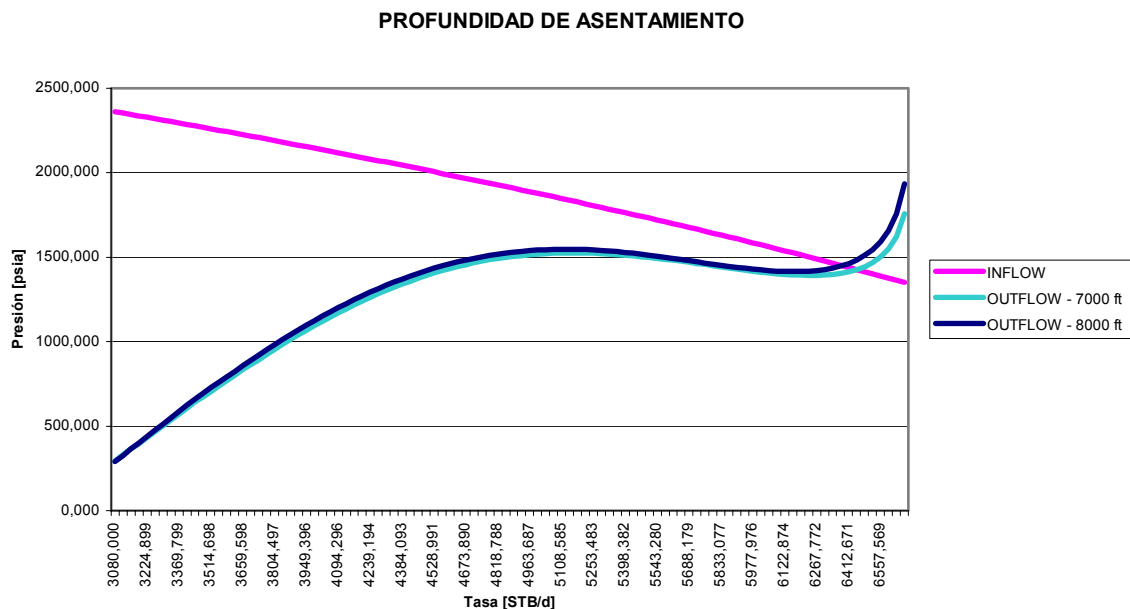


Fig. 58 Sensibilidad de la Profundidad de Asentamiento
Pozo BES-EXAMPLE



- Diámetro de la Tubería de Producción

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|---------------------|---|---|
| | BES_BCP | WellFlo |
| 4,0 in (101,60 bar) | 6481,83 STB/d (1,19E-2 m ³ /s) | 5921,17 STB/d (1,09E-2 m ³ /s) |
| 3,5 in (88,90 bar) | 6168,70 STB/d (1,14E-2 m ³ /s) | 5911,16 STB/d (1,09E-2 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 9,46 % para un diámetro de 4,0 in comparada a la del programa comercial, y con un error de 4,3% un diámetro de 3,5 in.

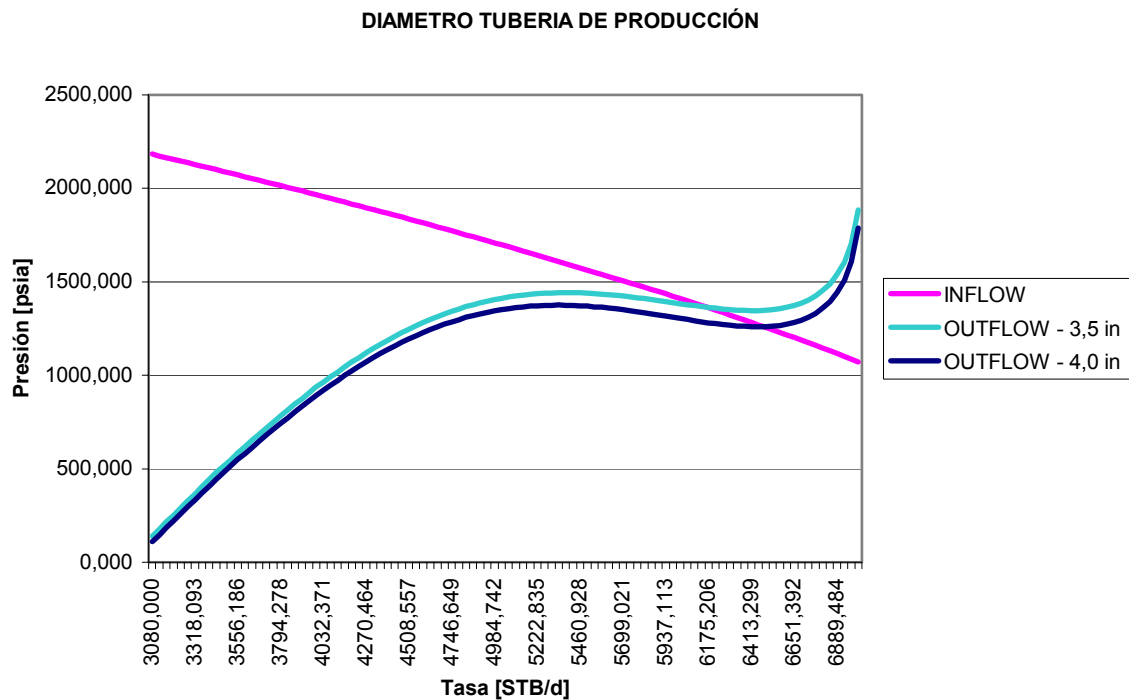


Fig. 59 Sensibilidad del Diámetro de la Tubería de Producción
Pozo BES-EXAMPLE



- Frecuencia de Operación

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|-----------|---|--|
| | BES_BCP | WellFlo |
| 60 Hz | 6481,83 STB/d (1,19E-2 m ³ /s) | 5921,168 STB/d (1,09E-2 m ³ /s) |
| 50 Hz | 6097,25 STB/d (1,12E-2 m ³ /s) | 4950,222 STB/d (9,11E-3 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 9,45 % para una frecuencia de operación 60 Hz, y para el caso de frecuencia 50 Hz con un error de 23,1 %.

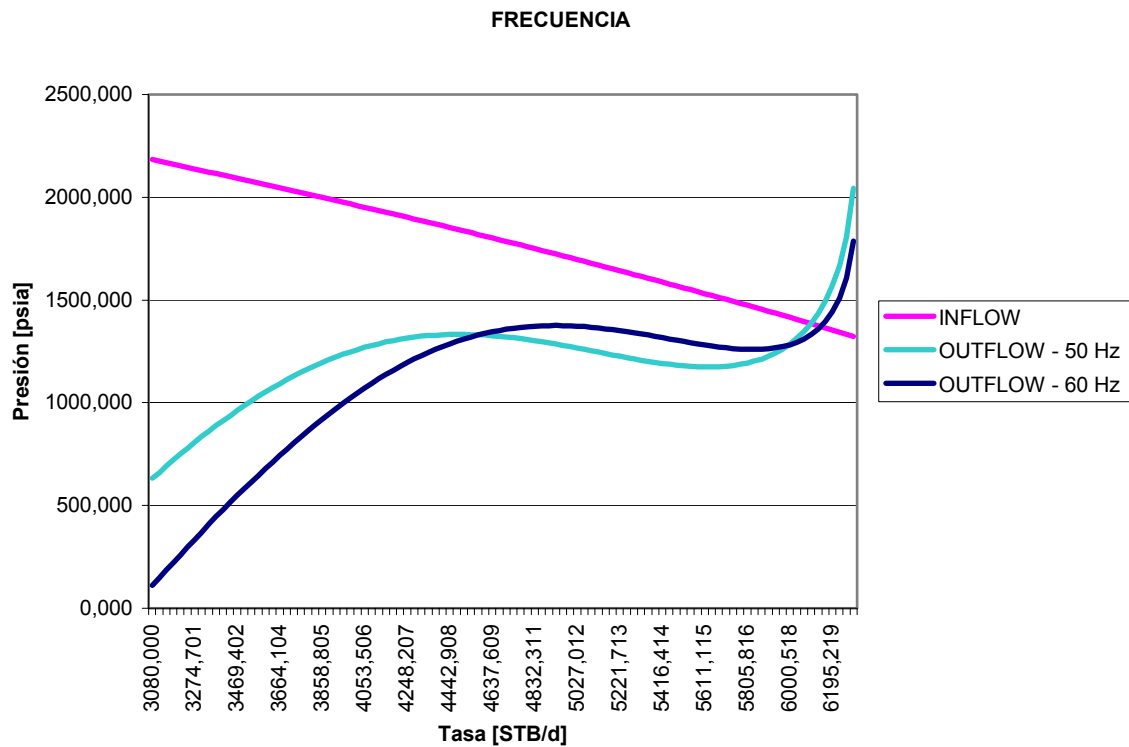


Fig. 60 Sensibilidad de la Frecuencia Pozo BES-EXAMPLE



- Presión de Descarga

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|------------------------|---|--|
| | BES_BCP | WellFlo |
| 200,0 psia (13,79 bar) | 6481,83 STB/d (1,19E-2 m ³ /s) | 5930,116 STB/d (1,09E-2 m ³ /s) |
| 300,0 psia (20,68 bar) | 5267,09 STB/d (9,69E-3 m ³ /s) | 5461,816 STB/d (1,01E-2 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 8,24 % para una presión de descarga de 200 psia, respecto a la determinada por el programa comercial, y con un error de 3,59% para una presión de descarga de 300 psia.

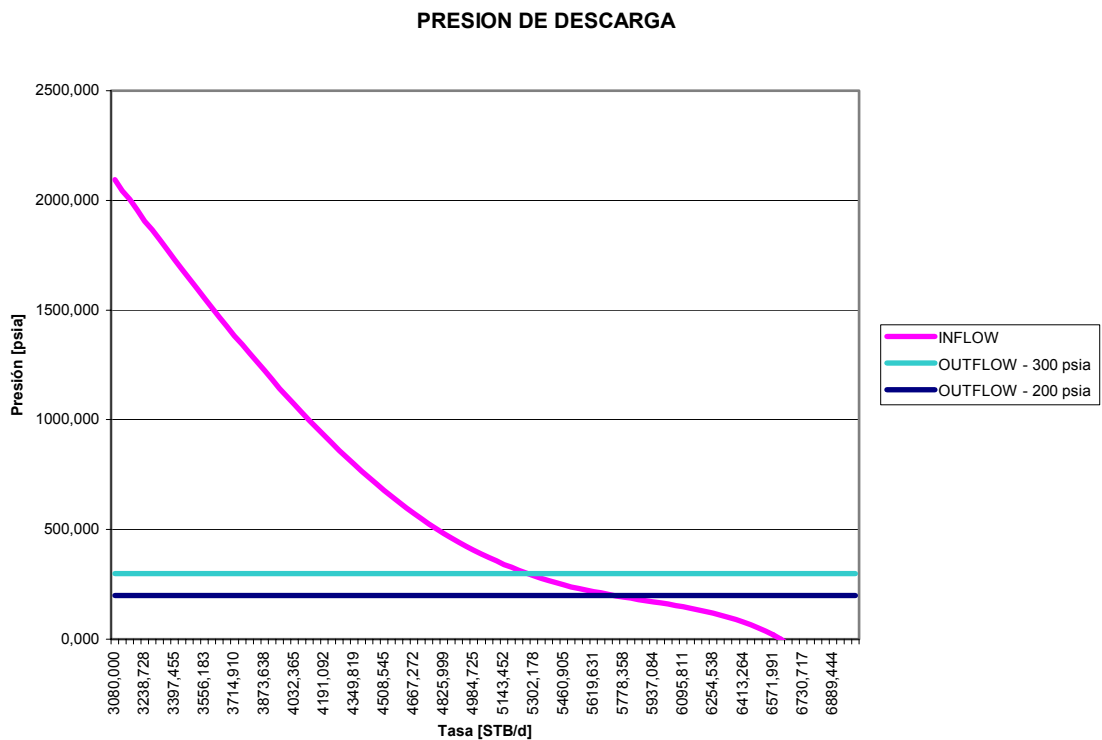


Fig. 61 Sensibilidad de la Presión de Descarga Pozo BES-EXAMPLE

**POZO: ARE - 17**

Metodo de bombeo: **Bomba de Cavidades Progresivas.**

Fabricante: PCM

Modelo de Bomba: 200 TP 1200

RPM: 245,6

Cabilla: Grado *K*; diámetro 1 ¼ in; acople *NORMAL*

Eficiencia del Ancla de gas: 50%

Análisis de Sensibilidad.-

- Profundidad de Asentamiento de la Bomba

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|---------------------|--|--|
| | BES_BCP | BCPi |
| 3000 ft (914,40 m) | 363,48 STB/d (6,69E-4 m ³ /s) | 340,88 STB/d (6,27E-4 m ³ /s) |
| 3700 ft (1127,76 m) | 425,82 STB/d (7,84E-4 m ³ /s) | 425,81 STB/d (7,84E-4 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 6,6 % para una profundidad de asentamiento de la bomba de 3000 ft, respecto a la determinada por el programa comercial, y con un error de 0,0% para una profundidad de 3700 ft.

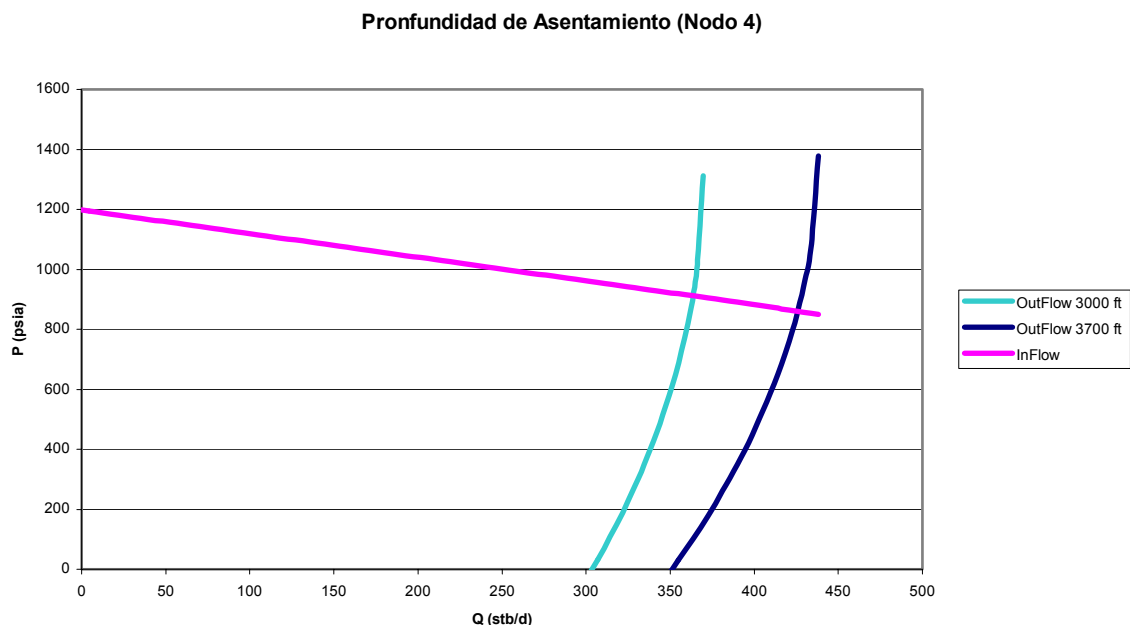


Fig. 62 Sensibilidad a la profundidad de Asentamiento
Pozo MFA-170



- Diámetro de la Tubería de Producción

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|----------------------|--|--|
| | BES_BCP | BCPi |
| 3,958 in (100,53 mm) | 401,25 STB/d (7,38E-4 m ³ /s) | 396,37 STB/d (7,29E-4 m ³ /s) |
| 3,068 in (77,93 mm) | 328,46 STB/d (6,04E-4 m ³ /s) | 335,22 STB/d (6,17E-4 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 1,2 % para un diámetro interno de la tubería de producción de 3,958 in respecto a la determinada por el programa comercial, y con un error de 2,0% para un diámetro de 3,068 in.

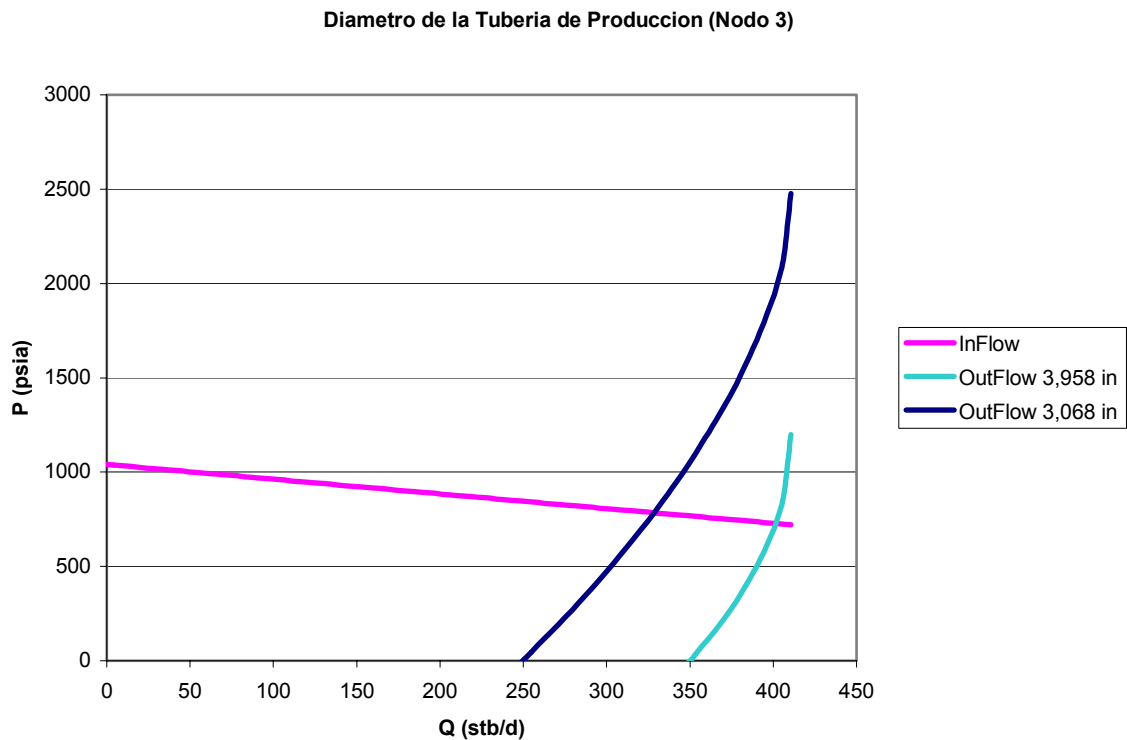


Fig. 63 Sensibilidad al diámetro de tubería de producción
Pozo MFA-170



- Velocidad de operación.

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|-----------|--|--|
| | BES_BCP | BCPi |
| 200 rpm | 341,65 STB/d (6,29E-4 m ³ /s) | 332,95 STB/d (6,13E-4 m ³ /s) |
| 300 rpm | 464,32 STB/d (8,54E-4 m ³ /s) | 463,19 STB/d (8,52E-4 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 2,6 % para una velocidad de operación de la bomba de 200 rpm respecto a la determinada por el programa comercial, y con un error de 0,2% para una velocidad de 300 rpm.

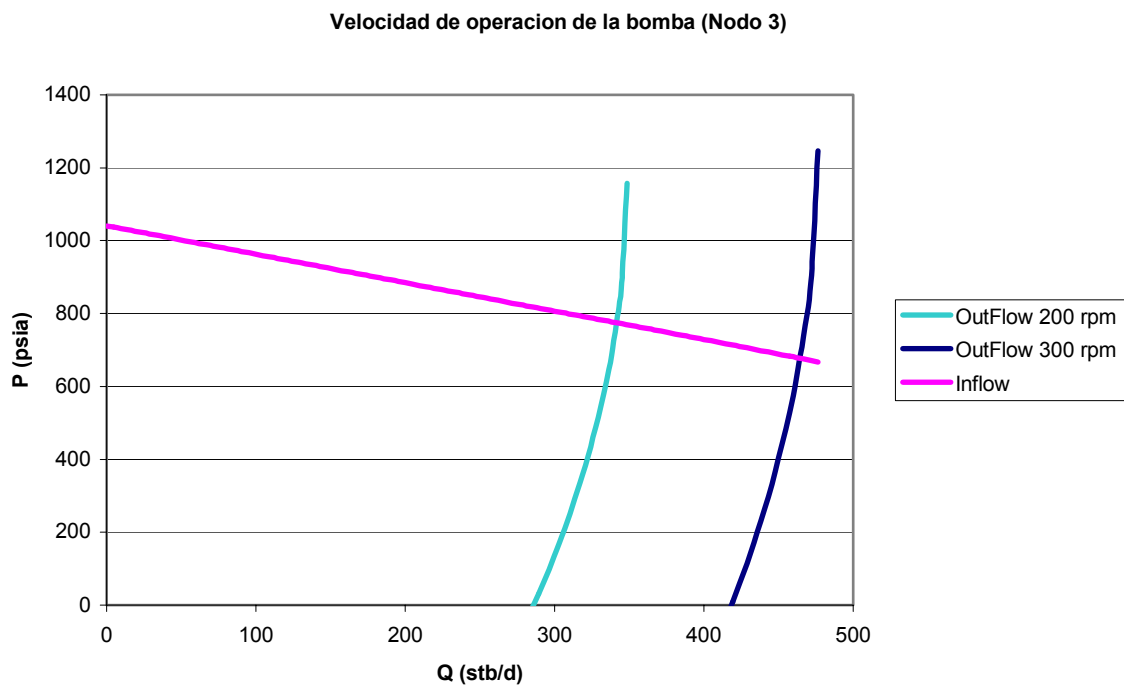


Fig. 64 Sensibilidad a la velocidad de operación de la bomba
Pozo MFA-170



- Tipo de cabilla.

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|--------------------------------|--|--|
| | BES_BCP | BCPi |
| Cabilla 1¼", con acople NORMAL | 401,25 STB/d (7,38E-4 m ³ /s) | 396,37 STB/d (7,29E-4 m ³ /s) |
| Cabilla continua 1" | 407,13 STB/d (7,49E-4 m ³ /s) | 397,51 STB/d (7,31E-4 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 1,2 % para una cabilla de 1¼ in con acople normal respecto a la determinada por el programa comercial, y con un error de 2,4% para una cabilla continua.

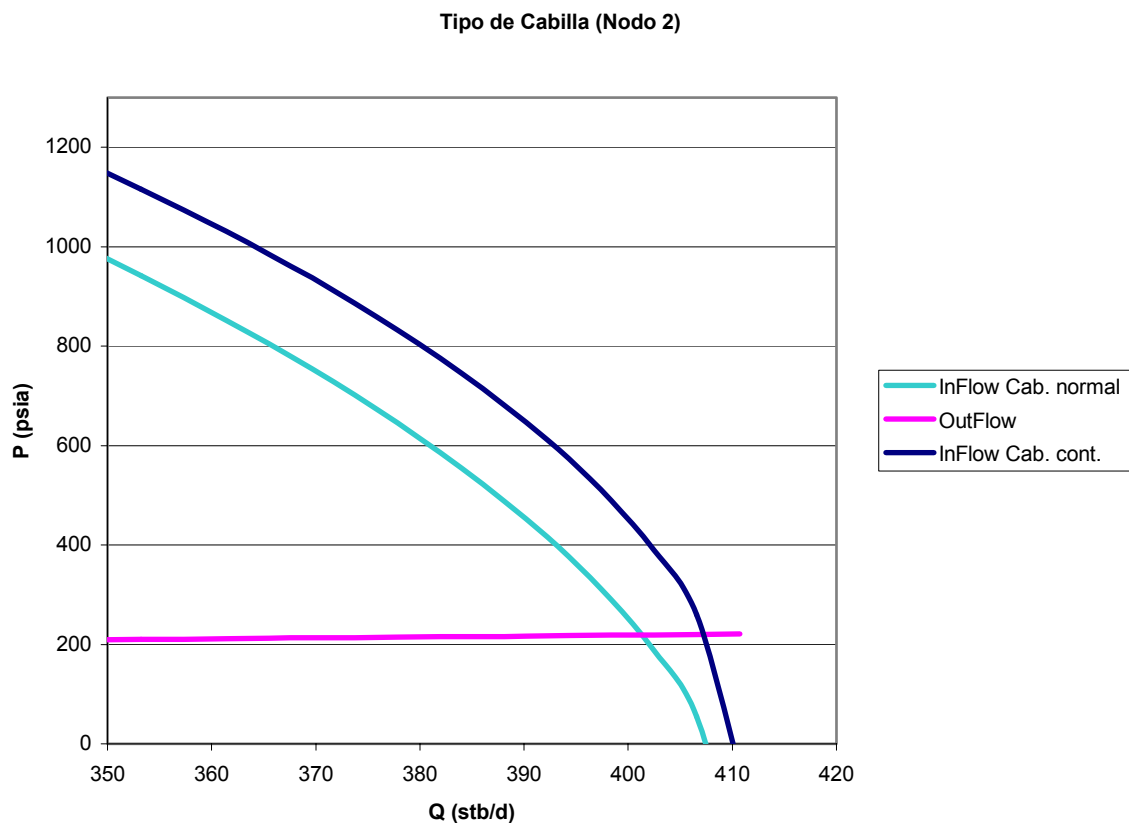


Fig. 65 Sensibilidad a la cabilla Pozo MFA-170

**POZO:** TJU - 14Método de bombeo: **Bomba de Cavidades Progresivas.**

Fabricante: BMW

Modelo de Bomba: 350-3200

RPM: 204,52

Cabilla: Grado *D*; diámetro 1"; acople *NORMAL*

Eficiencia del Ancla de gas: 70%

Análisis de Sensibilidad.-

- Profundidad de Asentamiento de la Bomba

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|--------------------|--|--|
| | BES_BCP | BCPi |
| 2680 ft (816,86 m) | 349,84 STB/d (6,44E-4 m ³ /s) | 282,22 STB/d (5,19E-4 m ³ /s) |
| 2000 ft (609,60 m) | 283,96 STB/d (5,23E-4 m ³ /s) | - |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 23,9 % para una profundidad de asentamiento de la bomba de 2680 ft, respecto a la determinada por el programa comercial, sin embargo para una profundidad de 2000 ft el programa BCPi no arroja una tasa de operación por que la profundidad de asentamiento fue menor que el nivel dinámico del pozo.

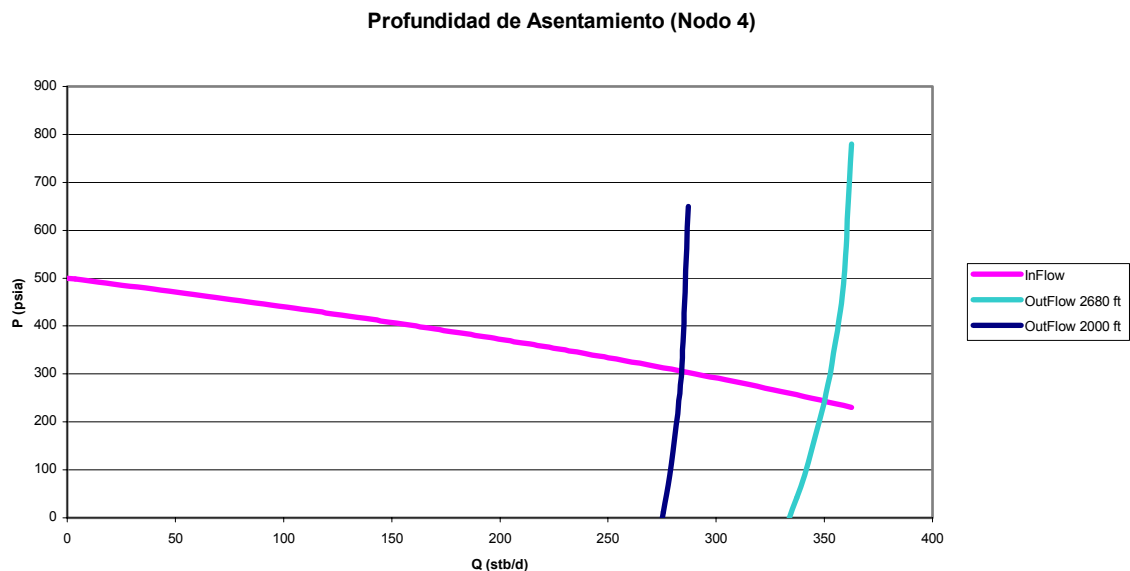


Fig. 66 Sensibilidad a la profundidad de Asentamiento
Pozo TJ-1401



- Diámetro de la Tubería de Producción

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|----------------------|--|--|
| | BES_BCP | BCPi |
| 3,958 in (100,53 mm) | 349,84 STB/d (6,44E-4 m ³ /s) | 282,22 STB/d (5,19E-4 m ³ /s) |
| 3.548 in (90,12 mm) | 341,99 STB/d (6,29E-4 m ³ /s) | 278,88 STB/d (5,13E-4 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 23,9 % para un diámetro interno de la tubería de producción de 3,958 in respecto a la determinada por el programa comercial, y con un error de 22,6% para un diámetro de 3,548 in.

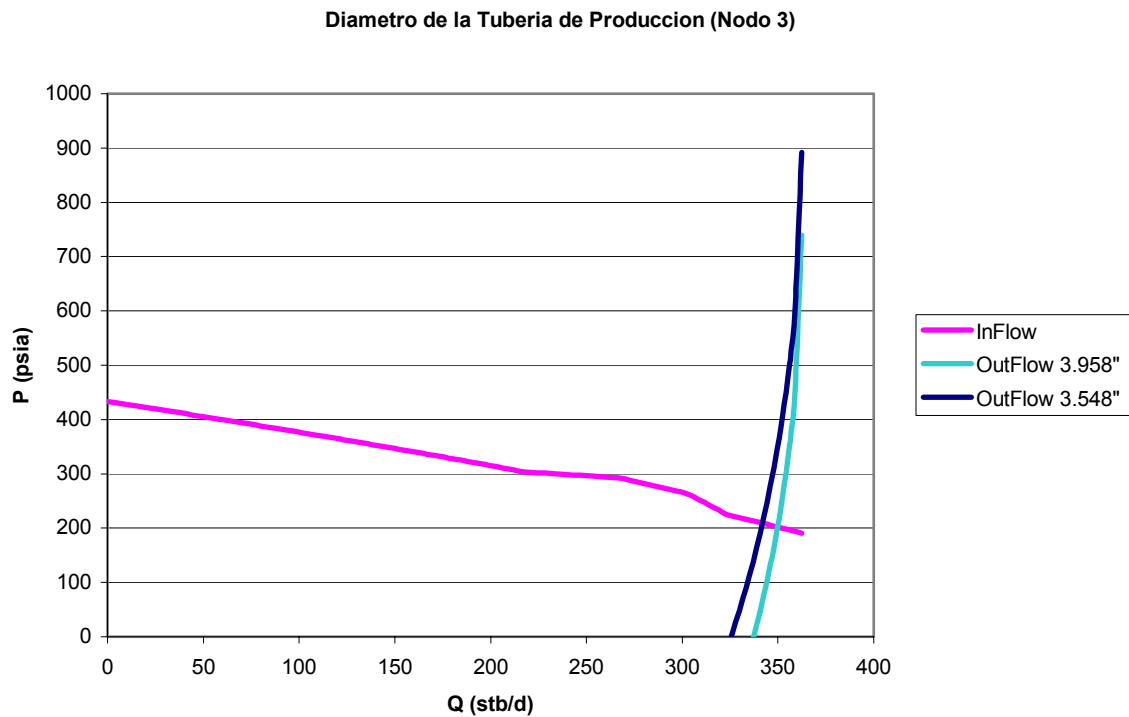


Fig. 67 Sensibilidad al diámetro de tubería de producción
Pozo TJ-1401



- Velocidad de operación.

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|------------|--|--|
| | BES_BCP | BCPi |
| 204,52 rpm | 349,84 STB/d (6,44E-4 m ³ /s) | 282,22 STB/d (5,19E-4 m ³ /s) |
| 250 rpm | 382,19 STB/d (7,03E-4 m ³ /s) | 322,22 STB/d (5,93E-4 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 23,9 % para una velocidad de operación de la bomba de 204,52 rpm respecto a la determinada por el programa comercial, y con un error de 18,6% para una velocidad de 250 rpm.

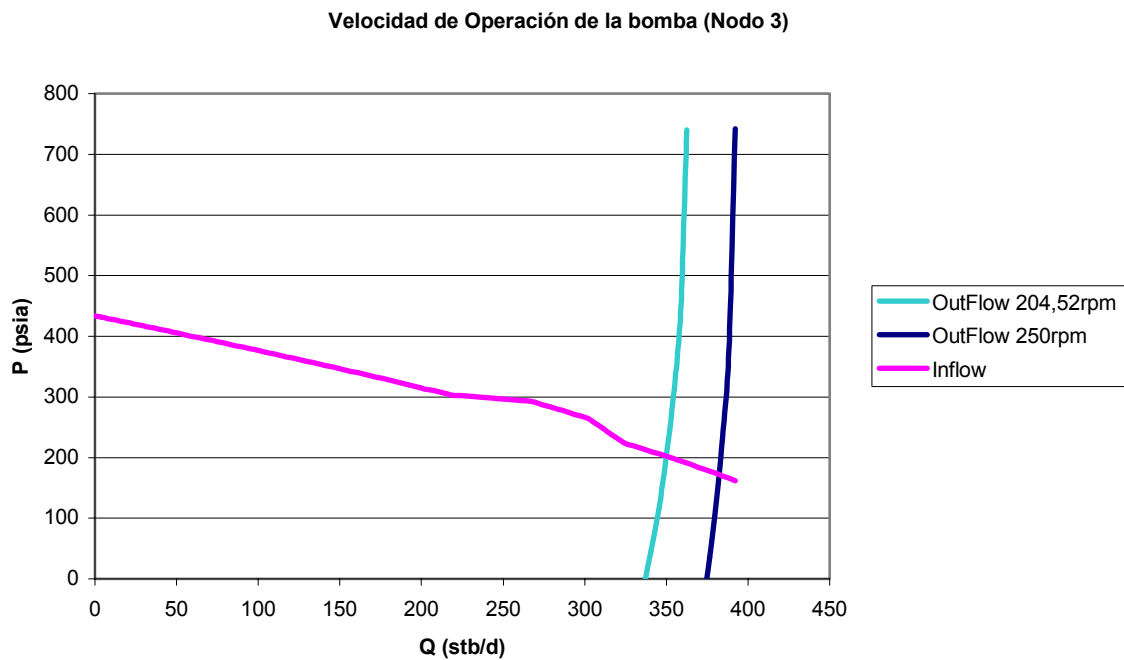


Fig. 68 Sensibilidad a la velocidad de operación de la bomba
Pozo TJ-1401



- Presión de descarga en el cabezal del pozo.

| Parámetro | Tasa de Operación | |
|----------------------|--|--|
| | BES_BCP | BCPi |
| 80 psia (5,52 bar) | 349,84 STB/d (6,44E-4 m ³ /s) | 282,22 STB/d (5,19E-4 m ³ /s) |
| 200 psia (13,79 bar) | 329,78 STB/d (6,07E-4 m ³ /s) | 265,55 STB/d (4,89E-4 m ³ /s) |

Se puede observar que el algoritmo determina la tasa de operación del sistema con un error de 23,9 % para una presión de descarga en el cabezal de 80 psia respecto a la determinada por el programa comercial, y con un error de 24,1% para una presión de 200 psia.

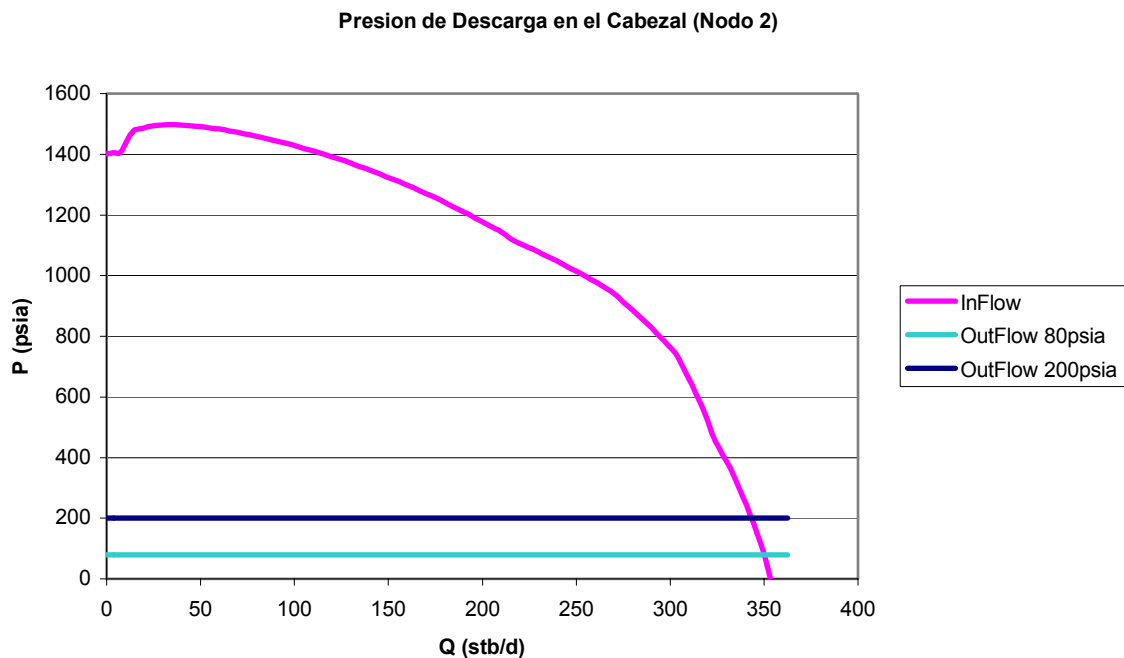


Fig. 69 Sensibilidad a la presión de descarga en el cabezal
Pozo TJ-1401



3.2 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Comportamiento del Sistema.-

Se observa que la predicción que hace el algoritmo acerca del comportamiento del sistema es bastante aproximada a la que hace el programa comercial, el error que se presenta al comparar los valores determinados, del diferencial de presión requerido, por medio del algoritmo no superan el 15 %, respecto con los determinados por el programa comercial. El caso en el que el error es mayor es en el que se utilizan los modelos mecánicos, esta diferencia tan pronunciada puede deberse a que el modelo mecánico que usa el WellFlo, es un modelo desarrollado por ellos mismo y no es de conocimiento publico, caso contrario el algoritmo usa los modelos mecánicos de Ansari y Xiao que han sido publicados en la literatura. Se puede apreciar que, para este pozo las correlaciones y el modelo mecánico hace una predicción muy similar, al ser analizados con el algoritmo.

Diseño de Bombas Electrosomergibles.-

Como se puede apreciar, en general el algoritmo recomienda el mismo numero y modelos de bombas que el programa comercial, sin embargo hubo casos en los que se presentaron diferencias, para estos hay que tomar en cuenta que el programa comercial considera en la selección de bombas, algunos parámetros que no toma en cuenta el algoritmo, como el que exista un motor y cable adecuado para la combinación de diámetro de tubería y diferencial de presión requerido, también hace consideración del amperaje que requiere el motor, entre otros. Aunque no es el caso de ninguno de los ejemplos aquí presentados, puede ocurrir que el algoritmo no recomiende algunas de las bombas que el WellFlo recomienda, y la principal razón sería que, hechas las correcciones de altura por efectos de viscosidad la bomba no recomendada resulto no ser adecuada, lo que hace suponer que las correcciones por viscosidad que hace el algoritmo son más rigurosa que el programa comercial.

El valor calculado con el algoritmo del diferencial de presión que el sistema requiere, y que debe ser proporcionado por la bomba, fue muy similar al que el programa comercial predice, ya que el error no fue mayor al 10 % para 3 de los 4 casos y el cuarto caso no excedió el 18%.



Las condiciones de operación de las bombas recomendadas, también se determinaron, a manera general, con bastante precisión respecto a las obtenidas por el programa comercial, ya que en su mayoría el error no supera el 18 %. Sin embargo, hubo casos en los que las condiciones de operación obtenidas por el algoritmo difieren en gran magnitud, alrededor de 50 %, con el programa comercial; al analizar la razón de estas diferencias, se debe señalar nuevamente que el procedimiento de corrección de viscosidad del programa comercial es desconocido, los resultados apuntan a que la corrección de la altura dinámica hecha por el algoritmo es mas rigurosa, y es por ello que, en los casos con mayores diferencias, se observan que el numero de etapas necesarios es mayor a el que indica el programa comercial, por consiguiente se ve afectado la potencia, y el cúmulo de estos errores se hace notar en la eficiencia. A pesar de esto, como ya se mencionó, se puede decir que algoritmo hace una predicción aceptable ya que, de los 11 modelos de bombas recomendados por el algoritmo para los distintos pozos, 2 presentaron errores mayores al 20%, es decir, que sólo en una minoría de los casos (2/11) las bombas recomendadas por el algoritmo difieren en las condiciones de operación respecto al programa comercial.

Diseño de Bombas de Cavidades Progresivas.-

Las bombas seleccionadas por el algoritmo, en general coinciden con las recomendadas por el programa comercial (BCPi). En los casos en que las bombas recomendadas fueron distintas se debe a dos razones, la primera es que se observo algunas diferencias entre las base de datos de las bombas, que puede deberse a que los manuales de donde se obtuvo la información de las bombas son de ediciones diferentes. La otra razón es que BCPi hace una preselección sencilla de las bombas en base a un rango de RPM y de factor de uso, mientras que el algoritmo es mas riguroso en la selección de las bombas adecuadas ya que realiza también las verificaciones de la fracción de gas a la entrada de la bomba, los esfuerzos en la cabilla y la sumergencia mínima.

Se observa en las tablas de comparación que los parámetros calculados por el algoritmo y por el BCPi, tienen en promedio diferencias menores del 20%, lo cual es aceptable ya que muchas de las correlaciones usadas en BCPi son distintas a las que se usan en el algoritmo. Pero destacan ciertos errores, entre ellos esta el error de



aproximadamente 35% en el diferencial de presión de la bomba el cual es debido a que en BCPi se considera el efecto de la viscosidad del fluido mientras que en el algoritmo se supone que el fluido a través de la bomba es agua. El error en el diferencial de presión de la bomba también afecta a otros parámetros que dependen de él, como por el ejemplo el factor de uso y la potencia requerida. Para algunos casos el error mas apreciable fue el de la potencia requerida, lo cual se debe a que el BCPi y el algoritmo, consideran de forma diferente en el uso de las correlaciones para el cálculo de la viscosidad y el efecto que ejerce sobre el torque de la cabilla.

Es de hacer notar, que para algunos pozos como el MFA-170 se logró una buena aproximación respecto al BCPi, mientras que en otros pozos como el TJ-1401 las diferencias se hicieron mayores. Una buena explicación a este hecho, es que las diferencias entre las correlaciones usadas por BCPi y el algoritmo originaran que para algunos sistemas los resultados sean muy similares, y para otros sistemas los resultados divergirán.

Simulación del Sistema empleando Bombas Electrosumergibles.-

Por medio de la simulación, se puede apreciar la potencialidad del algoritmo para realizar estudios de sensibilidades, ya que permite comparar la tasa de producción que se obtendría al variar distintos parámetros del pozo. Al estimar los valores obtenidos del calculo de las tasa de operación con el algoritmo para las diferentes sensibilidades, se observa que los errores reportados respecto a los valores del WellFlo son, para la sensibilidad de la Profundidad de Asentamiento no superaron el 10%, la sensibilidad del diámetro de Tubería de Producción presento errores no mayores al 8%, para la presión de descarga las tasas obtenidas también fueron muy similares, con diferencias menores al 6 %. Para la única sensibilidad en la se observó un error elevado fue para la Frecuencia, si embargo cabe señalar que, a pesar de la diferencia con los valores del WellFlo, la predicción fue acertada en el sentido que se demostró que la producción disminuye al disminuir la frecuencia. En términos generales se puede concluir que la predicción es bastante acertada por parte del algoritmo respecto al programa comercial, para la simulación de sistema de producción y análisis de sensibilidades.

**Simulación del Sistema empleando Bombas de Cavidades Progresivas.-**

Tras haber realizado los análisis de sensibilidad por medio de varias simulaciones del sistema variando ciertos parámetros, podemos decir que el algoritmo tiene buenas capacidades para realizar este tipo de estudios. Al comparar las tasa de operación calculadas por el algoritmo con las calculadas con el programa comercial BCPi se observa una buena aproximación entre su valores (en promedio menor del 10%), sin embargo se observo una excelente aproximación para el pozo MFA-170, cerca de 2%, mientras que para el pozo TJ-1401 fue cerca de 20%. Esto se debe a que, como se dijo anterior mente, para algunos sistemas el algoritmo y el programa BCPi darán resultados muy similares, y para otros sistemas no.



CONCLUSIONES

- ✓ Se cumplió satisfactoriamente con el objetivo de elaborar algoritmos para el diseño y simulación de Bombas Electrosumergibles, y para el diseño y simulación de Bombas de Cavidades Progresivas, en pozos de producción de petróleo.
- ✓ Se elaboraron subrutinas para el cálculo del caída de presión a lo largo de todo el sistema de producción.
- ✓ Se cumplió con la integración de todas las subrutinas desarrollada en programa de computadora que tiene la capacidad de diseñar y simular el proceso de producción por completo, para pozos verticales y considerando en el sistema flujo multifásico (petróleo-agua-gas).
- ✓ Todas las subrutinas fueron escritas en un lenguaje de alto nivel como es el FORTRAN 77, que tiene gran versatilidad y compatibilidad con muchas plataformas de programación
- ✓ Se validaron los resultados del algoritmo de BES con el programa comercial WellFlo, que es ampliamente usado en la industria petrolera a nivel nacional e internacional para el diseño y simulación de pozos con BES, obteniendo una diferencia entre sus resultados no mayor de 20%.
- ✓ Se validaron los resultados del algoritmo de BCP con el programa BCPi, que es muy usado la industria petrolera nacional para el diseño y simulación de pozos reales con BCP, obteniendo una diferencia entre sus resultados no mayor al 20%.
- ✓ El Algoritmo desarrollado demostró ser una herramienta de gran utilidad la cual podrá ser empleado en la creación de un programa que permita el diseño y simulación o diagnostico de sistemas de producción.



- ✓ El procedimiento de corrección por viscosidad de la altura dinámica del *WellFlo* es desconocido y los resultados de la comparación con el algoritmo apuntan a que la corrección de la altura dinámica hecha por el algoritmo BES, es más rigurosa, por tal razón hubo casos con diferencias considerables.

- ✓ El procedimiento de corrección por viscosidad de la altura dinámica del BCPi es desconocido y el algoritmo de BCP no dispone de correcciones por viscosidad para dicha altura, ya que toma el caso más desfavorable como lo es la viscosidad del agua. Por esta razón, los resultados de la comparación demuestran diferencias apreciables en algunos parámetros que se deben al efecto de la viscosidad.



RECOMENDACIONES

- ❖ Es importante que para obtener una completa validación del algoritmo, se realice comparación de los resultados con otros programas comerciales que también sean usados en la industria.
- ❖ Se recomienda hacer corridas del algoritmo con un número mayor pozos reales que se encuentre en producción, y comparar los resultados con los datos reales y/o experimentales de producción.
- ❖ Las Bases de Datos de las bombas disponibles es bien limitada, se sugiere ampliar esta base datos para así disponer de más modelos de bombas en el diseño y simulación de los sistemas de producción.
- ❖ La eficiencia de un sistema Electrosumergible depende en gran medida de todos y cada uno de sus componentes, es por ello que, se recomienda la consideración de otros elementos del montaje como el motor y el separador de gas, en la evaluación de sistemas de producción por medio de Bombeo Electrosumergible.
- ❖ El efecto de la viscosidad en el desempeño de una BCP y de una BES puede ser muy importante para pozos de petróleo, por ello se recomienda a agregar a la subrutina de BCP el efecto que tendría una viscosidad distinta a la del agua.
- ❖ Ampliar el algoritmo para que sea capaz de simular también pozos inclinados y horizontales.
- ❖ Para aplicaciones futuras debería ser considerado el cambio de temperatura debido a la transferencia de calor con el ambiente, ya que el algoritmo no lo toma en cuenta y esto puede cambiar en forma significativa los resultados del mismo.



REFERENCIAS

- ¹ McCain, W.D. Jr. "Reservoir-Fluid Property Correlations – State of the Art". SPE Reservoir Engineering, mayo 1991, pp.266-272.
- ² Standing, M.B. y Katz, D.L. "Density of Natural Gases" Transactions AIME, 1942, pp. 140-149.
- ³ Lee, A.L, Gonzalez, M.H. y Eakin, B.E. "The Viscosity of Natural Gases". Journal of Petroleum Technology, Agosto 1966, pp. 997-1000.
- ⁴ Perkins, T. K. "Critical and Sub Critical Flow of Multiphase Mixture through Chokes". SPE 20633. New Orleans, Louisianan. Septiembre, 1990.
- ⁵ Kallas, Patricia. "sizing an Electrical Submersible Pump in a Solution-Gas-Drive Horizontal Well". Master Thesis. University of Tulsa. 1991.
- ⁶ Mattheus, C.S. y Russell, D.G. "Pressure Buildup and Flow Test in Wells", SPE Monograph Volume 1, Richarson, Texas 1967.
- ⁷ Golan, M y Whitson, C.H. "Well Performance" (2° edition), Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey (1991).
- ⁸ Camacho-V, R.G. y Raghavan, R. "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells" Journal of Petroleum Technology. January 1968, pp.83-92.
- ⁹ Poettmann, F. H. y Carpenter, P. G.: "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas-Lift installations", Drill and Prod. Prac., API (1952) 257-317.
- ¹⁰ Baxendell, P. B. y Thomas, R.: "The Calculation of Pressure Gradients in High-Rate Flowing Wells", J. Pet. Tech. (Oct., 1961) 1023-1028.
- ¹¹ Fancher, G. H., Jr. y Brown, K. E.: "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing", Soc. Pet. Eng. J. (March, 1963) 59-69.
- ¹² Hagedorn, A. R. and Brown, K. E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits", J. Pet. Tech. (April, 1965) 475-484.
- ¹³ Dukler, A. E., et al: "Gas-Liquid Flow in Pipelines, I. Research Results", AGA-API Project NX-28 (May 1969).
- ¹⁴ Duns, H., Jr. and Ros, N. C. J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells", Proc., 6th World Pet. Congress (1963), 451.



- ¹⁵ Orkiszewski, J.: “Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes”, J. Pet. Tech. (June, 1967) 829-838.
- ¹⁶ Beggs, H. D. and Brill, J. P.: “A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes”, J. Pet. Tech. (May, 1973), 607-617.
- ¹⁷ Taitel, Y. y Dukler, A.E. “A Model for Predicting Flow Regime Transition in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow”. AIChE Journal, issue 22, n° 1, pp.47-55. 1976.
- ¹⁸ Taitel, Y., Barnea, D. y Dukler, A.E. “Modeling Flow Pattern Transition for Steady Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Tubes”. Int. J. Multiphase Flow, Issue 6, pp. 217-226. 1980.
- ¹⁹ Barnea, D., Shoham, O., y Taitel, Y. “Flow Pattern Transition for Downward Inclined Two-Phase Flow; Horizontal to Vertical”. Int. J. Multiphase Flow, Issue 11, n° 1, pp. 43-49. 1982.
- ²⁰ Taitel, Y. y Dukler, A.E. “A Theoretical Approach to de Lockhart-Martinelli Correlation for Stratified Flow”. Int. J. Multiphase Flow, Issue 2, pp. 591-595. 1976.
- ²¹ Dukler, A.E y Hubbard, M.G. “A Model for Gas-Liquid Slug Flow in Horizontal and Near Horizontal Tubes”. Ind. Eng. Chem. Fuandam. Issue 14, n° 14, pp. 337-347. 1976.
- ²² Shoham, O., Dukler, A.E. y Taitel, Y. “Heat Transfer During Intermittent Slug Flow in Horizontal Tubes”. Ind. Eng. Chem. Fuandam. Issue 21, n° 3, pp. 312-318. 1982.
- ²³ Taitel, Y. y Barnea, D. “Two Phase Slug Flow”. Academic Press Inc. 1990.
- ²⁴ Fernandes, R.C. Semiat, R. y Dukler, A.E. “Hydrodynamic Model for Gas-Liquid Slug Flow in Vertical Tubes”. AIChE Journal, issue 29, n° 6, pp.981-989. 1983.
- ²⁵ Alves, I.N., Caetano, E.F., Minami, K. y Shoham, O. “Modeling Annular Flow Behavior for Gas Wells”. SPE Production Engineering, pp. 435-440. November, 1991.
- ²⁶ Wallis, G.B. “One Dimensional Two-Phase Flow”. McGraw-Hill. 1969.
- ²⁷ Xiao, J.J., Shoham, O. y Brill, J.P. “A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines”. SPE 20631. 1990.
- ²⁸ Ansari, A.M., Sylvester N.D., Sarica, C., Shoham, O. y Brill, J.P. “A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Well bores”. SPE 20630. 1994.
- ²⁹ Trupin, J.L, Lea, J.F. y Bearden, J.L “Gas Liquid Flow through Centrifugal Pumps – Correlation of Data”. 3º Simposio Internacional de Bombas, Texas, Universidad A&M. Mayo 1986.



- ³⁰Dumbar, C.E. “Determination of Proper Type of Gas Separator” Micro Computer Applications in Artificial Lift Workshop – SPE. Los Angeles, Basin Section. Oct 15–17 1989.
- ³¹Sachdeva, R. “Two Phase Flw Through Electric Submersible Pumps” M.S. Thesis. The University of Tulsa, Oklahoma. November 1998.
- ³²Cirilo, R. “Air – Water Flow Through Electric Submersible Pumps” M.S. Thesis. The University of Tulsa, Oklahoma. 1998.
- ³³Romero, M. “An Evaluation of an Electric Submersible Pumping System for High GOR Wells” M.S. Thesis. The University of Tulsa, Oklahoma. 1999.
- ³⁴Pessoa, Rui., Sun, D. y Prado, M. “Single – Phase Model for Radial ESP’s Performance” TUALP ABM. Tulsa, Oklahoma. 1999.
- ³⁵ Pessoa, Rui., Sun, D. y Prado, M. “State of The Art: Experimental Work on ESP Performance under Two – Phase Flow Conditions”. TUALP ABM. Tulsa, Oklahoma. Noviembre 2000.
- ³⁶Instituto Hidráulico, “Hydraulic Institute Standards for Centrifugal, Rotary and Reciprocating Pumps”. Editions Fourteenth, 1983.
- ³⁷Stepanoff, A.J. “Centrifugal and Axial Flow Pump, Theory, Design and Application”. Ediciones John Wiley & Sons, Segunda Edición, New York. 1957.
- ³⁸Paciga, A. “Projektovaine Zzariadeni Cerpaczej Techniky”. Literatura Slovenskè vydaverelstvo technockej, Bratislava, 1967.
- ³⁹ Turzo, Z., Takacs, G. y Zsuga, J. “A Computerized Model for Viscosity Correction of Centrifugal Pump Performance Curves”. 47º Curso corto de Petròleo Suroeste. Texas, Abril, 2000.
- ⁴⁰Kartoatmodjo R., S.T.: “New Correlation for Estimating Reservoir Fluid Properties”, M.S. Thesis, University of Tulsa, 1990.
- ⁴¹Laseter, J.A.: “Bubble Point Pressure Correlation”, Transactions AIME, 1958.
- ⁴²Standing, M.B.: “Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems”, SPE 7903, Texas, 1977.
- ⁴³Vasquez, M. y Beggs, H.D.: “Correlations for Fluid Physical Property Prediction” Journal of Petroleum Technology, June 1980, pp 968-970.
- ⁴⁴Glaso, O.: “Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations”, Journal of Petroleum Technology, May 1980, pp 785-795.



- ⁴⁵Beal, C.: “The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressure”, Transactions AIME, 1946.
- ⁴⁶Beggs, H.D. y Robinson, J.R.: “Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems” Journal of Petroleum Technology, September 1975, pp 1140-1141.
- ⁴⁷Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr.: “A Viscosity Correlation for Gas Saturated Crude Oils”, Transactions AIME, 1959.
- ⁴⁸Hall, K.R. y Yarborough, L.: “How to Solve Equation of State for Z-Factors”, Oil and Gas Journal, February 1974, pp 86-88.
- ⁴⁹Dranchuk, P.M. y Abou-Kassem, J.H.: “Calculations of Z-Factor for Natural Gas Using Equation of State”, Journal of Canadian Petroleum Technology, July 1975, pp 34-36.
- ⁵⁰Pessoa, R., Beltur, R. y Prado, M. “Two Phase Flow Performance of ESP stages – Experimental Investigation and Literatura Review of Predictive Methods”. Electrical Submersible Pumps Workshop – SPE. Houston, Texas. May1 -3, 2002.



BIBLIOGRAFIA

- AL-SHAMMASI, A. A. “**A Review of Bubble Point Pressure and Oil Formation Volume Factor Correlations**”. SPE 71302. Abril, 2001.
- ANDERSON, Kenneth E. Y BERGER, Bill D.; “**Petróleo Moderno**”. Ediciones PennWell; Tulsa, Oklahoma, 1992.
- BARBERII, Efraín E; “**Pozo Ilustrado**”. Ediciones Fonciéd; Caracas, 2001.
- BEGGS, H.D.; “**Production Optimization Using Nodal™ Analysis**”. OGCI Publications; Tulsa, 1991.
- BRILL, J. y BEGGS, H. D. “**Tow –Phase Flow in Pipes**”. Sexta edición. Diciembre 1998.
- BROWN, K y BEGGS, H. D. “**The Technology of Artificial Lift Methods**” vol. 2b y vol. 4. PennWell Publications. Co., Tulsa, Oklahoma, 1978
- DUKE, S. E. “**An Introduction to Artificial Lift Methods**”. The publishers of drilling. Dallas 1982.
- FLANNERY, B., PRESS, W., TEUKOLSKY, S. y VETTERLING, W. “**Numerical Recipes in FORTRAN 77. The Art of Scientific Computing**”. Segunda Edición, volumen 1. 1995.
- GARCIA, A. “**Aplicación de un Análisis Nodal en Sistemas con Bombas de Cavidades Progresivas**”. Informe de Pasantía Industrial en Ingeniería Mecánica. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Junio de 2001.
- **HANDBOOK** de CENTRILIFT. 2000
- MANUAL DE LA ESP. “**Electric Submersible PUMP (ESP) Design and Simulation**”. 1994.
- MARCANO, K. “**Evaluación del Bombeo de Cavidades Progresivas con Motor de Fondo en la Extracción de Crudos Pesados y Extrapesados**”. Trabajo Especial de Grado en Ingeniería Mecánica de la Universidad Central de Venezuela. Caracas, 1998.
- MILLS, R. y GAYMARD, R. “**New Applications for Well bore Progressing Cavity Pumps**”. SPE 35541. 1996.



- PACHECO, E. A. “**Algoritmo para La Estimación del Factor de Seguridad en Sartas de Cabillas para BCP**”. Proyecto de Pasantía de Grado en Ingeniería Mecánica. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Febrero de 2001.
- PEÑA, M. y PRADO, M. “**ESP Performance for Viscous Fluids – Literature Review**”. TUALP Annual Advisory Broad Meeting, Tulsa, Oklahoma, 2002.
- POPOV, E. “**Introducción a la Mecánica de Sólidos**”. Editorial Limusa. México, 1980.
- POTTER, M. y WIGGERT, D. “**Mecánica de Fluidos**”. Editorial Prentice Hall. Segunda edición. México, 1998
- REVARD, James M. “**The Progressive Cavity Pump Handbook**” Penn Well Editions. Tulsa, Oklahoma, 1995.
- SAVETH, K. J. y KLEIN, S.T. “**The progressive Cavity Pump: Principle and Capabilities**”. SPE 18873. 1989.
- SHOHAN, O. “**Two Phase Flow Modeling**”. TOMO 1. Maestría en Ingeniería Mecánica. Línea de Investigación Tecnología de Producción de Petróleo. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Agosto de 1998
- WILTSE, D.J. y WEIR, B.A.; “**Eliminating Sucker Rod Couplings Can Reduce Progressing Cavity Pump Operating Costs**”, SPE 30275, 1995



APENDICE

Apéndice A: Ejemplo de un reporte de las condiciones del Reservorio hecho por el programa BES_BCP

❖ DATOS CONOCIDOS EN EL RESERVORIO: Para aplicaciones futuras debería ser considerado el cambio de temperatura debido a la transferencia de calor con el ambiente, ya que el algoritmo no lo toma en cuenta y esto puede cambiar en forma significativa los resultados del mismo.

| | | |
|------------------------------------|---|------------------|
| Gravedad API del Petroleo | = | 9.7000 |
| Presion del Reservorio | = | 1198.0000 psia |
| Temperatura del Reservorio | = | 200.0000 °F |
| Grav. Esp. del Gas en el Separador | = | 0.6700 |
| Relacion Gas-Petroleo Producido | = | 650.0000 stb/scf |
| Corte de Agua Producido | = | 11.7000 % |

PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO EN EL RESERVORIO:

| | | |
|---|---|-----------------------------|
| Gravedad Específica del Petróleo | = | 1.0021 |
| Gravedad Específica Estandar del Gas | = | 0.6686 |
| Presión de Burbujeo | = | 925.0000 psia |
| Relación Gas-Petróleo en Solución | = | 650.0000 stb/scf |
| Factor de Compresibilidad del Petróleo | = | 0.0000 psia ⁻¹ |
| Factor de Volumen de Formación del Petróleo | = | 1.3015 b/stb |
| Densidad del Petróleo Muerto | = | 58.4402 lbm/ft ³ |
| Densidad del Petróleo Vivo | = | 49.9626 lbm/ft ³ |
| Viscosidad del Petróleo Muerto | = | 78.6615 cp. |
| Viscosidad del Petroleo Vivo | = | 3.1066 cp |
| Relación Gas-Agua en Solución | = | 0.0000 stb/scf |
| Gravedad Específica del Gas en Solución | = | 0.6700 |
| Gravedad Específica del Gas Libre | = | 0.6700 |
| Factor de Compresibilidad del Gas Z | = | 0.9112 |
| Factor de Volumen de Formación del Gas | = | 0.0142 cf/scf |
| Densidad del Gas | = | 3.6106 lbm/ft ³ |
| Viscosidad del Gas | = | 0.0149 cp |
| Gravedad Específica del Agua | = | 0.9633 |
| Factor de Volumen de Formacion del Agua | = | 1.0324 b/stb |
| Densidad del Agua | = | 60.4101 lbm/ft ³ |
| Viscosidad del Agua | = | 0.3128 cp |

PRODUCTIVIDAD:

| | | |
|---|---|------------------|
| Índice de Productividad del Pozo | = | 1.2690 stb/d/psi |
| Tasa de Producción a la presion de burbujeo | = | 0.0000 stb/d |
| Tasa de Producción Máxima Bruta del Pozo | = | 998.0000 stb/d |



Apéndice B: Reporte Tipico del Programa WellFlo v3.6e

WellFlo Analysis Report

Company: PDVSA
 Field: LA VICTORIA
 Well: LTV-13
 Location: APURE
 Copyright (C) 2001 Edinburgh Petroleum Services Ltd

WellFlo System Description Summary

Well depths measured from:

| Node | MD ft | TVD ft | Temp °F | Rough in | I.D. in | Devn |
|-------------|----------|----------|-----------|----------|---------|---------|
| Layer 1 | 10566.00 | 10566.00 | 200.00 | | | |
| Casing | 10566.00 | 10566.00 | 60.00 | 0.0012 | 3.27 | 0.00 |
| Tubing | 10500.00 | 10500.00 | 60.00 | 0.0012 | 3.27 | 0.00 |
| Tubing | 9195.00 | 9195.00 | 60.00 | 0.0012 | 6.28 | 0.00 |
| ESP | 7800.000 | 7800.000 | 60.000 | | | |
| Tubing | 7800.00 | 7800.00 | 60.00 | 0.0012 | 6.28 | 0.00 |
| Tubing | 6881.00 | 6881.00 | 60.00 | 0.0012 | 9.12 | 0.00 |
| Xmas Tree | 0 | 0 | 60.000 | | | |
| | ft | ft | degrees F | in | in | degrees |
| Xmas Tree | 0 | 0 | 60.000 | | | |
| Outlet Node | 0 | 0 | 60.000 | | | |

WellFlo Fluid Properties Summary

| | | | | |
|------------------------|-------------------|-----------|---------|---------|
| Fluid Type: | Oil | | | |
| Number of PVT Layers: | 1 | | | |
| Pb correlation: | Glaso | (untuned) | 1.00000 | 0.00000 |
| Rs correlation: | Glaso | (untuned) | 1.00000 | 0.00000 |
| Bo correlation: | Glaso | (untuned) | 1.00000 | 0.00000 |
| Uo correlation: | Beal + Chew et al | (untuned) | 1.00000 | 0.00000 |
| | 0.00000 | | | |
| Ug correlation: | Carr et al | (untuned) | 1.00000 | 0.00000 |
| Surface Tension Model: | Advanced | | | |

PVT Layer Number: 1

| | |
|-------------------------|-----------------|
| Oil API Gravity: | 30.100 deg API |
| Oil Specific Gravity: | 0.87562 sp grav |
| Gas Specific Gravity: | 0.700 sp grav |
| Water Salinity: | 1437.6 ppm |
| Produced Gas-Oil Ratio: | 69.000 SCF/STB |
| Water Cut: | 91.000 per cent |



WellFlo Inflow Performance Summary

Fluid Type: Oil
 IPR Entry Model: Test Point Data
 Well Orientation: Vertical
 IPR Number of Layers: 1

IPR Layer: Layer 1

IPR Model: Vogel, P coefficient: 0.8000
 Layer Pressure: 5000.000 psia
 Layer Temperature: 200.000 degrees F
 Layer measured depth: 10566.00 ft
 Productivity Index, J: 0.2000 STB/day/psi
 Absolute Open Flow, AOF: 982.7 STB/day

WellFlo Nodal Analysis Control Summary

Operating mode: ESP Design
 Temperature model: Calculated
 T seawater: 40.000 degrees F
 T atmosphere: 60.000 degrees F
 The tubing annulus is assumed to be filled with liquid.

WellFlo Flow Correlation Summary

Well and Riser Flow Correlation: Hagedorn and Brown (mod)
 Well and Riser L-factor: 1.0000 (fraction)

WellFlo ESP Design Summary

Flow rate at surface: 490.000 STB/day
 Pressure at pump inflow: 1402.009 psia
 Pressure at pump outflow: 3491.989 psia
 So pressure gain over pump: 2089.980 psi
 Average in-situ total rate through pump: 505.1 bbl/day
 Free gas at pump inlet: 0 (fraction)
 Approximate total dynamic head: 5027.859 ft
 The following calculation parameters were used:
 Separator efficiency: 0.900 (fraction)
 Pump wear factor: 1.000 (fraction)
 Motor wear factor: 1.000 (fraction)
 Operating frequency: 60.0 Hz
 Gassiness correction: on
 Viscosity corrections: on



The following pump and motor combinations may be used:

| Pump/Motor/Manufacturer | Calc Stages | Actual Stages | Power (hp) | Current (A) | Power Used (kW) | TempGain (°F) | Overall Eff |
|---|-------------|---------------|------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|
| DC800/375 Series/Centrilift Nameplate Rating: 46.000 hp, 525.0 V, 65.00 A (60.0 Hz) | 262.4 | 270 | 35.204 | 49.74 | 58.503 | 16.039 | 0.22 |
| DC800/450 Series/Centrilift Nameplate Rating: 36.000 hp, 470.0 V, 50.00 A (60.0 Hz) | 262.4 | 270 | 35.204 | 48.89 | 52.626 | 13.302 | 0.25 |
| DC800/544 Series/Centrilift Nameplate Rating: 50.000 hp, 450.0 V, 70.00 A (60.0 Hz) | 262.4 | 270 | 35.204 | 49.29 | 51.446 | 12.603 | 0.26 |
| DC800/562 Series/Centrilift Nameplate Rating: 50.000 hp, 460.0 V, 63.00 A (60.0 Hz) | 262.4 | 270 | 35.204 | 44.36 | 45.892 | 11.054 | 0.29 |
| FC300/375 Series/Centrilift Nameplate Rating: 92.000 hp, 1330.0 V, 52.00 A (60.0 Hz) | 606.3 | 620 | 77.071 | 43.56 | 110.448 | 43.772 | 0.12 |
| FC300/450 Series/Centrilift Nameplate Rating: 90.000 hp, 1145.0 V, 51.00 A (60.0 Hz) | 606.3 | 620 | 77.071 | 43.67 | 96.780 | 36.850 | 0.13 |
| FC300/544 Series/Centrilift Nameplate Rating: 100.000 hp, 925.0 V, 71.00 A (60.0 Hz) | 606.3 | 620 | 77.071 | 54.72 | 103.687 | 37.383 | 0.12 |
| FC300/562 Series/Centrilift Nameplate Rating: 82.000 hp, 780.0 V, 60.00 A (60.0 Hz) | 606.3 | 620 | 77.071 | 56.39 | 93.219 | 31.597 | 0.14 |
| FC470/375 Series/Centrilift Nameplate Rating: 46.000 hp, 525.0 V, 65.00 A (60.0 Hz) | 270.6 | 280 | 43.256 | 61.12 | 75.628 | 21.252 | 0.17 |
| FC470/450 Series/Centrilift Nameplate Rating: 48.000 hp, 765.0 V, 41.00 A (60.0 Hz) | 270.6 | 280 | 43.256 | 36.95 | 60.528 | 17.915 | 0.22 |
| FC470/544 Series/Centrilift Nameplate Rating: 50.000 hp, 450.0 V, 70.00 A (60.0 Hz) | 270.6 | 280 | 43.256 | 60.56 | 66.888 | 17.030 | 0.200 |
| FC470/562 Series/Centrilift Nameplate Rating: 50.000 hp, 460.0 V, 63.00 A (60.0 Hz) | 270.6 | 280 | 43.256 | 54.50 | 59.365 | 15.127 | 0.226 |
| FC650/375 Series/Centrilift Nameplate Rating: 46.000 hp, 525.0 V, 65.00 A (60.0 Hz) | 169.4 | 184 | 31.255 | 44.16 | 50.614 | 13.481 | 0.265 |
| FC650/450 Series/Centrilift Nameplate Rating: 36.000 hp, 470.0 V, 50.00 A (60.0 Hz) | 169.4 | 184 | 31.255 | 43.41 | 45.442 | 11.051 | 0.295 |



| | | | | | | | |
|---|-------|-----|--------|-------|--------|--------|-------|
| FC650/544 Series/Centrilift | 169.4 | 184 | 31.255 | 43.76 | 44.373 | 10.430 | 0.302 |
| Nameplate Rating: 50.000 hp, 450.0 V, 70.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FC650/562 Series/Centrilift | 169.4 | 184 | 31.255 | 39.29 | 44.421 | 9.019 | 0.302 |
| Nameplate Rating: 35.000 hp, 460.0 V, 44.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FS400/375 Series/Centrilift | 427.8 | 440 | 47.220 | 47.22 | 72.863 | 23.948 | 0.18 |
| Nameplate Rating: 65.000 hp, 745.0 V, 65.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FS400/450 Series/Centrilift | 427.8 | 440 | 47.220 | 40.33 | 67.238 | 20.174 | 0.19 |
| Nameplate Rating: 48.000 hp, 765.0 V, 41.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FS400/544 Series/Centrilift | 427.8 | 440 | 47.220 | 66.11 | 74.993 | 19.208 | 0.17 |
| Nameplate Rating: 50.000 hp, 450.0 V, 70.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FS400/562 Series/Centrilift | 427.8 | 440 | 47.220 | 59.50 | 66.405 | 17.131 | 0.20 |
| Nameplate Rating: 50.000 hp, 460.0 V, 63.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FS650/375 Series/Centrilift | 169.1 | 180 | 31.202 | 44.09 | 50.510 | 13.447 | 0.26 |
| Nameplate Rating: 46.000 hp, 525.0 V, 65.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FS650/450 Series/Centrilift | 169.1 | 180 | 31.202 | 43.34 | 45.348 | 11.021 | 0.29 |
| Nameplate Rating: 36.000 hp, 470.0 V, 50.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FS650/544 Series/Centrilift | 169.1 | 180 | 31.202 | 43.68 | 44.281 | 10.401 | 0.30 |
| Nameplate Rating: 50.000 hp, 450.0 V, 70.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FS650/562 Series/Centrilift | 169.1 | 180 | 31.202 | 39.23 | 44.323 | 8.993 | 0.30 |
| Nameplate Rating: 35.000 hp, 460.0 V, 44.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FV320/375 Series/Centrilift | 489.9 | 500 | 49.528 | 49.53 | 77.041 | 25.447 | 0.17 |
| Nameplate Rating: 65.000 hp, 745.0 V, 65.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FV320/450 Series/Centrilift | 489.9 | 500 | 49.528 | 42.10 | 64.893 | 21.168 | 0.20 |
| Nameplate Rating: 60.000 hp, 760.0 V, 51.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FV320/544 Series/Centrilift | 489.9 | 500 | 49.528 | 69.34 | 79.865 | 20.476 | 0.16 |
| Nameplate Rating: 50.000 hp, 450.0 V, 70.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |
| FV320/562 Series/Centrilift | 489.9 | 500 | 49.528 | 62.40 | 70.628 | 18.298 | 0.19 |
| Nameplate Rating: 50.000 hp, 460.0 V, 63.00 A (60.0 Hz) | | | | | | | |



WellFlo Pressure versus Depth Summary

| | | | |
|------------|-----------------|----------|-------------|
| Flow rate: | 490.000 STB/day | | |
| MD | TVD | Pressure | Temperature |
| ft | ft | psia | degrees F |
| 10566.000 | 10566.000 | 5000.000 | 200.000 |
| 10566.000 | 10566.000 | 2550.000 | 200.000 |
| 10500.000 | 10500.000 | 2522.637 | 199.989 |
| 10282.500 | 10282.500 | 2432.458 | 199.321 |
| 10065.000 | 10065.000 | 2342.269 | 198.652 |
| 9847.500 | 9847.500 | 2252.069 | 197.983 |
| 9630.000 | 9630.000 | 2161.859 | 197.315 |
| 9412.500 | 9412.500 | 2071.639 | 196.646 |
| 9195.000 | 9195.000 | 1981.408 | 195.978 |
| 8962.500 | 8962.500 | 1884.965 | 194.147 |
| 8730.000 | 8730.000 | 1788.472 | 192.316 |
| 8497.500 | 8497.500 | 1691.929 | 190.485 |
| 8265.000 | 8265.000 | 1595.338 | 188.654 |
| 8032.500 | 8032.500 | 1498.697 | 186.824 |
| 7800.000 | 7800.000 | 1402.009 | 184.993 |
| 7800.000 | 7800.000 | 1402.009 | 189.993 |
| 7800.000 | 7800.000 | 3491.989 | 189.993 |
| 7570.250 | 7570.250 | 3396.262 | 187.287 |
| 7340.500 | 7340.500 | 3300.455 | 184.582 |
| 7110.750 | 7110.750 | 3204.570 | 181.876 |
| 6881.000 | 6881.000 | 3108.608 | 179.170 |
| 6635.250 | 6635.250 | 3005.874 | 175.917 |
| 6389.500 | 6389.500 | 2903.041 | 172.664 |
| 6143.750 | 6143.750 | 2800.111 | 169.410 |
| 5898.000 | 5898.000 | 2697.086 | 166.157 |
| 5652.250 | 5652.250 | 2593.967 | 162.903 |
| 5406.500 | 5406.500 | 2490.755 | 159.650 |
| 5160.750 | 5160.750 | 2387.452 | 156.396 |
| 4915.000 | 4915.000 | 2284.060 | 153.143 |
| 4669.250 | 4669.250 | 2180.579 | 149.890 |
| 4423.500 | 4423.500 | 2077.012 | 146.636 |
| 4177.750 | 4177.750 | 1973.360 | 143.383 |
| 3932.000 | 3932.000 | 1869.625 | 140.129 |
| 3686.250 | 3686.250 | 1765.808 | 136.876 |
| 3440.500 | 3440.500 | 1661.911 | 133.622 |
| 3194.750 | 3194.750 | 1557.936 | 130.369 |
| 2949.000 | 2949.000 | 1453.883 | 127.116 |
| 2703.250 | 2703.250 | 1349.754 | 123.862 |
| 2457.500 | 2457.500 | 1245.552 | 120.609 |
| 2211.750 | 2211.750 | 1141.277 | 117.355 |
| 1966.000 | 1966.000 | 1036.931 | 114.102 |
| 1720.250 | 1720.250 | 932.515 | 110.848 |



| | | | |
|----------|----------|---------|---------|
| 1474.500 | 1474.500 | 828.032 | 107.595 |
| 1228.750 | 1228.750 | 723.482 | 104.342 |
| 983.000 | 983.000 | 618.867 | 101.088 |
| 737.250 | 737.250 | 514.188 | 97.835 |
| 491.500 | 491.500 | 409.447 | 94.581 |
| 245.750 | 245.750 | 304.743 | 91.328 |
| 0 | 0 | 200.000 | 88.074 |
| 0 | 0 | 200.000 | 88.074 |
| 0 | 0 | 200.000 | 88.074 |



Apéndice C: Ejemplo típico de un reporte de BCPi

DATOS:

| | | | |
|---------------------|--------------------|----------------|--------------|
| POZO | : MFA-170 | FECHA: | 10-20-2003 |
| IP | : 1.269 (bnpd/psi) | 2.893 | (m3/d/bar) |
| PROF PERFORA | : 3838.00 (pies) | 1170.12 | (mts) |
| ANG INCLINACION | : 0.00 (°) | | |
| CORTE DE AGUA | : 11.70 (%) | | |
| R G P | : 650.00 (scf/b) | 116.07 | (b/b) |
| EFIC ANCLA GAS | : 50.00 (%) | | |
| VISCOS CABEZAL | : 2000.00 (cp) | | |
| VISCOS YACIMIEN | : 630.00 (cp) | | |
| GRAVE CRUDO | : 9.7 (°API) | 1.002 | (g) |
| GRAVE GAS | : 0.67 (aire=1) | | |
| PROF BOMBA | : 3400.00 (pies) | 1036.59 | (mts) |
| PRESION ESTATICA: | 1198.00 (psi) | 82.62 | (bar) |
| P DE BURBUJEO | : 925.00 (psi) | 63.79 | (bar) |
| P DE SEPARADOR | : 50.00 (psi) | 3.45 | (bar) |
| P DE DESCARGA | : 100.00 (psi) | 6.90 | (bar) |
| L LINEA FLUJO | : 3990.00 (pies) | 1216.46 | (mts) |
| Dint L FLUJO | : 6.07 (pul) | 154.05 | (mm) |
| T DE CABEZAL | : 100.00 (°F) | 37.78 | (°C) |
| T EN LAS PERF | : 160.00 (°F) | 71.11 | (°C) |
| SUMERG MINIMA | : 200.00 (pies) | 60.98 | (mts) |
| P ANULAR CABZ | : 0.00 (psi) | 0.00 | (bar) |
| BOMBA: BMW 350-3200 | 1386 (psi) | 3200 (piesH2O) | 976 (MtsH2O) |

***** SARTA DE TUBERIA *****
 TRAMO N° 1 LONGITUD= 3400(pies), DIAMETRO = 4 1/2 (plg)

EL FLUJO DE CRUDO ES POR LA TUBERIA DE PRODUCCION

***** SARTA DE CABILLAS *****
 TRAMO N° 1 LONGITUD= 3400(pies), DIAMETRO = 1 1/4 (plg), ACOUPLE (NORMAL)

CABILLAS GRADO: k

***** INYECCION DE DILUENTE *****
 EN LA LINEA DE FLUJO (CABEZAL): 30.00 %
 GRAVEDAD API DEL DILUENTE : 24.00 °
 VISCOSIDADES, (a Tcabezal): 10.0 cp, (a Tyacimien): 7.0 cp

RESULTADOS:

| | | | |
|-----------------------|------------------|--------|------------|
| POZO | : MFA-170 | FECHA: | 10-20-2003 |
| TEMP EN LA BOMBA | : 153.15 (°F) | 67.31 | (°C) |
| NIVEL DINAMICO | : 1417.70 (pies) | 432.22 | (mts) |
| SUMERGENCIA | : 1982.30 (pies) | 604.36 | (mts) |
| DP fricc en eductor | : 188.10 (psi) | 12.97 | (bar) |
| DP fricc en linea | : 3.15 (psi) | 0.22 | (bar) |
| Q(petról)EN SUPERFI | : 352.09 (bnpd) | 55.98 | (m3/d) |
| Q(liq) EN SUPERFICIE: | 603.92 (bnpd) | 96.01 | (m3/d) |
| Q(liq+gas)EN BOMBA | : 597.47 (bpd) | 94.99 | (m3/d) |
| Q de AGUA EN SUPERF | : 70.66 (bpd) | 11.23 | (m3/d) |
| Q de DILUENTE SUPERF: | 181.18 (bpd) | 28.80 | (m3/d) |
| ESCURRIMIENTO | : 30.63 (bpd) | 4.87 | (m3/d) |



FRACCION DE LIQUIDO: 84.19 (% Vliq/Vtotal)
 VELOCIDAD DEL ROTOR : 179.46 (rpm)
 PRESION DE CABEZAL : 103.15 (psi) 7.11 (bar)
 DELTA P EN LA BOMBA : 410.14 (psi) 28.29 (bar)
 DELTA P EN LA BOMBA : 946.61 (pies H2O) 288.60 (Mt H2O)
 PRESION DE SUCCION : 778.34 (psi) 53.68 (bar)
 PRESION DE DESCARGA : 1188.48 (psi) 81.96 (bar)
 TORQUE TOTAL : 128.23 (lb pie) 173.88 (N m)
 F AXIAL CABEZAL : 16024.2 (lb) 71278.81 (N)
 ESPACIAMIENTO : 2.02 (plg) 51.41 (mm)
 EFIC VOLUMETRICA : 95.12 (%)
 FACTOR DE USO : 7.8 (%)
 CONDICION LIMITANTE : RPM SUGERIDO

ESFUERZOS MAXIMOS EN CADA TRAMO DE CABILLAS

| TRAMO N° | LONGITUD (pies) | DIAMETRO (plg) | ESFUERZO VON MISES (*) | |
|----------|--------------------|-------------------|------------------------|----------|
| | | | (Kpsi) | (Kg/cm2) |
| 1 | 3400 | 1 1/4 | 14.79 | 1040.0 |

(*) NOTA: Se ha aplicado la teoria de MAXIMA ENERGIA DE DISTORSION.
 El esfuerzo de Von Mises debe compararse con la resistencia a la fluencia (yield point) de las cabillas (Sy).



Apéndice D: Reporte típico del Algoritmo de la Diseño de una BES

Tipo de Bomba Seleccionado: BOMBA ELECTROSUMERGIBLE (BES)

Condiciones de Operación de la Bomba en el Sistema:

CENTRILIFT - 1986 Serie: 338 Modelo: U23

TASA DE DISEÑO = 490.0000 bbl/d
FRECUENCIA = 60.0000 Hz
N° ETAPAS = 243.0000
POTENCIA = 37.6189 HP
ALTURA = 4746.7690 ft
EFICIENCIA = 46.0568 %
RANGO OPTIMO
DE OPERACION = 525.00 - 875.00 bbl/d
NIVEL DE
SUMERGENGIA = 3787.7488 ft

ADVERTENCIA: NUMERO DE ETAPAS: El numero de etapas de operación es mayor al numero maximo de etapas permisible para un (1) housing.

CENTRILIFT - 1986 Serie: 338 Modelo: T36

Este modelo de Bomba no aplica debido a:

> TASA DE FLUJO: La Tasa de Flujo Total Promedio en la etapa esta fuera del rango de operacion admisible.

CENTRILIFT - 1986 Serie: 400 Modelo: W18

TASA DE DISEÑO = 490.0000 bbl/d
FRECUENCIA = 60.0000 Hz
N° ETAPAS = 168.0000
POTENCIA = 31.1402 HP
ALTURA = 4628.8818 ft
EFICIENCIA = 54.2603 %
RANGO OPTIMO
DE OPERACION = 400.00 - 800.00 bbl/d
NIVEL DE
SUMERGENGIA = 3787.7488 ft
ADVERTENCIA:

CENTRILIFT - 1986 Serie: 400 Modelo: H27

TASA DE DISEÑO = 490.0000 bbl/d
FRECUENCIA = 60.0000 Hz
N° ETAPAS = 168.0000
POTENCIA = 35.5457 HP
ALTURA = 4550.2119 ft
EFICIENCIA = 46.7369 %
RANGO OPTIMO
DE OPERACION = 650.00 - 1100.00 bbl/d
NIVEL DE
SUMERGENGIA = 3787.7488 ft
ADVERTENCIA:



CENTRILIFT - 1986 Serie: 400 Modelo: M34

Este modelo de Bomba no aplica debido a:

> TASA DE FLUJO: La Tasa de Flujo Total Promedio en la etapa esta fuera del rango de operacion admisible.

CENTRILIFT - 2001 Serie: 400 Modelo: FS400

TASA DE DISEÑO = 490.0000 bbl/d
FRECUENCIA = 60.0000 Hz
N° ETAPAS = 508.0000
POTENCIA = 58.0777 HP
ALTURA = 5060.3521 ft
EFICIENCIA = 31.7941 %
RANGO OPTIMO
DE OPERACION = 180.00 - 530.00 bbl/d
NIVEL DE
SUMERGENGIA = 3787.7488 ft

ADVERTENCIA: NUMERO DE ETAPAS: El numero de etapas de operación es mayor al numero maximo de etapas permisible para un (1) housing.

CENTRILIFT - 2001 Serie: 400 Modelo: FS650

TASA DE DISEÑO = 490.0000 bbl/d
FRECUENCIA = 60.0000 Hz
N° ETAPAS = 168.0000
POTENCIA = 31.4986 HP
ALTURA = 4923.9082 ft
EFICIENCIA = 57.0649 %
RANGO OPTIMO
DE OPERACION = 450.00 - 850.00 bbl/d
NIVEL DE
SUMERGENGIA = 3787.7488 ft
ADVERTENCIA:

CENTRILIFT - 2001 Serie: 400 Modelo: FS950

Este modelo de Bomba no aplica debido a:

> TASA DE FLUJO: La Tasa de Flujo Total Promedio en la etapa esta fuera del rango de operacion admisible.

CENTRILIFT - 2001 Serie: 400 Modelo: FC650

TASA DE DISEÑO = 490.0000 bbl/d
FRECUENCIA = 60.0000 Hz
N° ETAPAS = 168.0000
POTENCIA = 31.5010 HP
ALTURA = 4959.6118 ft
EFICIENCIA = 57.4736 %
RANGO OPTIMO
DE OPERACION = 450.00 - 850.00 bbl/d
NIVEL DE
SUMERGENGIA = 3787.7488 ft
ADVERTENCIA:



CENTRILIFT - 2001 Serie: 400 Modelo: FC925

Este modelo de Bomba no aplica debido a:

> TASA DE FLUJO: La Tasa de Flujo Total Promedio en la etapa esta fuera del rango de operacion admisible.

CENTRILIFT - 2001 Serie: 400 Modelo: FC1200

Este modelo de Bomba no aplica debido a:

> TASA DE FLUJO: La Tasa de Flujo Total Promedio en la etapa esta fuera del rango de operacion admisible.

ADVERTENCIAS AL OPERAR CON UNA BES EN EL SISTEMA:

No hay advertencias.



Apéndice E: Reporte típico del Algoritmo de la Simulación de una BES.

Tipo de Bomba Seleccionado: BOMBA ELECTROSUMERGIBLE (BES)

Condiciones de Operación de la Bomba en el Sistema:

CENTRILIFT - 2001 Serie:513 Modelo:GC6100

| | |
|--------------------------------|-------------------------|
| TASA DE OPERACIÓN = | 3977.8547 bbl/d |
| FRECUENCIA = | 60.0000 Hz |
| N° ETAPAS = | 89 |
| POTENCIA = | 182.4833 HP |
| ALTURA = | 3870.5544 ft |
| GRAD. DE PRESION = | 1489.8065 psia |
| EFICIENCIA = | 65.4518 % |
| RANGO OPTIMO DE OPERACION = | 3650.00 - 8100.00 bbl/d |
| NIVEL DE SUMERGENCIA = | 1536.7284 ft |
| ADVERTENCIA: | |

ADVERTENCIAS AL OPERAR CON UNA BES EN EL SISTEMA:

No hay advertencias.



Apéndice F: Reporte típico del Algoritmo de la simulación de una BCP.

RESULTADOS DE LA SIMULACION DE UNA BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL SISTEMA:

INFORMACION DE LA BOMBA:

Fabricante: BMW
Modelo: 350-3200

Qmax@500rpm = 1750.00 b/d
DPmax@500rpm = 3200.00 ft H2O
Qmin@500rpm = 1400.00 b/d

Caracteristicas geometricas:

- Diam. rotor = 44.306 mm
- Excentricidad = 11.077 mm
- Paso del estator = 196.849 mm

INFORMACION DEL ANCLA DE GAS A LA ENTRADA DE LA BOMBA:

Eficiencia = 50.00 %

INFORMACION DE LA CABILLA:

Grado API: K
Material: AISI-4621
Esfuerzo de fluencia min. = 60.00 Kpsi
Diametro nominal = 1.25 in
Longitud unitaria = 25.00 ft
Diametro ext. de los acoples = 2.50 in

CONDICIONES DE OPERACION DE LA BOMBA:

Tasa de petroleo producido = 355.63 stb/d
Tasa de liquido producido = 402.75 stb/d
Tasa de liq.+gas en la bomba = 590.91 b/d
Fraccion de gas a la entrada = 16.61 % V/V
Eficiencia volumetrica = 93.97 %
Velocidad de giro del rotor = 179.67 rpm
Diferencia de presion en la bomba = 456.35 psi
Altura dinamica = 1053.68 ft H2O
Factor de uso = 1.82 DP/DPnom
Escurrecimiento = 37.95 b/d
Presion a la entrada de la bomba = 726.79 psia
Sumergencia de la bomba = 1687.04 ft
Fuerza axial de la cabilla = 13456.31 lbf
Torque de la cabilla = 2205.48 lbf*in
Esfuerzo max en la cabilla = 14.81 Kpsi
Factor de seguridad de la cabilla = 4.05
Potencia hidraulica = 4.59 HP
Potencia requerida en el cabezal = 6.29 HP
Eficiencia = 72.97 %
Profundidad de asentamiento = 3400.00 ft



ADVERTENCIAS DE OPERACION PARA ESTA BOMBA:

> El factor de uso es menor de 2. Se recomienda que una BCP trabaje con un factor de uso mayor de 2.

ADVERTENCIAS GENERALES AL OPERAR UNA BCP EN EL SISTEMA:

1 ADVERTENCIA: > La temperatura de fondo es muy elevada y puede causar daños al elastómero. Se recomienda usar BCP a temperaturas menores de 130°F