

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **DISEÑO DE UNA BASE DE DATOS Y SOFTWARE COMO INSUMO PARA EL MANUAL DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN DE LA ESCUELA DE PETRÓLEO DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA: FASE II**

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
De Ingeniero de Petróleo  
Por los Brs:  
Pérez H. Juan José  
Vega A. Felix Eduardo

Caracas Noviembre 2002.

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **DISEÑO DE UNA BASE DE DATOS Y SOFTWARE COMO INSUMO PARA EL MANUAL DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN DE LA ESCUELA DE PETRÓLEO DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA: FASE II**

TUTORES: Escalona Víctor  
Kowalchuk Wladimiro

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
De Ingeniero de Petróleo  
Por los Brs:  
Pérez H. Juan José  
Vega A. Felix Eduardo

Caracas Noviembre 2002.

**Juan J. Pérez H. :**

Les dedico este trabajo a mis hermanos Chirimena, Parima, Olaf, Súmiko y Xosé Manuel , a mi tía Abuela Josefina Toro, que a pesar de que ellos se encuentran lejos, se que les agradará saber que obtuve este logro, También a mis ya fallecidos padres Carmen Maritza y Manuel Clemente, quienes contribuyeron en mi formación como persona y profesional.

**Felix E Vega A**

Les dedico este trabajo a mis padres Felix Vega y Marbelia Armas de Vega ,que gracias a su apoyo pude culminar mis estudios universitarios. También a mi querida hermana Maria Gabriela y a mi tía Gisela.



## AGRADECIMIENTOS

---

### **Juan J. Pérez H. :**

Mis agradecimientos por haberme apoyado, tanto a nivel emocional como intelectual, en la realización de este trabajo son para: Lic. Andrés Vargas, Ing. Carlos Ortega, Dr. Felix Vega, Ing. Alba Llanos, Ondina Mendoza, Geraldina, Yeradine, Valeria, Yamel, Karol, Diomar, Karelly, Irene, Erik, José Manuel, Juan Almeida, Felix Vega, Luis Alberto Escalante, a mis familiares y amigos.

Un muy especial agradecimiento a la Licenciada Leudith Figuera

A los Ingenieros Víctor Escalona y Wladimiro Kowalchuk quienes gustosamente aceptaron ser los tutores de este proyecto.

También le agradezco a instituciones como PDVSA-Chuao, Intevep, por haberme facilitado la entrada a sus instalaciones para recopilar información.

Finalmente, le agradezco a la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por permitir mi formación como Ingeniero de Petróleo.

### **Felix E Vega A:**

A Dios, por darme fuerzas e iluminarme para vencer los obstáculos que se me han presentado en el transcurso de la carrera y permitirme estar viviendo este momento tan importante en mi vida.

Al maestro por guiarlo al mejor camino e iluminarme cuando todo era oscuro.

A mi padre por darme todo su apoyo de manera incondicional, por ser más que mi padre, mi amigo y compañero, el hombre que siempre ha estado cuando más lo he necesitado, no tengo palabras para agradecerte.

A mi madre por darme todo su amor y ternura, por enseñarme el valor de la vida, por darme la fuerza necesaria para continuar adelante ante toda situación, gracias por ser mi amiga, la mujer que más amo y sabes que sin ti no pudiera ser lo que soy.

A mi querida hermana Gabi, por darme su dulzura y su amor, te quiero mucho.

A mi casa de estudio la Universidad Central de Venezuela, por brindarme la educación necesaria para mi formación.

Al profesor Victor Escalona y el profesor Kowalchuk por aceptar ser nuestros tutores y darnos todo su tiempo para la elaboración de este trabajo.



## AGRADECIMIENTOS

---

A mi querida amiga y hermana Carmen Yegres, por enseñarme la incondicionalidad de una amistad, por haber estado aprendiendo juntos el valor de la vida y por haber vencido los obstáculos en nuestra relación.

A la Lic. Leudith Figuera, por brindarnos todo su apoyo en la recolección de datos para la elaboración de este trabajo.

A la ing.Alba Llanos e ing. Corro por su colaboración prestada.

Gracias a Valeria y Olaya Pino, permitirme entrar en su hogar , brindarme todo su apoyo cuando más lo necesite, gracias por hacerme sentir como en mi casa y como parte de su familia.

A mi amigo y compañero de tesis Juan Pérez.

A todos mis compañeros por estar siempre juntos a lo largo de la carrera, gracias Ondina, Diomar, Alejandra, Yamel, Patricia, Sandra, Geraldina, Yeradine, Omar, Karol, Pabon, Alba, Ninoska Mabel, Eliros, Violeta y muchos más.

**Pérez H., Juan J  
Vega A., Felix E**

**"DISEÑO DE UNA BASE DE DATOS Y SOFTWARE COMO  
INSUMO PARA EL MANUAL DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN  
DE LA ESCUELA DE PETRÓLEO DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL  
DE VENEZUELA: FASE II"**

**Tutores Académicos: Ing. Escalona Víctor e Ing. Kowalchuk Vladimiro.  
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de ingeniería. Escuela de Ingeniería de  
petróleo. Año 2002.**

**Palabras Clave:** Producción, Levantamiento Artificial, Bifásico, Software.

**Resumen.** El propósito del presente proyecto fue elaborar una base de datos para la creación de un manual de producción con los siguientes temas: Bombeo Electrosumergible y Flujo Bifásico. El objetivo general del trabajo es elaborar un manual que sirva de apoyo a los estudiantes de la escuela de petróleo para la comprensión de la materia en estudio (Ingeniería de producción II); así como también la construcción de un software en flujo bifásico en tuberías, basado en el método de Beggs y Brill, y considerando la inclusión de parámetros PVT mediante el uso de correlaciones empíricas que además será capaz de identificar zonas de flujo subsaturado. Igualmente se pretende disponer de una herramienta visual para la comprensión e ilustración del flujo de dos fases realizado bajo el lenguaje de Microsoft Visual estudio (Visual Basic 6.0); entendiendo los diferentes patrones de flujo y la utilización e importancia de las correlaciones existentes en la industria petrolera. Este software, puede ser tomado como iniciativa para la elaboración de programas similares en el futuro, sin embargo el software debe ser probado con información de pozos reales, ya que fue cotejado con problemas de pozos teóricos, adicionalmente, el número de correlaciones pudiera ser ampliado, ya que la existencia de éstas es bastante amplia. También, el método de levantamiento descrito en este proyecto pudiera ser simulado con programas semejantes para tener una mejor visualización de cada proceso, así como la descripción de otros métodos de levantamiento artificial que no fueron descritos y son de igual importancia dentro de la industria. Se concluye que por medio del uso del software se reducen considerablemente los procesos largos y complicados del método de "Beggs y Brill", además de servir como herramienta visual en fenómenos asociados al flujo bifásico, no obstante, es necesario orientarlo hacia un estilo más didáctico evitando parecerse a un programa comercial (caja negra). Este proyecto debe ser tomado como una prueba piloto para la elaboración de un nuevo manual, pero enfocado con una metodología pedagógica.

**INDICE**

Lista de Tablas.....	I
Lista de Figuras.....	III
Lista de Gráficos.....	V
INTRODUCCIÓN.....	VI

**CAPITULO I: BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

1.0-Concepto e instalación típica.....	1
1.1- Equipos de subsuelo.....	2
1.1.1-Bomba.....	2
1.1.2- Motor.....	4
1.1.3- Protector.....	4
1.1.4- Entrada y Sep de gas.....	5
1.1.5- Cables de Potencia.....;	6
1.1.6- Cables de conex al motor.....	6
1.2- Accesorios.....	7
1.3- Equipos de Superficie.....	7
1.3.1- Transformador.....	7
1.3.2- Tablero de control.....	8
1.3.3- Variador de frecuencia.....	8
1.3.4- Caja de Venteo.....	9
1.3.5- Cabezal.....	10
1.4- Selección de la bomba.....	1
1.4.1- Criterios de selección de la bomba.....	13
1.4.2- Limitaciones de la Profundidad de asentamiento.....	14
1.4.3- Procedimiento de selección (100% agua).....	15
1.4.4- Procedimiento de selección (Flujo viscoso).....	18
1.4.5- Producción con gas.....	21



1.5- Ventajas y desventajas de BES	
1.5.1- Ventajas.....	23
1.5.2- Desventajas.....	24
1.6- Consideraciones de Aplicación.....	25
Referencias del capítulo.....	26
<b>CAPÍTULO II: FLUJO BIFASICO</b>	
2.0- Concepto.....	27
2.1- Propiedades del líquido y el gas en flujo bifásico.....	28
2.1.1- Propiedades del líquido.....	28
2.1.2- Propiedades del gas.....	30
2.1.3- Correlaciones para las propiedades de los fluidos.....	30
2.2- Correlaciones de flujo multifásico	
2.2.1- Flujo vertical e .....	30
2.2.2- Flujo Horizontal.....	34
2.3- Patrones de Flujo.....	35
2.3.1- Patrones de Flujo Vertical.....	36
2.3.2- Patrones de Flujo Horizontal.....	38
2.3.3- Patrones de Flujo Inclinado.....	38
2.4- El Software.....	38
2.4.1- Descripción y Funcionamiento.....	40
2.4.2- Visión general del proceso .....	46
2.4.3- Método de Beggs & Brill.....	47
2.4.4- Limitaciones.....	54
Referencias del Capítulo.....	55
CONCLUSIONES.....	57
RECOMENDACIONES.....	58



## APENDICES:

APENDICE A: BES.....	59
APENDICE B: Flujo bifásico.....	72
APENDICE C: Correlaciones PVT.....	89
APENDICE D: Ecuación del gradiente.....	108
APENDICE E: Instalación del programa.....	112
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	116

**LISTA DE TABLAS**

Tabla I-1 Representación de coeficientes de la bomba.....	20
Tabla I-2 Flujo con gas.....	23
Tabla I-3 Resumen de aplicabilidad del BES.....	25
Tabla I-4 Observaciones.....	25
Tabla II-1 Rango de variación típicos en petróleo.....	27
Tabla II-2 Propiedades físicas del agua.....	28
Tabla II-3 Comparación de los modelos de flujo.....	31
Tabla II-4 Desarrollo histórico de las correlaciones en flujo vertical.....	32
Tabla II-5 Desarrollo histórico de las correlaciones en flujo horizontal.....	34
Tabla II-6 Patrones de flujo.....	36
Tabla II-7 Parámetros de Beggs y Brill.....	47
Tabla II-8 Valores de constantes para patrones de flujo.....	50
Tabla II-9 Constantes de dirección de flujo.....	51
Tabla A-1 Lecturas en las gráficas de las bombas.....	60
Tabla A-2 Resultados del ejemplo 1.....	60
Tabla A-3 Resultados del ejemplo 2.....	62
Tabla A-4 Resultados de las curvas típicas.....	64
Tabla A-5 Parámetros corregidos.....	64
Tabla B-1 Constantes según el tipo de flujo.....	76
Tabla B-2 Constantes según modelo de flujo.....	77
Tabla C-1 Rangos para la correlación de Standing.....	93



Tabla C-2 Parámetros de la correlación Vásquez y Beggs.....	94
Tabla C-3 Rangos de aplicabilidad de la correlación Vasquez y Beggs.....	94
Tabla C-4 Rangos de aplicabilidad de la correlación de Glasso.....	94
Tabla C-5 Rangos de aplicabilidad de la correlación de Ghetto, Paone y Villa.....	95
Tabla C-6 Rangos de aplicabilidad de la correlación de Mannucci y Rosales.....	95
Tabla C-7 Rangos de aplicabilidad de la correlación Total.....	95
Tabla C-8 Rangos de aplicabilidad de la correlación Total.....	98
Tabla C-9 Parámetros de Vásquez y Beggs.....	99
Tabla C-10 Rangos de Vásquez y Beggs.....	102
Tabla C-11 Rangos de Beal.....	103
Tabla C-12 Rangos de Beal.....	103
Tabla C-13 Rangos de Chef y Connally.....	104
Tabla C-14 Rangos de Beggs y Robinson.....	105
Tabla C-15 Rangos de Glaso.....	105

**LISTA DE FIGURAS**

Figura I-1 Instalación Típica de BES.....	1
Figura I-2 Bomba.....	3
Figura I-3 Motor.....	3
Figura I-4 Protector.....	5
Figura I-5 Entrada y separador de gas.....	5
Figura I-6 Cables de potencia.....	6
Figura I-7 Cable de conexión al motor.....	7
Figura I-8 Transformador.....	8
Figura I-9 Tablero de control.....	8
Figura I-10 Variador de frecuencia.....	9
Figura I-11.Caja de venteo.....	10
Figura I-12.Cabezal de pozo para BES.....	11
Figura I-13.alturas.....	16
Figura II-1 .Posibilidades de flujo .....	28
Figura II-2 .Patrones en flujo vertical e inclinado.....	37
Figura II-3 .Patrones en flujo horizontal.....	37
Figura II-4 .Presentación del Software.....	41
Figura II-5 .Pantalla principal del Software.....	41
Figura II-6 .Pantalla de datos requeridos.....	42
Figura II-7 .Pantalla de parámetros de correlaciones.....	42
Figura II-8 PVT del crudo.....	43



Figura II-9 .Pantalla PVT conocido.....	44
Figura II-10.Ingreso de un Nuevo PVT.....	45
Figura II-11.Resultados.....	45
Figura II-12.Distribución de flujo, temperatura y presión(pojo).....	46
Figura II-13.Diagrama del Beggs y Brill.....	48
Figura II-14.Mapa de modelos de flujo.....	48
Figura II-15.Diagrama de flujo Beggs y Brill.....	53
Figura B-1.Resultados.....	88
Figura E1 Ubicación de la carpeta.....	114
Figura E2 Ubicación del icono “ODBC”.....	115
Figura E3 Pantalla de “OBDC”.....	115
Figura E4 Pantalla de “Create Data Source”.....	116
Figura E5 Pantalla de “Setup de ODBC”.....	116
Figura E6 Pantalla de “Selec Data Base”.....	117

**LISTA DE GRÁFICAS**

Gráfico I-1 Curvas típicas de las bombas.....	12
Gráfico A-1 Factor de perdidas por fricción.....	65
Gráfico A-2 Curva de la bomba D950.....	65
Gráfico A-3 Curva de la bomba D1000.....	66
Gráfico A-4 Curva de la bomba D1100.....	66
Gráfico A-5 Viscosidad del crudo libre de gas.....	67
Gráfico A-6 Viscosidad del crudo saturado con gas.....	67
Gráfico A-7 Conversiones de viscosidad.....	68
Gráfico A-8 Pérdidas por fricción (flujo viscoso).....	69
Gráfico A-9 Bomba 19MOF.....	69
Gráfico A-10 Factores de corrección.....	70
Gráfico A-11 Parámetros corregidos de la bomba.....	71
Gráfico B-1 Resultados del programa.....	89

## INTRODUCCIÓN

La fase de producción de hidrocarburos de un campo petrolífero empieza después que han sido perforados los pozos, y continua hasta que el petróleo es bombeado desde el almacenamiento hasta un terminal de embarque. Esto ocurre normalmente en una etapa temprana de desarrollo, no solamente porque es necesario llevar el petróleo al mercado y obtener así una utilidad sobre los fuertes gastos generados, sino porque también un estudio de rendimiento de la producción es una valiosa guía para el desarrollo máximo programado para el campo.

La recolección de información para futuros yacimientos, comienza en la etapa de exploración, ya que ésta brindará los primeros parámetros que permitirán conocer como debe ser este explotado. Adicionalmente, durante la explotación de cualquier yacimiento, es necesario observar cuidadosamente la declinación de la presión con respecto a la producción. Esto permitirá conocer, con fines económicos, una evaluación del volumen de petróleo que el yacimiento rendirá finalmente.

En el transcurso del tiempo, la producción va presentando infinidad de inconvenientes que deben ser solucionados adaptando los procedimientos de producción. Las relaciones gas-petróleo o la proporción de agua pueden aumentar a niveles inaceptables; o la arena puede obstruir el flujo del petróleo y, por supuesto, puede haber un gran margen de fallas mecánicas. Aun cuando no se presente ninguno de estos problemas, el volumen de producción disminuirá significativamente en la mayoría de los campos y se hará necesario instalar equipos para la extracción artificial.

En la industria petrolera, existen varios tipos de métodos de producción artificial, en este proyecto se describirán el levantamiento artificial por gas intermitente y bombeo electrosumergible.

Este proyecto se divide en tres capítulos, los cuales fueron elaborados en base a una revisión bibliográfica exhaustiva, y organizados de la siguiente manera: capítulo I (bombeo electrosumergible) y capítulo II (flujo bifásico).

En el capítulo I (bombeo electrosumergible), se describirán los equipos de dicha instalación, instalación típica, concepto y funcionamiento del método de producción, selección de bombas, ventajas y desventajas del método. El bombeo electrosumergible, es un sistema que nace en Rusia durante la década de los veinte, como método de producción para pozos de agua, y el cual, fue posteriormente adaptado para pozos de petróleo en los Estados Unidos . Este sistema fue utilizado por primera vez en Venezuela durante la década de los sesenta.



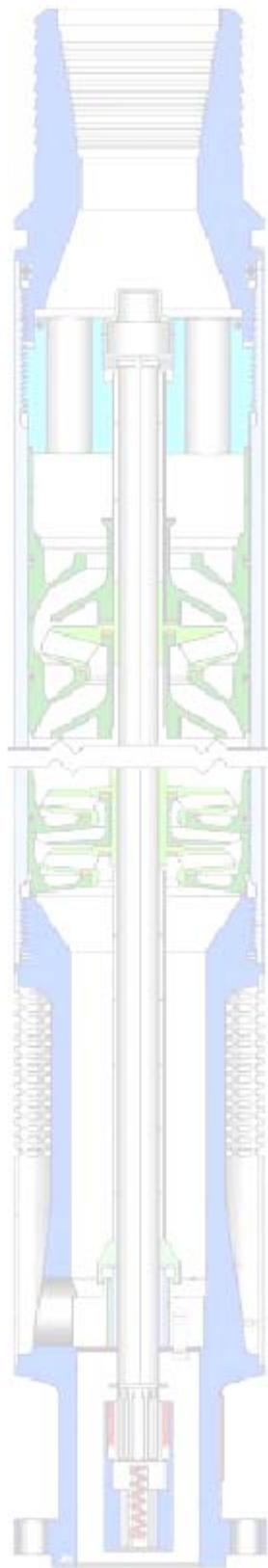
Con respecto al capítulo II ( flujo bifásico), se mostraran los factores y propiedades que afectan la retención de líquido en una tubería, se mostrará un resumen de los trabajos de correlaciones de flujo multifásico, tanto para flujo vertical, inclinado y horizontal, adicionalmente se describirán los regímenes de flujo más comunes. Finalmente se muestra un software bajo el lenguaje de visual Basic 6.0, el cual tiene como finalidad, obtener la curva de gradiente de presión para una tubería con posibilidad de dirección de flujo vertical, inclinado y horizontal, según lo establece el método de Beggs y Brill, además incorpora correlaciones empíricas de las propiedades PVT para los fluidos involucrados (crudo-agua y gas).

Este proyecto surge como necesidad de un material de consulta para las asignaturas de Ingeniería de producción I y II, debido a que la información disponible, se encuentra muy dispersa.

Por medio de este proyecto, se logrará realizar una base de datos para la elaboración de un manual, de apoyo para el estudio de las asignaturas Ingeniería de producción I y II para los estudiantes de la escuela de Ingeniería de Petróleo, de la Universidad Central de Venezuela, así como también, el tener una herramienta visual para la comprensión e ilustración del flujo de dos fases, pudiendo observar como se ven afectadas las curvas de gradiente de presión al cambiar los patrones de flujo y demás parámetros de la industria petrolera, empleando para tal fin un software.

# Capítulo I

## Bombeo Electrosumergible





## 1.0- BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE: (Rodríguez, P)

El bombeo electrosumergible (BES), es un sistema de levantamiento artificial, que se basa en la utilización de bombas de subsuelo de tipo centrífuga de múltiples etapas ubicadas en el fondo del pozo la cual es accionada por motores eléctricos.

Al igual que otros métodos de levantamiento artificial, este método es aplicable, cuando se desea desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en pozos profundos y en yacimientos potencialmente rentables o con grandes perspectivas.

El BES como método de producción, se caracteriza por ser atractivo en pozos donde se hace necesario el manejo de altas tasas de fluido, y por lo general en zonas remotas, que no dispongan de otros métodos tal como lo es el levantamiento artificial por gas. Por lo general es aplicable en los siguientes casos: alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua-petróleo, baja relación gas-líquido, sin embargo, si existe una alta relación gas-petróleo, el método es aún aplicable usando un separador de gas y baja producción de sólidos.

Una instalación típica de Bombeo Electrosumergible consta de: motor, protector, separador de gas, bomba, eductor, cables, caja de empalme, panel de controles y transformadores. Ver Fig. I-1.

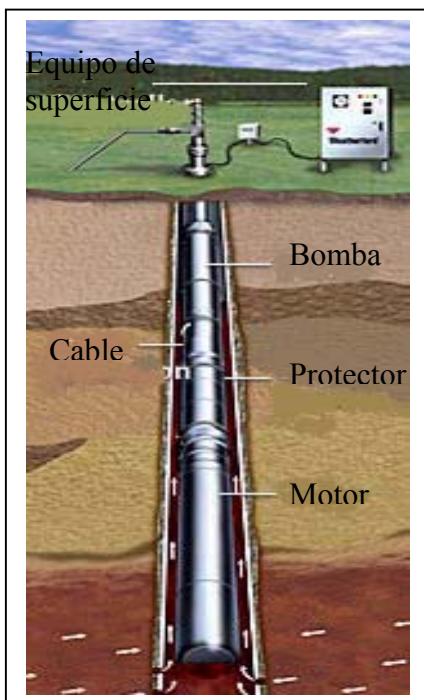


Fig. I-1, Instalación típica de BES, tomada de: Weatherford, Artificial lift Systems.



La instalación de BES está diseñada dependiendo de la aplicación, la selección correcta (tipo y tamaño), viene dada por información del pozo. Esta información de pozo, incluye: tasa de producción, IPR, presión estática de fondo del pozo, temperatura de fondo, Relación gas-petróleo, Relación agua-petróleo, gravedad específica del fluido producido, viscosidad del petróleo, y otras condiciones especiales de operación tales como producción de arena, o de fluidos corrosivos, parafina y/o problemas de emulsión. (SPE Artificial lift N° 12, 1975)

El rango de capacidad de los equipos, en cuanto al desplazamiento, va desde 200 a 90000 BPD, con profundidades de bombeo que llegan entre 12000 a 15000 pies. El rango de eficiencia del sistema se encuentra desde 18 hasta 68%, dependiendo de factores como el volumen del fluido, levantamiento neto, y el tipo de bomba. Además este sistema de levantamiento, se ve afectado por la temperatura de fondo, por la producción de arena y presencia de gas libre en la bomba.

La potencia requerida por la bomba electrosumergible es suministrada por un motor eléctrico acoplado al eje de la bomba, dicho motor recibe la energía eléctrica mediante cables que están sujetos al equipo y a las tuberías de producción con abrazaderas metálicas.

Este tipo de instalación (BES), puede ser usada en pozos verticales, con desviación o inclinados, teniendo en cuenta la variación del grado de inclinación, algunos fabricantes han adoptado modelos para ser instalados en pozos con grados de inclinación acentuada. (Howard, B, 1987)

### **1.1- Equipo de substitution usado en el sistema BES:**

En general los componentes que se encuentran en el subsuelo, de un sistema de bombeo electrosumergible son: Motor, Protector, Entrada y separador de gas, Bomba, Cable de conexión al motor y Cable de potencia. Existen también algunos accesorios comúnmente usados, tales como: Centralizadores, Protector de cables, Bandas metálicas y sistemas de inyección de químicos.

#### **1.1.1- Bomba:**

Estas son sumergibles, centrífugas y están compuestas de etapas múltiples, cada etapa posee un impulsor. Al rotar el impulsor, este desarrolla un movimiento en forma radial y tangencial, lo cual le da al fluido, una verdadera dirección y sentido. El impulsor otorga energía cinética al fluido y a su vez el difusor transforma esa energía en potencial. La energía mecánica que desarrolla el motor es transformada en energía hidráulica en la bomba, lo cual permite el ascenso del fluido hasta la superficie. Ver fig I-2 (Sanchez, D, 1999)



Materiales o aleaciones tales como: Ni-Resist, Ryton y Bronce, generalmente son usados para fabricar los impulsores. Los difusores normalmente son fabricados de Ni-Resist, mientras que el eje se fabrica de K-Monel, sin embargo, en el caso de que se requiera mayor resistencia en el eje se usa Inconel y Hastalloy. Cuando se prevé la presencia de ambientes extremadamente corrosivos, producción con problemas de asfáltenos o de fluidos abrasivos, se deberán usar aleaciones especiales. El diámetro externo nominal de la bomba oscila entre 3,38 y 11,25 pulgadas. (Howard, B, 1987)

La forma de las etapas determinan el volumen de fluido que la bomba será capaz de manejar, mientras que el número de etapas determinará el levantamiento total generado. Las etapas comúnmente se designan de acuerdo al caudal correspondiente al punto de máxima eficiencia<sup>1</sup> en barriles por día a 60 hertz, por ejemplo la compañía REDA usa el siguiente formato: DN1750, esta bomba está diseñada para producir 1750 BPD en su punto de máxima eficiencia a 60 Hz. (Sánchez, D, 1999)

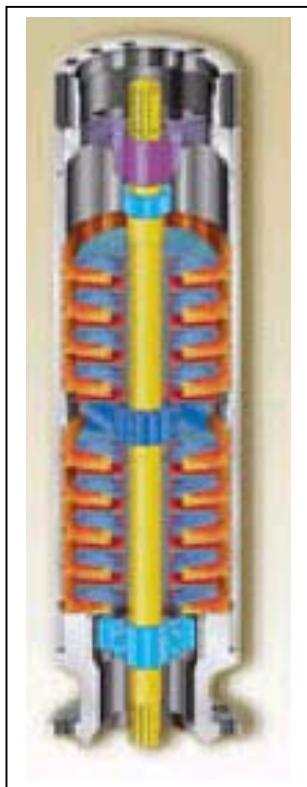


Fig I-2, La Bomba,  
tomada de:  
Weatherford,  
Artificial lift Systems.

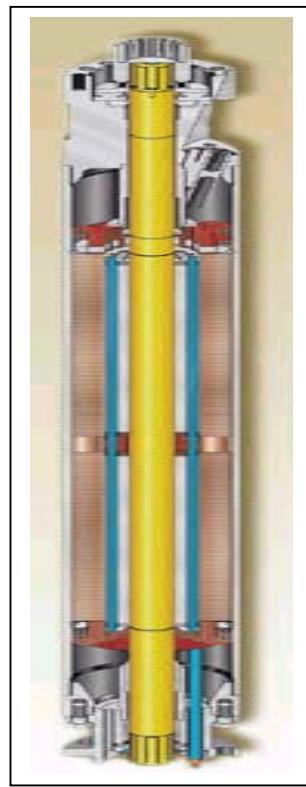


Fig I-3, El Motor,  
tomada de:  
Weatherford,  
Artificial lift Systems.

<sup>1</sup> Es el punto mas alto de la curva de eficiencia, dentro del rango óptimo de operación del equipo en particular. Las curvas típicas de cada bomba son suministradas por el fabricante, las cuales se hacen usando como fluido agua fresca.



### 1.1.2- Motor:

Éste proporciona la potencia que generará el movimiento de la bomba, su tamaño es determinado básicamente por dos factores: el primero viene dado por el cálculo de los Hp requeridos para levantar el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie venciendo las pérdidas por fricción dentro de la tubería y compensando la eficiencia de la bomba. El segundo es: el tamaño del revestidor donde ha de ser instalado. Los motores pueden ser bifásicos o trifásicos y se presentan en velocidad constante de la siguiente manera: 60 Hz con 3500 RPM y 50 Hz con 2915 RPM, además los motores vienen en diferentes voltajes de operación, es necesario investigar si se dispone de la fuente de poder antes de tomar una decisión final acerca del motor a usar. Los motores son fabricados en diferentes diámetros: 3.75, 4.56, 5.40 y 7.38 pulgadas. Ver fig I-3

El motor se llena totalmente con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético, cuya función es lubricar los cojinetes, proveer resistencia dieléctrica y conductividad térmica para disipar el calor generado hacia la cubierta del motor. Este calor que se genera durante la operación del motor es transferido a los fluidos del pozo a través de la cubierta, por lo tanto, es necesario una velocidad mínima de 1 pie por segundo, en el fluido que se produce, para proveer un buen enfriamiento.

La cubierta del motor es de pared sólida sin costura, hecha de acero con bajo contenido de carbono. El eje del motor es de acero carbono, los rotores son soportados por cojinetes hechos de Nitr alloy y bronce. (Howard B Bradley y SPE artificial lift nº 12, 1975)

### 1.1.3- Protector: (Torres, G)

Este se encuentra ubicado entre la entrada de la bomba y el motor, debido a que ésta es una pieza vital, debe ser seleccionada cuidadosamente para no disminuir la vida útil del motor. Ver fig I-4

Este posee cuatro funciones básicas:

- Conecta el eje de la bomba al motor, soportando la carga axial desarrollada por la bomba.
- Aísla internamente el motor dotándolo de un sello, que evita que el aceite del mismo sea contaminado por los fluidos del pozo. Esto se logra mediante el equilibrio de la presión en el interior del protector, con la presión externa del fluido del pozo.
- Transmite el torque desarrollado por el motor, hacia la bomba, a través del eje del protector.



- Permite la expansión y contracción del motor debido al calentamiento y enfriamiento durante el arranque y la parada.

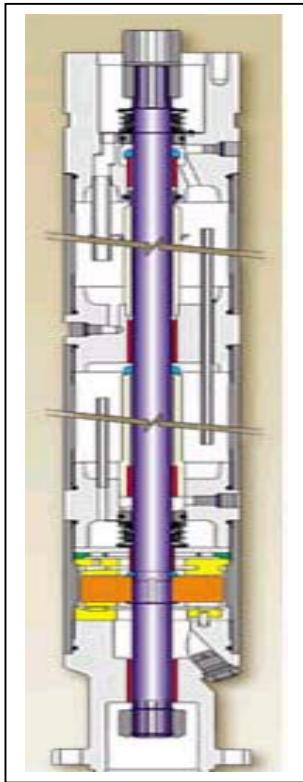


Fig I-4, El Protector,  
tomada de:  
Weatherford,  
Artificial lift Systems.

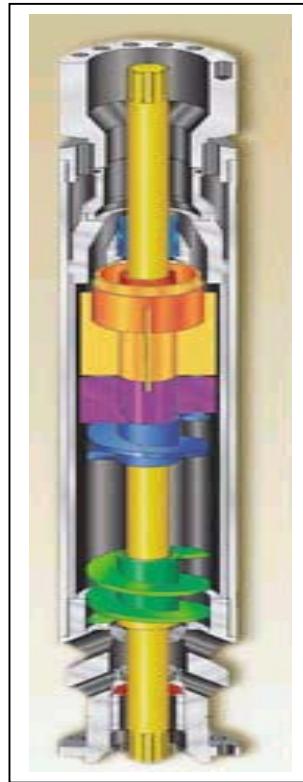


Fig I-5, Entrada y sep  
de Gas, tomada de:  
Weatherford,  
Artificial lift Systems.

#### 1.1.4- Entrada y Separador de Gas: (Howard, B, 1987)

Esta sección permite la entrada de fluidos a la bomba, puede ser de dos tipos: El tipo estándar y el que posee separador de gas. Este último evita en lo posible la entrada de gas libre en la bomba, ya que el gas genera problemas en la eficiencia de la bomba y además disminuye su vida útil. Esto se logra mediante el uso de separadores de gas, el cual envía a la bomba la máxima cantidad de líquido, y al anular el gas libre usando líneas de venteo. Ver fig I-5

Normalmente se usan separadores de gas en pozos con alto contenido gaseoso, es decir, en pozos donde se espera una alta relación gas líquido, por lo tanto el uso de separadores es opcional.

Existen dos tipos de entrada con separador: los de tipo estático y los de tipo rotativo. El estático induce la separación al reversar la dirección de flujo, produciendo



una reducción de la presión, la cual permite que el gas se separe. El rotativo separa el gas mediante el paso del flujo por una centrífuga.

#### 1.1.5- Cable de Potencia: (Torres, G)

Este por su propósito y costo es uno de los componentes más importantes del equipo de bombeo electrosumergible. Su finalidad es transmitir la energía eléctrica desde la superficie hasta el motor, además de proporcionar, mediante el uso de sensores, señales de temperatura y presión.

Todos los cables se ofrecen en varios tamaños de conductores y materiales, tanto en configuraciones redondas como planas. Este está constituido de tal forma que puede soportar altas temperaturas y presiones e impregnaciones de los fluidos del pozo, se encuentra sujeto a la tubería de producción mediante soportes metálicos y su configuración depende de el espacio disponible entre el revestidor y el eductor. Ver fig I-6

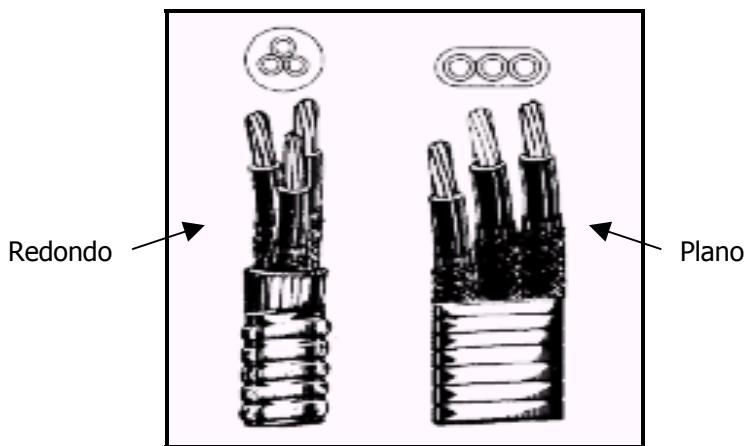


Fig. I-6, Cables de potencia,  
Tomado de Petroleum Engineer  
Handbook, Electric Submersible Pumps.

#### 1.1.6- Cables de conexión al motor:

Este es un cable de forma plana y más delgado que el de potencia, el cual permite que el cable principal vaya al motor usando una conexión. Esto se debe a que el espacio entre el conjunto bomba-motor-revestidor, es más pequeño que el existente entre la tubería de producción y el revestidor. Ver fig I-7

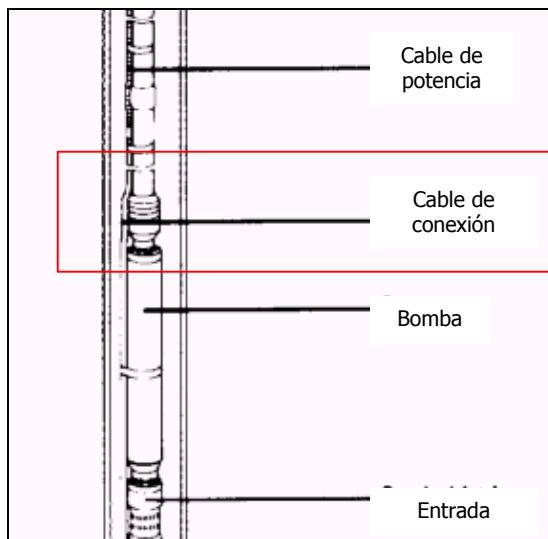


Fig. I-7, Configuración donde se muestra la posición del Cable de conexión al motor, en el recuadro rojo. (Modificado)  
Tomado de Petroleum Engineer Handbook,  
Electric Submersible Pumps

### 1.2- Accesorios: (Llanos, A, 2001)

Consta de Centralizadores, protector de cables , bandas metálicas y sistemas de inyección de químicos

La función de los centralizadores, como su nombre lo indica, es centrar el equipo BES dentro del revestimiento tanto en pozos desviados como verticales, el protector de cables, maximiza la resistencia de los mismos evitando el roce con el revestidor, las bandas metálicas sujetan el cable de potencia a la tubería de producción y los sistemas de inyección de químicos, se usan para algunas operaciones de rehabilitación de pozos.

### 1.3- Equipo de superficie del sistema BES: (Torres, G)

El equipo de superficie esta constituido básicamente por: Banco de transformación eléctrica, tablero de control y/o variador de frecuencia, caja de venteo y finalmente el cabezal.

#### 1.3.1- Banco de transformación eléctrica o transformador:

Su función principal es transformar el voltaje primario de la línea eléctrica al voltaje que el motor requiere, ya que las líneas de transmisión de energía usualmente trabajan a un voltaje mas alto que el requerido. Los transformadores son unidades sumergidas en aceite dieléctrico, el cual permite su auto enfriamiento. Ver fig I-8



Fig. I-8, Transformador,  
Tomado de Petroleum Engineer Handbook,  
Electric Submersible Pumps

### 1.3.2- Tablero de control:

Este equipo se encarga de proteger y manipular las operaciones del pozo, es decir, proteger contra altibajos de voltaje, registra consumos de energía y además inicia el bombeo de la unidad. Estos son fabricados en diferentes tipos, según la potencia del motor y los requerimientos de voltaje. Ver fig I-9



Fig I-9, Tablero de control, tomada de:  
Weatherford, Artificial lift Systems



### 1.3.3- Variador de frecuencia:

Este se puede usar en vez del tablero de control, la diferencia radica en que este posee dispositivos para cambiar las frecuencias y los voltajes que se envían al motor. El uso de este equipo presenta algunas ventajas: ( ver Fig. I-10)

- Al tener la capacidad de variar la frecuencia, permite que el motor sea arrancado a velocidades moderadas y de esta forma reducir los esfuerzos en el eje de la bomba y todos los componentes del motor, esto permite alargar la vida útil del mismo.
- Este posee dispositivos de protección para el funcionamiento del equipo, de esta forma se evitan daños al motor causados por perturbaciones eléctricas.
- A través de este se puede evaluar el comportamiento de un pozo y así permite obtener el índice de productividad real del mismo.



Fig. I-10, Variador de frecuencia,  
Tomado de Petroleum Engineer Handbook,  
Electric Submersible Pumps

### 1.3.4- Caja de Venteo:

Por razones de seguridad, está ubicada entre el panel de control y el cabezal del pozo, su función principal es eliminar el gas que pudiese viajar por medio del cable y evitar que llegue hasta el panel de control, pudiendo este causar un incendio o una explosión, además conecta el cable suplidor de la energía del equipo de superficie con el cable de potencia. Ver fig I-11

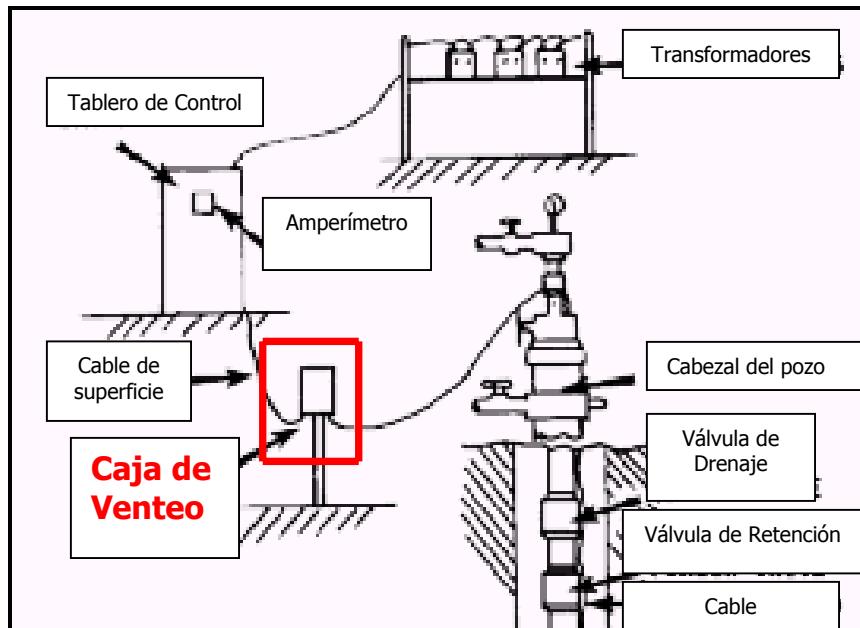


Fig. I-11, Posición de la caja de venteo  
Mostrada en color rojo,  
Tomado de the technology of artificial lift methods  
Volume 2b, Electric Submersible centrifugal Pumps

### 1.3.5- Cabezal:

Este soporta todo el equipo BES del fondo del pozo, el cual se encuentra acoplado a la tubería de producción, posee una entrada especial que permite el paso del cable de potencia. Ver fig I-12

Estos cabezales se utilizan para pozos con completación simple o dual con bomba electrosumergible. Permiten la instalación del colgador del eductor a través de los preventores. Pueden ser provistos con la preparación adecuada para la mayoría de los conectadores eléctricos disponibles en el mercado. (Disponible en: <http://www.motomecanica.com>, 2000)

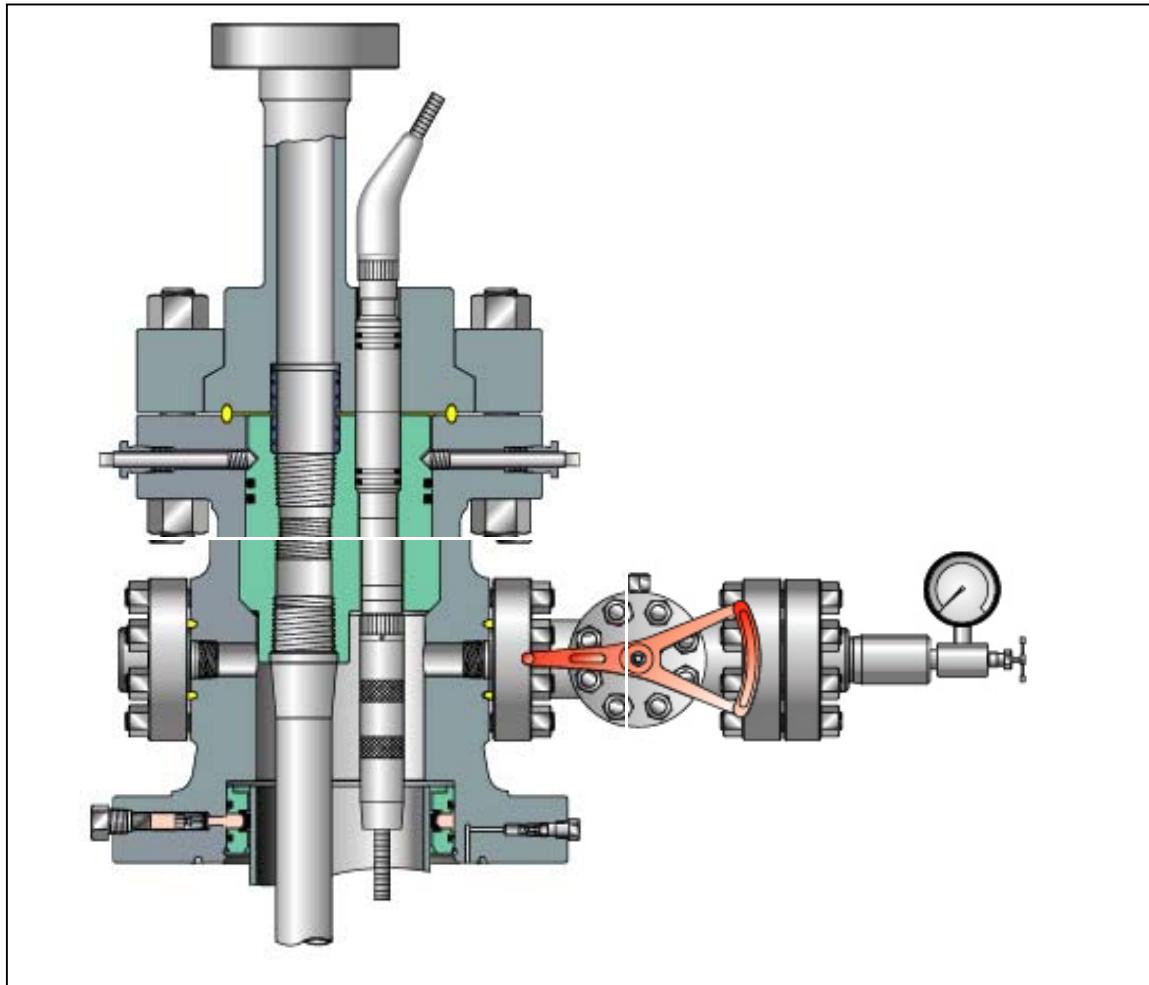


Fig. I -12, Cabezal de pozo para BES, tomado de [WWW.motomecanica.com](http://WWW.motomecanica.com)

#### 1.4- Selección de la Bomba: (Sánchez David, 1999)

Para la selección de la bomba se debe considerar la producción deseada a condiciones de fondo, trabajando siempre en el rango apropiado (rango recomendado por el fabricante de cada bomba) y en la forma más eficiente. Dicha selección depende también de factores como asentamiento de la bomba, diámetro del revestidor y la viscosidad del fluido a producir.

El método utilizado para la selección es una función de los siguientes parámetros:

- Capacidad de levantamiento (Head Capacity).



- Eficiencia de bombeo (Pump Only Efficiency).
- Carga del motor (Horsepower Motor Load).

Para efectos prácticos, una bomba se prueba operándola a una velocidad constante y variando la tasa. Mientras transcurre la prueba, la presión se incrementa y la energía suministrada por unidad de tiempo se mide a ciertos intervalos. El aumento en presión es subsecuentemente convertido en altura dinámica equivalente, y la eficiencia total es calculada. Tomando en cuenta estos parámetros, para cada tipo de bomba se pueden trazar curvas indicando la **capacidad**, **los requerimientos energéticos** y **la eficiencia total** de la misma, como se muestra en el gráfico I-1, así mismo se muestra el rango óptimo de trabajo que recomienda el fabricante (OPTIMUM RANGE), representado por el área sombreada.

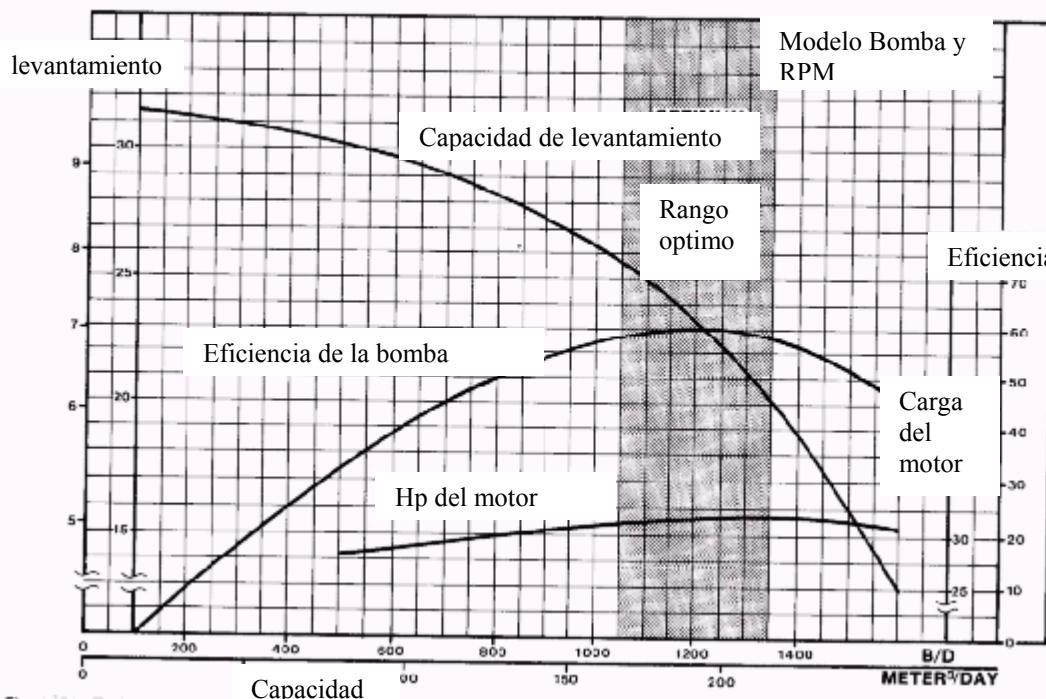


Gráfico. I-1, Curvas típicas de las bombas,  
Tomado de the technology of artificial lift methods  
Volume 2b, Electric Submersible centrifugal Pumps

Las curvas de comportamiento de bombas publicadas en la actualidad, han sido realizadas para velocidades fijas, empleando como fluido agua fresca de gravedad específica 1 y viscosidad igual a 1cp. Pero, como la principal función de las bombas en la industria petrolera (específicamente en este método de levantamiento artificial) es el levantamiento de crudos, por lo cual hay que predecir su comportamiento ante fluidos de diferentes gravedades específicas, viscosidades y además de considerar otras variaciones en el equipo. La viscosidad afecta la bomba



bajando la capacidad de levantamiento, reduciendo la eficiencia y elevando el consumo de energía en el motor, por lo tanto, esto implica un mayor número de etapas, caballaje del motor y tipo de bomba para desplazar la misma cantidad de fluido que normalmente podría ser levantado con una bomba más pequeña. Por ello, debemos tomar en cuenta los efectos por viscosidad, ya que esta es función de la temperatura y como es bien sabido, la temperatura es variable dentro del pozo, es por esta razón que se deben hacer correcciones al diseño de las bombas por medio de correlaciones gráficas. (Serrano, M, 2000)

#### 1.4.1- Criterios y Recomendaciones Prácticas Para la Selección de la Bomba. (Sánchez, D, 2000)

- Diámetro de la bomba (series) y tipo de etapa:

En general, se debe escoger la bomba de mayor diámetro que pueda ser instalada libremente en el revestidor para manejar el caudal de diseño previsto. En general las bombas de mayor diámetro serán más eficientes y menos costosas de operar. Adicionalmente las etapas más grandes podrían tener mejor comportamiento con fluidos viscosos.

- Seleccione la bomba más eficiente al caudal de operación (tipo de etapa):

Una vez que ha definido el tamaño o serie de la bomba se debe considerar la eficiencia de la bomba al caudal de diseño esperado a la succión de la bomba (petróleo, agua y gas) y a las condiciones de operación esperadas durante el tiempo de operación del BES. Se debe evitar seleccionar las bombas para operaciones fuera del rango operativo recomendado. Cuando la bomba opera en up-thrust pierde eficiencia y el fluido recircula por el faldón inferior del impulsor. Si el fluido contiene abrasivos se produce la erosión de las arandelas y eventualmente del mismo material de las etapas.

- Productividad del pozo incierta:

En proyectos de desarrollo de nuevas zonas de producción o en aplicaciones donde el IPR del pozo es desconocido, es un valor asumido o es un dato no muy seguro, es preferible usar bombas tipo compresión<sup>1</sup>. Puesto que en este tipo de bomba el empuje es manejado en el protector, si el thrust bearing del protector es seleccionado apropiadamente, el rango de operación de la bomba es mucho más extenso. En las primeras instalaciones de campos en desarrollo donde se prevé la producción de fluidos con cantidades considerables de

<sup>1</sup> Según Sánchez David: Son bombas donde cada impulsor está fijo al eje de forma rígida tal, que, no puede moverse sin movimiento del eje. Además están las bombas tipo FL, donde cada impulsor tiene libertad de moverse axialmente hacia arriba o hacia abajo en el eje y finalmente las del tipo BFL, las cuales tienen sus impulsores superiores del tipo compresión y los inferiores de tipo FL.



abrasivos, o cuando la productividad del pozo no está muy bien determinada, una bomba tipo compresión sería la mejor opción. La construcción de las bombas de tipo compresión se fabrican con tolerancias más estrechas, y su instalación en el campo requiere procedimientos y técnicas adicionales que deben ser realizadas solamente por personal capacitado.

- No se debe exceder las limitaciones físicas de la bomba a las condiciones de operación y condiciones extremas:

De acuerdo a las condiciones de operación del equipo seleccionado, se deben definir características especiales como eje de alta resistencia o junta roscada de alta presión entre la cabeza y el cubierta de la bomba. A parte de las limitaciones físicas de la bomba, al seleccionar bombas tipo compresión, es necesario verificar que el empuje generado no exceda la capacidad de carga del cojinete de empuje del protector, como a las condiciones de operación y en el caso de carga máxima.

- Producción de fluidos abrasivos y/o corrosivos:

Cuando se operan los sistemas BES el fluido de producción arrastra consigo arena no consolidada, esta le puede ocasionar daños a los sistemas e instalaciones en general. Este problema será mas o menos complicado según la cantidad y tipo de arena.

En el caso del fluido que se produce sea corrosivo, (por ejemplo cuando el pH es menor a 6 o cuando existe presencia de CO<sub>2</sub> y/o H<sub>2</sub>S ), afectaría no solamente al sistema BES sino a toda la sarta de producción disminuyendo la vida útil de esta instalación. Cuando se hace mención a la palabra corrosión, se refiere a la alteración y destrucción de algún componente metálico de dicho equipo, por reacción química de este con los fluidos y/o gases provenientes del pozo.

Por consiguiente, a la hora de escoger los componentes del sistema BES, es necesario precisar si se prevé producción con estos factores para a la hora de diseñar, seleccionar los que ofrezcan mayor resistencia.

#### 1.4.2- Limitaciones de la profundidad de asentamiento de los equipos BES : (Sánchez, D, 2000)

Al instalar un equipo BES se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Si la presión de entrada a la bomba es menor que la presión de burbujeo, es necesario asentar la bomba a una profundidad tal que el separador de gas



pueda enviar el máximo posible de líquido a la bomba, libre de gas, usualmente se usa una sumergencia de 500 pies.

- Como anteriormente se mencionó, el motor es enfriado por el fluido que se produce, por lo tanto, es preferible asentar la bomba por encima de las perforaciones. En los casos en donde se tenga que instalar el equipo por debajo de las perforaciones, es necesario instalar una camisa para reorientar el flujo y así enfriarlo o disponer de un sistema de recirculación
- Con la finalidad de aumentar en lo posible la eficiencia del sistema y disminuir las perdidas por fricción dentro de la tubería, se necesita instalar el equipo BES lo menos profundo dentro del pozo, cuidando que la presión de entrada en la bomba (si es posible) no este por debajo de la presión de burbujeo. Además colocar la bomba de esta manera también minimiza caídas de voltaje en el cable.
- Cuando aumenta la profundidad, también aumenta la temperatura, este factor afecta la temperatura del motor y del cable, por lo que estos deben ser chequeados, además es preciso saber la temperatura de fondo para elegir adecuadamente el aceite con el cual debe llenarse el motor.
- Se garantizar que no haya cavitación dentro de la bomba, lo cual se hace implementando el uso de etapas del NPSH.

#### 1.4.3- Procedimiento Para la Selección de la Bomba Utilizando Como Fluido 100% Agua. (Brown, K, 1970).

En el diseño de las bombas se utiliza el siguiente procedimiento:

- a- Se recopila y analiza la información del pozo y del fluido:

- Presión estática. ( $P_s$ , en lpc).
- Tasa de producción del pozo. ( $Q$ , en BNPD).
- Índice de productividad (IP, BNPD/ lpc).
- Diámetro de revestimiento.( Dreves., pulg).
- Diámetro de la tubería de producción.( $D_{tub.}$ , pulg).
- Gravedad específica del fluido (GE, adimensional).
- Profundidad de las perforaciones (Hperf, pie).
- Presión de cabezal del pozo ( $P_{th}$ , lpc).



### Cálculo de las alturas

En vista de que las curvas de comportamiento de las bombas, tienen como parámetro la altura de fluido a la salida, todas las presiones que se presentan en los pozos deben ser llevadas a alturas piezométricas.

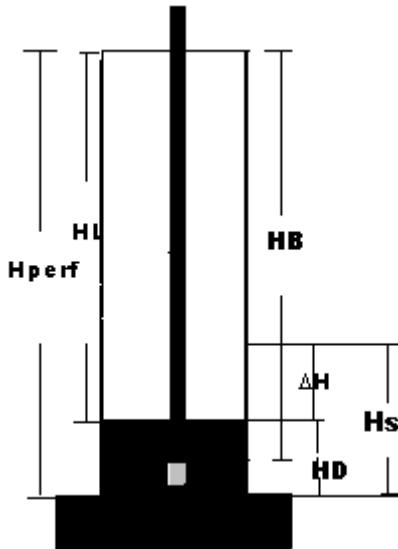


Fig I-13, Alturas

b- Se expresa el IP en unidades de altura (BNPD/pie):

$$IP = \frac{(IP(BN/D))}{\left( \frac{144}{62.4 * (GE)} \right)} \quad \text{Ec (1.1)}$$

c- Se calcula la altura estática del fluido  $H_s$  (pie):

$$H_s = \frac{(Ps * 144)}{(62.4 * GE)} \quad \text{Ec (1.2)}$$

d- Se calcula la diferencia de altura  $\Delta H$  (pie):

$$\Delta H = \frac{Q(BN/D)}{IP(BNPD/\text{pie})} \quad \text{Ec (1.3)}$$

e- Se calcula la altura dinámica  $H_D$  (pie):

$$HD = H_s - \Delta H \quad \text{Ec (1.4)}$$



f- Se calcula la altura de fluido que debe levantar la bomba HL (pie):

$$HL = H_{perf} - HD \quad . . . . . \quad \text{Ec (1.5)}$$

g- Se calcula la altura de la bomba HB (pie):

$$HB = HL + H_{succión} \quad . . . . . \quad \text{Ec (1.6)}$$

h- Se calcula la altura por pérdida debido a la fricción en tuberías de producción  $H_f$  (pie), realizándola de la siguiente manera:

$$H_f = HB * f \quad . . . . . \quad \text{Ec (1.7)}$$

El procedimiento para obtener "f" es el siguiente:

De las correlaciones gráficas, pérdidas de calor por fricción del agua en la tubería (basado en William & hazentables) de Kobe, inc oiline , en el eje de las abscisas y con la tasa dada se genera una vertical que se debe interceptar con la recta que posea el diámetro de tubería que corresponda al pozo en cuestión, luego ésta se prolonga horizontalmente hasta interceptarse con el eje de las ordenadas, es aquí donde se leerá el valor  $f$  por cada 1000 pies. Esto se muestra con mayor detalle en el apéndice A . Grafica A-1

i- Se calcula la altura del cabezal del pozo  $H_{th}$  (pie):

$$H_{th} = P_{th} * \frac{(144)}{62.4 * (GE)} \quad . . . . . \quad \text{Ec (1.8)}$$

j- La altura total se calcula por medio de la siguiente ecuación HT(pie):

$$HT = HL + H_f + H_{th} \quad . . . . . \quad \text{Ec (1.9)}$$

*Corrección de las curvas de comportamiento de las bombas.*

k- Por medio de las gráficas tipo de cada bomba, y con la utilización de la tasa que se tiene como dato, se plotea en dichas gráficas la tasa en cuestión en el eje de las abscisa (cuidando que este valor este dentro del rango recomendado por el fabricante), interceptando las curvas de eficiencia, altura y capacidad para obtener sus respectivos valores en el eje de las ordenadas (con sus respectivas escalas). Además, este proceso debe repetirse para cada bomba a la cual se le quiera evaluar su funcionamiento. Ver apéndice A

l- Se calcula el N° de etapas de cada bomba en estudio por medio de:



$$N^{\circ} \text{de etapas} = \frac{HT}{\left( \frac{H}{100} \right)} \quad \text{Ec (1.10)}$$

m- Se calcula los Hp(caballos de fuerza) por medio de:

$$HP = \left( \frac{HP * 100 \text{etapa}}{100} \right) * N^{\circ} \text{etapas} \quad \text{Ec (1.11)}$$

n- Posteriormente se calcula los Hpcorregidos( caballos de fuerza) de la siguiente manera:

$$HP_{corregidos} = HP * GE \quad \text{Ec (1.12)}$$

Finalmente se escoge la bomba que posea mayor eficiencia, menor caballos de fuerza (Hp) y menor numero de etapas (N° etapas), además se toma como criterio la sección 1.4.1 ( criterios de selección de la bomba) referirse al Apéndice A.

#### 1.4.4- Procedimiento Para la Selección de las Bombas Utilizando Como Fluido petróleo (corrección por viscosidad). (Brown, K, 1970).

En general el proceso se divide en dos etapas, primero se calculan las alturas piezométricas y segundo se corrigen, por efectos de viscosidad, las curvas de comportamiento de las bombas.

En el diseño de las bombas se utiliza el siguiente procedimiento:

a- Se recopila y analiza la información del pozo y del fluido:

- Presión estática. (Ps, en lpc).
- Tasa de producción del pozo. (Q, en BNPD).
- Índice de productividad (IP, BNPD/ lppc).
- Diámetro de revestimiento.( Dreves., pulg).
- Diámetro de la tubería de producción.(Dtub., pulg).
- Gravedad específica del fluido (GE, adimensional).
- Profundidad de las perforaciones (Hperf, pie).
- Presión de cabezal del pozo (Pth, lpc).
- Relación gas petróleo (RGP, PCN/BN).
- Temperatura promedio (Tp, °F)



### Cálculo de las alturas

En vista de que las curvas de comportamiento de las bombas, tienen como parámetro la altura de fluido a la salida, todas las presiones que se presentan en los pozos deben ser llevadas a alturas piezométricas.

b- Se expresa el IP en unidades de altura (BNPD/pie):

$$IP = \frac{(IP(BND / lppc))}{\left( \frac{144(pul^2 / pie^2)}{62.4(lb / pc) * (GE)} \right)} \quad .Ec (1.1)$$

c- Se calcula la altura estática del fluido Hs (pie):

$$Hs = \frac{(Ps * 144)}{(62.4 * GE)} \quad Ec (1.2)$$

d- Se calcula la diferencia de altura  $\Delta H$  (pie):

$$\Delta H = \frac{Q(BN / D)}{IP(BNPD/pie)} \quad Ec (1.3)$$

e- Se calcula la altura dinámica HD (pie):

$$HD = Hs - \Delta H \quad Ec (1.4)$$

f- Se calcula la altura de fluido que debe levantar la bomba HL (pie):

$$HL = H_{perf} - HD \quad Ec (1.5)$$

g- Se calcula la altura de la bomba HB (pie):

$$HB = HL + H_{succión} \quad Ec (1.6)$$

h- Se calcula la altura por pérdida debido a la fricción en tuberías de producción Hf (pie), realizándola de la siguiente manera:

$$Hf = HB * f \quad Ec (1.7)$$

Primeramente se calcula la viscosidad sin presencia de gas por medio de la Gráfica A-5, graficando una recta verticalmente desde el eje de la abscisas con la gravedad API, interceptando la curva de temperatura de la bomba, obteniéndose la



viscosidad del petróleo sin presencia de gas en centipoes (cp). Posteriormente se obtiene la viscosidad del petróleo corregida por medio de la Gráfica A-6, introduciéndose con la RGP, interceptando la viscosidad del petróleo sin presencia de gas obteniendo el valor de la viscosidad con presencia de gas en centipoes (cp) , cambiando de unidades de cp a SSU por la utilización de la Gráfica A-7.

Luego por medio de la FG1, entrando con la tasa e interceptando el valor de la viscosidad para el tamaño de la tubería de producción que se tenga y se plotea el valor de "f" por cada 1000 pies.

Se realizan los mismos cálculos explicados en la sección 1.4.3 para fluido 100% agua, pasos desde la " i" hasta la "j".

#### *Corrección de las curvas de comportamiento de las bombas.*

k- De las curvas típicas de cada bomba en estudio, se ubica el punto más alto de la curva de eficiencia, ploteando el valor de la tasa máxima ( $Q_{max, BN/D}$ ) y la altura máxima ( $H_{max,pie}$ ).

l- Con el valor de la tasa máxima, se calculan los valores de las tasas a ( 0.6, 0.8, 1, 1.2), multiplicando cada fracción por la tasa máxima de la siguiente manera:  
 $0.6 * Q_{max}$ ,  $0.8 * Q_{max}$ ,  $1 * Q_{max}$ ,  $1.2 * Q_{max}$ .

m- Para cada valor obtenido anteriormente, se plotea el valor de las respectivas alturas entrando al eje de las abscisas con los valores de las tasas e interceptando las curvas correspondientes a los valores de estas ( $H@ 0.6$ ,  $H@ 0.8$ ,  $H@ 1.2$ ). Este mismo procedimiento es valido para el calculo de las eficiencias pero con sus respectivas curvas.

n- Se calculan los factores de corrección de los parámetros de las bombas(eficiencia "Ce",altura "CH" y tasa "CQ"), por medio de la utilización de la Gráfica A-10 del apéndice A, entrando con el valor de la tasa máxima ,interceptando el valor de la altura máxima y luego el valor de la viscosidad corregida saturada con gas. Por ultimo, en ese mismo punto se traza una línea vertical interceptando cada una de las curvas de factores de corrección obteniendo sus respectivos valores para cada parámetro.

o- Finalmente cada factor de corrección se multiplica por los respectivos valores de las tasas, alturas y eficiencias, utilizándolos para construir los gráficos de las curvas típicas de cada bomba, para luego realizar cálculos pertinentes que se quieran hacer y compararlas con las originales(ver apéndice A).



Tabla I.1, Representación de los resultados para los diferentes coeficientes.

Parámetros calculados					
Qmax*CQ		Hmax*CH @ 1		Efi.max @ Ce	
Q @ 0.6*CQ		H @ 0.6*CH @ 0.6		Efi. @ 0.6*Ce	
Q @ 0.8*CQ		H @ 0.8*CH @ 0.8		Efi. @ 0.8*Ce	
Q @ 1.2*CQ		H @ 1.2*CH @ 1.2		Efi. @ 1.2*Ce	

1.4.5- Procedimiento para la selección de BES para pozos produciendo gas. (Garcia , R, y Cestari,F, 2002)

Cuando existe presencia de gas libre en la entrada de la bomba, se deben hacer consideraciones para la selección del equipo, debido a que el fluido fluye a través de las etapas de la bomba, para posteriormente ser descargado a la tubería de producción.

a- Se determina la presión de entrada a la bomba (PIP).

$$PIP = \frac{\text{columna de fluido sobre la bomba (pies)}}{2.31(\text{pies/lpc})}$$

b-Se calcula la presión de descarga de la bomba (Pdescarga) con las correlaciones de flujo multifásico o :

$$P_{descarga} = P_{th} + P_h + P_f$$

c- Se obtiene la diferencia de presión entre la entrada y descarga de la bomba ( $\Delta P$ ):

$$(\Delta P_{total}) = P_{descarga} - PIP$$

d-Se assume un número de intervalos deseados ( $\eta$ ).

d-Se determina los incrementos de presión:

$$\Delta P = \frac{\Delta P_{total}}{\eta}$$

e- Se calculan presiones intermedias  $P_0=PIP$ ,  $P_1=P_0+\Delta P$ ,  $P_2=P_1+\Delta P$  , ... ,  $P_n=P_{n-1}+\Delta P= P_{descarga}$ .



f- Se obtiene la tasa total de flujo para cada una de las presiones intermedias:

$$\begin{aligned} q_p &= q_{op} + q_{wp} + q_{gp}, \\ q_{op} &= q_o * B_o @ P = q_1 * (1 - \%AyS) * B_o @ P, \\ q_{wp} &= q1 * \%AyS * Bw @ P, \\ q_g &= q_o * (RGP - Rs) @ P * (%Giny) * Bg @ P \end{aligned}$$

g- Se determina el flujo mísico que pasa a través de la bomba:

$$\begin{aligned} m_T &= Wf = \dot{W}_o + W_w + W_g, \\ W_o &= q_o * GE_o * 350, \\ W_g &= q_o * GE_g * (RGP) * 0.0764, \\ W_w &= 350.1 * GE_w * q_o * \left( \frac{\%AyS}{1 - \%AyS} \right) \end{aligned}$$

h- Se calcula la densidad ( $\rho_{mezcla}$ ) en lbs/pc, y la GEmezcla,

$$\begin{aligned} \rho_{mezcla} &= \frac{Wf}{q_i * 5.615} \left[ \frac{lbs}{pc} \right] = \frac{Wf}{q_p} \left[ \frac{lbs}{bb} \right], \\ GE_{mezcla} &= \frac{\rho_{mezcla}}{62.4} = \frac{\rho_{mezcla}}{350.1}, \end{aligned}$$

i- Se obtiene el gradiente de presión,

$$Gp = \frac{\rho_{mezcla} \left[ \frac{lbs}{pc} \right]}{144} = GE * 0.433 [lpc / pie]$$

j- Se calcula para cada intervalo la  $\overline{q_{total}}$ ,  $\overline{GE}$ ,  $\overline{Gp}$  y  $\overline{\rho_{mezcla}}$ .

k- Se calculan las alturas de levantamiento.

$$H = \frac{P}{\overline{Gp}}$$

l- Se selecciona la bomba que cumpla con los requerimientos de que OD y las  $\overline{q}$  estén en el rango óptimo.



m- Se calculan los pies/etapas y los Hp/etapas (para una GE=1) para cada  $\bar{q}$  a partir de la curva de comportamiento de la bomba.

n- Se calcula los lpc/etapa para cada  $\bar{q}$ ,

$$\frac{lpc}{etapa} = \frac{pies}{etapa} * \overline{Gp}$$

o- Se obtiene el número de etapas para cada intervalo (#etapas)

$$\#etapas = \frac{\Delta P}{lpc / etapa}$$

p- Se calcula los HP/etapas para fluido con  $\overline{GE}$ ,

$$\frac{HP}{etapa_{GE}} = \frac{HP}{etapa_{GE=1}} * \overline{GE}$$

q- Se calculan los HP requeridos para cada intervalo,

$$HP_{requeridos} = \frac{HP}{etapa_{\overline{GE}}} * \# etapas$$

r- Se determinan los HP y las etapas totales requeridos con la sumatoria de todos los intervalos.

Tabla I-2 Resultados flujo con gas

Presión (lppc)	Tasa total (BNP)	Gravedad específica	Grad. De presión (lppc/pie)	Grad. De presión Prom. (lppc/pie)	Altura (pies)	Tasa prom. Del fluido (BNP)
$P_0 = P_{IP}$	$q_{\text{entrada}}$	$GE_{\text{entrada}}$	$GP_{\text{entrada}}$	-	-	-
$P_1$	$q_1$	$GE_1$	$GP_1$	$\overline{GP}_1$	$H_1$	$\bar{q}_1$
$P_2$	$q_2$	$GE_2$	$GP_2$	$\overline{GP}_2$	$H_2$	$\bar{q}_2$
...	...	...	...	...	...	...
$P_n$	$q_n$	$GE_n$	$GP_n$	$\overline{GP}_n$	$H_n$	$\bar{q}_n$



## **1.5- Ventajas y desventajas del sistema BES:** (Disponible: <http://www.Weatherford.com>, 2001 y Serrano, M, 2000)

Como es de esperarse el sistema BES posee algunos puntos a favor y otros en contra, estos se mencionan a continuación.

### *1.5.1- Principales ventajas del Bombeo Electrosumergible:*

- Los costos de levantamiento para grandes volúmenes son bajos.
- Usado tanto en pozos verticales, como en desviados.
- Las bombas del BES pueden manejar tasas de producción alrededor de 200 a 90000 BPD.
- Este tipo de instalaciones no impactan fuertemente las zonas urbanas.
- Bajo mantenimiento.
- Se facilita el monitoreo de presiones y temperaturas del fondo del hoyo, por medio del uso de sensores.
- El BES puede ser manejado en pozos con grandes cortes de agua y baja Relación Gas- Líquido.
- Alta resistencia en ambientes corrosivos dentro del hoyo.

### *1.5.2- Principales desventajas del Bombeo Electrosumergible:*

- Es de vital importancia e imprescindible la presencia de una fuente de corriente.
- Se requiere de altos voltajes.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- Los cables dificultan el corrido de la tubería de producción.
- Este tipo de levantamiento artificial no se debe usar cuando hay alta producción de sólidos.
- No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales y a los requerimientos de alta potencia de superficie.



- Con la presencia de gas libre en la bomba, no puede funcionar esta impidiendo el levantamiento.

1.6.- A continuación se muestra en resumen las consideraciones de aplicación del BES

Tabla I.3, Resumen de aplicabilidad del BES.

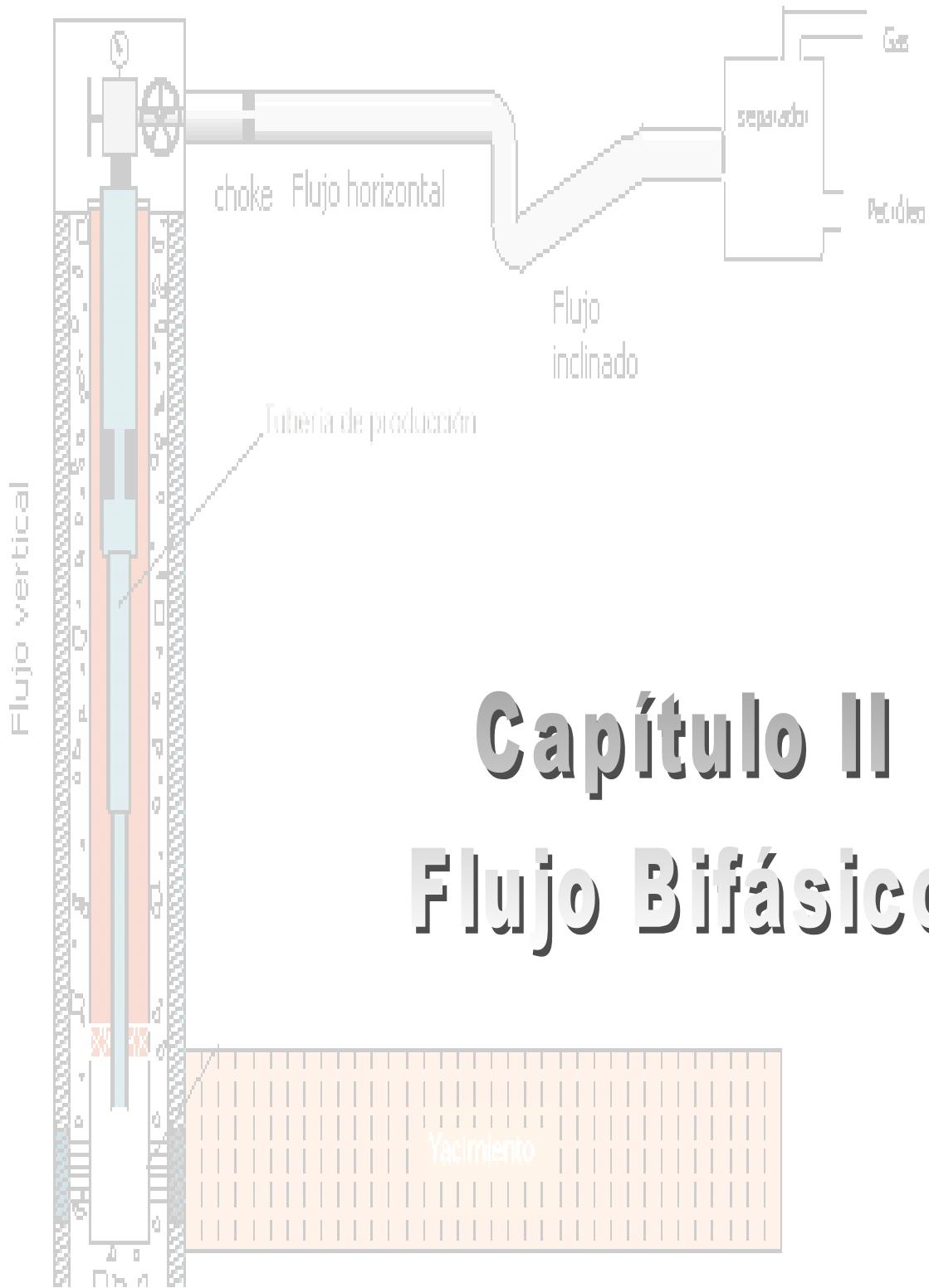
	Rango típico	Máximo
Profundidad de operación	1000' – 10000' TVD	15000' TVD
Volumen de levantamiento	200 – 90000 BPD	100000 BPD
Temperatura de operación	100 –275 °F	400 °F
Desviación del hoyo	10°	Horizontal

Tabla I.4, Observaciones.

	Condición	Observaciones
Manejo de corrosión	Regular	Según fabricación
Manejo de gas	Regular	Según uso de sep. de gas
Manejo de sólidos	Regular	Según fabricación
Gravedad del Fluido	> 10 ° API	

*Referencias*

- ❖ Brown, E. Kermit. **The technology of Artificial Lift Methods.** Volume 2b. Capitulo 4 Universidad de Tulsa. Revisión 1970.Pg 21, 25, 26,63,75,90.
- ❖ García, R y Cestari, F. **Material sobre Bombeo Electrosumergible no publicado.** Julio 2002. UCV.
- ❖ Howard B Bradley, **Petroleum Engineer Handbook**, SPE Texas 1987, Capitulo 7, Pág. 7-1 a 7-5
- ❖ Llanos Alba, **Análisis y Evaluación del Sistema de Bombeo Electrosumergible (1998/2000) en la Unidad Monagas Sur (Uracoa y Tucupita).** Trabajo especial de grado 2001.UCV, Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo, Pág 31.
- ❖ Montilla V, Lucybel, **Optimización de la Producción del Campo Guafita Mediante La Utilización DE Sistemas Especializados.** Trabajo especial de grado 2000.UCV, Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo, Pág.9
- ❖ Rodríguez Pablo, **Bombeo Electrocentrífugo**, Tecnopetrol de Venezuela, Maracaibo Edo Zulia Páginas II-2 a II-18.
- ❖ Sánchez David, **Curso Avanzado de Operaciones BES**, Schlumberger, Reda Production Systems, 1999-2000 Pág. 15 – 78
- ❖ Serrano Maria Alejandra, **Simulación de Comportamiento de Pozos que Producen Mediante los Sistemas de Levantamiento Artificial por BES o Cavidad Progresiva.** Trabajo especial de grado 2000. UCV, Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo, pag 12 - 20 , 156 - 167 y 168 – 173.
- ❖ Society of Petroleum Engineers, **Artificial lift N° 12**, Dallas Texas 1975, Páginas 73-83 y 175-179.
- ❖ Torres Gilberto, **Operaciones de Arranque y Detección de Fallas en Pozos con Bombeo Electrocentrífugo**, Cepet, paginas 10 – 23.
- ❖ Fundamentos y Técnicas sobre BES, Cáp. III, Pág. 81, 87 – 94.
- ❖ <http://WWW.motomecánica.com>, (web site) 2000.
- ❖ <http://www.Weatherford.com/Artificial Lift Systems> (web site) 2001.



# Capítulo II

## Flujo Bifásico

## 2.0- FLUJO BIFÁSICO:

Se refiere al flujo libre en tuberías o conductos de cualquiera de las siguientes combinaciones: Líquido-gas, Líquido-sólido o sólido-gas.

De todas estas combinaciones, la más compleja de describir y predecir es la de Líquido-gas, debido a que se unen importantes factores: la compresibilidad de una de las fases, la interfase desformable de la otra, el fenómeno de deslizamiento de entre las fases, cambio de la forma de flujo y la transferencia de componentes entre ambas fases y además la situación se acentúa aun más cuando se requiere estudiar el flujo en cualquier dirección. (Vertical, inclinado, direccional u horizontal) Ver Fig. II-1.

Es de especial interés, en la industria petrolera, conocer o poder predecir la caída de presión y la retención de líquido que ocurre durante el flujo de dos fases en tuberías. El flujo bifásico ocurre en las tuberías, en los pozos de petróleo y gas y en instalaciones de superficie (líneas de flujo), la mayoría de los pozos de gas produce algo de líquido y la mayoría de los pozos de petróleo producen algo de gas. Como la energía natural de los yacimientos se agota durante las operaciones normales de producción, estos son equipados con sistemas de levantamiento artificial tal como gas lift, y para el diseño de este tipo de instalaciones es necesario un método para predecir los gradientes de presión, a lo largo de la tubería.

El gas y el líquido pueden existir como una mezcla homogénea o el líquido puede estar en gotas rodeadas de gas o también pueden fluir paralelamente o en cualquier otro patrón de flujo de los que más adelante serán descritos. En el caso de la industria petrolera, el gas puede estar fluyendo con dos líquidos, (agua y petróleo) y existe además la posibilidad de que estos líquidos estén emulsionados y también el gas puede estar formando espuma. Los fluidos son mezclas multicomponentes cuyo comportamiento de fases es muy complejo, adicionalmente existen factores tales como la temperatura, la presión, la longitud de la línea de flujo, el diámetro de la tubería la rugosidad de las paredes de la tubería, la forma por donde el flujo a de circular (por ejemplo flujo por el espacio anular) y finalmente como ya se dijo el ángulo de la línea de flujo, que ayudan a que la descripción del flujo sea más complicado, en la tabla II-1 se muestran algunos de los rangos típicos en la industria petrolera, para dichos factores.

Tabla II-1, Rango de variación típicos en petróleo.

Factor	Rango
Temperatura °F	400 hasta ambiente
Presión Ippca	15M - atmosférica
Longitud de la tubería: superficie En pozos	0 - centenares de millas 0 – a más de 20000 pies
Ángulo	-90 - + 90 °

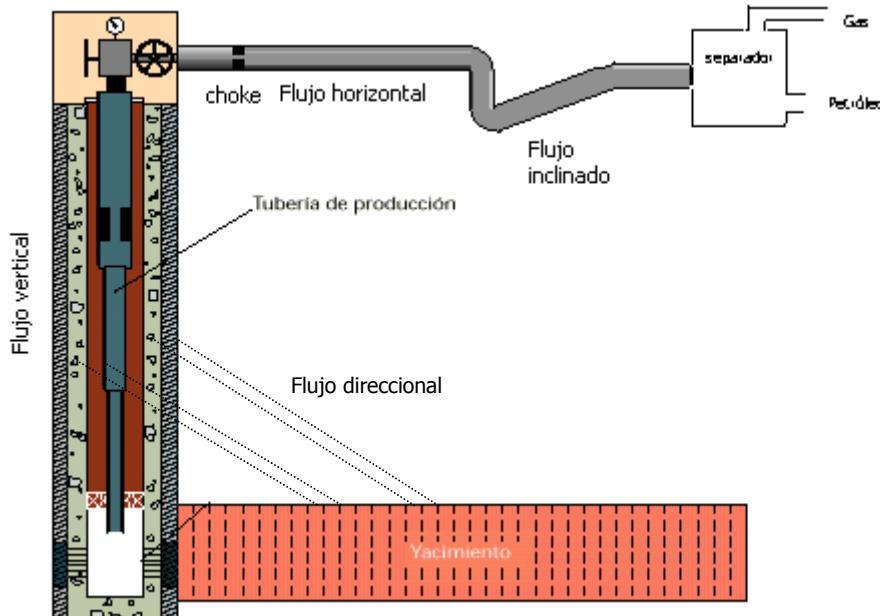


Fig. II-1, Algunas posibilidades de flujo en un conjunto pozo Yacimiento, tomado del W.E.C, Evaluación de pozos y modificado.

## 2.1- Propiedades del gas y líquido en flujo bifásico: (Brown, K, 1977)

En los problemas de flujo multifásico existen algunas propiedades que se ven más afectadas que otras con los cambios de presión y/o temperatura que ocurren dentro de la línea de flujo, por ejemplo en los líquidos las que más se ven alteradas son densidad y viscosidad, y en lo que se refiere al gas, compresibilidad y viscosidad.

### 2.1.1- Propiedades del líquido

En flujo bifásico, normalmente, se encuentra algún líquido, el cual puede ser agua, petróleo, condensado o alguna combinación de estas. En la mayoría de los casos, las propiedades de los líquidos son referenciadas a las del agua por eso en la tabla II-2 se muestran algunas de sus propiedades:

Tabla II-2, Propiedades físicas del agua.

Propiedad	Valor
Gravedad específica @ 20 °C	1.00
Peso específico	62.4 lbm/pc
Compresibilidad	$3 \times 10^{-6}$ lppc <sup>-1</sup>
Gradiente de presión	0.433 lppc/pie
Gravedad @ 60 °F y 14.696 lppca	10 °API
Densidad	62.428 lbm/pc
Viscosidad @ 60 °F y 14.696 lppca	1 cp
Tensión superficial @ 60 °F y 14.696 lppca	72 din/cm



- Densidad: El gradiente de presión es afectado por esta propiedad, esta se ve afectada por la presión dentro de la tubería.
- Compresibilidad y FVF: En el agua, los cambios en volúmenes causados por cambios en la presión, pueden despreciarse ya que estos son insignificantes en los problemas de flujo bifásico, sin embargo, en el petróleo estos cambios si son considerables y son contabilizados en el factor de volumen del petróleo. Este factor también provee los cambios de volumen como resultado del gas que sale de la solución del petróleo.
- Viscosidad: Este factor es muy importante en el flujo bifásico, ya que, los crudos muy viscosos son un verdadero problema. La viscosidad se define como la resistencia que una parte del Fluido ofrece al desplazamiento de la otra. Es la propiedad del fluido en virtud de la cual éste ofrece resistencia a las tensiones de cortadura. Se puede considerar como la fricción laminar interna dentro del Fluido. La viscosidad en los líquidos varía con los siguientes factores: Temperatura, presión, densidad, gas en solución y composición. En los crudos y aceites en general los cambios en su viscosidad son significativos a lo largo de toda la tubería, mientras que el agua los cambios son menos notorios, en algunos problemas de flujo bifásico se asume que la viscosidad del agua permanece constante.
- Tensión superficial: Una molécula localizada en un líquido, de forma que este libre de influencias del medio y que además este en el seno del fluido, se encontrará equilibrada en el ámbito de fuerzas, sin embargo si ésta se encuentra cerca de la superficie, habrá un claro desbalance de fuerzas en el contacto con la superficie, tal desbalance hace que la superficie del Fluido tienda a contraerse, es decir, tienda a mostrar una área mínima. Si se imagina una línea de longitud unitaria sobre la superficie de un líquido, fuerzas opuestas e iguales actuarán sobre la línea a uno y otro lado, a cada una de estas fuerzas se le denomina tensión superficial. La tensión superficial se puede definir como la tendencia de contraerse que posee la superficie líquida expuesta a gases, es la tendencia de un líquido a exponer una mínima superficie libre. La tensión interfacial es una tendencia similar existente cuando dos líquidos inmiscibles se hallan en contacto, y es aproximadamente igual a la diferencia entre sus tensiones superficiales medidas con el aire. La tensión superficial generalmente se mide en dinas por centímetro. Este parámetro es importante en la formación de los patrones de flujo



### 2.1.2- Propiedades del gas:

- Densidad: esta es una de las propiedades que más afectan el gradiente de presión vertical en flujo multifásico, esta ayuda a bajar el gradiente de presión dentro de la tubería.
- Viscosidad: esta propiedad se incrementa con la presión y la temperatura, el efecto ocasionado por la presión, es el mismo que en el líquido, sin embargo, el efecto por temperatura es el contrario, a mayor temperatura, aumenta la viscosidad de los gases.
- Compresibilidad: como ya es sabido, la compresibilidad de los líquidos es baja en comparación con la de los gases, los gases son altamente compresibles

### 2.1.3- Correlaciones para las propiedades de los fluidos:

Estas pueden ser divididas en dos grupos:

- Correlaciones composicionales: Son modelos semiempíricos, con una buena base teórica y cubren un rango bastante amplio de composición, temperatura y presión. En este tipo de análisis se requiere conocer la composición del fluido y la temperatura y presión a la cual se hace el estudio.
- Correlaciones no-composicionales: Son modelos empíricos pero bastante adecuados para simular el comportamiento de fluidos. En este tipo de análisis se necesita conocer lo siguiente, gravedad específica del aire, gravedad específica del crudo, gravedad específica del agua y relación gas líquido, además de presión y temperatura.

En este estudio solo serán consideradas las correlaciones del tipo no-composicional, debido a la relativa facilidad de aplicación, ya que estas, dependen de los valores que normalmente se conocen en campo, y las aquí usadas se encuentran descritas más adelante en el acápite del software.

## 2.2- Correlaciones de Flujo Multifásico: (Brown, K, 1977, Alarcón, G, Bharath, R, 1988, y Economics, M, 1994)

### 2.2.1- Flujo Vertical e inclinado:

A lo largo de la historia se han desarrollado modelos para el cálculo del gradiente de presión durante el flujo multifásico, este valor es la suma de tres factores: El gradiente de presión hidrostático, de fricción, y aceleración además de factores tales como tensión superficial, viscosidad y densidad que deben ser considerados, sin embargo los cambios debidos a la reacción entre fases no es

tomado en cuenta. El conocimiento del gradiente de presión en la industria petrolera, es de vital importancia, ya que, permite modelar, por ejemplo, la completación del pozo, las tasa de flujo y en definitiva el diseño de la instalación de levantamiento artificial.

El mas claro avance en el problema del cálculo del gradiente fue cuando en 1952, Poettmann y Carpenter publicaron su trabajo, desde entonces se han presentado una gran cantidad de métodos para solucionar el problema, los cuales inicialmente fueron denominados homogéneos, los siguientes empíricos y los más actuales mecanísticos. Ver tabla. II-3.

En el presente, la creciente industria petrolera, usa métodos generalizados, sin embargo, los modelos mecanísticos están ganando terreno debido a que arrojan resultados más precisos, a pesar de que estos modelos son mucho más complejos.

Tabla II-3, Comparación de los tipos de modelos de flujo, tomado de: Flujo de dos fases y modificado.

Métodos Homogéneos 1952-1963	Correlaciones Empíricas Generalizadas, 1963-1985	Modelos Mecanísticos Desde 1980 en adelante
La tasa de flujo de los primeros pozos en producción fue muy alta al igual que el grado de turbulencia.	En los años de flujo de los pozos, su tasa decrece y también el grado de turbulencia. La fases tienden a fluir separadamente.	Surgen como motivación del alto % de error que arrojaban los anteriores modelos. Son mucho más complicados.
La mezcla se podía considerar casi homogénea con las fases moviéndose a la misma velocidad y usaban propiedades promedio.	La mezcla no puede considerarse homogénea y existe una marcada diferencia entre las velocidades de las fases. Error típico $\pm 20\%$ .	Estos simulan los complicados mecanismos de flujo en función de patrón existente en sitio. Error típico $\pm 10\%$ .
No se consideraron patrones de flujo.	Se toman en cuenta los patrones de flujo.	Después de establecer el patrón de flujo, usan modelos hidrodinámicos.
$\frac{dp}{dz}_{tot} = \frac{\rho_m \cdot g \cdot \operatorname{sen}(\theta)}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot U_m^2}{2 \cdot D \cdot g_c} + \frac{\rho_m \cdot U_m \cdot dU_m}{g_c \cdot dz}$	$\frac{dp}{dz}_{tot} = \frac{\rho_m \cdot g \cdot \operatorname{sen}(\theta)}{g_c} + \frac{f_{2f} \cdot \rho_m \cdot U_m^2}{2 \cdot D \cdot g_c} + \frac{\rho_m \cdot U_m \cdot dU_m}{g_c \cdot dz}$	$\frac{dp}{dz}_{tot} = \frac{\rho_m \cdot g \cdot \operatorname{sen}(\theta)}{g_c} + \frac{f_{2f} \cdot \rho_m \cdot U_m^2}{2 \cdot D \cdot g_c} + \frac{\rho_m \cdot U_m \cdot dU_m}{g_c \cdot dz}$
$\rho_m = \text{masa total / volumen total en sitio}$	$\rho_m = \rho_f \cdot H_f + \rho_g \cdot (1-H_f)$	$\rho_m = \rho_f \cdot H_f + \rho_g \cdot (1-H_f)$
Se ajusta empíricamente a los datos experimentales a través del factor de perdidas de la mezcla $f_m$	Se ajusta empíricamente a los datos experimentales a través de la retención de líquido, $H_f$ y el factor de fricción de dos fases $f_{2f}$ .	Se ajusta con modelos mecanísticos semiempíricos a los datos experimentales a través de la retención de líquido, $H_f$ y el factor de fricción de dos fases $f_{2f}$ .

Existen muchos trabajos en flujo multifásico vertical, en tabla II-4, se listan en resumen algunos de ellos:

Tabla II-4, Desarrollo histórico de las correlaciones en flujo vertical, tomado de: The technology of artificial lift methods y Modificado)

Año	Autor (es)	Tipo de trabajo	Tamaño de la tubería (pulgadas)	Fluidos	Comentarios
1914	Davis y Weidner	Experimento de laboratorio	1 <sup>1/4</sup>	aire-agua	Trabajo por separado los conceptos de retención y fricción. Mostró que la rugosidad es un factor.
1929	Donoghe	Experimento de campo	5, 3, 2 <sup>1/2</sup> , 2, 1 <sup>1/2</sup>	crudo	Mostró que una velocidad mínima de 5 pie/seg fue necesaria para mantener un pozo fluyendo.
1931	Versluis	Teórico			Discutió modelos de flujo sin valores prácticos.
1932	Versluis	Ánálisis matemático			Sin valores prácticos
1947	Shaw	Experimento de laboratorio	1, 1 <sup>1/2</sup> , 2, 2 <sup>1/2</sup>	aire-agua	Mostró los efectos del diámetro, longitud de tubería, y sumergencia sobre tasas de flujo y requerimientos de gas.
1952	Poettmann y Carpenter	Método semiempírico, usando datos de campo	2, 2 <sup>1/2</sup> , 3	crudo, agua y gas	Desarrolló una solución práctica para tubing de 2", 2 <sup>1/2"</sup> y 3", para relaciones gas líquido < 1500 PC/BN y tasas mayores que 420 BND.
1954	Gilbert	Datos de campo para uso práctico	2, 2 <sup>1/2</sup> , 3	crudo, agua y gas	Presentó una serie para flujo multifásico vertical.
1958	Govier y Short	Experimento de laboratorio	tubos pequeños	aire-agua	Presentó una correlación para el cálculo de perdidas de presión, sin embargo, esta no fue extendido al uso práctico.
1960	U.S Industries	Práctico	1 a 4 <sup>1/2</sup>	crudo, agua y gas	Perfeccionó las curvas de los trabajos de Poettmann y Carpenter.
1961	Tek	Semiempírico	2, 2 <sup>1/2</sup> , 3	crudo, agua y gas	Uso los datos de la correlación de Poettmann y Carpenter para elaborar otra correlación. No ha sido probada en campo.
1961	Baxendall	Datos de campo por el método de Poettmann y Carpenter	2 <sup>1/2</sup> , 3 <sup>1/2</sup>	Aceite y gas	Uso datos del campo Lago de Maracaibo y elaboró una correlación similar a la de Poettmann y Carpenter. (resultó una buena correlación para esa área)
1961	Ros	Experimento de laboratorio + datos de campo	todos	todos	Buena correlación para todos los rangos de flujo.
1961	Duns y Ros	Experimento de laboratorio + datos de campo	todos	todos	Buena correlación para todos los rangos de flujo. Es más fácil de entender que el trabajo original de Ros.
1961	Griffith y Wallis	Experimento de laboratorio	pequeños	aire-agua	Buenos resultados en la región de flujo paquetes. Usado por otros investigadores para mejorar sus correlaciones.
1961	Hughmark y Pressburg	Experimento de laboratorio	pequeños	aire-agua	Presentó una correlación de retención usada por Dukler en flujo horizontal.
1962	Winkler y Smith	Práctico	1 a 3 <sup>1/2</sup>	crudo, agua y gas	Perfeccionó las curvas de los trabajos de Poettmann y Carpenter.
1962	Griffith	Experimento de laboratorio	pequeños	aire-agua	Usado para mejorar otras correlaciones en régimen de flujo burbuja.

1963	Gaiter, Winkler y Kirkpatrick	Experimento de campo. (1000' de tubería)	$1, 1^{1/4}$	gas y agua	Desarrollo correlaciones para Tamaños de tubería usadas en las pruebas. No ha sido extendido para su uso práctico en campo.
1963	Fancher y Brown	Experimento de campo	2	gas y agua	Recoleto datos para extender la correlación de Poettmann y Carpenter, para predecir con mayor exactitud, las perdidas de presión a bajas tasas de flujo y altas relaciones de gas-líquido.
1963	Hagedorn y Brown	Experimento de campo. (1500' de tubería)	$1^{1/4}$	aire-crudo	Desarrolló una correlación específicamente para manejar los efectos de viscosidad en tuberías de $1^{1/4}"$
1965	Hagedorn y Brown	Experimento de campo	1 a 4	crudo, agua y gas	Desarrollo una correlación generalizada para manejar todos los rangos en flujo multifásico.
1967	Okiszewski	Revisión de todos los métodos + su propia correlación	todos	crudo, agua y gas	Utilizo el trabajo de Ros y el de Griffith y Wallis, para preparar su propia correlación general para predecir perdidas de presión en todos los rangos de flujo.
1972	Aziz y Govier	Datos de campo y laboratorio	todos	todos	Presento correlaciones desarrolladas mecanisticamente, probadas con datos de campo.
1972	Sánchez	Datos de campo	flujo anular	todos	Verifico la habilidad de manejar el flujo anular por las por las correlaciones presentadas hasta hoy.
1973	Beggs y Brill	Laboratorio	$1, 1^{1/2}$	Aire-agua	Desarrollaron una correlación generalizada para manejar todos los rangos de flujo multifásico y cualquier dirección de flujo.
1973	Chierici, Civci y Scrocchi		todos		Presento una modificación del método de Okiszewski para modelos de flujo paquete, probado con datos de campo.
1973	Cornish	Datos de campo	flujo anular	Aceite-gas	Correlación para muy altas tasa de flujo en pozos de una determinada área.
1974	Gray	Datos de campo	< 3.5	gases condensados	Diseñada específicamente para pozos de condensados. (GOR elevados) $\beta > 70^\circ$
1974	Chierici, et. Al	Revisión y modificación de otros métodos	Rango Amplio	crudo, gas y agua	Resultados confiables para altos valores de GOR. Buena en Gas Lift. $\beta > 70^\circ$

De estos trabajos los más sobresalientes fueron los siguientes: Duns y Ros, Hagedorn y Brown, Okiszewski y Beggs y Brill. (Resaltados en color azul)

## 2.2.2- Flujo horizontal :

En la industria petrolera, es de especial interés conocer las distribuciones que ocurren en flujo horizontal por lo siguiente: predecir comportamiento de flujo tanto en las tuberías de transporte que unen las instalaciones costa afuera con las que están en tierra firme, como , las líneas de flujo superficial que transportan mezclas de gas y líquido, para así determinar tamaños de tubería y predecir tasas de flujo.

Existen muchos trabajos para flujo horizontal, a continuación se muestran algunos de ellos, en la tabla II-5.

Tabla II-5, Desarrollo histórico de las correlaciones en flujo horizontal, tomado de The technology of artificial lift methods y Modificado.

Año	Autor (es)	Tipo de trabajo	Comentarios
1949	Lockhart y Martinelli	Experimento de laboratorio	Considerado uno de los primeros trabajos de flujo horizontal. Este método es usado aún en campo. Presento cuatro regímenes de flujo.
1949	Bergelin y Gazely	Experimento de laboratorio	Observó cinco modelos de flujo. Ofreció una solución.
1949	Kosterin	Teórico	Presentó una solución y presento un diagrama de modelos de flujo.
1952	Johnson y Abou Sabe	Experimento de laboratorio	Construyó un grafico para predecir modelos de flujo. Su trabajo se llevó a cabo cerca de la presión atmosférica.
1953	Schneider	Experimento de laboratorio	Desarrolló una correlación del factor de fricción de dos fases.
1954	Baker	Práctico, con datos de campo	Describió siete modelos de flujo. Ofreció una ecuación para resolver por pérdidas por presión para cada ecuación. Buena el flujo paquetes.
1954	Schneider, White y Huntington	Experimento de laboratorio	Definió las perdidas por fricción similar al trabajo de Kosterin. Resultados regulares.
	Alves	Experimento de laboratorio	Observó siete modelos de flujo y presento un mapa de modelos de flujo. No entregó una solución general.
1955	Chenoweth y Martin	Experimento de laboratorio a 100 lppc	Intento mejorar el trabajo de Lockhart y Martinelli. Usó presiones mayores a 100 lppc y diámetros de tubo más grandes. No obtuvo una solución satisfactoria.
1955	White y Huntington	Experimento de laboratorio	Presentó un mapa de modelos de flujo. Su trabajo se llevó a cabo a presión atmosférica.
1956	Bertuzzi, Tek y Poettmann	Semiempírico con datos experimentales	Usó un balance general de energía, correlacione el factor de fricción de dos fases con el $N_{Re}$ . No encontró una buena correlación.
1957 - 1967	Baker	Práctico	Artículos adicionales de Baker han contribuido al mejor entendimiento del problema de flujo horizontal.

1958	Chisholm y Laird	Experimento de laboratorio	Trató el mismo tema que Lockhart y Martinelli. Extendió el tema usando tuberías variando la aspereza de la misma.
1958	Sobociński y Huntington	Experimento de laboratorio	Trabajó con tuberías de tres pulgadas. Propuso una solución para el problema de flujo de mezclas agua-gas-crudo. Baker notó que ellos fallaron en lo referente al flujo paquetes.
1959	Hoogendoorn	Experimento de laboratorio	Presentó un mapa de modelos de flujo. Midió la retención de líquido. Determinó las perdidas de presión por aceleración. Presentó cálculos de perdidas de presión.
1959	Yocom	En campo	Estudió el campo Middle East Lines.
1960	Bankoff	Experimento de laboratorio	Presentó una correlación para la retención de líquido y un método para el cálculo de las caídas de presión. No fue un buen trabajo para uso en campo.
1961	Baker, W.J. Y Keep	En campo	Presentaron algunas buenas correlaciones.
1963	Beadle, Harlan y Brown	Simplificación de la ecuación de Fanning	Usaron el valor de fricción de 0.01, el cual dio buenos resultados un rango limitado.
1963	Ciafaloni	Matemático	Estudió cuatro métodos. (tesis)
1966	Eaton	Experimento de campo	Desarrolló una solución para el problema con la correlación de retención de líquido y el factor de fricción. Es una de las mejores correlaciones.
1967	Andrews	Experimento de campo	Desarrolló una buena correlación para líneas de 2"
1964	Dukler	Recolecto datos de análisis similares	Desarrolló una buena correlación para todos los rangos de flujo y tamaños de tuberías.
1969	Dukler	Presento un de grafico análisis similares	Dio en completo detalle una discusión del banco de datos de Houston y el método de Dukler.
1970	Baker, et al	Diseño manual	Presentó el procedimiento de diseño y ejemplos del método de Dukler.
1970	Degance y Atherton	Analizó algunos de los métodos	Presentó siete diferentes publicaciones sobre todos los aspectos de flujo multifásico. Es una excelente discusión de las limitaciones y exactitud.
1973	Beggs y Brill	Laboratorio	Presentaron una correlación que toma en cuenta cualquier ángulo de flujo.
1973	Govier y Aziz	Todos	Presentó un libro que cubre en detalle lo referente al flujo horizontal.

De estas los más destacados fueron: Eaton , Dukler y Beggs and Brill. (resaltados en azul)

### 2.3- Patrones de Flujo: (Alarcón, G)

Cuando dos fluidos con diferentes propiedades físicas fluyen juntos en la misma tubería, existe un amplio rango de posibles regímenes de flujo. Un régimen o

patrón de flujo es la descripción de la estructura de flujo, o distribución de una de las fases en relación con la otra.

En flujo monofásico es fácil identificar si se está en presencia de flujo laminar o turbulento, a pesar de que esta información es requerida también para flujo bifásico, lo más importante es conocer la geometría del flujo.

La geometría de un flujo bifásico, se refiere a la distribución interfacial entre el gas y el líquido, las cuales se presentan de varias formas de flujo cuya clasificación general se muestra en la tabla II-6:

Tabla II-6, Patrones de flujo (general)

Patrones	Geometría
Distribuidos	Burbuja y Rocío
Intermitentes	Pistón y Paquetes o Borbotones
Segregados	Estratificado, Ondulado y Anular

### 2.3.1- Patrones en flujo Vertical: (Ver Fig. II-2)

- Flujo burbuja: Una de las fases se encuentra distribuida en forma de burbujas inmersas en una fase continua, se habla de flujo burbuja cuando la fase continua es líquida, y de flujo rocío cuando la fase continua es gas. El tamaño de las burbujas aquí presentes es pequeño en comparación con el diámetro de la tubería.
- Flujo Paquetes o Borbotones: las burbujas crecen en tamaño, por aumento en la presencia de gas, hasta acercarse al diámetro de la tubería y estas fluyen en el mismo sentido que el líquido que se encuentra entre burbuja y burbuja.
- Flujo Agitado: Si la velocidad de flujo aumenta, las burbujas o borbotones colapsan, resultando en un flujo caótico, espumoso y desordenado.
- Flujo Anular Filamentado: La fase líquida se reacomoda hacia las paredes de la tubería formando una capa relativamente gruesa, el gas fluye por la parte central arrastrando dentro de sí filamentos de líquido.
- Flujo Anular: Aquí al igual que en la anterior, la fase líquida está recubriendo las paredes internas de la tubería y el gas está fluyendo en el centro, llevando consigo olas de líquido, si la película de líquido se rompe y sólo quedan gotas de líquido circulando en el gas, la nueva configuración de las fases recibe el nombre de flujo rocío.

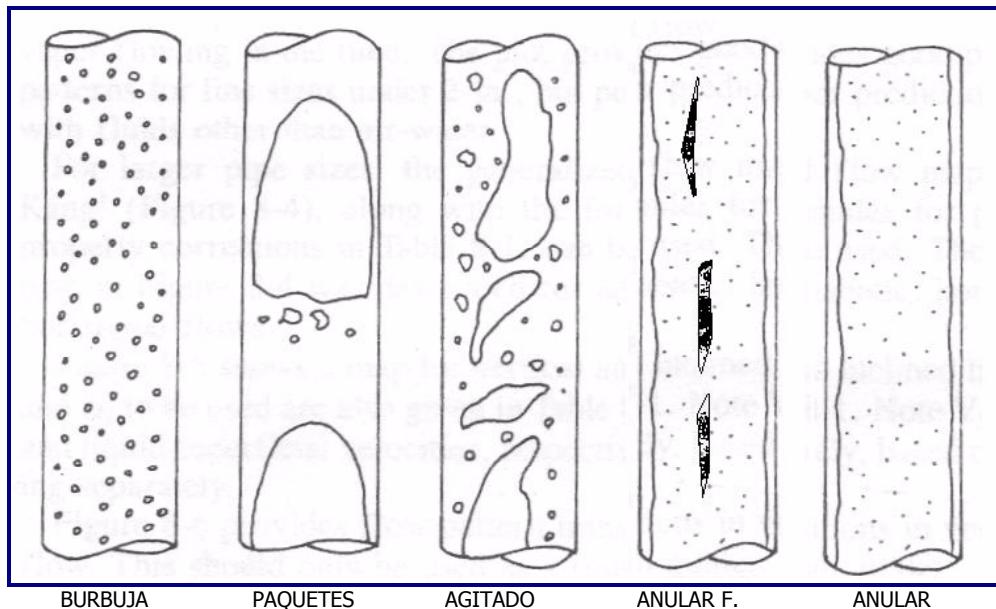


Fig. II-2, Patrones en flujo vertical, tomado de Fluid Flow Pocket Hanbook

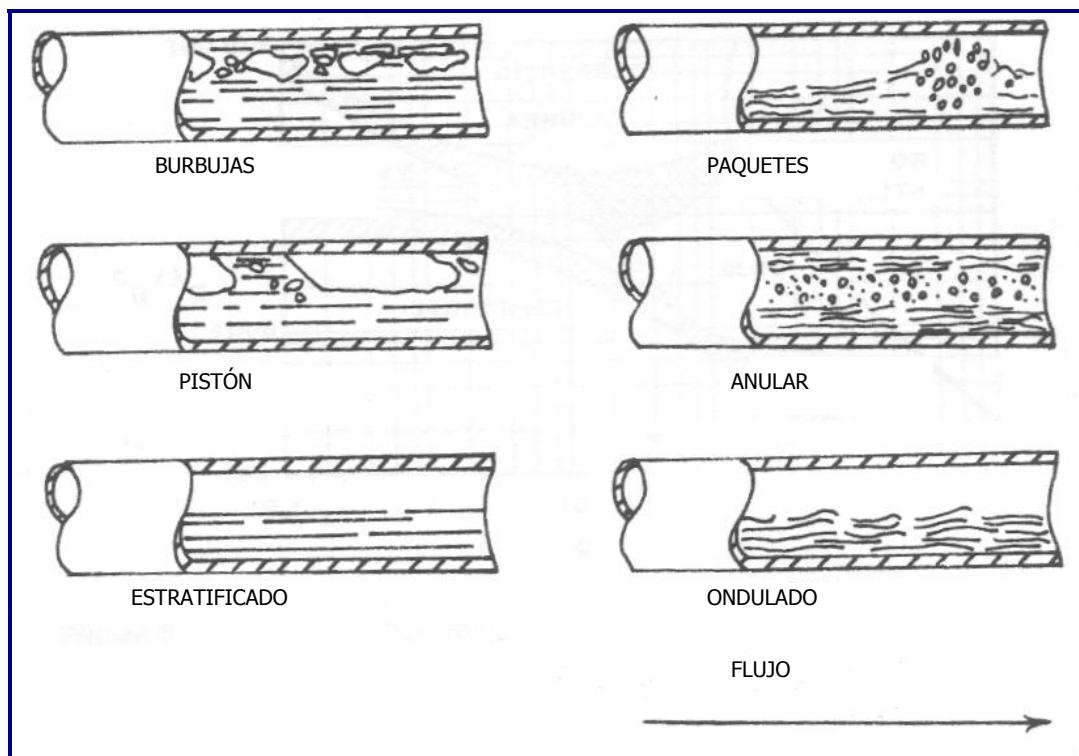


Fig. II-3, Patrones de flujo horizontal, tomado de Fluid Flow Pocket Hanbook

### 2.3.2- Patrones en flujo Horizontal: (Ver Fig. II-3)

- Flujo Burbujas: Este es parecido al que ocurre en flujo vertical Burbujas, sin embargo, las burbujas por efectos gravitatorios se reubican en la parte superior de la tubería.
- Flujo Pistón: Este es similar al flujo vertical Paquetes o Borbotones, salvo que estas grandes burbujas suelen viajar el la parte superior del tubo.
- Flujo Estratificado: Aquí las dos fases fluyen paralelamente, separadas por una interfase relativamente lisa. Este flujo solo ocurre a bajas velocidades de gas y líquido.
- Flujo Ondulado: Cuando aumenta la velocidad del gas, esa interfase líquida comienza a deformarse, formando algo parecido a olas.
- Flujo Paquete o Borbotones: Sí aumenta aún más la velocidad del gas, las ondas se levantan hasta tocar la parte superior de la tubería, formando así una gran burbuja espumosa y alargada que viaja a gran velocidad.
- Flujo Anular: Sí todavía aumenta más la velocidad del gas, este creará su propio camino a través del líquido, empujándolo hacia las paredes del tubo, siendo la parte inferior más gruesa que la superior, debido a efectos gravitatorios, llevando en su seno gotas de líquido, eventualmente sí se rompe la zona de líquido y este comienza a viajar en forma de burbujas en el seno del gas, el patrón de flujo recibe el nombre de Rocío.

### 2.3.3- Patrones en flujo Inclinado:

Sí la inclinación con respecto a la horizontal es pequeña, los patrones de flujo se mantienen igual que en flujo horizontal. Sí la inclinación es hacia abajo existe una tendencia hacia los patrones ondulado y estratificado, pero si la inclinación es hacia arriba, los patrones predominantes son Paquetes y pistón. Por otro lado si la inclinación es alta con respecto a la horizontal, los patrones de flujo son básicamente los mismos que para flujo vertical.

## 2.4- El Software:

El programa objeto de este estudio, se basa en el modelo de Beggs y Brill para el cálculo de caídas de presión dentro de una tubería, el cual está descrito más adelante en detalle, fue diseñado en el lenguaje de programación denominado Visual Basic 6.0, propiedad de Microsoft Corporation. Visual Basic 6.0 es uno de los lenguajes de programación que más entusiasmo despiertan entre los programadores de PCs, tanto expertos como novatos. En el caso de los programadores expertos por la facilidad con la que desarrollan aplicaciones complejas en corto tiempo

(comparándolo con los otros lenguajes como: Visual C++, por ejemplo). En el caso de los programadores novatos por el hecho de ver de lo que son capaces a los pocos minutos de empezar su aprendizaje. El precio que hay que pagar por utilizar Visual Basic 6.0 es una menor velocidad o eficiencia en las aplicaciones. Visual Basic 6.0 es un lenguaje de programación visual, también llamado lenguaje de 4<sup>a</sup> generación. Esto quiere decir que un gran número de tareas se realizan sin escribir código, simplemente con operaciones gráficas realizadas con el ratón sobre la pantalla.

Visual Basic 6.0 es también un programa basado en objetos, aunque no orientado a objetos como C++ o Java. La diferencia está en que Visual Basic 6.0 utiliza objetos con propiedades y métodos, pero carece de los mecanismos de herencia y polimorfismo propios de los verdaderos lenguajes orientados a objetos como Java y C++.

Un modelo es una aproximación de la realidad y por lo tanto este posee limitaciones que dependerán de las suposiciones hechas al momento de su realización. Adicionalmente a esto están las limitaciones que el software tendrá producto de la traducción del modelo matemático al lenguaje de programación.

La idea del uso de los programas, radica principalmente, en lo útil que estos podrían resultar a la hora de simular un proceso, por ejemplo, los programas simplifican los cálculos complicados, largos e iterativos, que normalmente se encuentran asociados al área de la ingeniería en general, disminuyendo de esta forma el tiempo empleado en resolver problemas y minimizando la probabilidad de cometer errores de cálculo, en particular, al estudiar el método de Beggs y Brill, existe un gran número de ecuaciones secuenciales que deben ser resueltas para alcanzar el cálculo del gradiente en la tubería, adicionalmente, si no se cuenta con las propiedades PVT del crudo, estas deben obtenerse por medio de correlaciones empíricas, y en caso de que si se posean, entonces se debe proceder a interpolar para obtener las propiedades PVT en los puntos que se desean, finalmente el proceso es iterativo, es decir que se ejecuta hasta que cierta condición se cumple (para mayor información, ver Fig. III-7), es por esto que el empleo de un programa disminuiría el proceso de cálculo y las probabilidades de equivocarse.

De lo anteriormente dicho se infiere que la finalidad de usar un software es agilizar los procesos de cálculo y reducir la posibilidad de cometer errores, no queriendo decir que el programa es infalible, pero en definitiva con un buen mantenimiento y actualización del mismo se incrementa su funcionamiento y se disminuyen sus limitaciones, además uno de sus principales atractivos es la posibilidad de re-uso continuo y la facilidad de implementar cambios en las variables de entrada para observar como varían los resultados en función de dichos cambios, sin necesidad de repetir todo el proceso de cálculo.



Es de indispensable importancia saber que el resultado que arrojará el programa, dependerá de la veracidad de los parámetros, en el, introducidos, es decir, si se tratase de simular un proceso de flujo bifásico en una tubería, con condiciones particulares de flujo, para un crudo de 35 °API y al iniciar el sistema el usuario se equivoca e introduce 25, es evidente que el resultado no corresponderá con lo esperado, sin que esto signifique que el resultado es erróneo, finalmente es requerido que el usuario tenga claro que es lo que realmente desea hacer y que sea cuidadoso en la inserción de los parámetros.

En conclusión, un modelo es una representación de un proceso o sistema que toma en cuenta los atributos y propiedades que le interesan al usuario para el seguimiento de un parámetro específico, por ejemplo, temperatura, patrones de flujo, flujo másico o caídas de presión.

#### 2.4.1 Descripción y funcionamiento:

Para instalar e inicializar en software por primera vez, se recomienda dirigirse al apéndice "F", donde encontrará los procedimientos para llevar a cabo tal tarea.

##### *Puesta en Marcha:*

Primeramente, debe ubicar el ícono del programa denominado "Beggs and Brill", haga doble clic sobre él y aparecerá una pantalla que corresponde a la presentación del software, tal y como se muestra en la figura II-4, ejecute clic sobre esta y ya estará adentrado en la primera interfaz del programa. (ver Fig. II-5).

En esta última, se muestran las siguientes zonas:

- 1- menú principal
- 2- barra de herramientas
- 3- botones de desplazamiento
- 4- dirección de flujo
- 5- barra de desplazamiento por los casos almacenados

Cuando se habla de casos almacenados, se refiere, a condiciones particulares de flujo para un determinado sistema, es decir, información para un momento dado de producción de un pozo, por ejemplo. Para ingresar un nuevo caso de estudio, puede hacerlo desde el menú archivo (1) o presionando el botón en la barra de herramientas con el ícono , una vez que solicite la acción, se mostrará la pantalla que se muestra en la figura II-6.



Fig. II-4, presentación del software.

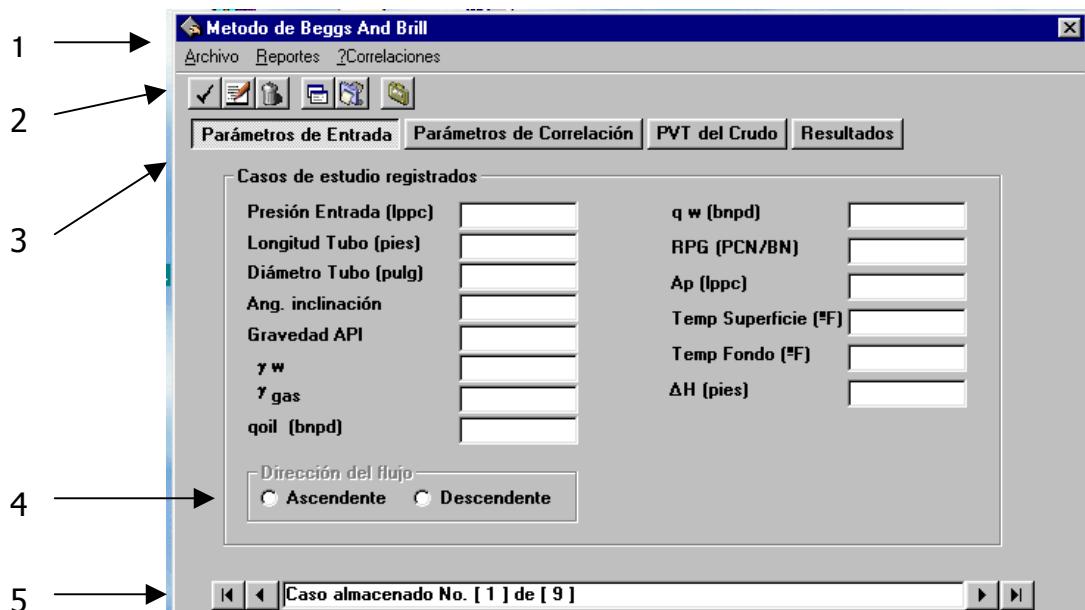


Fig. II-5, Pantalla principal.

Cuando se habla de caso de estudio, se refiere, a condiciones particulares de flujo para un determinado sistema, es decir, información para un momento dado de producción de un pozo, por ejemplo. Para ingresar un nuevo caso de estudio, puede hacerlo desde el menú archivo o presionado el botón en la barra de herramientas, una vez que solicite la acción, se mostrará la pantalla que se muestra en la figura II-6.

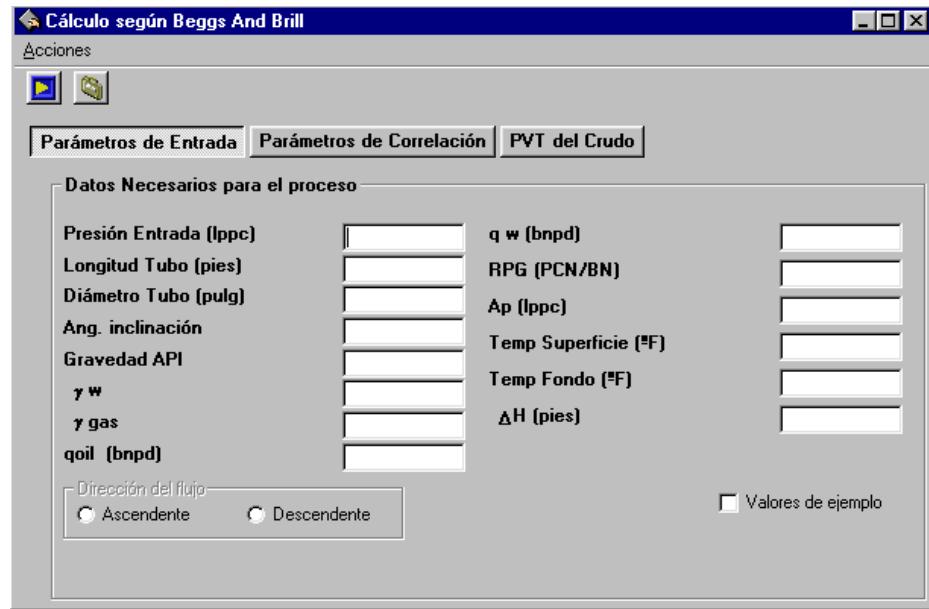


Fig. II-6, Pantalla de Datos Requerido

En esta pantalla el usuario podrá ingresar los Valores para un determinado proceso de flujo. Una vez que finalice el llenado de este botón de acción (Parámetros de entrada), presione el botón denominado “Parámetros de correlación” y verá lo siguiente: (Fig. II-7)

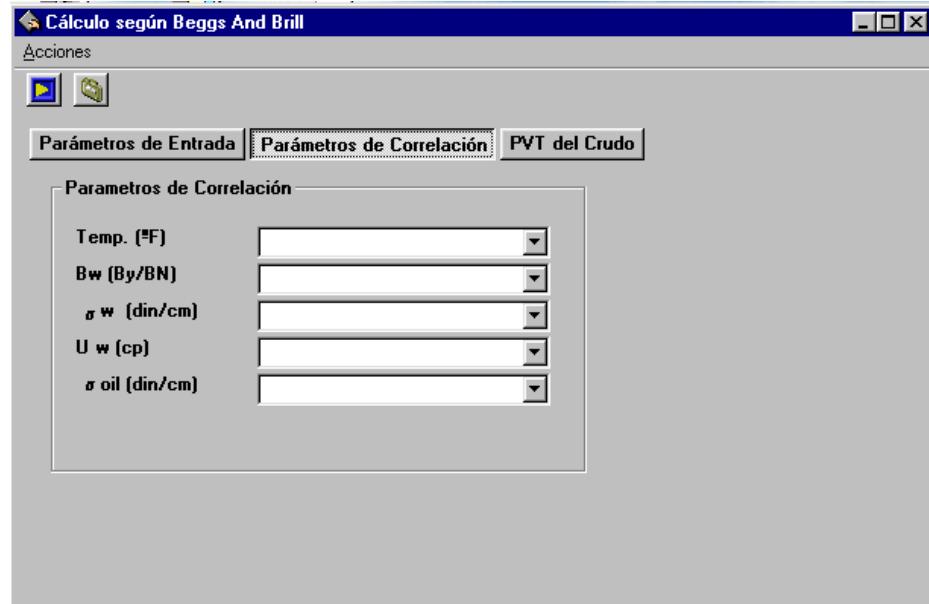


Fig. II-7, Pantalla de Parámetros de correlaciones

Aquí podrá seleccionar con cual forma desea trabajar para las propiedades mostradas. Para la temperatura cuenta con las opciones “Promedio”, “Lineal” y “Ramey”, para  $\beta_w$ , se debe elegir entre “Constante” y “Craft y Hawkins”, en  $\sigma_w$  “Constante” y “Ten @ 74 y Ten @ 280”, en  $\mu_w$  cuenta con “Constante” y “Beggs y

Brill" y finalmente  $\sigma_{0\text{oil}}$ , puede seleccionar entre las opciones "Baker", "Constante" y "Ten @ 68 y Ten @ 100", la forma como funcionan esta correlaciones esta descrita en el apéndice "D", y en caso de que las requiera en el instante en que se esta usando el programa, las puede ubicar en el menú "?correlaciones". La casilla que ahora se encuentra desactivada, "Salinidad del Agua (ppm)" sólo se activará si se opte por la correlación de "Craft y Hawkins" para el cálculo de  $\beta_w$ , por lo que en caso de que así sea deberá poseer tal información. ( para más detalles diríjase al Apéndice "D")

Una vez finalizado el llenado del botón "Parámetros de correlación", se debe presionar el señalado como "PVT del Crudo" y aparecerá una pantalla, tal como se muestra en la figura II-8:

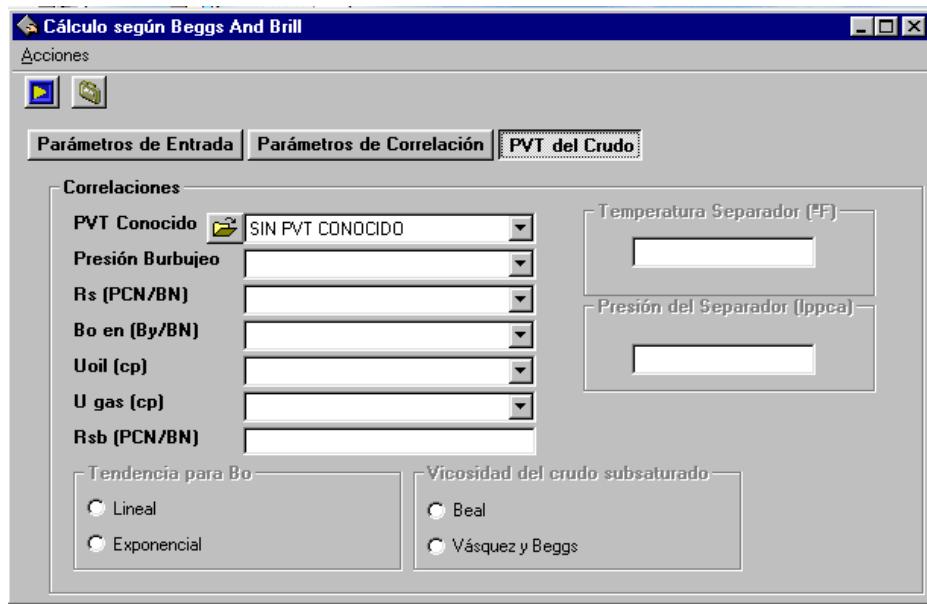


Fig. II-8, PVT del crudo

En esta pestaña, el usuario, deberá escoger los parámetros PVT del crudo, contando para ello con dos valiosas opciones, la primera es que se posea un Análisis PVT del crudo, y la segunda, es que se deseé obtener mediante el uso de correlaciones empíricas.

Para el funcionamiento del programa se requiere conocer la presión de burbujeo, para evaluar si hay flujo subsaturado, ya que este, compara la presión local con la Pb y así lo determina.

En la segunda opción citada, el usuario, puede elegir con cual de la correlaciones disponibles desea trabajar. Para este programa en particular, se cuenta con las siguientes correlaciones: para Presión de burbujeo: "Getto Paone y Villa", "Glaso", "Mannucci y Rosales", "Standing", "Total", "Valor conocido", y "Vásquez y Beggs", donde valor conocido es si el usuario dispone de dicha información, para Rs:

"Getto Paone y Villa", "Glaso", "Mannucci y Rosales", "Standing", "Total", y "Vásquez y Beggs", para  $\beta_{oil}$  : "Glaso", "Standing", "Total", y "Vásquez y Beggs", para  $\mu_{oil}$  : "Beal", "Beggs y Robinsón" y "Glaso", y para  $\mu_g$  : "Constante" y "Lee", donde constante, es asumir que no variará a lo largo de la tubería.

Si existe flujo subsaturado, el usuario deberá además elegir como desea calcular  $\beta_{oil}$  por encima de la presión de burbujeo, para lo cual contará con dos opciones, "Lineal" y "Exponencial", y también deberá elegir con cual correlación desee trabajar la viscosidad del crudo "Beal" o "Vásquez y Beggs" para saber como funcionan esta correlaciones, nuevamente debe dirigirse al apéndice "D" o solicitar información en la ayuda de correlaciones del software.

En el caso que se elija alguna de las correlaciones de "Vásquez y Beggs", el programa solicitará además la presión y temperatura del separador, datos que son opcionales.

Si el usuario dispone de un análisis PVT, debe presionar el icono que encuentra al lado de "PVT conocido" y se ejecutará una pantalla donde podrá ingresarlo, tal y como se muestra en la figura II-9:

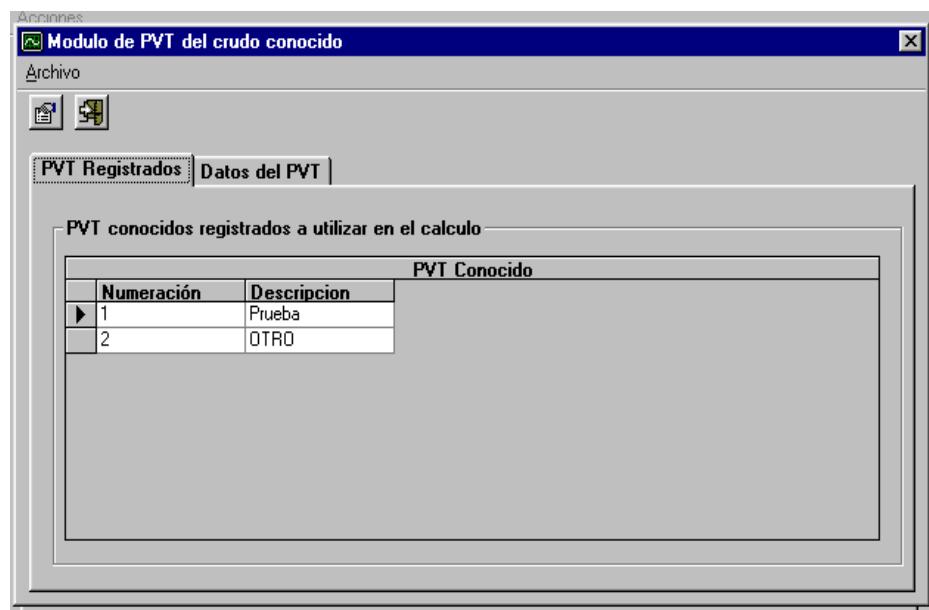


Fig. II-9, PVT del crudo conocido

La primera pestaña corresponde a los distintos PVT almacenados en memoria, disponibles y previamente ingresados en la base de datos. Es decir, que se podrán correr pruebas con distintos PVT con el posible propósito de hacer comparaciones, para agregar el PVT con que el usuario desea trabajar, presione la pestaña denominada "Datos del PVT" y se mostrará la siguiente pantalla:

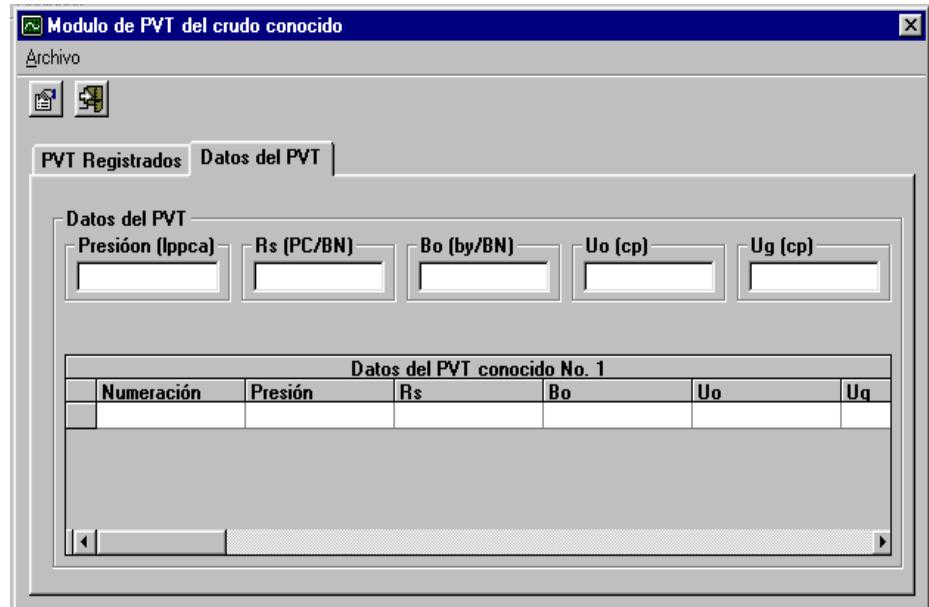


Fig. II-10, Ingresar un nuevo PVT.

Aquí se deben ingresar los parámetros PVT que se conocen, las casillas que posean valores, serán desactivadas en las listas de correlaciones anteriormente presentadas y por lo tanto no se tendrán el acceso a ellas, mas si a las que el usuario halla dejado en blanco. En el menú archivo, presiones “seleccionar PVT” y regresará a la pantalla de la figura II-8, en el caso de que no quiera ingresar ningún PVT, presione el icono salir e igualmente regresará a la pantalla de la figura II-8, donde deberá proceder como antes se indicó.

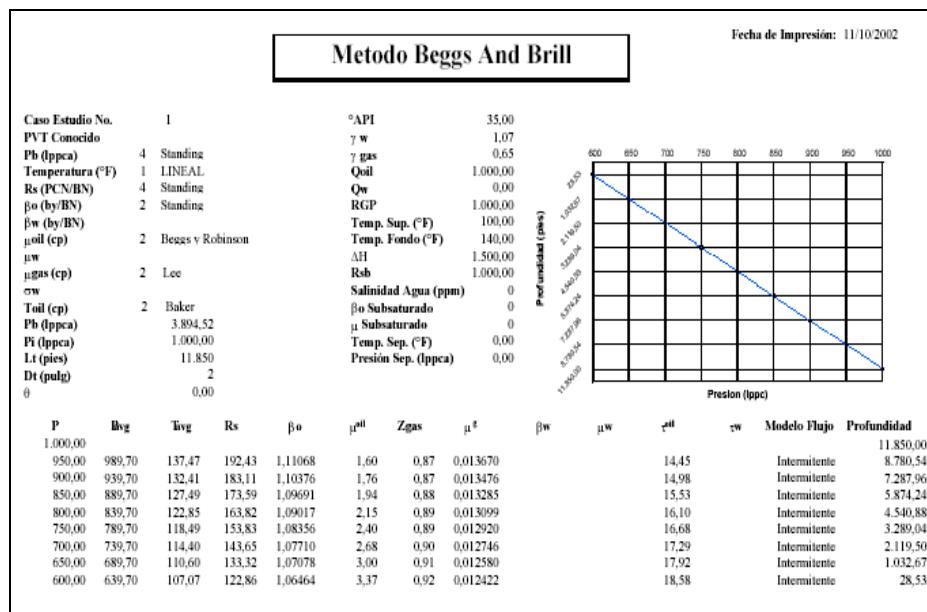


Fig. II-11, Resultados

Una vez concluido el llenado de datos, el Usuario debe accionar la tecla "calcular" y se mostrará inmediatamente el resultado (Fig. II-11), el cual podrá guardar o imprimir según su preferencia, el usuario podrá agregar, modificar y evaluar cada uno de los casos almacenados simplemente inspeccionando con la pantalla denominada Fig. II-5, observando en ella los resultados asociados al determinado caso de estudio, y su respectivo registro generador , cada vez que presione alguno de los botones. Una vez terminado cierre el programa.

#### 2.4.2 Visión general del proceso de flujo dentro una tubería:

Como ya se vio, existen muchos métodos de calcular el gradiente de presión, los cuales pueden ser aplicados en cualquier punto sobre la línea de flujo, pero el verdadero objetivo es conocer la caída de presión total a lo largo de la tubería. Las condiciones de entrada y salida en una tubería difieren en diversos aspectos, como presión y temperatura, un claro ejemplo, puede ser una tubería vertical de un pozo, tal y como se muestra en la figura II-12, inicialmente, el crudo entra en la tubería a un valor de presión por encima de la presión de burbujeo, por lo que el flujo es monofásico, luego en algún punto después se cruza el límite del valor de la presión de burbujeo, causando que el gas salga de solución, por lo que en este momento se produce lo que anteriormente se definió como flujo bifásico. En este estudio sólo se presentará la correlación de Beggs & Brill para predecir la caída a lo largo de la tubería.

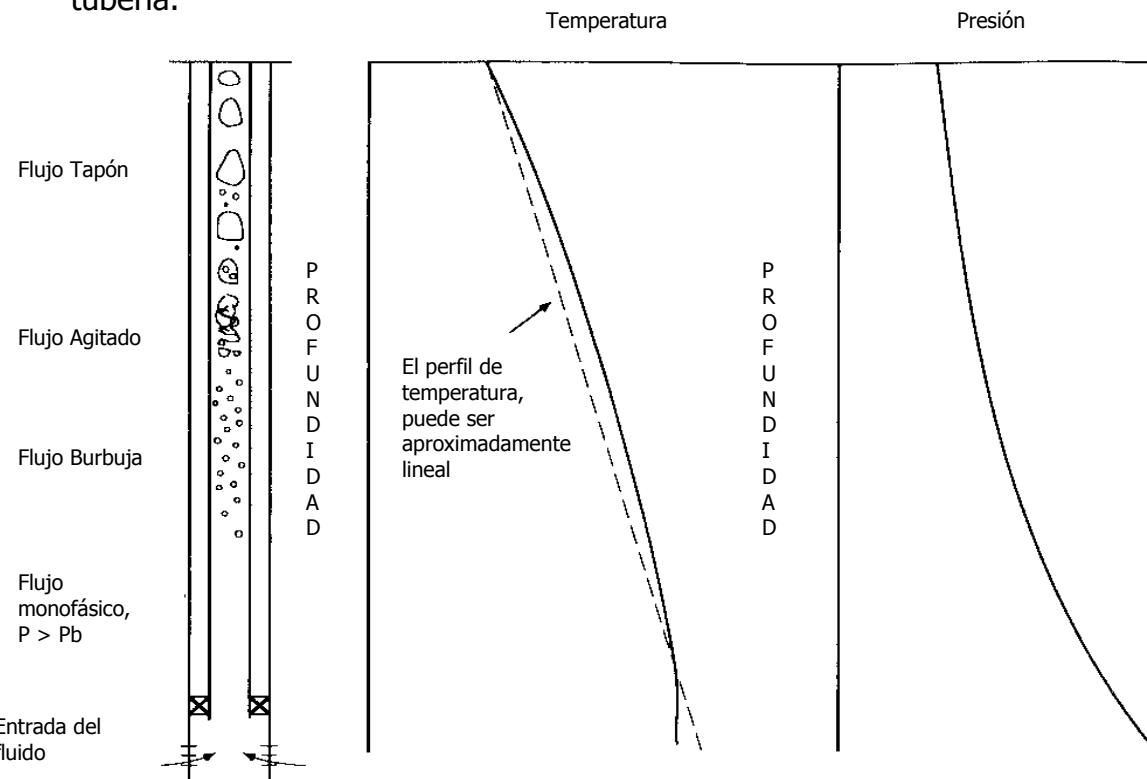


Fig. II-12, Distribución de flujo, temperatura y presión en un pozo, tomado de Petroleum Production Systems. (modificado)

Procedimiento general para el cálculo de caídas de presión por incrementos de longitud:

- a) Se comienza con un valor conocido  $P_1$ , en la posición  $L_1$ , y se asume un cambio de presión que se denominará  $\Delta P_i$
- b) Desde  $L_1$  se estima un segmento de longitud  $\Delta L_1$
- c) Se calcula la presión y temperatura promedio en este punto
- d) Se determina las propiedades físicas y el PVT para la presión y temperatura promedio. Se pueden obtener mediante el uso de correlaciones empíricas o de resultados de laboratorio (análisis PVT).
- e) Se determina el gradiente de presión correspondiente al incremento de longitud usando alguna de las correlaciones de flujo
- f) Se calcula el incremento de longitud correspondiente al incremento de presión asumido
- g) Se compara  $\Delta L_1$  con el valor calculado, si no son lo suficientemente cercanos considerando un determinado margen de error, se toma el valor calculado como nueva aproximación y se repite el proceso desde el paso "c"
- h) Hacer  $L = L_1 + \sum \Delta L$  y  $P = P_1 + \sum \Delta P$ , Si  $\Delta L$  es menor a  $L$  entonces se comienza con el ultimo valor acumulado de  $p$  y  $L$  y se repite hasta cubrir en su totalidad la longitud de la tubería

Si se desea trabajar con incrementos de presión, se sigue el mismo procedimiento, pero lo que se compara son los incrementos de presión.

### 3.4.3 El Modelo de Beggs & Brill: (Alarcón, G, Brown, K, 1977 , Beggs, H y Brill, J, y Boyd, O, 1983 )

Beggs y Brill, en 1973, desarrollaron una correlación generalizada aplicable tanto a flujo horizontal como inclinado, la cual fue desarrollada en una pequeña escala en un laboratorio, basándose en resultados experimentales. Las pruebas consistieron en secciones de tubería acrílica transparente de 90 pies de largo y 1 o  $1\frac{1}{2}$  pulgadas de diámetro, esta tubería podía inclinarse en cualquier ángulo y en la cual se hacia fluir una mezcla de aire y agua. Ellos estudiaron la variación de los siguientes parámetros:

Tabla II -7, Parámetros del experimento de Beggs & Brill.

Parámetro	Rango de Variación
Tasa de flujo de gas	0 – 300 MPCD
Tasa de flujo de líquido	0 – 30 GPM
Presión promedio del sistema	35 – 95 lippca
Diámetro de la tubería	1 – 1.5 pul
Retención del líquido	0 – 0.870
Gradiente de presión	0 – 0.8 lppc/pie
Ángulo de inclinación	-90° - +90°
Modelos de flujo horizontal	

Estos autores observaron los patrones de flujo y efectuaron mediciones con el tubo en posición horizontal, variando las tasas de flujo de líquido y gas para cada uno de los diámetros de tubería, posteriormente procedieron a variar el ángulo de inclinación de del tubo y observaron como afectaba esto a la retención de líquido y al gradiente de presión. Estos dos parámetros se midieron variando el ángulo de inclinación ( $\theta$ ) en la siguiente forma 0,  $\pm 5$ ,  $\pm 10$ ,  $\pm 15$ ,  $\pm 20$ ,  $\pm 35$ ,  $\pm 55$ ,  $\pm 75$  y  $\pm 90$  grados. La correlación fue desarrollada de 584 pruebas. Ver Fig. II-13, cabe destacar que las mediciones y estudios de dichos parámetros, se realizaban una vez que era estabilizado alguno de los patrones de flujo y que la retención de líquido se medió usando válvulas.

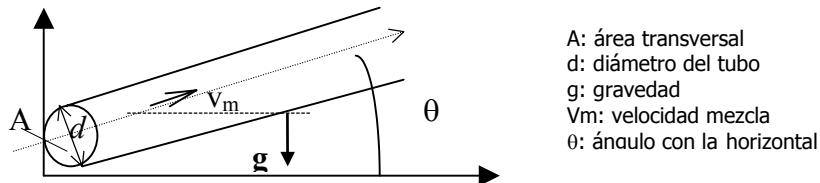


Fig. II -13, Diagrama del experimento de Beggs & Brill.

Se tomaron grupos de tres regímenes de flujo horizontal y se desarrollaron correlaciones para la retención de líquido. La retención de líquido primero es calculada como si la tubería estuviera en posición horizontal y luego es corregida según el ángulo de inclinación ( $\theta$ ).

Beggs y Brill desarrollaron un mapa de modelos de flujo, el cual depende del número de Froude ( $N_{FR}$ ), en el eje vertical y del volumen de líquido de entrada ( $\lambda_l$ ) en el horizontal, las rectas  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$  y  $L_4$  indican los límites para los tipos de flujo. Los tipos de flujo que consideraron son: Segregado, Intermitente, Distribuido y de transición. Ver Fig. II-14

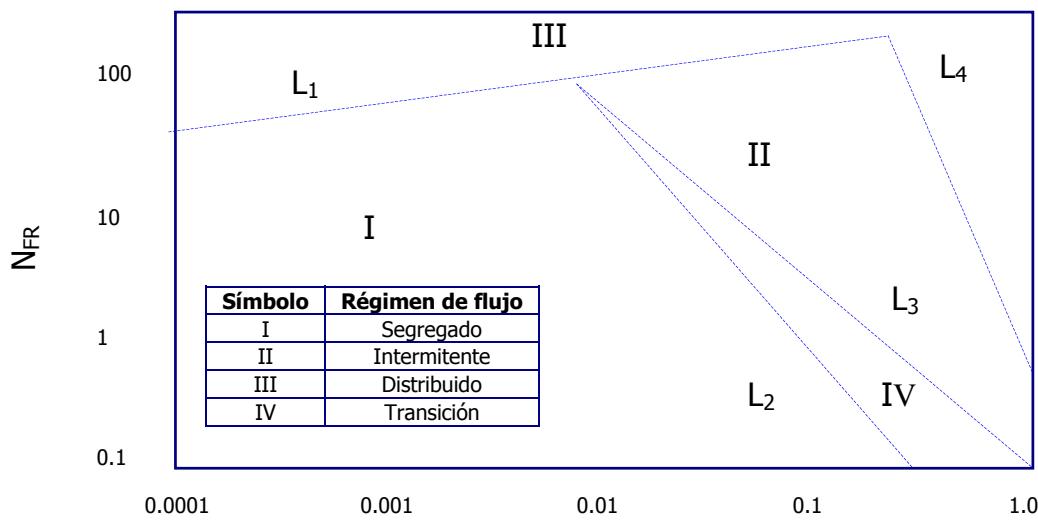


Fig. II-14, Mapa de modelos de flujo según Beggs y Brill.



El factor de fricción de dos fases se calcula usando ecuaciones que no dependen directamente del régimen de flujo, pero sí de la retención. Para determinar el modelo de flujo, Beggs y Brill, utilizan las siguientes ecuaciones, si el flujo que existiese en la tubería fuera horizontal. Este régimen de flujo es un parámetro de correlación y no da información acerca de régimen de flujo real a menos que la tubería se encuentre en posición horizontal.

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{gd} \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.1)}$$

donde:  $N_{FR}$ : Número de Froude

$V_m$  = Velocidad de la mezcla (in situ) en pie / seg.

$g$  = Aceleración de gravedad en pie / seg<sup>2</sup>

$d$  = Diámetro de la tubería en pies

$$\lambda_L = \frac{q_l}{q_l + q_g} \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.2)}$$

donde:  $\lambda_L$  = Retención de líquido

$q_l$  = Tasa de líquido en PCND (in situ)

$q_g$  = Tasa de gas en PCND (in situ)

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302} \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.3)}$$

$$L_2 = 0.0009252\lambda_L^{-2.4684} \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.4)}$$

$$L_3 = 0.10\lambda_L^{-1.4516} \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.5)}$$

$$L_4 = 0.5\lambda_L^{6.738} \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.6)}$$

Una vez calculado estos parámetros, los límites de los regímenes de flujo son:

*Flujo Segregado:*  $\lambda_L < 0.01$  y  $N_{FR} < L_1$  ó  $\lambda_L \geq 0.01$  y  $N_{FR} < L_2$

*Flujo Transición:*  $\lambda_L \geq 0.01$  y  $L_2 < N_{FR} \leq L_3$

*Flujo Intermitente:*  $0.01 \leq \lambda_L < 0.4$  y  $L_3 < N_{FR} \leq L_1$  ó  $\lambda_L \geq 0.4$  y  $L_3 < N_{FR} \leq L_4$

*Flujo Distribuido:*  $\lambda_L < 0.4$  y  $N_{FR} \geq L_1$  ó  $\lambda_L \geq 0.4$  y  $N_{FR} > L_4$

La retención de líquido, como si fuese flujo horizontal, se calcula de la siguiente ecuación:



$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.7)}$$

Tabla II-8, Valores de a, b y c para cada patrón de flujo

Modelo de flujo	a	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

en donde los parámetros a, b y c se obtienen de la tabla II-8, con la restricción que  $H_{L(0)} \geq \lambda_L$ , si  $H_{L(0)} < \lambda_L$  entonces  $H_{L(0)} = \lambda_L$ .

Luego con la siguiente ecuación, se corrige por efectos de inclinación:

$$H_{L(\theta)} = H_{L(0)}\Psi \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.8)}$$

donde:

$H_{L(0)}$ = Retención de líquido como si el flujo fuese horizontal

$H_{L(\theta)}$ = Retención de líquido cuando el flujo se encuentra inclinado algún ángulo  $\theta$  con respecto a la horizontal.

$\Psi$  = Factor de corrección por inclinación:

$$\Psi = 1 + C [\sin (1.8\theta) - 0.333 \sin^3(1.8\theta)] \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.9)}$$

si  $\theta = 90^\circ$  entonces el flujo es vertical y la ecuación para el calculo de  $\Psi$  se transforma en:

$$\Psi = 1 + 0.3 C \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.10)}$$

donde:

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(d \lambda_L^e N_{LV}^f N_{FR}^g) \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.11)}$$

donde:

e, f y g son determinadas para cada tipo de flujo en la tabla II-9, con la restricción de que  $C \geq 0$ , si  $C < 0$ , entonces  $C = 0$ . y  $N_{LN}$  es el número de velocidad del líquido.

Cuando el flujo es de transición, la retención de líquido debe calcularse mediante una ponderación de la siguiente forma:

$$H_{L(\text{transición})} = A * H_{L(\text{segregado})} + (1 - A)* H_{L(\text{intermitente})}, \quad . . . . . \quad \text{Ec (2.12)}$$

donde:

$$A = \frac{L_3 - N_{Fr}}{L_3 - L_2} \quad \text{Ec (2.13)}$$

Tabla II-9, Valores d, e, f y g

Dirección del flujo	Modelo de flujo	d	e	f	g
Ascendente	segregado	0.011	-3.768	3.539	-1.614
	intermitente	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
	distribuido	C = 0, $\psi=1$ , $H_L \neq f(\theta)$			
Descendente	todos	4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056

La densidad de dos fases se obtiene de:

$$\rho_{tp} = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad \text{Ec (2.14)}$$

El gradiente de fricción presenta la siguiente forma:

$$\left( \frac{dp}{dh} \right)_f = \frac{f_{tp} \rho_n V_m^2}{2 g_c d} \quad \text{Ec (2.15)}$$

Donde:

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \quad \text{Ec (2.16)}$$

$$f_{tp} = f_{ns} \left( \frac{f_{tp}}{f_{ns}} \right) \quad \text{Ec (2.17)}$$

$$f_{ns} = \frac{1}{\left( 2 \log \left( \frac{N_{RE}}{(4.5223 \log N_{RE} - 3.8215)} \right) \right)^2} \quad \text{Ec (2.18)}$$

Usando lo siguiente para el número de Reynolds:

$$N_{Re} = \frac{\rho_n V_m d}{\mu_m} \quad \text{Ec (2.19)}$$

donde :

$$\mu_m = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \quad \text{Ec (2.20)}$$



La relación del factor de fricción de dos fases  $f_{tp}$  y el factor de fricción para la condición de no-deslizamiento  $f_{ns}$  se obtiene de:

$$\frac{f_{tp}}{f_{ns}} = e^S \quad .Ec (2.20)$$

donde:

$$S = \frac{\ln(y)}{-0.0523 + 3.182\ln(y) - 0.8725(\ln(y))^2 + 0.01853(\ln(y))^4} \quad Ec (2.21)$$

$$y = \frac{\lambda_L}{H_{L(0)}^2} \quad Ec (2.22)$$

El valor de S se hace infinito en un punto en el intervalo  $1 < y < 1.2$ , por lo que en este intervalo, se calcula de la siguiente manera:

$$S = \ln(2.2y - 1.2) \quad Ec (2.23)$$

Finalmente, el gradiente de presión se obtiene de:

$$\frac{\Delta P}{\Delta H} = \frac{\frac{g\rho_{tp}}{gc} \sin\theta + \frac{f_{tp}G_mV_m}{2g_c d}}{1 - \frac{\rho_{tp}V_mV_{sg}}{g_c \bar{P}}} \quad Ec (2.24)$$

donde:

$V_{sg}$  = Velocidad superficial de la fase gaseosa

$G_m$  = Velocidad másica de la mezcla gas-líquido

$V_m$  = Velocidad de la mezcla gas-líquido

$\bar{P}$  = Presión promedio del tramo

El proceso iterativo se muestra en la figura III-15 en un diagrama de flujo:

En el paso i =1, si  $\Delta H$  calculado es lejano del Asumido, el calculado se toma como nueva aproximación del tramo y se repite el proceso, si no se prosigue hasta completar la longitud total de la tubería. ■

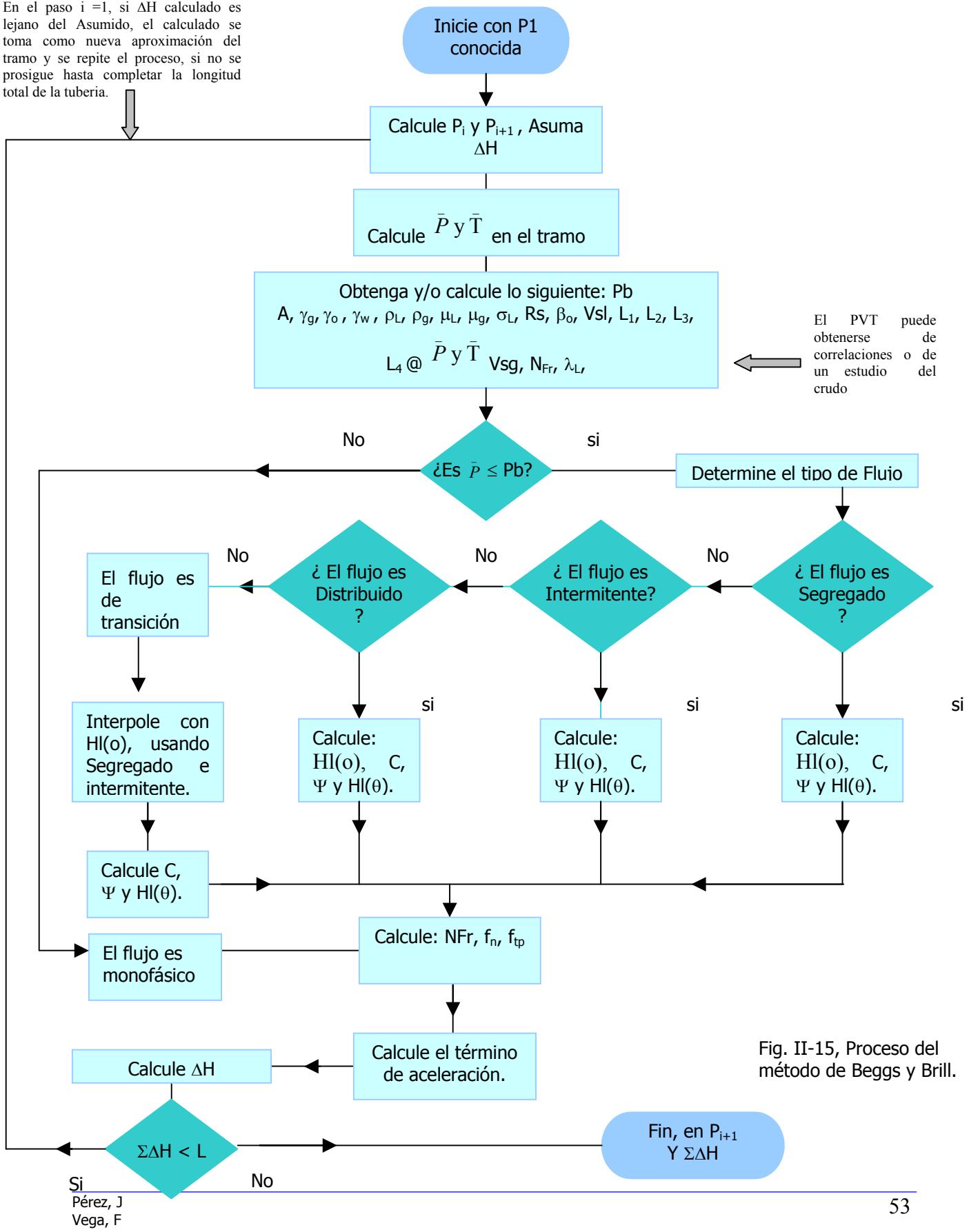


Fig. II-15, Proceso del método de Beggs y Brill.



### 3.4.4 Limitaciones:

- El software requiere conocer la presión de burbujeo, si no se posee, existen correlaciones ya antes citadas que permiten obtenerla, pero para su uso, es requerido conocer la relación gas petróleo de solución a presión de burbujeo.
- Existen muchas correlaciones para propiedades PVT de los fluidos asociados a este proceso pero sólo se usaron algunas para estimar dichas propiedades, también existen muchos métodos para el cálculo del factor "Z" del gas, en el software sólo se uso uno de ellos ( ajuste de Beggs y Brill).
- Sólo se consideran tres formas para variación de temperatura a lo largo del recorrido del flujo.
- Se debe poseer la plataforma de trabajo denominada por Microsoft Corporation como Windows, además de poseer los programas desarrollados por la misma, denominados Microsoft Access, Internet Explorer y Adobe.
- No es aplicable a flujo direccional, para esto debe ser aplicado por intervalos, y el número de intervalos depende de el número de cambios de dirección de la tuberías.

### Referencias

- ⊕ Alarcón J Gabriel. **Flujo de dos Fases.** Universidad de Los Andes, Venezuela. Capítulos 5 y 6, Pág. 5-19, 5.2, 5-92, 6.5 - 6.29.
- ⊕ Bharath, Rao, **Multiphase Flow Models Range of Applicability.** May 18 1998. CTES, L.C.
- ⊕ Beggs, H. D. Y Brill. J. P. **A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes,** Universidad de Tulsa SPE-AIME. Pág. 73 – 81.
- ⊕ Boyd, OW. **Petroleum Fluid Flow Systems,** Campbell petroleum series, Oklahoma 1983, pag 269 – 273.
- ⊕ Brown, K. y Beggs D. **The Technology of Artificial Lift Methods.** Universidad de Tulsa, USA 1977. Pág. 134 - 139, 334 - 336, 414 - 415, 446 - 448, 452 - 454.
- ⊕ Cheremisinoff Nicholas P. **Fluid Flow Pocket Hanbook,** Gulf Publishing Company BooK, Division Houston Texas 1984, capítulo 8, pag 122 – 132.
- ⊕ Economides, Michael, Hill D, Ehlig-Economides C. **Petroleum Production Systems,** Prentice Hall petroleum Engineering series, USA 1994, capítulo 7, pag 161-167.
- ⊕ Essenfeld, Martín. **Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos,** Foninves, Caracas Oct 1979, Cáp. II Pág. 17 y 18.
- ⊕ Giambattista, D. G., Paone, F., Villa, M. **Reliability Analysis on PVT Correlations,** SPE 28904, London 1994, Pág. 375-376
- ⊕ Halvorson, Michael, **Aprenda Microsoft Visual Basic 6.0 Ya,** McGRAW-Hill / Interamericana de España S.A.U.,España 1999, 600 Pág.
- ⊕ Howard, B Bradley. **Petroleum Engineer Handbook,** SPE Texas 1987, Capítulo 22, Pág. 22-5 a 22-17.
- ⊕ Microsoft Corporation, **Microsoft Visual Basic 6.0 Manual del Programador,** McGRAW-Hill / Interamericana de España S.A.U.,España 1998, 920 Pág.
- ⊕ Ramey H.J, Wellbore Heat Transmission, Jour of Pet. Tech, April, 1962.



- ❖ Ramírez C Martha. **Evaluación del sistema de manejo de la producción de la estación de flujo Carito(NMEF-2).** Trabajo especial de grado 1999. UCV, Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo .
- ❖ Shiu, Kc and Beggs H.D. **Predicting Temperatures in Flowing Oil Wells,** Journal of Energy Resources Technology, Mach, 1980.
- ❖ W.E.C. **Evaluación de pozos petroleros,** Venezuela 1997, capítulo 7 Pág. 4.



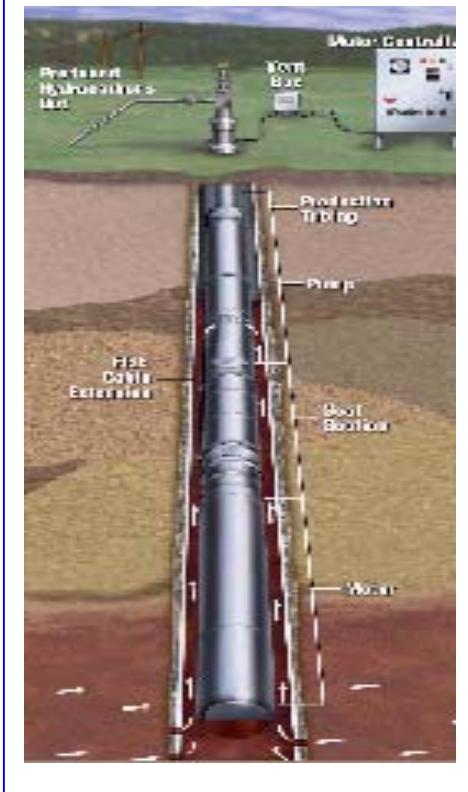
## CONCLUSIONES

- Se compactó, integró y sintetizó algunos de los tópicos dictados en la asignatura Ingeniería de Producción II, los cuales facilitan la búsqueda de información del estudiantado.
- El material aquí presentado, debe ser tomado como una prueba piloto de la segunda fase del manual de Producción, enmarcado a un enfoque pedagógico
- El modelo de Beggs y Brill, contribuye a diseñar futuras instalaciones de producción, permitiendo conocer el gradiente de presión dentro de las tuberías
- El uso de Software es una opción que permite presentar en forma práctica el funcionamiento de modelos, si estos son de uso sencillo y permiten obtener resultados similares a los que se obtienen en sistemas experimentales reales, estos se hacen atractivos para los usuarios.
- La veracidad de los resultados arrojados por el software dependerá de la validez de los parámetros introducidos en él.
- Según el empleo de los procedimientos y la metodología de programación se le otorga un sentido comercial (caja negra) o didáctico al programa.
- El uso de programas para describir situaciones reales, permite el más rápido entendimiento de los procesos asociados a tal situación, debido a que este permite combinar posibles soluciones a un determinado problema.

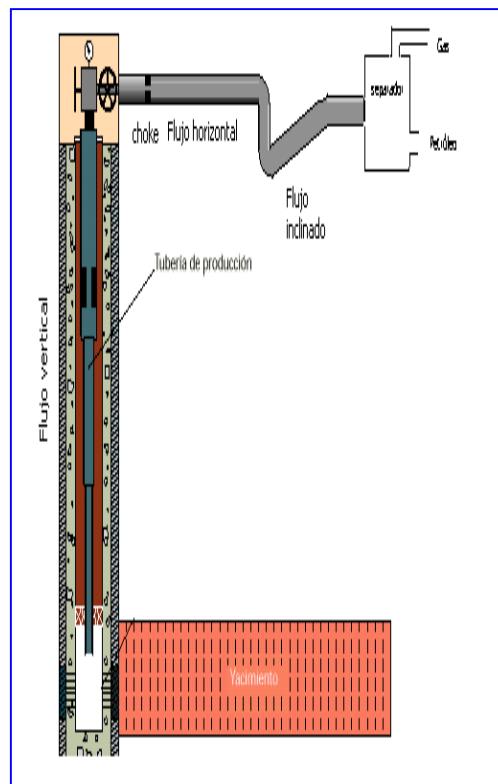


## RECOMENDACIONES

- Ampliar los temas del presente trabajo, e incluir temas complementarios dándole un verdadero sentido pedagógico y didáctico, para garantizar así el aprendizaje del lector
- Generar una metodología de trabajo, para fijar pautas en la elaboración de manuales de estudio, siguiendo lineamientos lo suficientemente específicos para la mejor elaboración de estos.
- Mantener actualizado este material mediante revisión continua.
- El concepto de manual de estudio se puede ampliar para llevarse a cabo en otras asignaturas de la escuela de petróleo, ya que se sabe que en ocasiones la información se encuentra bastante dispersa.
- Para el software, se propone probarlo con data real, es decir, con datos provenientes de pozos y/o tuberías de flujo, para conocer que tan efectivo puede llegar a ser para aplicaciones en futuros trabajos de grado.
- El software debe ser complementado, haciendo más transparente su funcionamiento e incorporando nuevas subrutinas que propongan al usuario diferentes escenarios para facilitar su comprensión así como su futura aplicación
- Generar los programas futuros hacia un objetivo netamente interactivo entre el usuario y el programa para darle un sentido más didáctico, y así, evitar que se parezca a programas comerciales (cajas negras)
- Actualizar y renovar el programa mediante verificación continua de los resultados arrojados por el, considerando la posible inclusión de nuevas subrutinas o adaptándolo a otras posibilidades de flujo, tomándolo como plataforma de partida.
- Desarrollar nuevas aplicaciones del software para los diferentes métodos que se estudian.
- Continuar con una fase III del presente manual, el cual podría incluir temas como: Programación Lineal, Planificación de Sistema de Levantamiento Artificial, diseño de Instalaciones de Superficie y Análisis Nodal, entre otros, para así crear un verdadera y completa herramienta de estudio, con miras a una posible publicación en el futuro.



# APÉNDICES





## APÉNDICE A, DISEÑO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

A-1 Selección de La Bomba cuando el fluido es 100% agua:

Ejemplo 1:

Seleccione la mejor unidad para las siguientes condiciones.

a- Datos del pozo fluido y yacimiento

- Q = 950 BNPD (100% agua).
- IP = 2.1 BNPD / lppc.
- GE = 1
- Hperf.= 9000 pie
- Ps = 1500psi
- Diámetro de tubería de producción = 2 3/8 Pulg.
- Diámetro del revestimiento = 7 Pulg.
- Pth = 225 lpc.

El procedimiento a seguir es el de expresar todas las presiones en alturas equivalentes.

b- 
$$IP = \frac{2.1}{144} = 0.91 \text{ BND/Ft}$$
$$\frac{(62.4 * 1)}{(62.4 * 1)}$$

c- 
$$HS = \frac{(1430 * 144)}{(62.4 * 1)} = 3300 \text{ ft}$$

d- 
$$\Delta H = \frac{Q}{IP} = \frac{950B/D}{0.98B/D : ft} = 969 \text{ ft}$$

e- 
$$HD = 3300 \text{ ft} - 969 \text{ ft} = 2331 \text{ ft}$$

f- 
$$HL = 9000 \text{ ft} - 2331 \text{ ft} = 6669 \text{ ft}$$

g- 
$$HB = HL + (25a30\%deHD) = 6669 + 30\%2331 = 7368 \text{ ft}$$

h- 
$$Hf = HB * f = 7368 * 24/1000 = 177 \text{ ft}$$
  
(para la obtención del factor de fricción ver gráfica A- 1)

i-  $Hth = 225 * \frac{144}{(62.4 * 1)} = 519 \text{ ft}$

j-  $HT = HL + Hf + Hth = 6669 + 177 + 519 = 7365 \text{ ft}$

K- Con los siguientes datos presentados a continuación y con las curvas típicas de las bombas en estudio se realiza la escogencia de la bomba más eficiente para el método de levantamiento:

- Q = 950 BNPD
- HT = 7365 pie
- GE = 1
- Diam. reves. 7 pulg.

Tabla A.1: Lecturas en las gráficas de las bombas, ejemplo 1

Tipo de Bomba	D950	DN1000	DN1100
Eficiencia %	61.5	59	62
H* 100 etapas	2040	2250	2550
HP* 100 etapas	23.5	26	29
Hz	60	60	60

Por ejemplo, para la bomba D950, se calcula: (para ver procedimiento de las lecturas de los gráficos, ver gráficas A- 2, 3 y 4)

l-  $N^{\circ} \text{de etapas} = \frac{7575}{\left(\frac{2040}{100}\right)} = 371 \text{ etapas}$

m-  $HP = \left(\frac{23.5}{100}\right) * 371 = 87 \text{ Hp}$

n-  $HP_{corregidos} = 87 * 1 = 87 \text{ Hp}$

Tabla A.2: Resultados, ejemplo 1

Tipo de Bomba	D950	DN1000	DN1100
N° Etapas	371	337	297
Hp	87	88	86
Hpcorre.	87	88	86

En el problema anterior se escoge la bomba DN1100, por poseer los mejores parámetros para el proceso de BES, se puede observar que esta bomba



cuenta con la mayor eficiencia, menor N° de etapas y menor Hpcorre, en comparación a las otras bombas.

### Ejemplo N°2:

Seleccione la mejor unidad para las siguientes condiciones.

Datos del pozo, fluido y yacimiento:

- Q = 950 BNPD (100% agua).
- GE = 1
- Diámetro de tubería de producción = 2 3/8 Pulg.
- Diámetro del revestimiento = 7 Pulg.
- Pth = 225 lpc.
- HB= 8750 pie.
- HL=8059 pie.

El procedimiento a seguir es el de expresar todas las presiones en alturas. Determinar la altura que se debe vencer (HT) y con la tasa (Q), seleccionar la bomba electrosumergible que cumpla con estos requerimientos.

Partiendo de la expresión general de altura total se tiene:

$$Ht = Hf + Hth + HL$$

$$Hf = 8750 * \frac{24}{1000} = 210 \text{ pie}$$

(para la obtención del factor de fricción gráfica A- 1)

$$Hth = \frac{225 * 144}{(62.4) * 1} = 519 \text{ pie}$$

$$HT = 8059 + 519 + 210 = 8788 \text{ pie}$$

Con los siguientes datos presentados a continuación y con las curvas típicas de las bombas en estudio se realiza la escogencia de la bomba más eficiente para el método de levantamiento:

- Q =950 BNPD
- HT = 8788 pie
- GE =1
- Diam. reves. 7 pulg

Tabla A.3: Lecturas en las gráficas de las bombas y resultados ejemplo 2

Tipo de Bomba	D950	DN1000	DN1100
Eficiencia%	61.5	59	62
H*100etapas	2040	2250	2550
HP*100 etapas	23.5	26	29
Etapas	431	391	345
Hp	101	102	100
Hpcorre.	101	102	100
Hz	60	60	60

De nuevo se escogió la bomba tipo DN1100, por la misma explicación descrita en el ejercicio anterior. (para lecturas en gráficos, ver ejemplo anterior)

#### A.1.2- Ejercicio Tipo de Selección de la Bomba (Fluido Petróleo), Corrigiendo Por Efectos de Viscosidad.

Para los parámetros dados verifique si la bomba dada puede operar(cumple con el levantamiento).

a- Un pozo presenta las siguientes características:

- Tub. Reves= 7 pulg.
- Tub. Prod. = 207/8 pulg.
- Prof. Bomba= 5500 pie.
- API= 20
- IP= 0.8 Bls/psi
- P estatica= 2600 psi
- Pth= 120 psi
- RGP=40 PCN/BN
- Tmp= 130°F.
- Tipo de bomba = Oiline Mod 19 MOF, con 1 etapa, la altura dinámica debe ser  $\geq$  de 200 pie.

Pasos a seguir para corroborar si el tipo de bomba dada, cumple con este levantamiento, corrigiendo por efectos de viscosidad (produciendo sin modificar las condiciones de 2000 BN/D.)

Por medio de la gráfica A-5, entrando con la gravedad API, se intercepta la curva de la temperatura de la bomba(130°F), se obtiene la viscosidad del petróleo sin gas:

$$\mu_{01} = 40cp \text{ viscosidad sin gas}$$



Luego se obtendrá la viscosidad de petróleo corregida por medio de la gráfica A-6, con la RGP, se obtiene así el valor de:

$$\mu_{o2} = 28 \text{ cp}$$

$$\mu_{o2} = 30 \text{ cstk} \Rightarrow 140 \text{ SSU}$$

El cambio a SSU se puede usar el gráfico A-7

Con la tasa de  $Q = 2000 \text{ BND}$ , la gravedad específica y el IP, se corregirá el IP como en el ejercicio explicado con 100% agua anteriormente, de la siguiente manera:

b- 
$$IP = \frac{0.8}{\frac{144}{62.4 * (0.933)}} = 0.3234 \text{ BND/ft}$$

c- 
$$HS = \frac{2600 * (144)}{62.4 * (0.933)} = 6431 \text{ pies}$$

d- 
$$\Delta H = \frac{2000}{0.3234} = 6184 \text{ pies}$$

e- 
$$HD = 6431 - 6184 = 247 \text{ pies}$$

f- 
$$HL = 5500 - 0.3(247) = 5426 \text{ pies}$$

Luego con la gráfica A-8 , se entrará con la tasa, interceptando la recta del valor de  $2 \frac{7}{8}$  pulg. de la tubería de producción y se obtendrá la perdida por fricción:

g- 
$$Hf = \frac{43}{1000} * 5500 = 237 \text{ pies}$$

h- 
$$Hth = \frac{120 * (144)}{62.4 * (0.933)} = 297 \text{ pies}$$

i- 
$$HT = 297 + 237 + 5426 = 5960 \text{ pies}$$

j- Se hallará Qmax eficien. Y Hmax eficien:

De la grafica de las curvas típicas de la bomba, se hallan los valores de la tasa máxima y altura máxima (punto de mayor eficiencia): ver gráfico A-9 (OILINE MODEL 19MOF).

Qmax eficiencia 1900BN/D(55.41 Gal/min)  
Hmax =41 pie

k- Por medio de las curvas típicas de la bomba se calcula las alturas y las eficiencias para cada valor de las tasas :

Tabla A.4, Resultados de las curvas típicas

<b>Resultados de las curvas típicas</b>					
Qmax	1900	Hmax	41	Efi.max	45.75
Q @ 0.6	1140	H @ 0.6	52	Efi. @ 0.6	48
Q @ 0.8	1520	H @ 0.8	47.5	Efi. @ 0.8	57
Q @ 1.2	2280	H @ 1.2	33	Efi. @ 1.2	57

I- Factores de corrección:

$$Ce = 0.84$$

$$CQ = 1$$

$$CH@1.2 = 0.95$$

$$CH @1=0.97$$

$$CH@0.8= 0.98$$

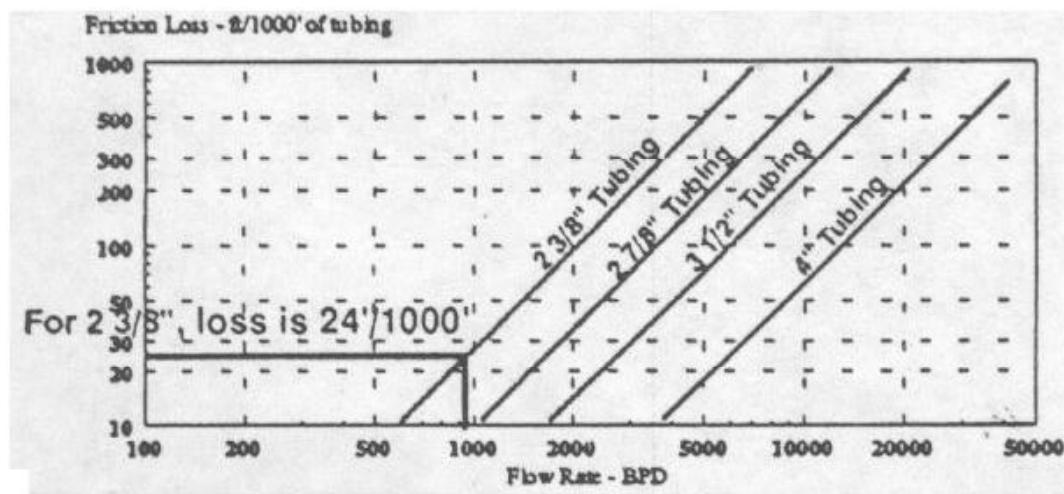
$$CH@ 0.6=0.99$$

Se multiplica cada valor por su factor de corrección contenidos de la gráfica A-10.

Tabla A.5, Parámetros corregidos

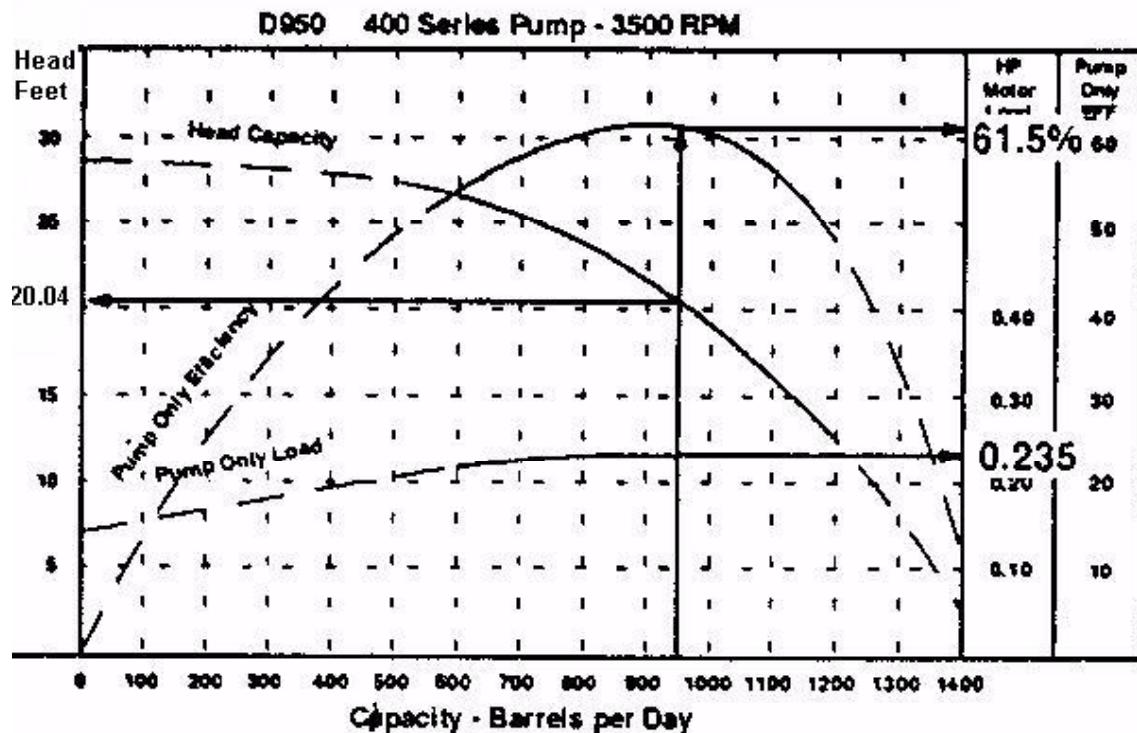
<b>Parámetros corregidos</b>					
Qmax* CQ	1900	Hmax*CH @ 1	39.77	Efi.max @ Ce	38.43
Q @ 0.6* CQ	1140	H @ 0.6* CH @ 0.6	51.48	Efi. @ 0.6* Ce	40.32
Q @ 0.8* CQ	1520	H @ 0.8* CH @ 0.8	46.55	Efi. @ 0.8* Ce	47.88
Q @ 1.2* CQ	2280	H @ 1.2* CH @ 1.2	31.35	Efi. @ 1.2* Ce	47.88

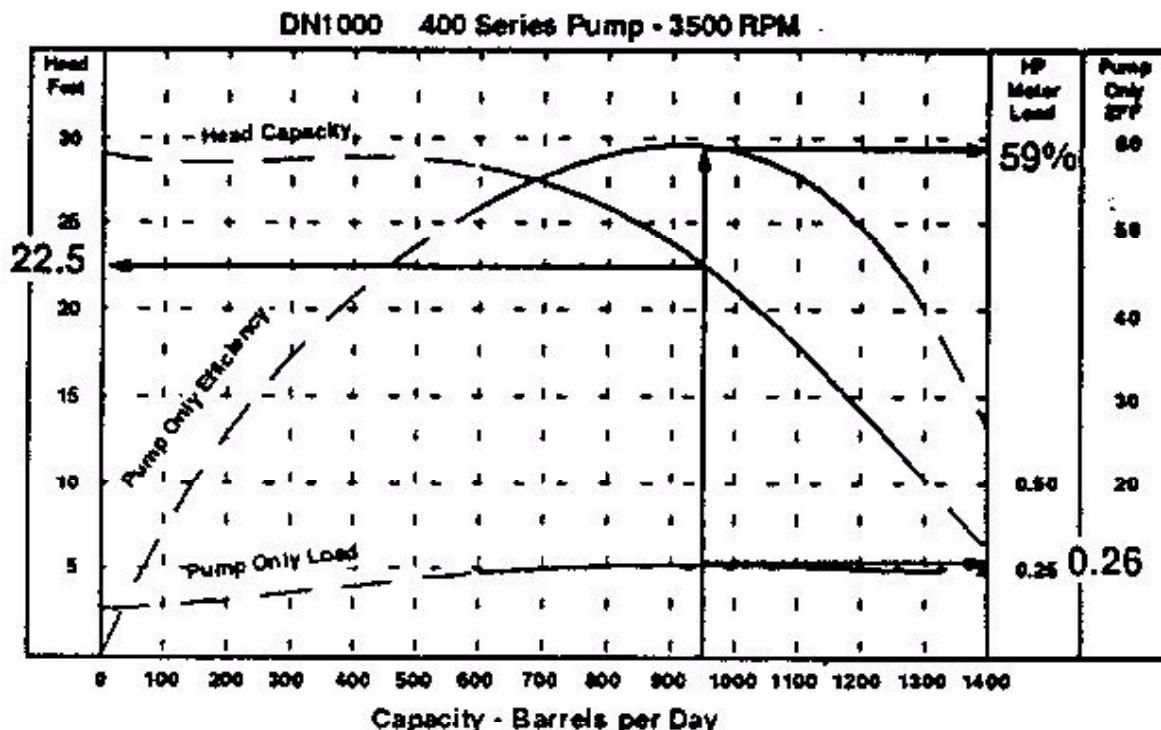
Con todos estos valores, se construye la curva típica de todos los parámetros de la bomba y comparándola con la del fabricante se evalúa si levanta o no el fluido, realizando los cálculos pertinentes a la selección.(ver gráfico de corrección A-11).



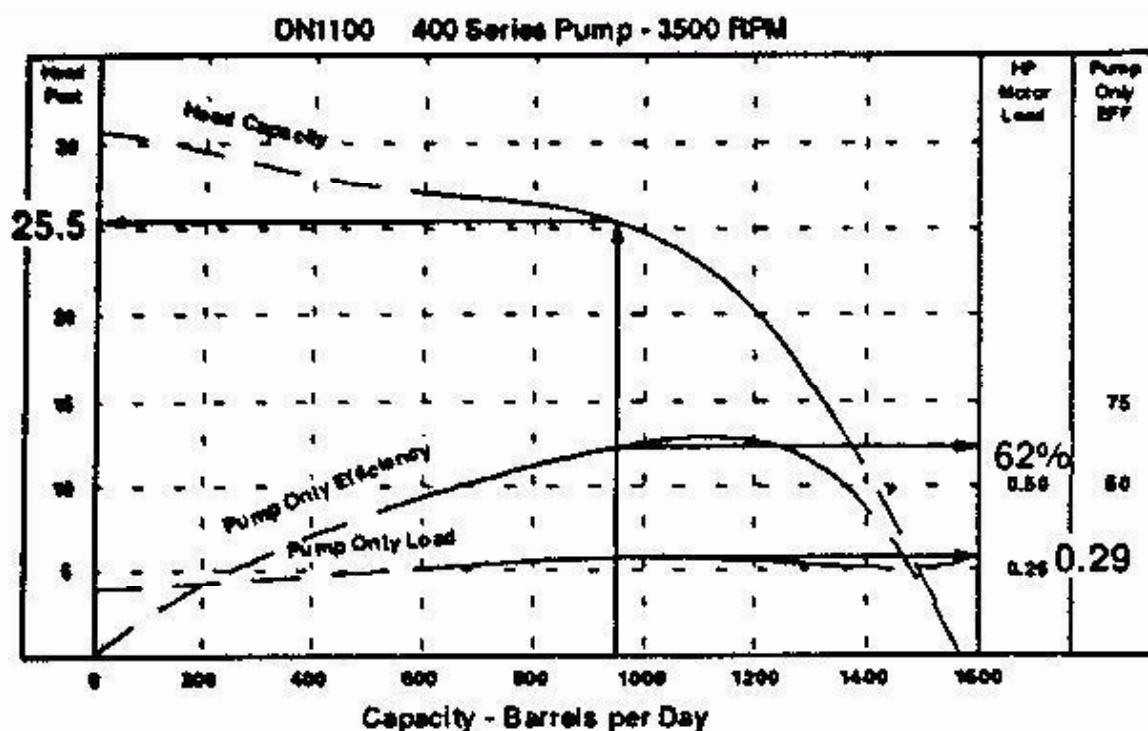
Gráfica A-1. Obtención del factor de pérdidas por fricción.

Tomado de: The technology of Artificial Lift Methods.  
Volume 2b, Electric Submersible Centrifugal Pumps

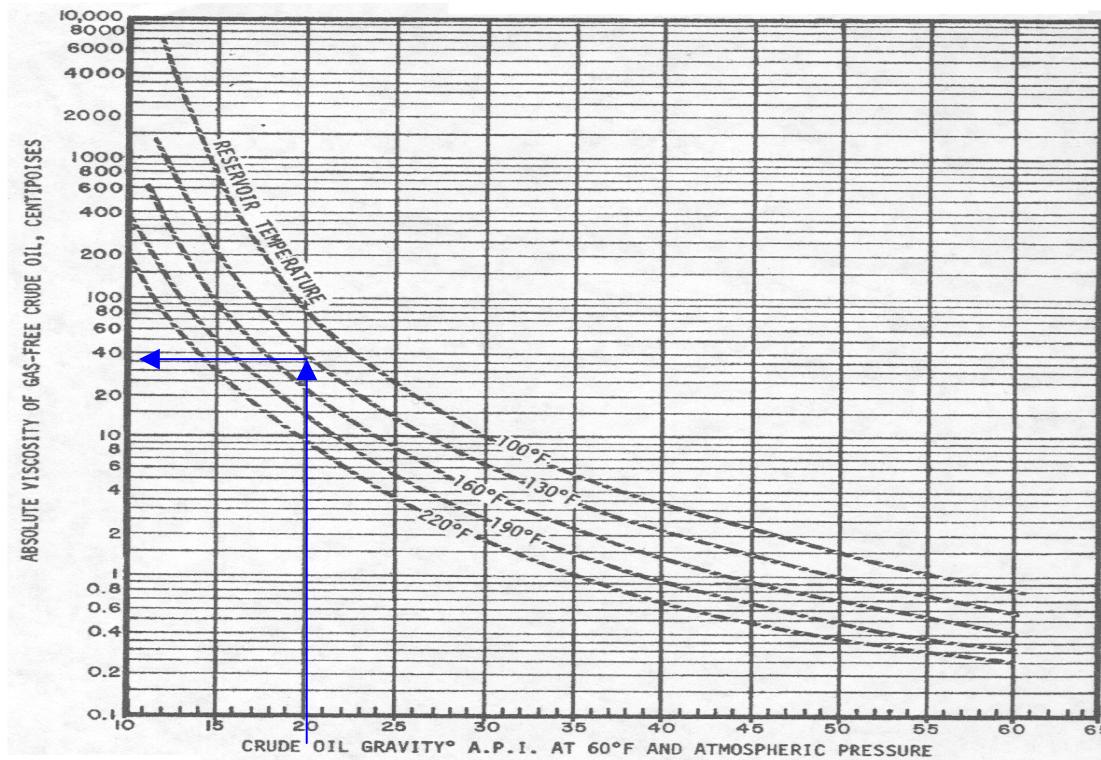
Gráfica A-2. Curva típica de la bomba D950, tomada de REDA  
Curso avanzado de operaciones BES



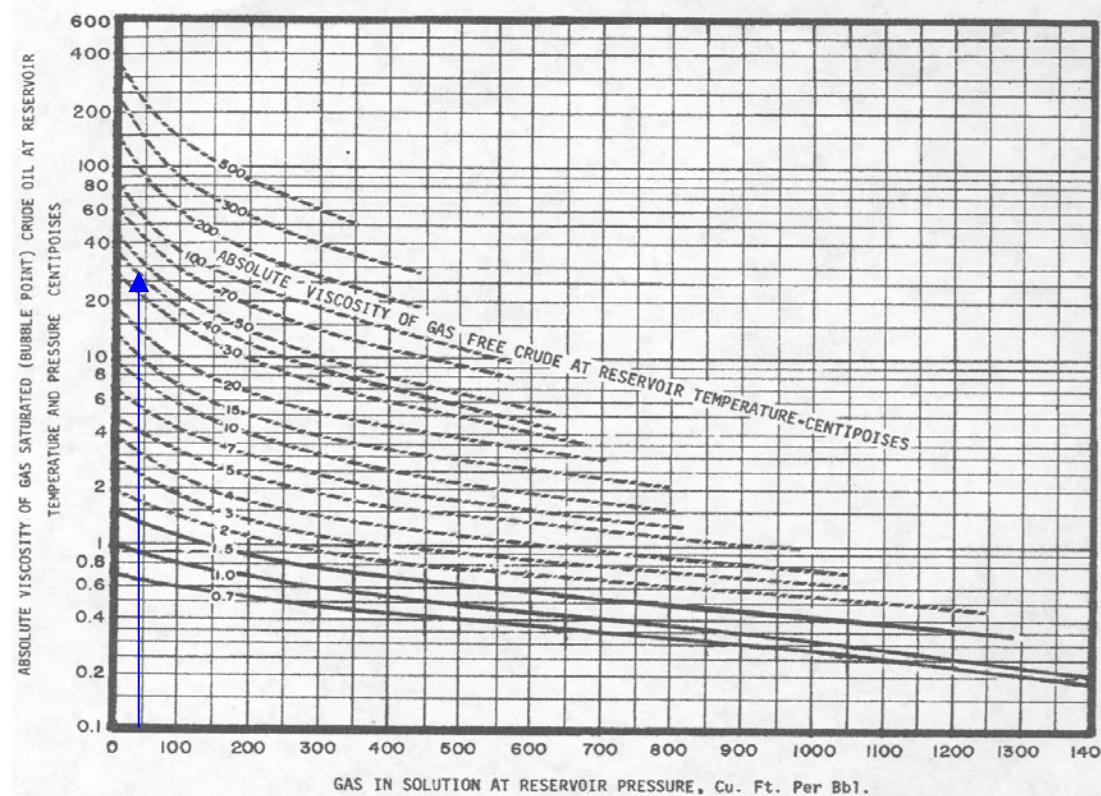
Gráfica A-3. Curva típica de la bomba DN1000, tomada de REDA  
Curso avanzado de operaciones BES



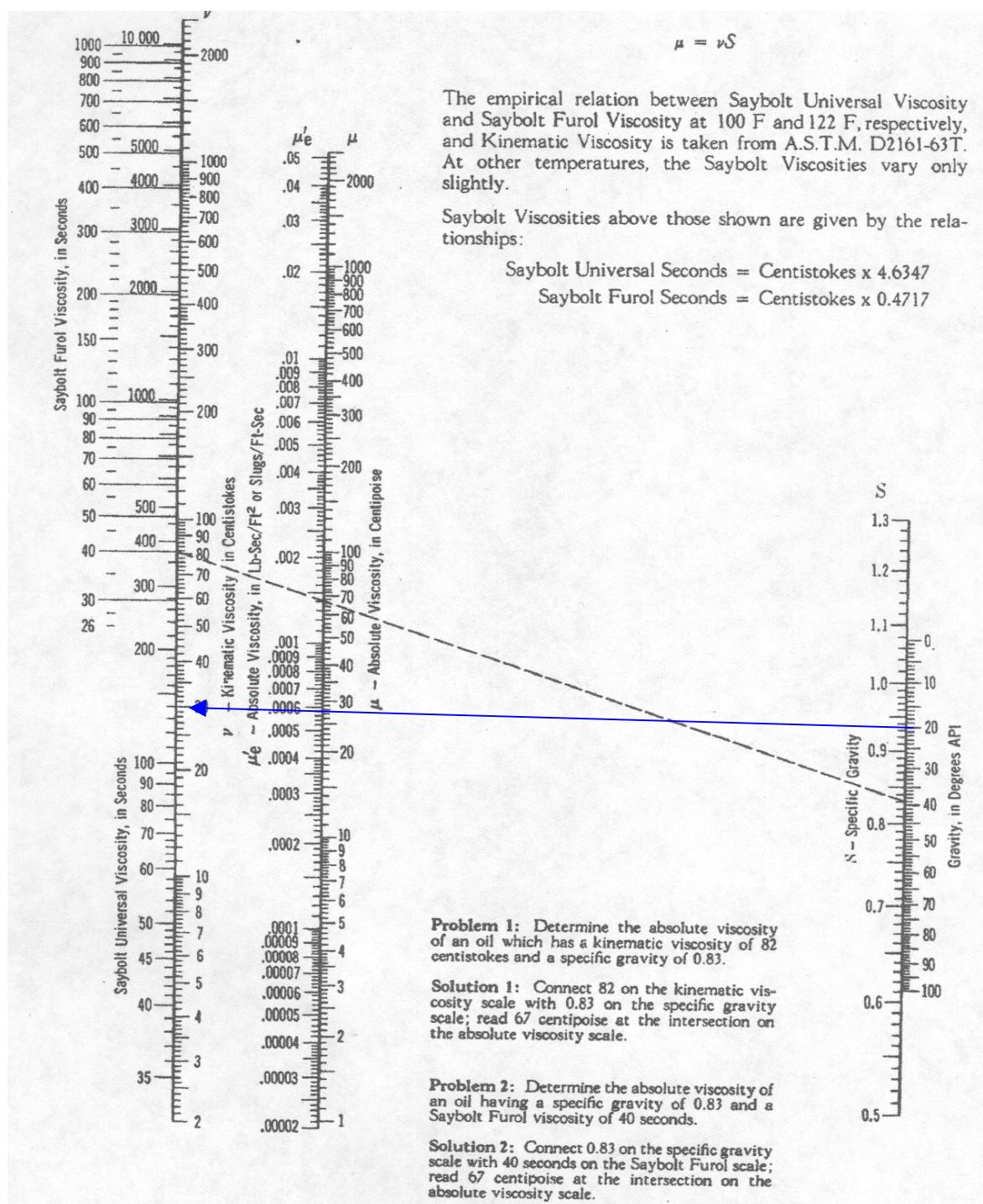
Gráfica A-4. Curva típica de la bomba DN1100 tomada de REDA  
Curso avanzado de operaciones BES



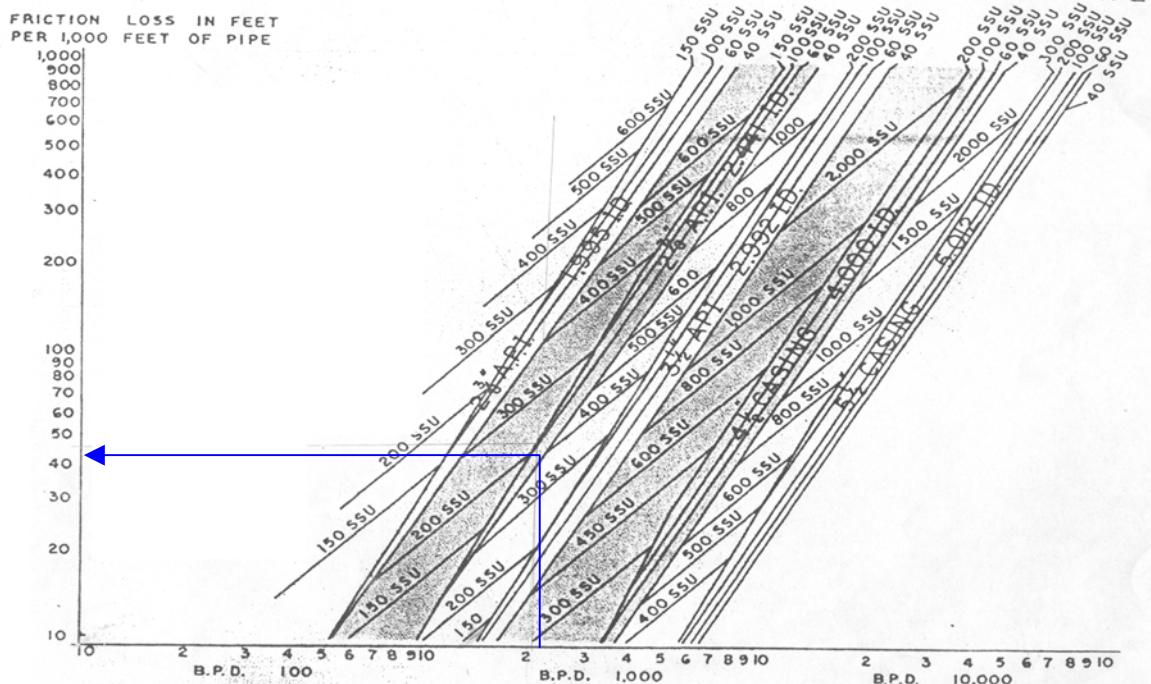
Gráfica A-5. Viscosidad del crudo libre de gas Tomado de: The technology of Artificial Lift Methods Volume 2b, Electric Submersible Centrifugal Pumps



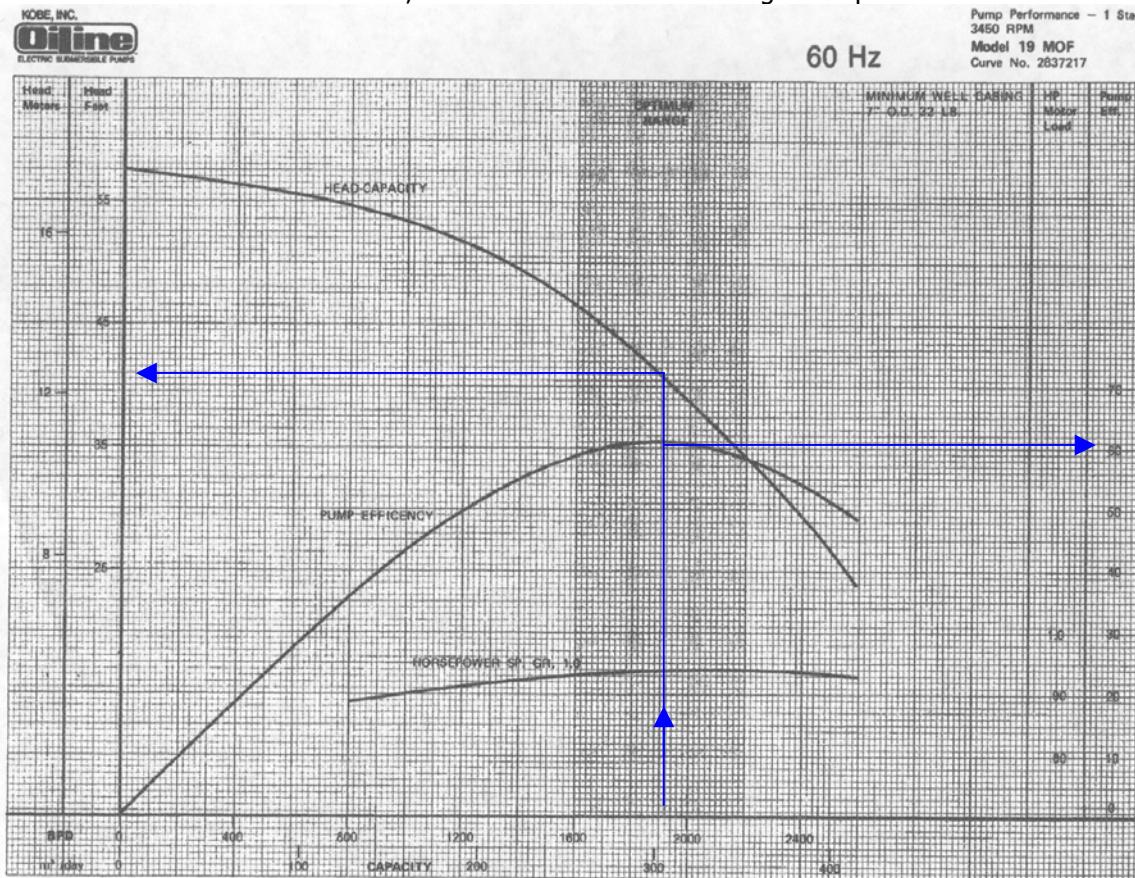
Gráfica A-6. Viscosidad del crudo saturado con gas a P y T de yac. Tomado de: The technology of Artificial Lift Methods Volume 2b, Electric Submersible Centrifugal Pumps



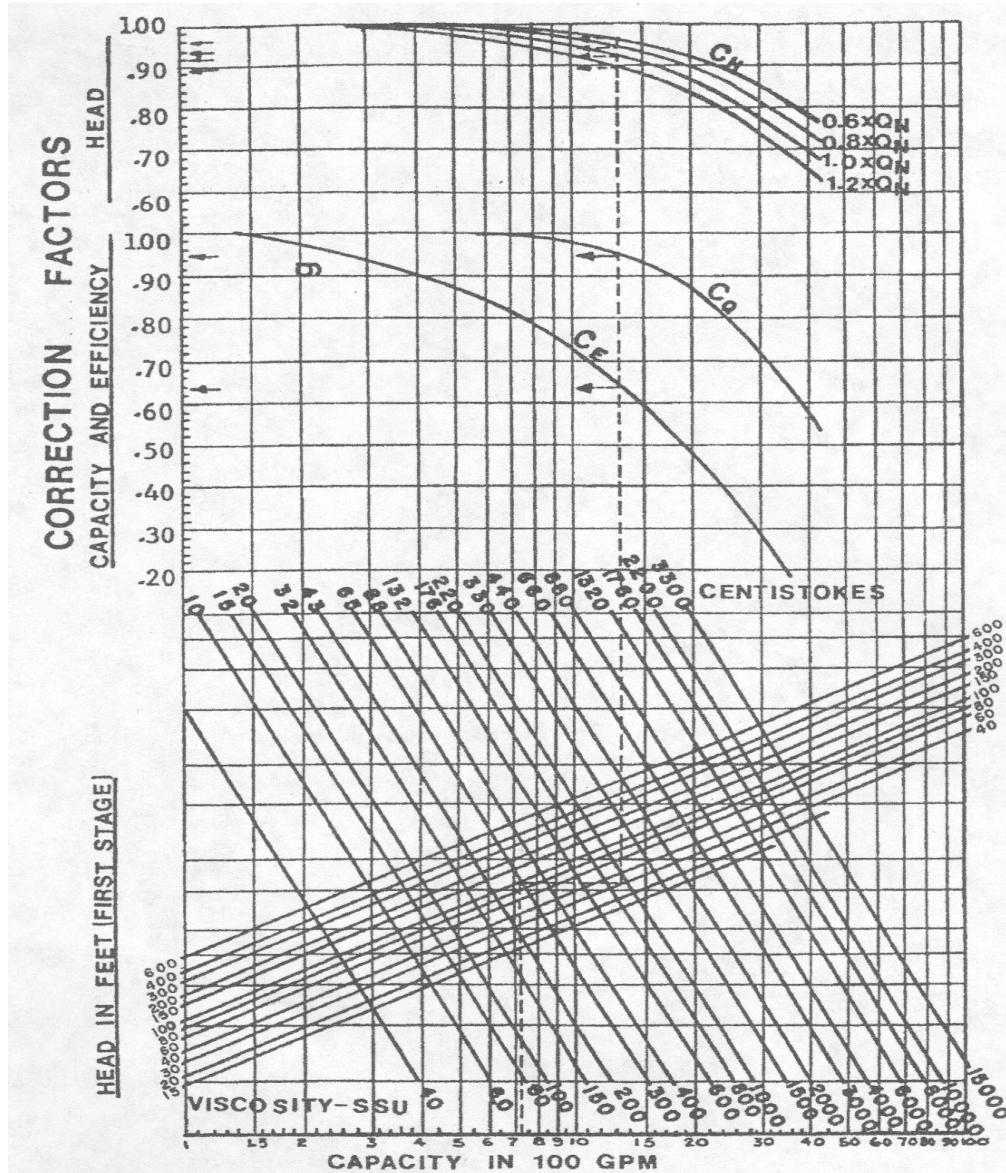
Gráfica A-7. Conversiones de viscosidad. Tomado de: The technology of Artificial Lift Methods Volume 2b, Electric Submersible Centrifugal Pumps



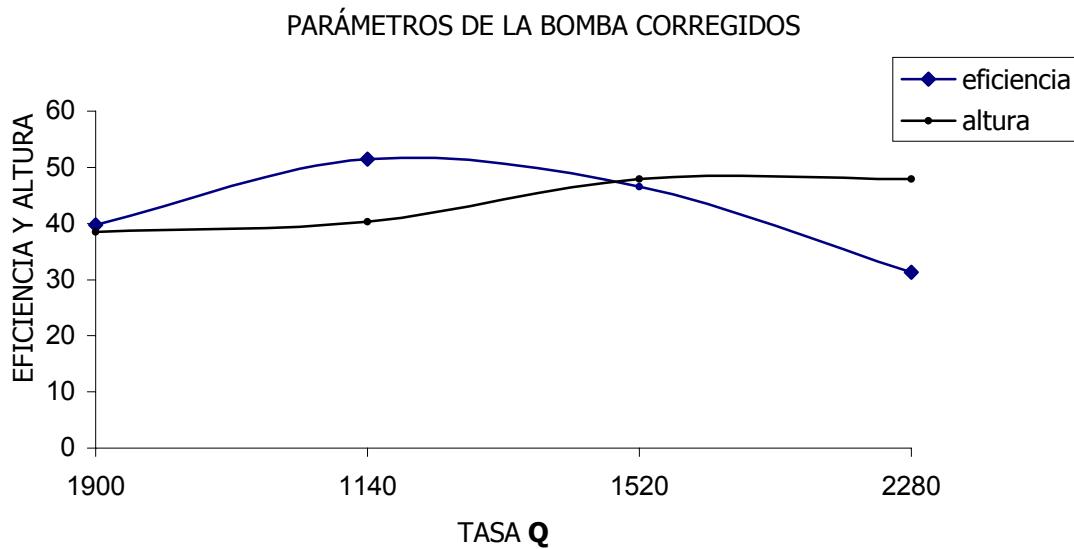
Gráfica A-8. Pérdidas por fricción, flujo viscoso. Tomado de: The technology of Artificial Lift Methods Volume 2b, Electric Submersible Centrifugal Pumps



Gráfica A-9. Bomba modelo 19 MOF. Tomado de: The technology of Artificial Lift Methods Volume 2b, Electric Submersible Centrifugal Pumps



Gráfica A-10. Correcciones. Tomado de: The technology of Artificial Lift Methods Volume 2b, Electric Submersible Centrifugal Pumps.



Gráfica A-11. Curva resultante de corregir los Parámetros de la bomba.



## APÉNDICE B, MÉTODO DE BEGGS & BRILL.

### B-1 Procedimiento Para el Cálculo de la Variación de Presión en una Tubería, Usando el Método de Beggs y Brill.(Alarcón, G)

Para generar una curva de caídas de presión a lo largo de una tubería, es aconsejable dividir a ésta en intervalos, calculando en cada uno de ellos la correspondiente caída de presión, esto es en el caso de que se desee un resultado bastante preciso, y la caída de presión total a lo largo de toda la tubería, será la suma de cada una de ellas, también puede tomarse toda la tubería como un solo intervalo si no se desea ser tan exacto en los resultados y si el único propósito es el de conocer la presión en la salida de la tubería.

En el caso de que no se disponga de un estudio de profundidad vs temperatura, ésta se puede asumir en forma lineal o tomarse como constante a lo largo de toda la tubería (esto último generaría mayor imprecisión). En lo referido a las caídas de presión, se puede tomar el siguiente criterio: (según Alarcón J Gabriel, ver referencias del capítulo 2)

Rango de presiones (lppc) Caídas de presión (lppc)

0 – 50	1
50 – 100	2
100 – 250	5
250 – 500	10
500 – 1000	25
1000 en adelante	50

Se comienza con la ecuación de gradiente de presión:

$$\frac{\Delta P}{\Delta H} = \frac{\frac{g \rho_{tp}}{gc} \operatorname{sen} \theta + \frac{f_{tp} G_m V_m}{2 g_c d}}{1 - \frac{\rho_{tp} V_m V_{sg}}{g_c \bar{P}}}$$

Resolviendo para incrementos de profundidad, se tiene:

$$\Delta H = \frac{\Delta P \left( 1 - \frac{\rho_{tp} V_m V_{sg}}{g_c \bar{P}} \right)}{\frac{g \rho_{tp}}{gc} \operatorname{sen} \theta + \frac{f_{tp} G_m V_m}{2 g_c d}}$$



1- Se comienza con una presión conocida  $P_i$  y se asume una caída de presión, (puede usarse el criterio antes expuesto), se calcula la presión en el siguiente punto  $P_{i+1}$  y se obtiene la presión promedio:

$$P_{i+1} = P_i - \Delta P$$

$$\bar{P} = \frac{P_i + P_{i+1}}{2} + 14.696$$

2- Luego se asume un valor de  $\Delta H$  (pies) entre esos dos puntos de presión.

3- Se obtiene la temperatura promedio del intervalo, como se mencionó anteriormente. (con un estudio de temperatura, en forma lineal o asumiéndola Cte. a lo largo de toda la tubería, o con algún otro método disponible)

4- De un análisis PVT o de correlaciones apropiadas calcule  $P_b$ ,  $R_s$ ,  $\beta_o$ ,  $\beta_w$ ,  $\mu_o$ ,  $\mu_w$ ,  $\mu_g$ ,  $\tau_o$ ,  $\tau_w$  y  $Z_g$  @ T y P promedio.

**IMPORTANTE:** si la presión promedio es mayor que la presión de burbujeo, existe flujo monofásico, para lo cual deberá usar correlaciones apropiadas, además en el paso 7 la tasa de gas es cero

5- Es necesario conocer el valor de la gravedad específica del petróleo ( $\gamma_o$ ), el área de la tubería (A), la relación agua petróleo (WOR), corte de agua ( $f_w$ ) y corte de petróleo ( $f_o$ ) esto se estima a través de:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{(131.5 + {}^{\circ} API)}$$

$$A = \frac{\pi}{4} \left( \frac{d}{12} \right)^2 (\text{pie}^2)$$

$$WOR = \frac{q_w}{q_o}$$

$$f_w = \frac{WOR}{1 + WOR}$$

$$f_o = \frac{1}{1 + WOR}$$



6- Ahora se calcula la densidades de gas y líquido a las condiciones promedio: (lb.-m/pc)

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764Rs\gamma_g}{5.615\beta_o}$$

$$\rho_w = \frac{350\gamma_w}{5.615\beta_w}$$

$$\rho_l = \rho_o f_o + \rho_w f_w$$

$$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_g \bar{P}(520)}{14.696(\bar{T} + 459.67)z_g}$$

7- Calcule las tasa de flujo de gas y líquido a condiciones de fondo (in situ). (pc/seg)

$$q_g = \frac{3.27 \times 10^{-7} z_g q_o (R - Rs)(\bar{T} + 460)}{\bar{P}}$$

$$q_l = 6.49 \times 10^{-5} (q_o \beta_o + q_w \beta_w)$$

8- Calcule las velocidades superficiales de líquido, gas y mixta a condiciones de fondo. (pie/seg)

$$Vsl = \frac{q_l}{A}$$

$$Vsg = \frac{q_g}{A}$$

$$Vm = Vsl + Vsg$$

9- Calcule la velocidad másica de líquido, gas y mixta: (lbm/(seg-pie<sup>2</sup>))

$$Gl = \rho l * Vsl$$

$$Gg = \rho g * Vsg$$

$$Gm = Gl + Gg$$



10- Calcular la retención de líquido sin deslizamiento:

$$\lambda = \frac{q_l}{q_l + q_g}$$

11- Obtener el número de Froude ( $N_{FR}$ ), la viscosidad de la fase líquida  $\mu_L$  (cp), la tensión superficial del líquido  $\sigma_L$  (dyn/cm) y la viscosidad de la mezcla  $\mu_m$  (lbm/pie-seg)

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{gd}$$

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w$$

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w$$

$$\mu_m = (6.27 \times 10^{-4})(\mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda))$$

12- Calcular el numero de Reynolds (no-slip) y el número de Velocidad del líquido:

$$(Nre)_{ns} = \frac{G_m d}{\mu_m}$$
$$Nlv = 1.938 V_{sl} \left( \frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25}$$

13- Para determinar el modelo de flujo el cual existiría si el flujo fuese horizontal, calcular los siguientes parámetros:

$$L_1 = 316 \lambda^{0.302}$$
$$L_2 = 0.0009252 \lambda^{-2.4684}$$
$$L_3 = 0.10 \lambda^{-1.4516}$$
$$L_4 = 0.5 \lambda^{-6.738}$$

Ahora se determina el modelo de flujo usando los límites que se encuentran a continuación:

*Flujo Segregado:*       $\lambda_L < 0.01$    y    $N_{FR} < L_1$   
                                  ó  
                                   $\lambda_L \geq 0.01$    y    $N_{FR} < L_2$

*Flujo Transición:*       $\lambda_L \geq 0.01$    y    $L_2 < N_{FR} \leq L_3$



*Flujo Intermitente:*  $0.01 \leq \lambda_L < 0.4$  y  $L_3 < N_{FR} \leq L_1$   
ó  
 $\lambda_L \geq 0.4$  y  $L_3 < N_{FR} \leq L_4$

*Flujo Distribuido:*  $\lambda_L < 0.4$  y  $N_{FR} \geq L_1$   
ó  
 $\lambda_L \geq 0.4$  y  $N_{FR} > L_4$

14- La retención de líquido, como si fuese flujo horizontal, es calculada de la siguiente ecuación,

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{FR}^c}$$

donde a, b y c se determinan de la siguiente tabla para cada modelo de flujo, con la restricción que  $H_{L(0)} \geq \lambda_L$ , sí  $H_{L(0)} < \lambda_L$  Entonces  $H_{L(0)} = \lambda_L$ .

Tabla B-1. Cte. a, b y c, según tipo de flujo

Modelo de flujo	a	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

15- Luego con la siguiente ecuación, se corrige por efectos de inclinación:

$$H_{L(\theta)} = H_{L(0)}\Psi$$

$$\Psi = 1 + C [\sin (1.8\theta) - 0.333 \sin^3 (1.8\theta)]$$

si  $\theta = 90^\circ$  entonces el flujo es vertical y la ecuación para el calculo de  $\Psi$  se transforma en:

$$\Psi = 1 + 0.3 C$$

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(d \lambda_L^e N_{LV}^f N_{FR}^g)$$

Donde d, e, f y g son determinadas para cada tipo de flujo en la tabla siguiente, con la restricción de que  $C \geq 0$ , si  $C < 0$  entonces  $C = 0$ .



Tabla B-2. Cte. c, d, e, f y g según modelo de flujo.

Dirección del flujo	Modelo de flujo	d	e	f	g
Hacia arriba	segregado	0.011	-3.768	3.539	-1.614
	intermitente	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
	distribuido	C = 0, $\psi=1$ , $H_L \neq f(\theta)$			
Hacia abajo	todos	4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056

Cuando el flujo es de transición, la retención de líquido debe calcularse mediante una ponderación de la siguiente forma:

$$H_L \theta_{(\text{transición})} = A * H_L \theta_{(\text{segregado})} + (1 - A) * H_L \theta_{(\text{intermitente})}$$

donde:  $A = \frac{L_3 - N_{Fr}}{L_3 - L_2}$

16- La densidad de dos fases se obtiene de: (lbm/pc)

$$\rho_{tp} = \rho_L H_{L\theta} + \rho_g (1 - H_{L\theta})$$

17- La relación del factor de fricción de dos fases  $f_{tp}$  y el factor de fricción para la condición de no-deslizamiento  $f_{ns}$  se obtiene de:

$$\frac{f_{tp}}{f_{ns}} = e^S$$

donde:

$$S = \frac{\ln(y)}{-0.0523 + 3.182 \ln(y) - 0.8725 (\ln(y))^2 + 0.01853 (\ln(y))^4}$$

$$y = \frac{\lambda_L}{H_{L(\theta)}^2}$$

El valor de S se hace infinito en un punto en el intervalo  $1 < y < 1.2$ , por lo que en este intervalo, se calcula de la siguiente manera:

$$S = \ln(2.2y - 1.2)$$



18- Calcule el factor de fricción de no deslizamiento:

$$f_{ns} = \frac{1}{\left( 2 \log \left( \frac{N_{RE}}{(4.5223 \log N_{RE} - 3.8215)} \right) \right)^2}$$

19- Calcule el factor de fricción de dos fases:

$$f_{tp} = f_{ns} \left( \frac{f_{tp}}{f_{ns}} \right)$$

20- Finalmente, calcule  $\Delta H$ :

$$\Delta H = \frac{144 * \Delta P \left( 1 - \frac{\rho_{tp} V_m V_{sg}}{g_c P * 144} \right)}{\frac{g \rho_{tp} \sin \theta}{g_c} + \frac{f_{tp} G_m V_m}{2 g_c \frac{d}{12}}}$$

Cuando se compara el  $\Delta H$  asumido (paso N° 2 ) y el calculado (paso N° 20), el error debe ser el mínimo posible según se deseé en la precisión del cálculo, es decir, si  $\Delta H$  asumido es aproximadamente igual al calculado entonces el  $\Delta H$  calculado es la longitud de ese tramo, si no, se toma el  $\Delta H$  calculado como nuevo  $\Delta H$  asumido y se repiten los cálculos desde el paso N° 2, adicionalmente el proceso debe repetirse desde el paso N° 1 hasta que la sumatoria de los " $\Delta H$ " sea aproximadamente igual a la longitud de la tubería, luego con esta información se puede proceder a construir la curva de gradiente de presión para dicha tubería, a las condiciones dadas.



### C.1.1 Ejemplo del método:

Mediante el Método de Beggs & Brill, determine la caída de presión a lo largo de la tubería con las siguientes condiciones de flujo, generando la curva de gradiente de presión para las condiciones de flujo indicadas a continuación, considerando un error máximo del 5%

#### Datos:

Long. Tub	11850 pies	° API	35
Dtub	2 pulg.	q <sub>o</sub>	1000 BNPD
P <sub>i</sub>	1000 lppc.	q <sub>w</sub>	0 BNPD
θ	0°	σ <sub>w</sub>	70 din/cm (Cte.)
γ <sub>g</sub>	0,65	RGP	1000 PCN/BN
γ <sub>agua</sub>	1,07	μ <sub>w</sub>	0 cp (Cte.)
β <sub>w</sub>	0 By/BN (Cte.)	Rsb	500 PC/BN

Use las correlaciones de Standing, obtener Pb, Rs, β<sub>o</sub>, use la correlación de Beggs y Robinsón para calcular la viscosidad del gas, asuma que la temperatura varia linealmente con profundidad, como no existe tasa agua, no se mencionan las correlaciones a usar para sus propiedades. Emplee la correlación de Lee para μ<sub>g</sub>, la de Beggs y Brill para Z<sub>g</sub>, y la de Baker para σ<sub>o</sub>. (para la temperatura y presión critica del gas use la correlación de Standing-Katz)

$$1- P_{i+1} = P_i - \Delta P \quad P_{i+1} = 1000 - 50 = 950 \text{ lppc}$$

(tomando como caída 50 lppc según lo anteriormente descrito)

$$\bar{P} = \frac{P_i + P_{i+1}}{2} + 14.696 \quad \bar{P} = \frac{1000 + 950}{2} + 14.696 = 989.696 \text{ lppca}$$

2- Luego se asume un valor de ΔH (pies) entre esos dos puntos de presión.

$$\Delta H = 1500 \text{ pies}$$

$$3- T_{i+1} = T_i - \frac{\Delta H}{H} * (T_f do - T_s) \quad T_{i+1} = 140 - \frac{1500}{11850} * (140 - 100) = 134.937 \text{ °F}$$

$$\bar{T} = \frac{T_i + T_{i+1}}{2} \quad \bar{T} = \frac{140 + 134.937}{2} = 137.468 \text{ °F}$$



#### 4- Correlaciones:

##### *Presión de burbujeo*

$$P_b = 18 * \left( \frac{R_s b}{\gamma_g} \right)^{0.83} * 10^{0.00091 T_{yac} - 0.0125 API} \quad P_b = 18 * \left( \frac{500}{0.65} \right)^{0.83} * 10^{0.00091 * 140 - 0.0125 * 35}$$

$$= 2190.784 \text{ lppca}$$

ya que la Presión promedio esta por debajo de la Presión de burbujeo, no hay zona de flujo monofásico y las correlaciones usadas trabajan por debajo del punto de burbujeo, en caso contrario se deben tomar las correlaciones adecuadas. Las correlaciones empleadas en el software se muestran en el apéndice D.

##### *Relación gas petróleo de solución*

$$R_s = \gamma_g \left( \frac{P}{18 * 10^{0.00091 T - 0.0125 API}} \right)^{1.204} \quad R_s = 0.65 * \left( \frac{989.696}{18 * 10^{0.00091 * 137.468 - 0.0125 * 35}} \right)^{1.204}$$

$$= 193.435 \text{ PCN/BN}$$

##### *Factor volumétrico de formación del petróleo*

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147 * \left[ R_s * \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 * T \right]^{1.175}$$

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147 * \left[ 193.435 * \left( \frac{0.65}{0.894} \right)^{0.5} + 1.25 * 137.468 \right]^{1.175} = 1.110675 \text{ By/BN}$$

##### *Viscosidad del petróleo*

$$X = T^{-1,163} e^{(6,9824 - 0,04658 API)} \quad X = 137.468^{-1,163} e^{(6,9824 - 0,04658 * 35)} = 0.68811$$

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad \mu_{od} = 10^{0.6881} - 1 = 3.8765 \text{ cp}$$

Corrección para los efectos de gas disuelto:

$$A = 10,715(R_s + 100)^{-0,515} \quad A = 10,715 * (192.435 + 100)^{-0,515} = 0.5754$$

$$B = 5,44(R_s + 150)^{-0,338} \quad B = 5,44 * (192.435 + 150)^{-0,338} = 0.7567$$



$$\mu_{os} = A \mu_{od}^B$$

$$\mu_{os} = 0.5754 * 3.8765^{0.7567} = 1.6042 \text{ cp}$$

*Factor de compresibilidad del gas*

$$P_c = 708.75 - 57.5\gamma_g$$

$$P_c = 708.75 - 57.5 * 0.65 = 671.375$$

$$T_c = 169 + 314\gamma_g$$

$$T_c = 169 + 314 * 0.65 = 373.1$$

$$P_{SR} = \frac{\bar{P}}{P_c}$$

$$P_{SR} = \frac{989.696}{671.375_c} = 1.474$$

$$T_{SR} = \frac{(T + 459.67)}{T_c}$$

$$T_{SR} = \frac{(137.468 + 459.67)}{373.1} = 1.6004$$

$$A = 1.39(T_{SR} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{SR} - 0.101$$

$$A = 1.39(1.6004 - 0.92)^{0.5} - 0.36 * 1.6004 - 0.101 = 0.4695$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{SR})P_{SR} + \left[ \frac{0.066}{(T_{SR} - 0.86)} - 0.037 \right] P_{SR}^2 + \frac{0.32P_{SR}^6}{10^{9(T_{SR}-1)}}$$

$$B = (0.62 - 0.23 * 1.6004) * 1.474 + \left[ \frac{0.066}{(1.6004 - 0.86)} - 0.037 \right] * 1.474^2 + \frac{0.32 * 1.474^6}{10^{9(1.6004-1)}} = 0.4846$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log(T_{SR})$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log(1.6004) = 6.664 \cdot 10^{-2}$$

$$D = 10^{(0.3106 - 0.49T_{SR} - 0.1824T_{SR}^2)}$$

$$D = 10^{(0.3106 - 0.49 * 1.6004 - 0.1824 * 1.6004^2)} = 0.11459$$

$$Z_g = A + \frac{(1-A)}{C^B} + C P_{SR}^D$$

$$Z_g = 0.4695 + \frac{(1 - 0.4695)}{(6.664 \cdot 10^{-2})^{0.4846}} + (6.664 \cdot 10^{-2}) * 1.474^{0.11459} = 0.8659$$

*Viscosidad del gas*

$$Mg = 28.96 * \gamma_g$$

$$Mg = 28.96 * 0.65 = 18.24$$



$$X = 3.5 + 0.01Mg + 986/T \quad X = 3.5 + 0.01*18.24 + 986/(137.468+459.67) = 5.339$$

$$C = 2.4 - 0.2X$$

$$C = 2.4 - 0.2 * 5.33 = 1.33211$$

$$\rho_g = 0.0433\gamma_g \frac{P}{2Z}$$

$$= 5.38 \cdot 10^{-2} \text{ g/cm}^3$$

$$\rho_g = 0.0433 * 0.65 * \frac{989.696}{0.8659 * (137.468 + 459.67)}$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02Mg)T^{1.5}}{(209 + 19Mg + T)}$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 * 18.24) * (137.468 + 459.67)^{1.5}}{(209 + 19 * 18.24 + (137.468 + 459.67))}$$

$$= 122.579$$

$$\mu_g = K * 10^{-4} e^{(x\rho_g c)}$$

$$\mu_g = 122.579 * 10^{-4} e^{(5.339 * (5.38 \cdot 10^{-2})^{1.332})}$$

$$= 1.3667 \cdot 10^{-2} \text{ cp}$$

### Tensión superficial del petróleo

$$\sigma_o = (38.4 - 0.2573 API) * 0.999283044^p \quad \sigma_o = (38.4 - 0.2573 * 35) * 0.999283044^{989.696}$$

$$= 14.452 \text{ din/cm}$$

5- Es necesario conocer el valor de la gravedad específica del petróleo ( $\gamma_o$ ), el área de la tubería (A), la relación agua petróleo (WOR), corte de agua ( $f_w$ ) y corte de petróleo ( $f_o$ ) esto se estima a través de:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{(131.5 + {}^{\circ} API)}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{(131.5 + 35)} = 0.849$$

$$A = \frac{\pi}{4} \left( \frac{d}{12} \right)^2$$

$$A = \frac{\pi}{4} \left( \frac{2}{12} \right)^2 = 2.182 \cdot 10^{-2} \text{ pie}^2$$

$$WOR = \frac{q_w}{q_o}$$

$$WOR = \frac{0}{1000} = 0$$

$$f_w = \frac{WOR}{1 + WOR}$$

$$f_w = \frac{0}{1 + 0} = 0$$



$$f_o = \frac{1}{1 + WOR}$$

$$f_o = \frac{1}{1 + 0} = 1$$

6- Ahora se calcula la densidades de gas y líquido a las condiciones promedio:

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764Rs\gamma_g}{5.615\beta_o} = 49.227 \text{ lb-m/pc}$$

$$\rho_o = \frac{350 * 0.849 + 0.0764 * 192.435 * 0.65}{5.615 * 1.1106}$$

$$\rho_w = \frac{350\gamma_w}{5.615\beta_w} \text{ como } q_w = 0 \text{ este paso no es necesario}$$

$$\rho_l = \rho_o f_o + \rho_w f_w = 49.227 * 1 + 0 = 49.227 \text{ lb-m/pc}$$

$$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_g \bar{P}(520)}{14.696(\bar{T} + 459.67)z_g} = 3.3612 \text{ lb-m/pc}$$

$$\rho_g = \frac{0.0764 * 0.65 * 989.696 * (520)}{14.696 * (137.468 + 459.67) * 0.8659}$$

7- Calcule las tasa de flujo de gas y líquido a condiciones de fondo (in situ).

$$q_g = \frac{3.27 \times 10^{-7} z_g q_o (R - Rs)(\bar{T} + 460)}{\bar{P}} \text{ "si la presión promedio <} P \text{ entonces } q_g = 0"$$

$$q_g = \frac{3.27 \times 10^{-7} * 0.8659 * 1000 * (1000 - 192.435) (\overline{137.468} + 460)}{989.696} = 0.138 \text{ pc/seg}$$

$$q_l = 6.49 \times 10^{-5} (q_o \beta_o + q_w \beta_w) = 0.072 \text{ pc/seg}$$

$$q_l = 6.49 \times 10^{-5} (1000 * 1.1106 + 0)$$

8- Calcule las velocidades superficiales de líquido, gas y mixta a condiciones de fondo.

$$Vsl = \frac{q_l}{A}$$

$$Vsl = \frac{0.072}{2.182 \cdot 10^{-2}} = 3.304 \text{ pie/seg}$$

$$Vsg = \frac{q_g}{A}$$

$$Vsg = \frac{0.138}{2.182 \cdot 10^{-2}} = 6.324 \text{ pie/seg}$$

$$Vm = Vsl + Vsg$$

$$Vm = 3.304 + 6.324 = 9.628 \text{ pie/seg}$$



9- Calcule la velocidad másica de líquido, gas y mixta:

$$Gl = \rho l * Vsl$$

$$Gl = 49.227 * 3.304 = 162.649 \text{ lbm/(seg-pie}^2)$$

$$Gg = \rho g * Vsg$$

$$Gg = 3.3612 * 6.324 = 21.256 \text{ lbm/(seg-pie}^2)$$

$$Gm = Gl + Gg$$

$$Gm = 162.649 + 21.256 = 183.905 \text{ lbm/(seg-pie}^2)$$

10- Calcular la retención de líquido sin deslizamiento:

$$\lambda = \frac{q_l}{q_l + q_g}$$

$$\lambda = \frac{0.072}{0.072 + 0.138} = 0.34$$

11- Obtener el número de Froude ( $N_{FR}$ ), la viscosidad de la fase líquida  $\mu_L$ , la tensión superficial del líquido  $\sigma_L$  y la viscosidad de la mezcla  $\mu_m$

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{gd}$$

$$N_{FR} = \frac{9.628^2}{32.2 * \frac{2}{12}} = 17.273$$

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w$$

$$\mu_L = 1.604 * 1 + 0 = 1.604 \text{ cp}$$

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w$$

$$\sigma_L = 14.454 * 1 + 0 = 14.454 \text{ din/cm}$$

$$\mu_m = (6.27 \times 10^{-4})(\mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda))$$

$$\mu_m = (6.27 \times 10^{-4})(1.604 * 0.34 + 1.366 \cdot 10^{-2} * (1 - 0.34)) = 3.7597 \cdot 10^{-4} \text{ lbm/pie-seg}$$

12- Calcular el numero de Reynolds (no-slip) y el número de Velocidad del líquido:

$$(Nre)_{ns} = \frac{G_m d}{\mu_m}$$

$$(Nre)_{ns} = \frac{183.905 * \left(\frac{2}{12}\right)}{3.7597 \cdot 10^{-4}} = 81523.59$$

$$Nlv = 1.938 V_{sl} \left( \frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25}$$

$$Nlv = 1.938 * 3.304 * \left( \frac{49.227}{14.454} \right)^{0.25} = 8.698$$



13- Para determinar el modelo de flujo el cual existiría si el flujo fuese horizontal, calcular los siguientes parámetros:

$$L_1 = 316\lambda^{0.302}$$

$$L_1 = 316 * 0.343^{0.302} = 228.776$$

$$L_2 = 0.0009252\lambda^{-2.4684}$$

$$L_2 = 0.0009252 * 0.343^{-2.4684} = 1.2965 \cdot 10^{-2}$$

$$L_3 = 0.10\lambda^{-1.4516}$$

$$L_3 = 0.10 * 0.343^{-1.4516} = 0.472$$

$$L_4 = 0.5\lambda^{-6.738}$$

$$L_4 = 0.5 * 0.343^{-6.738} = 674.028$$

Luego el tipo de flujo es:

*Flujo Intermitente:*       $0.01 \leq \lambda_L < 0.4$     y     $L_3 < N_{FR} \leq L_1$     ó  
 $\lambda_L \geq 0.4$     y     $L_3 < N_{FR} \leq L_4$   
 (por que se cumple la primera condición)

14- La retención de líquido, como si fuese flujo horizontal, es calculada de la siguiente ecuación,

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{FR}^c}$$

donde a, b y c se determinan de la siguiente tabla para cada modelo de flujo, con la restricción que  $H_{L(0)} \geq \lambda_L$ , si  $H_{L(0)} < \lambda_L$  Entonces  $H_{L(0)} = \lambda_L$ .

Modelo de flujo	a	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad H_{L(0)} = \frac{0.845 * 0.343^{0.5351}}{17.273^{0.0173}} = 0.454$$

15- Luego con la siguiente ecuación, se corrige por efectos de inclinación:

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(d \lambda_L^e N_{LV}^f N_{FR}^g)$$

$$C = (1 - 0.343) \ln(2.96 * 0.343^{0.305} 8.698^{-0.4473} 17.273^{0.0978}) = 4.601 \cdot 10^{-2}$$

$$\Psi = 1 + C [\sin(1.8\theta) - 0.333 \sin^3(1.8\theta)]$$

$$\Psi = 1 + 4.601 \cdot 10^{-2} [\sin(1.8*0) - 0.333 \sin^3(1.8*0)] = 1$$



$$H_{L(\theta)} = H_{L(0)}\psi \quad H_{L(\theta)} = 0.454 * 1 = 0.454$$

Donde d, e, f y g son determinadas para cada tipo de flujo en la tabla siguiente, con la restricción de que C ≥ 0, si C < 0 entonces C = 0.

Dirección del flujo	Modelo de flujo	d	e	f	g
Hacia arriba	segregado	0.011	-3.768	3.539	-1.614
	intermitente	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
	distribuido	C = 0, ψ=1, H_L ≠ f(θ)			
Hacia abajo	todos	4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056

16- La densidad de dos fases se obtiene de: (lbm/pc)

$$\rho_{tp} = \rho_L H_{L0} + \rho_g (1 - H_{L0}) \quad \rho_{tp} = 49.227 * 0.454 + 3.36118 * (1 - 0.454) \\ = 24.177 \text{ (lbm/pc)}$$

17- La relación del factor de fricción de dos fases  $f_{tp}$  y el factor de fricción para la condición de no-deslizamiento  $f_{ns}$  se obtiene de:

$$y = \frac{\lambda_L}{H_{L(\theta)}^2} \quad y = \frac{0.345}{0.454^2} = 1.666$$

$$S = \frac{Ln(y)}{-0.0523 + 3.182Ln(y) - 0.8725(Ln(y))^2 + 0.01853(Ln(y))^4}$$

$$S = \frac{Ln(1.666)}{-0.0523 + 3.182Ln(1.666) - 0.8725(Ln(1.666))^2 + 0.01853(Ln(1.666))^4} = 0.3793$$

$$\frac{f_{tp}}{f_{ns}} = e^S \quad \frac{f_{tp}}{f_{ns}} = e^{0.3793} = 1.1612$$

18- Calcule el factor de fricción de no deslizamiento:

$$f_{ns} = \frac{1}{\left( 2 \log \left( \frac{N_{RE}}{(4.5223 \log N_{RE} - 3.8215)} \right) \right)^2}$$



$$f_{ns} = \frac{1}{\left(2 \log\left(\frac{81523.59}{(4.5223 \log(81523.59) - 3.8215)}\right)\right)^2} = 1.9007 \cdot 10^{-2}$$

19- Calcule el factor de fricción de dos fases:

$$f_{tp} = f_{ns} \left( \frac{f_{tp}}{f_{ns}} \right) \quad f_{tp} = 1.9007 \cdot 10^{-2} * 1.1612 = 2.777 \cdot 10^{-2}$$

20- Finalmente, calcule  $\Delta H$ :

$$\Delta Hc = \frac{144 * \Delta P \left( 1 - \frac{\rho_{tp} V_m V_{sg}}{g_c P * 144} \right)}{\frac{g \rho_{tp} \operatorname{sen} \theta + \frac{f_{tp} G_m V_m}{2 g_c \frac{d}{12}}}{32.2 * 24.177 \operatorname{sen}(0) + \frac{2.777 * 10^{-2} * 183.905 * 9.628}{2 * 32.2 * \left( \frac{2}{12} \right)}}}$$
$$\Delta Hc = \frac{144 * 50 * \left( 1 - \frac{24.177 * 9.628 * 6.324}{32.2 * 989.696 * 144} \right)}{32.2 * 24.177 \operatorname{sen}(0) + \frac{2.777 * 10^{-2} * 183.905 * 9.628}{2 * 32.2 * \left( \frac{2}{12} \right)}} = 1569.456$$

se asume un error máximo del 5% definido de la siguiente forma:

$$E = \frac{\Delta Ha - \Delta Hc}{\Delta Ha} * 100 \quad E = \frac{1500 - 1569.456}{1500} * 100 = 4.63 \%$$

por lo tanto el  $\Delta Hc$  es la longitud del tramo, en caso de que el error hubiese sido mayor que 5% entonces se deben repetir desde el paso 2 hasta el final (20) tomando como nuevo valor asumido el que se acaba de calcular, adicionalmente, este procedimiento debe repetirse hasta que la sumatoria de los  $\Delta H$  sea aproximadamente igual a la longitud del tubo , luego se procede a graficar profundidad contra presión, obteniendo de esta forma la curva del gradiente de presión dinámico a lo largo de toda la tubería.

Debido a que el proceso de cálculo es muy largo, es por ello que se hace uso del software y por lo tanto, a continuación se muestran los cálculos. (las referencias están en el capítulo II)



## Metodo Beggs And Brill

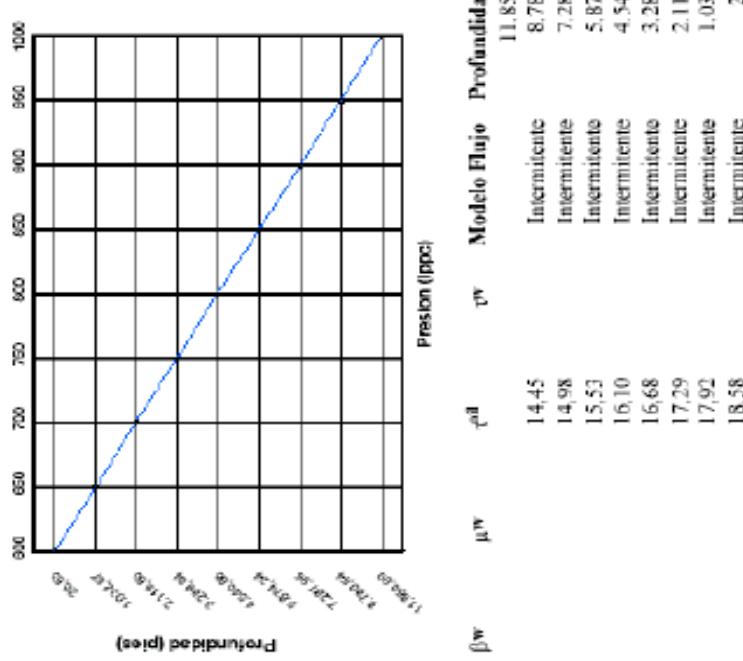


Fig. B-1, Resultados del Software

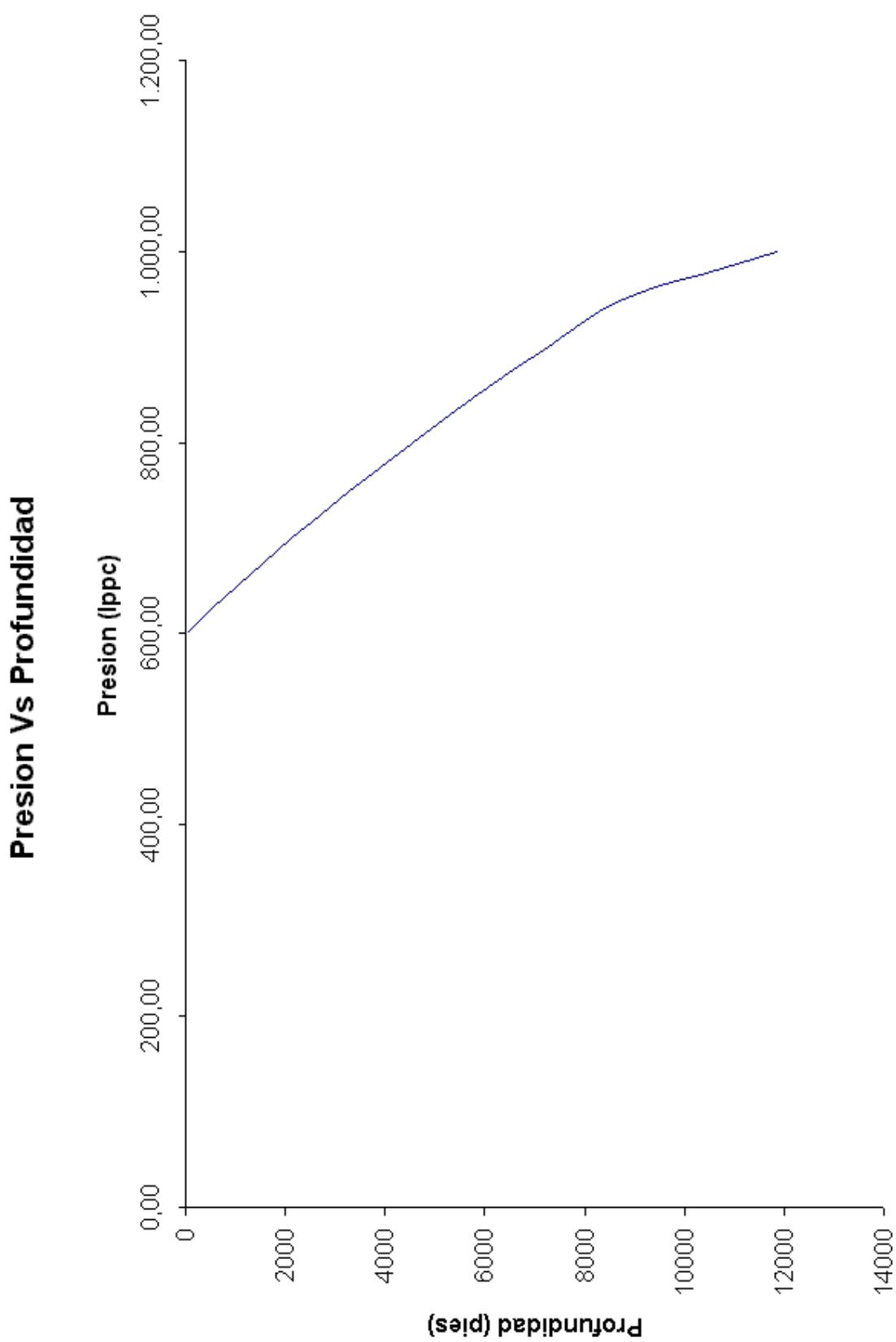


Gráfico B-1, Ampliación de la curva.



## APÉNDICE C, CORRELACIONES PVT

Breve descripción de los trabajos: (SPE paper N° 28904 Giambattista, Brown, K):

En 1947 Standing publicó dos correlaciones para determinar, respectivamente la presión del punto de burbujeo ( $P_b$ ) y factor volumétrico del petróleo ( $\beta_0$ ) en el punto de burbujeo, de los valores conocidos de la temperatura del yacimiento ( $T_r$ ), relación gas petróleo en el punto de burbujeo, gravedad del petróleo y la gravedad del gas. En todos, experimentalmente se determinó 105 puntos de información en 22 mezclas distintas de crudo y gas natural provenientes de California.

En 1959 Chew y Connally, propusieron una correlación para predecir la viscosidad del gas saturado de petróleo como una función de viscosidad de petróleo muerto ( $\mu_{od}$ ) y relación gas petróleo. La correlación fue desarrollada por 457 muestras de petróleo de Canadá, USA y América del Sur. Los estudios demostraron que en una relación gas petróleo corregida, la relación entre la viscosidad del petróleo saturado y la correspondiente a la viscosidad del petróleo muerto es una línea recta en logaritmos coordinados.

En 1975 Beggs y Robinsón, publicaron dos nuevas correlaciones para calcular la viscosidad del petróleo saturado y el petróleo muerto. Las ecuaciones resultaron de los estudios de 2533 medidas de viscosidades que envolvían 600 diferentes sistemas de petróleo. Una exactitud de -0.64% para la correlación de viscosidad muerta, fue encontrada cuando se probaron contra la información usada para su trabajo. Cuando se probó con 93 casos de literatura, la probabilidad de error aumentó un 114.27 %. Los autores no explicaron la razón por tan grandes errores pero simplemente advirtieron que la extrapolación fuera del rango de la información usada para revelar la correlación debía ser hecha con cuidado.

En 1977 Vásquez y Beggs presentaron correlaciones para predecir la Relación gas petróleo y el factor volumétrico del petróleo de un petróleo saturado, como una función de la gravedad API del petróleo,  $\gamma_g$  (gravedad específica del gas), temperatura y presión del yacimiento. En total, 6004 puntos de información fueron usados, distribuidos dentro de dos grupos (menos de 30°grados API y más de 30°API) la razón de esto es por las variaciones en la volatilidad del petróleo. Los autores encontraron que la  $\gamma_g$  es un parámetro de correlación fuerte en el desarrollo de la correlación de la relación gas petróleo. Porque  $\gamma_g$  es dependiente de las condiciones bajo las cuales el gas es separado del petróleo, una correlación para normalizar  $\gamma_g$  a una presión de separación de 114.7 Ippca fue también desarrollada por los autores y probada contra 124 puntos de información en 27 fluidos diferentes. Vásquez y Beggs también investigaron la viscosidad y compresibilidad de petróleo saturado, usando 4486

puntos de información para la correlación de la compresibilidad y 3593 puntos de información para la correlación de viscosidad del petróleo.

En 1980 Glaso, presentó correlaciones para estimar  $P_b$ ,  $\beta_o$  y  $\mu_{o\text{-muerto}}$ , como función de la temperatura del yacimiento, gravedad del gas en superficie, relación gas petróleo y gravedad API. Porque las dos primeras correlaciones fueron desarrolladas usando información de 45 muestras de petróleo con parafinas equivalentes a petróleos del mar del norte, y ajustes al término gravedad API, fueron sugeridos para usar las correlaciones con petróleos de diferentes composiciones. Glaso también aportó un método para corregir la  $P_b$  predecible por la presencia de  $CO_2$ ,  $N_2$  y  $H_2S$  en la superficie total de gas. La correlación para la viscosidad del petróleo muerto, fue desarrollada, por la información obtenida en 26 muestras de petróleo.

C-1 Correlaciones empleadas en el software:

### **1- Temperatura:** (Alarcón, G)

Propiedad de los cuerpos que determina los intercambios de calor entre los mismos, y constituye una medida de la energía cinética media de las moléculas de los mismos. Esta en la industria petrolera, normalmente se expresa en grados Fahrenheit.

-*Promedio*: se asume que la temperatura permanece constante a lo largo de toda la tubería.

$$\bar{T} = \frac{T_{fdo} - T_s}{2}$$

donde:

$\bar{T}$  : Temp. Promedio ( $^{\circ}F$ )

$T_{fdo}$ : Temp. En fondo del pozo ( $^{\circ}F$ )

$T_s$  : Temp. En superficie ( $^{\circ}F$ )

-*Lineal*: se asume que el comportamiento de la temperatura varia linealmente desde el fondo del pozo hasta la tubería.

$$T_{i+1} = T_i - \frac{\Delta H}{H} * (T_{fdo} - T_s)$$



donde:

$T_i$ : Temp. En el punto anterior. ( $^{\circ}$ F)  
 $T_{i+1}$ : Temp. En el punto siguiente ( $^{\circ}$ F)  
 $T_{fdo}$ : Temp. En fondo del pozo ( $^{\circ}$ F)  
 $T_s$  : Temp. En superficie ( $^{\circ}$ F)  
H: altura total (pies)  
 $\Delta H$ : diferencial de altura (pies)

- *Temperatura fluyente en pozos:* Ramey presenta la siguiente ecuación para calcular la temperatura fluyente en función de la distancia:

$$TH = T_{fdo} - gt * \left[ H - A * \left( 1 - e^{-\frac{(-H)}{A}} \right) \right]$$

$$A = \frac{mcp}{\pi d U}$$

donde:

$T_h$ : Temp. a una distancia H  
 $T_{fdo}$ : Temp. En fondo del pozo  
 $T_s$  : Temp. En superficie  
 $gt$  : Gradiente geotérmico  
H : distancia  
m : flujo másico  
 $cp$ : calor específico del fluido fluyente  
d: diámetro interno  
U: coeficiente total de transferencia de calor  
A: distancia de relajamiento

En este caso se asume que la temperatura del flujo y sus alrededores son iguales en la entrada de la tubería, también asume que el calor perdido es independiente del tiempo. Shiu y Beggs modificaron esta ecuación para aplicarla en forma práctica al flujo multifásico, usando en ella parámetros que usualmente se conocen en campo:

$$A = C1 * m^{C2} * \rho_f^{C3} * d^{C4} * API^{C5} * \gamma_g^{C6}$$

donde:

A: distancia de relajamiento (pies)  
m : flujo másico (lbm/seg)  
 $\rho_f$  : densidad del líquido a condiciones estándar (lbm/pc)  
d: diámetro interno (pulg)  
API: gravedad API  
 $\gamma_g$ : gravedad del gas



y las constantes tienen los siguientes valores:

$$\begin{array}{lll} C1: 0.0149 & C2: 0.5253 & C3: 2.9303 \\ C4: 0.2904 & C5: 0.2608 & C6: 4.4146 \end{array}$$

## 2- Presión de Burbujeo: (Howard, B, 1987),

Se define como la presión a la cual sale la primera burbuja de gas de solución del petróleo, como resultado de un decremento de presión sobre el mismo. También se dice que es el estado en que una cantidad infinitesimal de gas está en equilibrio con una gran cantidad de líquido. La  $P_b$  es medida en lppca.

- *Standing:*

$$P_b = 18 * \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} * 10^{0.00091T_{yac} - 0.0125 API}$$

Tabla C-1, Rangos para la correlación de Standing

Rangos de aplicabilidad:	Unidades	
Presión de burbujeo	130 - 7000	lppca
Relación gas-petróleo@ $p > p_b$	20 - 1425	PC/BN
Temperatura del yacimiento	100 - 258	°F
Gravedad del petróleo	16.5 - 63.8	°API
Gravedad del gas	0.59 - 0.95	adimensional

- *Vásquez y Beggs*

$$P_b = \left( \frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} e^{\left( \frac{C_3 API}{T_{yac} + 459.67} \right)}} \right)^{\frac{1}{C_2}}$$

$$\gamma_{cg} = \gamma_g * \left( 1.0 + 5.912 * 10^{-5} * API * T_{sp} * \log\left(\frac{P_{sp}}{114.7}\right) \right)$$

donde

$\gamma_g$ : gravedad del gas

API: gravedad API

$\gamma_{gc}$ : gravedad corregida del gas

T<sub>sp</sub> : Temp. Del separador (°F)

P<sub>sp</sub>: Presión del separador (lppca)



Esta ecuación de corrección de la gravedad específica del gas puede ser usada en las correlaciones de  $R_s \beta_o$  y Co., en el caso de que no se disponga de las condiciones de separación, se puede usar la gravedad sin corregir en todas las correlaciones citadas.

Tabla C-2, Parámetros de la correlación de Vásquez y Beggs.

	$^{\circ}\text{API} \leq 30$	$^{\circ}\text{API} > 30$
$C_1$	0.0362	0.0178
$C_2$	1.0937	1.187
$C_3$	25.724	23.931

Tabla C-3, Rangos de aplicabilidad de la correlación de Vásquez y Beggs.

<b>Rangos de aplicabilidad:</b>	<b>unidades</b>	
Presión de burbujeo	50 - 5250	lppca
Relación gas-petróleo@ $p > p_b$	20 - 2070	pc/BN
Temperatura del yacimiento	70 - 295	$^{\circ}\text{F}$
Gravedad del petróleo	16 - 58	$^{\circ}\text{API}$
Gravedad del gas	0.56 - 1.18	adimensional

- *Glaso:*

$$P_b = 10^{1.7669 + 1.7447 * \log A - 0.30218 * (\log A)^2}$$

$$A = \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.816} \left( \frac{T_{yac}^{0.172}}{API^{0.989}} \right)$$

Tabla C-4, Rangos de aplicabilidad de la correlación de Glasso.

<b>Rangos de aplicabilidad:</b>	<b>unidades</b>	
Presión de burbujeo	165 - 7142	lppca
Relación gas-petróleo@ $p > p_b$	90 - 2037	pc/BN
Temperatura del yacimiento	80 - 280	$^{\circ}\text{F}$
Gravedad del petróleo	22.3 - 48.1	$^{\circ}\text{API}$
Gravedad del gas	0.65 - 1.276	Adimensional
Sep	15 - 415	lppca
Tsep	125	$^{\circ}\text{F}$

- *Ghetto, Paone y Villa*

$$P_b = 15.7286 * \left( \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.7885} * 10^{0.0020 * T_{yac} - 0.0142 * API} \right)$$

Tabla C-5, Rangos de aplicabilidad de la correlación de Ghetto, Paone y Villa.

Rangos de aplicabilidad:	unidades
Presión de burbujeo	1038.49 - 7411.54 lppca
Relación gas-petróleo @ p>Pb.	17.21 - 640.25 PC/BN
Temperatura del yacimiento	131.4 - 250.7 °F
Gravedad del petróleo	6 - 22.3 °API
Gravedad del gas	0.623 - 1.517 adimensional
Sep	14.5 - 752.2 lppca
Tsep	59 - 177.8 °F
Viscosidad del crudo	2.1 - 1386.9 cp

-Mannucci y Rosales

$$Pb = 84.88 * \left( \frac{Rsb}{\gamma_g} \right)^{0.53} * 10^{0.000922T_{yac} - 0.0072 API}$$

Tabla C-6, Rangos de aplicabilidad de la correlación de Mannucci y Rosales.

Rangos de aplicabilidad:	Unidades
Presión de burbujeo	1400 - 4900 lppca
Relación gas-petróleo@p>pb	300 - 1800 pc/BN
Temperatura del yacimiento	200 - 300 °F
Gravedad del petróleo	15 - 36 °API
Gravedad del gas	0.78 -1.06 adimensional

-Total:

$$Pb = A * \left( \frac{Rsb}{\gamma_g} \right)^B * 10^{CT_{yac} - D API}$$

Tabla C-7, Rangos de aplicabilidad de la correlación de Total.

Parámetros	°API ≤ 10	10 < °API ≤ 35	35 < °API ≤ 45
A	12.847000	25.275500	216.471100
B	0.963600	0.761700	0.692200
C	0.000993	0.000835	-0.000427
D	0.034170	0.011292	0.023140



### 3-Relación gas petróleo de solución: (Howard, B, 1987 ):

Se define como la cantidad de gas que saldrá del petróleo, cuando la presión es reducida a la presión atmosférica desde alguna presión más alta, frecuentemente es medida en PC/BN.

-*Standing:*

$$Rs = \gamma_g \left( \frac{P}{18 * 10^{0.00091*T - 0.0125*^{\circ}API}} \right)^{1.204}$$

donde :

Rs: relación gas petróleo de solución (PC/BN)

P: presión de interés (lppca)

T : Temp. De interés (°F)

$\gamma_g$  : gravedad del gas

API: gravedad API

-*Vásquez y Beggs:*

$$Rs = C_1 * \gamma_g * p^{C_2} * e^{\frac{C_3 * API}{T + 459.67}}$$

donde:

Rs: relación gas petróleo de solución (PC/BN)

P: presión de interés (lppca)

T : Temp. De interés (°F)

$\gamma_g$  : gravedad del gas

API: gravedad API

C1, C2 y C3 se obtienen de la tabla D-2

-*Glaso:*

$$Rs = \gamma_g * \left[ A * \left( \frac{API^{0.989}}{T^{0.172}} \right) \right]^{1.2255}$$

$$A = 10^{(2.8869 - (14.1811 - 3.3093 * \log(P))^{0.5})}$$

donde:

Rs: relación gas petróleo de solución (PC/BN)

P: presión de interés (lppca)

T : Temp. De interés (°F)

$\gamma_g$  : gravedad del gas  
 API: gravedad API

-*Mannucci y Rosales:*

$$Rs = \gamma_g * \left[ \frac{P}{84.88} * 10^{(0.0072 * API - 0.000922 * T)} \right]^{1.8868}$$

donde:

Rs: relación gas petróleo de solución (PC/BN)  
 P: presión de interés (Ippca)  
 T : Temp. De interés ( $^{\circ}\text{F}$ )  
 $\gamma_g$  : gravedad del gas  
 API: gravedad API

- *Ghetto, Paone y Villa:*

Para  $API \leq 10$

$$Rs = \gamma_g * \left[ \frac{P}{10.7025} * 10^{(0.0169 * API - 0.00156 * T)} \right]^{1.1128}$$

Para  $10 < API \leq 20$

$$Rs = \frac{\gamma_{gc} * p1.2057}{56.434} * 10^{\left(10.9267 * \frac{API}{T+459.67}\right)}$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g * \left[ 1 + 0.5912 * API * Tsp * \log\left(\frac{Psp}{114.7}\right) \right] * 10^{-4}$$

donde:

Rs: relación gas petróleo de solución (PC/BN)  
 P: presión de interés (Ippca)  
 T : Temp. De interés ( $^{\circ}\text{F}$ )  
 Tsp : Temp. Del separador ( $^{\circ}\text{F}$ )  
 Psp: Presión del separador (Ippca)  
 $\gamma_g$  : gravedad del gas  
 $\gamma_g$  : gravedad del gas corregida  
 API: gravedad API



-*Total:*

$$Rs = \gamma_g * \left[ P * \left( \frac{10^{(B*API - C*T)}}{A} \right) \right]^D$$

donde:

Rs: relación gas petróleo de solución (PC/BN)

P: presión de interés (lppca)

T : Temp. De interés (°F)

$\gamma_g$  : gravedad del gas

$\gamma_g$  : gravedad del gas corregida

API: gravedad API

Y las constantes A, B, C y D se obtienen de:

Tabla C-8, Rangos de aplicabilidad de la correlación de Total.

	$^{\circ}\text{API} \leq 10$	$10 < ^{\circ}\text{API} \leq 35$	$35 < ^{\circ}\text{API} \leq 45$
A	12.2651	15.00570	112.9251
B	0.03045	0.015200	0.024800
C	0	0.000484	-0.001469
D	0.9669	1.109500	1.112900

#### 4- Factor volumétrico de formación del petróleo: (Howard, B, 1987),

FVF : se define como una medida que expresa la relación de volúmenes de un sistema.

Hasta presión de burbujeo:

-*Standing:*

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147 * \left[ Rs * \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 * T \right]^{1.175}$$

donde:

$\beta_o$ = Factor volumétrico de formación del petróleo (By/BN)

Rs: relación gas petróleo de solución (PC/BN)

T : Temp. De interés (°F)

$\gamma_g$  : gravedad específica del gas

$\gamma_o$  : gravedad específica del petróleo

- *Vásquez y Beggs*

$$\beta_o = 1 + C_1 * R_s + C_2 * (T - 60) \left( \frac{API}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 * R_s * (T - 60) \left( \frac{API}{\gamma_{gc}} \right)^2$$

donde:

$\beta_o$ = Factor volumétrico de formación del petróleo (By/BN)

$R_s$ : relación gas petróleo de solución (PC/BN)

T : Temp. De interés (°F)

$\gamma_{gc}$  : gravedad específica del gas, corregida

API : gravedad API del petróleo

Y las constantes  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$  se obtienen de:

Tabla C-9, Parámetros de Vásquez y Beggs

Parámetros de Vásquez y Beggs		
	°API ≤ 30	°API > 30
$C_1$	4.67E-04	4.67E-04
$C_2$	1.75E-05	1.10E-05
$C_3$	-1.81E-08	1.34E-09

- *Gaso:*

$$\beta_o = 1 + 10^{\left( -6.58511 + 2.91329 * \log(A) - 0.27683 * (\log(A))^2 \right)}$$

$$A = R_s * \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968 * T$$

donde:

$\beta_o$ = Factor volumétrico de formación del petróleo (By/BN)

$R_s$ : relación gas petróleo de solución (PC/BN)

T : Temp. De interés (°F)

$\gamma_g$  : gravedad específica del gas

$\gamma_o$  : gravedad específica del petróleo

- *Total:*

$$\beta_o = 1.022 + 4.857 * 10^{-4} * R_s - 2.009 * 10^{-6} * (T - 60) \left( \frac{API}{\gamma_g} \right) + 17.569 * 10^{-9} * R_s * (T - 60) \left( \frac{API}{\gamma_g} \right)^2$$

donde:

$\beta_o$ = Factor volumétrico de formación del petróleo (By/BN)

$R_s$ : relación gas petróleo de solución (PC/BN)

T : Temp. De interés (°F)

$\gamma_g$  : gravedad específica del gas



API : gravedad API del petróleo

Para presiones mayores que la presión de burbujeo:

Se requiere el conocimiento de  $\beta_o$  @ Pb, o este puede calcularse de las correlaciones anteriores.

- *Lineal:*

Se parte de la definición general de compresibilidad, ya que, por encima de la presión de burbujeo, la solubilidad del gas en el petróleo es constante y solo influye la compresibilidad del petróleo.

$$\beta_o = \beta_{ob} * (1 - Co * (P - Pb))$$

donde:

$\beta_o$ = Factor volumétrico de formación del petróleo (By/BN)

$\beta_{ob}$ = Factor volumétrico de formación del petróleo @ Pb (By/BN)

$Co$ = Compresibilidad isotérmica del petróleo ( $lppc^{-1}$ )

$P$ = presión de interés ( $lppca$ ) ( $P > Pb$ )

$Pb$ = Presión de burbujeo ( $lppca$ )

-*Exponencial:*

$$\beta_o = \beta_{ob} * e^{(Co*(Pb-P))}$$

donde:

$\beta_o$ = Factor volumétrico de formación del petróleo (By/BN)

$\beta_{ob}$ = Factor volumétrico de formación del petróleo @ Pb (By/BN)

$Co$ = Compresibilidad isotérmica del petróleo ( $lppc^{-1}$ )

$P$ = presión de interés ( $lppca$ ) ( $P > Pb$ )

$Pb$ = Presión de burbujeo ( $lppca$ )

La compresibilidad del petróleo puede obtenerse de la siguiente correlación diseñada por *Vásquez y Beggs*:

$$Co = \frac{5 * Rsb + 17.2 * T - 1180 * \gamma_g + 12.61 * API - 1433}{P * 10^5}$$

donde:

$Co$  = Compresibilidad isotérmica del petróleo ( $lppc^{-1}$ )

$Rs$  : relación gas petróleo de solución @  $P > Pb$  (PC/BN)

$T$  : Temp. De interés ( $^{\circ}F$ )

$\gamma_g$  : gravedad específica del gas



API: gravedad API del petróleo  
P= presión de interés (lppca)

### 5-Factor volumétrico de formación del agua: (Alarcón, G)

Generalmente  $\beta_w$  es considerado aproximadamente igual a 1 debido a que los cambios en el volumen por presión y temperatura, son pequeños.

-*Craft y Hawkins:*

$$B_w = B_{wp} \left( 1 + A \cdot B \cdot 10^{-4} \right)$$

donde:

$B_w$  = Factor de volumen de agua salada en contacto con gas By/BN.

$B_{wp}$  = Factor de volumen de agua pura en contacto con gas By/BN.

$B$  = Salinidad del agua (ppm)

$$X = 5.1 \cdot 10^8 P + (T - 60) \left( 5.47 \cdot 10^{-6} - 1.95 \cdot 10^{10} P \right) + (T - 60)^2 \left( -3.23 \cdot 10^{-8} + 8.5 \cdot 10^{-13} P \right)$$

$$B_{wp} = (c_1 + c_2 P + c_3 P^2)$$

$$c_1 = 0.9911 + 6.35 \cdot 10^{-5} T + 8.5 \cdot 10^{-7} T^2$$

$$c_2 = 1.093 \cdot 10^{-6} - 3.497 \cdot 10^{-9} T + 4.57 \cdot 10^{-12} T^2$$

$$c_3 = -5 \cdot 10^{-11} + 6.429 \cdot 10^{-13} T - 1.43 \cdot 10^{-15} T^2$$

T= Temperatura de interés (°F).

P= Presión de interés (lppca).

### 6-viscosidad del petróleo: (Howard, B, 1987),

La viscosidad absoluta de un fluido es la medida de la resistencia al flujo que este presenta. La resistencia al flujo es causada por la fricción interna generada cuando las moléculas del fluido están deslizando. La unidad de medida es el centipoes o poise (unidades de campo).

La viscosidad cinemática de un fluido es la viscosidad absoluta dividida por su densidad  $\nu = \mu / \rho$ , esta usualmente se expresa en cst (centistoke).

Adicionalmente se usan las unidades Saybolt seconds Universal (SSU) and Saybolt seconds furol (SSF), una relación aproximada entre estas unidades de tiempo y la medida en centistokes es:

$$\nu = 0.22 T_{SU} - 180 / T_{SU}$$



$$\nu = 2.21T_{SF} - 139/T_{SF}$$

Donde:

$\nu$  = Viscosidad cinemática en CSR.

$T_{SU}$  = Saybolt seconds Universal.

$T_{SF}$  = Saybolt seconds furol.

Para  $P > Pb$

-Vásquez y Beggs:

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

$$m = c_1 P^{c_2} e^{(c_3 + c_4 P)}$$

donde:

$\mu_o$  = viscosidad @  $p > Pb$ . En cp

$\mu_{ob}$  = viscosidad @  $p = Pb$ . En cp

$P$  = presión de interés Ippca

$Pb$  = presión de burbujeo Ippca

$$c_1 = 2.6$$

$$c_2 = 1.187$$

$$c_3 = -11.513$$

$$c_4 = -8.98 * 10^{-5}$$

Tabla C-10, Rangos de Vásquez y Beggs

Rangos de aplicación	
Presión Ippca	141-9515
Rs PCN/BN	9.3-2199
API	15.3-59.5
$\partial g$	0.511-1.351
Viscosidad (cp)	0.117-148

-Beal:

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.001(P - Pb) \left( 0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56} \right)$$

donde:

$P$  = Presión de interés. (Ippca).

$Pb$  = Presión de burbujeo. (Ippca).

$\mu_o$  = Viscosidad por encima de  $Pb$  (cp).

$$\mu_{ob} = \text{Viscosidad a } P = P_b$$

Tabla C-11, Rangos de Beal

<b>Rangos de aplicación</b>	
Presión (lppca)	1515-5515
Viscosidad (cp)	0.16-315

La viscosidad @  $P = P_b$ , se puede obtener de las correlaciones para  $P < P_b$ , usando Temperatura de yacimiento y  $R_{sb}$

Para  $P < P_b$

-Beal:

$$\mu_{od} = \left( 0.32 + \frac{1.8 * 10^7}{API^{4.53}} \right) \left( \frac{360}{T + 200} \right)^a$$

donde:

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

Tabla C-12, Rangos de Beal

<b>Rango de aplicación</b>	
Viscosidad (cp)	0.865-1.55
Temperatura (°F)	98-250
API	10-52.5

Para corregir por gas en solución, se puede usar el método de Chew y Connally:

$$\mu_{os} = a \mu_{od}^b$$

donde:

$$a = 0.20 + 0.80 * 10^{-0.00081Rs}$$

$$b = 0.43 + 0.57 * 10^{-0.00072Rs}$$

Tabla C-13, Rangos de Chew y Connally

<b>Rangos de aplicación</b>	
Presión (lpc) <sub>a</sub>	132-5645
R <sub>s</sub> (Pc/BN)	51-3544
T°F	72-292
μ (cp)	0.377-50

$\mu_{od}$  = viscosidad del petróleo.

API = Gravedad API.

T = Temperatura de interés (°F).

$\mu_{os}$  = viscosidad corregida por gas en solución. (cp)

R<sub>s</sub> = Relación gas petróleo (PCN/BN).

-*Beggs and Robinson:*

Viscosidad del petróleo muerto:

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

donde:

$$X = T^{-1,163} e^{(6,9824 - 0,04658 \cdot API)}$$

$\mu_{od}$  = Viscosidad de petróleo muerto. En cp

T = Temperatura de interés en °F

API = gravedad API.

Corrección para los efectos de gas disuelto:

$$\mu_{os} = A \mu_{od}^B$$

donde:

$\mu_{os}$  = Viscosidad de petróleo saturado con gas. En cp

$\mu_{od}$  = Viscosidad de petróleo muerto. En cp

$$A = 10,715(R_s + 100)^{-0,515}$$

$$B = 5,44(R_s + 150)^{-0,338}$$

R<sub>s</sub> = Relación gas en solución.

Tabla C-14, Rangos de Beggs y Robinsón

<b>Rangos de aplicación</b>	
P(Ippca)	15-5265
Rs (PC/BN)	20-2070
T ° F	70-295
API	16-58

-*Gaso:*

$$\mu_{od} = (3.141 * 10^{10}) T^{-3.444} (Log API)^{(10.313 Log(t) - 36.447)}$$

$\mu_{od}$  = Viscosidad del fluido muerto.

Tabla C-15, Rangos de Glaso

<b>Rangos de aplicación</b>	
T ° F	50-300
API	20.1-48.1
Viscosidad cp	0.616-39.1

Para corregir por gas en solución, se puede usar el método de Chew y Connally descrito anteriormente.

### 7- viscosidad del gas: (Alarcón G),

En los gases el efecto de la presión es el mismo que en los líquidos, pero la temperatura tiene un efecto contrario.

-*Lee:*

$$\mu_g = K * 10^{-4} e^{(x \rho_g^c)}$$

donde:

$$K = (9.4 + 0.02Mg)T^{1.5} / (209 + 19Mg + T)$$

$$X = 3.5 + 0.01Mg + 986/T$$

$$C = 2.4 - 0.2X$$

$$Mg = \text{peso molecular del gas} = 28.96 * \gamma_g$$

$$\rho_g = \text{densidad del gas en gr/cm}^3 = 0.0433\gamma_g P / 2T$$



$\mu_g$  = viscosidad del gas (cp)

$T$  = temperatura de interés °R

$P$  = presión de interés lppca.

Z = factor de compresibilidad del gas.

### 8-viscosidad del agua: (Alarcón G),

Los efectos de presión sobre la viscosidad del agua son pocos, la siguiente correlación desarrollada por Beggs y Brill, sólo considera los efectos de temperatura

-*Beggs and Brill:*

$$\mu_w = e^{(1.003 - 1.479 \cdot 10^{-2} T + 1.982 \cdot 10^{-5} T^2)}$$

donde,

$\mu_w$  = viscosidad del agua cp

T = temperatura de interés °F

### 9- Factor de compresibilidad del gas: (Mian, M, 1992),

Se define como la razón entre el volumen que realmente ocupa un gas a determinada presión y temperatura y el volumen que ocuparía, si fuese un gas ideal.

-*Ajuste de Beggs y Brill:*

$$Z_g = A + \frac{(1-A)}{C^B} + CP_{SR}^D$$

donde,

$$A = 1.39(T_{SR} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{SR} - 0.101$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{SR})P_{SR} + \left[ \frac{0.066}{(T_{SR} - 0.86)} - 0.037 \right] P_{SR}^2 + \frac{0.32P_{SR}^6}{10^{9(T_{SR}-1)}}$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log(T_{SR})$$

$$D = 10^{(0.3106 - 0.49T_{SR} - 0.1824T_{SR}^2)}$$



$$P_{SR} = \frac{\bar{P}}{P_c}$$

$$T_{SR} = \frac{(T + 459.67)}{T_c}$$

$$P_c = 708.75 - 57.5\gamma_g \quad (\text{Correlación de Standing-Katz})$$

$$T_c = 169 + 314\gamma_g \quad (\text{Correlación de Standing-Katz})$$

donde:

$Z_g$  =factor Z del gas.

$P_{SR}$  =presión seudo reducida.(lppca).

$T_{SR}$  =temperatura seudo reducida.(°R).

$P_c$  =presión crítica. (lppca).

$T_c$  =temperatura crítica. (°R).

$\bar{P}$  =presión de interés (lppca).

$\bar{T}$  =temperatura de interés. (°R).

$\gamma_g$  =gravedad del gas.

## 10-Tensión superficial del petróleo: (Alarcón G).

Tensión superficial se define como la tendencia de un fluido a exponer un área mínima en presencia de otro fluido.

-*Baker*:

$$\sigma_o = (38.4 - 0.2573 API)0.999283044^P$$

donde:

$\sigma_o$  =tensión superficial del crudo.

$P$  =presión de interés.

API = gravedad API

Se han publicado datos para la tensión superficial del crudo "muerto" medidos a temperaturas entre 68 y 100°F.

Las ecuaciones que ajustan estos datos son:

$$\sigma_o(68) = 39 - 0.2571 API$$

$$\sigma_o(100) = 37.5 - 0.2571 API$$



donde:

$$\sigma_o(68) = \text{ten.sup @ } 68^\circ\text{F din/cm.}$$

$$\sigma_o(100) = \text{ten.sup @ } 100^\circ\text{F}$$

Se sugiere que si la temperatura es mayor que  $100^\circ\text{F}$ , se use  $\sigma_o(100)$  y si menor que  $68^\circ\text{F}$  se use  $\sigma_o(68)$ , para temperaturas intermedias, se debe interpolar de la siguiente forma:

$$\sigma_{ot} = \sigma_{o68} - \frac{(T - 68)(\sigma_{o68} - \sigma_{o100})}{32}$$

Luego se corrige por presión:

$$\sigma_o = c \sigma_{ot}$$

donde:

$$c = 1 - 0.024P^{0.45}$$

$P$  = presión de interés. (Ippca).

Para  $P > 3977$ ,  $\sigma_o = 1$

### 11-Tensión superficial del agua: (Alarcón G).

Se han publicado datos de tensión superficial para agua en función de la presión y medidos para dos valores particulares de temperatura  $74$  y  $280^\circ\text{F}$ .

$$\sigma_w(74) = 75 - 1.108P^{0.349}$$

$$\sigma_w(280) = 53 - 0.1048P^{0.637}$$

Funciona de la misma forma que para petróleo para  $74 < T < 280$ .

$$\sigma_{wT} = \sigma_{w74} - \frac{(T - 74)(\sigma_{w74} - \sigma_{w280})}{206}$$

donde:

$$\sigma_{w74} = \text{Tensión. Superficial a } 74^\circ\text{F. (din/cm).}$$

$$\sigma_{w280} = \text{Tensión. Superficial a } 280^\circ\text{F. (din/cm).}$$

$$\sigma_w = \text{tensión superficial del agua.}$$

$$T = \text{Temperatura de interés. } (\text{ }^\circ\text{F}).$$

$$P = \text{Presión de interés. (Ippca).}$$

(las referencias citadas en este apéndice aparecen en el capítulo 2)



## APÉNDICE, D: DESARROLLO DE LA ECUACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN:

El cálculo básico para cualquier flujo de fluidos, es un balance de energía para el fluido fluyendo entre dos puntos. Asumiendo que no hay trabajo externo o sobre el fluido, la ecuación de balance de energía mecánica para estado continuo en su forma diferencial, puede ser descrita para una lb.-m de fluido como:

$$\frac{dP}{\rho_{tp}} + \frac{g}{g_c} dh + \frac{v_m dv_m}{g_c} + d(wf) = 0 \quad (1)$$

Donde  $d(wf)$  representa las pérdidas de fricción irreversible.

Para flujo en una tubería inclinada,

$$dh = \operatorname{sen}\theta * dZ \quad (2)$$

Donde  $dh$  es la distancia vertical,  $\theta$  es el ángulo de inclinación de la tubería con la horizontal y  $dZ$  es la distancia axial recorrida.

Sustituyendo (2) en (1),

$$\frac{dp}{dZ} = - \left[ \frac{g}{g_c} \rho_{tp} \operatorname{sen}\theta + \rho_{tp} \frac{v_m}{g_c} \frac{dv_m}{dZ} + \rho_{tp} \frac{d(wf)}{dZ} \right] \quad (3)$$

Este puede ser reescrito como:

$$-\frac{dp}{dZ} = \left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_{el} + \left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_{acc} + \left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_f \quad (4)$$

Esta representa la caída de presión total, el cual es la suma de caídas de presión debido a: cambios de energía potencial, cambios de energía cinética y pérdidas por fricción.

*Gradiente de presión por fricción:*

Por definición el gradiente de presión por fricción es:

$$\left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_f = \frac{f_{tp} \rho_{ns} v_m^2}{2 g_c d} = \frac{f_{tp} G_m v_m}{2 g_c d} \quad (5)$$



En flujo de dos fases, la densidad de no-deslizamiento puede ser diferente de la densidad in situ debido al deslizamiento entre las fases. La densidad no deslizante ( $\rho_{ns}$ ), es usada en la ecuación de perdidas por fricción, porque la energía entra y sale de un elemento diferencial de la tubería, por medio del flujo, es una función de las propiedades del fluido entrante y saliente del elemento diferencial, y no del fluido en el sitio.

*Gradiente de presión por aceleración:*

Para analizar la energía cinética o el término de aceleración, el cual es despreciable para la mayoría de los casos prácticos, Algunas suposiciones pueden hacerse:

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} = \frac{GL}{\rho_L} + \frac{G_g}{\rho_g}$$

Por lo tanto,

$$\left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_{acc} = \frac{\rho_{tp} v_m}{g_c} \frac{dv_m}{dZ}$$

$$\left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_{acc} = \frac{\rho_{tp} v_m}{g_c} \left[ \frac{d}{dZ} \left( \frac{G_L}{\rho_L} \right) + \frac{d}{dZ} * \left( \frac{G_g}{\rho_g} \right) \right]$$

Mientras  $\frac{d}{dZ} \frac{G_L}{\rho_L}$  no es cero, este puede ser asumido pequeño comparado con

$\frac{d}{dZ} \frac{G_g}{\rho_g}$  por la diferencia en las compresibilidades del Líquido y el gas. Por lo tanto,

$$\begin{aligned} \left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_{acc} &= \frac{\rho_{tp} v_m}{g_c} \frac{d}{dZ} \left( \frac{G_g}{\rho_g} \right) \\ &= \frac{\rho_{tp} v_m}{g_c} \left[ \frac{\rho_g \frac{d}{dZ} (G_g) - G_g \frac{d}{dZ} (\rho_g)}{\rho_g^2} \right] \end{aligned}$$



$$= \frac{\rho_{tp} v_m}{g_c} \left[ \frac{\frac{d}{dZ}(G_g)}{\rho_g} - \frac{G_g}{\rho_g^2} \frac{d}{dZ}(\rho_g) \right] \quad (6)$$

Se puede asumir también que el cambio en el flujo másico del gas es mucho más pequeño que el cambio en la densidad del gas, o

$$\frac{\frac{d}{dZ}(G_g)}{\rho_g} \ll \frac{G_g}{\rho_g^2} \frac{d}{dZ}(\rho_g)$$

Incorporando esta afirmación dentro de la EC (6), se obtiene,

$$\left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_{acc} = \frac{\rho_{tp} v_m}{g_c} \left( \frac{G_g}{\rho_g^2} \right) \frac{d}{dZ} \rho_g \quad (7)$$

De la ley de gases ideales,

$$\rho_g = \frac{pM}{z_g RT}$$

y

$$\begin{aligned} \frac{d}{dZ}(\rho_g) &= \frac{d}{dZ} \left( \frac{pM}{z_g RT} \right) \\ &= \frac{M}{z_g RT} \frac{dp}{dZ} + \frac{p}{z_g RT} \frac{d}{dZ}(M) - \frac{pM}{z_g^2 RT} \frac{d}{dZ}(z_g) - \frac{pM}{z_g RT^2} \frac{dT}{dZ} \end{aligned} \quad (8)$$

Se divide la ecuación (8) por:

$$\rho_g = \frac{pM}{z_g RT}$$

Se obtiene,

$$\frac{d}{dZ}(\rho_g) = \rho_g \left( \frac{1}{p} \frac{dp}{dZ} + \frac{1}{M} \frac{dM}{dZ} - \frac{1}{z_g} \frac{dz_g}{dZ} - \frac{1}{T} \frac{dT}{dZ} \right) \quad (9)$$



Se analiza las magnitudes relativas de los términos restantes en la ecuación (9), pudiéndose asumir que:

$$\left( \frac{1}{M} \frac{dM}{dZ} - \frac{1}{z_g} \frac{dz_g}{dZ} - \frac{1}{T} \frac{dT}{dZ} \right) \ll \frac{1}{p} \frac{dp}{dZ}$$

Por lo tanto,

$$\frac{d}{dZ} (\rho_g) = \frac{\rho_g}{p} \frac{dp}{dZ} \quad (10)$$

Se sustituye (10) en (7) y se obtiene lo siguiente,

$$\left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_{acc} = - \frac{\rho_{tp} v_m}{g_c} \frac{G_g}{\rho_g^2} \frac{\rho_g}{p} \frac{dp}{dZ}$$

ó

$$\left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_{acc} = - \frac{\rho_{tp} v_m v_{sg}}{g_c p} \frac{dp}{dZ} \quad (11)$$

*Gradiente de presión por gravedad:*

Cálculo del gradiente de presión causado por los cambios de elevación,

$$\left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_{tp} \sin \theta \quad (12)$$

Se requiere de un procedimiento para determinar la densidad in-situ de la mezcla de Líquido-gas,  $\rho_{tp}$ . Para este propósito, un factor de retención de Líquido es definida como

$$HL = \frac{\text{volumen del elemento de un líquido}}{\text{volumen del elemento}}$$

La densidad in-situ de la mezcla de un fluido puede ser representada ahora por,

$$\rho_{tp} = \rho_L HL + \rho_g (1 - H_L) \quad (13)$$



Por lo tanto la ecuación (12), se transforma en

$$\left( \frac{\partial p}{\partial Z} \right)_{el} = \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] \operatorname{sen}\theta \quad (14)$$

Sustituyendo (5), (11) y (14) en (4), el gradiente de presión total es

$$\left( -\frac{\partial p}{\partial Z} \right) = \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] \operatorname{sen}\theta + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2g_c d} - \frac{[\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] v_m v_{sg}}{g_c p} \frac{dp}{dZ}$$

ó

$$\left( -\frac{\partial p}{\partial Z} \right) = \left[ \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] \operatorname{sen}\theta + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2g_c d} \right] / 1 - \{ [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] v_m v_g \} / g_c p$$

*Nomenclatura:*

$g$  = aceleración de gravedad

$g_c$  = constante gravitacional

$G_m$  = Velocidad másica de la mezcla

$H_L$  = fracción de retención de líquido

$M$  = peso molecular

$p$  = presión

$R$  = constante de los gases

$T$  = temperatura

$v$  = velocidad

$v_m$  = velocidad de la mezcla =  $(qL + qg) / Ap$

$v_{sg}$  = velocidad superficial del gas =  $qg / Ap$

$wf$  = pérdidas por fricción irreducibles

$z_g$  = factor de compresibilidad del gas

$Z$  = distancia del flujo axial

$\theta$  = ángulo con la horizontal

$\rho$  = densidad

$\rho_{ns}$  = densidad de no-deslizamiento

$\rho_{tp}$  = densidad de la mezcla de dos fases

*Sub-índices:*

$acc$  = aceleración

$el$  = elevación

$f$  = fricción

$g$  = gas

$L$  = Líquido

$m$  = mezcla

$ns$  = No-deslizamiento (dos fases)

## APÉNDICE E, EL SOFTWARE.

### E.1 Instalación<sup>1</sup>:

- a) Inserte el CD del “Método de Beggs and Brill” en la unidad lectora de CD-Room
- b) Proceda con la instalación del archivo ejecutable “MDAC\_TYP.EXE”
- c) En los archivos del CD, se encuentra un ícono denominado “Setup.exe”, ejecútelo haciendo doble clic sobre él, seleccione la carpeta donde desea instalar el software y realice la instalación, siguiendo las instrucciones
- d) una vez finalizado el proceso de instalación, proceda con la inicialización.

### E.2 Inicialización:

Una vez instalados el programa, antes de ejecutarlo, debe hacer lo siguiente:

- a) En su computador, en el menú “Inicio” ubique la carpeta “Panel de Control”<sup>2</sup> y áctívela, la pantalla de su computador se verá como sigue:

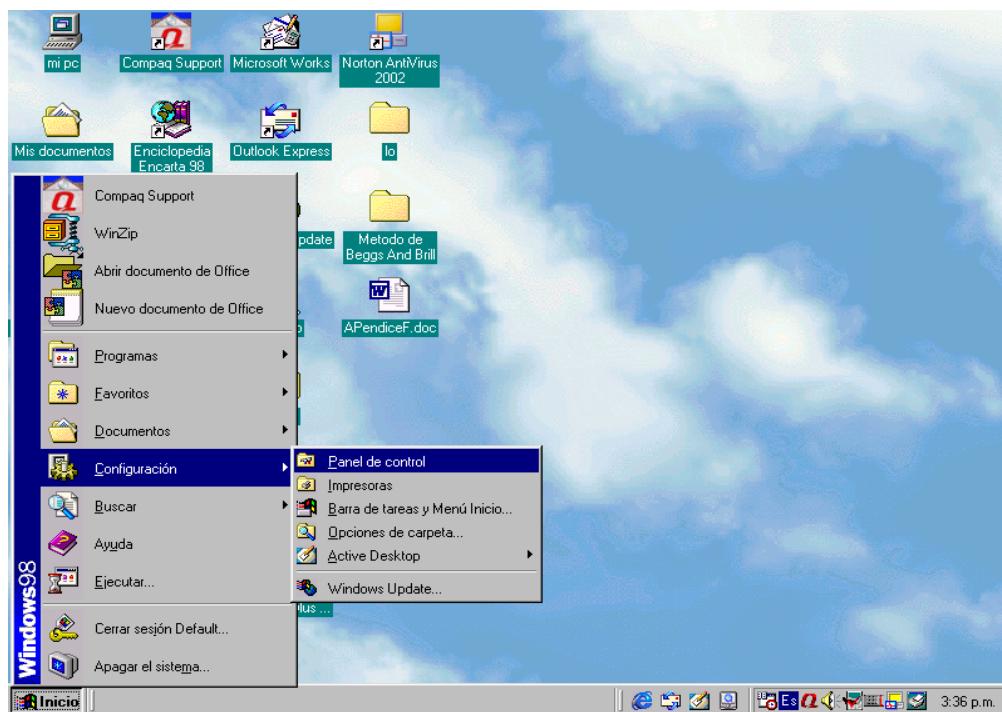


Figura E-1, Ubicación de la carpeta Panel de control

<sup>1</sup> La instalación e inicialización se deben hacer sólo la primera vez, es decir, una única vez.

<sup>2</sup> Los nombres y Ubicaciones de las carpetas, dependerán de la configuración particular de su computador y también del idioma en el que fueron instalados los programas en su PC, además de las versiones de los software que usted tenga instalados.

b) Dentro de la carpeta “Panel de Control”, ubique el icono “ODBC DATA SOURCES”, como se muestra a continuación:



Figura E2, Ubicación del ícono “ODBC”

c) Haga doble clic sobre dicho ícono y aparecerá la siguiente pantalla:

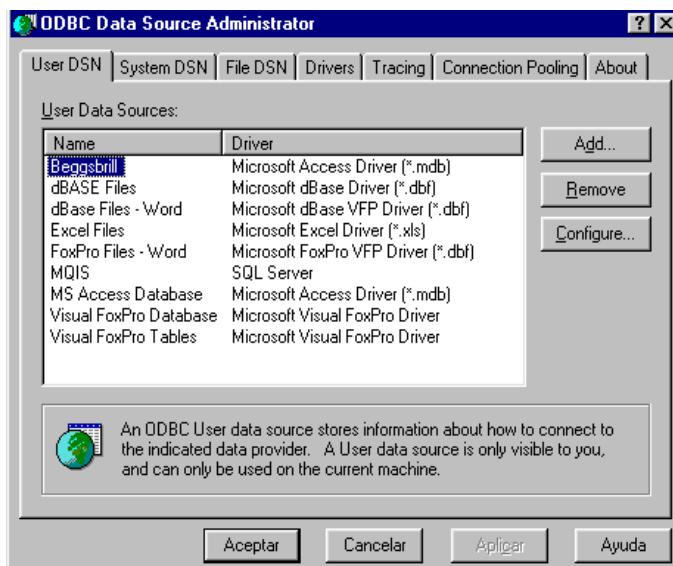


Figura E3, Pantalla de “ODBC”

d) Presione el botón “Add” y aparecerá lo siguiente:

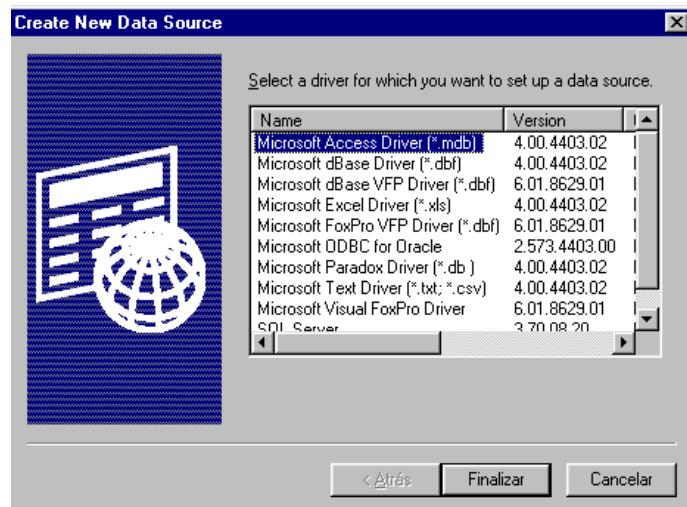


Figura E4, Pantalla de “Create Data Source”

e) Seleccione: “Microsoft Access Driver (\*.mdb) y presione el botón “Finalizar”, se mostrará la siguiente ventana:

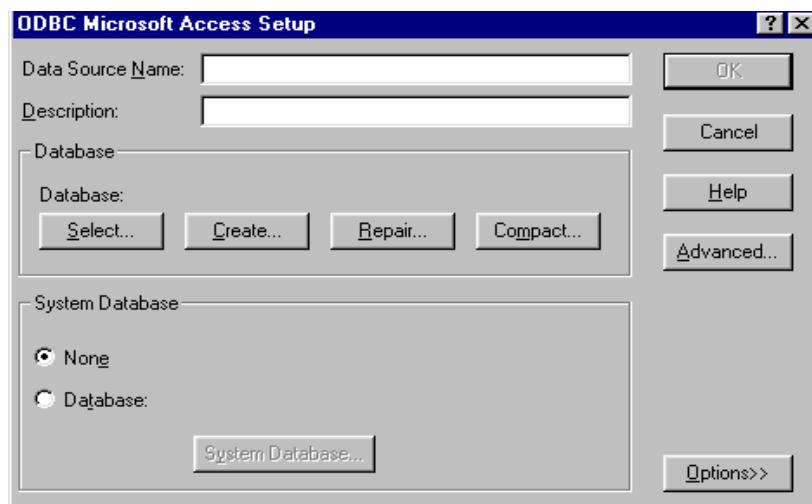


Figura E5, Pantalla de “Setup de ODBC”

f) En la casilla “Data Source Name” escriba lo siguiente: BeggsBrill, a continuación presione el botón “Select” y se mostrará lo siguiente:

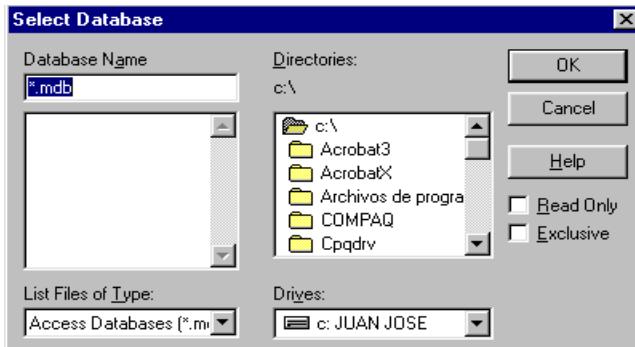


Figura E6, Pantalla de “Selec Database”

g) Ubique la carpeta “Método Beggs and Brill<sup>3</sup>” (cuadro de la derecha), y seleccione el archivo “Método Beggs and Brill.mdb”, se verá algo como sigue:



h) Presione el botón “OK” y/o Aceptar en las restante ventanas. En este momento ya se finalizo la inicialización del programa, por lo que en este momento ya esta listo para ejecutarse.

<sup>3</sup> Para este ejemplo en particular, la carpeta “Método Beggs and Brill”, se encontraba en el escritorio, ya que fue instalada allí, por lo que su ubicación dependerá de donde el usuario la instale.



## GLOSARIO DE TÉRMINOS

### **Aceite crudo (Crude oil)**

El aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería; a menudo se le conoce como crudo.

### **Aromáticos (Aromatics)**

Hidrocarburos con una estructura de anillo, generalmente con un olor aromático distintivo y buenas propiedades solventes (ejemplo: BTX).

### **Asfalto (Asphalt)**

La mezcla de bitumen y agregado que se utiliza para la pavimentación de caminos.

### **Barriles por día (Barrels per day - bpd or b/d)**

En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

### **Bombeo Electrosumergible:**

El bombeo electrosumergible (BES), es un sistema de levantamiento artificial, que se basa en la utilización de bombas de subsuelo de tipo centrífuga de múltiples etapas ubicadas en el fondo del pozo la cual es accionada por motores eléctricos.

### **Cabeza de pozo (Wellhead)**

Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc. Ver también Árboles de navidad.

### **Emulsión (Emulsion)**

Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.



## **Empuje hacia abajo ( Downthrust)**

Se habla de condición de bomba fuera de rango Downthrust, cuando se crea un desbalance hidráulico, porque la bomba genera mayor presión (mayor altura de elevación).

## **Empuje hacia arriba (Upthrust)**

Empuje hacia arriba Upthrust es la definición contraria; la bomba genera menor presión, es decir, menos altura de elevación, produciendo mayor fluido que el canal del impulsor permite; esto provoca que el impulsor se mueva hacia arriba contra la cara inferior del siguiente difusor, produciendo desgaste en las arandelas superiores.

## **Flujo Bifásico:**

Se refiere al flujo libre en tuberías o conductos de cualquiera de las siguientes combinaciones: Líquido-gas, Líquido-sólido o sólido-gas.

## **Gas lift**

Uno de varios métodos de elevación artificial. Un proceso mecánico que utiliza la inyección continua o intermitente de un gas dentro de la tubería de producción (eductor o revestidor) para aligerar o desplazar los fluidos producidos. Esto crea una reducción de presión en el fondo del pozo, incrementando o sustentando el flujo del pozo.

## **Gas en solución (Solution gas)**

Gas natural disuelto en el crudo dentro del yacimiento.

## **Gas Natural (Natural gas)**

a).- Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas.

b).- El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.



## **Gravedad específica (Specific Gravity)**

La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

## **Gravedad API**

La medida de gravedad API del petróleo y de sus productos derivados representa una escala de clasificación de calidad de los crudos según el contenido de componentes parafínicos, nafténicos ó asfálticos que puede poseer un petróleo en particular. Un indicativo del grado de parafinidad y/o aromaticidad de un crudo es el punto de fluidez que este pueda poseer. Si el punto de fluidez es bajo quiere decir que el crudo tiene un contenido alto de aromáticos y bajo de parafinas y viceversa.

La gravedad API se puede considerar como una función especial de la gravedad específica siendo estas inversamente proporcionales entre sí estableciéndose la siguiente relación:

$$API = \frac{141,5}{\sigma} - 131,5$$

API: gravedad API del petróleo.

$\sigma$  : Gravedad específica del petróleo.

Al establecer la gravedad API del petróleo no está establecida ninguna declaración de la temperatura de referencia, ya que sesenta grados Fahrenheit están incluidos en la definición.

Los crudos de acuerdo a su gravedad API se clasifican en:

### Crudos extrapesados:

Hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad igual o menor a 9,9 ° API.

### Crudos Pesados:

Hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad comprendida entre 10,0° API y 21,9° API.

### Crudos medianos:

Hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad comprendida de 22,0 ° API a 29,9 ° API.

**Crudos livianos:**

Hidrocarburos líquidos que tienen una gravedad comprendida de 30,0 ° API a 40,0 °API.

**Condensados:**

Hidrocarburos que se encuentran en estado gaseoso a condiciones del yacimiento y se transforman en líquidos durante el proceso de producción de los pozos. Su gravedad está por encima de 40,0 °API y su color va del amarillo claro a un amarillo oscuro y opaco.

**Hidrocarburo (Hydrocarbon)**

Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej. : carbón, aceite crudo y gas natural).

**Número de Froude:**

Relación entre las fuerzas iniciales y las fuerzas de gravedad. Si existe una superficie libre, como es el caso de un río, el aspecto de esta superficie al formarse ondas se verá directamente afectado por la fuerza de gravedad.

$$\frac{\rho * V^2 / L}{\sigma / L^2} = \frac{\rho * V^2 L}{\sigma}$$

Su uso esta destinado a flujos donde influye la gravedad, pero primordialmente a flujos de superficie libre.

**Número de Reynolds:**

El trabajo de Osborne Reynolds, mostró que el tipo de flujo en una tubería depende del diámetro de la misma, así como de la velocidad, densidad y viscosidad del fluido.

El valor numérico de la combinación de estas cuatro variables se conoce como número de Reynolds y se considera que es la relación de las fuerzas dinámicas del flujo al esfuerzo cortante debido a la viscosidad.

$$N_{RE} = \frac{D.u.\rho}{\mu} = \frac{D.u}{\nu}$$

Para los propósitos ingenieriles se considera que el flujo en tuberías es laminar si el  $N_{RE} < 2100$  y turbulento si  $N_{RE} > 10000$ , estando entre estos dos valores la zona de transición.

**Parafina (Wax)**

Material sólido o semi sólido derivado de destilados o residuos; se emplea para distintos propósitos incluyendo velas y encerados.

**Petróleo (Petroleum)**

Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del Latín, oleum, presente en forma natural en rocas, petra.

**Pozo (Well)**

Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

**Pozo desviado (Deviation well)**

Un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de aceite o de gas, o para liberar el equipo abandonado en el agujero original.

**Presión (Pressure)**

El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza entre área, tal como newtons/por metro<sup>2</sup>.

**Presión absoluta (Absolute pressure)**

Esta es la presión manométrica más la presión atmosférica.

**Presión Atmosférica (Atmospheric pressure)**

El peso de la atmósfera sobre la superficie de la tierra. A nivel del mar, ésta es aproximadamente 1.013 bars, 101,300 Newtons/m<sup>2</sup>, 14.7 lbs/pulg<sup>2</sup> ó 30 pulgadas de mercurio.

**Presión crítica (Critical pressure)**

La presión mínima requerida para licuar un gas a su temperatura crítica.



## **Recuperación primaria (Primary recovery)**

La recuperación de aceite y gas de un yacimiento empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas. Ver también recuperación secundaria y terciaria.

## **Recuperación secundaria (Secondary recovery)**

La recuperación secundaria de hidrocarburos de un yacimiento incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento.

### **Tensión superficial:**

Una molécula localizada en un líquido, de forma que este libre de influencias del medio y que además esté en el seno del Fluido , se encontrará equilibrada a nivel de fuerzas, sin embargo si se está cerca de la superficie, habrá un claro desbalance de fuerzas en el contacto con la superficie, tal desbalance hace que la superficie del Fluido tienda a contraerse, es decir mostrar una área mínima.

### **Viscosidad:**

La viscosidad se define como la resistencia que una parte del Fluido ofrece al desplazamiento de la otra. Es la propiedad del fluido en virtud de la cual éste ofrece resistencia a las tensiones de cortadura. Se puede considerar como la **fricción laminar interna** dentro del Fluido.

La viscosidad se clasifica según el método o instrumento para su determinación. Existen tres tipos:

#### Viscosidad absoluta o dinámica:

El estudio de la viscosidad dinámica se hace conveniente mediante la Ley de Newton, que cumplen los fluidos llamados newtonianos.

La viscosidad se clasifica según el método o instrumento para su determinación. Existen tres tipos:

#### Viscosidad absoluta o dinámica:

El estudio de la viscosidad dinámica se hace conveniente mediante la Ley de Newton, que cumplen los fluidos llamados newtonianos.

La viscosidad dinámica se refiere al fenómeno que cuando un Fluido se mueve se desarrolla en él una tensión de corte, cuya magnitud depende de la viscosidad



del Fluido. Esta tensión de corte, denotada con la letra griega  $\tau$ , puede definirse como la fuerza requerida para deslizar una capa de área unitaria de una sustancia sobre otra capa de la misma sustancia. De esta manera,  $\tau$  es una fuerza dividida entre un área y puede medirse en unidades de Newton por metro cuadrado o en libras por pie cuadrado. En el caso de los líquidos encontramos que la magnitud de la tensión de corte es directamente proporcional al cambio de velocidad entre diferentes posiciones del Fluido.

#### Viscosidad cinemática:

Es la medida de la facilidad con que fluye una sustancia bajo la acción de la gravedad; y se define como la relación entre la viscosidad absoluta y la densidad de la sustancia (consideradas ambas medidas a la misma temperatura).

#### Viscosidad relativa:

"Es una relación entre la viscosidad de un Fluido cualquiera y la viscosidad de otro Fluido de referencia, el cual es generalmente agua para líquidos y aire para gases.

#### Viscosidad de Saybolt (Universal y Furol):

El tiempo con que un Fluido fluye a través de un orificio de diámetro pequeño es una indicación de su viscosidad. La muestra de Fluido se coloca en el aparato (viscosímetro de Saibolt), luego se regula a la temperatura deseada con un termostato y se mide el tiempo requerido para recolectar 60 ml del Fluido que sale por el orificio.

Según el tipo de orificio por el que salga el Fluido se obtiene el tipo de viscosidad, la cual puede ser:

- a) Viscosidad Saybolt Universal, que es el tiempo en que tardan en fluir los 60ml de la muestra por un orificio tipo universal.
- b) Viscosidad Saybolt Furol, que es el tiempo en que tardan en fluir 60ml de la muestra por un orificio tipo Furol.

Cuando la medición se reporta como la viscosidad del Fluido en Segundos Universales Saybolt (SSU) y sobrepase los 1000 SSU, el estudio debe realizarse con el orificio Furol para mayor confiabilidad. Ya que esta medición no está basada en la definición fundamental de viscosidad, los resultados son relativos, sin embargo, se puede hacer una conversión aproximada de SSU a viscosidad cinemática mediante tablas de conversión y ecuaciones dadas por las normas ASTM.



## **Yacimiento (Reservoir)**

Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua)que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

## **Yacimiento de gas / condensado (Gas / condensate reservoir)**

Un yacimiento en el cual ni el gas natural ni el aceite crudo son las corrientes de producción predominantes. Para incrementar la recuperación del condensado, el gas debe ser recirculado durante los primeros años y producido en una fecha posterior.