

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTUDIO COMPARATIVO TÉCNICO-ECONÓMICO ENTRE BOMBAS MULTIFÁSICAS Y ESTACIONES DE SEPARACIÓN DE FLUJO TRADICIONALES**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Frank Pietersz.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. José Pan.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Palacio Tarazona, Ángel Manuel  
Romero Santos, Hugo Vidal  
para optar al Título de  
Ingeniero Mecánico

Caracas, 2003.



**Romero S., Hugo V. y Palacio T., Ángel M.**

**ESTUDIO COMPARATIVO TÉCNICO-ECONÓMICO ENTRE BOMBAS  
MULTIFÁSICAS Y ESTACIONES DE SEPARACIÓN DE FLUJO  
TRADICIONALES.**

**Tutor Académico: Ing. Frank Pietersz. Tutor Industrial: Ing. José Pan. Tesis. Caracas.  
U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2003, 360 pag.**

1º Bombas. 2º Estaciones de separación de flujo. 3º Estudio técnico-económico. 4º Flujo multifásico. 5º Producción de crudo.

En el presente trabajo, se desarrolló un estudio comparativo técnico-económico, acerca de la utilización de bombas multifásicas en lugar de estaciones de flujo tradicionales en la producción de petróleo crudo.

Esta investigación, enmarcada dentro del área de bombeo y transporte de fluidos, es un estudio teórico con revisión y evaluación de casos prácticos sobre aplicación de bombeo multifásico como tecnología alternativa, aportando mayor información sobre el tema y recomendaciones útiles en la aplicación de esta técnica para las condiciones propias de los campos venezolanos.

Como principales parámetros de evaluación se incluyeron: tasa de flujo manejado por la estación, presión de entrada a la bomba, relación gas/petróleo, distancia de bombeo, propiedades de los fluidos, costos y valor presente neto. Este estudio fue restringido a equipos ya desarrollados.

El presente informe consta de una selección, clasificación e interpretación de información para: la descripción del flujo multifásico, el conocimiento de la estructura de una estación de flujo, la descripción detallada de la tecnología actual de bombeo multifásico, y los parámetros necesarios para la evaluación técnica, de costos y económica. Se incluyó la comparación entre ellas en una serie de casos representativos, dejando a otros estudios la realización de adaptaciones específicas para los yacimientos venezolanos.

*Queremos agradecer a:*

*Dios por permitir la culminación de este trabajo.*

*Mi madre por su entrega y sacrificio para ayudarme a culminar mis estudios.*

*Mi hermana Algis por su incondicional apoyo y oportunos consejos.*

*Mi padre que me enseñó a alentar mis sueños.*

*Mi esposa porque su apoyo y sus palabras de estímulo me devolvieron la fe y el espíritu para llegar a la meta.*

*Al Ing. Oscar Stopello Perdomo por facilitarnos la asignación de este Trabajo Especial de Grado.*

*Al Prof. Frank Pietersz por su paciencia y apoyo cuando lo necesité.*

*Mi familia por insistir... Gracias.*

*Hugo.*

*A Nuestro Señor por iluminar este camino y ser nuestro compañero de tesis.*

*A mis mujeres: mi Madre y mi Abuela, por su abnegada dedicación y apoyo en cada uno de mis días.*

*A lo más bello que tengo en la vida: a mi compañera, por su amor, su paciencia, sus consejos y por saber que siempre estará allí, cuando más la necesite. Gracias, Beatriz.*

*A mis hermanos, especialmente a David, mi más grande e incondicional amigo.*

*A la Sra. Beatriz de Ollarves y al Sr. Andrés Ollarves, por su colaboración en ayudarme a culminar mi carrera.*

*A la Sra. Gisela, por impulsarnos hasta el final.*

*Al Prof. Frank Pietersz, por haber confiado en nosotros.*

*A Hugo, por lograr llegar al final, bajo cualquier circunstancia.*

*Y especialmente quiero dedicar esta tesis a la memoria de mi Padre y de mi Tío Hugo, quienes, aunque ausentes, desde otro lugar nos alientan y nos cuidan.*

*Ángel Manuel.*

*Queremos agradecer también a las siguientes personas:*

*Ing. José Pan, por su guía en la realización de este estudio y la valiosa información que aportó.*

*Ing. Jean Michel Oddo (Sulzer Pompes – Francia).*

*Ing. Luis Mayo.*

*Lic. Carlos Hernández.*

*Ing. David Ochoa.*

*Dra. Olga González.*

*Sr. Henry Garcia.*

*Ing. Frank Kenyery.*

*Ing. Rafael Bastardo.*

*Lic. Marcos Suárez.*

*Lic. Dámaris Mujica.*

*Lic. Luis Costa.*

*Prof. Juan Carlos Mestre.*

*Y a todas aquellas personas que gustosamente colaboraron con nosotros y cuya ayuda fue fundamental e invaluable para culminar esta investigación.*

**ÍNDICE:**

|  |              |
|--|--------------|
| <b>RESUMEN.</b>  | <b>i</b>     |
| <b>AGRADECIMIENTOS.</b>  | <b>ii</b>    |
| <b>ÍNDICE.</b>   | <b>iii</b>   |
| <b>NOMENCLATURA.</b>   | <b>x</b>     |
| <b>INTRODUCCIÓN.</b>   | <b>xvi</b>   |
| <b>OBJETIVOS.</b>  | <b>xviii</b> |
| <b>CAPÍTULO I: MARCO CONCEPTUAL.</b>   | <b>1</b>     |
| <b>1.1 Distribución de los fluidos en el yacimiento.</b>                     | <b>2</b>     |
| <b>1.2 Producción de petróleo.</b>   | <b>2</b>     |
| 1.2.1 Producción por flujo natural.  |              |
| 1.2.2 El gas natural en la producción de petróleo.                           |              |
| 1.2.3 Relación gas – petróleo (GOR).   |              |
| 1.2.4 Elevación por gas (gas lift).  |              |
| 1.2.5 Bombeo mecánico (balancín).  |              |
| 1.2.6 Recuperación secundaria.   |              |
| 1.2.7 El agua en la producción de petróleo.                                  |              |
| 1.2.8 Factores que influyen en la tasa de producción de un campo.            |              |
| a) Factores geológicos.  |              |
| b) Factores relativos al método de producción.                               |              |
| c) Factores económicos.  |              |
| 1.2.9 Recolección del petróleo.  |              |
| 1.2.10 Curva de producción.  |              |
| <b>1.3 Flujo multifásico.</b>  | <b>11</b>    |
| <b>1.4 Flujo bifásico.</b>   | <b>11</b>    |
| 1.4.1 Flujo bifásico en tuberías.  |              |
| a) Flujo homogéneo.  |              |
| b) Flujo separado.   |              |
| 1.4.2 Patrones de flujo.   |              |
| 1.4.3 Influencia de la inclinación de las tuberías en los patrones de flujo. |              |
| 1.4.4 Efecto de los accesorios en los patrones de flujo.                     |              |
| 1.4.5 Flujo bifásico en la industria petrolera.                              |              |
| <b>1.5 Cálculo de propiedades.</b>   | <b>20</b>    |
| 1.5.1 Densidad.  |              |
| a) Densidad del gas.   |              |
| b) Densidad del petróleo.  |              |
| c) Densidad del agua.  |              |
| d) Densidad del líquido.   |              |
| e) Densidad bifásica o de mezcla.  |              |
| 1.5.2 Viscosidad.  |              |
| a) Viscosidad del gas.   |              |
| b) Viscosidad del petróleo.  |              |

|             |   |           |
|-------------|---|-----------|
| c)          | Viscosidad del agua.  |           |
| d)          | Viscosidad de la mezcla de líquido.                           |           |
| e)          | Viscosidad bifásica.  |           |
| 1.5.3       | Tensión superficial.  |           |
| a)          | Tensión superficial gas-crudo.                                |           |
| b)          | Tensión superficial gas-agua.                                 |           |
| 1.5.4       | Tasa de solución gas / petróleo ( $R_s$ ).                    |           |
|             | Correlación de Lasater.                                       |           |
| 1.5.5       | Factor de volumen de formación de crudo.                      |           |
|             | Compresibilidad del petróleo.                                 |           |
| 1.5.6       | Factor de volumen de formación del agua.                      |           |
| 1.5.7       | Gravedad específica de gas libre y gas disuelto.              |           |
| <b>1.6</b>  | <b>Velocidades y relaciones características.</b>              | <b>49</b> |
| 1.6.1       | Relaciones de volumen.  |           |
| a)          | Relación gas – petróleo (GOR: gas - oil ratio).               |           |
| b)          | Fracción de vacío (GVF: gas void fraction).                   |           |
| c)          | Relación gas – líquido (GLR: gas - liquid ratio).             |           |
| d)          | Corte de agua (WC: water cut).                                |           |
| e)          | Interrelaciones.  |           |
| 1.6.2       | Efecto de atascamiento de líquido (liquid holdup).            |           |
| 1.6.3       | Velocidad superficial.  |           |
| a)          | Velocidad superficial del gas.                                |           |
| b)          | Velocidad superficial del líquido.                            |           |
| c)          | Ambas fases: velocidad de mezcla.                             |           |
| d)          | Velocidad de deslizamiento o resbalamiento.                   |           |
| 1.6.4       | Fracción volumétrica de entrada.                              |           |
| 1.6.5       | Fracción de volumen in situ.                                  |           |
| <b>1.7</b>  | <b>Estudio del flujo en una tubería multifásica.</b>          | <b>54</b> |
| 1.7.1       | Consideraciones generales.                                    |           |
| 1.7.2       | Ecuación del gradiente de presiones para flujo bifásico.      |           |
| 1.7.3       | Ecuación de la energía para mezcla bifásica gas - líquido     |           |
| <b>1.8</b>  | <b>Flujo gas-líquido en tuberías horizontales.</b>            | <b>59</b> |
| 1.8.1       | Consideraciones generales.                                    |           |
| 1.8.2       | Predicción del patrón de flujo.                               |           |
| <b>1.9</b>  | <b>Flujo de gas / líquido en tuberías verticales y pozos.</b> | <b>61</b> |
| 1.9.1       | Consideraciones generales.                                    |           |
| 1.9.2       | Predicción del patrón de flujo.                               |           |
| <b>1.10</b> | <b>Cálculo y diseño de tuberías multifásicas.</b>             | <b>62</b> |
| 1.10.1      | Consideraciones generales.                                    |           |
| 1.10.2      | Estimación del patrón de flujo.                               |           |
| 1.10.3      | Caída de presión en tubería recta.                            |           |
| 1.10.4      | Otras caídas de presión.                                      |           |
| a)          | Líneas dentro de planta.                                      |           |
| b)          | Líneas fuera de planta.                                       |           |
| 1.10.5      | Caída de presión para redes de tubería multifásica.           |           |
| 1.10.6      | Aspectos económicos.  |           |
| a)          | Importancia.  |           |
| b)          | Análisis de sensibilidad.                                     |           |
| c)          | Análisis de costo – beneficio.                                |           |
| d)          | Tasa interna de retorno.                                      |           |
| e)          | Valor presente neto.  |           |

- f) Estructura de costos.
- 1.10.7 Consideraciones de mantenimiento.
  - a) Disponibilidad.
  - b) Confiabilidad.
  - c) Mantenibilidad.

|  |            |
|--|------------|
| <b>CAPÍTULO II: ESTACIONES DE SEPARACIÓN DE FLUJO.</b>   | <b>69</b>  |
| <b>2.1 Misión y principios de funcionamiento.</b>  | <b>70</b>  |
| 2.1.1 Introducción.  |            |
| <b>2.2 Equipos utilizados en una estación de flujo sencilla o secundaria.</b>  | <b>75</b>  |
| 2.2.1 Instalaciones de superficie más utilizadas en la producción petrolera.   |            |
| 2.2.2 Líneas de flujo.   |            |
| 2.2.3 Múltiples de producción. <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Introducción.</li> <li>b) Múltiples de producción general.</li> <li>c) Múltiple de prueba de pozos.</li> <li>d) Múltiple de agua.</li> <li>e) Múltiple de gas-lift.</li> <li>f) Válvula de un solo paso (check).</li> </ul>   |            |
| 2.2.4 Separadores gas-liquido. <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Funciones que debe cumplir un separador.</li> <li>b) Factores que deben considerarse durante el diseño.</li> <li>c) Factores mecánicos que deben tomarse en cuenta en el diseño de un separador.           <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Distribución de las principales secciones de un separador.</li> <li>▪ Clases de separadores.</li> </ul> </li> </ul> |            |
| 2.2.5 Filtros.   |            |
| 2.2.6 Equipos para el lavado de crudo.   |            |
| 2.2.7 Calentadores.  |            |
| 2.2.8 Tanques de lavado. <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Usos.</li> <li>b) Partes de un tanque de lavado.           <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El cuerpo del tanque.</li> <li>▪ Los sistemas deflectores.</li> <li>▪ La línea de alimentación.</li> <li>▪ El tubo conductor o separador.</li> </ul> </li> </ul>  |            |
| 2.2.9 Tratadores térmicos.   |            |
| 2.2.10 El deshidratador electrostático.  |            |
| 2.2.11 Tanques de almacenaje para petróleo.  |            |
| <b>2.3 Equipos adicionales utilizados en una estación de flujo principal.</b>  | <b>99</b>  |
| 2.3.1 Tratamiento de agua.   |            |
| 2.3.2 Patio de tanques.  |            |
| 2.3.3 Múltiples sin separación.  |            |
| <b>2.4 Consideraciones generales para el diseño de estaciones de flujo.</b>  | <b>108</b> |
| 2.4.1 Líneas de flujo.   |            |
| 2.4.2 Separadores y depuradores.   |            |
| 2.4.3 Bombas y compresores.  |            |
| <b>2.5 Ejemplos de instalaciones.</b>  | <b>110</b> |
| 2.5.1 Estaciones 1, 9, 16, 21 y 22, Bloque V, Lago de Maracaibo (1988). <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Pozos por estación.</li> <li>b) Equipos principales existentes en cada estación de flujo.</li> <li>c) Equipos. Instrumentación y control.</li> </ul>   |            |

- d) Condiciones de operación.
- 2.5.2 Desarrollo del sur de Ceuta, Lago de Maracaibo, Maraven. Estación de flujo EF 8/7 (1996).
- 2.5.3 Estación de separación de flujo Carito (NMEF-2), Distrito Operacional Punta de Mata (1999).
  - a) Descripción del área.
  - b) Presión del yacimiento.
  - c) Fluidos en el yacimiento.
  - d) Descripción de la estación.
- 2.5.4 Desarrollo del campo marino Roncador, Brasil (Petrobras).
  - a) Ensayo a largo plazo.
  - b) Elementos básicos.
  - c) La estación.
  - d) Modificaciones.
  - e) Plan de acción.

### **CAPÍTULO III: EQUIPOS DE BOMBEO MULTIFÁSICO. 132**

#### **3.1 Introducción al bombeo multifásico. 133**

- 3.1.1 Desarrollo de la tecnología de bombeo multifásico.
- 3.1.2 Aplicación del bombeo multifásico en la industria petrolera.
- 3.1.3 Consideraciones generales acerca de la operación.

#### **3.2 Configuración típica de un equipo de bombeo multifásico. 141**

- 3.2.1 Descripción general de una bomba multifásica.
  - a) Cuerpo, eje e impulsor.
  - b) Sellos mecánicos.
    - Clasificación de los sellos mecánicos.
  - c) Recirculación y refrigeración.
  - d) Cojinetes.
  - e) Manejo de sólidos.
  - f) Control de hidratos.
  - g) Control de la corrosión.
  - h) Control de la formación de cera.
  - i) Otras características.
- 3.2.2 Configuración típica de un “skid” de bombeo multifásico.
  - a) Tanque buffer.
  - b) Accionamiento.
  - c) Variador de frecuencia.
  - d) Instrumentación y control.
  - e) Circuitos de sello, lubricación y refrigeración.
- 3.2.3 Medición multifásica.
  - a) Características generales.
  - b) Ventajas.
  - c) Limitaciones.

#### **3.3 Descripción general de las bombas multifásicas disponibles en el mercado. 162**

- 3.3.1 Bombas de desplazamiento positivo.
  - a) Bomba de diafragma.
    - Nuovo Pignone.
  - b) Bomba de pistón.
    - WST (Well Stream Transportation).
    - MEPS (Electric Pumping Station).
  - c) Bomba de cavidades progresivas.
    - Weir.
    - R&M Triphaze System.



|            |   |            |
|------------|---|------------|
| d)         | Bomba de doble tornillo.  |            |
|            | ▪ MPS.  |            |
|            | ▪ Bornemann.  |            |
|            | ▪ Dresser.  |            |
|            | ▪ Leistritz.  |            |
| 3.3.2      | Bombas rotodinámicas.   |            |
| a)         | Bomba centrífuga.   |            |
|            | ▪ Nuovo Pignone.  |            |
| b)         | Bomba helicoaxial.  |            |
| <b>3.4</b> | <b>Ejemplos de instalaciones de bombeo multifásico en la industria petrolera.</b>                                     | <b>202</b> |
| 3.4.1      | Instalación experimental del programa Thermie en el Mar del Norte.  |            |
| 3.4.2      | Instalación de Mobil Oil en Alberta – Canada.   |            |
| 3.4.3      | Instalaciones helicoaxiales.  |            |
| 3.4.4      | Procap 2000 (Petrobras).  |            |
| 3.4.5      | Otras instalaciones.  |            |
| 3.4.6      | Instalaciones en Venezuela.   |            |
|            | <b>CAPÍTULO IV: ESTUDIO COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO.</b>  | <b>211</b> |
| <b>4.1</b> | <b>Estudio del campo.</b>   | <b>212</b> |
| 4.1.1      | Datos de identificación.  |            |
| 4.1.2      | Datos de operación.   |            |
| <b>4.2</b> | <b>Diseño básico de la estación de separación.</b>  | <b>218</b> |
| 4.2.1      | Memoria descriptiva.  |            |
| 4.2.2      | Especificaciones y normas.  |            |
| 4.2.3      | Diagrama de tuberías e instrumentación (DTI o P&ID).  |            |
| 4.2.4      | Cálculos.   |            |
| a)         | Tamaño de la estación.  |            |
| b)         | Estimación de:  |            |
|            | ▪ Caudales de trabajo.  |            |
|            | ▪ Presiones de trabajo.   |            |
|            | ▪ Temperaturas de trabajo.  |            |
| c)         | Dimensionamiento del múltiple (presión).  |            |
| d)         | Calculo de recipientes: separador de alta, separador de baja, depurador, tanque de almacenamiento.                    |            |
| e)         | Cálculo de tuberías y dimensionamiento de bombas de crudo: longitudes, diámetros, caída de presión, espesor de pared. |            |
| <b>4.3</b> | <b>Selección de la estación de bombeo multifásico.</b>  | <b>225</b> |
| 4.3.1      | Memoria descriptiva (procedimiento de diseño para servicios de bombeo multifásico).                                   |            |
| 4.3.2      | Especificaciones y normas .   |            |
| 4.3.3      | Diagramas de tuberías e instrumentación (DTI o P&ID).   |            |
| 4.3.4      | Cálculos.   |            |
| a)         | Estimación de caudal de flujo.  |            |
| b)         | Diseño del múltiple.  |            |
| c)         | Cálculo del patrón de flujo.  |            |
|            | ▪ Determinación del régimen de flujo.   |            |
| d)         | Cálculo de tuberías: longitud.  |            |
| e)         | Cálculo de tuberías: diámetro.  |            |
| f)         | Cálculo de tuberías: caída de presión.  |            |
|            | ▪ Caída de presión en tubería recta.  |            |
|            | ▪ Caída de presión en accesorios y otros dispositivos.  |            |
|            | ▪ Caída de presión en válvulas de control.  |            |

- Cálculo integrado de la caída de presión para sistemas de tuberías.
  - g) Cálculo del NPSH.
    - Cabezal neto positivo de succión disponible (NPSH<sub>D</sub>).
    - Factor de seguridad.
    - Influencia de la estabilidad de servicio en el NPSH<sub>D</sub>.
    - Convención de 7,6 m (25 ft) de NPSH<sub>D</sub>.
    - Cabezal neto positivo de succión requerido (NPSH<sub>R</sub>).
    - Influencia de las características del líquido.
  - h) Cálculo de condiciones de succión.
    - Cálculo de la presión normal de succión.
    - Presión máxima de succión.
  - i) Cálculo de presión diferencial en la bomba y requerimientos de altura hidráulica.
  - j) Cálculo de presión de descarga.
    - Control de flujo de la bomba.
    - Presión de descarga máxima.
  - k) Estimación de:
    - Presión de diseño.
    - Temperaturas de diseño.
  - l) Cálculo de tuberías: espesor de pared.
  - m) Selección del tipo de bomba a utilizar.
  - n) Estimación del punto de trabajo.
    - Bomba multifásica helicoaxial Sulzer (2<sup>a</sup> generación) Rango de rendimiento y procedimiento de selección.
    - Efecto de la viscosidad sobre las curvas de trabajo.
  - o) Requerimientos de potencia.
    - Potencia hidráulica.
    - Potencia de la bomba (potencia al freno o en eje).
    - Potencia del motor.
    - Potencia del skid.
  - p) Eficiencia.
  - q) Accionamiento.
  - r) Determinación de necesidad de repuestos.
  - s) Otros requerimientos.
    - Condiciones de arranque.
    - Selección y especificación de materiales.
- 4.4 Estudio de costos. 294**
- 4.4.1 Estación de flujo.
- a) Inversión.
  - b) Alcance.
  - c) Estructura de costos.
  - d) Actualización de curva y formula escapatoria.
  - e) Costos de operación.
  - f) Hoja de cálculo.
  - g) Tabla de resultados.
- 4.4.2 Estación de bombeo multifásico.
- a) Costo total instalado del skid de bombeo multifásico.
  - b) Costos de operación.
- 4.5 Estudio de factibilidad económica: recuperación de la inversión. 301**
- a) Bases económicas de evaluación de los sistemas.
    - Flujo efectivo.
    - Ingresos.
    - Egresos.
  - b) Fórmula de Cálculo:

- Valor presente neto (VPN).
- Tasa mínima atractiva de retorno.
- Horizonte económico y vida útil.

|            |  |            |
|------------|--|------------|
| <b>4.6</b> | <b>Cálculos y cartas comparativas.</b>                     | <b>306</b> |
| 4.6.1      | Parámetros de operación planteados para el estudio.        |            |
| 4.6.2      | Datos para cálculos de bombeo multifásico.                 |            |
| 4.6.3      | Datos para calcular las estaciones de separación de flujo. |            |
| 4.6.4      | Datos económicos   |            |
| 4.6.5      | Hojas de cálculo.  |            |
| 4.6.6      | Resultados.  |            |
|            | a) Estaciones de flujo tipo.                               |            |
|            | b) Bombeo multifásico.                                     |            |
|            | c) Estudio económico.                                      |            |
|            | <b>CONCLUSIONES.</b>                                       | <b>326</b> |
|            | <b>RECOMENDACIONES.</b>                                    | <b>329</b> |
|            | <b>BIBLIOGRAFÍA.</b>                                       | <b>330</b> |
|            | <b>ANEXOS.</b>   | <b>337</b> |

## NOMENCLATURA:

### Alfabeto latino:

- $(dp/dx)_G$ : Caída de presión por fricción en gas.  
 $(dp/dx)_L$ : Caída de presión por fricción líquida.  
A: Área transversal de la tubería. Área transversal del núcleo de roca. Valor de serie de flujo uniforme.  
 $A_G$ : Área transversal de tubería ocupada por la fase gaseosa.  
 $A_L$ : Área transversal de tubería ocupada por la fase líquida.  
 $A_n$ : Flujo efectivo en el periodo.  
B: Coeficiente de potencia.  
 $B_{ACT}$ : Beneficio actual.  
 $B_g$ : Factor de volumen de formación de gas.  
 $B_o$ : Factor de volumen de formación de crudo.  
 $B_{ob}$ : Factor de volumen de formación para crudo saturado.  
Bs/\$: Paridad cambiaria.  
 $B_w$ : Factor de volumen de formación de agua.  
C.E: Cabezal estático.  
C: Factor de corrección.  
 $C_{ACT}$ : Costo actual.  
 $ce_{eu}$ : Costo unitario de la energía utilizada.  
 $C_{EU}$ : Costo de energía utilizada.  
 $C_g$ : Fracción volumétrica de entrada para la fase gaseosa.  
 $C_L$ : Fracción volumétrica de entrada para la fase líquida.  
 $c_o$ : Factor de compresibilidad del petróleo.  
CON: Índice para construcción.  
 $C_{OP}$ : Costo de operación.  
 $c_r$ : Compresibilidad reducida del crudo.  
 $C_{TI}$ : Costo total instalado.  
D: Diámetro interno de la tubería.  
 $d_o$ : Diámetro del orificio.  
 $d_1$ : Diámetro interno de la tubería corriente arriba.  
E: Coeficiente de potencia.  
 $E''$ : Factor longitudinal de soldadura de ANSI B31.3.  
 $E_G$ : Fracción de volumen in situ para la fase gaseosa.  
 $E_k$ : Término de aceleración.  
 $E_L$ : Fracción de volumen in situ para la fase líquida.  
EQI: Índice para equipos importados.  
EQN: Índice para equipos nacionales.  
F: Factor que depende de las unidades usadas. Valor futuro.  
 $F''$ : Factor de localización (ANSI B31.8).  
 $f_G$ : Factor de fricción fase gaseosa.  
 $f_L$ : Factor de fricción fase líquida.  
 $f_o$ : Relación petróleo agua.  
 $f_{Tp}$ : Factor de fricción de flujo multifásico no homogéneo.  
FVPPU: Factor valor presente pago único.  
FVPSU: Factor valor presente serie uniforme.  
 $f_w$ : Relación agua petróleo.  
g: Aceleración de gravedad.  
 $g_c$ : Constante gravitacional.  
GLR: Relación gas-líquido.  
 $G_M$ : Velocidad másica.  
GOR: Relación gas-petróleo.  
GVF: Fracción de vacío.  
H: Cabezal de presión desarrollado por la bomba.  
h: Entalpía específica.

---

|                 |  |
|-----------------|--|
| $h_G$ :         | Entalpía específica de gas.  |
| $h_L$ :         | Entalpía específica de líquido.  |
| $h_m$ :         | Entalpía específica de mezcla.   |
| $H_G$ :         | Atascamiento de gas (gas holdup) con deslizamiento.  |
| $H_L$ :         | Atascamiento de líquido (Liquid Holdup) con deslizamiento.   |
| $H_{L(o)}$ :    | Holdup existente a condiciones de flujo y presión en la tubería horizontal.                          |
| $H_{L(0)}$ :    | Atascamiento de líquido.   |
| $i$ :           | Tasa mínima atractiva de retorno.  |
| $K$ :           | Coefficiente de resistencia para accesorios. Constante. Permeabilidad.                               |
| $L/D$ :         | Coefficiente de longitud equivalente.  |
| $L$ :           | Longitud de tubería. Longitud del núcleo de roca. Longitud equivalente.                              |
| $L_{eq}$ :      | Longitud equivalente de accesorios.  |
| $m$ :           | Masa.  |
| $M$ :           | Peso molecular.  |
| $MATI$ :        | Índice para materiales importados.   |
| $MATN$ :        | Índice para materiales nacionales.   |
| $M_i$ :         | Peso molecular del componente $i$ -ésimo de la mezcla de gases.                                      |
| $M_o$ :         | Peso molecular efectivo del crudo en tanque de almacenamiento.                                       |
| $M_w$ :         | Peso molecular del agua.   |
| $n$ :           | Número de moles. número de años de vida del proyecto al momento del cálculo. Vida útil.              |
| $N$ :           | Potencia hidráulica.   |
| $N_{Eje}$ :     | Potencia al freno.   |
| $N_{Fr}$ :      | Número de Froude.  |
| $N_{LV}$ :      | Número líquido.  |
| $N_M$ :         | Potencia del motor.  |
| $NPSH_D$ :      | Cabezal neto positivo de succión disponible.   |
| $NPSH_R$ :      | Cabezal neto positivo de succión requerido.  |
| $N_{Skid}$ :    | Potencia del skid de bombeo.   |
| $P$ :           | Presión. Presión de diseño. Valor presente.  |
| $\bar{P}$ :     | Presión promedio.  |
| $P_1$ :         | Presión de succión de la bomba. Presión inicial o a la entrada.                                      |
| $P_{1max}$ :    | Presión de succión máxima.   |
| $P_2$ :         | Presión de descarga. Presión final o a la salida.  |
| $P_{2MAX}$ :    | Presión de descarga máxima.  |
| $P_b$ :         | Presión de saturación o ebullición.  |
| $P_i$ :         | Presión en el punto de inicio.   |
| $P_{inicial}$ : | Presión de entrada a la tubería (pozo o múltiple según la referencia tomada para el sistema).        |
| $P_o$ :         | Presión de operación del recipiente de descarga.   |
| $POES$ :        | Petróleo Original En Sitio.  |
| $P_{omax}$ :    | Presión de operación máxima del recipiente de succión.   |
| $P_r$ :         | Presión reducida de crudo.   |
| $P_{sc}$ :      | Presión a condiciones estándar.  |
| $P_v$ :         | Presión de vapor del líquido a las condiciones de proceso.   |
| $\dot{q}$ :     | Tasa de flujo de calor.  |
| $Q$ :           | Caudal de flujo volumétrico a la temperatura de bombeo. Caudal de flujo a través del núcleo de roca. |
| $Q_{diseño}$ :  | Caudal de diseño.  |
| $Q_g, Q_G$ :    | Caudal de gas.   |
| $Q_L$ :         | Caudal de líquido.   |
| $Q_{max}$ :     | Caudal de operación máximo.  |
| $Q_o$ :         | Caudal de petróleo.  |
| $Q_o'$ :        | Caudal de petróleo a condiciones de tanque de almacenamiento.  |
| $Q_s$ :         | Caudal de flujo a condiciones estándar.  |
| $Q_T$ :         | Caudal de flujo volumétrico a condición de operación. Caudal total.                                  |
| $Q_w$ :         | Caudal de agua.  |
| $Q_w'$ :        | Caudal de agua a condiciones de tanque de almacenamiento.  |
| $R$ :           | Constante universal de los gases.  |

---

|                        |   |
|------------------------|---|
| Re <sub>G</sub> :      | Número de Reynolds fase gaseosa.  |
| Re <sub>L</sub> :      | Número de Reynolds fase líquida.  |
| R <sub>p</sub> :       | Relación gas-petróleo.  |
| R <sub>s</sub> :       | Gas disuelto, tasa de solución gas petróleo.  |
| S.F. <sub>NPSH</sub> : | Factor de seguridad para el cálculo del NPSH.   |
| S <sup>''</sup> :      | Esfuerzo permitido para el material de la tubería.  |
| SWHP:                  | Presión estática en el cabezal del pozo.  |
| T:                     | Temperatura.  |
| T <sup>''</sup> :      | Factor de temperatura para acero al carbono (ANSI B31.8).                                 |
| t <sub>min</sub> :     | Mínimo espesor de pared que satisface los requerimientos de presión, corrosión y erosión. |
| t <sub>n</sub> :       | Espesor nominal de pared.   |
| T <sub>sc</sub> :      | Temperatura a condiciones estándar.   |
| U:                     | Coefficiente global de transferencia de calor.  |
| V:                     | Volumen.  |
| V <sub>g</sub> :       | Velocidad del gas.  |
| V <sub>L</sub> :       | Velocidad de líquido.   |
| V <sub>m</sub> :       | Velocidad de mezcla.  |
| V <sub>o</sub> :       | Velocidad del crudo.  |
| VPN:                   | Valor presente neto.  |
| Vr:                    | Valor de rescate.   |
| V <sub>S</sub> :       | Velocidad de deslizamiento o resbalamiento.   |
| V <sub>sc</sub> :      | Volumen a condiciones estándar.   |
| V <sub>SG</sub> :      | Velocidad superficial del gas.  |
| V <sub>SL</sub> :      | Velocidad superficial de líquido.   |
| V <sub>w</sub> :       | Velocidad del agua.   |
| W:                     | Flujo másico.   |
| WC:                    | Corte de agua.  |
| W <sub>g</sub> :       | Flujo másico de gas.  |
| WHFP:                  | Presión de flujo en el cabezal del pozo.  |
| W <sub>L</sub> :       | Flujo másico de líquido.  |
| wor:                   | Relación agua petróleo.   |
| Y:                     | Constante de la función S.  |
| y <sub>g</sub> :       | Fracción molar de gas.  |
| y <sub>i</sub> :       | Fracción molar del componente i-ésimo de la mezcla de gases.                              |
| z:                     | Factor de compresibilidad.  |
| Z:                     | Altura del eje de la tubería.   |
| z <sub>sc</sub> :      | Factor de compresibilidad a condiciones estándar.   |

### Alfabeto griego:

|                  |   |
|------------------|---|
| $\alpha$ :       | Factor de expansión térmica.  |
| $\gamma_g$ :     | Gravedad específica o densidad relativa del gas.  |
| $\gamma_{gd}$ :  | Gravedad específica o densidad relativa del gas disuelto.   |
| $\gamma_{gf}$ :  | Gravedad específica o densidad relativa del gas libre.  |
| $\gamma_{gsc}$ : | Gravedad específica o densidad relativa del gas a condiciones estándar.   |
| $\gamma_{gt}$ :  | Gravedad específica o densidad relativa promedio del total de gas a condiciones estándar.   |
| $\gamma_o$ :     | Gravedad específica o densidad relativa del petróleo.   |
| $\gamma_{osc}$ : | Gravedad específica o densidad relativa del petróleo a condiciones estándar (14,7 psia, 60°F).  |
| $\gamma_{wsc}$ : | Gravedad específica o densidad relativa del agua a condiciones estándar.  |
| $\Delta h$ :     | Diferencia de altura entre la succión y la bomba.   |
| $\Delta h_S$ :   | Diferencia de altura entre el nivel del múltiple y el nivel de la bomba.  |
| $\Delta H_S$ :   | Diferencia de altura entre el nivel del recipiente y el nivel de la bomba.  |
| $\Delta P$ :     | Gradiente de presión. Aumento de presión entre la succión y la descarga de la bomba. Diferencia de presión entre el nivel de referencia del líquido y la entrada de la bomba. |
| $\Delta P_f$ :   | Caída de presión o pérdida por fricción.  |

---

|                         |  |
|-------------------------|--|
| $\Delta\dot{P}_f$ :     | Caída de presión debido a irreversibilidades.  |
| $\Delta P_{HH}$ :       | Altura hidrostática verdadera.   |
| $\Delta P_{KE}$ :       | Cambio de presión producido por gradiente de velocidades.                              |
| $\Delta P_{PE}$ :       | Cambio de presión producido por la carga hidrostática.                                 |
| $\Delta P_{DINAMICA}$ : | Caída de presión dinámica de la bomba al recipiente de descarga.                       |
| $\Delta P_{V.C.}$ :     | Caída de presión en la válvula de control.   |
| $\Delta T$ :            | Diferencia o gradiente de temperatura.   |
| $\Delta z$ :            | Diferencia de altura entre dos puntos de la tubería (perfil de elevación).             |
| $\epsilon$ :            | Rugosidad absoluta.  |
| $\eta_B$ :              | Eficiencia de la bomba.  |
| $\eta_M$ :              | Eficiencia del motor.  |
| $\eta_{VFD}$ :          | Eficiencia del variador de frecuencia.   |
| $\theta$ :              | Ángulo de inclinación de la tubería.   |
| $\lambda_G$ :           | Atascamiento de gas (gas holdup) sin deslizamiento.                                    |
| $\lambda_L$ :           | Atascamiento de líquido (liquid holdup) sin deslizamiento.                             |
| $\mu_g, \mu_G$ :        | Viscosidad dinámica del gas.   |
| $\mu_i$ :               | Viscosidad dinámica del componente i-ésimo de la mezcla de gases.                      |
| $\mu_L$ :               | Viscosidad dinámica de la fase líquida.  |
| $\mu_O$ :               | Viscosidad dinámica de petróleo in situ.   |
| $\mu_{OD}$ :            | Viscosidad dinámica de petróleo libre de gas a condiciones de almacenamiento.          |
| $\mu_s$ :               | Viscosidad dinámica de mezcla o bifásica.  |
| $\mu_w$ :               | Viscosidad dinámica del agua.  |
| $\nu_L$ :               | Viscosidad cinemática del fluido.  |
| $\rho_{air}$ :          | Densidad del aire.   |
| $\rho_g, \rho_G$ :      | Densidad del gas.  |
| $\rho_{gsc}$ :          | Densidad del gas a condiciones estándar.   |
| $\rho_L$ :              | Densidad del líquido.  |
| $\rho_o$ :              | Densidad del petróleo.   |
| $\rho_s$ :              | Densidad de mezcla.  |
| $\rho_w$ :              | Densidad del agua.   |
| $\rho_{wsc}$ :          | Densidad del agua a condiciones estándar.  |
| $\rho_C$ :              | Densidad del fluido a las condiciones de bombeo.                                       |
| $\rho_L$ :              | Densidad de la fase líquida bombeada a condiciones de operación. Densidad del líquido. |
| $\rho_M$ :              | Densidad de mezcla a condiciones de bombeo.  |
| $\rho_s$ :              | Densidad de las fases en flujo no homogéneo.   |
| $\sum K$ :              | Suma de los coeficientes de resistencia de todos los accesorios.                       |
| $\sigma_L$ :            | Tensión superficial de la fase líquida.  |
| $\sigma_o$ :            | Tensión superficial del crudo conteniendo gas disuelto.                                |
| $\sigma_{OD}$ :         | Tensión superficial del crudo puro.  |
| $\sigma_w$ :            | Tensión superficial del agua.  |
| $\Psi$ :                | Factor de corrección del holdup de líquido.  |

## Sistema de unidades:

| Magnitud                                       | Sistema Internacional (SI)             | Abrev.                          | Sistema Inglés  | Abrev.                                  |
|--|--|---------------------------------|---|---|
| Aceleración.                                   | metro por segundo cuadrado             | m/s <sup>2</sup>                | pie por segundo cuadrado  | ft/s <sup>2</sup> , pie <sup>2</sup> /s |
| Altura hidrostática.                           | metro                                  | m                               | pie   | ft                                      |
| Altura.  | metro                                  | m                               | pie   | ft                                      |
| Ángulo de inclinación.                         | grados sexagesimales                   | °                               | grados sexagesimales  | °                                       |
| Área transversal.                              | metro cuadrado                         | m <sup>2</sup>                  | pie cuadrado  | ft <sup>2</sup>                         |
| Atascamiento de fluido (holdup).               | adimensional                           | ---                             | adimensional  | ---                                     |
| Cabezal (altura hidráulica).                   | metro                                  | m                               | pie   | ft                                      |
| Caudal.  | metro cúbico por segundo               | m <sup>3</sup> /s               | pie cúbico por segundo  | ft <sup>3</sup> /s                      |
|  | metro cúbico por día                   | m <sup>3</sup> /d               | galones U.S. por minuto   | gpm US                                  |
|  | decímetro cúbico por segundo           | dm <sup>3</sup> /s              | barriles diarios  | BPD                                     |
| Caudal de gas.                                 | metro cúbico estándar por día          | sm <sup>3</sup> /d              | pie cúbico estándar por día                                     | SCF/D                                   |
| Coefficiente global de transferencia de calor. | Vatio por metro cuadrado grado Celsius | W/m <sup>2</sup> °C             | unidad térmica británica por hora pie cuadrado grado Fahrenheit | Btu/h ft <sup>2</sup> °F                |
| Corte de agua.                                 | porcentaje vol./vol.                   | %                               | porcentaje vol./vol.  | %                                       |
| Densidad (Peso específico en S. Ing.).         | kilogramo por metro cúbico             | kg/m <sup>3</sup>               | libra por pie cúbico  | lb/ft <sup>3</sup>                      |
| Diámetro.                                      | milímetro                              | mm                              | pulgada   | in                                      |
| Eficiencia.                                    | adimensional o porcentaje              | %                               | adimensional o porcentaje                                       | %                                       |
| Entalpía específica.                           | Joule por kilogramo                    | J/kg                            | unidad térmica británica por libra masa                         | Btu/lbm                                 |
| Esfuerzo.                                      | megaPascal                             | MPa                             | libra fuerza por pulgada cuadrada                               | lbf/in <sup>2</sup> , psi               |
| Espesor de pared.                              | milímetro                              | mm                              | pulgada   | In                                      |
| Factor de fricción.                            | adimensional                           | ---                             | adimensional  | ---                                     |
| Factor de volumen de formación.                | adimensional                           | ---                             | adimensional  | ---                                     |
| Flujo másico.                                  | kilogramo por segundo                  | kg/s                            | libra por hora  | lb/h                                    |
| Fracción de vacío.                             | porcentaje vol./vol.                   | %                               | porcentaje vol./vol.  | %                                       |
| Fracción molar.                                | adimensional                           | ---                             | adimensional  | ---                                     |
| Fracción volumétrica.                          | adimensional                           | ---                             | adimensional  | ---                                     |
| Tasa de solución.                              | metro cúbico estándar por metro cúbico | sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> | pie cúbico a condiciones estándar por barril                    | scf/barril , scf/STB                    |
| Gravedad específica.                           | adimensional                           | ---                             | adimensional  | ---                                     |
| Longitud de tubería.                           | metro                                  | m                               | pie   | ft                                      |
| Masa.  | kilogramo                              | kg                              | libra masa  | lbm                                     |
| Permeabilidad.                                 | miliDarcy                              | mD                              | ---   | ---                                     |
| Peso molecular.                                | gramo por mol                          | g/mol                           | gramo por mol   | g/mol                                   |
|  | kilogramo por kilomol                  | kg/kmol                         | kilogramo por kilomol   | kg/kmol                                 |



| Magnitud                          | Sistema Internacional (SI)             | Abrev.                          | Sistema Inglés                               | Abrev.                                  |
|-----------------------------------|--|---------------------------------|--|---|
| Potencia.                         | Vatio                                  | W                               | caballo de fuerza                            | HP                                      |
|                                   | kiloVatio                              | kW                              | caballo de fuerza al freno                   | BHP                                     |
| Presión.                          | Pascal                                 | Pa                              | libra fuerza por pulgada cuadrada            | lbf/in <sup>2</sup> , psi               |
|                                   | kiloPascal                             | kPa                             |  |   |
|                                   | megaPascal                             | MPa                             |  |   |
|                                   | bar                                    | bar                             |  |   |
|                                   | atmósfera                              | atm                             |  |   |
| Relación volumétrica o de flujos. | metro cúbico estándar por metro cúbico | sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> | pie cúbico a condiciones estándar por barril | scf/barril, scf/STB                     |
| Rugosidad absoluta.               | milímetro                              | mm                              | pulgada                                      | In                                      |
| Tasa de flujo de calor.           | Vatio                                  | W                               | unidad térmica británica por hora            | Btu/h                                   |
|                                   | kiloVatio                              | kW                              |  |   |
| Temperatura.                      | grado centígrado                       | °C                              | grado Fahrenheit                             | °F                                      |
| Tensión superficial.              | dina por centímetro                    | dyn/cm                          | ---  | ---                                     |
| Velocidad.                        | metro por segundo                      | m/s                             | pie por segundo                              | ft/s, pie/s                             |
| Viscosidad cinemática.            | metro cuadrado por segundo             | m <sup>2</sup> /s               | pie cuadrado por segundo                     | ft <sup>2</sup> /s, pie <sup>2</sup> /s |
| Viscosidad dinámica.              | centiPoise                             | cP                              | ---  | ---                                     |
| Volumen.                          | metro cúbico                           | m <sup>3</sup>                  | pie cúbico                                   | ft <sup>3</sup> , pie <sup>3</sup>      |
|                                   |  |                                 | barril                                       | ---                                     |

**Notas:**

- los parámetros, factores y relaciones que no se encuentren aquí, son adimensionales. No se incluye los factores económicos por no ser de carácter físico.
- Fue necesario colocar datos en sistema inglés ya que toda la data se encuentra en este sistema.

## **INTRODUCCIÓN:**

La utilización de bombeo multifásico es una tecnología de avanzada para el área de producción de petróleo, que redunda en menores costos de operación y mantenimiento, comparándolos con una estación de flujo tradicional.

El uso de estaciones de flujo involucra todo el equipo necesario para una separación de fases, la manipulación de un gas y el transporte de la mezcla de líquidos. La tecnología de bombeo multifásico puede ser un factor importante de reducción de costos para los productores venezolanos, por lo que resulta importante realizar un análisis de esta alternativa. El bombeo multifásico es un medio de añadir energía a un efluente no procesado para hacer posible el transporte de la mezcla líquido/gas sobre largas distancias sin necesidad de separar el líquido del gas.

Son apreciables diversos casos de manejo de flujos bifásicos y multifásicos en la industria en general, pero ninguno tan complejo y difícil de manejar como el de flujo no procesado de crudo desde la boca del pozo hasta la estación de separación de flujos. Este involucra una combinación de varios casos. Se cataloga como multifásico este fluido extraído de los pozos porque contiene varias fases: dos líquidas (petróleo y agua) y una gaseosa (gas natural), además de sólidos en suspensión. Adicionalmente, se tendrán condiciones inestables o transitorias a la salida del pozo, y desconocimiento del funcionamiento real del mismo, ya que se trabaja en base a prospecciones y estimaciones de rendimiento; las condiciones reales pueden variar.

El estudio planteado está enmarcado dentro de una evaluación técnica y económica, de carácter comparativo, para el uso de bombas multifásicas en las instalaciones de producción de petróleo, dependiendo principalmente de las capacidades de manejo de las estaciones de flujo, el caudal y la presión a la salida del pozo, la relación petróleo/gas y la distancia de bombeo, entre otros factores; contrastando esta tecnología con la de estaciones de separación de flujo líquido/gas.

Este tema de investigación, enmarcado dentro del área de bombeo y transporte de fluidos, consiste principalmente en realizar un estudio teórico con posterior revisión de casos prácticos que nos lleve a una mejor comprensión del fenómeno, con el fin de clasificar y generar información de referencia acerca del bombeo multifásico y sus aplicaciones como tecnología alternativa, que nos permita brindar herramientas de análisis y toma de decisiones al respecto.

Adicionalmente se desea dar recomendaciones generales para la aplicación de la tecnología de bombeo multifásico para las condiciones de servicio propias de los campos venezolanos, dejando a otros estudios el desarrollo de adaptaciones específicas para campos en nuestro país.

El presente informe consta principalmente de cuatro capítulos: el primero se refiere a la descripción del comportamiento de flujo multifásico y las propiedades representativas de la mezcla; el segundo trata del conocimiento adecuado de la estructura de una estación de flujo y casos reales; el tercero diserta en torno a la descripción detallada de la tecnología actual de bombeo multifásico y la oferta de los principales fabricantes. El cuarto capítulo es el más importante: en él se determinan los parámetros necesarios para la evaluación técnica, de costos y económica y la necesaria comparación entre ellas, fijando la serie de casos representativos a estudiar, a las condiciones de operación más comunes.

Adicionalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas a partir del estudio y la información de referencia necesaria.

## **OBJETIVOS:**

### **Objetivo general:**

“Demostrar la conveniencia de utilizar en la industria petrolera venezolana la tecnología de bombeo multifásico”.

### **Objetivos específicos:**

1. Diseñar y documentar un procedimiento que facilite la toma de decisión a la hora de seleccionar la tecnología más adecuada entre bombeo multifásico y estaciones de separación de flujo.
  
2. Demostrar que es posible a través de la utilización de las bombas multifásicas:
  - 2.1 Disminuir los costos de producción en la extracción de petróleo.
  
  - 2.2 Simplificar la tecnología necesaria para el transporte de crudo.
  
  - 2.3 Disminuir la necesidad de mantenimiento preventivo y correctivo.
  
  - 2.4 Lograr mayor facilidad de manejo de los equipos.

**CAPÍTULO I**

**MARCO CONCEPTUAL**

## **1.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO:**

Al formarse las trampas geológicas, ya sean estratigráficas, estructurales o mixtas, quedan atrapados grandes volúmenes de agua salada (aguas subterráneas) en las rocas que luego compartirán espacio con los hidrocarburos en el yacimiento. Adicionalmente, al formarse dichos hidrocarburos por la descomposición de la materia orgánica, los más livianos escapan del petróleo en forma gaseosa, dando origen al gas natural, que resulta en una mezcla principalmente de metano y etano, con porciones de propano y butano, y pequeñas fracciones de pentanos, hexanos, heptanos y octanos (normalmente estos últimos son elementos constitutivos del petróleo) y algunas impurezas.

La “capa gasífera” formada esta constituida por lo que se denomina “gas libre”. Parte de ese mismo gas puede disolverse nuevamente en el petróleo, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, de la misma manera que el gas carbónico se disuelve en una bebida gaseosa. Esta fracción de gas se denomina “gas en solución”.

Por otro lado, por ser fluidos inmiscibles, el agua y el petróleo se separan en dos fases distintas. En consecuencia, debido a las diferencias que existen en la gravedad específica y otras propiedades físicas, el contenido de los yacimientos se separa, de tal manera que el gas se acumula en la parte superior, el agua salada en la porción inferior, y el petróleo en el medio, flotando sobre el agua. En conclusión, la producción de petróleo involucra el manejo de los tres fluidos, con los problemas que cada uno de ellos y sus mezclas presentan.

## **1.2 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO:**

Un sistema de producción de petróleo en tierra firme está compuesto básicamente por: el reservorio o yacimiento, la tubería de producción, el cabezal del pozo o árbol de navidad, la estación de separación, sistemas de levantamiento artificial (sí son requeridos), red de tuberías, etc.

### **1.2.1 Producción por flujo natural:**

Las fuerzas latentes dentro del yacimiento que permiten que el petróleo fluya de las zonas de alta presión a las zonas de baja presión, a los pozos productores, son tres:

- La expansión de la capa de gas que se encuentra sobre el petróleo, la cual está originalmente a gran presión.
- El empuje originado por las aguas marginales ubicadas debajo del petróleo.
- El drenaje por gravedad, originado por el peso del mismo petróleo.

Cuando la presión dentro del yacimiento es suficiente para elevar el petróleo hasta la superficie, el pozo fluye libremente sin ayuda, denominándose como “pozo afluyente o brotante”. La presencia del gas en el petróleo o disuelto en él es un factor muy importante en el flujo; de hecho, la tasa de flujo guarda una relación directa con la presión mantenida. En este caso se dice que el pozo produce por flujo natural.

### **1.2.2 El gas natural en la producción de petróleo:**

De las tres razones expuestas para la ascensión del petróleo, la principal es la primera (la presión del gas). De hecho, al producirse petróleo, la presión de la capa gasífera se reduce debido a la expansión del gas y a la porción de gas natural que se extrae con el petróleo. Al llegar a su límite la expansión, el pozo declina y deja de producir espontáneamente. En consecuencia, es importante tratar de conservar la mayor cantidad posible de gas dentro del yacimiento para aumentar la vida del pozo, controlando la cantidad de gas que acompaña al petróleo y reinyectando el que se produce.

Tomando en cuenta lo anterior, los métodos de producción más eficientes son aquellos que controlan y operan los pozos de manera que cada metro cúbico de petróleo llegue a la superficie con un volumen mínimo de gas, controlando estrictamente la relación gas a petróleo.

No obstante, no se puede reducir el contenido de gas a cero, ya que un cierto contenido del mismo reduce la viscosidad y el peso específico del petróleo, facilitando su ascenso por la tubería de producción.

En consecuencia, el gas inevitablemente es producido junto al petróleo y son varios los factores de los cuales depende la cantidad de gas producida, que aunque es conveniente mantenerla controlada, puede cambiar durante la operación de producción.

Cuando el pozo deja de producir naturalmente, se utilizan los métodos de levantamiento artificial, que consiste en inyectar gas a alta presión entre la tubería de producción y la de revestimiento para que se mezcle con el petróleo y lo impulse hacia arriba, o mediante bombeo mecánico (balancines). Algunas veces los nuevos pozos que se perforan en un mismo campo tampoco producen por sí solos, haciéndose necesario también en este caso el levantamiento artificial.

Cuando la presión se reduce en el yacimiento, el gas se desprende del petróleo donde se hallaba en solución y se forma gas libre; mientras más baja sea la presión y menor la temperatura en el yacimiento, mayor será el volumen de gas libre que se encontrará en el efluente del pozo. Después que el gas en solución ha sido producido como gas libre, el petróleo se vuelve más viscoso y se le hace más difícil fluir del yacimiento al pozo.

El gas natural que se produce junto con el petróleo (ya sea libre o en solución) se denomina “gas asociado”, y aquel que se produce de pozos puramente gasíferos se denomina “gas no asociado”.

### **1.2.3 Relación gas – petróleo (GOR):**

De acuerdo a lo visto en el aparte anterior, es necesario controlar la proporción de gas que se produce junto con el petróleo. A tal efecto surgió el concepto de Relación Gas – Petróleo



como una medida de la eficiencia. La relación gas – petróleo se define como el volumen de gas extraído por unidad de volumen de petróleo producido, y se mide en metros cúbicos a condiciones estándar por barril. La relación gas – petróleo más eficiente es pues, la producción de un volumen mínimo de gas por unidad de volumen de petróleo.

#### **1.2.4 Elevación por gas (gas lift):**

La elevación artificial por gas consiste en inyectar gas a alta presión por el espacio anular libre entre la tubería de producción y el revestidor. La mezcla de gas y petróleo producida tiene menor densidad, por lo que la presión remanente en el yacimiento se hace suficiente para impulsar el crudo a la superficie.

A menos que se tenga gas de alta presión de otros pozos, el costo de los compresores necesarios hace de este método relativamente caro. El uso del gas lift es limitado, y puede considerarse como un estado intermedio entre el flujo natural inicial y el estado final de producción por bombeo.

#### **1.2.5 Bombeo mecánico (balancín):**

Cuando el flujo natural de un pozo se detiene y el gas lift ya no da resultado, se recurre al bombeo mecánico. Es muy parecido al bombeo utilizado para extraer agua de un pozo. Consiste en introducir en el fondo del pozo una bomba de embolo, el cual es movido por una sarta de varillas de succión que son impulsadas en un movimiento oscilante por el balancín colocado en la superficie.

### **1.2.6 Recuperación secundaria:**

Cuando el yacimiento llega a un estado tal de agotamiento que no es aplicable ninguno de los métodos anteriores, se recurre a la recuperación secundaria, consistente en la inyección de agua o vapor diseminada en todo el yacimiento de manera que arrastre el crudo remanente de los pozos inyectoros hacia los pozos productores.

### **1.2.7 El agua en la producción de petróleo:**

Debido a las turbulencias que se producen en la base de la tubería de producción cuando se extrae el petróleo, una porción de agua salada se mezcla con el petróleo sin que pueda evitarse. Parte de esta agua viene mezclada con el petróleo en forma heterogénea, pero frecuentemente cierto volumen asume junto con el petróleo la forma de una densa y estable emulsión de agua en petróleo que origina sus propios problemas de tratamiento y que solo puede separarse por medios especiales, usualmente en base a químicos desemulsificantes.

La emulsión se produce debido a que estos dos líquidos, no miscibles en condiciones normales, son sometidos a una violenta agitación durante la producción y el bombeo, y porque el petróleo contiene naturalmente ciertos agentes emulsionantes (asfalto, sustancias resinosas, ácidos orgánicos y otros), que permiten que el medio dispersante (el petróleo) recubra las gotas microscópicas del medio disperso (agua).

Una vez separada el agua, lo cual usualmente se hace en la estación de flujo principal del campo, es tratada en diversos dispositivos para extraerle el petróleo remanente, y luego es reinyectada al yacimiento, debido a que es agua contaminada y no puede ser dispuesta en cuerpos ni cursos de agua superficiales o subterráneos.

### **1.2.8 Factores que influyen en la tasa de producción de un campo:**

Los principales factores que determinan la tasa de producción o rendimiento de un campo son los siguientes:

#### **a) Factores geológicos:**

- Espesor del estrato productor.
- Porosidad de la roca.
- Porcentaje de saturación de las rocas del yacimiento.
- Permeabilidad del yacimiento.
- Presión de la formación.

#### **b) Factores relativos al método de producción:**

- Método empleado para mantener la presión del yacimiento.
- Espaciado de los pozos sobre el terreno.
- Diámetro de la tubería de producción.
- Método de explotación empleado.

#### **c) Factores económicos:**

- Costo de producción.
- Precio de venta del petróleo.
- Precio de venta del gas.

### **1.2.9 Recolección del petróleo:**

El proceso de recolección del petróleo de un campo puede considerarse dividido en tres etapas:

La etapa inicial consiste en llevar la producción de cada uno de los pozos, por tuberías individuales, hasta los puntos de recolección, donde se encuentra la estación de flujo correspondiente, donde se separa el gas del petróleo. Los pozos de un campo se agrupan en bloques, que pueden comprender hasta treinta y seis pozos, y se destina una estación recolectora para cada uno de estos bloques o grupos. Las estaciones de flujo están equipadas para medir la producción individual de cada pozo.

En la segunda etapa, una red de tuberías de mayor diámetro (oleoductos secundarios o laterales) conduce el petróleo desde las estaciones recolectoras hasta el almacenamiento principal del campo (estación de flujo principal), en donde se le extrae el agua que pudiera contener.

En la tercera y última etapa, se bombea el crudo desde el almacenamiento principal del campo hasta los terminales de embarque, o bien hasta las estaciones de bombeo de los oleoductos (oleoductos principales o troncales).

Los problemas que ocurren en una estación de separación de flujo son muy variados; sin embargo el más común es la falla del sistema de tratamiento de petróleo (falla de la química del tanque de lavado, de los tratadores, etc.).

#### **1.2.10 Curva de producción:**

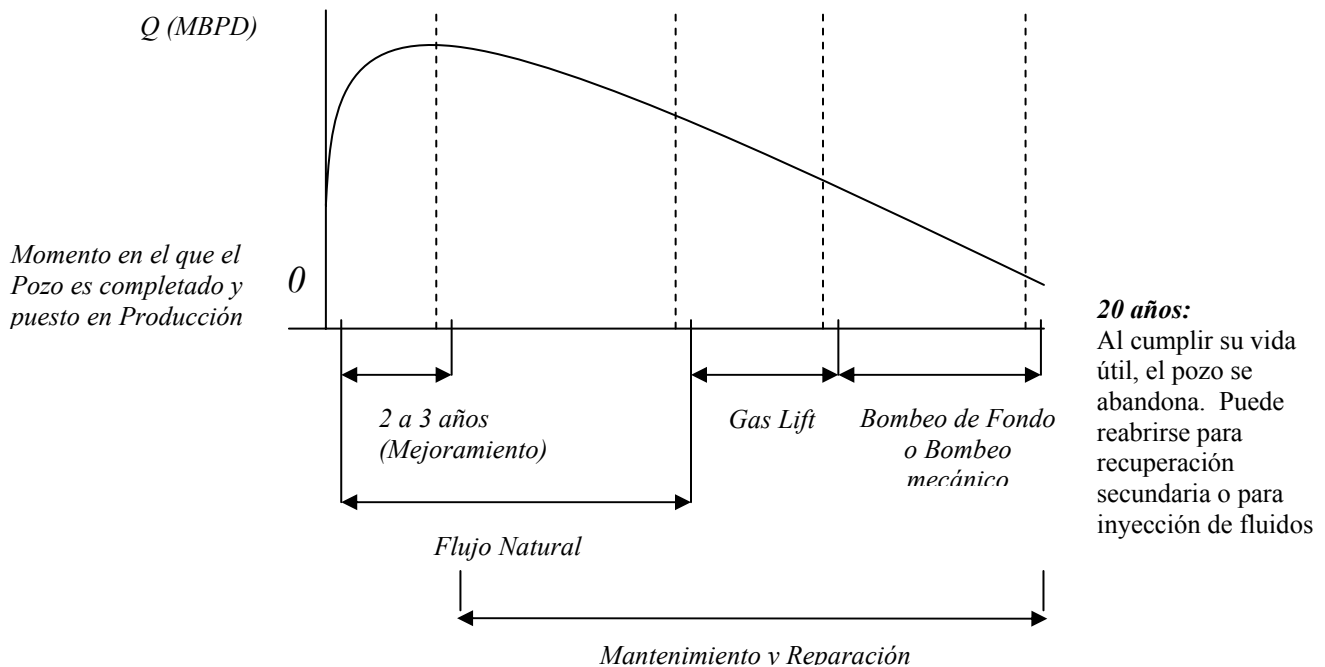
Los planes de desarrollo de campo en la industria petrolera venezolana se elaboran según la política de la empresa estatal para plazos que pueden abarcar varias décadas; operativamente este plazo se divide en planes de producción que abarcan períodos de cinco a seis años. En cada uno de estos años, para un campo particular, se estima la perforación de una cierta cantidad de pozos nuevos y para cada uno de esos pozos debe conocerse las condiciones de producción (Presión, Temperatura, Flujo, Relación Gas-Petróleo y Corte de Agua) año tras año.

Para estimar las condiciones de producción año tras año se utiliza un gráfico que indica el nivel de flujo en barriles (crudo) o metros cúbicos estándar (gas natural) en función del tiempo en años y que se denomina curva de producción. Esta curva suele abarcar un período de 20 años, que es la vida útil considerada usualmente por la industria para un pozo productor; se obtiene a partir de los datos obtenidos de pruebas realizadas en el pozo durante la exploración y perforación, y que son de carácter geológico, geofísico y/o geoquímico. Bajo consideraciones típicas de la Ingeniería de Yacimientos, de igual manera se aprovecha los datos obtenidos durante pruebas anuales en pozos ya completados y en producción.

Esta curva estima las condiciones de producción en boca de pozo con las cuales se diseñan las instalaciones (Facilidades de Producción en Superficie).

En ocasiones se presenta como un gráfico de barras y a veces no se trabaja con la curva de producción de un pozo sino de una zona que tendrá varios pozos:

FIGURA 1.1 CURVA DE PRODUCCIÓN <sup>[77]</sup>



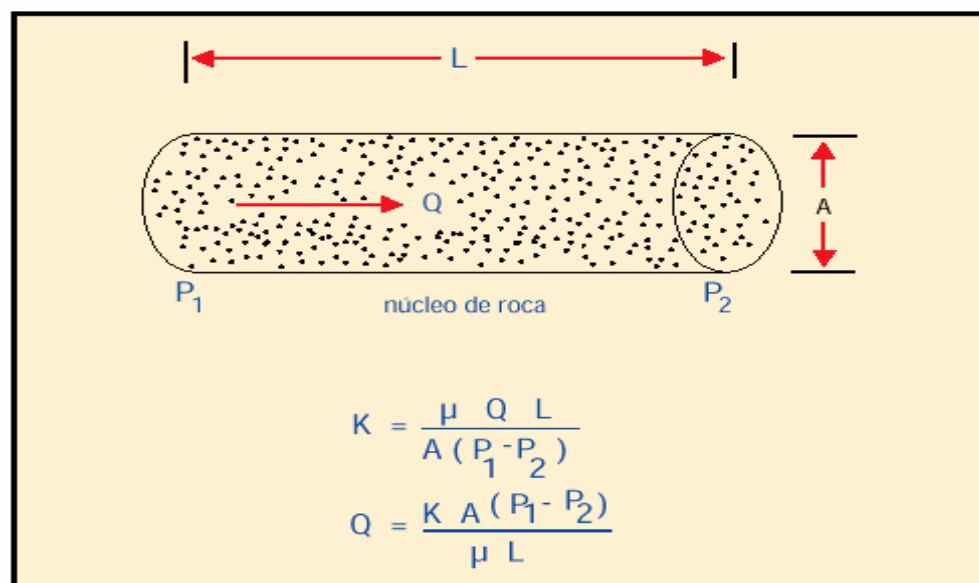
Para la estimación del flujo deben hacerse pruebas de presión del yacimiento y analizar muestras (núcleos de mineral) para calcular la porosidad absoluta, efectiva y permeabilidad (según Ley de Darcy).

**Porosidad absoluta:** Volumen de intersticios o espacios vacíos por unidad de volumen de mineral, en porcentaje.

**Porosidad efectiva:** Volumen de intersticios o espacios vacíos por unidad de volumen de mineral que poseen interconexiones entre sí, y que pueden conducir efectivamente fluidos a través de ellos. Se expresa como un porcentaje y es menor que la porosidad absoluta.

**Permeabilidad (K):** La permeabilidad se calcula mediante la ley de Darcy y es la velocidad con la cual fluye un cierto caudal de fluido a cierta temperatura y con cierta viscosidad, por unidad de área y bajo un gradiente de presiones. La unidad de medida utilizada se denomina milidarcy.

FIGURA 1.2 PERMEABILIDAD [7]



### **1.3 FLUJO MULTIFÁSICO:**

Se entiende por flujo multifásico, aquel en el cual el flujo presenta simultáneamente más de una fase. Estas fases pueden ser de naturaleza gaseosa, líquida o sólida. En el caso de los líquidos puede haber más de una fase si hay presentes líquidos inmiscibles. El flujo bifásico es un caso particular del flujo multifásico en donde hay dos fases presentes de la misma sustancia o de sustancias distintas. En la industria petrolera se suele tratar a la producción de los pozos (crudo no procesado) como un fluido bifásico (gas-líquido), aunque esto no es estrictamente correcto, es lo que se acostumbra.

### **1.4 FLUJO BIFÁSICO:**

#### **1.4.1 Flujo bifásico en tuberías:**

Se entiende por flujo bifásico, aquel en el cual se presentan dos fases simultáneamente; de naturaleza sólida, líquida o gaseosa.

Existen cuatro posibles combinaciones de flujo bifásico, diferenciadas por las fases presentes dentro de la tubería:

- Flujo líquido-líquido (no miscibles entre ellos),
- Flujo líquido-sólido,
- Flujo líquido-gas y
- Flujo sólido-gas.

El desarrollo de la tecnología de flujo bifásico nace a partir de la década de los 50, dada la necesidad de encontrar una herramienta que permitiera de una forma eficiente el control, medición y predicción de patrones de flujo en tuberías horizontales, inclinadas y verticales en la

industria nuclear; traduciéndose en beneficios importantes para las empresas o sectores industriales en los que este tipo de fenómeno se presenta.

El flujo bifásico (líquido-gas) se hace presente en gran cantidad de procesos industriales, entre los cuales se pueden mencionar, la industria petrolera, química, nuclear y geotérmica entre otras.

En el flujo gas-líquido, la distribución de los fluidos puede tomar cualquier número de formas posibles. Toda esta variedad de formas permite de alguna manera formular una serie de modelos que permiten predecir el comportamiento de este tipo de flujo. Los modelos básicos utilizados se explican brevemente a continuación.

**a) Flujo homogéneo:**

Este modelo es la aproximación más simple, aquí se considera que la mezcla de las fases se comporta como un flujo monofásico. Es aquí donde se utilizan pseudo propiedades definidas como un promedio de las propiedades físicas y termodinámica de cada fase presente en el fluido. Las suposiciones que sustentan este modelo son las siguientes: No hay deslizamiento entre las fases, es decir las velocidades del gas y del líquido son constantes e iguales. Existe equilibrio termodinámico entre las fases. Se implementa el uso de un factor de fricción monofásico.

Las bondades de este modelo radican en la facilidad de su resolución analítica y por esto es utilizado como modelo de referencia, teniendo como contra parte que resulta limitado e inexacto para diversas situaciones, como por ejemplo en el caso de un flujo bifásico en una tubería vertical, donde el efecto de la fuerza gravitatoria actuara en forma diferente en cada fase debido a la diferencia de las densidades.



**b) Flujo separado:**

En este modelo entra en consideración la separación artificial de ambas fases. Las suposiciones sobre la que se sustenta este modelo son: Existe deslizamiento, es decir, las velocidades de la fase líquida y la fase gaseosa se mantienen constantes más no iguales entre sí. Existe equilibrio termodinámico entre ambas fases. Las dos fases conservan independiente los valores de sus propiedades físicas.

Por lo tanto se plantean dos conjuntos de ecuaciones fundamentales; uno para cada fase, los cuales son resueltos de manera simultánea con las ecuaciones que describen la interacción entre ambas fases del fluido.

En este trabajo se utilizará el modelo de flujo homogéneo, debido a que se considera el más aproximado en el caso de transporte de petróleo, en el cual se utilizan en su mayoría tuberías horizontales o con poca inclinación.

**1.4.2 Patrones de flujo:**

Siempre que dos fluidos con diferentes propiedades físicas fluyen simultáneamente en una tubería, hay un amplio rango de regímenes de flujo posibles. Por patrón de flujo, nos referimos a la distribución de cada fase en la tubería, relativa a la otra fase. Muchos investigadores han intentado predecir el patrón de flujo que existirá para varias series de condiciones, y muchos nombres distintos han sido dados a los distintos patrones. Como detalle importante se puede decir que algunas de las más confiables correlaciones de pérdida de presión confían en un conocimiento del patrón de flujo existente.

La predicción de los patrones de flujo para flujo horizontal es más difícil que para flujo vertical. Para flujo horizontal las fases tienden a separarse debido a las diferencias de densidad, causando que sea muy común la formación de un flujo estratificado. Govier y Aziz, entre otros

investigadores han presentado una serie de descripciones de patrones de flujo para flujo de aire y agua horizontal y vertical. Estas ilustran los distintos patrones que pueden resultar y además muestran que ellos dependen de ciertas extensiones de las magnitudes relativas de  $V_{sl}$  y  $V_{sg}$  (ver figuras 1.3a, 1.3b, 1.4a y 1.4b).

El tipo de flujo estudiado posee características que limitan el rango de posibilidades de formas de distribución de los fluidos dentro del canal por el que circulan, siendo éstas, entre otras:

Dependiendo de las condiciones, existen regiones del canal donde una de las fases es continua y la otra discontinua (dispersión de burbujas en una fase líquida).

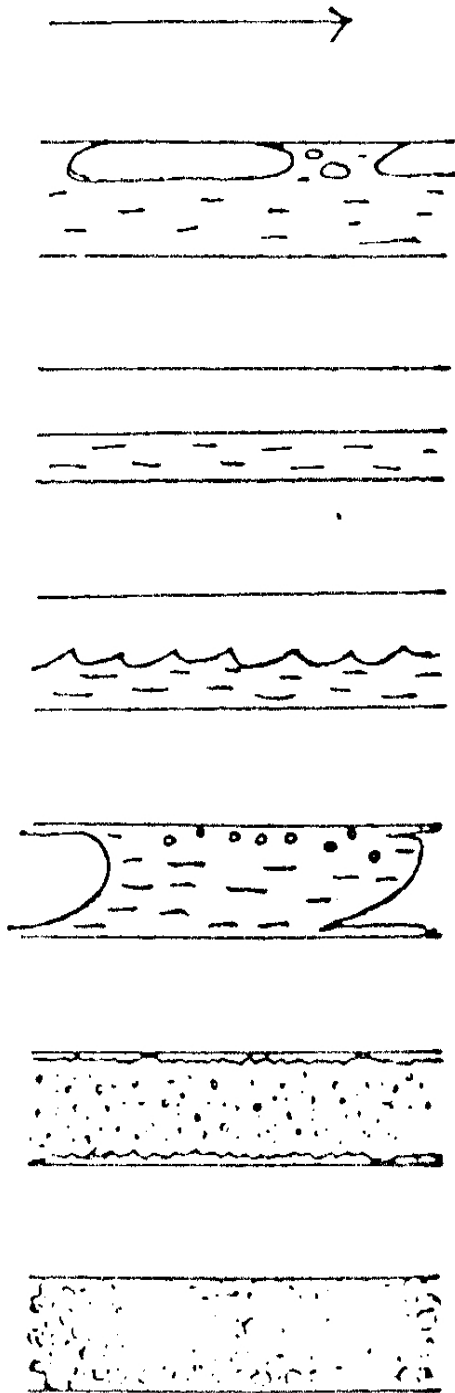
Donde hay regiones de líquido o gas continuo, la fase discontinua (burbujas o gotas) tiende a adquirir una forma esférica bajo la influencia de la tensión superficial. Claramente la influencia de la tensión superficial es mayor, en los elementos más pequeños y discontinuos; las grandes burbujas o gotas tienden a estar sujetas a influencias distorsionantes en el campo de flujo y no se hacen esféricas.

En general, hay tendencias de la pared a estar humedecida por la fase líquida y la fase gaseosa a concentrarse, en muchos casos en el centro del canal.

Cuando el flujo ocurre en una tubería inclinada a cierto ángulo, el patrón de flujo toma las siguientes formas: Para flujo inclinado ascendente, el patrón es casi siempre tipo neblina, el efecto gravedad en el líquido evita la estratificación. Para flujo inclinado descendente el flujo es usualmente estratificado o anular.

La formación de patrones de flujo dentro de la tubería depende de los caudales de gas y líquido manejados, de la geometría de la tubería, de las propiedades de los fluidos y de la inclinación.

FIGURA 1.3a      DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE PATRONES DE FLUJO EN FLUJO HORIZONTAL



**Flujo de Burbuja (Bubble Flow) y de Burbuja Elongada (Elongated Bubble Flow):** Las burbujas se alojan en la parte superior de la tubería. La fracción de gas va de 0,05 a 0,35.

**Flujo Estratificado (Stratified Flow):** Ambos fluidos poseen velocidades bajas y una fracción de gas entre 0,25 y 0,46. El gas se sitúa en la parte superior.

**Flujo Ondulante (Wave Flow):** Se conserva la estratificación, generándose ondas irregulares en la interfase. La fracción de gas va de 0,75 a 0,90 y aumenta la velocidad del gas.

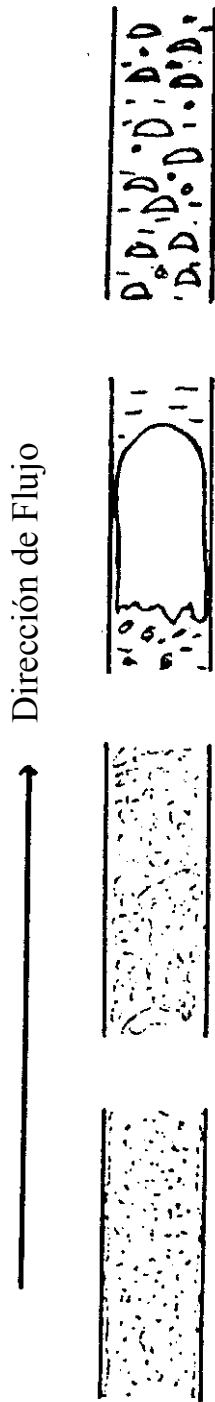
**Flujo de Tapón (Slug Flow):** Se caracteriza por grandes volúmenes de gas que ocupan amplias porciones de la tubería, separadas por tapones de líquido. La fracción de gas está comprendida entre 0,30 y 0,80.

**Flujo Anular (Annular Flow), Flujo anular Neblinoso (Annular Mist Flow):** Se produce un esparcimiento del líquido, formando una película delgada en forma de anillo sobre las paredes de la tubería. El gas circula por la parte interna. La fracción de gas es cercana a 0,90.

**Flujo Disperso (Espumoso) (Dispersed Bubble Flow):** Se presenta para grandes flujos de líquido. La fase gaseosa se encuentra dispersa en forma de burbujas muy pequeñas. La mayor cantidad se encuentra en la parte superior de la tubería.

FIGURA 1.3b

## DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE PATRONES DE FLUJO EN FLUJO VERTICAL



**Flujo de Burbuja o Burbujeante (Bubble Flow):** El gas forma burbujas individuales que están distribuidas por toda la sección transversal de la tubería. Incrementan su tamaño, número y velocidad (mayor que la fase líquida) al incrementar el flujo de gas.

**Flujo de Choque (Slug Flow):** Se caracteriza porque el gas fluye en forma de bala con una superficie limitante.

**Flujo Espumoso o de Transición (Froth Flow):** En este patrón de flujo, las burbujas se degeneran y combinan con el líquido para formar una mezcla altamente turbulenta.

**Flujo Anular (Annular Flow) o Anular Neblinoso (Annular Mist Flow):** El gas fluye hacia arriba en el núcleo del tubo con el líquido moviéndose hacia arriba, pero más lentamente, como una película en las paredes del canal. El gas transporta parte del líquido atrapado como pequeñas gotas. Cuando la velocidad del gas es mucho mayor que la de la película de líquido, se desprenden gotas más pequeñas hasta que casi todo el líquido es atrapado en el núcleo de gas.

FIGURA 1.4a PATRONES DE FLUJO HORIZONTAL EN FLUJO BIFÁSICO [22]

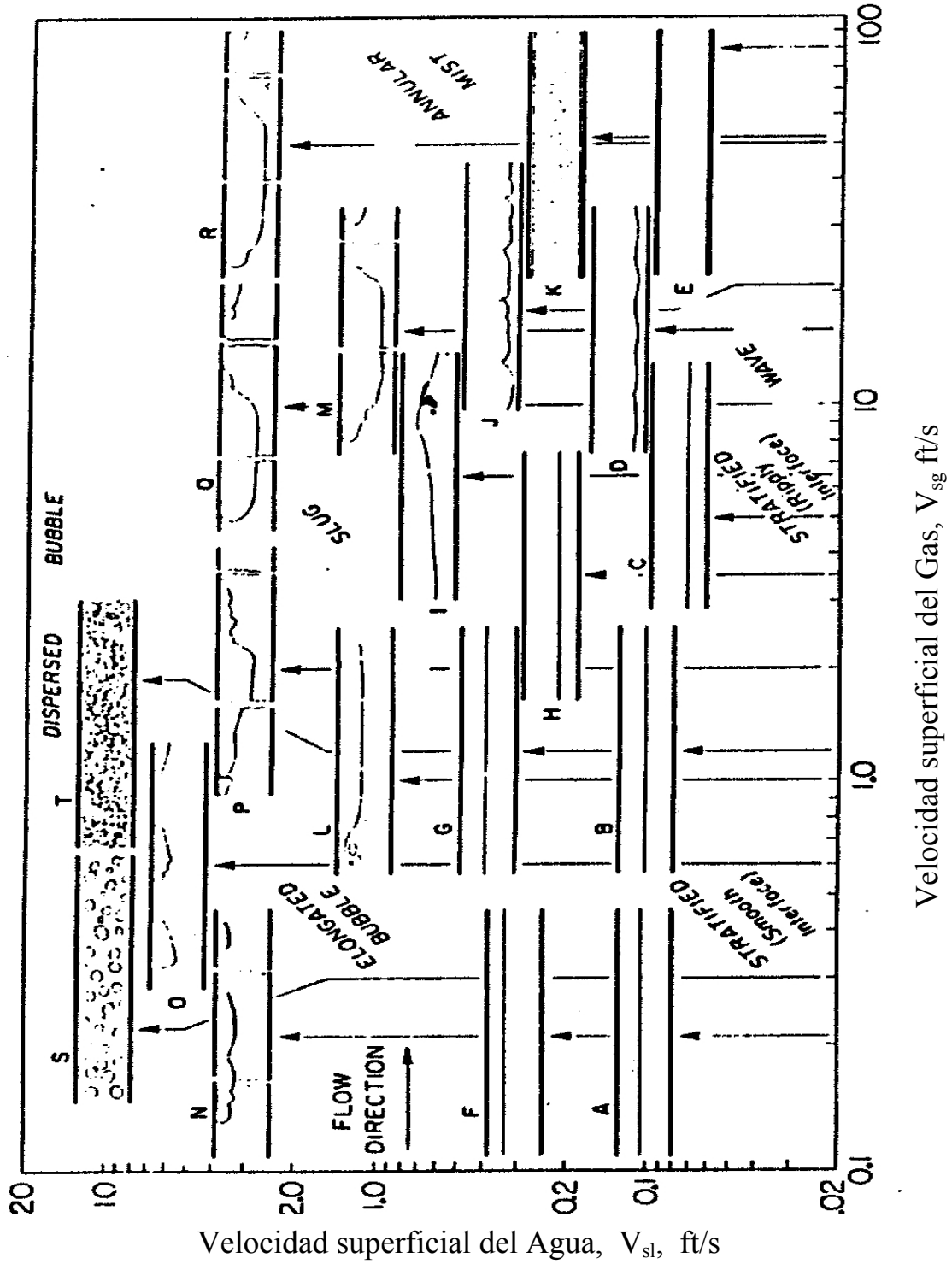
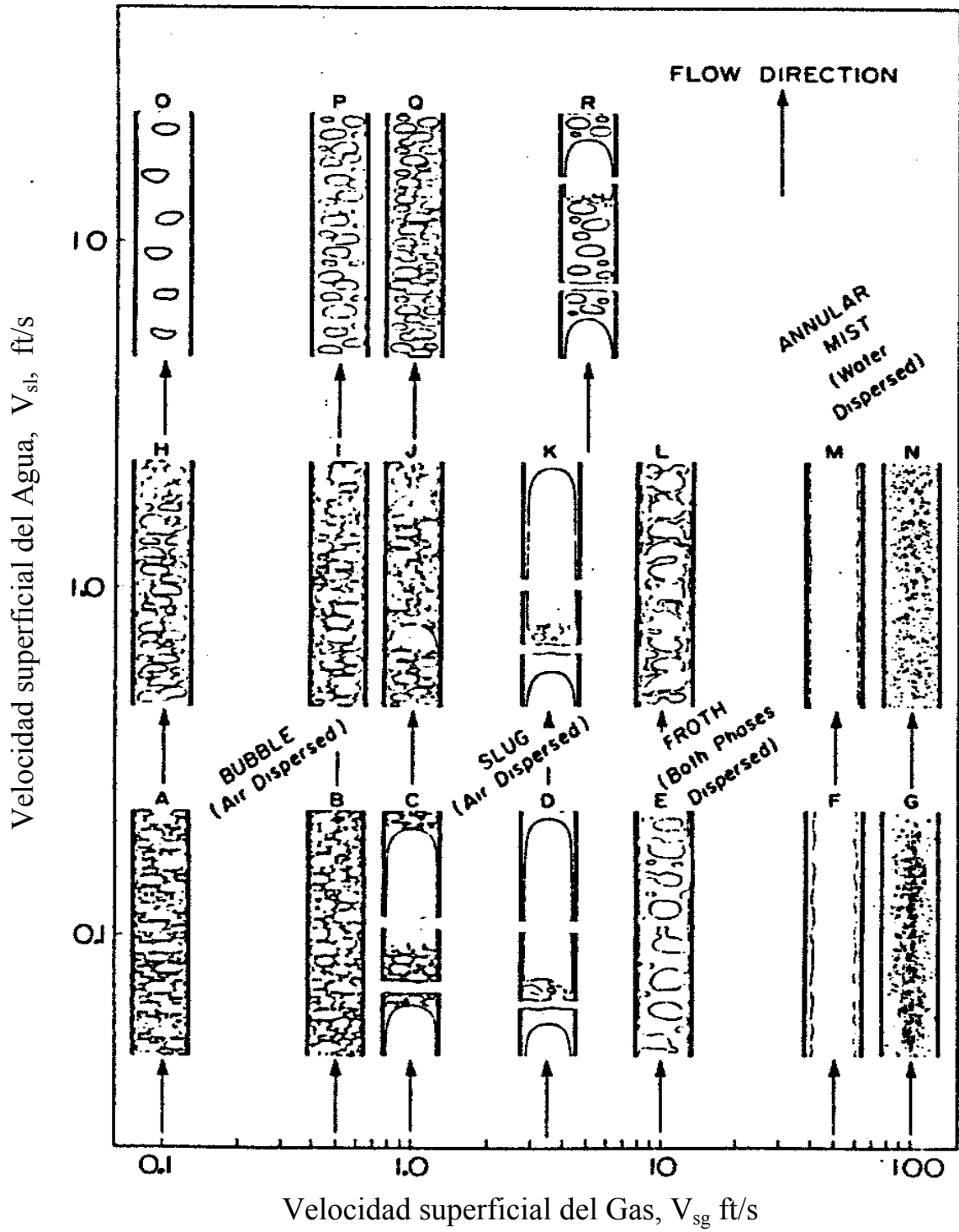


FIGURA 1.4b PATRONES DE FLUJO VERTICAL EN EL FLUJO BIFÁSICO [22]



---

Todas estas posibilidades de formas permiten de alguna manera formular una serie de modelos que permiten predecir el comportamiento de este tipo de flujo. La clasificación de los patrones de flujo en tuberías horizontales y verticales, varía dependiendo del autor. A continuación se da una clasificación de patrones de flujo presentada por Govier y Aziz, para agua y aire como fluidos de trabajo. El comportamiento de otras combinaciones de fluidos resulta similar, con transiciones entre patrones a valores distintos de las velocidades superficiales.

#### **1.4.3 Influencia de la inclinación de las tuberías en los patrones de flujo:**

Los patrones de flujo horizontales son muy sensibles a la inclinación de la tubería; en consecuencia son válidos solo para pequeñas pendientes de hasta 20°. Por esto, para inclinaciones mayores de 20° se debe trabajar con los mapas de tuberías verticales.

#### **1.4.4 Efecto de los accesorios en los patrones de flujo:**

Los accesorios pueden afectar fuertemente el flujo bifásico. Los codos tenderán a separar el flujo, haciendo que el líquido siga por el contorno de la pared, mientras que las válvulas y otras restricciones de flujo dispersarán más las dos fases. Corriente abajo del accesorio, puede tomar distancias de más de 100 veces el diámetro de la tubería antes de que el flujo alcance el equilibrio otra vez. Las separaciones en codos se pueden minimizar usando las conexiones tipo “T” con flujo en una sola vía (“blanked off tees”) en lugar de codos. El flujo debería entrar a la parte recta y salir a través de la ramificación.

La distribución de flujo de dos fases para equipos en paralelo debe ser hecha en forma simétrica. Por ejemplo, la distribución uniforme a través de cuatro intercambiadores en paralelo requiere que el flujo sea dividido primero simétricamente en dos subcorrientes y cada subcorriente otra vez en dos corrientes. Los codos ubicados inmediatamente corriente arriba de las conexiones tipo “T” de distribución deben ser colocados perpendicularmente al plano de las

“T”. Si esto no es posible, se debe usar una “T” con flujo en una sola vía. En casos donde la gravedad afecta seriamente la distribución, el equipo en paralelo debe ser mantenido en el mismo nivel.

#### **1.4.5 Flujo bifásico en la industria petrolera:**

El flujo bifásico aparece frecuentemente en la industria de procesos químicos y en el diseño de diversas instalaciones como condensadores, intercambiadores de calor, reactores, en procesamientos en tuberías, en la generación de energía y en la industria nuclear. Por esto se requiere de métodos para predecir la caída de presión, efecto de atascamiento del líquido (Liquid Holdup) y los procesos de transferencia de calor y patrones de flujo.

En las operaciones de producción es prácticamente imposible conocer a priori el tipo de patrón que se va a obtener, traduciéndose en un aumento de los costos de operación de los pozos y plantas separadoras, ya que se hace necesario sobredimensionar, para garantizar la seguridad de los procesos, debido a las características de fuertes cambios de momento que generan algunos patrones de flujo (por ejemplo, flujo de tapón) sobre los equipos. Así mismo, por la complejidad del fenómeno, se hace difícil el monitoreo y control de las variables del proceso, tales como: caudal, fracciones de gas y líquido, cortes de agua, presiones, etc.

Es necesario el desarrollo de tecnologías seguras y de bajo costo, para hacer que la explotación y transporte a tierra firme del producto sea rentable. El desarrollo de la tecnología multifásica ha sido una respuesta a estos problemas.

#### **1.5 CÁLCULO DE PROPIEDADES:**

La predicción de gradientes de temperatura, interrupciones en la salida de líquido y los cambios en los patrones de flujo que ocurren durante el transporte simultáneo de gas y líquido en



tuberías son necesarios para el diseño en la industria petrolera. Los ingenieros de petróleo encuentran flujo bifásico muy frecuentemente en tuberías de pozo y en líneas de flujo. La producción en campo requiere el transporte de ambas fases, gas y líquido sobre largas distancias antes de la separación. Además, debe ser posible dimensionar estas líneas de tubería a partir de la distribución de presiones. El ingeniero debe ser capaz de calcular la cantidad de líquido contenido en la tubería para varias condiciones de flujo, para diseñar las instalaciones de recolección y separación.

El cálculo de los gradientes de presión requiere conocer valores de condiciones de flujo como la velocidad, y propiedades del fluido como densidad, viscosidad y en algunos casos tensión superficial. Donde quiera que datos medidos en laboratorio de propiedades de fluido estén disponibles, pueden ser usados. Cuando los datos requeridos no están disponibles a las presiones y temperaturas encontradas a las condiciones de flujo, deben ser predichos con correlaciones empíricas. Las secciones siguientes recogen las mejores correlaciones encontradas para predecir las propiedades físicas de los fluidos.

### 1.5.1 Densidad:

Las densidades utilizadas como referencia son: la del agua a 15,5 °C (60 °F) y la del aire a 15,5 °C (60 °F) y 101352,9 Pa abs (14,7 psia).

$$\rho_{\text{air}} = 1,185366 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad \left(0,074 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}\right),$$

$$\rho_{\text{w}} = 999,5521 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad \left(62,4 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}\right)$$

Donde aparezca, la gravedad específica es dada a 15,5/15,5 °C (60°/60 °F) lo que significa que tanto el petróleo como el agua fueron medidos a condiciones estándar de 15,5 °C (60 °F) y presión atmosférica. Es práctica frecuente identificar estas con un subíndice sc. La

industria petrolera usa otros términos de gravedad llamados gravedad API, la cual es definida como:

$$\gamma_{0sc} = \frac{141,5}{(131,5 + \text{API})} \quad 1.1$$

**a) Densidad del gas:**

El gas natural es una compleja combinación de componentes hidrocarburos con impurezas como nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Las leyes de gases ideales o mezclas de gases ideales son inadecuadas para predecir el comportamiento del gas natural, que se comporta como un gas real. La literatura científica contiene cientos de ecuaciones de estado dependientes de diversos factores. La más utilizada para calcular la densidad del gas es la llamada “ecuación de compresibilidad” o “ingenieril”, muy conocida:

$$PV = ZnRT, \quad 1.2$$

$$n = \frac{m}{M_w \gamma_{gf}}, \quad 1.3$$

$$M_w = 29 \frac{\text{kg}}{\text{K mol}}, \quad R = 8,3143 \frac{\text{J}}{\text{K mol}} \quad (10,72 \frac{\text{psia ft}^3}{\text{mol}^\circ\text{R}})$$

De donde, resolviendo para la densidad, obtenemos:

$$\text{S.I:} \quad \rho_g = \frac{m}{V} = \frac{p\gamma_{gf}(29)}{z(8,3143)(1000)T} = 0,003488 \frac{p\gamma_{gf}}{zT} \quad 1.4a$$

$$\text{S.Ing:} \quad \rho_g = \frac{m}{V} = \frac{p\gamma_{gf}(29)}{z(10,72)T} = 2,70 \frac{p\gamma_{gf}}{zT} \quad 1.4b$$

Para las siguientes unidades:

$$\rho_g = \text{Densidad del gas, kg/m}^3 \quad (\text{lb/ft}^3)$$

$$P = \text{Presión, Pa abs} \quad (\text{psia})$$

$$T = \text{Temperatura, K} \quad (^\circ\text{R})$$

$$M = \text{Peso molecular del gas. kg/kmol}$$

$$R = \text{Constante universal de los gases.}$$

$$z = \text{Factor de compresibilidad (adimensional).}$$

$$\gamma_g = \text{gravedad del gas (para el aire } \gamma_g = 1)$$

La gravedad del gas libre,  $\gamma_{gf}$ , es una función de la presión y la temperatura, así como de la composición y cantidad de gas producido de o hacia la solución en el petróleo.

Una alternativa para calcular la densidad del gas que es consecuente con el procedimiento seguido para el petróleo y el agua, esta basado en el factor de volumen de formación de gas,  $B_g$ , que puede ser hallado como sigue:

Asumiendo un número constante de moles, n:

$$\text{S.I:} \quad B_g \equiv \frac{V}{V_{sc}} = \frac{P_{sc} z T}{T_{sc} p z_{sc}} = 351,03 \frac{zT}{P} \quad 1.5a$$

$$\text{S.Ing:} \quad B_g \equiv \frac{V}{V_{sc}} = \frac{P_{sc} z T}{T_{sc} p z_{sc}} = 0,0283 \frac{zT}{P} \quad 1.5b$$

La densidad del gas a cualquier presión y temperatura puede ser obtenida de  $B_g$  y  $\rho_{g_{sc}}$  :

$$\rho_g = \frac{\rho_{g_{sc}}}{B_g} \quad 1.6$$

Donde

$$\text{S.I:} \quad \rho_{g_{sc}} = \gamma_{gf} (1,2238) \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad 1.7a$$

$$\text{S.Ing:} \quad \rho_{g_{sc}} = \gamma_{gf} (0,0764) \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \quad 1.7b$$

### b) Densidad del petróleo:

La predicción de la densidad del petróleo a condiciones in situ es vitalmente importante en cálculos de pérdida de presión bifásica. En el cálculo de la densidad del petróleo in situ el efecto del gas disuelto en el petróleo debe ser tomado en cuenta. Normalmente la composición del gas y la composición líquida no son conocidas, pero una estimación está disponible para  $\gamma_{g_{sc}}$ ,  $\gamma_{0_{sc}}$  y  $R_s$ .

Un método para predecir  $\rho_o$  para crudos saturados es el siguiente:

$$\text{S.I:} \quad \rho_o = \frac{999,586 \gamma_o + 1,2238 \gamma_g R_s}{B_o} \quad 1.8a$$

$$\text{S.Ing:} \quad \rho_o = \frac{350,4 \gamma_o + 0,0764 \gamma_g R_s}{5,615 B_o} \quad 1.8b$$

Para las siguientes unidades:

$$\rho_o = \text{Densidad del petróleo, } \text{kg/m}^3 \quad (\text{lb/ft}^3)$$

$$\gamma_o = \text{Gravedad específica del petróleo (para el agua } \gamma_o = 1)$$

$$\gamma_g = \text{Gravedad del gas (para el aire } \gamma_g = 1)$$

$$R_s = \text{Gas disuelto, } \text{sm}^3/\text{m}^3 \quad (\text{scf/STB})$$

$$B_o = \text{Factor de volumen de formación de crudo.}$$

$$B_o > 1 \text{ (el petróleo se contrae así como pierde su aspecto liviano)}$$

### c) Densidad del agua:

La densidad del agua in situ depende de los sólidos disueltos en ella, su temperatura y cualquier gas que pueda estar disuelto.

La densidad del agua puede ser calculada usando la misma aproximación que para petróleo:

$$\text{S.I:} \quad \rho_w = \frac{\rho_{w_{sc}}}{B_w} = \frac{\gamma_{w_{sc}} (999,52)}{B_w} \quad [\text{kg/m}^3] \quad 1.9a$$

$$\text{S.Eng:} \quad \rho_w = \frac{\rho_{w_{sc}}}{B_w} = \frac{\gamma_{w_{sc}} (62,4)}{B_w} \quad [\text{lb/ft}^3] \quad 1.9b$$

No obstante el efecto del gas en solución es normalmente despreciado debido a la incompresibilidad del agua ( $B_w \cong 1$ ).

$$\text{En consecuencia} \quad \rho_w = \gamma_{w_{sc}} \times 999,52 \quad [\text{kg/m}^3] \quad 1.10a$$

$$\rho_w = \gamma_{w_{sc}} \times 62,4 \quad [\text{lb/ft}^3] \quad 1.10b$$

Para términos prácticos, el efecto de los sólidos totales disueltos puede ser también despreciado; en caso de requerirse mayor exactitud, se puede obtener información al respecto en la literatura.

### d) Densidad del líquido:

La densidad total del líquido puede ser calculada utilizando la densidad del petróleo y el agua y sus caudales si se asume no-deslizamiento entre las dos fases líquidas.

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad 1.11$$

Donde la relación petróleo – agua viene dada por la relación de caudales:

$$f_o = \frac{Q_o}{Q_o + Q_w} = \frac{Q_o' B_o}{Q_o' B_o + q_w' B_w} = \frac{1}{1 + \text{wor} (B_w/B_o)} \quad 1.12$$

Y la relación agua – petróleo por:

$$f_w = 1 - f_o \quad 1.13$$

Si se supone condición de no-deslizamiento agua-crudo. La suposición  $V_w=V_o$  es muy aproximada.

Las magnitudes primadas corresponden a condiciones de almacenamiento.

#### e) Densidad bifásica o de mezcla:

El cálculo de la densidad de la mezcla de ambas fases requiere el conocimiento del efecto de atascamiento del líquido (Liquid holdup). Dos ecuaciones para la densidad bifásica son usadas por distintos investigadores para el flujo bifásico.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \quad ; \text{deslizamiento.} \quad 1.14a$$

$$\rho_s = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \quad ; \text{no-deslizamiento.} \quad 1.14b$$

La ecuación 1.14a es la más usada por los investigadores para determinar el gradiente de presiones debido a una variación de altura. Algunas correlaciones están basadas en el supuesto de no-deslizamiento y usan la ecuación 1.14b.

### 1.5.2 Viscosidad:

El efecto de la viscosidad es difícil de predecir en casos de flujo gas-líquido, líquido-líquido, gas-sólido o líquido-sólido, principalmente si se forman emulsiones. La viscosidad es necesaria en la predicción de los factores de fricción bifásicos y en la determinación del efecto de atascamiento del líquido para flujo gas-líquido.

Para problemas de flujo bifásico en tuberías, las medidas usuales de viscosidad de cada fluido por separado no son adecuadas y normalmente son usadas correlaciones empíricas para estimarla, como las indicadas en los puntos siguientes.

La viscosidad, como otras propiedades físicas de los líquidos, es sensible a los cambios en la presión y la temperatura de la mezcla. Incrementando la temperatura siempre se causa un descenso de la viscosidad. Incrementando la presión siempre se incrementa la viscosidad por encima del punto de burbujeo. No obstante, por debajo del punto de burbujeo, un incremento en la presión causará un incremento en el gas en solución, el cual se convierte en un descenso en la viscosidad.

#### a) Viscosidad del gas:

La viscosidad de las mezclas de gases hidrocarburos a elevadas presiones y temperaturas pocas veces está disponible. Cuando la composición del gas es conocida, las viscosidades de la mezcla de gases a bajas presiones pueden ser calculadas con una precisión del 2 a 3% usando la ecuación de Herning y Zipperer:

$$\mu_g = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i y_i \sqrt{M_i}}{\sum_{i=1}^n y_i \sqrt{M_i}} \quad 1.15$$

Donde:

$\mu_i$  = viscosidad absoluta del componente i-ésimo a temperatura T.

$y_i$  = fracción molar del componente i-ésimo a temperatura T.

$M_i$  = Peso Molecular del componente i-ésimo a temperatura T. [kg/kmol]

### **b) Viscosidad del petróleo:**

El procedimiento más usado para determinar la viscosidad dinámica del petróleo a un valor dado de presión y temperatura es determinar  $\mu_{OD}(T)$ , la viscosidad a una atmósfera y la temperatura deseada, o viscosidad en tanque de almacenamiento, y ajustar  $\mu_{OD}(T)$  por los efectos de presión y gas en solución. Esta viscosidad se refiere a petróleo crudo libre de gas.

$\mu_{OD}$  a la temperatura deseada, puede ser obtenida por interpolación entre dos valores determinados experimentalmente, normalmente a 37,8 °C (100 °F) y 98,9 °C (210 °F), usando las cartas de temperatura vs viscosidad cinemática estándar de la ASTM. No obstante, la correlación más comúnmente usada para obtener  $\mu_{OD}(T)$  fue propuesta por Beal, y es mostrada en la figura 1.5.

La viscosidad del crudo vivo (crudo fluyente) in situ es estimada a partir de la viscosidad del crudo libre de gas a la temperatura deseada  $\mu_{OD}(T)$  con la correlación de Chew y Connally. Ellos descubrieron el comportamiento rectilíneo de la curva  $\mu_0$  vs  $\mu_{OD}(T)$  para un valor dado de  $R_s$  sobre papel log-log (ver figura 1.6.). Chew y Connally determinaron la pendiente de cada curva de  $R_s$  y el correspondiente  $\mu_0$  para un valor de  $\mu_{OD}=1,0$  cP. Estas intersecciones y los valores de pendiente fueron replanteados vs  $R_s$  y aparecen en la figura 1.7.



FIGURA 1.5 VISCOSIDAD DEL CRUDO LIBRE DE GAS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA Y LA GRAVEDAD API [22]

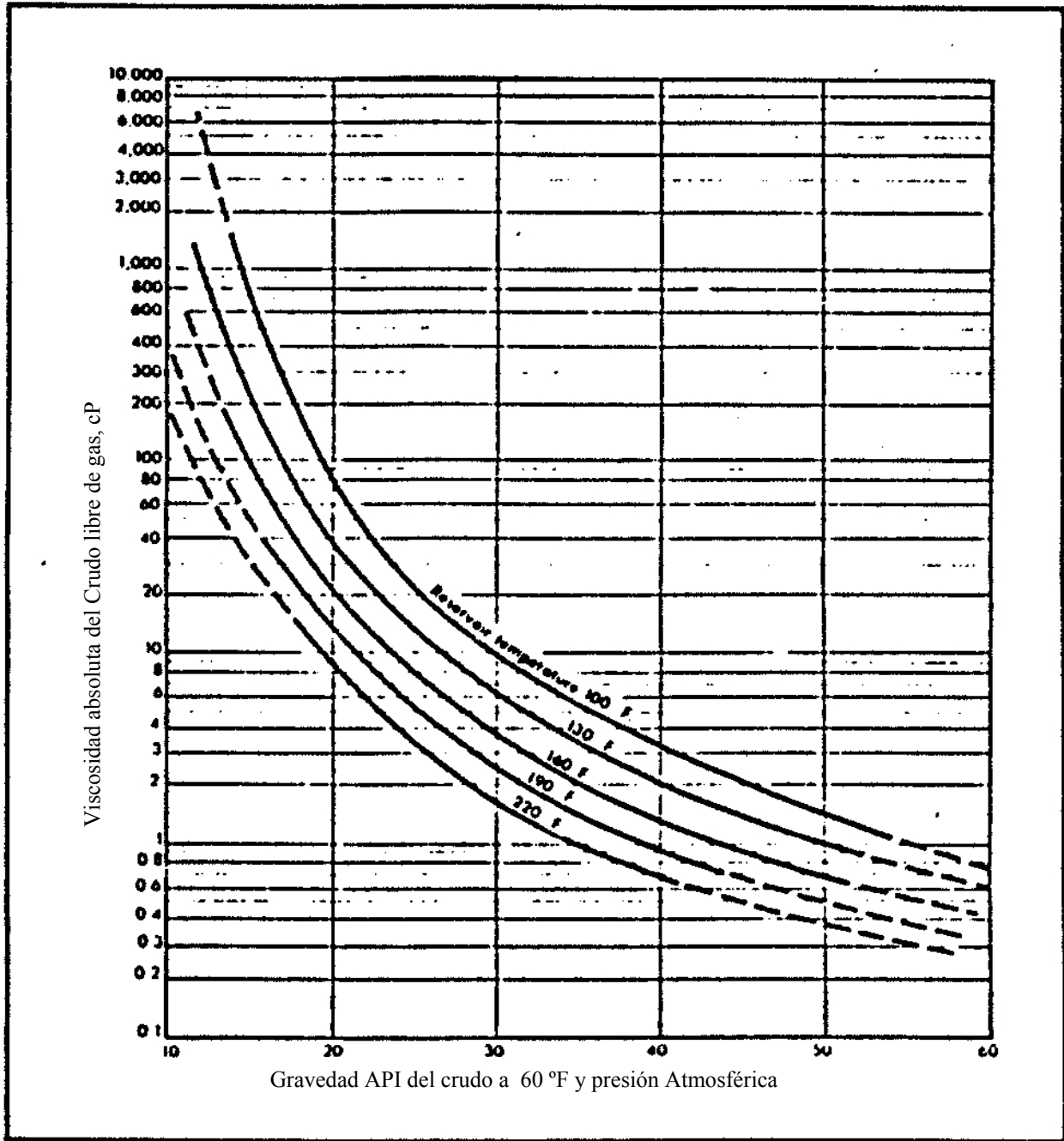
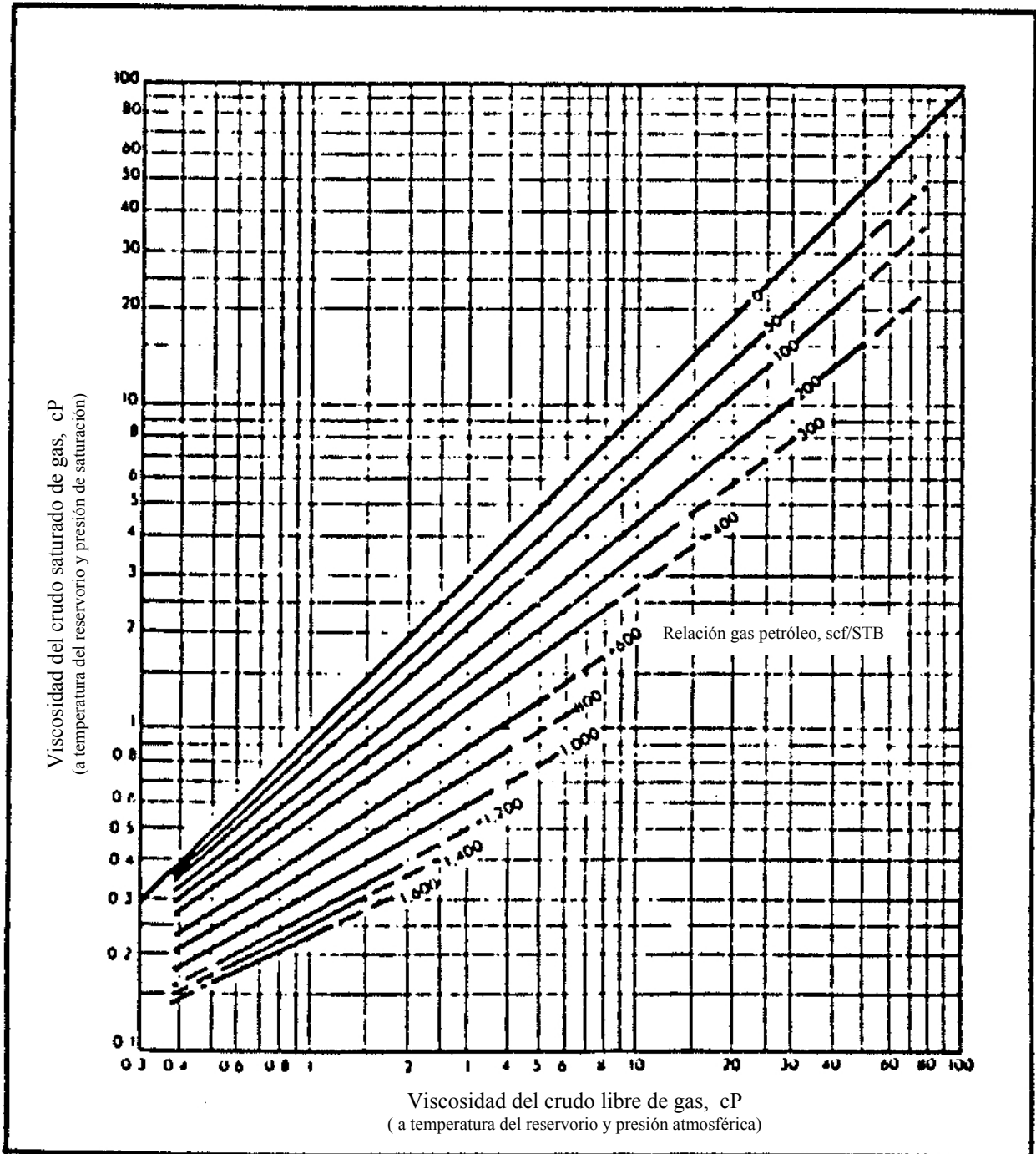


FIGURA 1.6 VISCOSIDAD DE CRUDO SATURADO DE GAS A TEMPERATURA Y PRESIÓN DESEADAS [22]



Después de obtener los valores de A y b de la figura 1.7 la viscosidad del petróleo vivo (petróleo fluyente) es calculada usando la ecuación:

$$\mu_0 = A [\mu_{OD}(T)]^b \quad 1.16$$

Cuando el crudo es insaturado, la viscosidad obtenida arriba debe ser corregida por la influencia de la presión. Esto se puede hacer utilizando la figura 1.8.

FIGURA 1.7 FACTORES A Y B PARA USARSE EN LA CORRELACIÓN DE VISCOSIDAD DE CHEW Y CONNALLY [47]

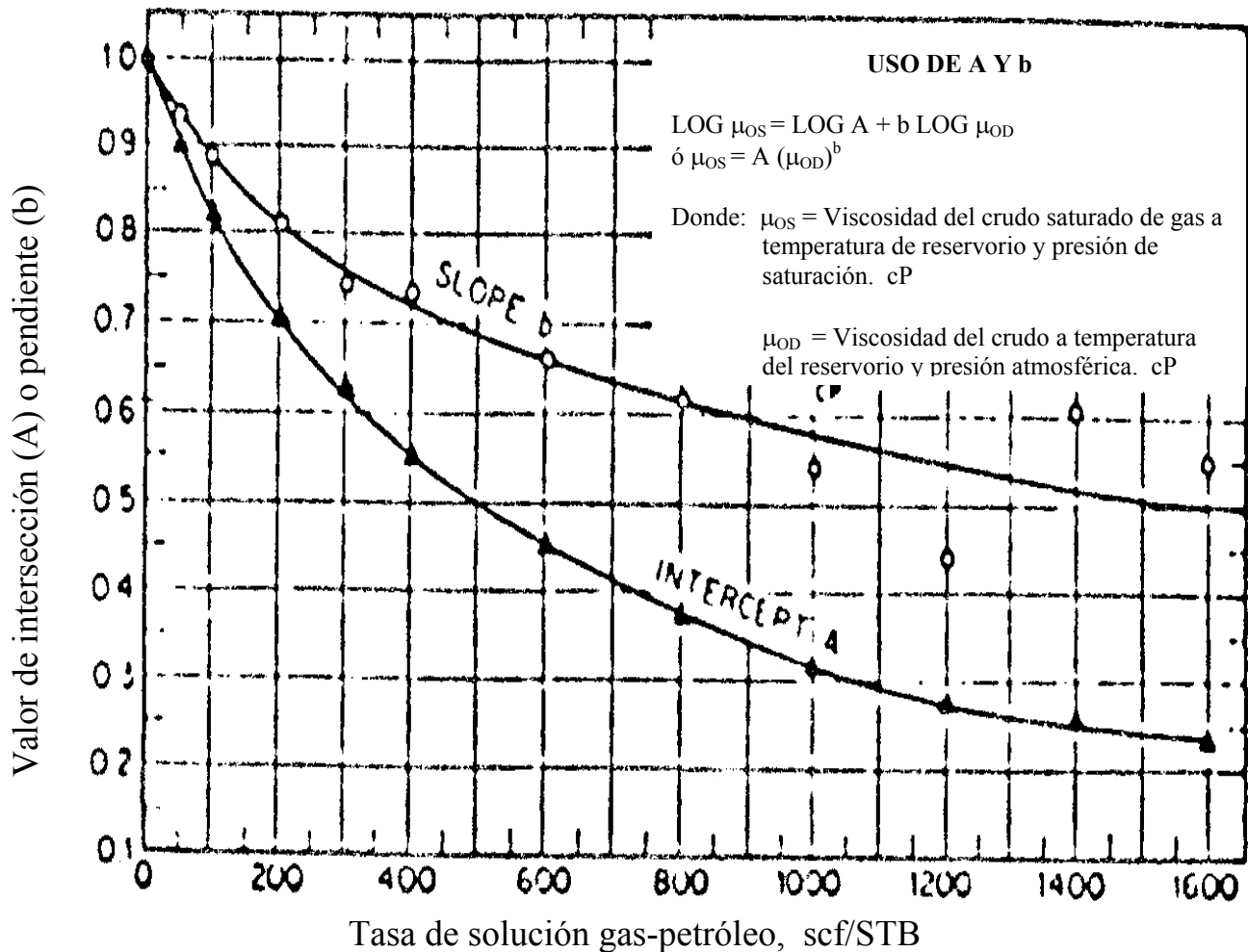
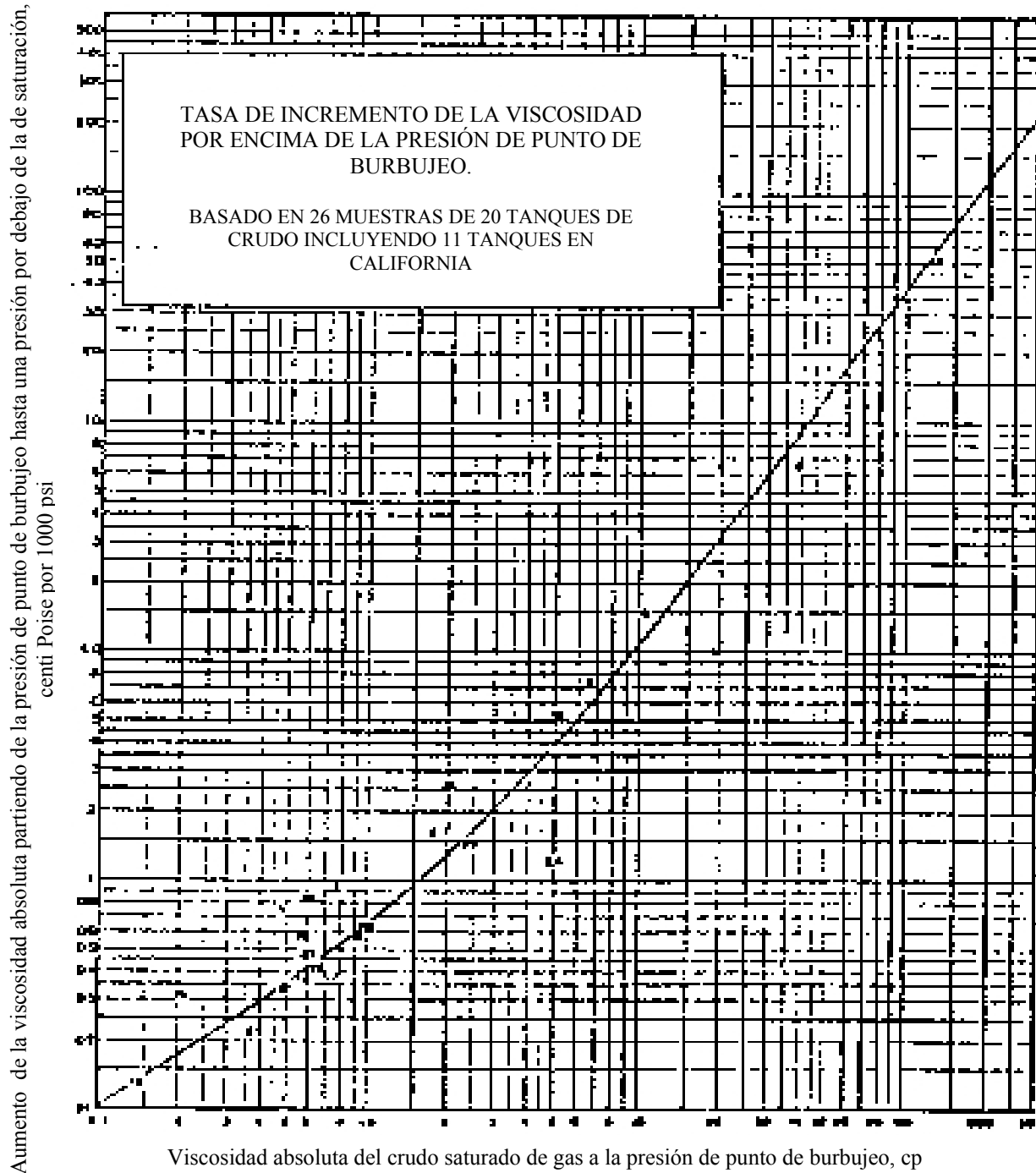


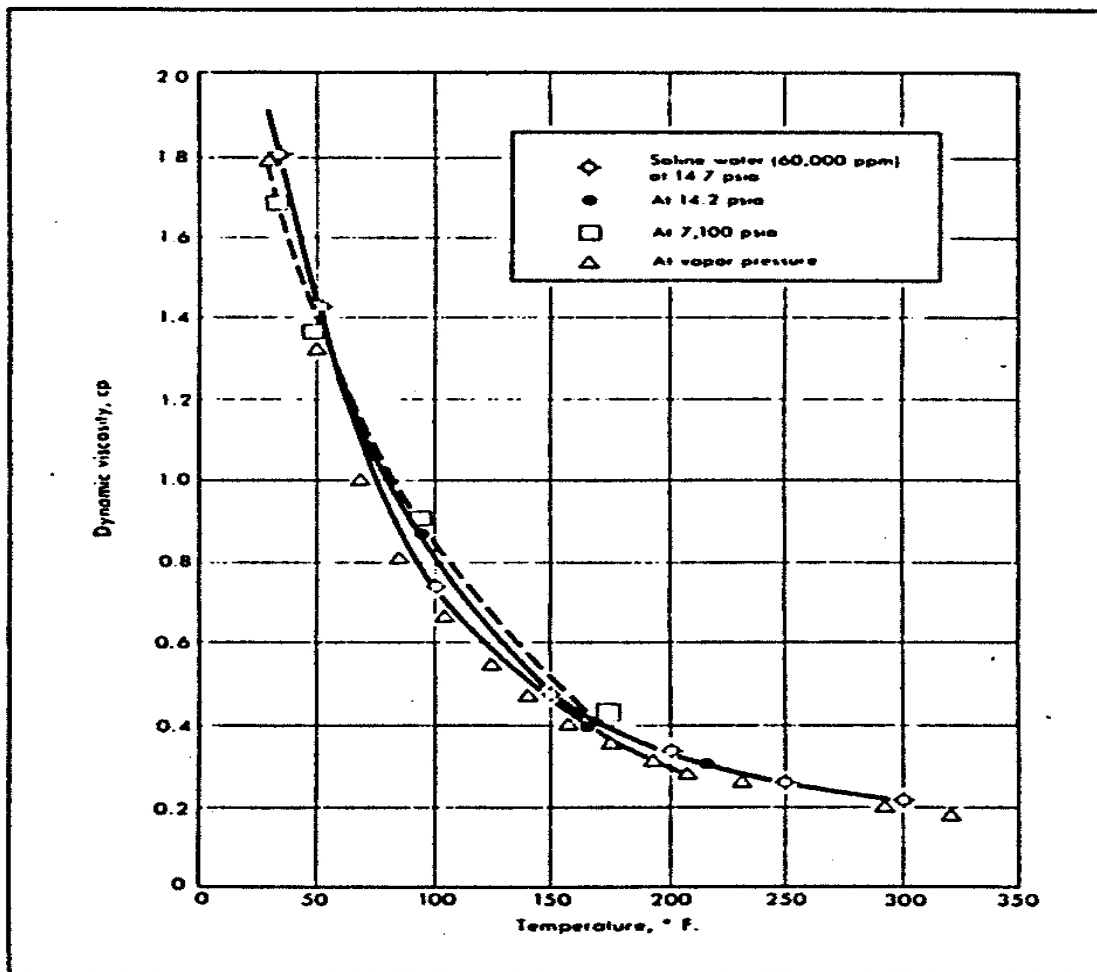
FIGURA 1.8 TASA DE INCREMENTO DE LA VISCOSIDAD RESPECTO AL PUNTO DE BURBUJEO [22]



### c) Viscosidad del agua:

Los datos de viscosidad en agua en campos petrolíferos son muy escasos. La viscosidad del agua se incrementará a medida que la presión aumente, se incrementará también a medida que la cantidad de sólidos disueltos aumente, y debe disminuir significativamente al aumentar el gas en solución. No hay datos disponibles del efecto del gas en solución. De cualquier manera, el efecto de la temperatura en la viscosidad del agua fue reportado por Van Wingen y aparece en la figura 1.9. Se puede obtener también por tablas a las condiciones in situ.

FIGURA 1.9 VISCOSIDAD DEL AGUA A TEMPERATURA Y PRESIÓN DEL PETRÓLEO EN CAMPO COMO APROXIMACIÓN [22]



**d) Viscosidad de la mezcla de líquido:**

La viscosidad de una mezcla de petróleo y agua es usualmente calculada usando la relación agua-petróleo, utilizando la ecuación:

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad 1.17$$

Donde:

$f_o$  es la relación petróleo-agua (ec. 1.12)

$f_w$  es la relación agua-petróleo (ec. 1.13)

**e) Viscosidad bifásica:**

La viscosidad bifásica vendría dada por la expresión:

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g H_g \quad 1.18$$

Donde:

$H_L$  es el atascamiento de líquido y  $H_g$  es el atascamiento de gas que se explican en el punto 1.6.2.

**f) Emulsiones:**

Una emulsión es un coloide formado por dos líquidos inmiscibles, en el cual, aunque aparenta ser una sola fase, realmente tenemos un líquido disperso en finas gotas (fase dispersa) inmerso en una fase continua (fase dispersante), que según distintas variables puede tener un amplio rango de estabilidades, aunque al permanecer en reposo suficiente tiempo, tarde o temprano se separará en sus componentes originales por el gradiente de densidades.

Las emulsiones se originan por mezcla de ambos líquidos a altas velocidades y presiones. En el caso de la producción de petróleo, se dan a veces todas las condiciones para su formación en la boca del pozo, y debido a la alta tendencia de la mezcla petróleo- agua a formar emulsiones, no es extraño que las labores de separación en ocasiones incluyan la inyección de químicos desemulsificantes.

La formación de emulsiones es realmente el único problema operativo que puede dar la fase líquida en la producción de petróleo. En general los equipos pueden manejarla, pero deben tomarse en cuenta tres puntos:

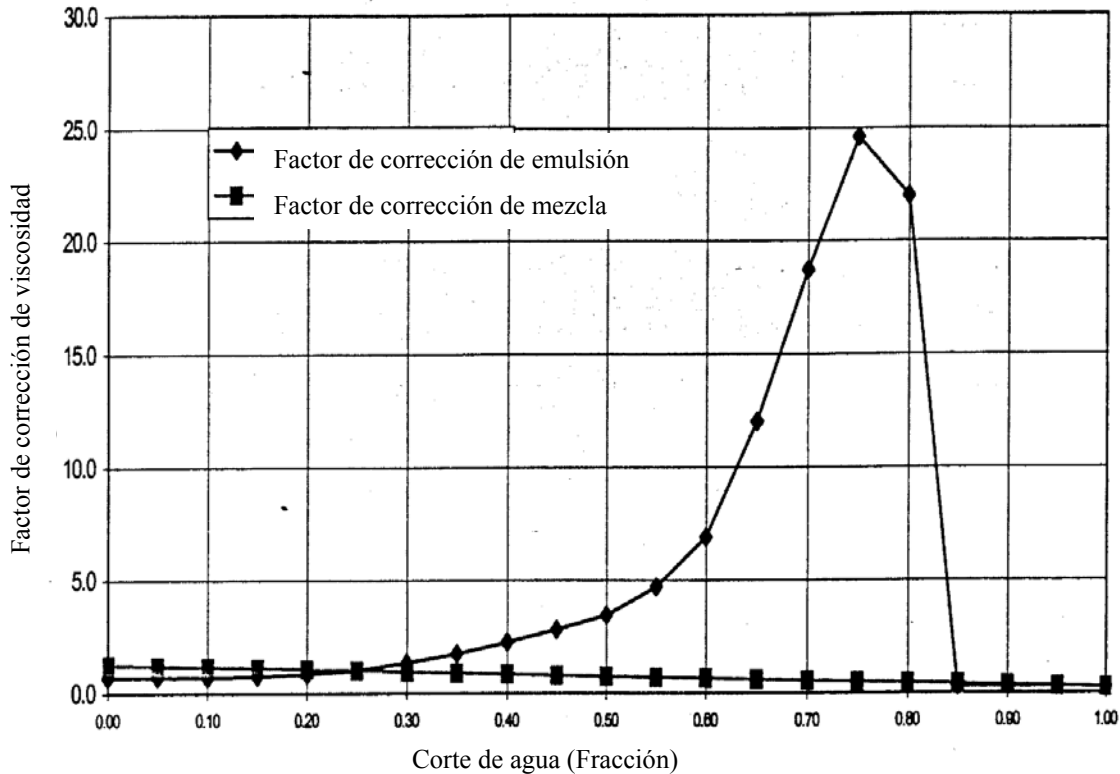
- Usualmente los tiempos de separación son largos, mayores que los tiempos de residencia en los separadores, y mientras exista movimiento tiende a mantenerse la emulsión.
- La densidad se considera como la promedio de la fase líquida.
- La viscosidad cambia violentamente al formarse emulsiones; este es el principal problema de dichas mezclas, por lo que en los cálculos de diseño hidráulico deben introducirse factores de corrección de la viscosidad (ver figura 1.10).

Estudiando la figura 1.10, se observa que en el fluido multifásico se pueden encontrar los siguientes casos para la fase líquida:

- 100% petróleo.
- Mezcla de petróleo (mayor proporción) con agua (menor proporción).
- Emulsión de agua (fase dispersa) en petróleo (fase dispersante).
- Emulsión de petróleo (fase dispersa) en agua (fase dispersante).
- Mezcla de agua (mayor proporción) con petróleo (menor proporción).
- 100% agua.

Recordando que la formación de emulsiones no dependerá solo del corte de agua; también será función de la temperatura, la presión y las velocidades de flujo.

FIGURA 1.10 FACTOR DE CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD PARA MEZCLAS AGUA-PETRÓLEO Y EMULSIONES [78]



### 1.5.3 Tensión superficial.

La importancia relativa de la tensión superficial en la pérdida de presión cuando ocurre flujo bifásico en una tubería es normalmente pequeña. El efecto es usualmente despreciable, siendo la densidad y la viscosidad las propiedades fundamentales para el estudio del flujo multifásico. No obstante, los valores de la tensión superficial gas-líquido son usados para determinar el régimen de flujo y el atascamiento de líquido (liquid holdup). Es importante destacar que el efecto de la tensión superficial entre crudo y agua no es significativo para el cálculo; solo es importante para las características de la emulsión (si esta se forma), pero debe recordarse que el efecto relevante para la operación de la bomba es el aumento de la viscosidad.



Cuando la fase líquida contiene mezcla de agua y crudo, la tensión superficial de toda la fase se calcula de manera semejante al cálculo de la densidad y la viscosidad:

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad 1.19$$

Donde:

$\sigma_L$  = Tensión superficial de la fase líquida.

$\sigma_o$  = Tensión superficial del crudo.

$\sigma_w$  = Tensión superficial del agua.

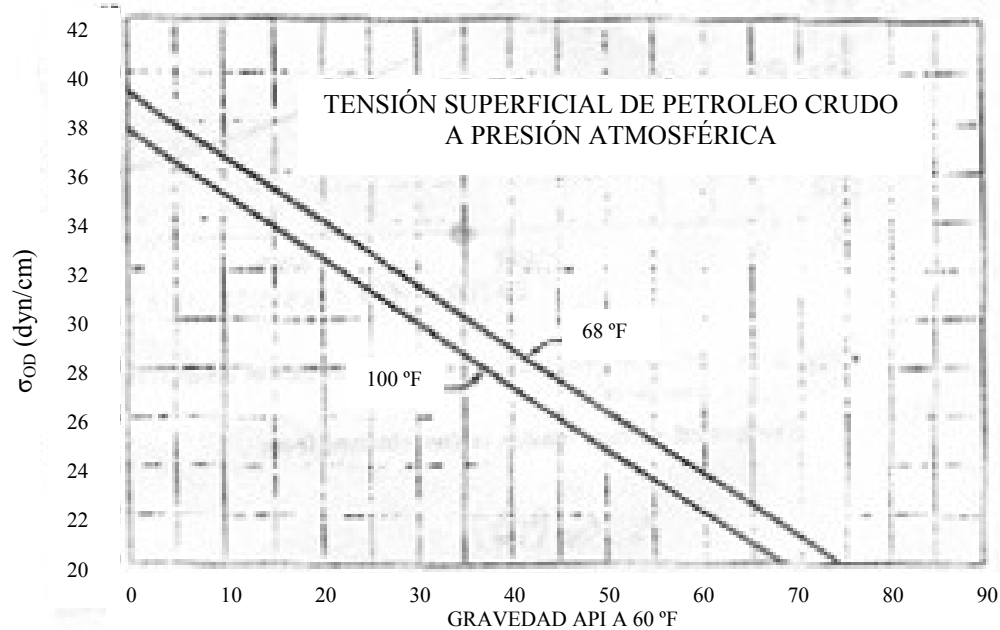
Todas medidas en dyn/cm

#### **a) Tensión superficial gas-crudo:**

La tensión superficial entre gas natural e hidrocarburos líquidos varía desde aproximadamente 35 dyn/cm a bajas presiones y bajas gravedades API hasta 0 dyn/cm a presión crítica, donde la miscibilidad es completa. Un estimado de la tensión superficial de crudo puro ( $\sigma_{OD}$ ) a condiciones de almacenamiento (esto es, a presión atmosférica) se observan en la figura 1.11.

Debido a que el efecto de la temperatura en  $\sigma_{OD}$  no es bien conocido, no se recomienda extrapolar más allá de los límites entre 68 °F y 100 °F. Se pueden tomar los resultados entre estas temperaturas como estimados aceptables. El efecto de la presión (o gas en solución) consiste en disminuir el valor de la tensión superficial en el crudo; los valores de tensión superficial para crudo conteniendo gas disuelto ( $\sigma_o$ ) expresado en forma de porcentaje de la tensión superficial para crudo puro se observan en la figura 1.12.

FIGURA 1.11 TENSIÓN SUPERFICIAL DE PETRÓLEO CRUDO A PRESIÓN ATMOSFÉRICA (TRABAJO DE BAKER Y SWERDLOFF) [47]



### b) Tensión superficial gas-agua:

La tensión superficial para sistemas gas-agua ha sido investigada por Hocott y por Hough et al. Los resultados de sus trabajos están plasmados en la figura 1.13, preparada por Katz et al. Las curvas a 23,33 °C (74 °F) y 137,77 °C (280 °F) pertenecen a Hough et al., y fueron conseguidas a partir de sistemas agua – gas metano; las otras dos fueron obtenidas por Hocott y reflejan el comportamiento de una mezcla agua – gas natural.

Aunque estos resultados sugieren que todos los experimentos fueron validados, su uso para predecir  $\sigma_w$  como una función de factores como la salinidad del agua y la composición del gas es altamente cuestionable. No obstante, se puede interpolar linealmente entre las curvas de 23,33 °C (74 °F) y 137,77 °C (280 °F) del trabajo de Hough et al., y obtener estimaciones aceptables de  $\sigma_w$ .

FIGURA 1.12 EFECTO DEL GAS EN SOLUCIÓN EN LA TENSIÓN SUPERFICIAL DE PETRÓLEO CRUDO (BAKER Y SWERDLOFF) [47]

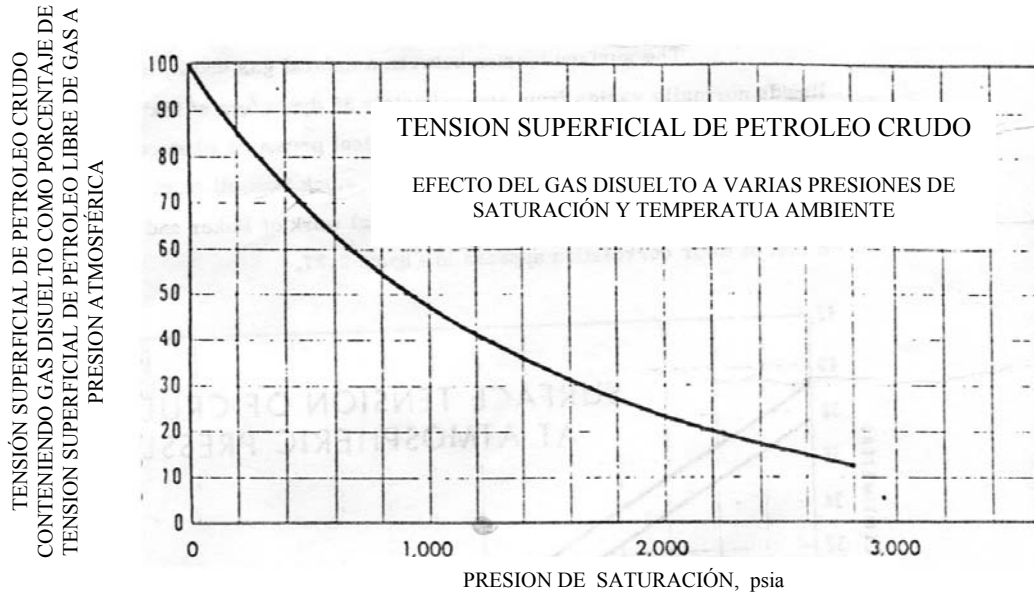
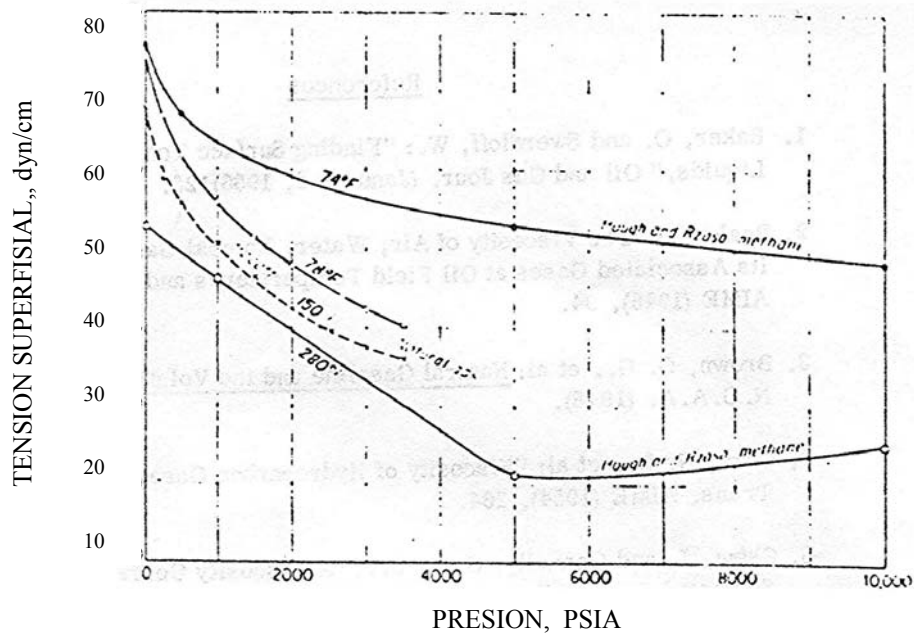


FIGURA 1.13 EFECTO DEL GAS DISUELTO, LA PRESIÓN Y LA TEMPERATURA EN LA TENSIÓN SUPERFICIAL DEL AGUA [22]



#### 1.5.4 Tasa de solución gas / petróleo ( $R_s$ ):

Bajo condiciones de aumento de presión, el petróleo crudo absorbe el gas disponible en forma de solución. A la inversa, el gas se producirá a partir de petróleo crudo saturado bajo condiciones de descenso de la presión. En consecuencia, la composición de las fases de líquido y gas es un problema de equilibrio de líquido-vapor para petróleo liviano como líquido saturado. Las dos principales correlaciones empíricas para el cálculo de  $R_s$  fueron desarrolladas por Lasater y por Standing. La correlación de Lasater es frecuentemente considerada como la más precisa y fue desarrollada a partir de datos en sistemas de petróleo negro producido en Canadá, Oeste y Centro de los Estados Unidos, y Sudamérica.

##### Correlación de Lasater:

La base para la correlación de Lasater es la siguiente relación:

$$\frac{p_b \gamma_g}{T} \propto y_g \quad \gamma_g \text{ @ condiciones estándar}$$

Donde:  $y_g$  = fracción molar de gas =  $f(R_s, M_0)$   
 $p_b$  en psia  
 $T$  en °R

$M_0$  = peso molecular efectivo del crudo en tanque de almacenamiento.

Aplicando la ecuación:

$$\text{S.I:} \quad y_g = \frac{0,0148 R_s}{0,0148 R_s + \frac{350\gamma_0}{M_0}} \quad 1.20a$$

$$\text{S.Ing: } y_g = \frac{\frac{R_s}{379,3}}{\frac{R_s}{379,3} + \frac{350\gamma_0}{M_0}} \quad 1.20b$$

Donde:

$M_0$  = Peso molecular efectivo del crudo en tanque de almacenamiento.

$R_s$  en  $\text{sm}^3/\text{m}^3$

$\gamma_0$  se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\gamma_0 = \frac{141,5}{131,5 + \text{API}} \quad 1.21$$

De tal manera que se puede calcular  $R_s$  a partir de la correlación empírica representada por la figura 1.14, conocido  $p_b$ , o viceversa.

FIGURA 1.14 CORRELACIÓN DE LASATER DEL FACTOR PRESIÓN EN PUNTO DE BURBUJEO CONTRA FRACCIÓN MOLAR DE GAS <sup>[47]</sup>

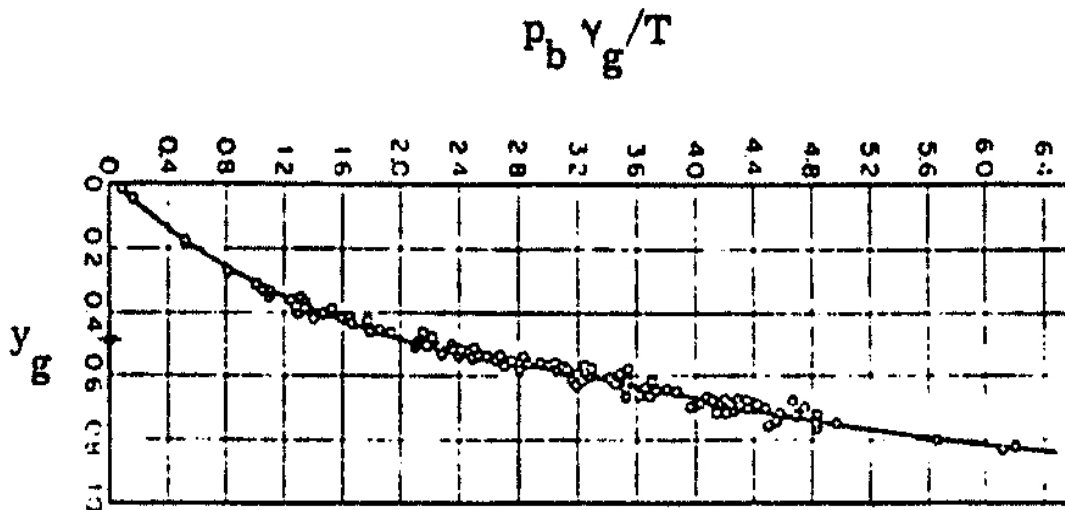
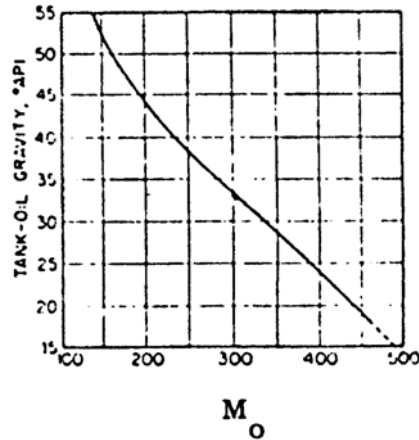


FIGURA 1.15 PESO MOLECULAR EFECTIVO DEPENDIENDO DE LA GRAVEDAD API EN TANQUE DE ALMACENAMIENTO [47]



### 1.5.5 Factor de volumen de formación de crudo:

El factor de volumen de formación de crudo,  $B_o$ , es usado para predecir el cambio en volumen de petróleo cuando este experimenta un cambio de presión y temperatura. El cambio en volumen es una combinación de los efectos de la compresibilidad, expansión térmica y transferencia de masa, el cual es representado por una formación de gas desde o hacia la solución. En consecuencia  $B_o$  es el volumen total de crudo a ciertas condiciones de  $P$  y  $T$ , ocupado por un barril de petróleo más el gas en solución. La correlación empírica usada frecuentemente para predecir  $B_o$  fue desarrollada por Standing. Para crudo saturado:

$$B_{OB} = 0,972 + 0,000147F^{1,175} + C \quad 1.22$$

$$\text{S.I:} \quad F = 5,615R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)_{S.C.}^{0,5} + 2,25T + 40 \quad 1.23a$$

$$\text{S.Ing:} \quad F = R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)_{S.C.}^{0,5} + 1,25T \quad 1.23b$$

Donde:

$$B_{0B} = m^3/m^3 \quad (\text{barrel/STB})$$

$$T = ^\circ\text{C} \quad (^\circ\text{F})$$

$$R_s = \text{sm}^3/\text{m}^3 \quad (\text{scf/STB})$$

C = Factor de corrección.

Si no hay datos disponibles, C es asumido como 0,0. Por otro lado, cuando se realizan cálculos manuales, es más sencillo usar el nomograma de la ecuación, mostrado en la figura 1.16.

Si todo el gas disponible está en solución, un incremento de presión va a producir crudo insaturado; en este caso la correlación de Standing no puede ser usada; se debe entonces estimar la compresibilidad del petróleo y el valor de  $B_0$  puede ser aproximado usando:

$$B_0 = B_{0b} \times e^{-c_0(p-p_b)} \quad 1.24$$

$p_b$  es calculado de la correlación de gas en solución de Lasater o Standing (figura 1.17), conocido  $R_s$ , o a partir de tablas de propiedades de hidrocarburos.  $B_{0b}$  es obtenido de la correlación de Standing (ecuación 1.22) para este mismo  $R_s$ .  $c_0$  se estudia en el punto siguiente.

### Compresibilidad del petróleo:

Es necesario estimar un valor de compresibilidad del petróleo (o coeficiente de compresibilidad isotérmica) para predecir los factores de volumen de formación de crudo en crudos insaturados. La compresibilidad del petróleo es calculada por:

$$c_0 = \frac{c_r P_r}{P} \quad 1.25$$

Donde:

$$c_0 = \text{factor de compresibilidad del crudo, en Pa abs}^{-1} \quad (\text{psia}^{-1})$$

$c_r$  = factor de compresibilidad reducida del crudo.

$P_r$  = presión reducida del crudo

$P$  = presión del crudo, en Pa abs. (psia)

$c_r$  se obtiene de la figura 1.15 a partir de la temperatura reducida y la presión reducida. La temperatura reducida se obtiene de la figura 1.17, y la presión reducida ( $P_r$ ) se obtiene del cociente entre presión y presión crítica.

FIGURA 1.16 CARTA PARA DETERMINAR EL FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACIÓN DE CRUDO USANDO LA CORRELACIÓN DE STANDING [22]

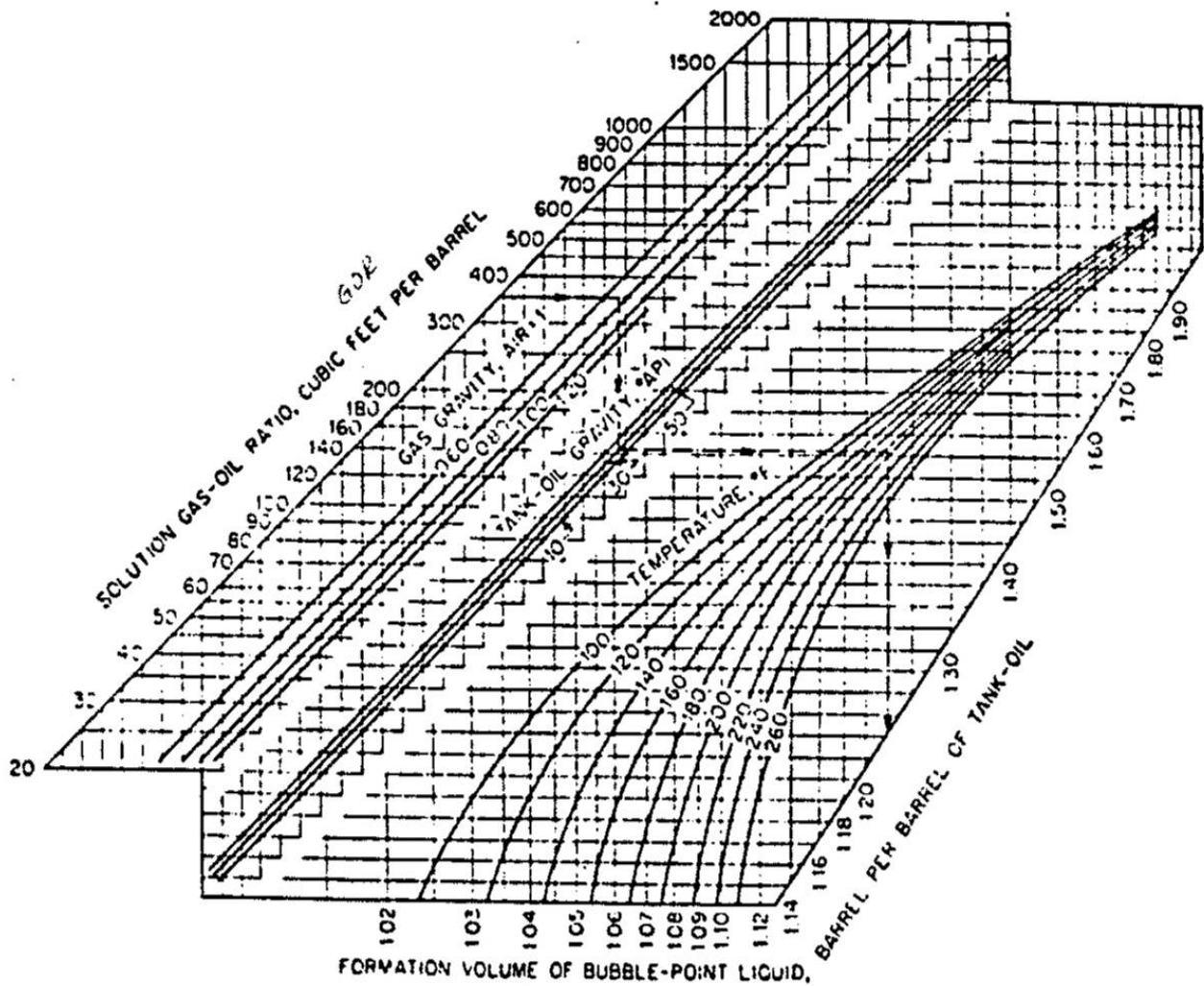




FIGURA 1.17 VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA CRÍTICA DEL CRUDO CON LA GRAVEDAD ESPECÍFICA Y LA PRESIÓN EN EL PUNTO DE BURBUJEO DEL LÍQUIDO

A 60 °F [22]

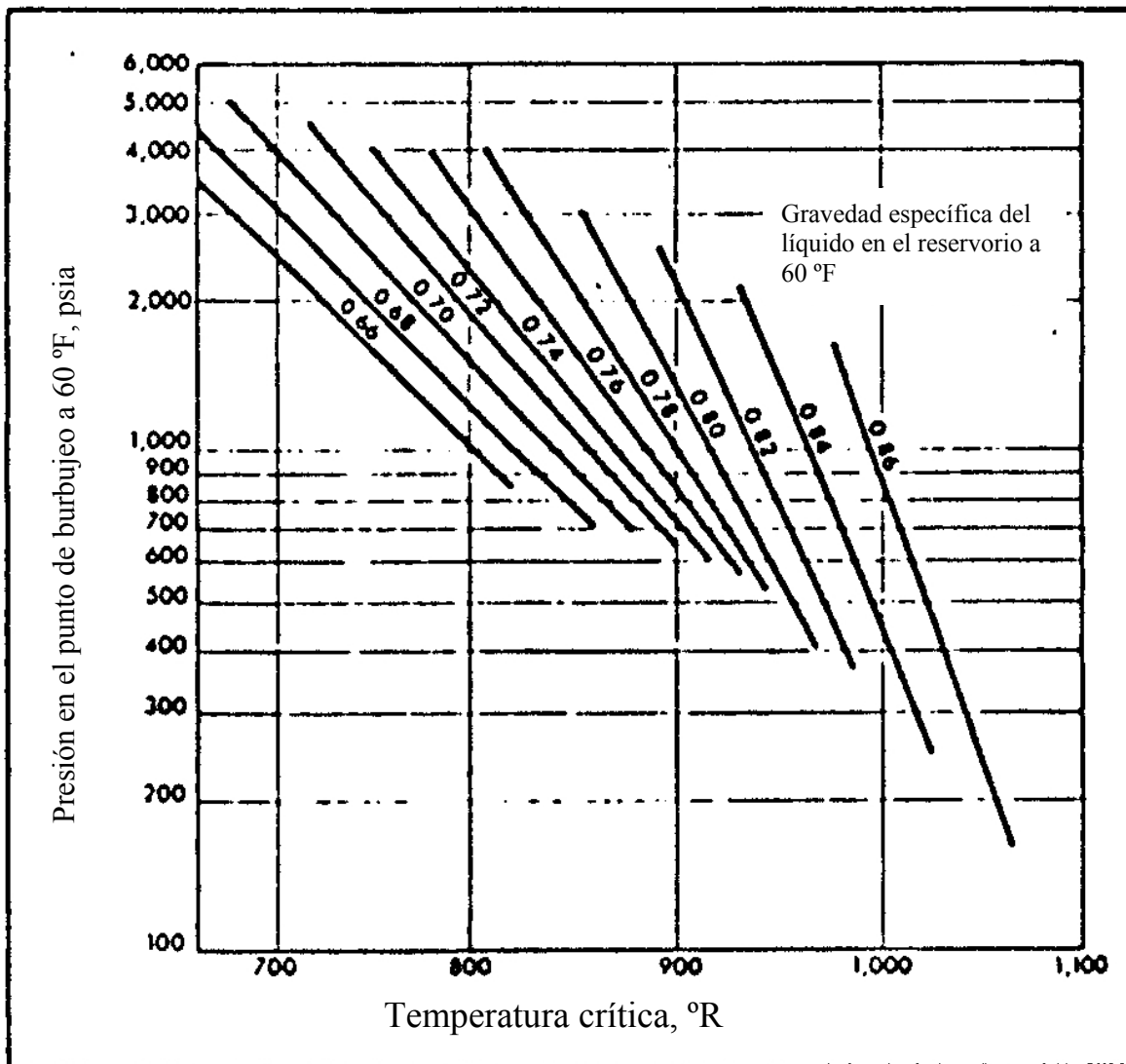
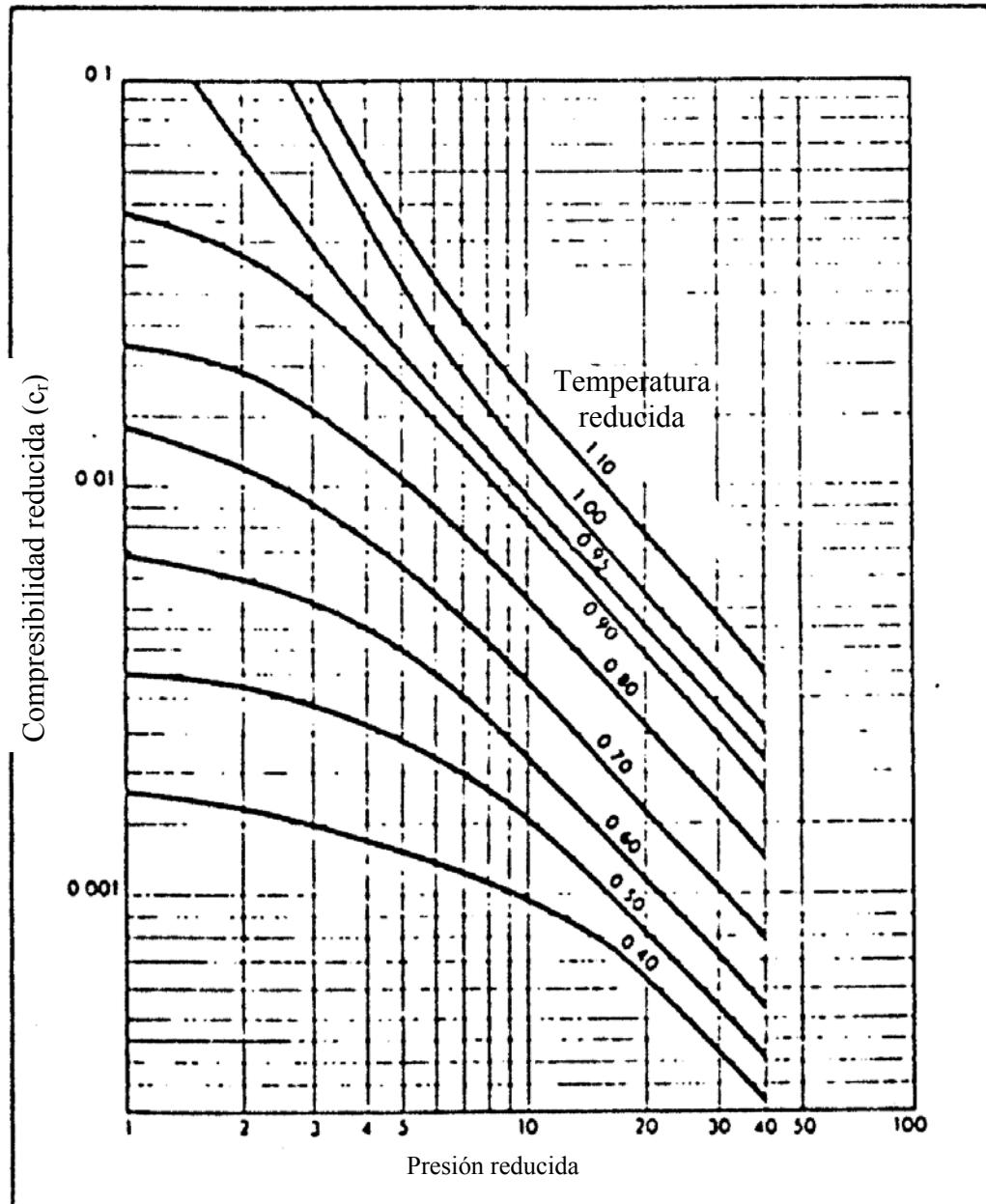


FIGURA 1.18 VARIACIÓN DE COMPRESIBILIDAD REDUCIDA CON LA PRESIÓN REDUCIDA Y LA TEMPERATURA REDUCIDA [22]



### 1.5.6 Factor de volumen de formación del agua:

Es una práctica común despreciar la compresibilidad del agua, la expansión térmica del agua y la solubilidad del gas en el agua, debido a que sus efectos son sumamente pequeños; puesto que estos son los tres factores que contribuyen a la expansión o contracción del petróleo y el agua se asume que el factor de volumen de formación del agua,  $B_w$  es 1,0.

### 1.5.7 Gravedad específica de gas libre y gas disuelto:

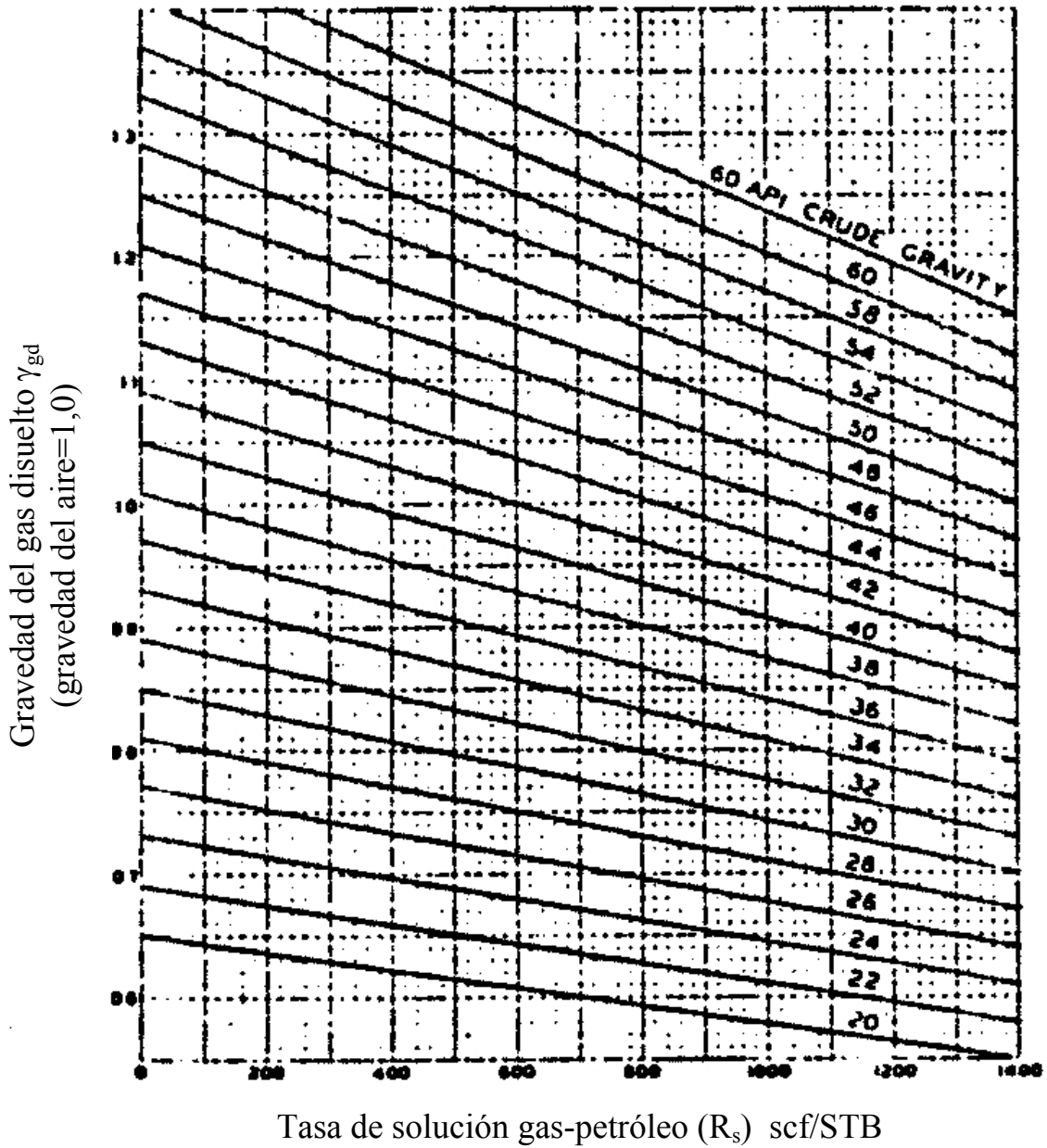
A medida que la presión en un sistema gas-petróleo cambia, la densidad de cada fase también cambia. Cuando el gas es producido del petróleo crudo saturado, la composición de dicho gas es primariamente metano. A medida que la presión declina, hidrocarburos de peso molecular cada vez más pesado se vaporizan, tendiendo a incrementar la gravedad tanto del gas libre como del gas en solución. Katz presentó la figura 1.19 para predecir la gravedad del gas disuelto.

La gravedad específica del gas libre ( $\gamma_{gf}$ ) puede ser obtenida de la siguiente ecuación (por balance de materia):

$$\gamma_{gf} = \frac{R_p(\gamma_{gt}) - R_s(\gamma_{gd})}{(R_p - R_s)} \quad 1.26$$

Un límite práctico adecuado se logra colocando el anterior valor tal que  $\gamma_{gt} \geq \gamma_{gd} \geq 0,56$ , donde 0,56 es la gravedad específica del metano,  $\gamma_{gt}$  es la gravedad específica promedio del total de gas, y  $\gamma_{gd}$  es la gravedad del gas disuelto; todo expresado a condiciones estándar.

FIGURA 1.19 PREDICCIÓN DE LA GRAVEDAD DEL GAS A PARTIR DE LA TASA DE SOLUCIÓN GAS PETRÓLEO Y LA GRAVEDAD DEL CRUDO [22]



## 1.6 VELOCIDADES Y RELACIONES CARACTERÍSTICAS:

### 1.6.1 Relaciones de volumen:

- a) **Relación gas – petróleo (GOR: Gas - oil ratio):** Como se mencionó antes, es la medida de la cantidad de gas contenida en un efluente de pozo expresada en metros cúbicos estándar de gas por metros cúbicos de petróleo ( $\text{sm}^3/\text{m}^3$ ) o pies cúbicos de gas a condiciones estándar por barril de petróleo (scf/barrel). Las condiciones estándar son generalmente a temperatura de 15,5 °C (60 °F) y una presión de 1,01 bar abs (14,7 psia). En sistema internacional se suele trabajar, por comodidad, a 15 °C.
- b) **Fracción de vacío (GVF: Gas void fraction):** Relación de volumen de Gas contra volumen total de efluente (petróleo, agua, gas) a la presión y temperatura de la succión de la bomba, expresada en porcentaje.
- c) **Relación gas - líquido (GLR: Gas - liquid ratio):** Relación del volumen de gas al volumen total de líquido (solamente petróleo y agua), expresada en volumen sobre volumen a la presión y temperatura de la succión de la bomba ( $\text{m}^3/\text{m}^3$  o barrel/barrel), o adimensional.
- d) **Corte de agua (WC: Water cut):** Relación del volumen de agua al volumen total de líquido, en volumen sobre volumen ( $\text{m}^3/\text{m}^3$  o barril/barril), adimensional o porcentaje.
- e) **Interrelaciones:** Las siguientes interrelaciones pueden ser usadas:

$$\text{S.I:} \quad \text{GLR} \approx \text{GOR}(1 - \text{WC}) \left[ \frac{(273,15 + T)}{288,65} \right] \left[ \frac{101325}{P_{\text{abs}}} \right] \quad 1.27a$$

$$\text{S.Ing:} \quad \text{GLR} \approx \text{GOR}(1 - \text{WC}) \left[ \frac{(460 + T)}{520} \right] \left[ \frac{\frac{14.7}{\text{Pabs}}}{5,615 \frac{\text{CFI}}{\text{BBL}}} \right] \quad 1.27b$$

Donde:

T: °C (°F)

Pabs: Pa abs (psia)

$$\text{GVF} = \frac{\text{GLR}}{1 + \text{GLR}} \times 100 \quad 1.28$$

### 1.6.2 Efecto de atascamiento de líquido (Liquid holdup):

Se define como la relación entre el volumen ocupado por el líquido dentro de un segmento de tubería y el volumen de dicho segmento de tubería, pudiendo haber o no deslizamiento. Se conoce también como fracción líquida, pero en este trabajo la llamaremos “Atascamiento de Líquido”:

$$H_L = \frac{V_{\text{líquido en segmento de tubería}}}{V_{\text{segmento de tubería}}} \quad 1.29$$

El efecto de atascamiento del líquido es una fracción que varía desde cero para un flujo completamente gaseoso hasta uno para un flujo completamente líquido. El método más común para medirlo es aislar un segmento de la corriente de flujo entre válvulas de cerrado rápido y medir físicamente el líquido atrapado. El resto del segmento de tubería es por supuesto ocupado por gas, y es referido como atascamiento de gas (gas holdup) o fracción de gas:

$$H_g = 1 - H_L \quad 1.30$$

### 1.6.3 Velocidad superficial:

Muchas correlaciones para flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad de superficie (o velocidad superficial). Más aun, los diversos mapas de patrones de flujo en su mayoría usan las velocidades superficiales como parámetros de determinación del tipo de flujo bifásico. La velocidad superficial de una fase está definida como la velocidad que dicha fase exhibiría si fluyera a través de toda la sección transversal de la tubería. En otras palabras, la velocidad superficial de una fase, viene dada por el flujo volumétrico de dicha fase dividido por el área transversal total de la tubería.

Como el área transversal cubierta por una fase es menor que el área total (debido a la presencia de otra fase), la velocidad superficial es siempre menor que la velocidad real de la fase.

**a) Velocidad superficial del gas:**

La velocidad superficial del gas es calculada por:

$$V_{sg} = \frac{Q_g}{A} \quad 1.31$$

La velocidad real del gas es calculada por:

$$V_g = \frac{Q_g}{A \times H_g} \quad 1.32$$

De donde:

$$V_{sg} = V_g \times H_g \quad 1.33$$

Y “A” es el área transversal de la tubería.

**b) Velocidad superficial del líquido:**

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A} = V_L \times H_L \quad 1.34$$

La velocidad real sería:

$$V_L = \frac{Q_L}{A \times H_L} \quad 1.35$$

De donde:

$$V_{sL} = V_L \times H_L \quad 1.36$$

**c) Ambas fases: velocidad de mezcla:**

Un parámetro de relación para ambas fases (líquida y gaseosa) es la velocidad de mezcla, la cual viene dada por:

$$V_m = V_{sL} + V_{sg} \quad 1.37$$

**d) Velocidad de deslizamiento o resbalamiento:**

La velocidad de deslizamiento está definida como la diferencia entre la velocidad del gas y la velocidad del líquido:

$$V_s = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sL}}{H_L} \quad 1.38$$

**1.6.4 Fracción volumétrica de entrada:**

Está definida en términos de los flujos volumétricos de cada fase a temperatura y presión de flujo. En consecuencia, para la fase líquida tenemos:

$$C_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} \quad 1.39$$

Y para la fase gaseosa:



$$C_G = \frac{Q_G}{Q_L + Q_G} \quad 1.40$$

De donde:

$$C_L + C_G = 1 \quad 1.41$$

Y en función de la velocidad superficial y velocidad de la mezcla  $V_M$ :

$$C_L = \frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} = \frac{V_{SL}}{V_M} \quad 1.42$$

$$C_G = \frac{V_{SG}}{V_{SL} + V_{SG}} = \frac{V_{SG}}{V_M} \quad 1.43$$

### 1.6.5 Fracción de volumen in situ:

Indica la situación que realmente existe en la tubería bajo las condiciones de flujo. Para la fase líquida se establece:

$$E_L = \frac{A_L}{A} = \frac{1}{A} \int_0^A \varepsilon_L \, dA \quad 1.44$$

Donde  $A_L$  es el área transversal ocupada por la fase líquida, y  $A$  es el área transversal total de la tubería.  $\varepsilon_L$  representa el comportamiento de la fracción de volumen in situ en función de las condiciones reales de flujo, evaluada para un diferencial de área. Escrita de otra forma:

$$E_L = \frac{\frac{Q_L}{A}}{\frac{Q_L}{A_L}} = \frac{V_{SL}}{V_L} \quad 1.45$$

Donde  $V_L$  es la velocidad líquida in situ. Puesto que  $A_L \leq A$ ,  $V_L$  es siempre mayor o igual que  $V_{SL}$ .

Similares definiciones existen para la fase gaseosa. La suma de ambas fracciones siempre debe sumar la unidad.

Se puede establecer una relación entre la fracción volumétrica de entrada y la fracción de volumen in situ; a priori aparentan ser iguales, pero esto solo ocurre bajo la condición de no deslizamiento, donde las velocidades de ambas fases son iguales, y la relación de caudales es igual a la relación de áreas (en consecuencia,  $C_L=E_L$  y  $C_G=E_G$ ); bajo condición de deslizamiento, las velocidades de las fases son distintas, por lo que difieren los valores de ambas fracciones ( $C_L \neq E_L$  y  $C_G \neq E_G$ ), y pueden ser necesarias las dos para caracterizar el flujo.

## 1.7 ESTUDIO DEL FLUJO EN UNA TUBERÍA MULTIFÁSICA:

### 1.7.1 Consideraciones generales:

El flujo simultáneo de varias fases complica sobradamente el cálculo de tuberías, ya que hay que tomar en cuenta:

- Las propiedades y tasas de flujo de cada fase.
- Las interacciones entre dichas fases.
- El diámetro de la tubería.
- La rugosidad de la tubería.

- El perfil de elevación de la tubería.

El estudio del fenómeno de flujo multifásico consiste en trabajar sobre las leyes de balance de masa, cantidad de movimiento (momentum) y energía, derivando las ecuaciones adecuadas. Un estudio en profundidad aparece en Govier y Aziz (1972), y casos prácticos resueltos se pueden consultar en el “manual de flujo bifásico líquido – vapor” de PDVSA (código PDVSA MDP-02-FF-05).

Un procedimiento de cálculo adecuado debería demostrar la importancia de cada uno de los términos involucrados (presión, velocidad, elevación, fricción, etc.). Una solución exacta de las ecuaciones es prácticamente imposible, debido a la gran cantidad de variables y a la complejidad de las interacciones involucradas, por lo que los métodos de cálculo desarrollados son mecánicos y basados principalmente en correlaciones empíricas.

### 1.7.2 Ecuación del gradiente de presiones para flujo bifásico:

Para una tubería de longitud  $L$ , inclinada cierto ángulo  $\theta$  con la horizontal y asumiendo que las propiedades de la mezcla son aproximadamente constantes a lo largo de la tubería, la ecuación de gradiente de presiones para la mezcla bifásica gas-petróleo, a semejanza del caso de una sola fase, es:

$$\Delta P = \Delta P_{PE} + \Delta P_{KE} + \Delta P_f \quad 1.46$$

Donde  $\Delta P_{PE}$  representa el cambio de presión producido por la carga hidrostática,  $\Delta P_{KE}$  El cambio de presión por gradiente de velocidades y  $\Delta P_f$  la caída de presión o pérdida por fricción. Desarrollando cada término en función de las propiedades y característica de la mezcla resulta:

$$\Delta P = \left( \frac{W_G + W_L}{Q_G + Q_L} \right) \frac{g}{g_c} L \text{ sen } \theta + \left[ \frac{W_G (V_{G2}^2 - V_{G1}^2)}{2(Q_G + Q_L)g_c} + \frac{W_L (V_{L2}^2 - V_{L1}^2)}{2(Q_G + Q_L)g_c} \right] + \Delta P_f \quad 1.47$$

Donde  $W_G$  y  $W_L$  son los flujos máxicos de gas y de petróleo, respectivamente,  $V_{G1}$  y  $V_{G2}$  son las velocidades promedio in situ del gas aguas arriba y abajo, y  $V_{L1}$  y  $V_{L2}$  las velocidades promedio correspondientes aguas abajo para el líquido.

En el caso de flujo bifásico,  $\Delta P_{PE}$  no representa realmente la presión debida a una columna estática de mezcla de fluidos con la concentración y configuración que puede existir bajo todos los posibles patrones de flujo. Este término está basado solamente en las cantidades y densidades de entrada (o salida) y no toma en cuenta las variaciones in situ debido al efecto de atascamiento. En consecuencia, estando definido  $\Delta P_f$  en las ecuaciones 1.46 y 1.47 estas incluyen la caída de presión debido al efecto de atascamiento.

De cualquier forma, podemos escribir una expresión para  $\Delta P$  en la cual sustituamos  $\Delta P_{PE}$  por la altura hidrostática verdadera:

$$\Delta P = \Delta P_{HH} + \Delta P_{KE} + \Delta \dot{P}_f \quad 1.48$$

Donde:

$$\Delta P_{HH} = (\rho_L E_L + \rho_G E_G) \frac{g}{g_c} \Delta Z = \rho_M \frac{g}{g_c} \Delta Z \quad 1.49$$

Se nota, no obstante, que la ecuación 1.48 en efecto define una caída de presión debido a irreversibilidades,  $\Delta \dot{P}_f$  (pérdidas), la cual no incluye el efecto de atascamiento en la densidad de mezcla y en consecuencia, cuanto difiere del  $\Delta P_f$  definido por la ecuación 1.46 ó 1.47. En general, la relación entre las dos puede ser definida como:

$$\Delta \dot{P}_f = \Delta P_f + \left[ \frac{W_G + W_L}{Q_G + Q_L} - (\rho_L E_L + \rho_G E_G) \right] \frac{g}{g_c} \Delta Z \quad 1.50$$

Tal vez porque una pérdida de carga hidrostática real es más fácil de asociar con el fenómeno físico del flujo bifásico que el efecto de la energía potencial, cada vez más investigadores en años recientes han usado la ecuación 1.48 como base en lugar de la ecuación 1.46. Más allá de estas notas, esta base puede ser adoptada. No obstante, por simplicidad, el punto sobrescrito puede ser quitado del término  $\Delta P_f$ . Se deben recordar las diferencias entre  $\Delta P_{pe}$  y  $\Delta P_{HH}$  y entre  $\Delta P_f$  y  $\dot{\Delta P}_f$ .

### 1.7.3 Ecuación de la energía para mezcla bifásica gas-líquido:

Para flujo bifásico la ecuación de energía es análoga a la ecuación para flujo de una sola fase (ecuación de Bernoulli en el caso de líquidos):

$$-\frac{\dot{q}}{AV\rho} = (h_2 - h_1) + \frac{(V_2^2 - V_1^2)}{2g_c} + (Z_2 - Z_1) \frac{g}{g_c} \quad 1.51$$

Para flujo bifásico se transforma en:

S.I:

$$-\frac{\dot{q}}{AV_M \rho_M} = (h_{M_2} - h_{M_1}) + (Z_2 - Z_1) \frac{g}{g_c} + \frac{G_M^2}{2 \times 10^{-12} \rho_M g_c} \left( \frac{1}{\rho_{M_2}} - \frac{1}{\rho_{M_1}} \right) \quad 1.52a$$

S.Ing:

$$-\frac{\dot{q}}{AV_M \rho_M} = (h_{M_2} - h_{M_1}) + (z_2 - z_1) \frac{g}{g_c} + \frac{G_M^2}{1244,8 \rho_M g_c} \left( \frac{1}{\rho_{M_2}} - \frac{1}{\rho_{M_1}} \right) \quad 1.52b$$

Donde:

$\dot{q}$  = Tasa de flujo de calor, en W (lbf ft/s).

A = Área transversal de la tubería, m<sup>2</sup> (ft<sup>2</sup>).

V<sub>M</sub> = Velocidad de mezcla, m/s (ft/s).

ρ<sub>M</sub> = Densidad de mezcla, kg/m<sup>3</sup> (lb/ft<sup>3</sup>).

h<sub>M</sub> = Entalpía de mezcla, J/kg (lbf ft/lb).

z = Altura de la tubería, m (ft).

g = Aceleración de gravedad, 9,81 m/s<sup>2</sup> (32,174ft/s<sup>2</sup>).

g<sub>c</sub> = Constante gravitacional, 9,81 kg m / kgf s<sup>2</sup> (lbf ft/lbf s<sup>2</sup>).

G<sub>M</sub> = Velocidad másica, kg / s mm<sup>2</sup> (lb/h in<sup>2</sup>).

Como antes, los subíndices 1 y 2 se refieren a las condiciones en los extremos, aguas arriba y aguas abajo del segmento en estudio respectivamente. La entalpía específica de mezcla, h<sub>M</sub>, es dada por:

$$h_M = \frac{[C_L \rho_L h_L + (1 - C_L) \rho_G h_G]}{\rho_M} \quad 1.53$$

Donde h<sub>L</sub> y h<sub>G</sub> son las entalpías específicas apropiadas de las fases de gas y líquido, ρ<sub>L</sub> y ρ<sub>G</sub> las densidades de gas y líquido respectivamente, y C<sub>L</sub> es la fracción volumétrica de entrada para la fase líquida.

La tasa de calor transferido entre la mezcla en movimiento y los alrededores de la tubería puede ser determinada de la ecuación de Newton del enfriamiento como:

$$\dot{q} = \pi D_0 L U_0 \Delta T \quad 1.54$$

Donde  $D_0$  es el diámetro externo de la tubería,  $L$  la longitud,  $U_0$  el coeficiente global de transferencia de calor en función del diámetro externo y  $\Delta T$  la diferencia de temperatura entre la tubería y los alrededores.

Como en flujo de una sola fase, el cálculo del perfil de temperatura a lo largo del eje de la tubería envuelve la solución de la ecuación de energía. Como es de esperarse, este puede ser un procedimiento complejo debido a la presencia de una segunda fase y la consecuente necesidad de basar el cálculo en las propiedades de mezcla en lugar de las propiedades de fase simple.

## **1.8 FLUJO GAS-LÍQUIDO EN TUBERIAS HORIZONTALES:**

### **1.8.1 Consideraciones generales:**

Un gran número de correlaciones han aparecido en la literatura para manejar diversos aspectos del flujo gas-líquido en tuberías horizontales e inclinadas. Un estudio detallado al respecto aparece en Govier y Aziz (1972). Debemos tener en cuenta que debido a la complejidad de los sistemas involucrados, estamos restringidos al uso de correlaciones empíricas para la mayor parte del estudio ya que no existe un análisis exacto del fenómeno hasta ahora. Para este análisis mencionaremos los métodos más utilizados.

Todos los métodos disponibles están sujetos a diversos grados de error, y un buen criterio es requerido usualmente cuando se interpretan los resultados. En muchos casos es necesario realizar los cálculos por dos o más métodos para tener una percepción del rango de presiones, velocidades, etc., esperadas. Es importante notar que la aplicación práctica de muchas correlaciones implica una severa extrapolación más allá de las condiciones experimentales por los datos en los cuales están basadas, con todos los riesgos que esto implica.

### 1.8.2 Predicción del patrón de flujo:

El patrón de flujo es especialmente importante en el diseño de tuberías para dos fases, por ejemplo para conocer si habrá trozos o espacios dentro de una fase ocupados por la otra (slugging) cuando la tubería es conectada a un separador de entrada como a una planta de gas o a una estación de compresión-bombeo.

Todos menos uno de los métodos hallados en la literatura dan el patrón de flujo para tuberías puramente horizontales, y aunque hasta ahora no existe un método suficientemente fundamentado en la experiencia para tuberías inclinadas, con adecuadas consideraciones se pueden usar los métodos para tubería horizontal en tuberías con cierto ángulo.

La mayoría de las correlaciones son presentadas en cartas bidimensionales, y pueden aparecer o no propiedades de los fluidos. Mandhane et al (1974) ha demostrado que los parámetros más importantes son las velocidades de flujo superficiales de ambas fases y que la sensibilidad del patrón de flujo a las propiedades del fluido es de mucho menor orden.

En la literatura los mapas más difundidos y confiables que se han obtenido son los siguientes:

- Mapa de patrones de flujo de Baker (1954).
- Mapa de patrón de flujo de Hoogendoorn (1959).
- Mapa de patrón de flujo de Govier y Aziz(1972).
- Mapa de patrón de flujo de Mandhane, Gregory y Aziz (1974).
- Método de predicción de patrón de flujo de Taitel y Dukler (1976).



## **1.9 FLUJO DE GAS / LÍQUIDO EN TUBERÍAS VERTICALES Y POZOS:**

### **1.9.1 Consideraciones generales:**

Al igual que en el flujo horizontal, es necesario observar que pueden presentarse y deben conocerse el amplio rango de variaciones en las propiedades de los fluidos, y las relaciones entre fases que pueden aparecer.

Por otra parte, en cuanto a la caída de presión, excepto para caudales relativamente grandes, se observa que los efectos de la altura hidrostática, son en gran medida los contribuyentes a la caída de presión en un pozo. En muchos casos, particularmente en pozos de petróleo, los efectos de la fricción son despreciables. Excepto para pozos desviados, el perfil de la tubería viene dado por dos coordenadas, y la longitud de la tubería es igual a la profundidad del pozo.

### **1.9.2 Predicción del patrón de flujo:**

El procedimiento y las ecuaciones de cálculo de la caída de presión y perfil de temperaturas son semejantes al cálculo de tubería horizontal. No obstante, en el caso de cálculo para pozos petroleros, cuando éste sea necesario, debe ser tomado en cuenta las diferencias que origina en la ecuación de la energía el gradiente geotérmico, el cual puede causar una variación de temperatura de hasta 121 °C (250 °F) desde la base del pozo hasta la boca.

Los métodos para tubería vertical son válidos con cierta aproximación para tuberías casi verticales. Es imprescindible, para identificar que método escoger y que condiciones de manejo tendrá el flujo, conocer, al igual que en el caso horizontal e inclinado, el patrón de flujo presente, para lo cual también se obtiene de la literatura una serie de mapas donde a partir de una serie de parámetros se obtiene el patrón de flujo. Los métodos más usados se listan a continuación:

- Método de Duns y Ros (1963).
- Método de Hagerdon y Brown (1965).
- Método de Orkiszewski (1967).
- Método de Aziz, Govier y Fogarasi (1972).
- Método de Beggs y Brill (1973, 1977).
- Método de Chierici et al (1974).
- Método de Cornish (1976).

## **1.10 CÁLCULO Y DISEÑO DE TUBERÍAS MULTIFÁSICAS:**

### **1.10.1 Consideraciones generales:**

En general, a pesar de las consideraciones tomadas (no deslizamiento, propiedades de la mezcla como promedio de las propiedades de cada fase), la aparición de tantos patrones de flujo distinto y la interacción entre las fases convierte necesariamente el análisis de flujo bifásico en gran medida en un problema de tanteo, en base a correlaciones empíricas.

Tal y como se observo en el punto anterior, existe una gran variedad de métodos para estimar el patrón de flujo. De igual manera se encuentra en la literatura diversos métodos para evaluar la caída de presión. Para este trabajo decidimos utilizar el método aplicado por PDVSA para flujo bifásico líquido - vapor (Manual de diseño de procesos: Flujo de fluidos, MDP-02-FF-05: Flujo bifásico líquido – vapor.), por su claridad para calcular la tubería multifásica.

Posteriormente, se obtendrá el rango de trabajo de la bomba multifásica, corrigiendo las curvas de trabajo de los fabricantes (calculadas para agua) para líquidos viscosos mediante la información aparecida al respecto en “Cameron hydraulic data” editado por Ingersoll-Rand y “Flujo de fluidos”, de la casa Crane.

---

El procedimiento de cálculo para flujo de una sola fase consiste básicamente en estimar el régimen de flujo a partir del Número de Reynolds, la estimación del factor de fricción, y el cálculo de las pérdidas, para obtener el gradiente de presiones.

En el caso bifásico, a grandes rasgos, resulta el mismo procedimiento: calcular el patrón de flujo a partir del Número de Reynolds en una forma adecuada, así como de otros factores; determinar el factor de fricción bifásico, calcular las pérdidas bajo consideraciones convenientes, y estimar finalmente el gradiente de presiones.

### **1.10.2 Estimación del patrón de flujo:**

En base a las medidas que pueden ser tomadas de medidores multifásicos en las estaciones de separación, se calcula las velocidades superficiales, de ellas los números de Reynolds para cada fase y con el resultado obtendríamos el patrón de flujo a partir de los mapas de patrón de flujo para flujo horizontal o para flujo vertical, según el caso, elaborados por Taitel y Dukler (1976).

### **1.10.3 Caída de presión en tubería recta:**

El método usado permite la separación entre fases para casos con deslizamiento y requiere la predicción del patrón del flujo bifásico para poder calcular la fracción volumétrica de líquido retenido (liquid holdup) en la línea. Es el más preciso de los métodos recomendados por PDVSA y proviene de la empresa AGA – LAPI (Monograph project MX-28: Gas-liquid in pipelines”).

Este método estima la caída de presión en tubería recta con componentes simples (sin ramificaciones).

#### **1.10.4 Otras caídas de presión:**

Para caídas de presión en flujo bifásico a través de tuberías no rectas, el fluido es tratado como una fase simple (líquida) usando el promedio de las propiedades de la mezcla y el método dado en PDVSA-MDP-02-FF-03 para flujo de líquido, el cual consiste en el cálculo de longitud equivalente de tubería recta para sustituir ficticiamente los accesorios, y realizar solo el cálculo de pérdida en tubería. Esto se aplica para válvulas y otros accesorios; orificios, boquillas y venturis; contracciones y expansiones bruscas y la combinación y división de corrientes. Una excepción es que para orificios, boquillas y venturis, el factor de recuperación de presión no se usa.

El uso de longitudes equivalentes o coeficientes de resistencia es esencialmente una correlación aproximada de un problema complejo, útiles si la caída de presión es un factor crítico por seguridad, economía u otras consideraciones. Cuando no se dispone del detalle de la tubería se pueden usar las siguientes guías para estimar longitudes equivalentes:

##### **a) Líneas dentro de planta:**

La longitud real de tubería puede ser estimada a partir del plano de distribución, alturas de torres, etc. La longitud equivalente de los accesorios en las tuberías dentro de planta suma entre 200% y 500% de la longitud real. De acuerdo a esto un factor multiplicador entre 3,0 y 6,0 se puede aplicar para estimar la longitud de tubería recta.

##### **b) Líneas fuera de planta:**

Para líneas fuera de planta, la longitud de tubería recta aproximada puede ser estimada del plano de distribución. Debido a que los accesorios en líneas fuera de planta tienen usualmente una longitud equivalente comprendida entre 20% y 80% de la longitud real, se puede aplicar un factor multiplicador entre 1,2 y 1,8 para estimar longitudes de tuberías rectas.

### **1.10.5 Caída de presión para redes de tubería multifásica:**

Para sistemas de tuberías que contengan más de un componente simple de tubería (división y/o unión de corrientes), se debe dividir el sistema en secciones de flujo másico y diámetro nominal constante, y luego aplicar el procedimiento de tubería simple a cada una de las secciones, para calcular la caída de presión en cualquier sistema de flujo. El tramo significativo será aquel que tenga la mayor pérdida.

La explicación detallada del procedimiento y el cálculo tipo se pueden consultar en el capítulo IV, donde se realiza el análisis técnico de las tecnologías involucradas en el estudio comparativo.

### **1.10.6 Aspectos económicos:**

#### **a) Importancia:**

La optimización de costos es parte integral de cualquier proyecto de ingeniería debido a la necesidad de encontrar la solución más viable técnicamente para un problema particular; además debe hallarse aquella salida que consuma el menor número de recursos, la menor cantidad de energía, se haga en el menor tiempo, con poco riesgo y con un grado de afectación mínimo del ambiente. Todos estos aspectos involucran necesariamente un costo, por lo que el ingeniero necesariamente debe acompañar su análisis técnico del correspondiente análisis económico, con el uso de parámetros adecuados.

#### **b) Análisis de sensibilidad:**

“Análisis de sensibilidad” es uno de los nombres que se le da a los estudios de factibilidad económica, por medio de los cuales los directivos toman las decisiones adecuadas

para llevar adelante un proyecto, en muchas ocasiones con un número limitado de variables básicas, por lo que debe ser cuidadosa la interpretación de los resultados.

**c) Análisis de costo – beneficio:**

Este análisis consiste en indicar cual es la solución óptima de las alternativas consideradas, y a la vez establecer la factibilidad económica de cada solución propuesta. Para conocer cual es la solución óptima se analizan los costos (valor que representa el monto de lo invertido para comprar o producir un bien o un servicio) y beneficios (utilidad, ganancia o renta proveniente de cualquier actividad económica comercial) de cada alternativa y se compara el flujo de ambos en función del tiempo, para dilucidar si la inversión es recuperable en el tiempo, y en cuanto tiempo se recupera.

**d) Tasa interna de retorno:**

Se define como la tasa de interés estimada a la cual se espera recuperar la inversión en un tiempo específico; si las proyecciones indican la recuperación de la inversión a la tasa interna de retorno en el tiempo estimado o menos, la solución es viable.

La tasa de retorno debe tomar en cuenta la inflación; los valores recomendados son los establecidos por el Banco Central y PDVSA.

**e) Valor presente neto:**

Es el valor actual real de los ingresos y egresos para un periodo de tiempo determinado. Si el valor presente neto es mayor que cero, la inversión es recuperada a la tasa de retorno establecida, en el periodo considerado como horizonte económico. El método del Valor Presente Neto consiste en actualizar los flujos futuros que genera un proyecto y compararlos con la inversión inicial.

---

Si los flujos futuros actualizados resultan mayores que la inversión inicial entonces el proyecto es viable.

Conceptos adicionales, una explicación más detallada y las ecuaciones correspondientes se presentan en el capítulo correspondiente al análisis económico. El único punto pendiente sería como va a ser la estructura de costos.

**f) Estructura de costos:**

Para toda instalación se considera una estructura de costos constituida por un componente en materiales y equipos, y un componente en mano de obra, también conocida como “labor”. Si se desea mayor exactitud se puede incluir un costo adicional conocido como “carga fabril”, el cual consiste en todas aquellas erogaciones no directamente relacionadas con el proceso pero definitivamente necesarias: gastos administrativos y servicios. No obstante, en instalaciones de producción, la carga fabril puede ser despreciada, debido a su escaso valor y a la dificultad para estimarla.

Por otro lado, se debe tomar en cuenta que el costo de la instalación tendrá dos aspectos: la inversión inicial y los gastos de operación y mantenimiento.

**1.10.7 Consideraciones de mantenimiento:**

El mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, es una de las principales componentes de los gastos operativos., no solo por la mano de obra y los repuestos; también por el tiempo que las unidades estarán fuera de servicio esperando refacción, lo cual es una pérdida de beneficios. Para poder analizar el caso, es importante manejar los siguientes términos.

- a) Confiabilidad:** Probabilidad que un equipo se mantenga en operación durante un tiempo esperado.

- b) **Disponibilidad:** Probabilidad que un sistema se encuentre en condiciones de operación en un instante dado.
  
- c) **Mantenibilidad:** Probabilidad de que luego que un sistema falle pueda ser puestos en condiciones de operación en un tiempo esperado.

Una vez establecidas todas estas consideraciones, expresadas a lo largo de este primer capítulo, tenemos un desarrollo teórico adecuado para emprender los siguientes capítulos; pasaríamos ahora a describir la tecnología tradicional de estaciones de flujo y luego el uso de bombas multifásicas.



## **CAPÍTULO II**

### **ESTACIONES DE SEPARACIÓN DE FLUJO**

---

## **2.1 MISION Y PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO:**

### **2.1.1 Introducción:**

Como se ha expuesto anteriormente, el flujo que se obtiene de un yacimiento petrolífero es generalmente multifásico. La separación física de estas fases es una de las operaciones fundamentales en la producción, procesamiento y tratamiento de los crudos y gases (ver figuras 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4).

Los fluidos que se producen son generalmente mezclas complejas de hidrocarburos, agua, partículas de arena y contaminantes. En el recorrido desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales, la presión y temperatura de estos fluidos se reducen. Esto hace posible el incremento del gas liberado de los hidrocarburos líquidos. El régimen de flujo, por lo tanto, puede variar desde uno monofásico líquido, pasando por varios tipos multifásicos y, en algunos casos, puede ser completamente gaseoso.

El objetivo fundamental de las Estaciones de Separación de Flujo en operaciones de producción petrolera consiste en separar a las presiones óptimas los fluidos del pozo en sus tres componentes básicos: crudo, gas y agua, para el posterior tratamiento de los hidrocarburos, con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización de ellos (crudo y gas). Igualmente permite que los pozos sean probados individualmente.

Por lo general, los campos petroleros poseen varias estaciones de flujo. El número de estaciones en tierra y su distribución no son tan críticos como cuando se edifican sobre el agua. Los costos de las instalaciones en el agua suelen ser muy elevados, por lo que el espacio debe ser aprovechado al máximo. En la figura 2.2 se muestra una estación de flujo sencilla.

Para diseñar separadores y depuradores, es necesario tomar en cuenta los diferentes estados en que se puedan encontrar los fluidos y el efecto que sobre éstos puedan tener las diferentes fuerzas físicas.

En la figura 2.1 se muestra un esquema del proceso de producción petrolera. En la figura 2.2 se presenta un diagrama de una estación de flujo y en la figura 2.4 se muestra un esquema de los principales procesos de deshidratación.

FIGURA 2.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN

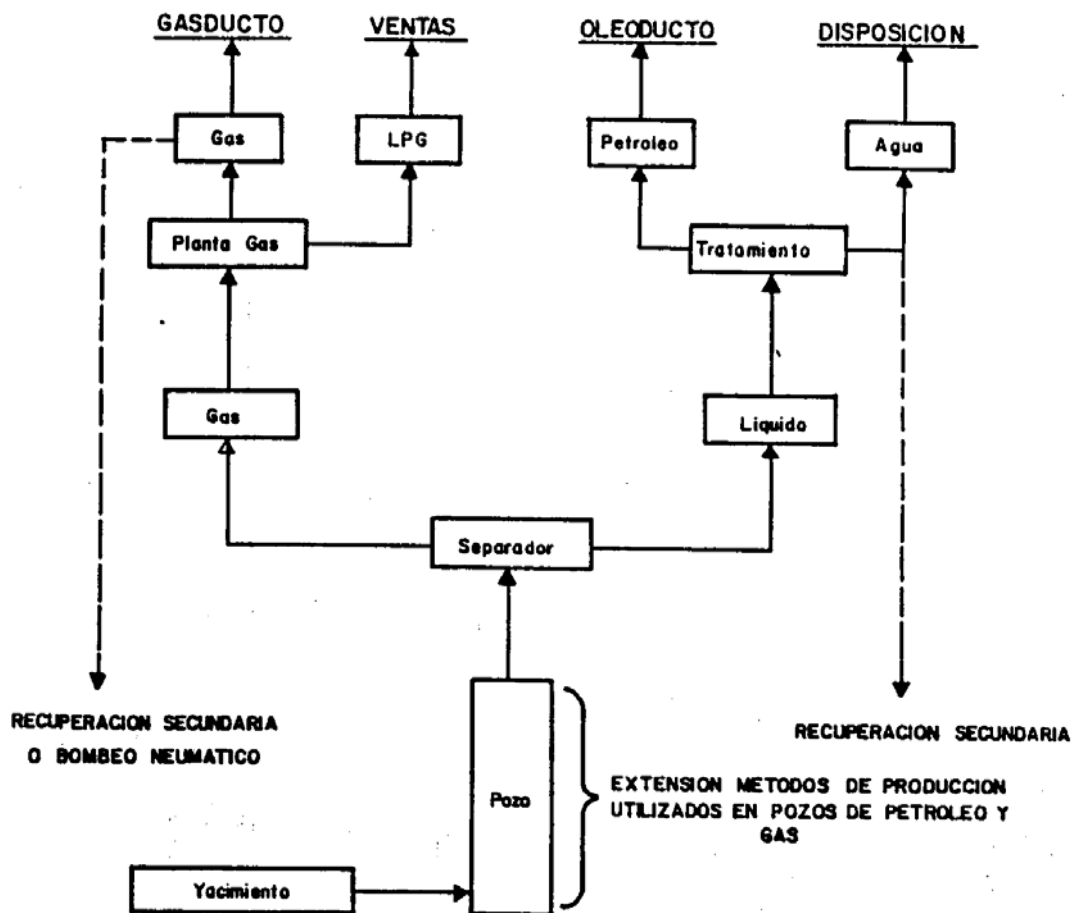


FIGURA 2.2 DIAGRAMA DE UNA ESTACION DE FLUJO SENCILLA

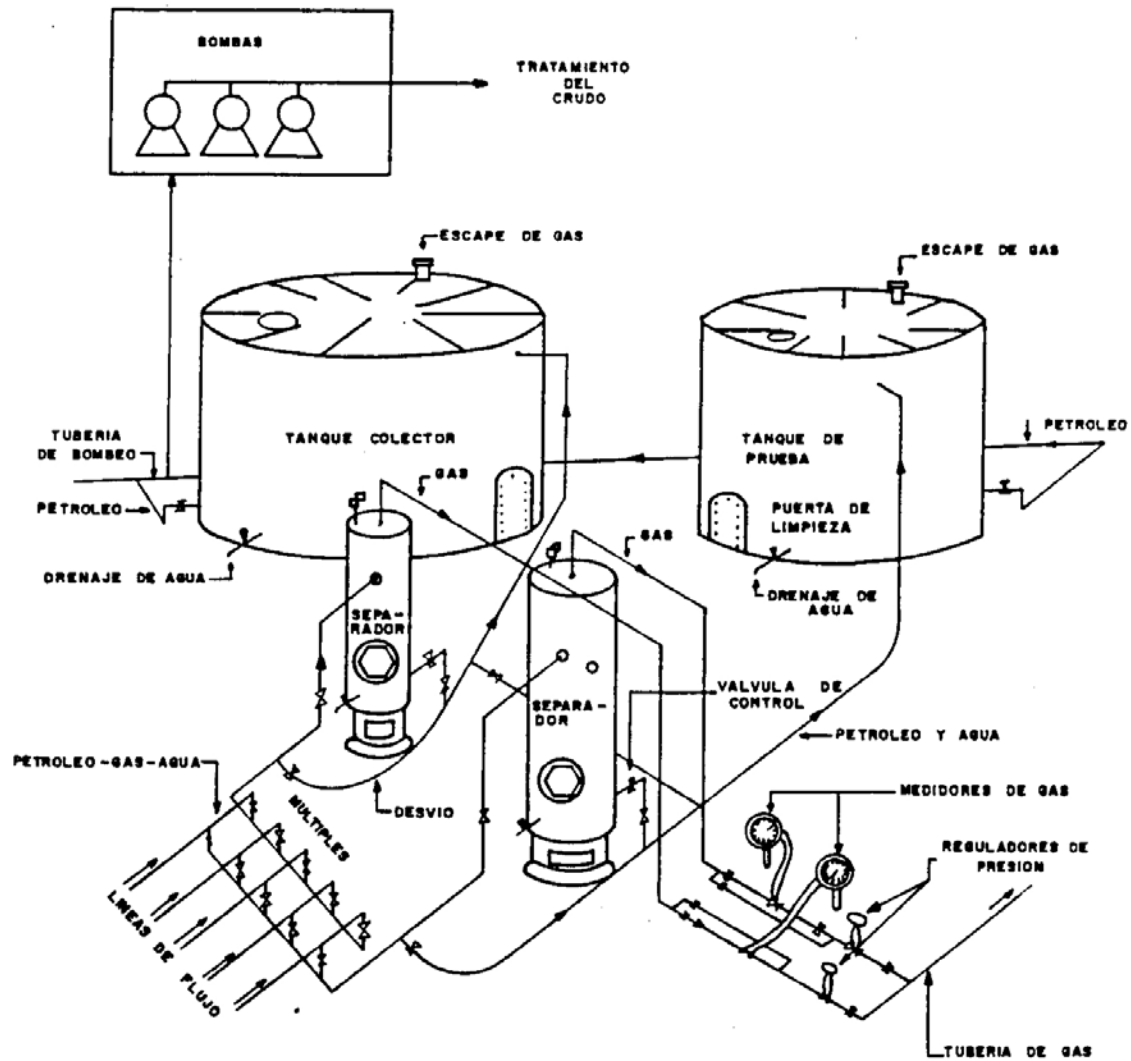


FIGURA 2.3 EJEMPLO DE ESTACION DE FLUJO SENCILLA (TÍA JUANA EF-TJ-10)

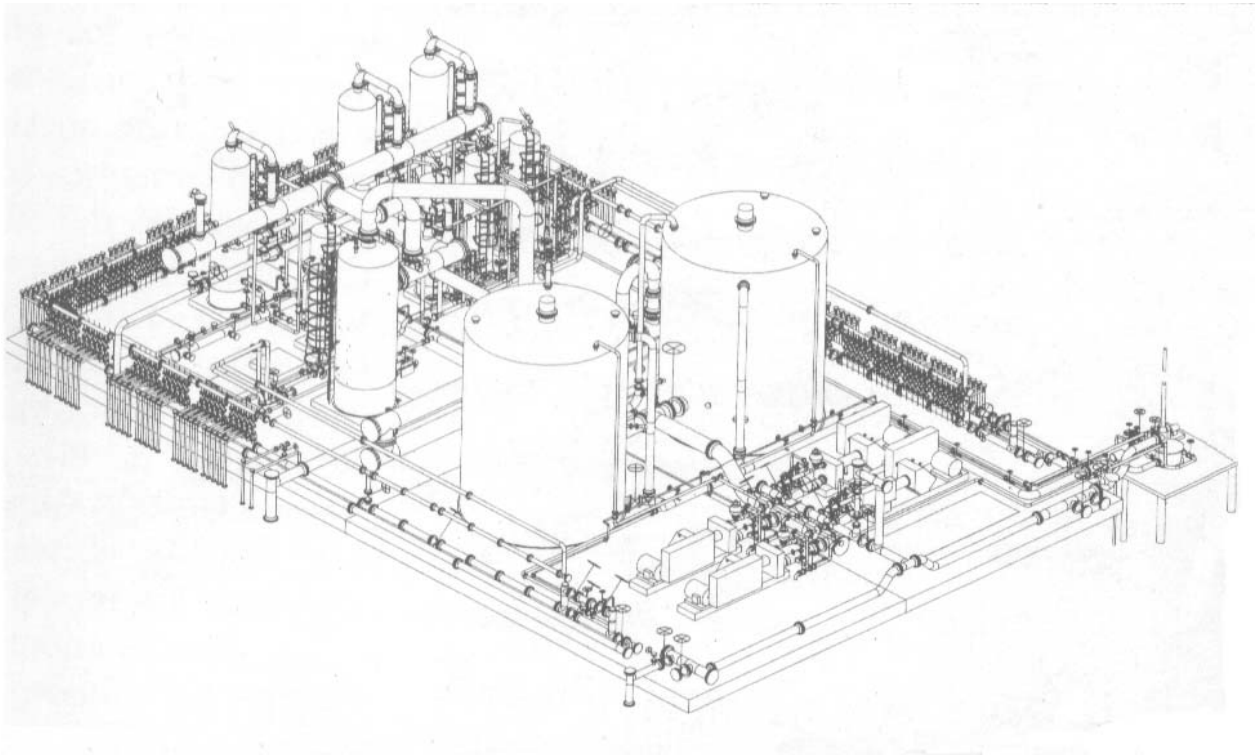
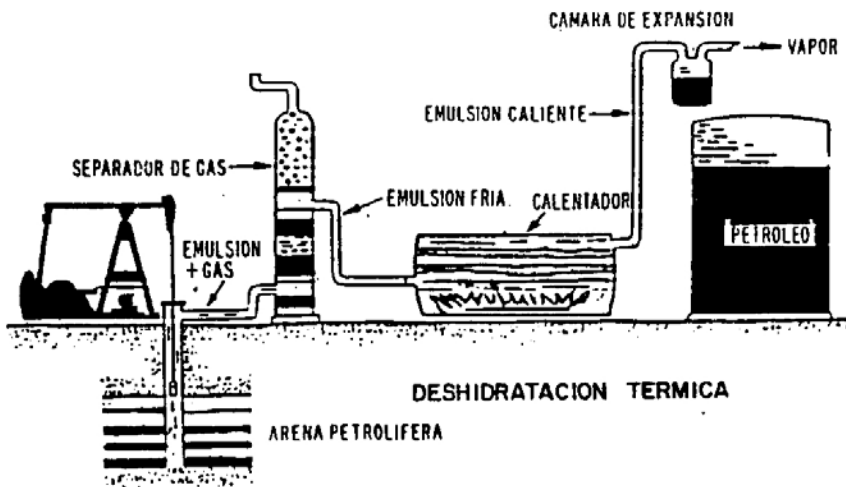
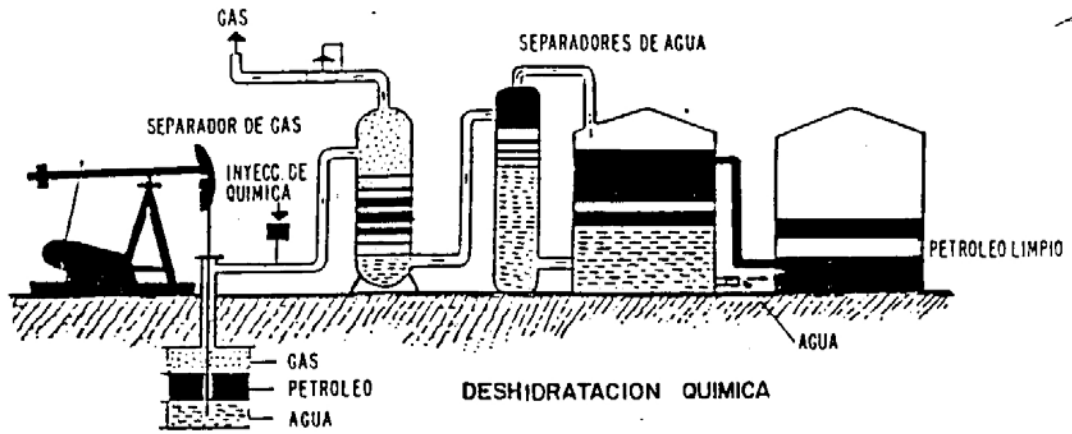
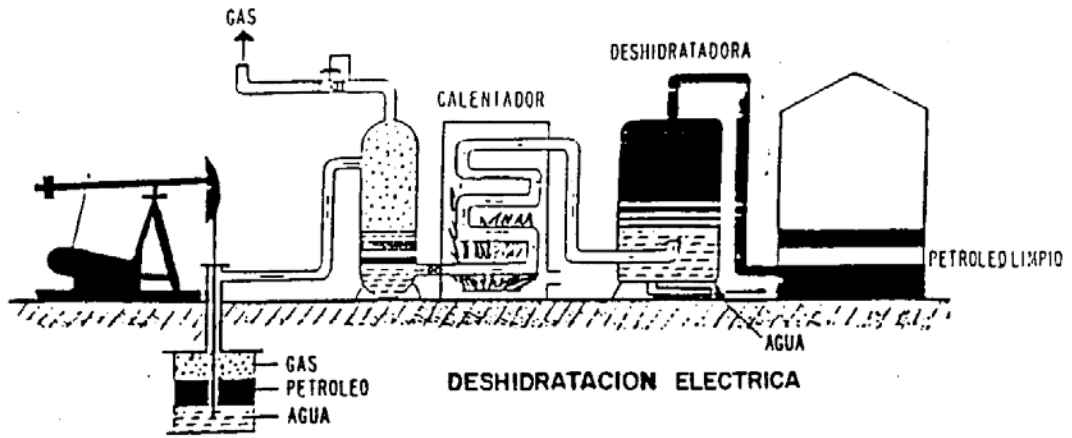


FIGURA 2.4 MODELOS DE DESHIDRATACIÓN



---

## **2.2 EQUIPOS UTILIZADOS EN UNA ESTACION DE FLUJO SENCILLA O SECUNDARIA:**

### **2.2.1 Instalaciones de superficie más utilizadas en la producción petrolera (estación de flujo sencilla):**

Entre las instalaciones de superficie más utilizadas en la producción petrolera están las siguientes:

1. Líneas de flujo.
2. Múltiples de producción y prueba.
3. Separadores gas-líquido.
4. Calentadores.
5. Tanques de lavado.
6. Separadores electrostáticos.
7. Filtros.
8. Centrifugadores.
10. Tanques de almacenamiento de crudo.
11. Sistemas de bombeo de crudo.
13. Múltiples de gas.
14. Sistemas especiales como los utilizados en la inyección de vapor a los pozos y yacimientos, inyección de química, hornos de calentamiento de crudo, líneas aisladas.

### **2.2.2 Líneas de flujo:**

Normalmente el término línea de flujo se usa para referirse a la tubería que conecta el cabezal de un pozo con su respectiva estación de flujo. En Venezuela la mayoría de las líneas de flujo poseen diámetros entre 51 y 102 mm (2 y 4 in.) de diámetro.

La longitud de la línea de flujo es otro parámetro de importancia. En algunos casos, posee varios kilómetros de longitud. Sin embargo, la decisión entre conservar estas líneas y crear una nueva estación de flujo es netamente de carácter económico.

La mayoría de las líneas de flujo terrestre de carácter permanente son de acero soldado. Cuando se trata de líneas temporales se usan tubos con roscas para desmontarlas con facilidad.

### **2.2.3 Múltiples de producción:**

#### **a) Introducción:**

Los múltiples de producción consisten generalmente de varios tubos colocados en posición horizontal, paralelos uno respecto al otro y ambos conectados a cada una de las líneas de flujo. Estos tubos se denominan: múltiples de producción general y múltiples de prueba de pozos.

En la figura 2.2 se muestran ambos múltiples.

#### **b) Múltiples de producción general:**

Son los tubos en los cuales se recolecta la producción de los pozos que llegan a las estaciones de flujo. En la mayoría de los casos, el múltiple de producción consiste en un solo tubo, como por ejemplo en la mayoría de las estaciones de flujo en el Lago de Maracaibo. También ocurre con frecuencia que los múltiples estén formados por dos a cuatro tubos para manejar distintos tipos de crudo, como puede observarse en instalaciones en el área de San Tomé y Anaco.

#### **c) Múltiple de prueba de pozos:**

Se utiliza para aislar la línea de flujo de cada pozo. Esto permite medir su producción individual.



---

En algunas situaciones de emergencia, el múltiple de prueba se puede utilizar como múltiple de producción.

**d) Múltiple de agua:**

En algunos casos es necesario enviar agua de la estación de flujo al pozo. Esta agua se utiliza en operaciones de achicamiento, reparación o limpieza de las líneas. Por lo tanto, el múltiple de agua no se debe utilizar cuando el pozo esta en producción.

**e) Múltiple de gas-lift:**

Cuando se requiera levantamiento artificial por gas lift, será necesario agregar a las instalaciones un múltiple adicional que tendrá como función la distribución del gas para reinyección a los cabezales de cada uno de los pozos. De este múltiple partirán las tuberías para reinyección de gas. Debe estar diseñado para alta presión, generalmente por encima de 68,9 bar man. (1.000 psig).

**f) Válvula de un solo paso (check):**

Ella evita que:

- El petróleo contenido en la estación de flujo retorne al pozo.
- El petróleo de la estación aumente el derrame cuando se rompa una línea de flujo.

#### **2.2.4 Separadores gas-liquido:**

**a) Funciones que debe cumplir un separador:**

Un separador bien diseñado hace posible una segregación de los gases libres y de los diferentes líquidos. Por lo tanto, el separador debe cumplir con las funciones siguientes:

- Permitir una primera separación entre los hidrocarburos esencialmente líquidos y los esencialmente gaseosos.
- Refinar aún más el proceso, mediante la recolección de partículas líquidas atrapadas en la fase gaseosa.
- Liberar parte de la fracción gaseosa que aún pueda permanecer en la fase líquida.
- Descargar separadamente las fases líquida y gaseosa, y así evitar que se puedan volver a mezclar parcial o totalmente.

**b) Factores que deben considerarse durante el diseño:**

Cuando se diseña un separador es necesario tomar en cuenta ciertos factores y propiedades asociados con los fluidos a ser procesados. Entre estos factores están los siguientes.

- Las tasas de flujo mínimo, máximo y promedio de líquido y gas.
- La temperatura y presión de operación del separador.
- Las propiedades físicas de los fluidos, tales como: densidad, viscosidad y corrosividad.
- La presión de diseño del separador.
- El número de fases que debe manejar el separador. Por ejemplo, líquido-gas (separador bifásico) o crudo-agua-gas (separador trifásico).
- Las impurezas que pueden estar presentes en los fluidos, tales como: arena, parafina y otras.
- La tendencia de los fluidos a formar espumas y el efecto de tales espumas en el fluido corriente abajo.
- Las variaciones transitorias que pueden tenerse en la tasa de alimentación al separador.

---

Esta información es necesaria para determinar el diseño mecánico adecuado.

**c) Factores mecánicos que deben tomarse en cuenta en el diseño de un separador:**

▪ **Distribución de las principales secciones de un separador (ver figura 2.5):**

- Primera sección de separación: Comprende la entrada de los fluidos al separador. Esta sección permite absorber la cantidad de movimiento de los fluidos de alimentación. En ella también se controla el cambio abrupto de la corriente, lo que produce una separación inicial.
- Sección de las fuerzas gravitacionales: Las gotas de líquido que contiene el gas son separadas al máximo. Este proceso se realiza mediante el principio de asentamiento por gravedad. En algunos casos, en esta sección se usan tabiques con el fin de controlar la formación de espumas y la turbulencia.
- Sección de extracción de neblina: Aquí se separan las minúsculas partículas de líquido que aún contiene el gas, después de haber pasado por las dos secciones anteriores.
- Sección de acumulación de líquido: Los líquidos separados en las secciones anteriores se acumulan en la parte inferior del separador. Por lo tanto, se requiere de un tiempo mínimo de retención que permita llevar a cabo el proceso de separación. También se necesita un volumen mínimo de alimentación, especialmente cuando el flujo es intermitente. Esta sección posee controles de nivel para manejar los volúmenes de líquido obtenidos durante la operación de separación.

▪ **Clases de separadores:**

La forma del separador permite clasificarlos en tres clases:

- Verticales.
- Horizontales.
- Esféricos.

Cada una de estas clases posee las cuatro secciones descritas anteriormente. Generalmente, la selección del separador se fundamenta en la clase con la cual se obtienen los resultados deseados al menor costo.

El separador esférico es el más difícil de construir, por esta razón es poco usado en la industria petrolera.

Las principales ventajas de los separadores verticales son las siguientes:

- El control de nivel es menos crítico que en un separador horizontal. Esto se debe a que su altura es mayor que la de un separador horizontal.
- La posibilidad de incrementar su capacidad resulta menos costosa que para un separador horizontal. Por ejemplo, para aumentar un volumen dado en un separador vertical se necesita agregar cilindros huecos del mismo diámetro del separador original. Esto resulta menos complejo que aumentar el diámetro en un separador horizontal.
- La mayoría de los crudos vienen acompañados de areniscas. El manejo de partículas sólidas es menos complejo que en un separador horizontal, ya que estas partículas se acumulan en un área específica del fondo.
- Las estaciones de flujo en plataforma (por ejemplo, en el Lago de Maracaibo) son mucho más costosas que en tierra. El separador vertical ocupa menos espacio en el piso que uno horizontal, reduciendo costos.

Las desventajas de los separadores verticales son:

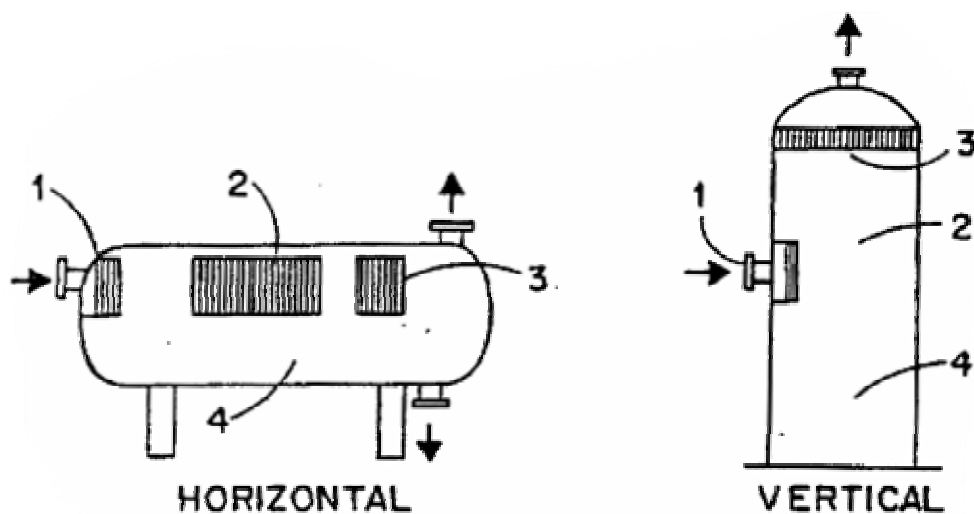
- Para una capacidad dada su costo es superior al de un separador horizontal.
- Su instalación y mudanza son más costosos que para uno horizontal.

Las ventajas de los separadores horizontales son:

- Para una capacidad fija su costo es menor que el de un separador vertical.
- Su instalación, mudanza y servicio resultan menos complejos que los de uno vertical.
- La superficie disponible para la separación gas líquido es mayor, lo cual hace más efectivo el proceso de separación.
- El procesamiento de crudos espumosos se hace con menor dificultad que en un separador vertical.

Las principales desventajas de los separadores horizontales son esencialmente las ventajas del separador vertical. Los separadores horizontales resultan deseables cuando existen problemas como relación gas-petróleo alta, crudos espumosos y presencia de emulsiones. Sin embargo es de hacer notar que todos los factores deben tomarse en cuenta en la selección de un separador. Así por ejemplo, es posible tener: relación gas-petróleo alta, presencia de emulsiones y espuma, y sin embargo escoger un separador vertical debido a la presencia moderada de areniscas en el crudo.

FIGURA 2.5 SECCIONES DE UN SEPARADOR



- 1- SEPARACION INICIAL  
 2- ASENTAMIENTO POR GRAVEDAD  
 3- COALESCENCIA  
 4- RECEPCION DE LIQUIDOS

FIGURA 2.6 SEPARADOR VERTICAL DE PETRÓLEO Y GAS O GAS-LIQUIDO

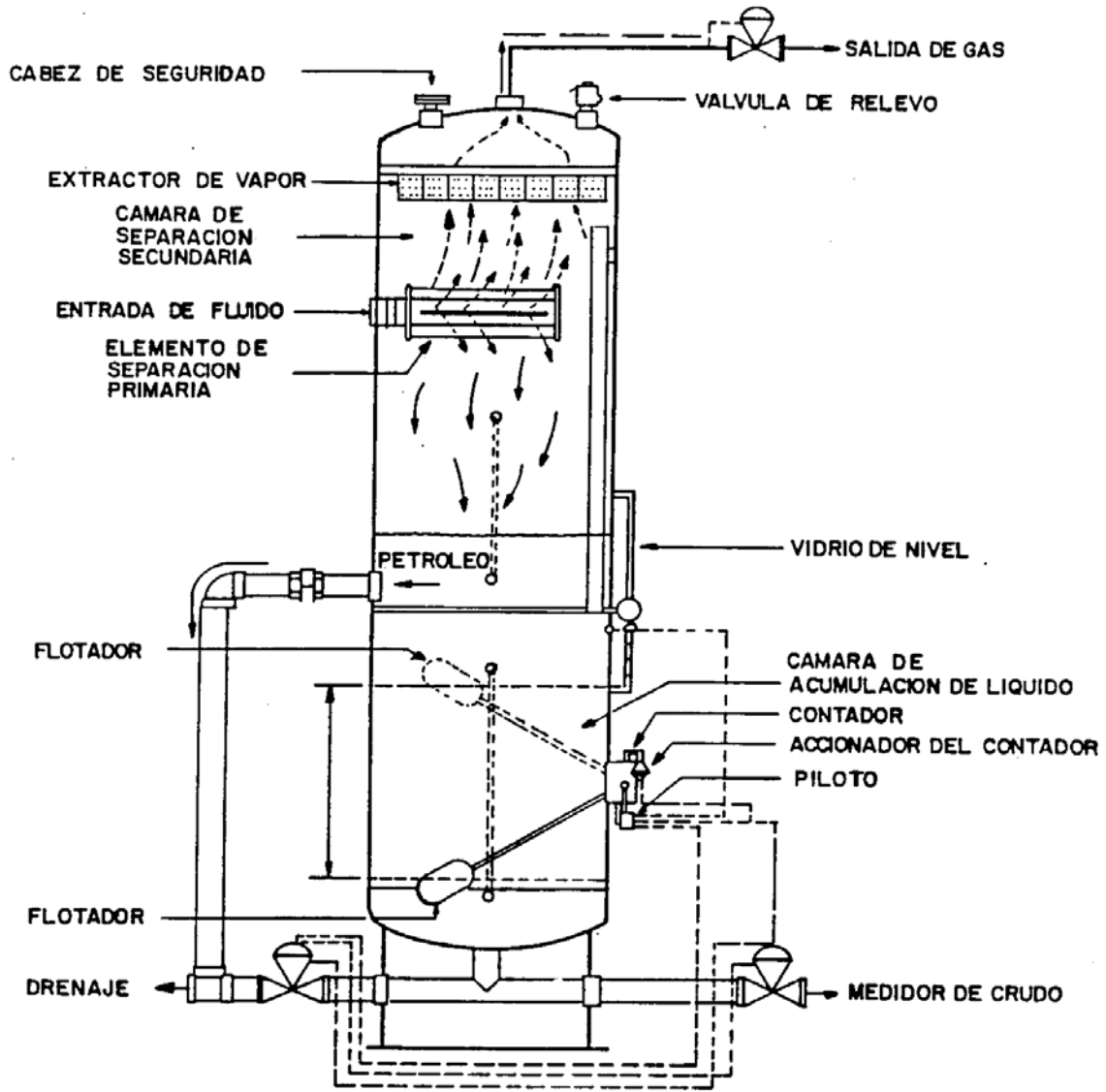


FIGURA 2.7 SEPARADOR HORIZONTAL DE PETRÓLEO Y GAS O GAS-LIQUIDO

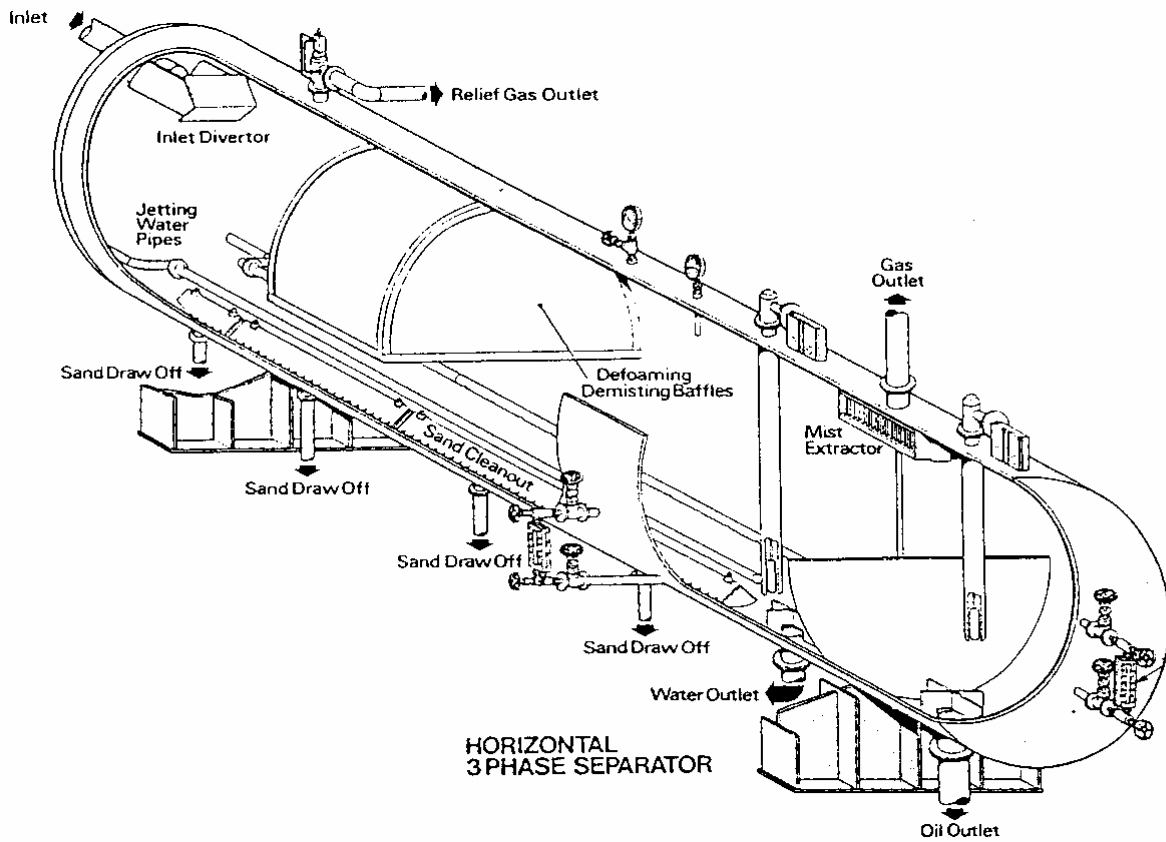
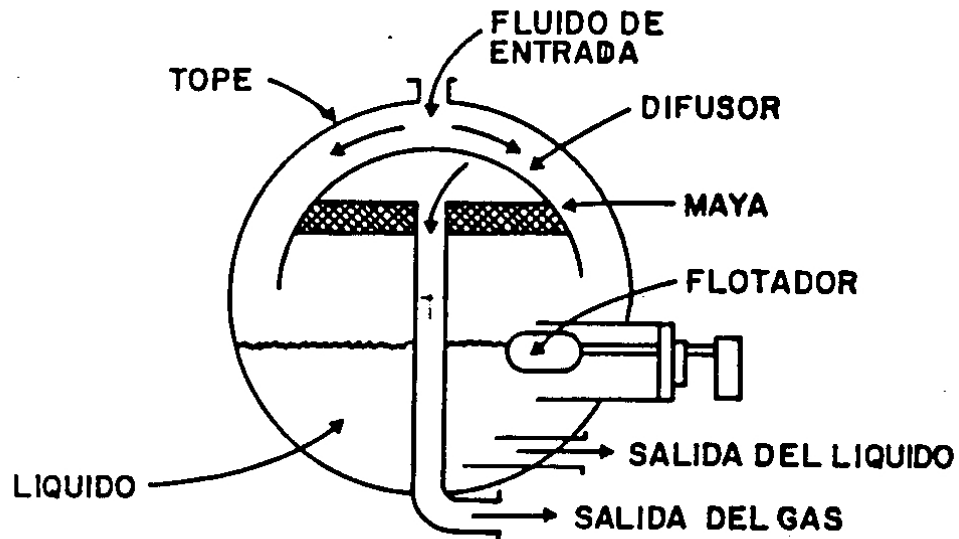


FIGURA 2.8 SEPARADOR ESFÉRICO



### 2.2.5 Filtros:

El filtrado consiste en hacer pasar la emulsión a través de un filtro para ayudar a la coagulación de las gotas de agua. Este proceso se aplica a emulsiones muy viscosas (ver figura 2.9).

Un filtro de emulsión puede estar formado por virutas finas de madera, fibras de vidrio, arena, etc. Requiere limpiezas periódicas y regeneración del medio filtrante. La operación y el mantenimiento de filtros pueden resultar muy costosos. Por estas razones su uso es muy restringido.



### **2.2.6 Equipos para el lavado de crudo:**

El proceso de lavado consiste en pasar la emulsión a través de un colchón de agua, generalmente caliente, para provocar la “disolución” de las gotas suspendidas en el crudo. Este proceso se lleva a cabo mediante el uso de tanques conocidos en la industria como tanques de lavado.

En la operación de campo se usan uno o varios de los procesos antes mencionados; esto depende de varios factores, tales como: tipo de crudo y emulsión, producción a tratar, disponibilidad de combustión y otras condiciones presentes en el campo durante cierto tiempo de su vida productiva. Igualmente, se combina el equipo más adecuado para el tratamiento. Así por ejemplo, se tienen:

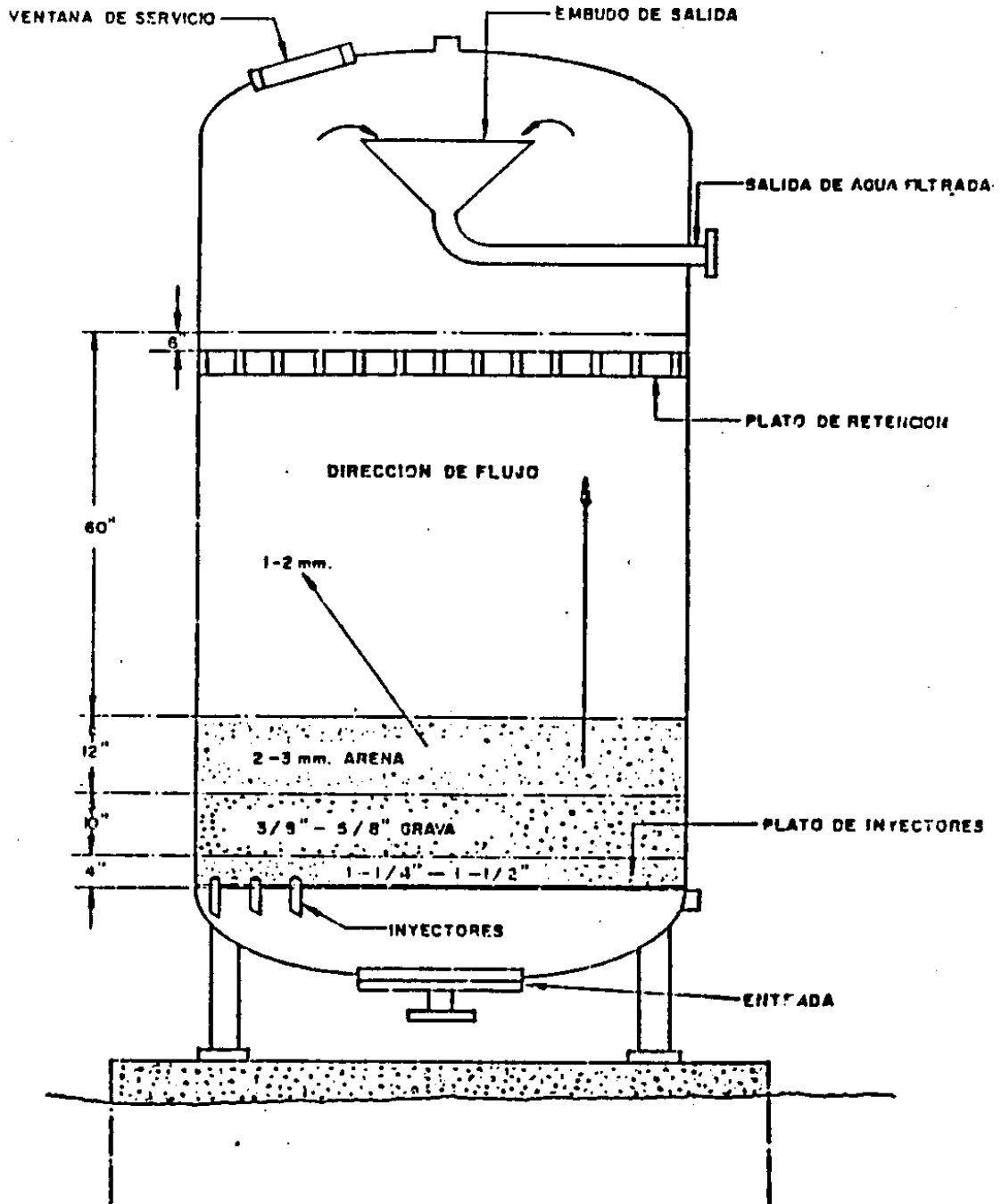
1. Calentadores y tanques de lavado.
2. Tratadores térmicos con filtro interno.
3. Tratadores térmicos con filtros en serie.
4. Deshidratadores electrostáticos.

Todos los procesos de deshidratación mecánica son posteriores a la etapa de separación del gas del petróleo. De allí que el grado de eficiencia del separador gas - petróleo (ver figura 2.6) se refleje directamente en los resultados obtenidos de la deshidratación.

### **2.2.7 Calentadores:**

Generalmente, los crudos pesados y extrapesados pasan a través de un calentador con el fin de elevar su temperatura hasta el valor conveniente de trabajo. En algunos casos durante el calentamiento de la emulsión, los calentadores eliminan parte del gas de la emulsión y cantidades apreciables de agua libre, si se encuentran presentes en el fluido sometido a calentamiento. Dentro de los tipos de calentadores cabe mencionar: los directos y los indirectos.

FIGURA 2.9 FILTRO DE FLUJO ASCENDENTE



En los calentadores directos, la emulsión entra en contacto directo con el horno. Estos calentadores se usan cuando las presiones de trabajo son moderadamente bajas. La eficiencia de estos va a depender de ciertas condiciones de trabajo, es decir, para una determinada diferencia de temperatura los calentadores directos manejan más barriles de emulsión por unidad de gas quemado como combustible. Su uso está limitado por condiciones de seguridad.

En los calentadores indirectos la emulsión se calienta por transmisión de calor en un baño de agua caliente. Este tipo de calentador resulta más seguro de operar que el directo, ya que el fuego no actúa directamente sobre la tubería. Por esta razón en los calentadores directos se puede originar un incendio en caso de ocurrir una comunicación entre el fuego y el crudo. Un esquema sencillo de ambos tipos de calentadores se presenta en la figura 2.8.

FIGURA 2.10 CALENTADORES DE PETRÓLEO

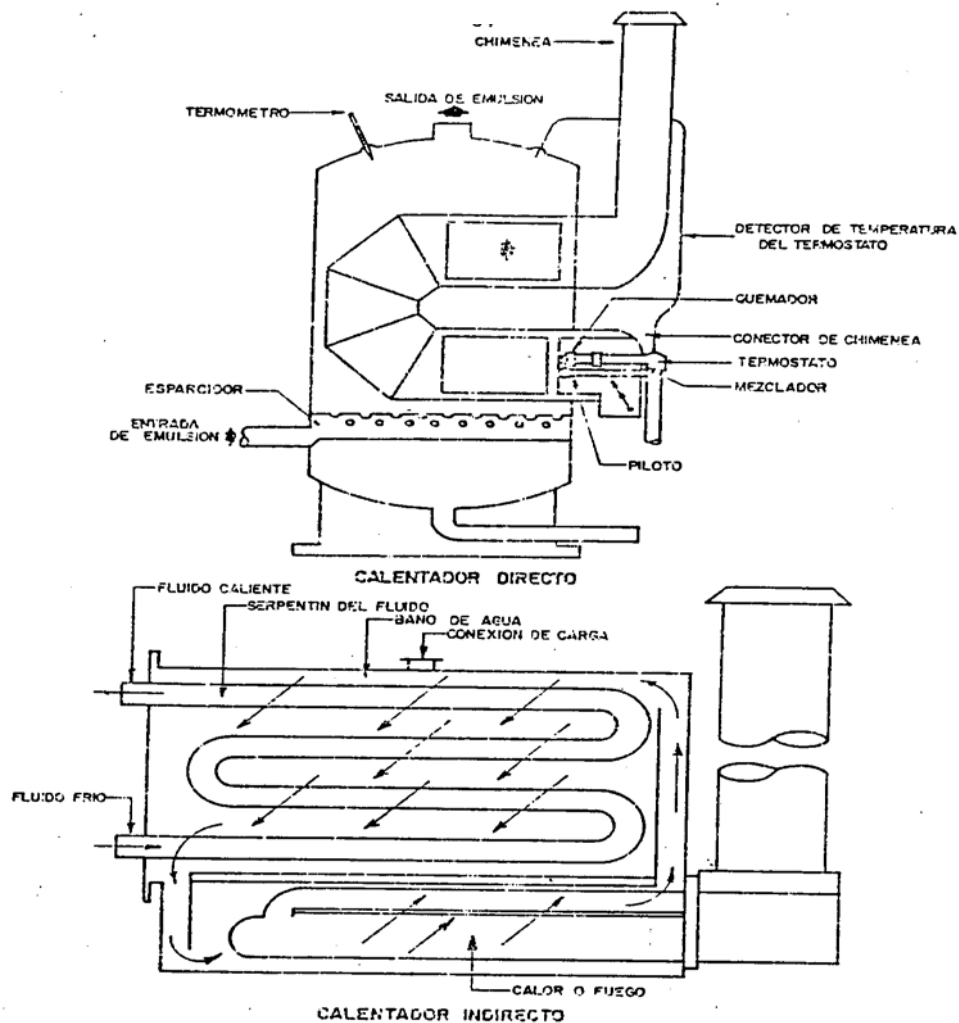
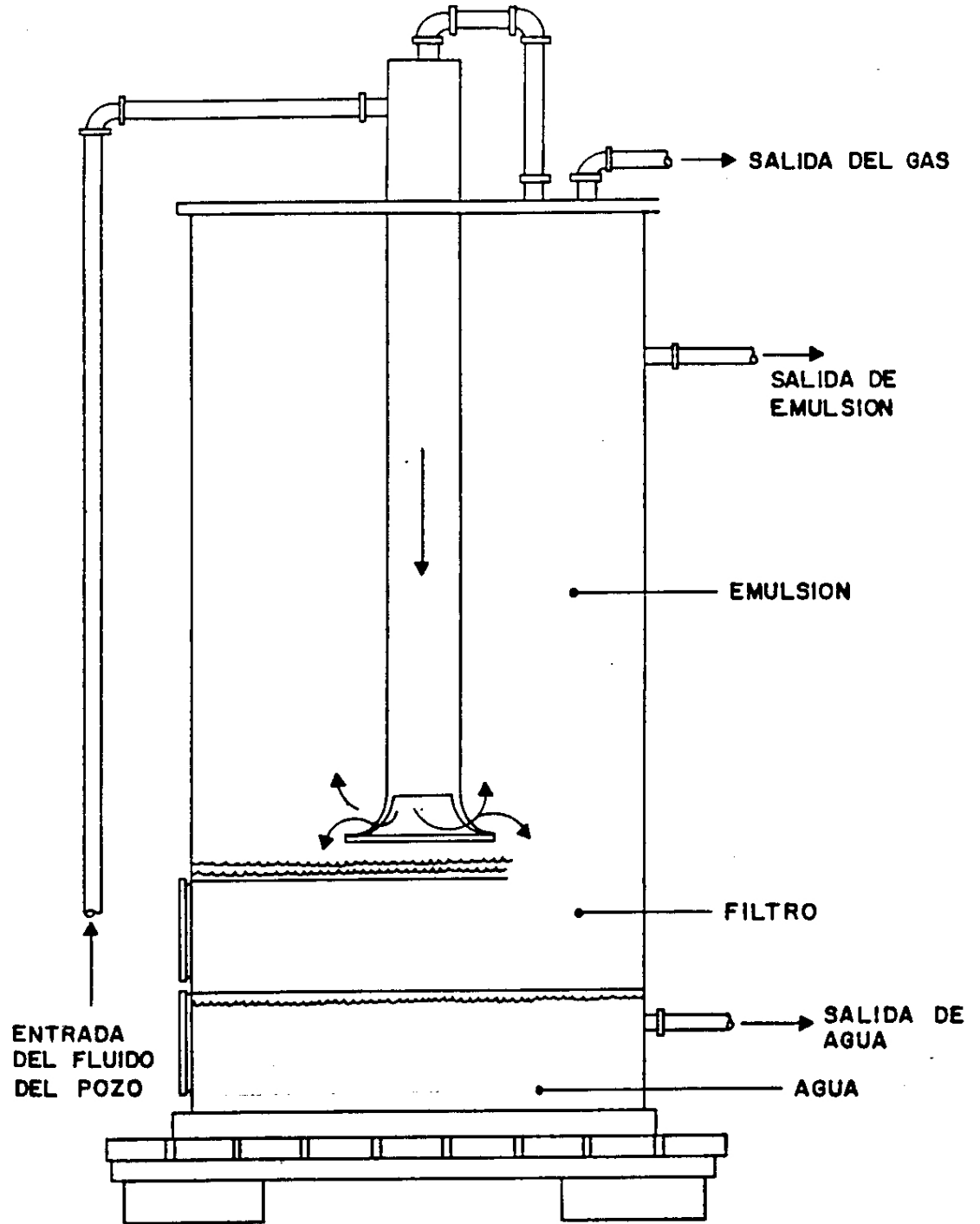


FIGURA 2.11 EXTRACTOR DE AGUA LIBRE



### 2.2.8 Tanques de lavado:

#### a) Usos (ver figura 2.13):

Los tanques de lavado se han usado desde hace muchos años en la deshidratación de petróleos emulsionados. En 1904, Allen Hazen desarrolló la teoría de un tanque de lavado ideal. Esta teoría se basa en la ley de asentamiento.

En Venezuela, la práctica de usos de tanques de lavado ha sido corriente para crudos pesados (18 °API). Por ejemplo, en algunos campos que pertenecían a Corpoven, S.A. en el oriente del país, se opera con la modalidad de tanques de lavado para crudos entre 15 y 18 °API. Ellos deshidratan a nivel de estación de flujo a temperaturas que varían entre 60 y 82,2 °C (140 y 180 °F) y con un tiempo de residencia en el tanque de lavado entre 10 y 20 horas. Lagoven, S.A., por su parte, trataba todos sus crudos pesados (11,5 – 18 °API) mediante el uso de tanques de lavado. En el país se han usado tanques de lavado con capacidades desde 500 hasta 150.000 barriles para petróleos con gravedades entre 11 y 25 °API.

La función principal de estos tanques es tratar las emulsiones de agua en petróleo, mediante el principio de gravedad diferencial. Es decir, como el agua es más densa que el petróleo, se asienta en el fondo del tanque. De esta manera, el petróleo que sale del tanque de lavado generalmente cumple con las especificaciones exigidas para ser transportado por los oleoductos. Sin embargo, este petróleo pasa primeramente a los tanques de almacenamiento antes de entrar a los oleoductos. De esta forma se logra mejorar aún más el proceso de deshidratación, ya que parte de la fracción de agua que todavía permanece en el crudo, se asienta en el fondo del tanque de almacenamiento.

La cantidad de gas que se libera en un tanque de lavado es relativamente pequeña, debido al proceso de separación gas-líquido en separadores convencionales antes de entrar al tanque de lavado.

El agua libre contenida en el crudo se puede separar en el tanque de lavado mediante gravedad. Sin embargo, cuando el agua y el crudo forman emulsiones, es necesario comenzar su tratamiento antes de que ingresen al tanque de lavado. Esto se hace generalmente mediante el uso de calor y/o química desemulsificante.

Uno de los parámetros más importantes en el análisis de un tanque de lavado, es el tiempo de retención. Este se define como el tiempo que debe pasar la emulsión en el tanque, para que el petróleo y el agua se separen adecuadamente. Usualmente se requiere que el petróleo a su salida del tanque de lavado posea un promedio de agua igual o inferior a 1%. Los tiempos de retención más comunes varían entre 4 y 36 horas.

#### **b) Partes de un tanque de lavado:**

Generalmente, un tanque de lavado está constituido de las partes siguientes: el cuerpo del tanque, los sistemas deflectores, la línea de alimentación, el tubo conductor o separador, el sistema de descarga de petróleo, el sistema de descarga de agua y los sistemas de control, medición, ventilación, remoción de sedimentos y purga (ver figuras 2.13 y 2.14).

##### **▪ El cuerpo del tanque:**

Es la parte principal de un tanque de lavado, ya que en su interior se realiza el proceso de deshidratación. Los fluidos se agrupan en tres zonas (ver figura 2.13).

- La superficie formada por petróleo deshidratado,
- La zona media constituida por emulsiones y,
- La zona inferior que contiene agua de lavado.

Es importante destacar que estas capas no poseen linderos definidos, sino que sus límites se mezclan entre sí.

---

- **Los sistemas deflectores. (ver figura 2.13):**

En muchos casos se hace necesario incrementar el tiempo de residencia de la emulsión en un tanque de lavado. Esto se puede lograr aumentando el diámetro del tanque. Sin embargo, consideraciones económicas pueden descartar esta alternativa. Por lo tanto, otra alternativa consiste en colocar dentro del tanque sistemas deflectores. Estos hacen posible que el fluido, en el interior del tanque, entre en contacto con un número mayor de zonas y que se mejore la separación crudo-agua, aún sin incrementar el tiempo de residencia.

Los sistemas deflectores usualmente están constituidos por: placas, tabiques y cilindros internos. Algunas veces, estos sistemas poseen una serie de agujeros o perforaciones. La distribución de los deflectores en los tanques se realiza usando diferentes patrones de distribución.

Las principales funciones de los deflectores son las siguientes:

- Evitar la canalización de la emulsión y, por lo tanto, mejorar la separación crudo-agua.
- Minimizar los problemas de turbulencia.
- Mejorar el grado de coalescencia.
- Orientar el sendero óptimo que deben seguir los fluidos dentro del tanque, y
- Reducir el grado de inestabilidad térmica, debido a diferencias de temperatura dentro del tanque.

- **La línea de alimentación:**

Es la tubería que transporta la emulsión de agua y petróleo al tubo conductor.

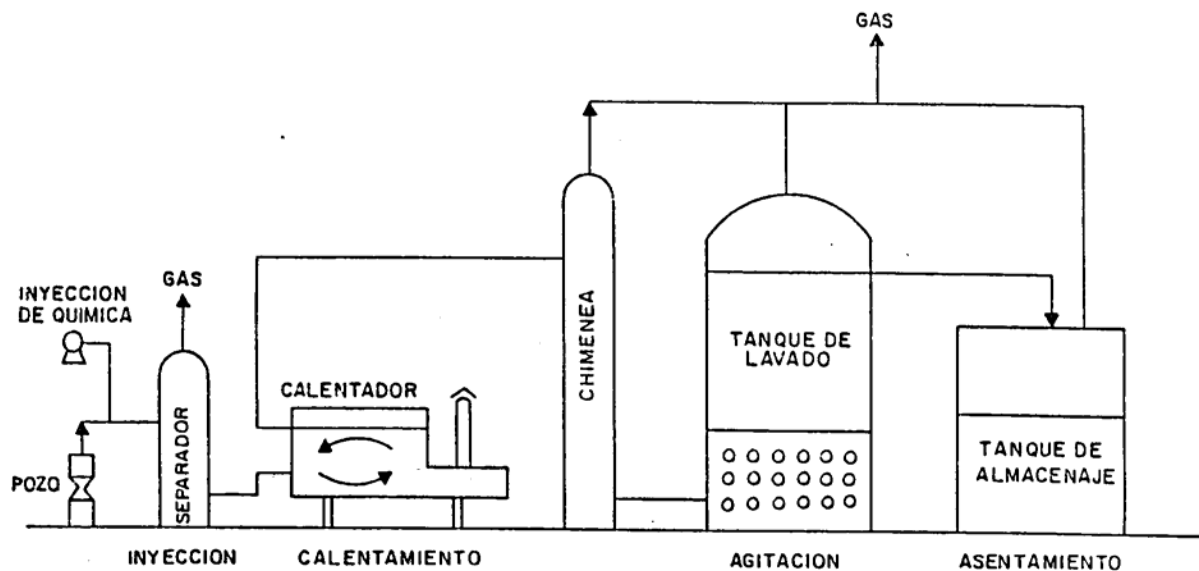
- **El tubo conductor o separador:**

Es un tubo de gran diámetro, que se extiende desde el tope del tanque hasta una región cercana al fondo.

Generalmente, la parte superior del tubo conductor está provista de una botella o un ensanchamiento. Esto tiene como finalidad lograr la liberación del gas en solución remanente. En algunos casos, la botella no posee partes internas. Sin embargo, cuando se quiere mejorar esta separación gas-líquido deben instalarse dentro de la botella dispositivos tales como separadores del tipo ciclón o ángulos de impacto.

En la mayoría de los diseños, la parte inferior del tubo conductor está provista de un distribuidor de emulsiones. Esto tiene como objetivo principal obtener en el fondo del tanque una distribución de la emulsión lo más uniforme posible.

FIGURA 2.12 DIAGRAMA TÍPICO DE DESHIDRATACIÓN LOCAL





### 2.2.9 Tratadores térmicos:

Son aparatos diseñados para incorporar las funciones de: un separador de gas, calentador, filtrado y separación de agua y petróleo. Por lo general, se instalan donde no se requiere tanque de lavado. Los tratadores combinan los efectos de calor, química y tiempo de retención en la deshidratación. (ver figura 2.13).

La emulsión entra a una sección de extracción de gas (figura 2.17) de la parte líquida, continúa hacia abajo hasta una placa esparcidora, en la cual se elimine el agua libre. Luego, asciende a la sección de calentamiento y de lavado donde se produce su ruptura.

FIGURA 2.13 ESQUEMA DE LAS TRES ZONAS DE UN TANQUE DE LAVADO

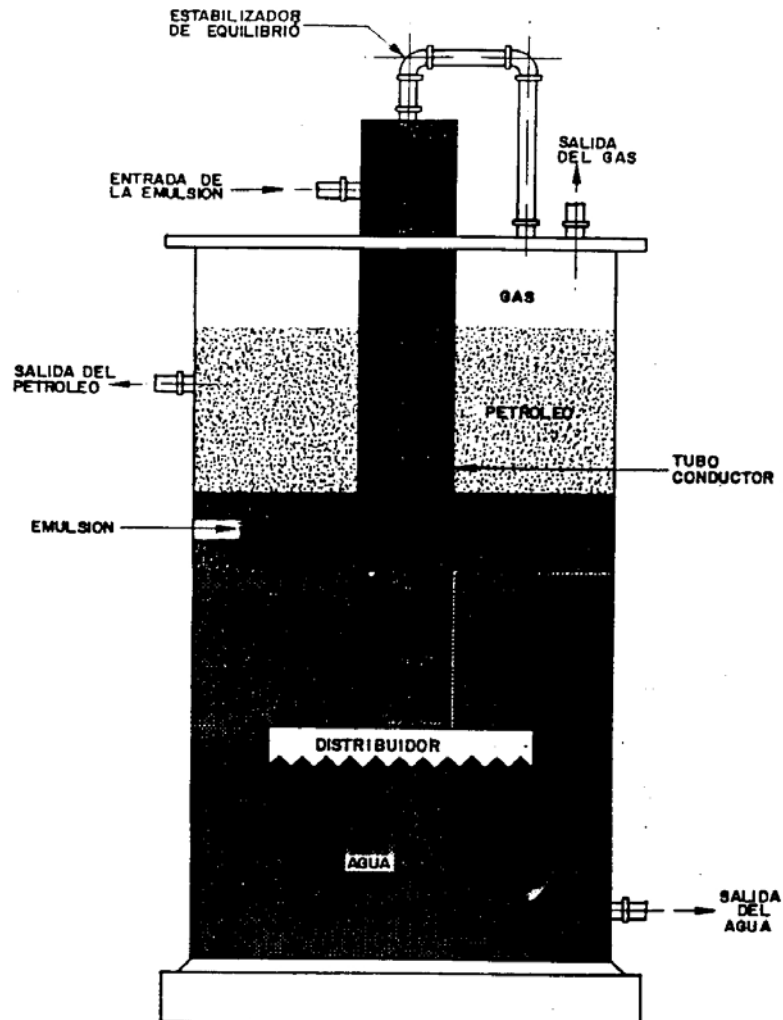


FIGURA 2.14 TANQUE DE LAVADO.

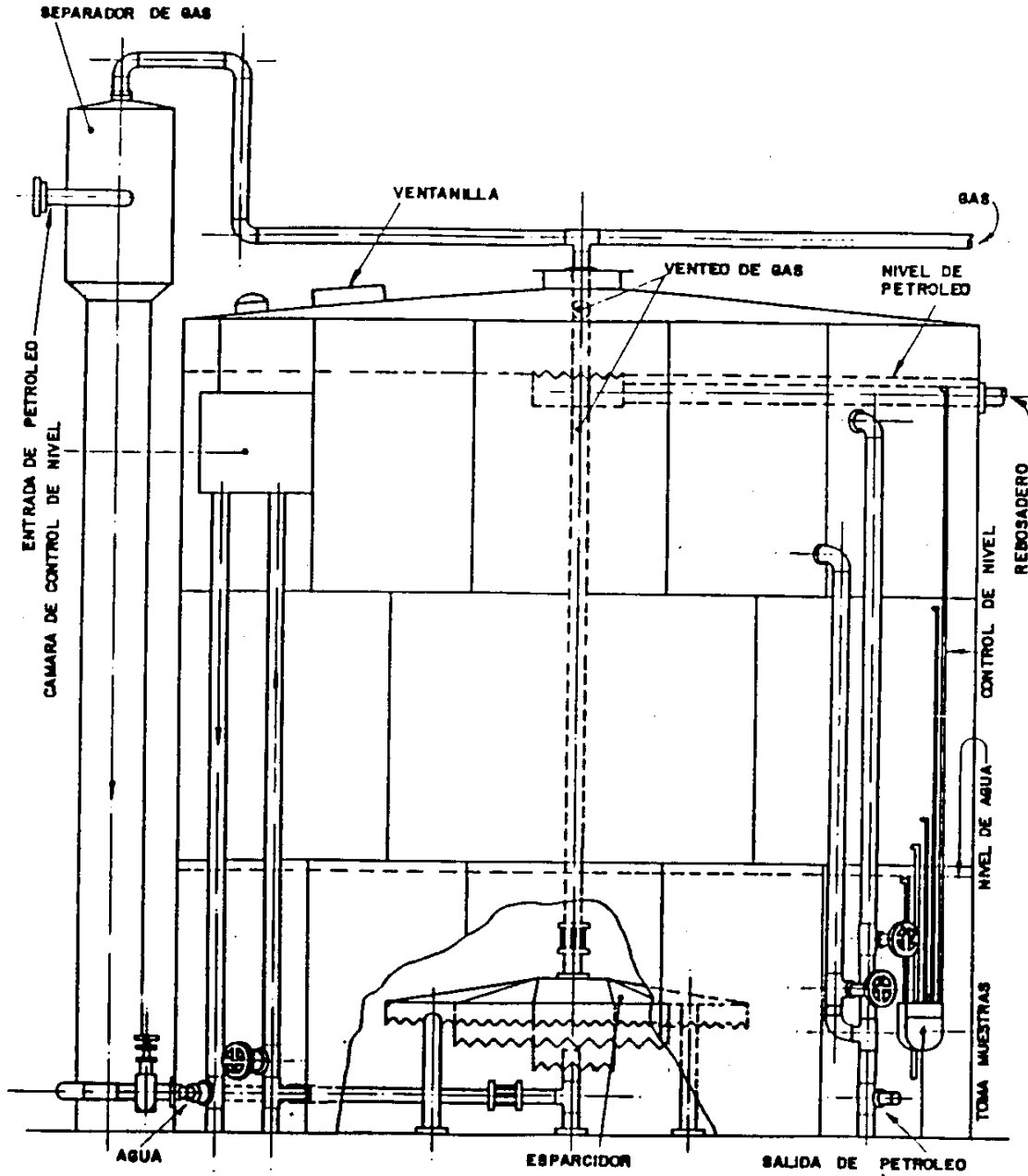
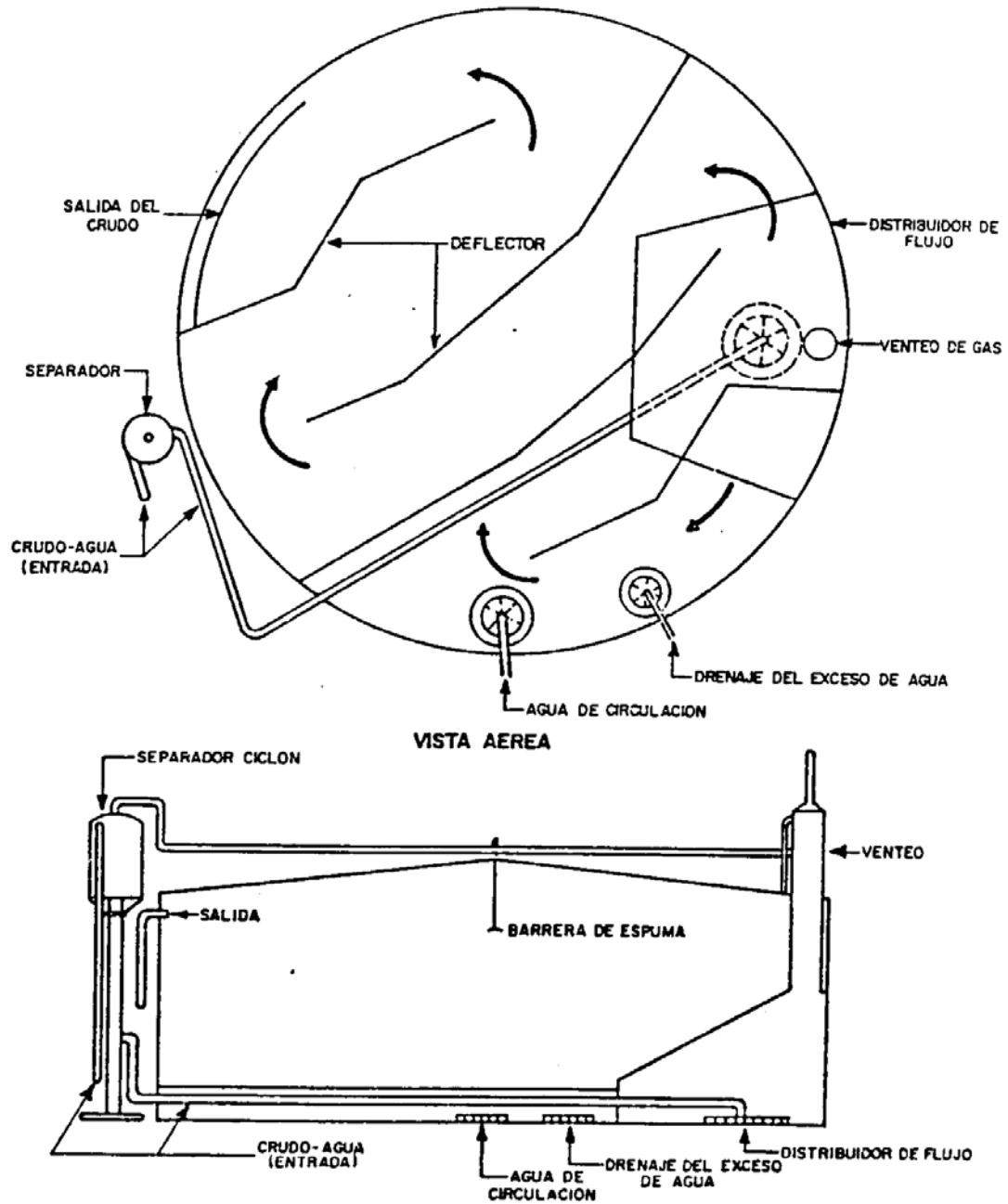


FIGURA 2.15 TANQUE DE LAVADO MODELO LAGOVEN



El tratador térmico también posee una sección filtradora interna o en serie con el calentador (ver figura 2.14). En esta sección las fibras del empaque comprimen la emulsión y ocurre la ruptura de la película del agente emulsificante. Luego de la reducción del gas y del agua, el petróleo fluye a la sección de asentamiento que descarga a los tanques de almacenamiento.

En la práctica, la deshidratación mecánica es de uso frecuente para crudos pesados y emulsiones altamente estables. Sin embargo, este método tiene la desventaja de que las pérdidas por evaporación de fracciones livianas del crudo son mayores que en el caso de deshidratación térmica.

FIGURA 2.16 TRATADOR TÉRMICO HORIZONTAL

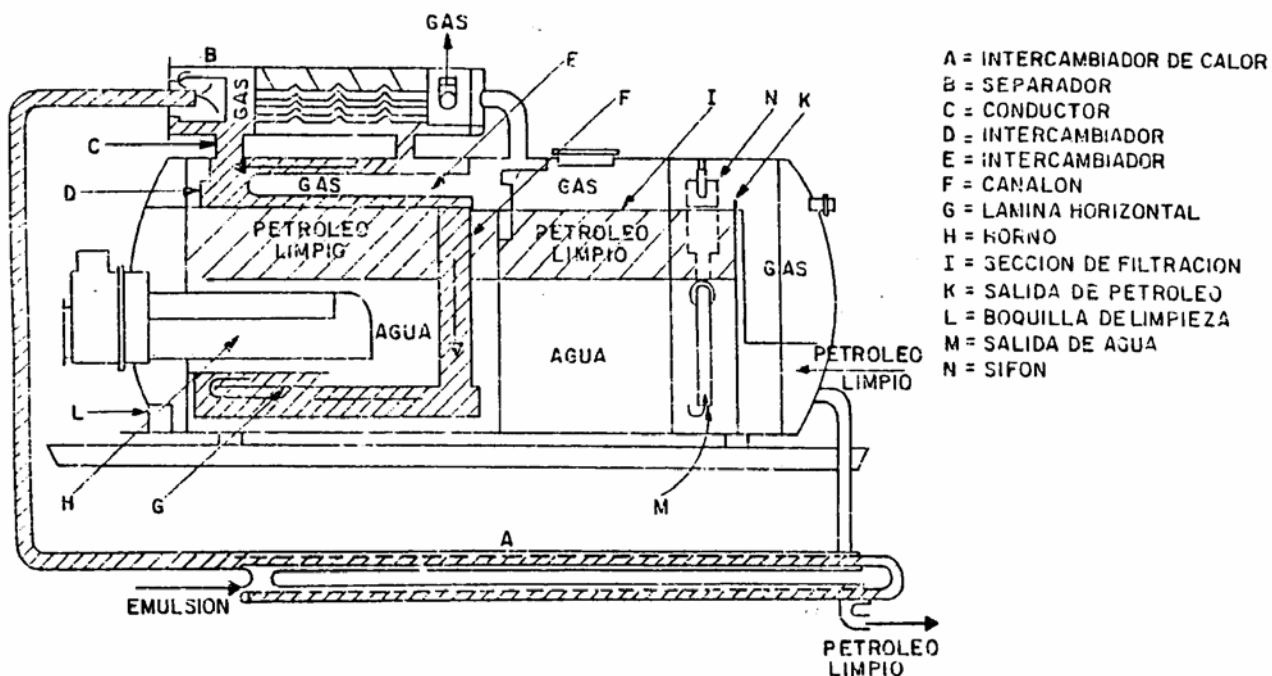
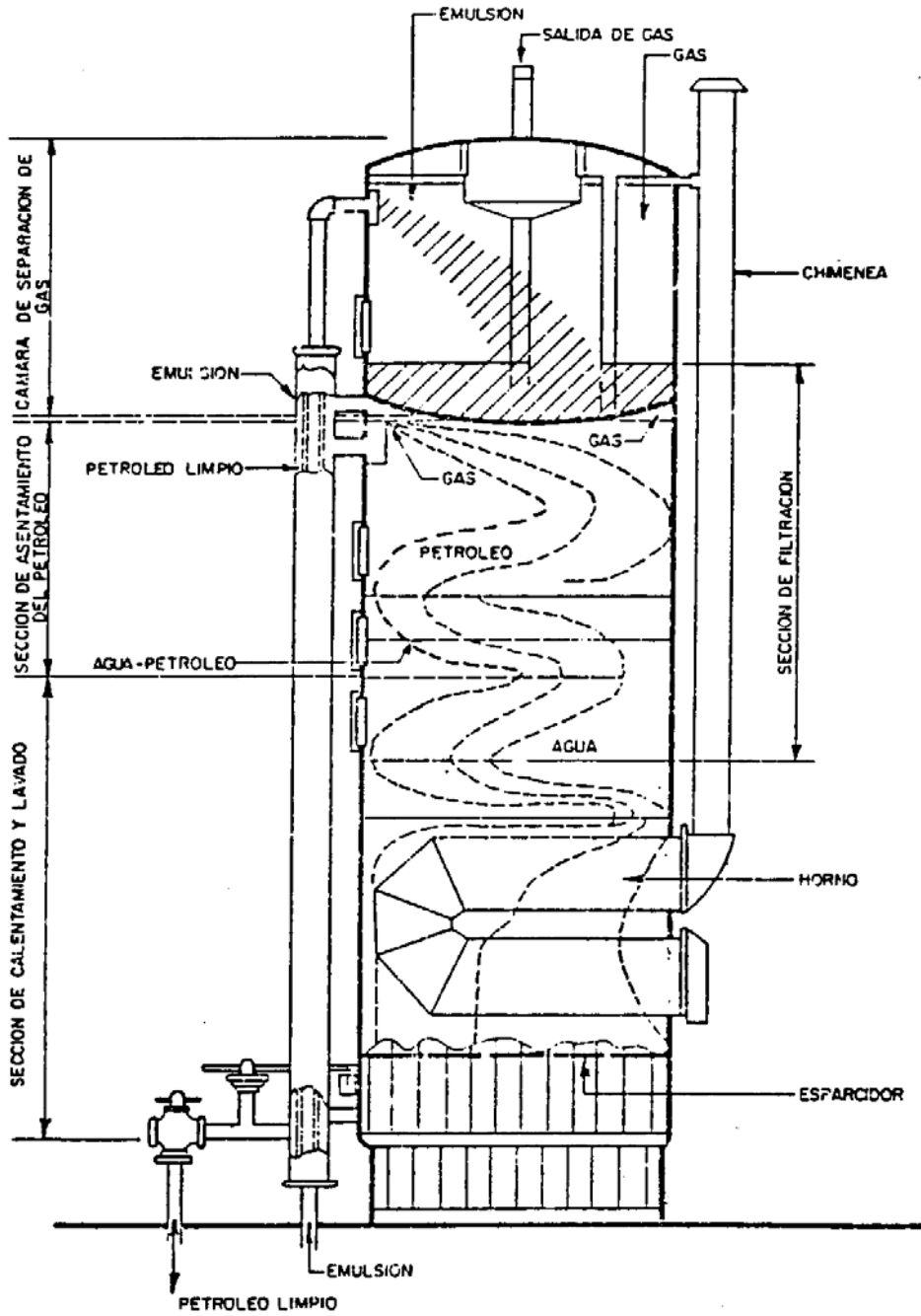


FIGURA 2.17 TRATADOR TÉRMICO VERTICAL



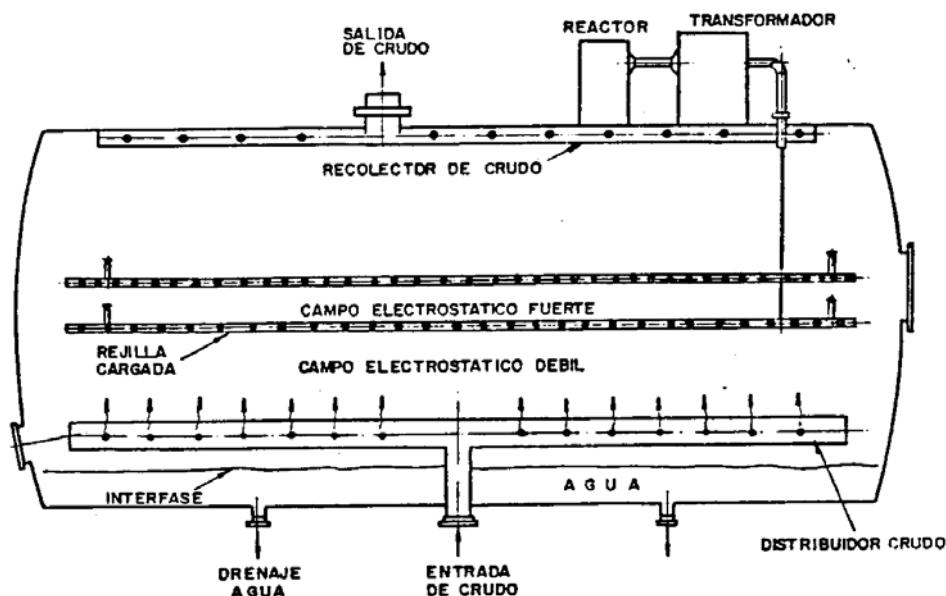
### 2.2.10 El deshidratador electrostático:

Está compuesto de un recipiente hermético a presiones moderadas y de un equipo auxiliar que depende del diseño. La corriente eléctrica, automáticamente controlada, entra al tratador luego de haber sido transformada a un alto voltaje apropiado. Se usan uno o dos transformadores de 220 a 240 voltios y un voltaje de 11.000 a 33.000 voltios. A la instalación se le agregan dispositivos de control automático de flujo.

La emulsión a ser tratada entra al deshidratador, pasa entre dos electrodos, de los cuales uno es fijo y el otro puede moverse en un plano vertical para ajustar convenientemente la distancia entre ellos.

Una vez que se produce la ruptura de la emulsión, el agua es drenada y el petróleo limpio fluye por la parte superior de la unidad. Esta operación se lleva a cabo a una presión de 30 a 85 psia, lo cual se considera adecuado para facilitar las condiciones de transporte del petróleo limpio a los tanques de almacenamiento (ver figura 2.20).

FIGURA 2.18 ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UN DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO



### 2.2.11 Tanques de almacenaje para petróleo:

- **Función:**

Los tanques de almacenaje para petróleo son depósitos destinados al almacenamiento del fluido proveniente generalmente de los pozos. Las capacidades más utilizadas varían entre 500 Y 150000 barriles nominales.

- **Tipos de tanques:**

Los tanques más usados en instalaciones de superficie de producción petrolera pueden clasificarse según su función en:

- Tanques para almacenar crudo sucio o limpio.
- Tanques para probar pozos.

En la clasificación anterior no se incluyen los tanques de lavado, ya que su diseño es especial, y su propósito no es almacenar crudo.

## 2.3 **EQUIPOS ADICIONALES UTILIZADOS EN UNA ESTACIÓN DE FLUJO PRINCIPAL:**

La estación de flujo principal tiene como función recolectar y concentrar el crudo proveniente de las estaciones de flujo secundarias, donde se realiza la separación; la estación de separación de flujo principal también posee equipos de separación ya que recibe producción de pozos cercanos y desde múltiples sin separación; se caracteriza además por disponer en ella de equipos adicionales para tratamiento de agua y para almacenamiento de crudo. De ellas parten los oleoductos laterales, que comunican entre sí los campos cercanos.

Otra distribución muy utilizada, la cual podemos apreciar en el Lago de Maracaibo es la distribución en red, en la cual las estaciones están interconectadas entre sí, para apoyarse mutuamente en caso de fallas; en este caso las estaciones de separación de flujo forman parte de la trama y el sistema de tuberías lleva el crudo hasta el almacenamiento principal del campo, de donde parte el oleoducto lateral. Tomaremos como ejemplo el bloque de producción V. (ver figura 2.21, 2.22, 2.23).

Los oleoductos laterales se unen en estaciones de bombeo para formar oleoductos principales o troncales, como por ejemplo el Ulé-Amuay (Ulé-Amuay N° 1, 188,60 km; Ulé-Amuay N° 2, 230,30 km) el cual lleva la producción de los campos situados en la cuenca del Lago de Maracaibo hasta la refinería de Amuay, en la Península de Paraguaná.

FIGURA 2.19 DIMENSIONES CARACTERÍSTICAS DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO

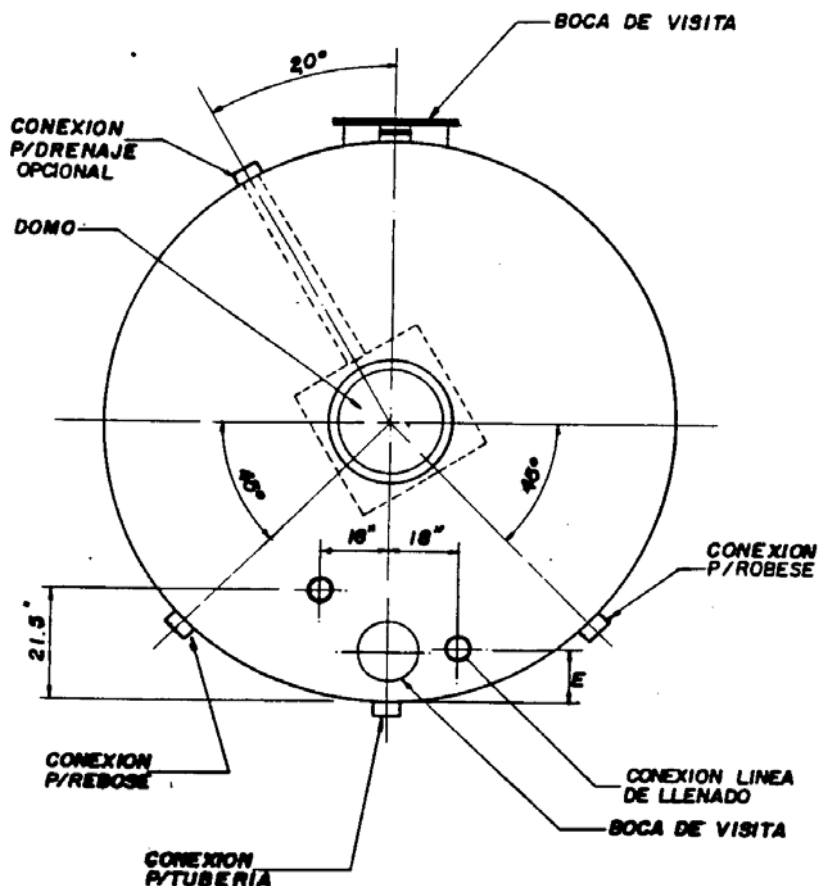




FIGURA 2.20 DIMENSIONES CARACTERÍSTICAS DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO

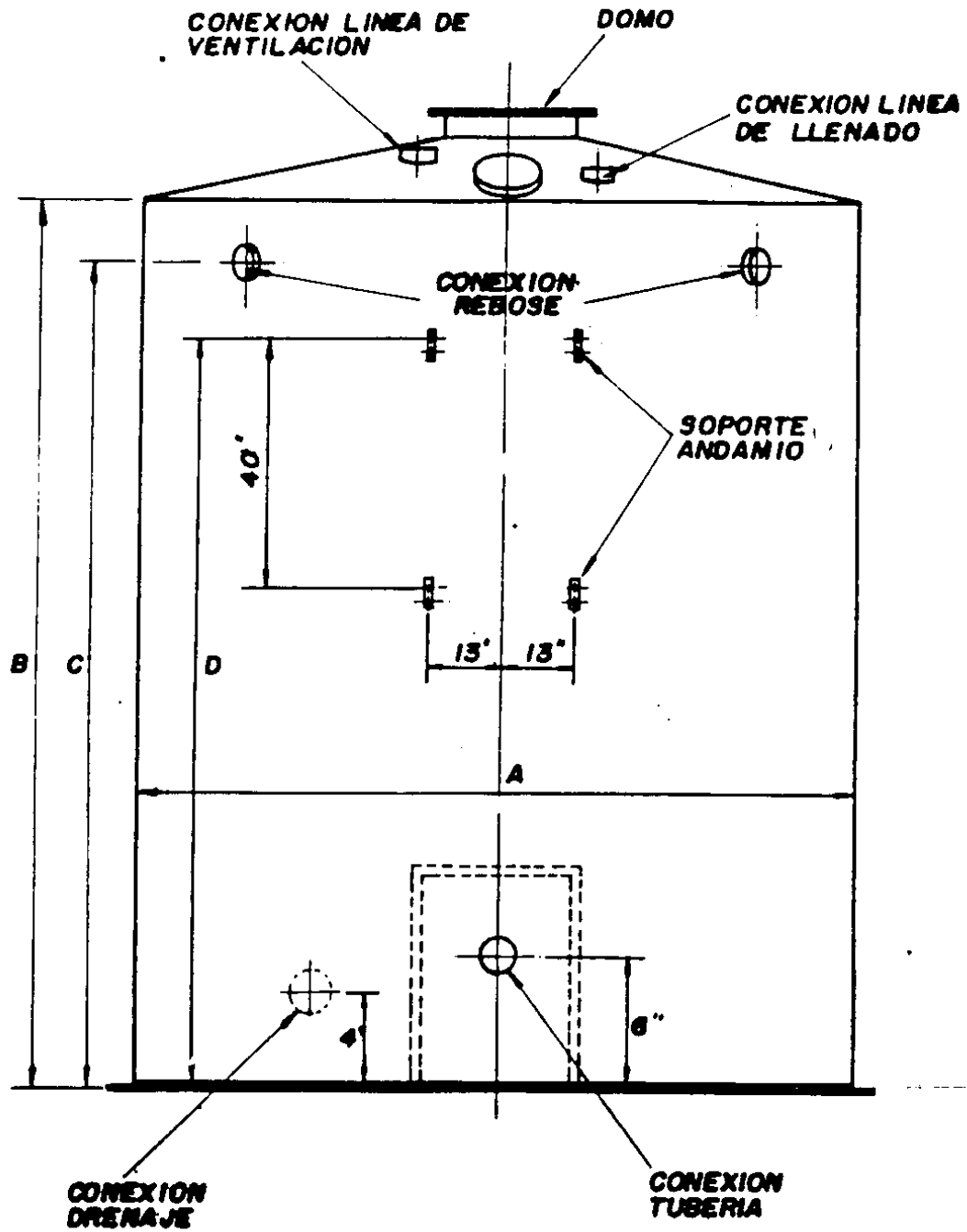


FIGURA 2.21 UBICACIÓN BLOQUE V EN EL LAGO DE MARACAIBO<sup>[74]</sup>

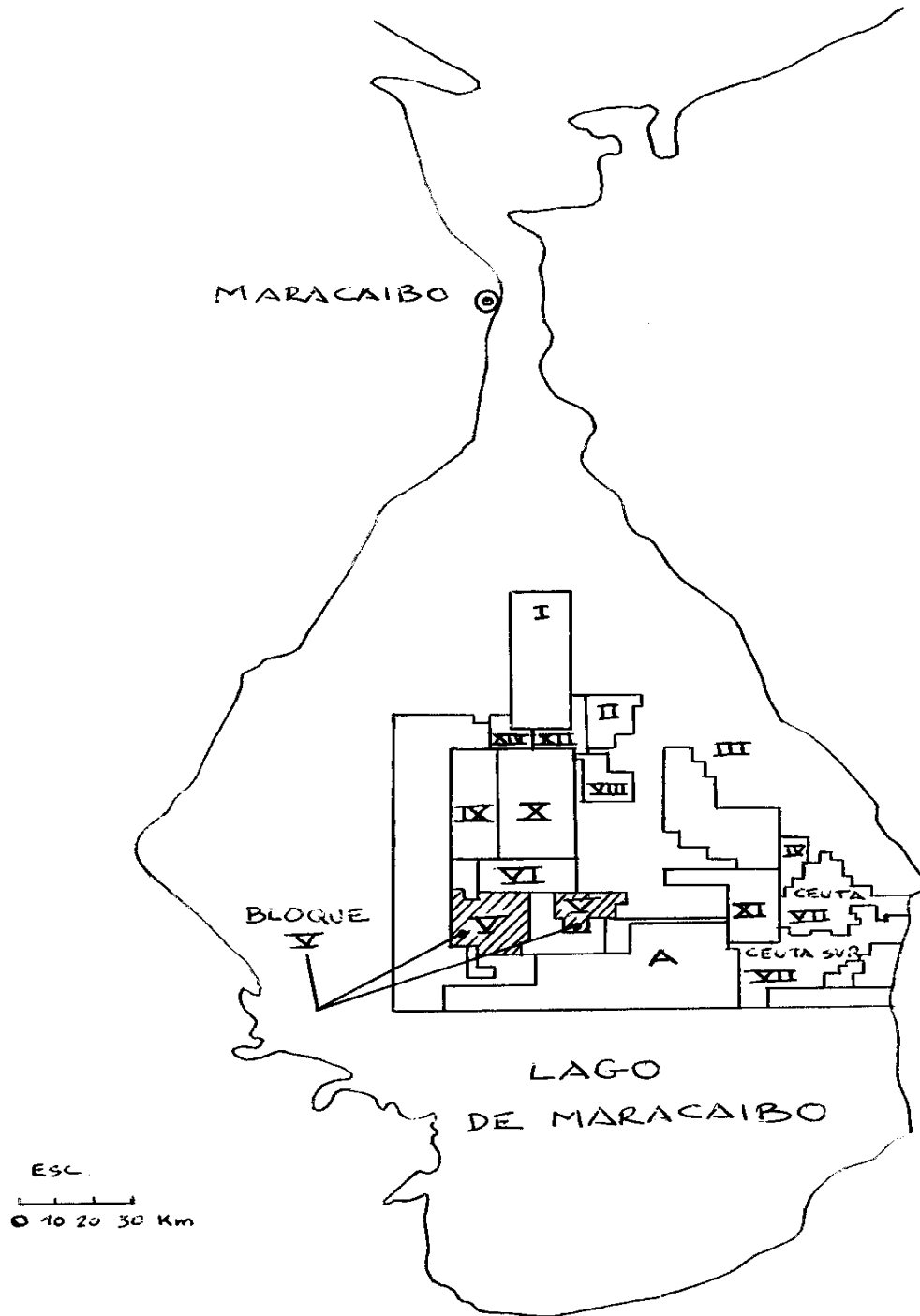


FIGURA 2.22 UBICACIÓN RELATIVA DE LAS ESTACIONES 1, 9, 16, 21 Y 22, CORRESPONDIENTES AL BLOQUE V [74]

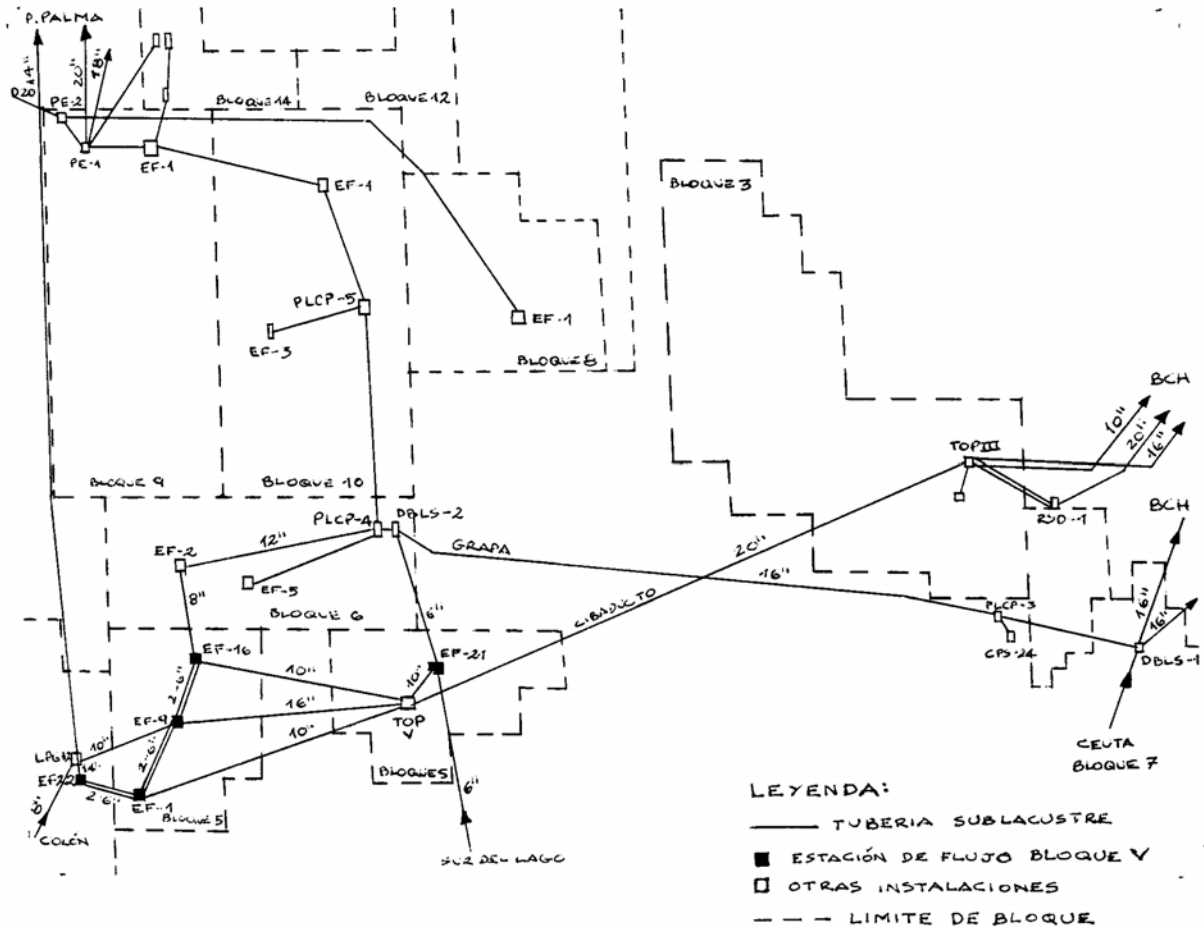
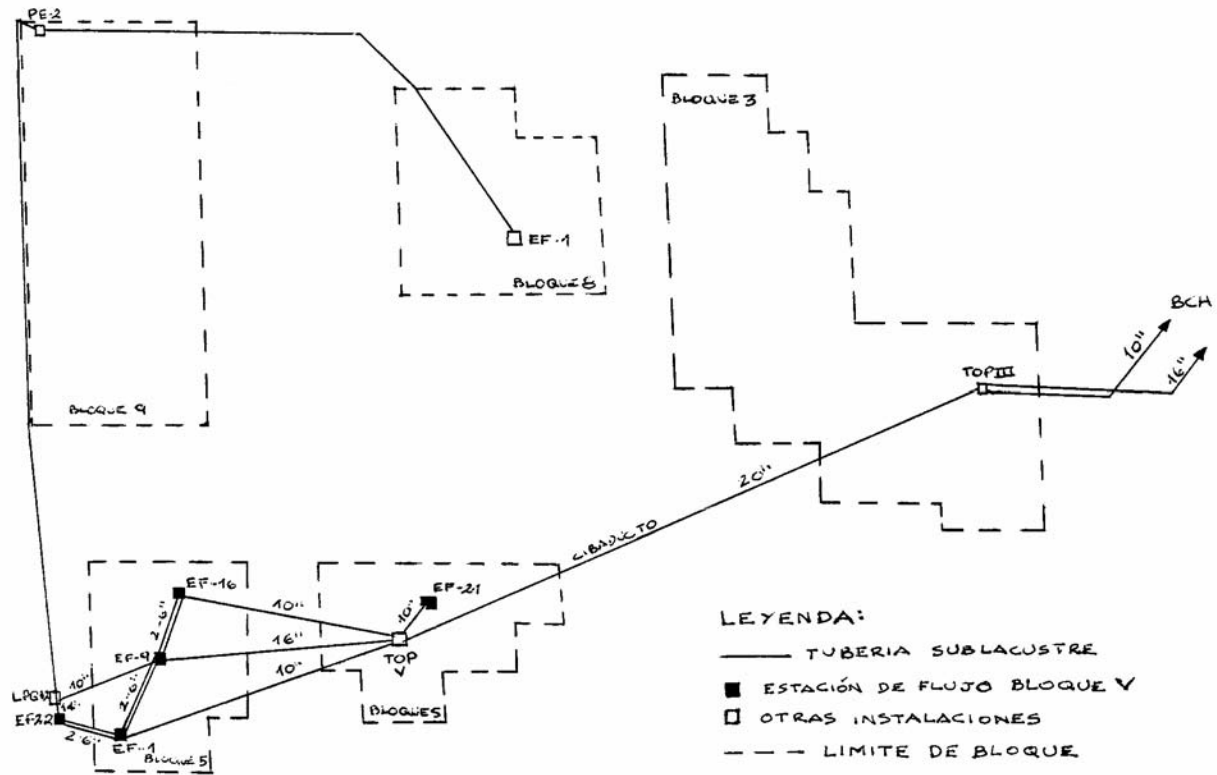
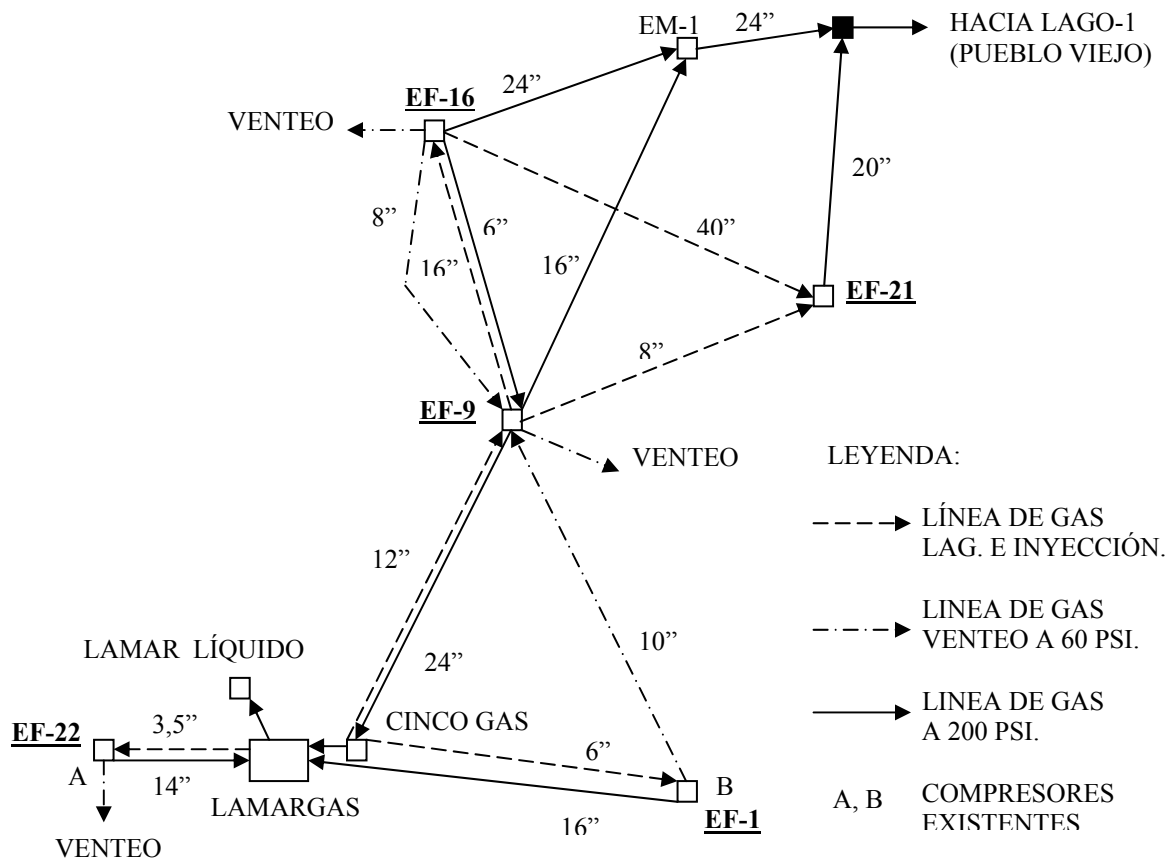


FIGURA 2.23 SISTEMA DE RECOLECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE PETRÓLEO,  
BLOQUE V <sup>[74]</sup>



Debido a la separación, la recolección de gas se realiza a través de un sistema de tuberías paralelo, a través de estaciones de compresión en un recorrido muy parecido al del petróleo, hasta llegar a una estación centralizada de compresión, donde un sistema de baja presión envía gas a las refinерías a través de gasoductos, y un sistema de alta presión prepara parte de dicho gas para reinyección en los yacimientos. Parte de este proceso ocurre en las mismas estaciones de flujo secundarias en campo, sobretodo para gas lift (ver figura 2.24).

FIGURA 2.24 SISTEMA DE RECOLECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS, BLOQUE V [74]



Debemos recordar que el uso de bombas multifásicas complementa a las estaciones principales de separación, ya que necesariamente el crudo no procesado debe ser separado para las operaciones de almacenamiento transporte y refinación, así que es conveniente conocer la distribución de un campo cuando se desee posicionar las estaciones de bombeo multifásico (esto sería labor de ingeniería básica)

### **2.3.1 Tratamiento de agua:**

El tratamiento de agua en campo se realiza en tanques de lavado y en lagunas de separación, en plantas semejantes a las de sistemas de aducción de agua. No obstante, estas plantas existen con el fin de extraer aquella cantidad de hidrocarburo que no haya podido extraer los separadores agua-petróleo, ya que por normas sanitarias dicha agua no es apta para consumo ni como efluente, por lo que debe ser reinyectada al yacimiento. Este tipo de instalación necesariamente debe ser centralizada, debido a que ocupa una gran cantidad de terreno.

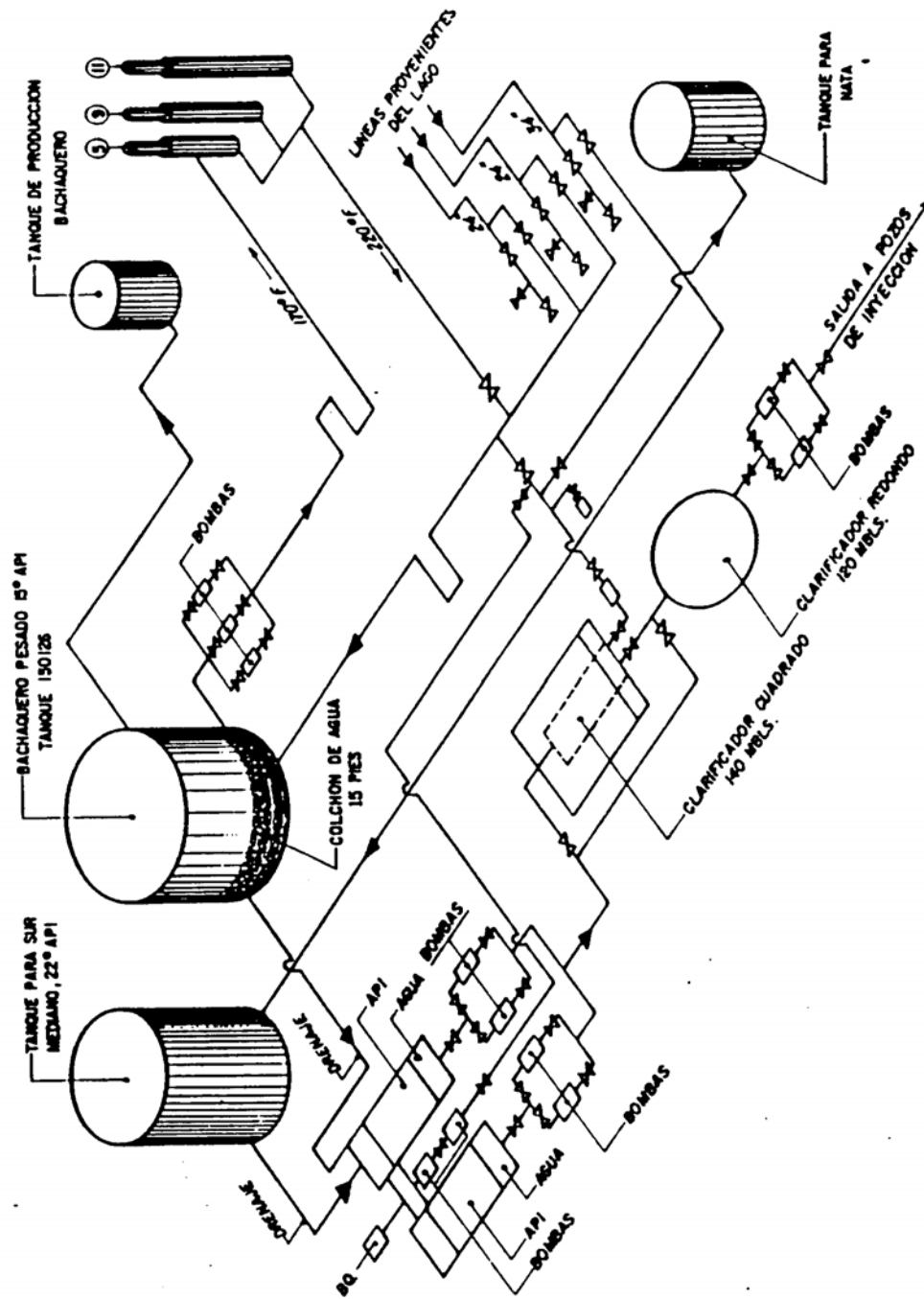
### **2.3.2 Patio de tanques:**

El almacenamiento final en campo antes de ser enviado el petróleo a las instalaciones de refinación o a los terminales de embarque, se realiza en tanques atmosféricos de gran tamaño, que vienen a ser el elemento final de la recolección, en las labores aguas arriba (exploración, perforación, producción).

### **2.3.3 Múltiples sin separación:**

Uno de los equipos usados en campo para la recolección del crudo no procesado son los múltiples de producción sin separación, que consisten básicamente en el múltiple de producción y el de prueba sin mayor número de instalaciones. Esto ocurre básicamente cuando se encuentra relativamente cercana una estación de separación de flujo que pueda manejar la producción de estos pozos, y no se justifica colocar separadores en este múltiples, extender las tuberías de producción hasta la estación, o esta no tiene suficientes puntos de conexión.

FIGURA. 2.25 DIAGRAMA DE TRATAMIENTO PARA CRUDOS MEDIANOS Y PESADOS DEL ÁREA BACHAQUERO. SISTEMA DE CLARIFICACIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN [74]



## 2.4 **CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE ESTACIONES DE FLUJO:**

El diseño de una estación de flujo requerirá necesariamente de los siguientes puntos:

- Una estimación de producción esperada (Índice de productividad), la cual debe estar enmarcada dentro de un plan de desarrollo de campo, que también indique el espaciamiento entre pozos (localización).
- Un estudio de ingeniería básica que comprenda: Localización geográfica, pozos que la estación atenderá, rangos de operación, accionamiento, tipo de separación, etc.

En consecuencia, se debe evaluar los siguientes puntos:

- Cálculo de tubería multifásica.
- Cálculo de tubería de líquido.
- Cálculo de tubería de gas.
- Cálculo de recipientes a presión.
- Selección de separadores.
- Selección de bombas.
- Selección de compresores.
- Diseño de múltiples.
- Selección de la instrumentación.
- Diseño del control automático.
- Diseño de tanques de almacenamiento de líquido.
- Plan de mantenimiento.
- Estimaciones económicas.



### 2.4.1 Líneas de flujo:

El diseño se basa en:

- Trazado de la línea.
- Parámetros de operación del flujo (presión, temperatura, GVF, WC, GOR, etc.).
- Estimación del patrón de flujo existente.
- Caídas de presión utilizando modelos multifásicos.
- Selección de material considerando las presiones de trabajo.
- Espesores óptimos de tubería.

Considerando adicionalmente:

- Sistema de limpieza y mantenimiento.
- Sistemas de protección.
- Sostén y anclaje.

### 2.4.2 Separadores y depuradores:

Se debe seguir las indicaciones del código ASME, sección VII, párrafo 1, aparte UT-27.

Se debe seleccionar o hallar:

- Tipo de separación: por momento, asentamiento gravitacional o choque.
- Tipo de separador: vertical, horizontal o esférico.
- Presión de operación y de diseño.
- Temperatura de operación y de diseño.
- Tasas de flujo: gas, petróleo, agua y fase líquida.
- Relación gas- petróleo (GVF).
- Propiedades físicas del gas.

- Composición del crudo.
- Características de las corrientes de salida.
- Grado de separación requerido.

### **2.4.3 Bombas y compresores:**

Se diseñarían según procedimiento usual para flujo estable de una sola fase, a las condiciones de salida de los separadores, que a su vez funcionan como tanques buffer para estos equipos.

En muchas ocasiones los compresores no forman parte de las instalaciones de separación; en este caso se encuentran en una estación centralizada de compresión.

Otros equipos (valvulería, venteo, alivio, etc.) se diseñarían de manera convencional.

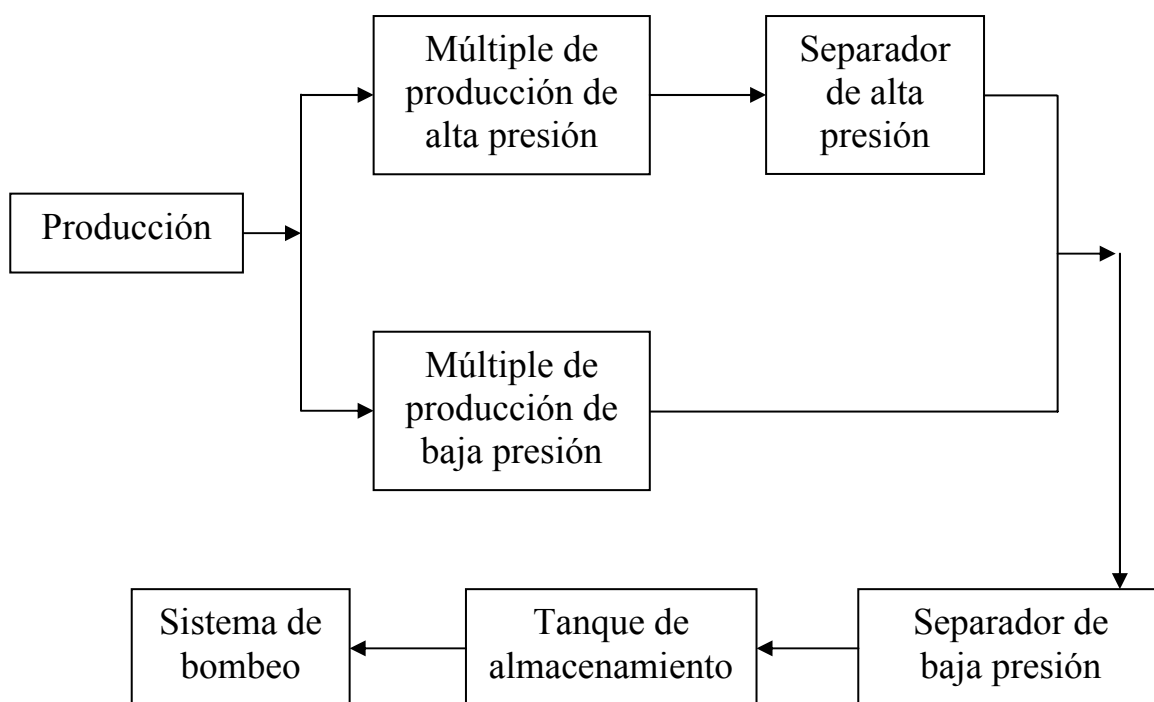
## **2.5 EJEMPLOS DE INSTALACIONES:**

### **2.5.1 Estaciones 1, 9, 16, 21 y 22, Bloque V, Lago de Maracaibo (1988):**

En el área productora del sur del Lago de Maracaibo, dividida en unidades llamadas bloques (ver figura 2.22), se utiliza un esquema de estaciones de separación de flujo en red, en la que están todas interconectadas entre sí, para recibir la producción de otras estaciones en caso de averías (ver figuras 2.23 y 2.24). La fase líquida (crudo-agua) y el gas se envían por separado a través de tubería sublacustre hasta Bachaquero (crudo) y la estación Lago-1 en Pueblo Viejo (gas). En el patio de tanques de Bachaquero se realiza la separación del agua, se almacena el crudo y al final es enviado tanto éste como el gas a través del sistema Ulé-Amuay hasta el Centro de Refinación Paraguaná (CRP).

En el anexo n° 8 se pueden observar datos técnicos de cada una de las estaciones del bloque V. A continuación se presenta el diagrama de flujo típico y otras características de estas estaciones:

### Diagrama de Flujo:



#### a) Pozos por estación:

EF-1-5: Activos: 29

Inactivos: 14

Producción total: 4.376 m<sup>3</sup>/d (27.522 BPD)

Producción de crudo: 3.009,2 m<sup>3</sup>/d (18.926 BPD)

Producción de gas: 1.898.645 sm<sup>3</sup>/d (67,050 MMPCD)

|          |   |                |
|----------|---|----------------|
| EF-9-5:  | Activos: 26                                       |                |
|          | Inactivos: 3                                      |                |
|          | Producción total: 6.886 m <sup>3</sup> /d         | (43.309 BPD)   |
|          | Producción de crudo: 4.155,3 m <sup>3</sup> /d    | (26.134 BPD)   |
|          | Producción de gas: 2.496.442 sm <sup>3</sup> /d   | (88,161 MMPCD) |
| EF-16-5: | Activos: 21                                       |                |
|          | Inactivos: --                                     |                |
|          | Producción total: 4.333 m <sup>3</sup> /d         | (27.252 BPD)   |
|          | Producción de crudo: 2.486,8 m <sup>3</sup> /d    | (15.640 BPD)   |
|          | Producción de gas: 645.879 sm <sup>3</sup> /d     | (22,809 MMPCD) |
| EF-21-5: | Activos: 28                                       |                |
|          | Inactivos: 2                                      |                |
|          | Producción total: 4.000,6 m <sup>3</sup> /d       | (25.161 BPD)   |
|          | Producción de crudo: 3.222,8 m <sup>3</sup> /d    | (20.269 BPD)   |
|          | Producción de gas: 535.557 sm <sup>3</sup> /d     | (18,913 MMPCD) |
| EF-22-5: | Activos: 19                                       |                |
|          | Inactivos: 12                                     |                |
|          | Producción total: 2.566 m <sup>3</sup> /d         | (16.138 BPD)   |
|          | Producción de crudo: 1.873,2 m <sup>3</sup> /d    | (11.781 BPD)   |
|          | Producción de gas: 1.845.012,5 sm <sup>3</sup> /d | (65,156 MMPCD) |

**b) Equipos principales existentes en cada estación de flujo:**

EF-1-5:

- 8 Separadores verticales: 1.524 mm (60 in) x 6,9 m (22,5 ft)
- 2 Tanques de producción: 159 m<sup>3</sup> (1000 barriles) cada uno. Diámetro 6,6 m, altura: 5 m.

- 4 Bombas de transferencia reciprocantes triplex. Motor eléctrico de 149 kW (200 HP) cada una.
- 3 Bombas de transferencia reciprocantes triplex. Motor de combustión interna a gas.
- 2 Depuradores de gas horizontales: Alta presión y baja presión.
- 1 Depurador de gas vertical de alta presión.
- 3 Generadores de electricidad de 85 kW cada uno.
- 1 Booster con 2 compresores de gas: 1 centrífugo (marca SOLAR), 1 reciprocante (marca AJAX).
- 4 Depuradores de gas combustible.
- Equipos auxiliares y misceláneos.

## EF -9-5:

- 5 Separadores verticales: 2 separadores 1.568,5 mm (61¾ in) x 6,9 m (22,5 ft); 2 separadores 1.524 mm (60 in) x 6,9 m (22,5 ft); 1 separador 1.524 mm (60 in) x 5,5m (18 ft).
- 2 Tanques de producción: 159 m<sup>3</sup> (1000 barriles) cada uno. Diámetro 6,6 m, altura 5 m.
- 4 Bombas de transferencia: Reciprocantes duplex de expansión a gas.
- 2 Depuradores de gas: Uno vertical de baja presión, uno horizontal de baja presión.
- 1 Bomba para sistema contra incendios.
- Equipos auxiliares y misceláneos.

## EF -16-5:

- 7 Separadores verticales: 1.524 mm (60 in) x 6,9 m (22,5 ft).
- 2 Tanques de producción: 159 m<sup>3</sup> (1000 barriles) cada uno. Diámetro 6,6 m, altura 5 m.
- 6 Bombas de transferencia: Reciprocantes triplex. Motor de combustión interna a gas.

- 3 Depuradores de gas: 1 horizontal de baja presión, 1 horizontal de alta presión, 1 vertical de alta presión.
- 3 Generadores de electricidad. 85 kW cada uno.
- 2 Bombas para sistema contra incendios.
- 2 Depuradores de gas combustibles.
- Equipos auxiliares y misceláneos.

## EF -21-5:

- 6 Separadores verticales: 1.524 mm (60 in) x 6,9 m (22,5 ft).
- 2 Tanques de producción: 159 m<sup>3</sup> (1000 barriles) cada uno. Diámetro 6,6 m, Altura 5 m.
- 4 Bombas de transferencia: Reciprocantes triplex. Motor de combustión interna a gas.
- 3 Depuradores de gas. 2 verticales y 1 horizontal.
- 2 Generadores de electricidad.
- 1 Booster. 1 motocompresor.
- 2 Depuradores de gas combustible.
- Equipos auxiliares y misceláneos.

## EF -22-5:

- 8 Separadores horizontales: 6 separadores de 1.574,8 mm (62 in) x 4,6 m (15 ft), 2 de 1.524 mm (60 in) x 4,6 m (15 ft).
- 2 Separadores verticales: 1.828 mm (72 in) x 6,1 m (20 ft).
- 1 Tanque de producción: 47,7 m<sup>3</sup> (300 barriles): Largo 12 m, ancho 10 m, altura 4 m.
- 4 Bombas de transferencia: Reciprocantes duplex. Expansión a gas.
- 6 Bombas de transferencia de tornillo. Motor eléctrico.
- 3 Depuradores de gas verticales.
- 1 Booster. 2 Turbocompresores (marca AJAX y SOLAR).
- 2 Depuradores de gas combustible.
- 1 Bomba para sistema contra incendios.

- Equipos auxiliares y misceláneos.

**c) Equipos. Instrumentación y control:**

EF-1:

- Separadores: Control de nivel, alarma de nivel alto, alarma de nivel bajo.
- Depuradores: Control de presión, alarma de alta presión.
- Tanques: Interruptor de arranque de bombas, apaga fuegos, alarma de nivel alto (cierre EF), alarma por presión alta (cierre EF).
- Bombas: Interruptor de arranque y parada, señal de baja presión de succión, indicador de alta temperatura de agua de enfriamiento del motor, indicador de baja presión de aceite.
- Medición de flujo de crudo: Placa orificio.
- Medición de flujo de gas: Placa orificio.
- Sistema apaga fuego: Bombonas de CO<sub>2</sub>, extintores portátiles.

EF-9:

- Separadores: Control de nivel, alarma de nivel alto, alarma de nivel bajo.
- Depuradores: Control de presión, alarma de alta presión.
- Tanques: Interruptor de arranque de bombas, apaga fuegos, alarma de nivel alto (cierre EF), alarma por presión alta (cierre EF).
- Bombas: Interruptor de arranque y parada, control de gas motriz.
- Medición de flujo de crudo: Placa orificio.
- Medición de flujo de gas: Placa orificio.
- Sistema apaga fuego: Bombonas de CO<sub>2</sub>, extintores portátiles, bomba de agua.

EF-16:

- Separadores: Control de nivel, alarma de nivel alto, alarma de nivel bajo.
- Depuradores: Control de presión, alarma de alta presión.
- Tanques: Interruptor de arranque de bombas, apaga fuegos, alarma de nivel alto (cierre EF), alarma por presión alta (cierre EF).

- Bombas: Interruptor de arranque y parada, señal de baja presión de succión, indicador de alta temperatura de agua de enfriamiento del motor, indicador de baja presión de aceite.
- Medición de flujo de crudo: Placa orificio.
- Medición de flujo de gas: Placa orificio.
- Sistema apaga fuego: Bombonas de CO<sub>2</sub>, extintores portátiles.

**EF-21:**

- Separadores: Control de nivel, alarma de nivel alto, alarma de nivel bajo.
- Depuradores: Control de presión, alarma de alta presión.
- Tanques: Interruptor de arranque de bombas, apaga fuegos, alarma de nivel alto (cierre EF), alarma por presión alta (cierre EF).
- Bombas: Interruptor de arranque y parada, señal de baja presión de succión, indicador de alta temperatura de agua de enfriamiento del motor, indicador de baja presión de aceite.
- Medición de flujo de crudo: Vollvortex.
- Medición de flujo de gas: Placa orificio.
- Sistema apaga fuego: Bombonas de CO<sub>2</sub>, extintores portátiles.

**EF-22:**

- Separadores: Control de nivel, alarma de nivel alto, alarma de nivel bajo.
- Depuradores: Control de presión, alarma de alta presión.
- Tanques: Interruptor de arranque de bombas, apaga fuegos, alarma de nivel alto (cierre EF), alarma por presión alta (cierre EF).
- Bombas: Interruptor de arranque y parada, señal de baja presión, control de gas motriz.
- Medición de flujo de crudo: Placa orificio.
- Medición de flujo de gas: Placa orificio.
- Sistema apaga fuego: Bombonas de CO<sub>2</sub>, extintores portátiles.



**d) Condiciones de operación:**

Ver anexo n° 1.

**2.5.2 Desarrollo del sur de Ceuta, Lago de Maracaibo, Maraven. Estación de flujo EF 8/7 (1996):**

Maraven desarrolló el proyecto “Desarrollo área sur de Ceuta”, ubicado en el Lago de Maracaibo, en el año de 1996, para aumentar en 7.155 m<sup>3</sup>/d (45.000 barriles diarios) la producción. Para ello construyó la estación de flujo más moderna de las instalaciones de producción de esta filial de Petróleos de Venezuela en el Estado Zulia para ese momento, la EF 8/7, completamente automatizada y diseñada mediante el uso de tecnología de visualización tridimensional (3D).

Dicha estación permitió incrementar en 6.360 m<sup>3</sup>/d (40.000 barriles diarios) la capacidad actual del área de Ceuta, lo que constituyó un elemento clave en el cumplimiento de la cuota de producción asignada a Maraven en dicho año.

Como parte del proyecto, llevado adelante por la Superintendencia de Proyectos Lago, de la gerencia de Ingeniería de Desarrollo de la División de Operaciones de Producción de Maraven, se realizó el tendido de uno de los oleoductos de mayor diámetro y longitud en el Lago de Maracaibo, con 609,6 mm (24 pulgadas) y 25 kilómetros, respectivamente, entre la plataforma reforzadora 1-7 y el patio de tanques de Bachaquero, así como el acondicionamiento de siete estaciones de flujo existentes, todo con una inversión de 6.000 millones de bolívares, mejorando significativamente las operaciones y producción del campo Ceuta.

Todos los equipos y sistemas de la nueva estación fueron instrumentados siguiendo los lineamientos establecidos en la filosofía de automatización de estaciones de flujo de Maraven en el Lago de Maracaibo, la cual incluye la instalación e implementación de un controlador lógico programable (PLC) para el control y operación a distancia, desde la sala de control ubicada en

tierra. En resumen, la Estación de Flujo EF 8/7 es totalmente automatizada y controlada desde tierra. El diseño y su filosofía operacional garantizan el funcionamiento continuo de la estación, bajo los más estrictos parámetros de seguridad industrial y ambiental.

### **2.5.3 Estación de separación de flujo Carito (NMEF-2), Distrito Operacional Punta de Mata (1999):**

#### **a) Descripción del área:**

El Distrito Operacional Punta de Mata, está ubicado al oriente de Venezuela, Estado Monagas, a 50 kilómetros de Maturín, cerca de las poblaciones de Punta de Mata y El Tejero.

La explotación del área se inicia en 1987, con la perforación y completación del pozo FUC-1, (actualmente Musipán 9) en la estructura correspondiente al campo El Furrial. El distrito Punta de Mata comprende los siguientes campos: Carito (CRC), Mulata (MUC), Pirital (PIC), Santa Bárbara (SBC) y Muri (MRC). Estos campos constituyen los yacimientos profundos más prolíficos de alta presión en Venezuela.

#### **b) Presión del yacimiento:**

La presión de los yacimientos en el área está asociada a las altas profundidades en las cuales se encuentran las trampas de hidrocarburos. El mecanismo de producción de los yacimientos lo constituye el flujo natural. El petróleo se encuentra originalmente subsaturado. En los yacimientos de gas condensado, el fluido se encuentra a una presión mayor a la correspondiente al punto de rocío y debido a esto solo existe una fase gas en el yacimiento.

#### **c) Fluidos en el yacimiento:**

La columna de fluidos está caracterizada por una variación continua de su composición desde la base, pasando por crudo negro hasta gas condensado en el tope de la formación. Esta

segregación es característica de los yacimientos de gran extensión vertical. La columna sedimentaria del área tiene aproximadamente 762 m (2.500 ft) de espesor.

La gravedad del condensado se estima alrededor de 35 °API, la de crudo presenta valores de 30 °API en el tope y 21 °API en la base.

**d) Descripción de la estación:**

▪ **Ubicación de la estación:**

La estación de flujo Carito se encuentra ubicada en el Distrito Punta de Mata, Municipio Autónomo Ezequiel Zamora, Estado Monagas, en las cercanías de la carretera El Chorrillo-Musipán.

FIGURA 2.26 UBICACIÓN DEL ÁREA PRODUCTORA PUNTA DE MATA <sup>[89]</sup>

Distrito Operacional  
Punta de Mata,  
a 50 Km de Maturín,  
cerca de  
las poblaciones de  
Punta de Mata y  
El Tejero



▪ **Criterios de diseño:**

La estación se diseñó para manejar una producción de 23.850 m<sup>3</sup> (150 MBPD) de petróleo proveniente de 21 pozos, a través de 34 sartas de producción, alejados de la estación a una distancia promedio de 3 km.

Cada tren de producción está diseñado para manejar un volumen de crudo proveniente de los pozos de 7.950 m<sup>3</sup>/d (50 MBPD) y 4.247.527 m<sup>3</sup>/d (150 MMPCD), el cual es recolectado por los múltiples de producción.

Para el dimensionamiento de las tuberías y equipos se usaron las siguientes premisas de diseño:

|   |   |
|---|---|
| - Producción por cada línea de flujo:           | Crudo 795 m <sup>3</sup> /d (5 MBPD)<br>Gas 424.752,7 sm <sup>3</sup> /d (15 MMPCD) |
| - Presión del producto al llegar a la estación: | 8.273.709 Pa man. (1.200 psig)  |
| - Temperatura del producto:                     | 116 °C (240 °F)   |

Las líneas desde los pozos a la estación fueron diseñadas de diámetro 152,4 mm (6 in), SCH-80.

Las tres líneas del sistema de recolección de gas fueron diseñadas partiendo de las siguientes premisas:

|                         |  |  |  |
|-------------------------|--|--|--|
| - Presión de separación | 413.685 Pa man.<br>(60 psig)               | 620.528 Pa man.<br>(90 psig)               | 1.034.214 Pa man.<br>(150 psig)              |
| - Flujo de gas          | 2.548.516 sm <sup>3</sup> /d<br>(90 MMPCD) | 2.548.516 sm <sup>3</sup> /d<br>(90 MMPCD) | 11.893.076 sm <sup>3</sup> /d<br>(420 MMPCD) |

|   |                              |                                 |                |
|---|------------------------------|---------------------------------|----------------|
| - Presión de succión planta compresora Muscar | 413.685 Pa man.<br>(60 psig) | 2.895.798 Pa man.<br>(420 psig) | -              |
| - Temp. promedio de transporte                | 60 °C (140 °F)               | 60 °C (140 °F)                  | 60 °C (140 °F) |
| - Distancia                                   | 1,6 km                       | 1,6 km                          | 1,6 km         |
| - Grav. esp. del gas                          | 0,9                          | 0,9                             | 0,9            |

Los trenes de producción general se diseñaron para descargar el crudo a cualquiera de los tanques por líneas separadas; esta flexibilidad proporciona operabilidad al sistema. De igual forma, se puede desviar la producción proveniente del tren de prueba a cualquiera de los dos tanques para verificar la medición.

- **Sistema de recolección y separación:**

Actualmente la estación de flujo maneja la producción procedente de 34 pozos, a través de 55 sartas, recolectadas en 7 múltiples: 1-A, 1-B, 2, 3, 4, 5-A y 5-B.

Los múltiples 1-A, 1-B, 2, 3 y 4 poseen 10 puestos cada uno. El múltiple 5-A cuenta con 14 puestos y el 5-B con 8 puestos. El múltiple 1-A es independiente, los restantes están comunicados mediante válvulas.

La producción es enviada desde el cabezal de los múltiples a 3 trenes de separación de producción general. Para la prueba de pozos, el crudo proveniente del pozo es enviado al múltiple de prueba y de allí pasa al tren de prueba. Los múltiples de prueba son paralelos a cada múltiple de producción.

- **Proceso de separación:**

Cada tren presenta 3 etapas de separación, dispuestas en serie, de acuerdo a la presión nominal de llegada en cada múltiple: 8.273.709 Pa man. (1.200 psig), 3.447.379 Pa man. (500 psig) y 413.685 Pa man. (60 psig).

**Tren 1:**

El separador de 8.273.709 Pa man. (1.200 psig) es alimentado con la producción proveniente del múltiple 1-B de aproximadamente 2.385 m<sup>3</sup>/d (15 MBPD) y 934.456 sm<sup>3</sup>/d (33 MMPCD), de acuerdo a las pruebas correspondientes al mes de febrero de 1999, realizadas a los pozos que fluyen a la estación. La presión de trabajo máxima del separador es de 8.963.185 Pa man. (1.300 psig) y la temperatura máxima de trabajo es de 135 °C (275 °F). El gas separado del crudo a estas condiciones por el tope del separador, es recolectado por el cabezal de 8.273.709 Pa man. (1.200 psig) para ser llevado a depuración en el depurador de este nivel a la misma presión.

Con el objeto de evitar arrastre, se inyecta antiespumante en los separadores de 8.273.709 Pa man. (1.200 psig). Esta es una mezcla de gas-oil con silicona.

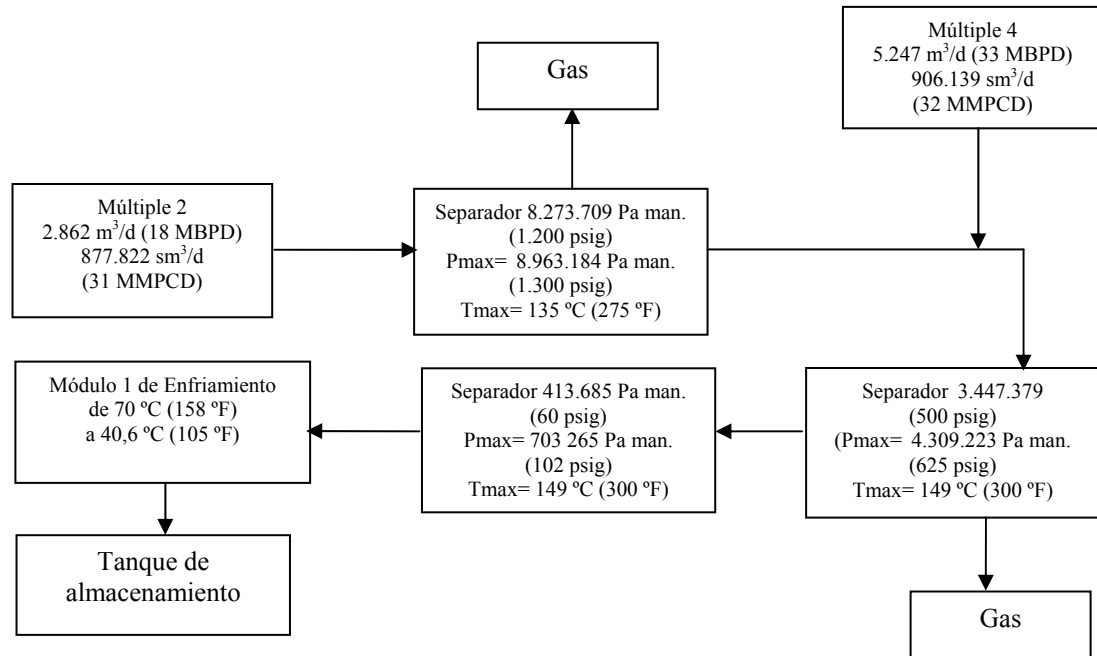
Al crudo procedente de ésta primera separación se une la producción del múltiple 1-A, de aproximadamente 4.293 m<sup>3</sup>/d (27 MBPD) y 1.217.624 sm<sup>3</sup>/d (43 MMPCD), entrando posteriormente al separador del nivel de 3.447.379 Pa man. (500 psig) en el mismo tren. La máxima presión de trabajo en éste nivel es 3.792.117 Pa man. (550 psig) y la máxima temperatura de trabajo 149 °C (300 °F). El gas separado es recolectado y llevado al depurador de 3.447.379 Pa man. (500 psig).

El fluido líquido entra posteriormente al separador de 413.685 Pa man. (60 psig). En este nivel, la presión máxima es de 758.423 Pa man. (110 psig) y la temperatura máxima 149 °C (300 °F). El gas separado es recolectado en el cabezal de 413.685 Pa man. (60 psig) y llevado posteriormente al depurador correspondiente. Después de esta separación, el hidrocarburo líquido es llevado a los enfriadores en el módulo 3 donde entra a una temperatura promedio de 74,4 °C (166 °F) y sale a una temperatura promedio de 47 °C (116 °F). El crudo es posteriormente llevado a regulación de presión hasta 413.685 Pa man. (60 psig) en el mismo tren antes de ser dirigido a los tanques de almacenamiento.

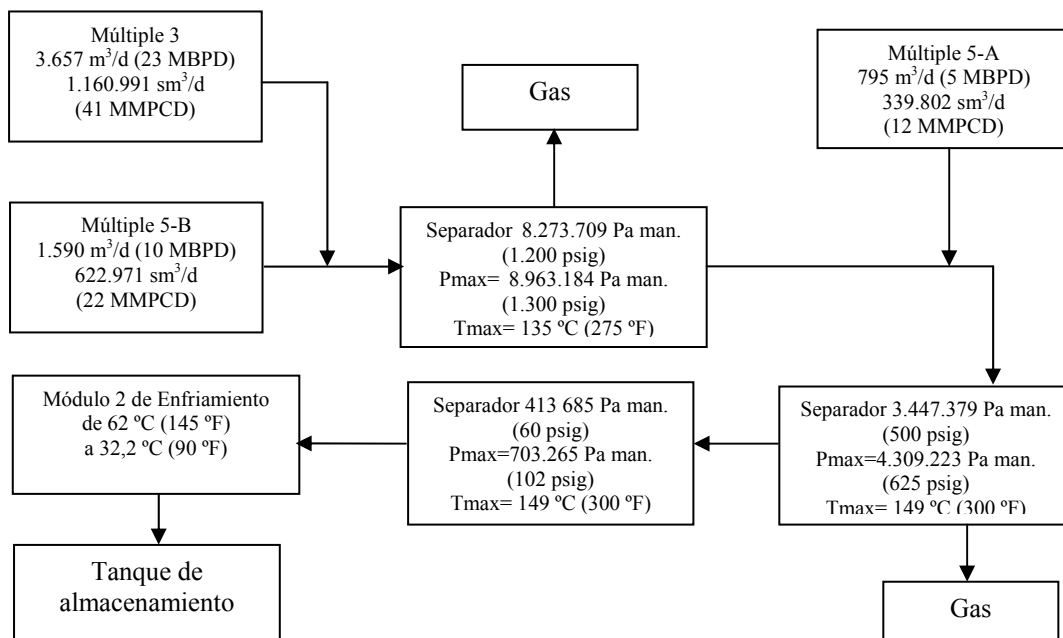
**Trenes 2 y 3:**

funcionan análogos al tren 1.

**Tren 2:**



**Tren 3:**



Cada separador está conectado al sistema de alivio y drenaje, a través de una válvula de alivio, una línea con disco de ruptura y una conexión de drenaje, que descarga a este sistema.

Otros sistemas que poseen los separadores son:

- Control del nivel de los separadores (normal 5-70 % de crudo, más de 75% cierra algún pozo).
- Sistema de transferencia y venteo ( $P_{\text{normal}} < 70\% P_{\text{máxima}}$ ).
- Sistema de enfriamiento.

Los hidrocarburos líquidos procedentes de cada tren de separación en el nivel de 413.685 Pa man. (60 psig), son llevados por tuberías independientes desde cada tren a 13 enfriadores, separados en 3 módulos con una capacidad de 23.850 m<sup>3</sup>/d (150 MBPD), que bajan la temperatura de cerca de 71 °C (160 °F) a 46 °C (115 °F), para reducir la generación de vapores en los tanques de almacenamiento.

El tren de prueba posee un enfriador, pues si el nivel de crudo en los separadores aumenta al 70 – 75 % de crudo, mientras se cierra algún pozo el exceso se desvía al tren de prueba.

- **Almacenamiento:**

La función de éste sistema es almacenar, provisionalmente, el crudo proveniente de la última etapa de separación, para luego ser enviado a los tanques de Patio Travieso (PTT).

La producción de cada tren es llevada por líneas independientes a 2 tanques de almacenamiento de 1.590 m<sup>3</sup> (10 MBBL) cada uno y un tanque de prueba de 795 m<sup>3</sup> (5 MBBL) por medio de tuberías comunicadas, por lo cual es posible trasladar la producción entre los tanques.

Los tanques son soldados y cerrados a la atmósfera; en cada uno fue colocado el siguiente sistema de protección:



- Interruptores de alto nivel.
- Alarma por alto nivel de líquido.
- Interruptor del nivel bajo.
- Válvula de venteo / vacío.
- Válvula de drenaje a la fosa de efluentes.
- Válvulas de seguridad.

- **Sistema de bombeo:**

La función de este sistema es bombear el crudo almacenado en los tanques de la estación hacia el Patio de Tanques Travieso, a través del oleoducto Carito–PTT.

- **Depuradores:**

Para completar la separación, el gas de cada línea pasa por los medidores de placa orificio y posteriormente es llevado a través de depuradores verticales de 8.273.709 Pa man. (1.200 psig), 3.447.379 Pa man. (500 psig) y 413.685 Pa man. (60 psig).

El depurador de 8.273.709 Pa man. (1.200 psig) tiene una capacidad de 3.975 m<sup>3</sup>/d (25 MBPD) y 1.982.179 sm<sup>3</sup>/d (70 MMPCD), con condiciones máximas de trabajo de 8.273.709 Pa man. (1.200 psig) y 279 °C (535 °F).

El depurador de 3.447.379 Pa man. (500 psig) posee una capacidad de 954 m<sup>3</sup>/d (6 MBPD) y 424.753 sm<sup>3</sup>/d (15 MMPCD), con una presión máxima de trabajo de 3.792.117 Pa man. (550 psig) y una temperatura máxima de 37,8 °C (100 °F).

El depurador de 413.685 Pa man. (60 psig) posee una capacidad de 3.975 m<sup>3</sup>/d (25 MBPD) y 962.773 sm<sup>3</sup>/d (34 MMPCD), con condiciones máximas de trabajo de 1.730.584 Pa man. (251 psig) y 66 °C (151 °F).

El gas es enviado a las plantas Muscar, Coa y Sta. Bárbara para los diferentes procesos de compresión y extracción de líquidos.

#### 2.5.4 Desarrollo del campo marino Roncador, Brasil (Petrobras. 2000):

Roncador es uno de los varios yacimientos gigantes descubiertos por Petrobras en aguas profundas de la cuenca de Campos, frente al Estado de Río de Janeiro, a 130 km. de la costa.

La estructura, que abarca 132 km<sup>2</sup> y contiene 477.000.000 m<sup>3</sup> (3.000 millones de barriles) de reservas equivalentes de petróleo y gas, está situado en aguas de 1.500 a 2.000 m de profundidad, por lo que constituye un record mundial en producción en aguas profundas.

FIGURA 2.27 <sup>[44]</sup>



---

El desarrollo inicial en escala piloto del nuevo campo se inició a fines de 1998. Este campo se descubrió en 1996 por medio del pozo 1-RJR-436A, a 130 km. de la costa, a 1.853 m de profundidad. El horizonte productor (areniscas del cretáceo); se encontró saturado de petróleo liviano (31 °API). No obstante, posteriores perforaciones hallaron que el campo es geológicamente complejo, con crudo de hasta 18 °API acumulado bajo un casquete de gas que no se esperaba.

**a) Ensayo a largo plazo:**

El sistema de producción inicial que entró en operaciones a fines de 1998, hará las veces de laboratorio para la ejecución de ensayos de producción a largo plazo. Consta de los medios necesarios para someter a prolongados ensayos de producción, uno por uno, los primeros cuatro pozos.

**b) Elementos básicos:**

Las instalaciones para los ensayos de producción constan de tres elementos básicos: el barco que recibe, procesa y almacena la producción, el montante rígido de tubería que lleva la producción del pozo submarino al barco y el árbol de navidad especial. En cada uno de los cuatro pozos iniciales, las pruebas de producción se realizarán, pozo por pozo, en turnos de aproximadamente un año cada uno.

Terminados los ensayos del primer pozo (el descubridor 1-RJA-426A), la estación flotante se mudó en 1999 al segundo pozo. En 2001 le corresponde al tercero y el año 2002 al cuarto. Los volúmenes previstos de producción diaria, por pozo, son los siguientes: 1.432 m<sup>3</sup> (9.006 barriles) de petróleo y 155 m<sup>3</sup> de gas en 1999; 2.864 m<sup>3</sup> (18.012 barriles) de petróleo y 315 m<sup>3</sup> de gas en 2000; 2.864 m<sup>3</sup> (18.012 barriles) de petróleo y 315 m<sup>3</sup> de gas en 2001; y 2.387 m<sup>3</sup> (15.012 barriles) de petróleo y 263 m<sup>3</sup> de gas en 2002.

**c) La estación:**

La estación flotante que se está usando en Roncador merece capítulo aparte. Es el barco “Seillean” originalmente construido por British Petroleum para explotar campos marginales en el Mar del Norte, inicialmente el pequeño yacimiento Donan. Se diseñó de acuerdo con el novedoso concepto técnico denominado SWOPS (Sistemas de producción de pozos sencillos) para hacer viable la explotación de depósitos marginales de petróleo, drenándolos mediante un solo pozo.

Con ese fin, el Seillean se sitúa directamente sobre el árbol de navidad submarino, se enlaza con él con un montante de tubería de perforación y se pone en producción. Ya agotado el pozo, el barco se muda a otra localización. Ese es, básicamente, el procedimiento que Petrobrás está ejecutando en Roncador.

El barco, de 79.600 ton de desplazamiento, tiene capacidad para procesar hasta 3.180 m<sup>3</sup>/d (20.000 BPD) de crudo y cuenta con los compartimientos necesarios para almacenar hasta 48.654 m<sup>3</sup> (306.000 barriles).

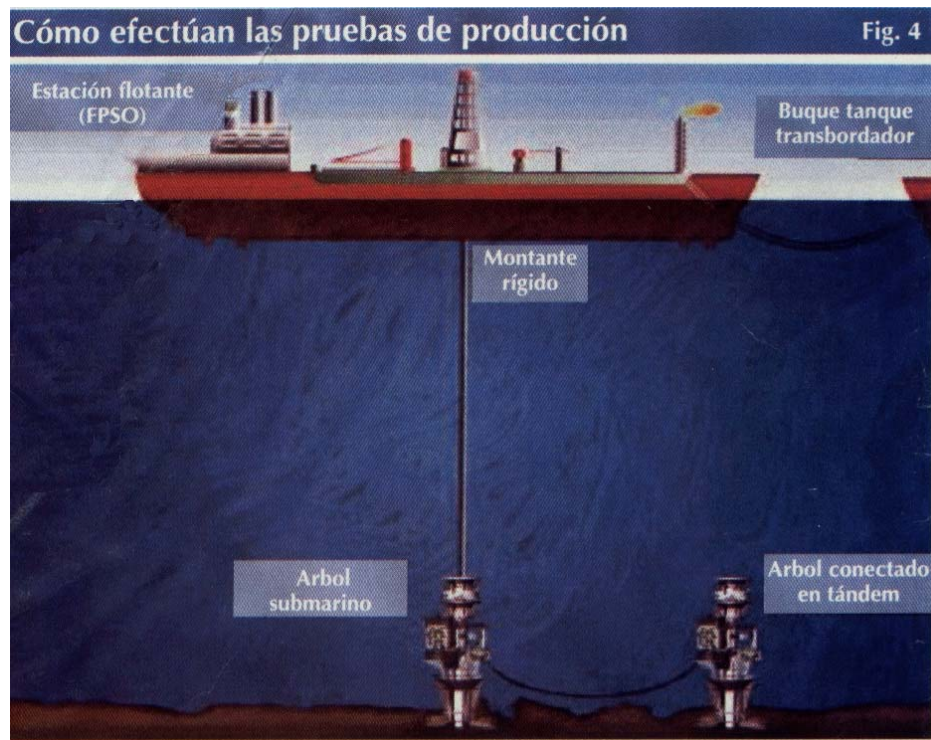
En 1993, la contratista de perforación Reading & Bates Drilling Corp. adquirió el Seillean. Petrobrás lo contrató en marzo de 1998 por 4 años, prorrogables por 2 años más.

El Seillean es la única estación flotante de producción del mundo equipada con sistemas de posicionamiento dinámico, con el cual se eliminan los cables de anclaje. El barco llegó a Brasil en 1998, después de actualizarse en astilleros de Escocia y Holanda y entró en acción a fines de ese año.

**d) Modificaciones:**

Los sistemas principales de la estación flotante son:

- Manejo de producción: El crudo llega a la embarcación a través de un solo montante rígido de tubería. A bordo se calienta a 67 °C. Y seguidamente pasa a separadores de alta y de baja presión. En el de baja presión se mide la fase líquida y se pasa a los compartimientos de almacenamiento del buque. El gas asociado se usa para fogear los turbogeneradores que cubren los requisitos de energía de la estación flotante y el pequeño sobrante se quema en un mechurrio instalado en la popa.
- Trasiego: El crudo ya procesado se trasiega mediante bombas a buques transbordadores de hasta 30.000 ton de peso muerto, de posicionamiento dinámico, ligados con la proa de la estación flotante. El trasiego se efectúa con manguera de acople rápido de 305 mm (12 in) de diámetro externo.

FIGURA 2.28 <sup>[44]</sup>

**e) Plan de acción:**

Además de los ensayos de producción a largo plazo (4 años) de los cuatro primeros pozos, para el desarrollo inicial del campo Petrobrás prevé la instalación de los módulos permanentes de producción. El primer módulo es para la porción norte del campo y debe entrar en producción este año. Para la instalación del segundo módulo todavía no se ha precisado la fecha.

La estación de recibo y manejo de producción del primer módulo es la plataforma semisumergible Petrobrás 36, debidamente adaptada para esa misión en un astillero canadiense. La plataforma tiene capacidad suficiente para procesar diariamente la producción total de 21 pozos submarinos: 28.620 m<sup>3</sup> (180.000 BPD) de petróleo crudo y casi 5.000.000 sm<sup>3</sup>/d de gas asociado.

FIGURA 2.29 <sup>[44]</sup>

Para mantener la presión en esta parte del yacimiento, la inyección de agua se iniciará simultáneamente con el comienzo de la explotación. La inyección de agua, a razón de 24.000 m<sup>3</sup>/d, se hará por cinco pozos.

Ya estabilizado a bordo de la estación Petrobrás 36, el crudo se trasegará a la plataforma Petrobrás 47, la cual lo almacenará y lo cargará periódicamente a los tanqueros que lo llevarán a la costa. El gas asociado se transportará por gasoducto submarino hasta la plataforma Namorado 1, situada en aguas someras, la cual tiene actualmente capacidad sobrante suficiente para recibirlo y enlazarlo con su propio gasoducto que lo llevará a tierra.

FIGURA 2.30 <sup>[44]</sup>

A la larga, cuando entre en marcha la segunda etapa del desarrollo Roncador, la producción diaria podría superar los 31.800 m<sup>3</sup> (200.000 BPD). a toda vista un atractivo volumen que acercará al Brasil a su anhelada meta de lograr la autosuficiencia energética.

### **CAPÍTULO III**

### **EQUIPOS DE BOMBEO MULTIFÁSICO**



### **3.1 INTRODUCCIÓN AL BOMBEO MULTIFÁSICO:**

#### **3.1.1 Desarrollo de la tecnología de bombeo multifásico:**

Se entiende por bombeo multifásico al proceso que tiene como fin el transportar un fluido que presenta simultáneamente dos o más fases (sólidas, líquidas y/o gaseosas), de un punto a baja presión a otro en el cual la presión es más elevada, cambiando el volumen específico de los fluidos de trabajo a través de un dispositivo mecánico o convirtiendo la energía cinética en energía de presión. Esto, al igual que en las bombas monofásicas, agrupa a los equipos multifásicos en dos tipos:

a) Bombas de desplazamiento positivo:

- Diafragma.
- Pistón.
- Cavidades progresivas.
- Doble tornillo.

b) Bombas rotodinámicas:

- Centrífuga.
- Helicoaxial.

El bombeo multifásico es esencialmente una manera de suministrar energía al fluido no procesado para lograr que la mezcla líquido-gas sea transportada sobre largas distancias sin la necesidad de separación previa.

El enfoque inicial para el desarrollo de esta tecnología se orientó hacia bombas de desplazamiento positivo, a esto se debe que exista mayor diversidad de modelos; no obstante, últimamente ha tenido gran acogida la bomba helicoaxial. No se debe confundir la bomba multifásica con el compresor húmedo, el cual es un tipo de compresor capaz de manejar gas con

un pequeño contenido de humedad; la bomba multifásica posee un rango de trabajo mucho más amplio.

El flujo multifásico ha sido un fenómeno presente en la industria en general desde hace décadas: en infinidad de procesos ocurre cambio de fase de las sustancias durante el trayecto, ya sea por reacción química (reactores y recipientes de proceso) o por transferencia de calor (intercambiadores, evaporadores y condensadores). En algunos de estos casos, la misma energía del proceso impulsa el flujo, que usualmente es una mezcla de líquidos y vapores de la misma sustancia, por lo que el transporte no es un problema. En otros casos en cambio, por ejemplo la industria del papel, se hace necesario el uso de una máquina motora debido a que el fluido multifásico proviene de una mezcla de distintas fases con características propias, que requiere ser transportado. Este es también el caso de la producción de petróleo.

El flujo multifásico ha sido ampliamente estudiado desde hace varias décadas por la mecánica de fluidos; el fenómeno de bombeo multifásico, en cambio, es más reciente. Mientras que las aplicaciones de baja presión y caudal (pulpa de papel, aguas negras, etc.) pueden satisfacerse con una bomba de cavidades progresivas con características adecuadas, las aplicaciones de alto caudal y alta presión son mucho más complejas. Los primeros estudios se realizaron dentro del marco del programa de energía nuclear norteamericano, más concretamente para enfrentar un evento del tipo LOCA (Loss Of Coolant Accidents in nuclear reactor, o accidente por pérdida de refrigerante en un reactor nuclear, 1985). Esta investigación dio los primeros pasos para equipos de bombeo multifásico, interesándose particularmente la industria petrolera.

El bombeo multifásico tiene una gran variedad de aplicaciones dentro de la industria actualmente, tales como:

- Sistemas de refrigeración de reactores nucleares.
- Sistemas de agua-hielo de edificios en servicios municipales.
- Transporte de pulpa de papel.
- Transporte de sólidos y lodo en la industria minera.

- Sistemas de combustibles de aeronaves.
- Bombas de alimentación de combustible líquido a motores de cohetes en la industria aeroespacial.
- Intercambiadores de calor con cambio de fase en la industria química.

### 3.1.2 Aplicación del bombeo multifásico en la industria petrolera:

En la industria petrolera está ocurriendo actualmente el mayor desarrollo de la tecnología multifásica debido a los beneficios que aporta para la producción, ya que esta industria exhibe el caso más complejo que se puede presentar, tanto para flujo multifásico como para la técnica de bombeo en general: el transporte de crudo no procesado (petróleo crudo, gas, agua) desde el cabezal del pozo hasta la estación de recolección.

En relación con lo antes expuesto, la Comunidad Europea tiene como una de sus principales políticas la seguridad energética y aumento de la calidad de vida de los europeos, por ello ha impulsado el desarrollo de la tecnología multifásica porque permitiría el desarrollo de sus reservas de hidrocarburos costa afuera (Mar del Norte) donde hay más de 240 campos explotables con esta técnica, los cuales, explotados desde hace más de 20 años, se encuentran en aguas cada vez más profundas. Las compañías europeas están investigando esta tecnología desde la década de los ochenta, pero el verdadero impulso comenzó a partir del programa THERMIE, lanzado en 1990 por la Unión Europea, con una duración de 5 años, para promover tecnologías energéticas más eficientes.

A principios de los noventa comenzó un número importante de investigaciones por diversas casas fabricantes, siendo las configuraciones preferidas la bomba de doble tornillo (Ingersoll-Dresser, Flowtronex, Bornemann) y la bomba helicoaxial (Sulzer). Esta última se comenzó a desarrollar a finales de los años 80, por iniciativa del Institut Française du Pétrole y las empresas Total y Statoil, con apoyo económico de la Unión Europea (Programa THERMIE). Esto dio origen al programa “Poseidón” el cual dio frutos en 1992, cuando se dio la licencia para la fabricación de la segunda generación de hidráulica multifásica helicoaxial, a la empresa Sulzer

Pompes, filial francesa de Sulzer Pumps. En general, los modelos comerciales de los distintos fabricantes estuvieron disponibles a partir de mediados de los noventa, instalándose en un número importante alrededor del mundo. Bornemann Pumps reporta más de cuarenta unidades de doble tornillo instaladas para 1999, y Sulzer reporta por su parte más de cuarenta mil horas de operación con una disponibilidad promedio de aproximadamente 90% para sus equipos helicoaxiales vendidos e instalados hasta ese mismo año, sin tomar en cuenta otros fabricantes.

El transporte de crudo no procesado mediante este enfoque alternativo, más económico y menos peligroso que otros métodos convencionales, resuelve muchos problemas técnicos y comerciales en el desarrollo de campo, especialmente en ubicaciones remotas. El transporte de hidrocarburos a distancias mayores a 15 kilómetros no se puede hacer usando solamente la presión del cabezal del pozo, por lo que se requiere algún tipo de impulsión. El uso de bombas multifásicas permite aumentar la producción con costos significativamente menores y requerimientos más sencillos de equipo. Estas son las condiciones que mayormente se observan en campos pequeños, marginales, en declinación, ambientes hostiles o remotos (árticos, por ejemplo), o simplemente donde se requiera aumentar la producción, ya sea en tierra firme (onshore), en plataforma (offshore) o submarino.

Hay varias maneras en que esta tecnología ayuda a la industria: en lugar de conectar varios pozos a una estación de separación, la colocación de una bomba multifásica después de la estación de recolección (múltiple de producción) elimina la necesidad de colocar estaciones de separación pequeñas en un campo, permitiendo el bombeo de gas y líquido combinado a una instalación centralizada de separación más grande y más eficiente. En consecuencia, los considerables costos conexos, incluyendo las plantas de separación, compresores y tuberías múltiples (que pueden ser de muchos kilómetros de largo) para petróleo, agua y gas, ya no son necesarios; tomando en cuenta además que los componentes corrosivos del gas natural que fluye mediante tuberías desde las plantas de separación pueden obligar al reemplazo de la tubería de gas antes que la de petróleo/agua. Para poner esto en una perspectiva de costo/beneficio, el retorno en la inversión de un productor en esta tecnología puede reducirse a unos cuantos meses. Por otro lado, los requerimientos de personal y entrenamiento son mínimos.

La mayoría de los campos marginales se encuentran en un radio de 10 a 50 km alrededor de los depósitos principales, donde plataformas de proceso están instaladas, por lo que no hay una necesidad inmediata de desarrollo de bombas multifásicas de alta presión. No obstante, mayores incrementos de presión permitirán acceder a depósitos más lejanos, recordando el tamaño que debe tener estos para que sea viable, el incremento de la línea multifásica y el aumento de la inversión; esto implica que los usos de mayor presión estarán acompañados de altos caudales para que sea rentable.

La habilidad de manipular altos caudales favorecerá la confiabilidad general del desarrollo de campos marginales, disminuyendo el número de bombas.

La energía requerida para el transporte del efluente no es una limitante para el desarrollo de los campos ni siquiera al final de su vida, cuando la presión de flujo del pozo ha bajado (alrededor de 4 megaPascal (40 bar)). Aunque sea muy bajo, la producción puede ser razonable. La posibilidad de disminuir la presión en la boca del pozo es la clave para aumentar la vida del mismo, cualquiera sea su localización.

En caso de operaciones en marcha, con instalaciones ya existentes, se puede conservar una planta de separación de volumen pequeño, ya que el uso de una bomba multifásica como impulsor puede mejorar la eficiencia del proceso de separación.

El uso de una bomba multifásica aguas abajo de la estación de recolección, o de un pozo individual, ofrece aún un beneficio adicional. Con este arreglo, la presión en el cabezal del pozo se reduce, aumentando la producción y haciendo lucrativa la explotación de campos marginales (a manera de método de levantamiento artificial). La disminución de la presión también reduce la formación de hidratos, lo que en muchos casos elimina la necesidad de aditivos químicos o calentamiento de la corriente multifásica.

El poder controlar la presión a la salida del pozo con la bomba multifásica además da las siguientes ventajas:

- Reduce las pérdidas de producción por invasión de agua.
- Pospone la estimulación y mantenimiento de pozos empacados con grava.
- Mantiene los pozos de baja presión produciendo por un periodo más largo.
- Se puede adaptar a distintos grupos de pozos, con distintas presiones; con la separación tradicional estaban obligados a trabajar todos a la presión de entrada del separador.

En el caso de aplicaciones mar afuera y otras ubicaciones menos accesibles, el requerimiento de espacio reducido y la significativa reducción de peso de una bomba multifásica vs. el equipo que reemplaza hace a la tecnología multifásica particularmente conveniente.

En resumen:

- 1.- Los costos de desarrollo pueden reducirse dramáticamente con la eliminación de andenes o instalaciones de proceso, especialmente en pozos marginales.
- 2.- La bomba puede instalarse como parte de un proceso convencional para aumentar la presión aguas arriba de un proceso de separación de alta presión.
- 3.- La producción en campos marginales puede llegar a ser económicamente viable.
- 4.- La reducción de la presión del flujo en el cabezal del pozo puede aumentar la producción final del pozo.
- 5.- Los gases que actualmente son quemados pueden ser recuperados.
- 6.- Permite el bombeo desde pozos individuales o múltiples a instalaciones de producción existentes.
- 7.- Para sistemas de producción temprana: Permite obtener producción del campo antes de culminarse la instalación de una estación de flujo.

Hoy en día las investigaciones se encaminan hacia el diseño de unidades de bombeo submarinas, colocadas directamente sobre el lecho marino, para evitar colocar estos equipos sobre la plataforma, gabarra o barco productor.

### **3.1.3 Consideraciones generales acerca de la operación:**

Para empezar, el principio de trabajo de las bombas multifásicas está en recibir la mezcla multifásica y a continuación aumentar la presión sobre el fluido mediante la bomba. Las diferencias más importantes que distinguen los servicios multifásicos, del manejo de líquido puro, incluyen generación de calor debido a la compresión del gas durante el proceso de bombeo, cambios de fase a través de la bomba, variaciones en las condiciones de entrada, y la expansión de gases cuando la bomba se detiene.

Las bombas multifásicas deben manipular productos que van de 100% líquido a 100% gas con todas las posibles combinaciones intermedias, y deben poder cambiar rápidamente entre estos extremos, o manipular taponés de líquido (slugs) y bolsas de gas manteniendo la presión de la descarga. Estas unidades también deben encargarse del calor generado, y deben tomarse precauciones en cuanto a diseño y operación para impedir sedimentación de sustancias sólidas y semisólidas en la carcasa de la bomba.

La selección de la bomba no puede ser basada solamente en un punto de trabajo único como es la práctica común para bombas y compresores trabajando en flujo de una sola fase en régimen estable, como refinerías y plantas químicas en general, por ejemplo. Las bombas multifásicas deben ser diseñadas de manera que sean capaces de enfrentar diferentes combinaciones de parámetros de operación para tener un amplio rango de trabajo. En conclusión, un conjunto multifásico de bombeo debe diseñarse para operar bajo condiciones fluctuantes de proceso.

Además de considerar la declinación natural del pozo, las inestabilidades pueden contribuir a cambiar las condiciones de flujo y presión a la entrada de la bomba en cualquier momento. Algunos pozos al final de su vida, con o sin activación artificial en la base, han demostrado un comportamiento cíclico inestable caracterizado por un período activo de producción seguido de un período inactivo. Estas fluctuaciones, las cuales pueden variar de caso en caso, están poco documentadas pero han sido reportadas. Estas inestabilidades están

caracterizadas por variaciones relativamente fuertes de los caudales instantáneos de gas y líquido; en consecuencia, el GVF puede variar con una periodicidad que va de 15 minutos a varias horas.

Fluctuaciones de mediano rango pueden ser encontradas durante las operaciones transitorias (arranque, parada, prueba de pozos, operaciones de limpieza de tuberías, etc.) en las cuales se pueden formar grandes bolsas de gas o tapones de líquido. Finalmente, las fluctuaciones de corto rango (desde algunos segundos hasta unos cuantos minutos) inducidas por flujo de tapón, pueden afectar las condiciones de la bomba. El principal impacto del flujo de tapón es originar fluctuaciones en la presión de descarga de la bomba.

Idealmente se podría intentar considerar todas estas fluctuaciones en la etapa de diseño, pero usualmente no han podido ser estudiadas ni definidas al momento de especificar la bomba, por lo que será frecuente la necesidad de sobredimensionar el sistema.

Buscando estándares para la fabricación de estas bombas, debe tomarse en cuenta que por ser una tecnología reciente no existe mucha información técnica específica al respecto. En consecuencia, como referencia básica debe tomarse las normas señaladas por el Instituto Americano del Petróleo (API) para bombas de proceso, las cuales son las más exigentes.

Cada cinco años el American Petroleum Institute (API) define las necesidades de las bombas de alto rendimiento y de los respectivos sistemas de estanqueidad. Estos estándares valen para la industria petrolera y del gas como escala de valores en la adquisición de las plantas correspondientes. Por ejemplo, las normas válidas a partir de 1995 señalan que las bombas deben resistir una presión de servicio de hasta 5 megaPascal (50 bar) y funcionar en una gama de temperatura desde -30 hasta 425 °C (-22 a 797 °F); las tolerancias a las vibraciones fueron rebajadas.

Las principales normas que conviene consultar, y de hecho las que han consultado los distintos fabricantes dada la falta de normas específicas para equipos multifásicos por lo reciente de la tecnología, han sido la API 610 en todo lo relativo a bombas, la API 617 para el funcionamiento en GVF=100% (operación como compresor), la API 682 en lo relativo a los



sistemas de estanqueidad, el código ASME para la construcción de los recipientes a presión, la norma ANSI para bridas y tuberías, y la norma AWS para la soldadura estructural.

### **3.2 CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UN EQUIPO DE BOMBEO MULTIFÁSICO:**

#### **3.2.1 Descripción general de una bomba multifásica:**

##### **a) Cuerpo, eje e impulsor:**

La bomba multifásica debe ser capaz de manejar efluente crudo: una mezcla de gas, petróleo y agua de formación posiblemente conteniendo compuestos químicos y una cantidad determinada de sólidos. Las condiciones de operación a veces dictan la necesidad de materiales con la resistencia óptima de erosión y corrosión. El efluente puede contener sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), cloruros y óxidos nitrosos, a veces combinado con altas temperaturas. Esta es una condición altamente corrosiva. La arena que puede entrar con el efluente, resulta en erosión superficial de los componentes de la bomba. En compensación a los agresivos efluentes de esta naturaleza, todas las partes normalmente húmedas se fabrican de acero inoxidable. También anillos intercambiables de desgaste pueden montarse en el frente de los impulsores y difusores, en el caso de bombas rotodinámicas.

Por otro lado debe precaverse una alta resistencia debido a las altas presiones, contrapresiones y fluctuaciones. En consecuencia, las bombas multifásicas están típicamente provistas con carcasa de acero al carbón sumamente robusta y partes rodantes de acero inoxidable. Adicionalmente, incluyen guías reemplazables en hierro colado o dúctil.

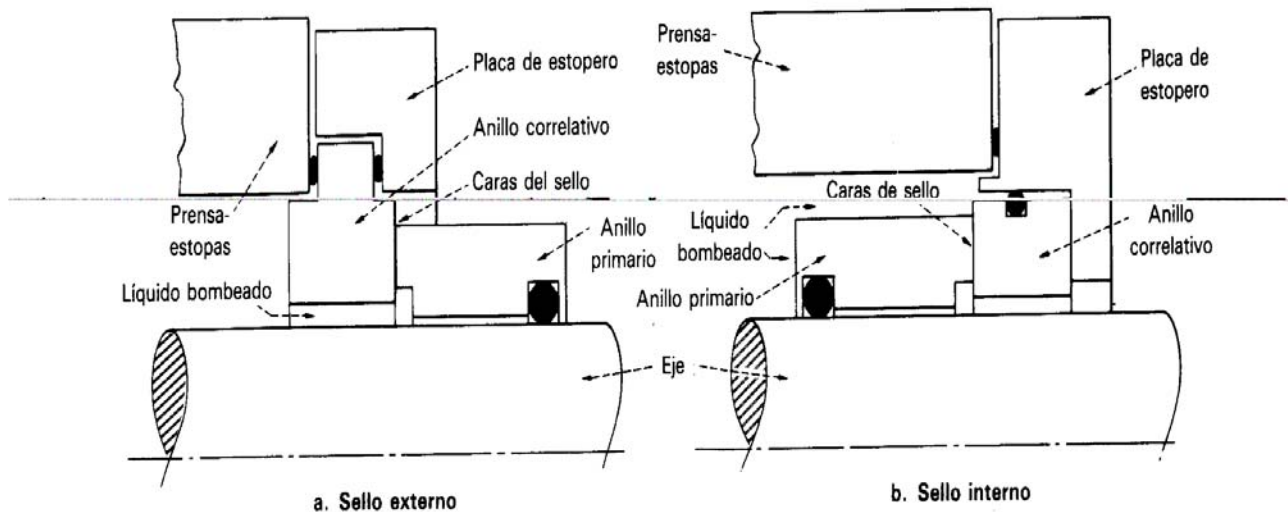
##### **b) Sellos mecánicos:**

Diversos arreglos de sello son usados; es común el uso de sellos mecánicos de tipo rotativos múltiples balanceados (dobles o triples según el fabricante de la bomba), montados

interna o externamente según las necesidades del diseño del equipo. El enfoque más común es un sello con caras de carburo de silicio vs. carbón.

Las dos superficies de sellamiento se llaman anillo primario y anillo correlativo. Aunque cualquiera de ellos puede ser estacionario, lo más frecuente es utilizar anillo primario rotatorio y anillo correlativo estacionario. El anillo primario es el que está en contacto con el eje, y tiene montaje flexible para permitir su desplazamiento axial y radial, y mantener el contacto con el anillo correlativo (figura 3.1).

FIGURA 3.1 COMPONENTES BÁSICOS DE LOS SELLOS MECÁNICOS PARA LÍQUIDOS



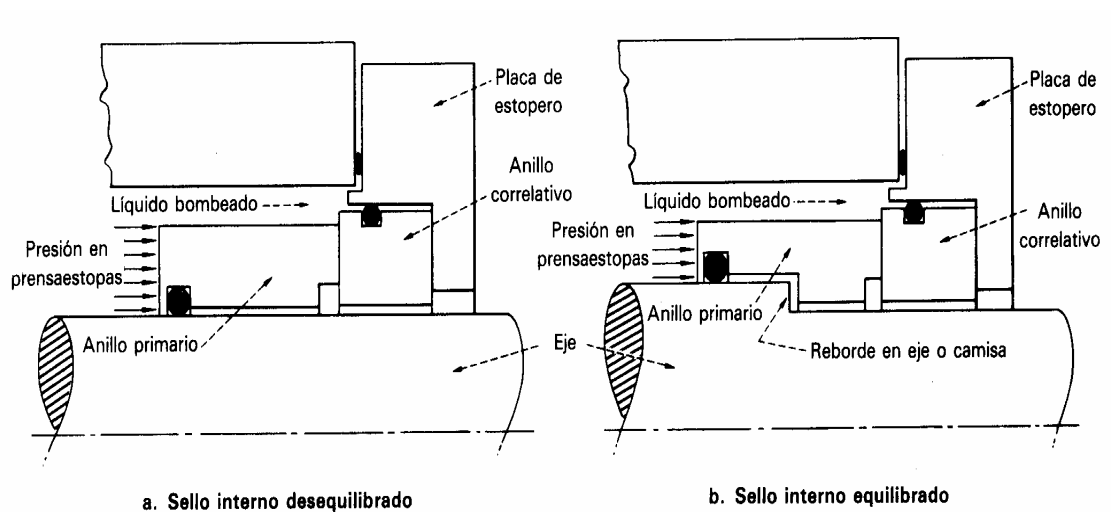
▪ **Clasificación de los sellos mecánicos:**

Los sellos mecánicos se clasifican por el tipo de montaje (interno o externo), y si son equilibrados (balanceados) o desequilibrados.

Si el anillo primario está montado del lado del líquido, se denomina sello interno; por el contrario, si está del lado de la atmósfera, se denomina externo (figura 3.1).

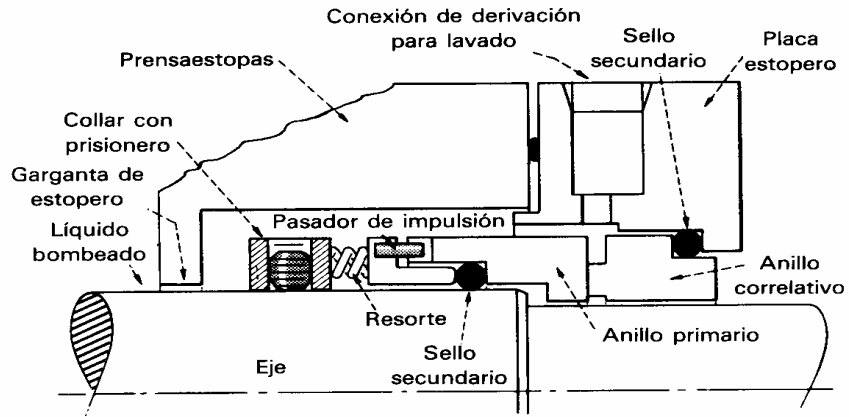
Las fuerzas que actúan sobre la cara del anillo primario en un sello interno sometido a la presión hidráulica puede causar una condición desequilibrada, empujando las caras del sello entre sí. A altas presiones esto causa rápidos desgastes. Cambiando la relación entre la superficie de cierre (cara de contacto) y la cara expuesta al líquido, se disminuye la presión sobre el sello. Para esto debe usarse un reborde en el eje, una camisa o el reten del sello (figura 3.2).

FIGURA 3.2 EL SELLO EQUILIBRADO REDUCE LAS FUERZAS CONTRA LAS CARAS



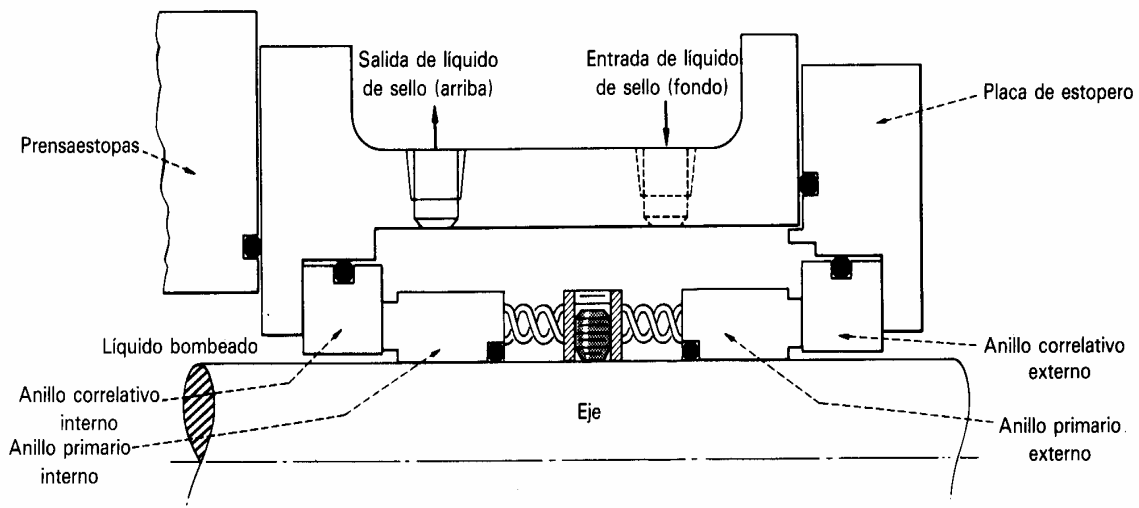
Otra clasificación se refiere al número y disposición de los pares de anillos. Casi todos son sencillos (un solo par), adecuados para líquidos limpios, libres de sólidos, no tóxicos ni peligrosos (figura 3.3).

FIGURA 3.3 RELACIÓN DE COMPONENTES PARA SELLO INTERNO SENCILLO, EQUILIBRADO



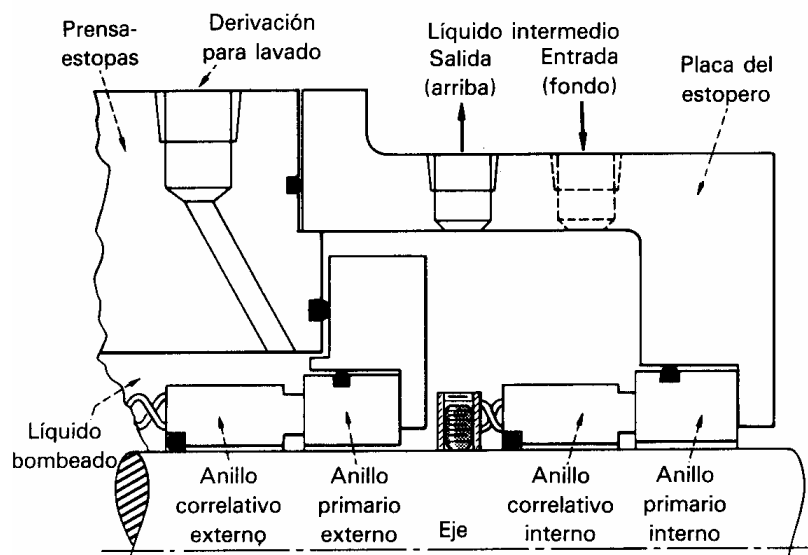
En circunstancias que requieren cero fugas el sello sencillo no es adecuado; se usa entonces un sello doble (dos pares de anillos). Se colocan dos sellos con sus caras “encontradas” (figura 3.4), con una cavidad entre ellas, por la que circula un fluido de sello para lubricación y enfriamiento, que escapa parcialmente hacia el lado de bombeo y hacia el exterior.

FIGURA 3.4 LOS SELLOS DOBLES “ENCONTRADOS” ELIMINAN LAS FUGAS DEL LÍQUIDO BOMBEADO HACIA LA ATMÓSFERA



Cuando no se desea que el fluido de sello penetre hacia el lado de bombeo para evitar contaminación del fluido bombeado, pero tampoco se desea fugas del líquido bombeado al exterior, se utiliza el sello doble tipo “tandem”, en el cual los conjuntos de anillos se encuentran apareados, orientados hacia el mismo lado, y no “encontrados” como en el caso anterior (figura 3.5). En los sellos dobles normales, el fluido de sello se encuentra a mayor presión que el fluido de bombeo; en el tandem es al contrario, de tal manera que las fugas son hacia adentro del sello y quedan atrapadas dentro de este.

FIGURA 3.5 EL LÍQUIDO INTERMEDIO ESTÁ A PRESIÓN MAS BAJA QUE LA DEL ESTOPERO EN ESTE SELLO EN PARALELO O TÁNDEM



Para servicio extremadamente severo, queda la alternativa de utilizar sellos mecánicos triples, los cuales pueden ser tandem (los tres juegos de anillo en paralelo) o dos “encontrados” y el tercero en tandem, según las necesidades del servicio. Este sello utiliza dos circuitos de fluido (uno para cada espacio) por lo que es bastante complejo. En la mayoría de los servicios industriales exigentes, un sello doble es suficiente.

Un circuito de aceite externo para lubricar el espacio de sello puede ser apropiado para aplicaciones de presión muy alta., o para prever el efecto de los componentes no lubricantes del petróleo. La práctica común de los fabricantes es incluirlo como parte del sistema para evitar cualquier dificultad. El principal problema que se presenta con este accesorio es la necesidad de mantener continuamente la lubricación de los mismos a una temperatura y presión constantes, para garantizar el sellado, lo cual complica el control de la bomba.

Desde el punto de vista de mal funcionamiento de los sellos, además de lubricación inadecuada, nos podemos encontrar con problemas de desalineación de las partes por mala instalación o flexión excesiva del eje, y separación entre las caras debido también a mala instalación, desplazamiento axial o desgaste, todo esto inducido por una serie de factores:

- Presión: las caras en contacto de los sellos pueden ser distorsionadas bajo cierta presión. Si se distorsionan más allá de 1,5 micrómetros o 58 millonésimas de pulgada, perderán el contacto y habrá fugas.
- Calor: creado por la fricción entre las caras de los sellos. Todo material tiene un límite superior de temperatura. Efectos:
  - El elastómero tiene menor resistencia a altas temperaturas (depende del grado y tipo de material).
  - La expansión térmica puede causar desalineación de los componentes.
  - El fluido bombeado se puede alterar alrededor del sello por la alta temperatura. Puede cristalizarse, solidificarse, vaporizarse, coquificarse, etc., restringiendo el libre movimiento del sello.
  - Aumenta la corrosión.
- Ambiente del sello: caja de sello o ambiente controlado es necesario casi todo el tiempo. Usualmente se requiere una cámara (excepto en split) con recirculación hacia el lado de succión. Se debe controlar la presión y temperatura del líquido recirculante y se debe contemplar el uso de materiales especiales.

- Vibración: es necesario controlar las vibraciones por medio de un damper, para reducir la falla por fatiga y la desalineación.
- Cargas: las cargas sobre las caras son muy importantes. Pueden variar por:
  - Mala instalación.
  - Expansión térmica.
  - Ajuste del impulsor.
  - Desgaste o uso de las caras.
  - Juego axial.

Los sellos mecánicos no se recomiendan para usos submarinos, debido a la dificultad de su mantenimiento y reparación en estas condiciones. Si se utilizan en estas condiciones, debe tomarse en cuenta la robustez de los mismos y el costo implicado en su mantenimiento.

### **c) Recirculación y refrigeración:**

En máquinas rotodinámicas o de desplazamiento positivo rotativas, manipulando líquido puro, las pérdidas por reflujo o recirculación en el impulsor son constantes. Con la adición de gas, el flujo multifásico llega a ser comprimible y hay una reducción de estas pérdidas. En consecuencia, el reflujo desde la descarga hacia la succión no es un caso de preocupación. La recirculación a través del espacio libre entre impulsor y carcasa es aprovechada para rellenar el espacio disponible debido a la compresión de gas.

Adicionalmente, al ocuparse de GVF altos, la bomba actúa como un compresor, y la capacidad de bombeo se convierte en un problema termodinámico. El calor se genera durante la compresión del gas, y se requiere líquido para extraer este calor. En este sentido, Para productos multifásicos con GVF hasta de 90%, hay normalmente líquido suficiente en el producto para proporcionar sello en los espacios libres, previendo que la presión diferencial no sea excesiva, y evitando la recirculación del gas. La cantidad de líquido en el producto también extraerá el calor generado por la compresión del gas. No obstante, cuando el GVF se acerca al 100% o cuando se

esperan tapones significativos de gas en el producto, deben usarse diseños del cuerpo especiales para asegurar que el líquido este disponible en cantidad suficiente para sellar y refrigerar.

Se usan varios diseños diferentes para asegurar que la bomba siempre este girando con una pequeña cantidad de líquido pre-enviada. Por ejemplo, en el caso de una bomba de tornillos, pueden ponerse estos en la parte baja del cuerpo para entrapar una porción de líquido en la carcasa, o un dispositivo de separación puede emplearse para separar el líquido del producto y recircularlo hacia atrás en la cámara de bombeo.

#### **d) Cojinetes:**

La configuración usada por un equipo de bombeo multifásico, debido a la similitud de las cargas involucradas, no difiere de la utilizada por un compresor industrial, del usado normalmente en refinerías e instalaciones de proceso: dos o cuatro puntos para absorber el empuje radial y un cojinete de empuje axial en uno de los extremos.

Los tamaños más grandes de bomba emplean arreglos de cojinetes para trabajo pesado, tanto para cargas radiales como axiales (cojinetes radiales y de empuje combinados). Un sistema de lubricación externo es necesario para evitar el sobrecalentamiento de los cojinetes.

#### **e) Manejo de sólidos:**

Se debe considerar la necesidad de evitar el paso de partículas grandes para reducir el desgaste de la bomba, o aminorar sus efectos; esto se ha hecho fácilmente usando un filtro adecuadamente diseñado, una trampa de arena en el tanque buffer, tolerancias adecuadas entre las partes húmedas y materiales especiales.

#### **f) Control de hidratos:**

Uno de los principales problemas es la formación de hidratos o hidróxidos por sus efectos corrosivos. Para proteger el equipo multifásico dicho fenómeno se controla manteniendo la



presión y temperatura de operación fuera del rango en que se forman, o inyectando inhibidores químicos como glicol y metanol. La primera opción es costosa, la más usada es la segunda por ser más práctica.

**g) Control de la corrosión:**

La falla en la tubería por corrosión trae como consecuencias la pérdida de inventarios, daño ambiental, riesgos para la seguridad del personal y excesivos costos de reparación o reemplazo. El control se realiza mediante la selección de materiales adecuados durante la construcción y la adición de inhibidores químicos durante la operación.

**h) Control de la formación de cera:**

La cera o parafina en el crudo se forma a partir de los componentes más pesados, durante el transporte por tuberías, al disminuir la temperatura. Se fija en la pared interna de la tubería disminuyendo el área transversal y aumenta la viscosidad del fluido; el resultado es disminución de la producción y aumento de la caída de presión. El control se realiza mediante limpieza de tuberías y tratamiento químico.

**i) Otras características:**

Los fabricantes de estos equipos los ofrecen con características opcionales adicionales como las siguientes:

- Cojinetes y engranajes externos, para permitir a la bomba operar con fluidos de características lubricantes muy bajas (en bombas de doble rotor, como las de tornillo).
- Taladros cromados para reducir el roce, resistir la abrasión y aumentar la vida útil de la bomba.
- Soportes partidos: permiten tener acceso a los sellos para mantenimiento sin acceder al interior de la bomba,

- Variedad de impulsores, para adaptarse a las necesidades específicas de caudal, presión y GVF.
- Engranajes sincronizados, en el caso de doble tornillo, para evitar el atascamiento de los mismos.
- Otros requerimientos especiales.

### 3.2.2 Configuración típica de un “skid” de bombeo multifásico:

Las bombas suministrables en una unidad integral, incluyendo accionamiento, instrumentación y accesorios, recibe en inglés el nombre de “skid”. En español se traduce literalmente como “patín” (refiriéndose al bastidor de acero que soporta todo el equipo), pero lo podemos interpretar como “paquete” o “arreglo”. Un “skid” típico de bombeo multifásico es descrito a continuación. Los componentes de las bombas multifásicas son montados por lo general sobre un bastidor horizontal, aunque para ciertos usos (principalmente submarinos) se usa una configuración vertical. EL skid requiere una fundación de concreto de alta resistencia, debido al peso del equipo.

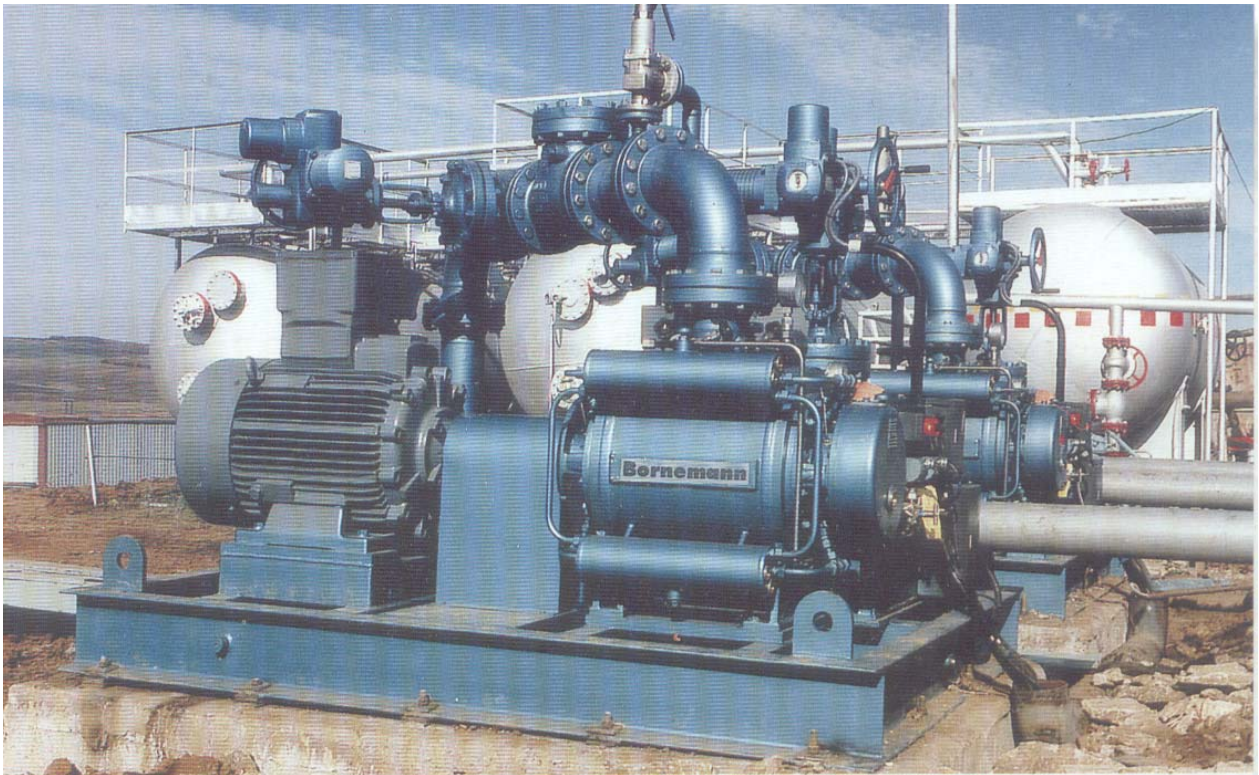
Una unidad integral, skid, paquete o arreglo multifásico consiste en:

- Bomba multifásica.
- Tuberías de conexión hasta el límite de batería y bridas (según norma ANSI).
- Valvulería.
- By pass para la bomba.
- Tanque amortiguador (buffer) en el lado de aspiración (en caso necesario).
- Sistema de líquido de sello y de lubricación con intercambiador de calor, depósito y filtros.
- Accionamiento (motor o motor y variador de frecuencia, en caso necesario).
- Acoplamiento motor-bomba.
- Instrumentación y control.
- Tablero eléctrico (algunos fabricantes).

- Bastidor o patín de estructura de acero, con pernos de fijación y orejas de levantamiento.

Es importante explicar algunos de los elementos del skid, ya que bajo ciertas condiciones resultan indispensables para el adecuado funcionamiento de la bomba:

FIGURA 3.6 EJEMPLO DE CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UN “SKID”



**a) Tanque buffer:**

El tanque buffer amortigua las transitoriedades antes de que entren a la bomba. Tiene la función de mantener un flujo homogéneo hacia la succión (en forma de flujo de burbuja), para manipular más fácilmente el gas.

Se recomienda en general para condiciones de operación con muy grandes fluctuaciones. No obstante, las bombas de desplazamiento positivo pueden en la mayoría de los casos operar sin necesidad de él. Se requiere de forma casi imprescindible para diseños rotodinámicos, exceptuando para casos de fluctuaciones en el caudal de muy corto tiempo de duración con recuperación inmediata de las condiciones normales, debido a cierta capacidad autorreguladora de la bomba.

El tanque buffer es un aparato mezclador estático, con una pequeña capacidad líquida. El tamaño del tanque es optimizado dependiendo de los datos del proceso y el tiempo de residencia requerido para permitir adaptación de velocidad para grandes tapones de líquidos o gas.

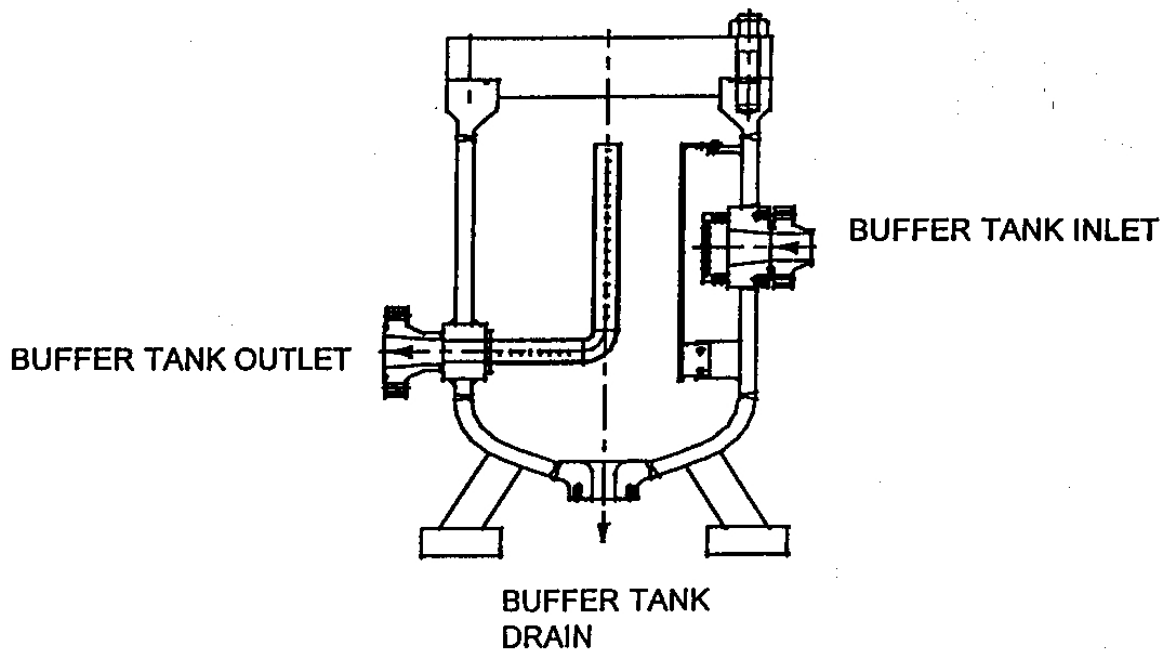
El efluente que sale del tanque buffer es conducido por medio de tubos verticales perforados hacia la salida. El número y tamaño de los agujeros se define de acuerdo al volumen útil y al tiempo de residencia. La forma de los agujeros está diseñada para prevenir un posible bloqueo por parafinas.

Las partículas sólidas y el agua se acumularán en el fondo del tanque, aunque un drenaje periódico prevendrá que estas partículas entren a la bomba.

Para minimizar el momento generado por los tapones de entrada al tanque buffer se añade un fragmentador de los tapones. Se coloca placas de choque alrededor de la entrada del tanque para prevenir turbulencias en el flujo entrante. Algo del gas saldrá hacia arriba mientras que el líquido saldrá hacia el fondo de la cámara amortiguadora creada por las placas de choque.

Sulzer ha realizado pruebas en un modelo de tanque buffer a escala 1:3 para observar la separación líquido/gas, los remolinos, el remanente líquido y para optimizar el diseño de las estructuras internas del tanque y de los tubos de entrada. Basado en estas pruebas, las reglas para las medidas de los tanques buffer han sido establecidas.

FIGURA 3.7 TANQUE BUFFER

**b) Accionamiento:**

La flexibilidad y operabilidad de la bomba dependerán de la selección de la transmisión de potencia. En el lado del accionamiento son posibles diferentes combinaciones, motor de combustión interna a gas o diesel, turbina a gas o vapor, e incluso una turbina hidráulica de inyección (dependerá de las condiciones en sitio), aunque el motor eléctrico es el preferido, sea de revoluciones fijas o variables. En algunos casos un motor de velocidad fija provee flexibilidad operacional suficiente. En otros casos deberá elegirse velocidad variable (ver “variador de frecuencia”). Un número de revoluciones variable no es necesario en todos los casos, pero tiene sus ventajas: por una parte permite una regulación óptima, y por otra aumenta la flexibilidad de la bomba multifásica, como consecuencia de la adaptación automática, cuando cambian a corto, mediano o largo plazo las condiciones de operación.

Es prácticamente imposible mantener el rendimiento en valores recomendables de operación. En el peor de los casos, se prefiere flexibilidad operacional a conservación de la eficiencia del equipo para una banda de operación.

En cuanto a motorización submarina, largas distancias requieren accionamiento eléctrico en la bomba, siendo la potencia transmitida en forma de corriente alterna, con altos voltajes para minimizar las pérdidas en el conductor y baja frecuencia, para evitar ondas estacionarias que dañen el equipo.

**c) Variador de frecuencia:**

Su tarea fundamental en la bomba multifásica es variar dentro de un rango la frecuencia de la alimentación eléctrica, de manera de adaptar la velocidad del motor para controlar la presión de descarga, con el fin de mantener hasta donde sea posible el rendimiento de la bomba, y adaptarse a cualquier condición del proceso. La bomba rotodinámica es susceptible a oleajes (surge) de presión trabajando en condiciones transitorias. El variador permite controlar este efecto, en ocasiones en combinación con el tanque buffer o un homogeneizador de flujo.

El variador de frecuencia del motor se ajusta instantáneamente a la demanda fluctuante, cambiando la velocidad del motor, reduciendo la pérdida de energía por trabajo a carga parcial, y como resultado el consumo de potencia. Igualmente proporciona un arranque suave, sin picos de intensidad (eleva el factor de potencia en todo el rango de regulación). Alarga la vida de los componentes, porque el control de arranques y paradas reduce las tensiones mecánicas.

La experiencia de Atlas Copco en el empleo de accionamiento de velocidad variable en sus compresores ha permitido una disminución de consumo de energía hasta 35%. Consiste en un circuito electrónico integrado (un “engranaje electrónico”) con una instalación simple y económica (no así el costo de la unidad).

Sulzer realiza el ajuste de frecuencia mediante un inversor tiristor. El inversor de 750 kVA está insertado entre el voltaje de 660 voltios y la frecuencia constantes suplidas a la red y el motor asíncrono.

#### d) Instrumentación y control:

Del lado de la instrumentación no se exigen requisitos especiales; resultan similares a las versiones de las unidades habituales de bombeo en la extracción de petróleo, teniendo en cuenta las correspondientes áreas de peligro y las condiciones atmosféricas externas. Esencialmente el skid se equipa con controles de:

- Presión y temperatura en las tuberías de aspiración y descarga.
- Velocidad en los cojinetes con ayuda de sensores.
- Número de revoluciones (en caso de que se trabaje con un accionamiento de número de revoluciones variable).
- Temperatura de los cojinetes.
- Temperatura y presión en los circuitos de sellado y lubricación.

FIGURA 3.8 EJEMPLO DE SOFTWARE DE CONTROL

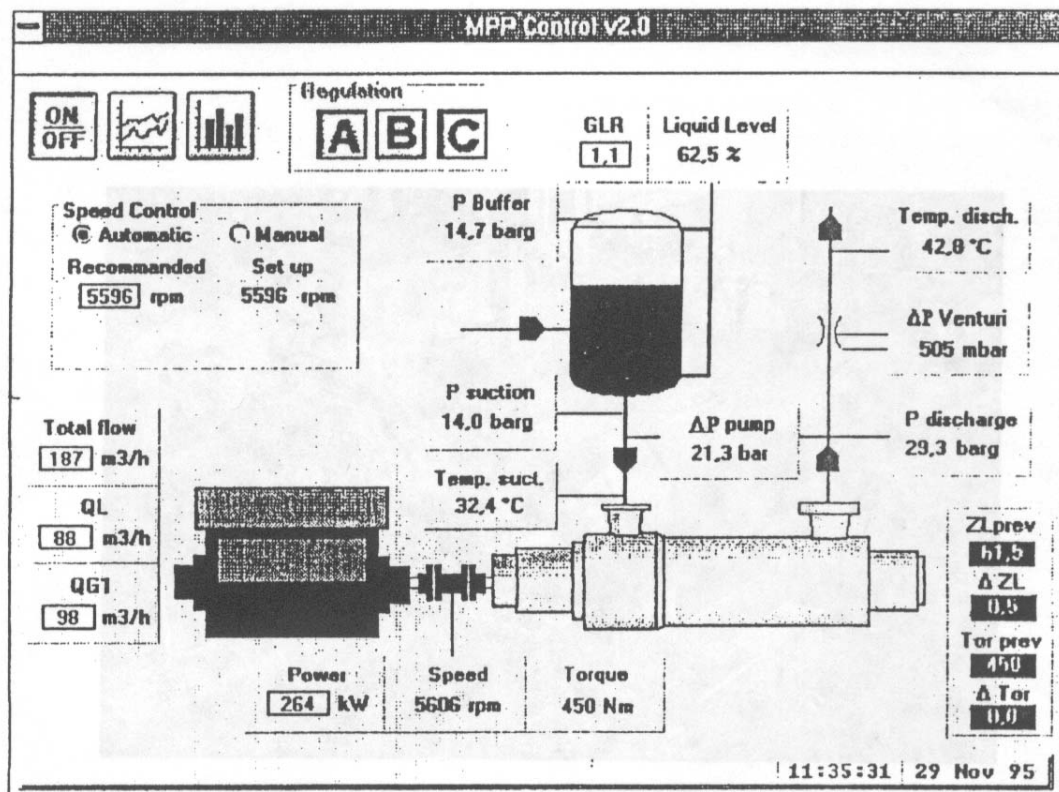


FIG. 3. - Software V2.02 multibase, ahora en operación en FIP's Pécora's field

---

En cuanto al control, la mayoría de los fabricantes ofrecen la opción de integrar un PLC al skid para el manejo del equipo, e inclusive algunos de ellos han desarrollado una herramienta de software para la adecuada supervisión de su producto.

Debe tomarse en cuenta que toda la instrumentación debe estar diseñada para áreas peligrosas, potencialmente explosivas, y para operación a la intemperie.

#### **e) Circuitos de sello, lubricación y refrigeración:**

Cuando la recirculación no sea suficiente para extraer el calor producido, será necesario un sistema de refrigeración adicional del cuerpo, el cual puede ser a base de agua u otro refrigerante. De igual manera se necesitará refrigeración del aceite lubricante y aceite de sello.

Estos componentes no difieren de los que se pueden apreciar en el diseño de compresores de uso industrial, variando solamente en su tamaño debido a los niveles de calor manejados. Para casos extremos, las empresas fabricantes ofrecen paquetes especiales para alta temperatura: serpentines de enfriamiento más eficientes, sellos de material resistente a altas temperaturas, etc.

### **3.2.3 Medición multifásica:**

Sea cual sea la tecnología utilizada, el transporte y tratamiento de crudo requiere el conocimiento de las propiedades de la corriente. El tren de separación de prueba, usado en estaciones de flujo, resulta una complicación adicional para el bombeo multifásico.

Un medidor multifásico es una alternativa más práctica y más económica que el uso de un separador de prueba con medición convencional de una sola fase. No obstante, el medidor multifásico enfrenta los mismos problemas que la bomba multifásica: debe lidiar con un fluido de naturaleza compleja y un flujo de comportamiento caótico.



Un medidor multifásico es dimensionado según las características de un pozo o desarrollo específico. Para lograr la medición debe estabilizar de alguna manera el flujo. Para esto en el mercado existen diversas técnicas de medición. Sin embargo no hay un equipo que satisfaga todas las condiciones técnicas, ambientales y económicas, y que en consecuencia lidere el mercado.

Los medidores multifásicos se concentran en la medición de uno de estos aspectos:

- Flujo de la fase (gas y líquido).
- Fracción volumétrica de la fase (gas y líquido).
- Detección del patrón de flujo.

**a) Características generales:**

Dispositivos de rayos gamma, técnicas de micro ondas y medición dieléctrica, son propuestas como técnicas de medición de fracción de fase.

El tubo venturi es usado como la principal forma de medir velocidad.

El condicionamiento del flujo para medición ha sido logrado con separación gas líquido, homogeneización del flujo o estableciendo un patrón de flujo en particular.

Según su diseño, los medidores multifásicos se clasifican según:

- El condicionamiento del flujo.
- Su condición de intrusividad y no intrusividad en el seno del fluido.
- El rango de manejo del corte de agua.
- Su precisión.
- Si resulta dependiente o independiente del patrón de flujo para efectuar la medición. .

**b) Ventajas:**

- En tierra
  - En condiciones árticas elimina la necesidad de un galpón con calefacción para el separador de prueba.
  - Es más económico y transportable para pruebas de pozos exploratorios.
- En plataforma.
  - Reducción de la estructura de soporte debido al menor tamaño y peso.
  - Menor costo de capital, instalación y operación que en trenes de prueba.
  - Medición continua por largos períodos dando un mejor perfil de pozo.
  - Respuesta inmediata a cambios en el flujo.
- Submarino:
  - Elimina las tuberías y múltiples de prueba.
  - No se requiere instalaciones de prueba en nuevas plataformas.

**c) Limitaciones:**

Las limitaciones involucradas en la aplicación de la tecnología multifásica son las siguientes.

- No se ha desarrollado aun un medidor multifásico que opere con suficiente precisión en un amplio rango de condiciones de flujo y propiedades de fluidos.
- La separación previa a la medición ha demostrado ser más satisfactoria debido a que la tecnología está bien desarrollada. No obstante, la mayor complejidad de los equipos causa problemas adicionales.
- El modelaje de flujo multifásico es muy complejo, siendo complicado diseñar instrumentos adecuados.
- La calibración in situ es sumamente complicada.
- No es adecuado para altos cortes de agua.
- Los identificadores de patrón de flujo necesariamente son dependientes de él, por lo que no son muy precisos en la medición de las fracciones volumétricas o de las

velocidades de fase cuando el flujo se sale del grupo de patrones para los cuales fue diseñado.

- Los medidores más exactos de fracción volumétrica y velocidad de flujo son independientes del patrón de flujo, por lo tanto no pueden medirlo.

FIGURA 3.9 MEDIDOR MULTIFÁSICO FRAMO

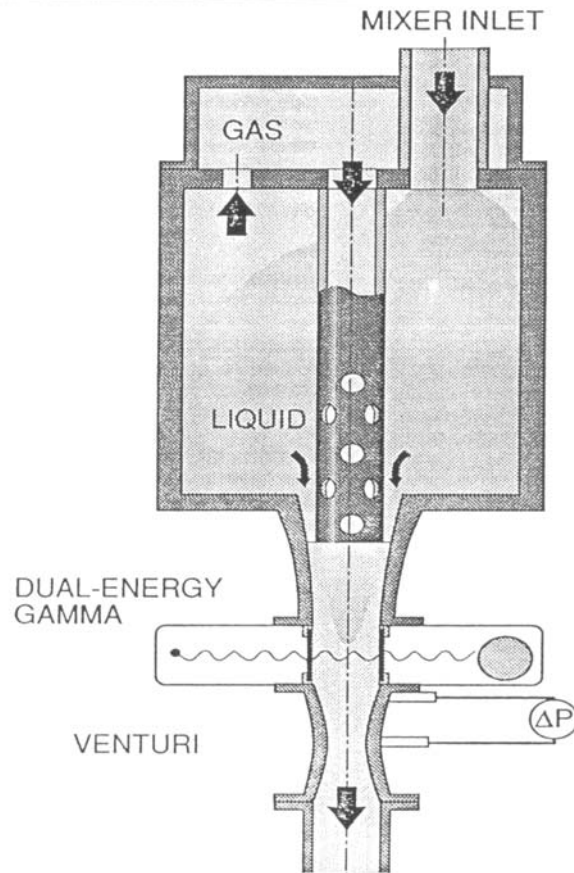


FIGURA 3.10 MEDIDOR MULTIFÁSICO FRAMO MFI-LP

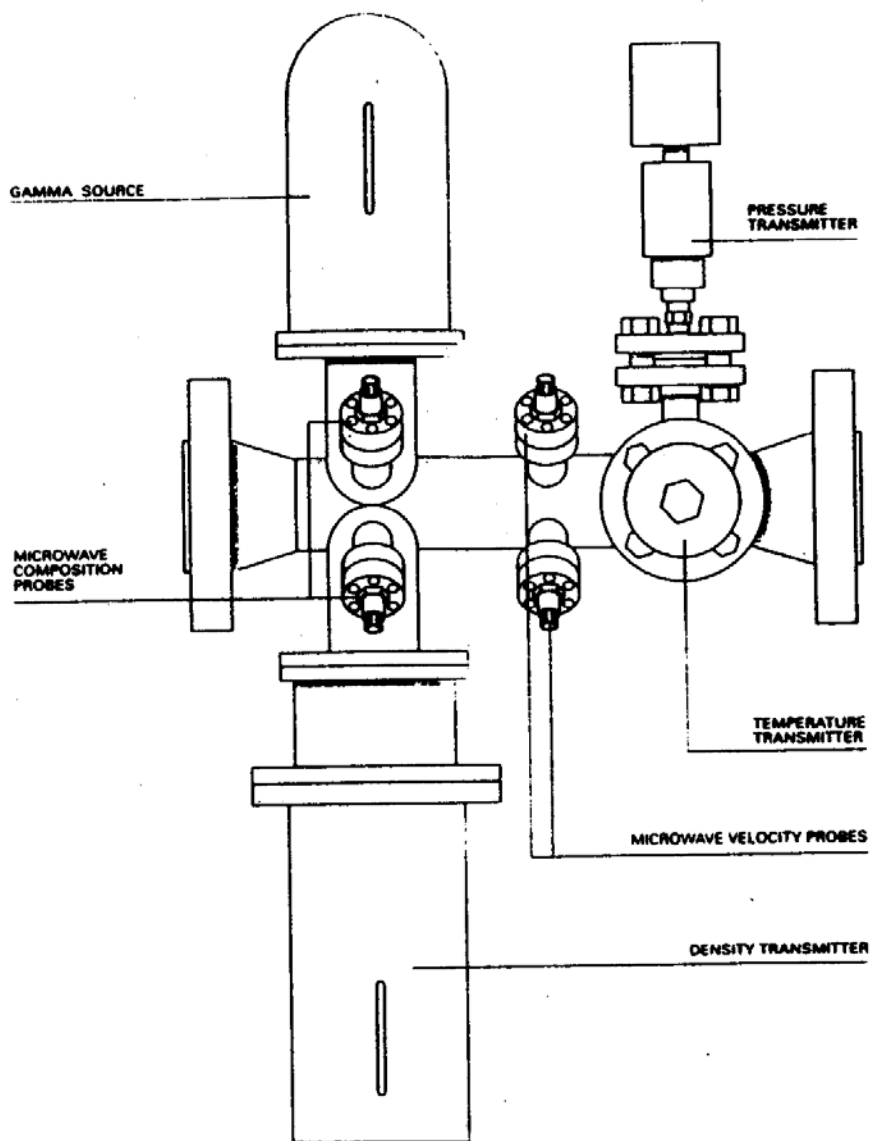


FIGURA 3.11 MEDIDOR MULTIFÁSICO SCROLLFLO

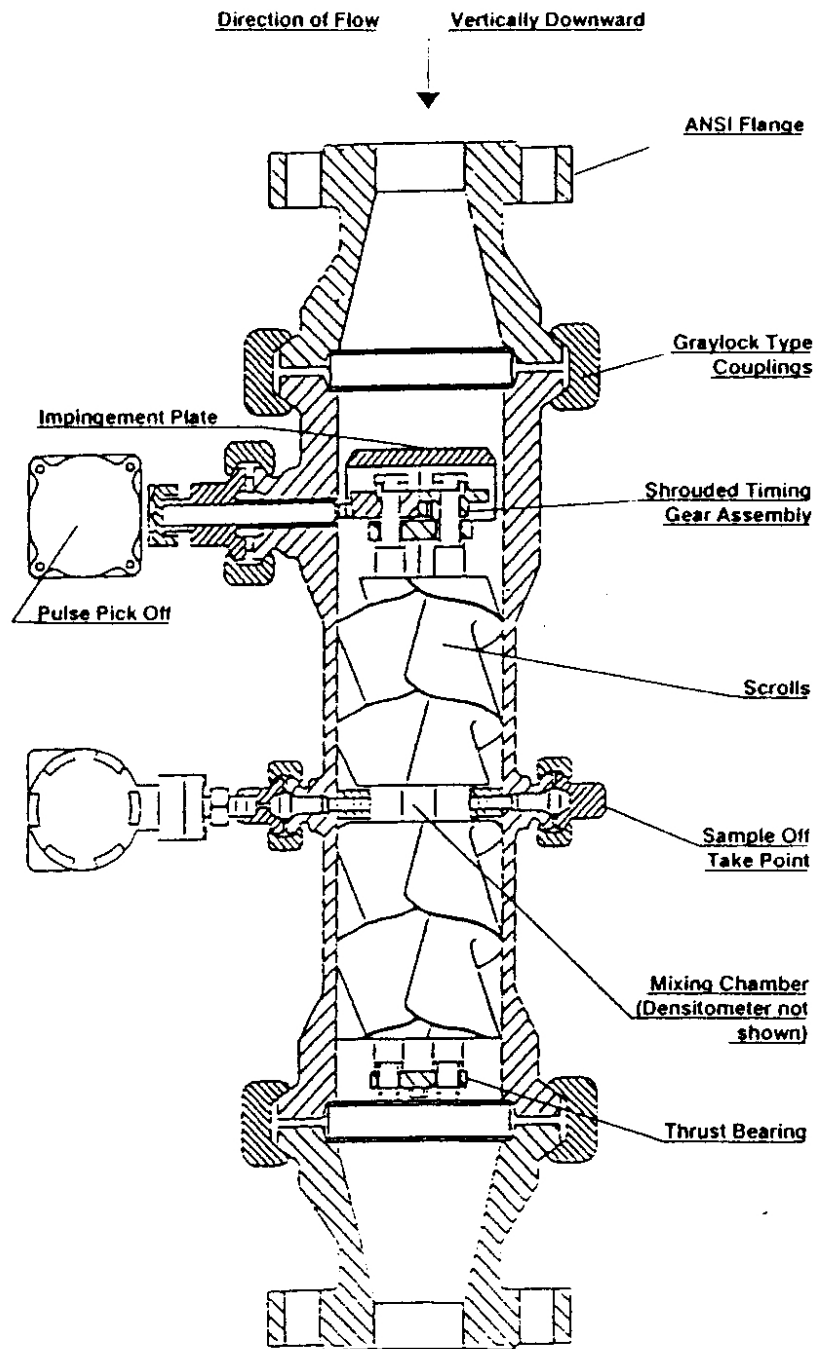
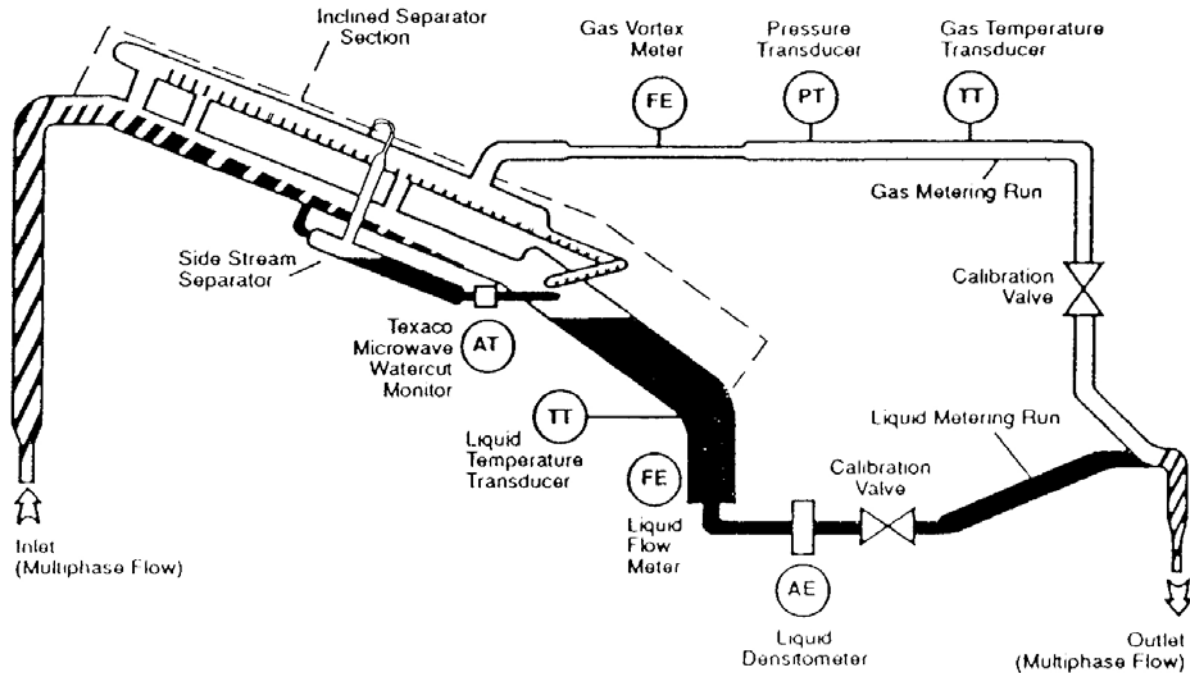


FIGURA 3.12 MEDIDOR MULTIFÁSICO SUBMARINO SMS



### 3.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS BOMBAS MULTIFÁSICAS DISPONIBLES EN EL MERCADO:

Las bombas rotodinámicas y las de desplazamiento positivo tienen características distintas que obligan a una comparación entre ambos principios para una selección adecuada. Esto lo podemos ver mediante un enfoque de beneficios y desventajas:

#### **a) Bombas de desplazamiento positivo:**

- **Beneficios:**

- Son capaces de manejar grandes fracciones de gas.
- Desarrollan mayores presiones.

---

- **Desventajas:**

- Manejan bajos caudales.
- Por lo anterior resultan pesadas y grandes.
- Son susceptibles a pulsaciones en el flujo.
- Pobre capacidad para el manejo de sólidos, requiriéndose materiales especiales (excepción: diafragma y pistón).

- b) Bombas rotodinámicas:**

- **Beneficios:**

- Son compactas.
- Diseño más simple.
- Manejan alto caudal.
- Gran capacidad de manejo de sólidos (arena).

- **Desventajas:**

- Lubricación forzada de sellos debido a las altas RPM.
- Capacidad limitada de manejo de gases (excepto helicoaxial).
- En la mayoría de los casos requiere tanque buffer.
- Genera menores presiones, a menos que se usen varias etapas.
- Son más susceptibles a fluctuaciones en la presión.

La investigación desarrollada en este campo busca mitigar las desventajas de la bomba, ya sea por diseño hidráulico de las partes húmedas o añadiendo partes auxiliares. No obstante, los accesorios determinan la aparición de problemas secundarios:

---

- **Alta velocidad rotacional vs. lubricación:**

En bombas rotodinámicas puede incrementarse la capacidad de manejo de gas aumentando las RPM. El inconveniente consiste en que se producen altas cargas sobre los sellos y cojinetes, aumentando la necesidad de lubricación.

- **Equipo auxiliar adicional vs. simplicidad y confiabilidad:**

Recirculación, control automático, tanque buffer, damper y otros auxiliares aumentan la complejidad y disminuyen la mantenibilidad de la bomba, haciéndola no recomendable para usos submarinos.

- **Control de variación de presión vs. aplicaciones en plataforma y submarinas:**

El accionamiento de velocidad variable usado en algunos diseños para mitigar el efecto de la variación de presión es complejo y puede afectar la adaptabilidad de la bomba para usos marinos y submarinos.

- **Manejo de sólidos vs. variación de presión:**

En muchas bombas de desplazamiento positivo el manejo de sólidos es un problema debido a la erosión. Esto disminuye aumentando las tolerancias internas. No obstante, esto reduce la fracción de gas que se puede manejar y la hace más susceptible a las variaciones de presión

- **Incremento de flujo vs. pulsaciones:**

En bombas de tornillo puede aumentarse el caudal aumentando el paso de los tornillos, pero hace el equipo susceptible a pulsaciones.



- **Selección de materiales vs. manufactura y costo:**

Este efecto se explica por sí solo; a mejores materiales, mayor costo. También debe recordarse que aquellos modelos que requieran tolerancias internas muy pequeñas, serán de manufactura más costosa.

### 3.3.1 Bombas de desplazamiento positivo:

#### a) Bomba de diafragma:

- **Nuovo Pignone:**

Esta bomba utiliza dos grandes diafragmas en cámaras separadas, impulsadas por una bomba de aceite hidráulico de descarga variable.

#### **Especificaciones:**

|                           |                                       |
|---------------------------|---------------------------------------|
| Fabricante:               | Nuovo Pignone SPA. Firenze, Italia.   |
| Tipo:                     | Bomba reciprocante de diafragma.      |
| Capacidad de flujo:       | 4.293 m <sup>3</sup> /d (27.000 BPD). |
| Presión de descarga:      | 15 MPa (150 bar).                     |
| Presión de succión:       | 0,8 MPa (8 bar).                      |
| Rango de GVF:             | 0 a 100%                              |
| Temperatura de operación: | 100 °C (212 °F).                      |
| Accionamiento:            | Motor eléctrico.                      |

#### **Características generales:**

Puede manejar fracciones de 100% de gas con temperaturas de 130 a 140 °C (266 a 284 °F) por largos períodos de tiempo sin causar daño alguno en los diafragmas. Podrá manejar arena

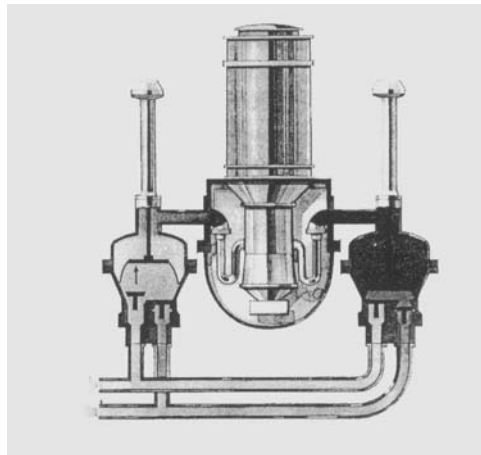
más fácilmente que otras bombas de desplazamiento positivo. Ha demostrado la capacidad de manipular fluidos corrosivos y condiciones reales de pozo.

**Confiabilidad:** El material de diafragma que se escogió para manipular el fluido de los pozos dio como vida útil mínima 18.000 horas. Los sellos y partes móviles se mantienen separados del fluido multifásico y están inmersos en aceite hidráulico, esto garantiza la alta confiabilidad de estos componentes. La bomba necesita sensores para determinar el límite de la carrera del émbolo. Este equipo de control puede ser una fuente de falla.

**Pruebas:** Las pruebas han sido hechas usando fluidos simulados de pozos para establecer el mejor material para los diafragmas. Este test incluyó inmersión en los fluidos por 72 horas a temperaturas de 60 °C (140 °F) y presión de 12 megaPascal (120 bares). La bomba trabaja satisfactoriamente en todas las condiciones con baja vibración. Demostró la capacidad de manejar arena y líquidos corrosivos.

**Limitaciones:** No han sido probadas para usos marinos. Es pesada, robusta y difícil de manipular; haciéndola inadecuada para usos submarinos. El diafragma es difícil de fabricar.

FIGURA 3.13 BOMBA DE DIAFRAGMA NUOVO PIGNONE



**b) Bomba de pistón:****▪ WST (Well Stream Transportation):**

Consiste en una bomba reciprocante de pistón, compuesta de una etapa con un pistón de doble acción.

El pistón es accionado por fluido hidráulico a alta presión el cual es manejado por un bloque de control hidráulico. No tiene partes eléctricas.

**Especificaciones:**

|                        |   |
|------------------------|---|
| Fabricante:            | E.B. Seatech, en colaboración con Sintef, Statoil y Svenska Petroleum Exploration Norge AS. |
| Tipo:                  | Bomba reciprocante de pistón de doble acción.   |
| Capacidad de flujo:    | 357,75 a 1.144,8 m <sup>3</sup> /d (2.250 a 7.200 BPD).                                     |
| Incremento de presión: | 0,5 a 2 MPa (5 a 20 bar).   |
| Rango de GVF:          | 0 a 100%.   |
| Accionamiento:         | Fluido hidráulico a 10 MPa (100 bar).   |

**Características generales:**

Puede manejar tapones de 100% de gas y condiciones transitorias. El diseño es muy simple, adecuado para uso submarino y con sellos apropiados puede usarse en ambientes corrosivos.

**Confiabilidad:** El diseño del pistón tiene pocas posibilidades de falla debido a transitoriedades. La velocidad del pistón es limitada a 1 m/s para disminuir el desgaste de las partes metálicas y los sellos de anillo.

**Limitaciones:** Maneja bajos caudales.

▪ **MEPS (Electric Pumping Station)**

Esta estación está diseñada como una instalación de bombeo modular submarina que emplea un par de motores lineales que accionan módulos de bombas de pistón.

La estación opera a una profundidad de hasta 915 metros y es adecuada para uso en aplicaciones de alta presión. El módulo incluye un medidor multifásico.

**Especificaciones:**

|                        |  |
|------------------------|--|
| Fabricante:            | Mobil Exploration Norway Inc. y Framo Engineering. A/S, Noruega. |
| Tipo:                  | Bomba de pistón.   |
| Capacidad de flujo:    | 6.360 m <sup>3</sup> /d (40.000 BPD).                            |
| Incremento de presión: | 3,5 MPa (35 bar).  |
| Rango de GVF:          | 0 a 100%.  |
| Accionamiento:         | Motor eléctrico.   |

**Características generales:**

El módulo cuenta con una estructura de protección de todas las partes. El diseño incorpora un variador de frecuencia submarino, un conector submarino y un sistema de control submarino para monitoreo de posición.

El sistema está actualmente en uso en Texas-USA, en una instalación de Mobil Oil.

FIGURA 3.14 BOMBA DE PISTÓN WST (WELL STREAM TRANSPORTATION)

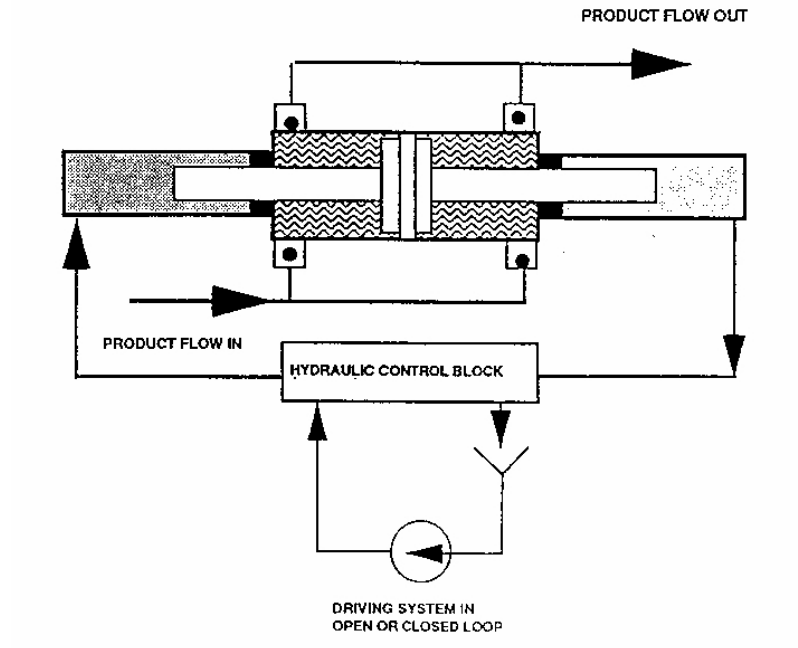
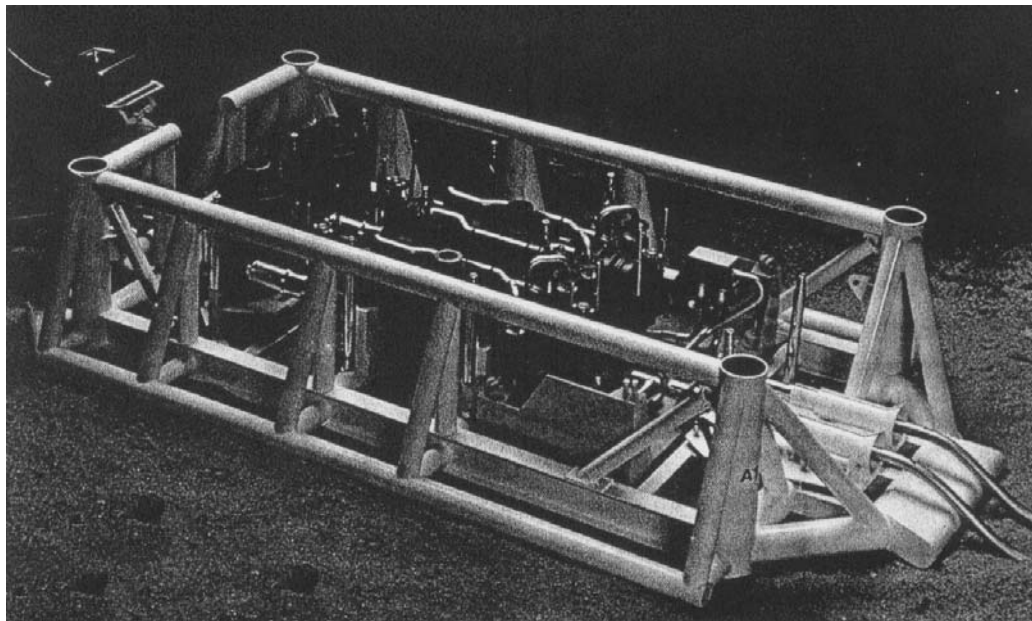


FIGURA 3.15 BOMBA MEPS



**c) Bomba de cavidades progresivas (también llamada moineau):****▪ Weir:**

Esta es una bomba multietapa en la cual cada etapa es un conjunto separado de bomba y accionador dispuestos axialmente en forma horizontal, montado en su propio árbol. Cada árbol mueve un conjunto de dos impulsores paralelos. Este diseño produce un flujo insensible a la variación del GVF, y no tiene requerimientos de variación de velocidad y potencia, por lo que el mecanismo de accionamiento es relativamente simple.

**Especificaciones:**

|                        |   |
|------------------------|---|
| Fabricante:            | Weir Pumps Ltd. , Glasgow, Inglaterra.              |
| Tipo:                  | Bomba de cavidades progresivas (moineau).           |
| Capacidad de flujo:    | 6.360 m <sup>3</sup> /d (40.000 BPD).               |
| Incremento de presión: | 1 MPa (10 bar) por etapa (5 MPa o 50 bar en total). |
| Rango de GVF:          | 0 a 100%.   |
| Accionamiento:         | Motor eléctrico.                                    |

**Características generales:**

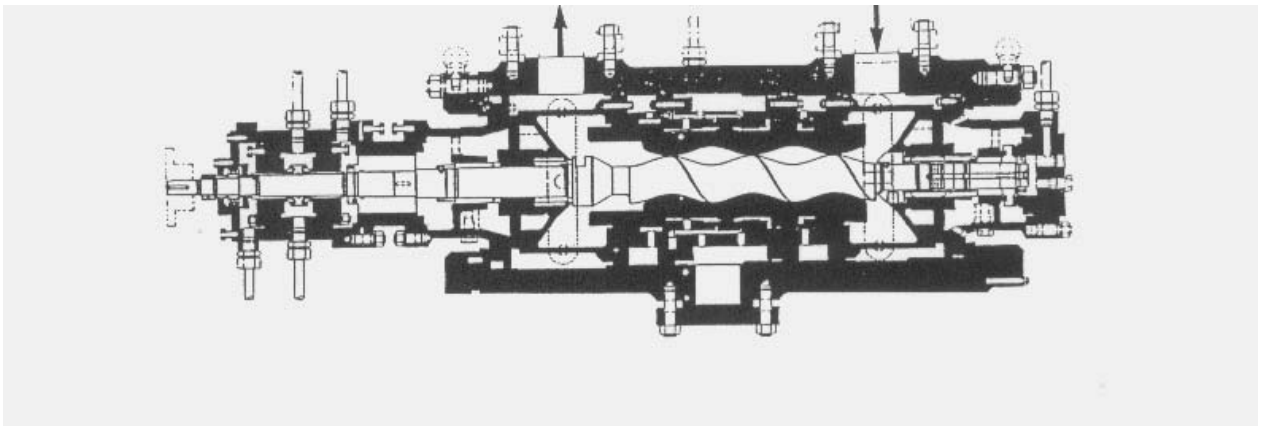
El diseño de la bomba permite lubricar los cojinetes con el fluido que circula por la bomba, ya que son abiertos al flujo. Adicionalmente se puede colocar un sistema de lubricación externo de los cojinetes que sella el espacio vacío entre las tolerancias del impulsor y la carcasa cuando no hay suficiente líquido en el flujo, por lo que puede soportar grandes GVF sin necesidad de recirculación. Adicionalmente, las pruebas han demostrado la capacidad de manejar 100% gas, tapones de líquido, y aproximarse a la compresión isotérmica para 100% gas.

Para aumentar la resistencia se usa en la construcción de la bomba recubrimientos de cerámica, carburo de tungsteno y carburo de silicio, pensando principalmente en el manejo de sólidos.

**Confiabilidad:** La bomba ha sido sometida a pruebas de 4.000 horas continuas de operación con buenos resultados. La sencillez del accionamiento reduce la incidencia de fallas por este aspecto. Para este diseño, la velocidad relativa entre fluido e impulsor es baja (7 m/s), disminuyendo la erosión de las partes mecánicas. El empleo de sellos mecánicos aumenta la confiabilidad en usos submarinos.

**Limitaciones:** La bomba es muy costosa debido a los materiales especiales.

FIGURA 3.16 BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS WEIR



▪ **R&M Triphaze System:**

Este equipo consiste en una bomba de cavidades progresivas dispuesta horizontalmente o verticalmente, impulsada con un motor eléctrico relativamente sencillo

**Especificaciones:**

Fabricante: Moyno Inc., División de Robbins y Myers Inc., Springfield USA.  
Tipo: Bomba de cavidades progresivas (Moineau).  
Capacidad de flujo: Hasta 4.611 m<sup>3</sup>/d (29.000 BPD) máx. según el modelo.

---

|                        |                       |
|------------------------|-----------------------|
| Incremento de presión: | Hasta 2 MPa (20 bar). |
| Rango de GVF:          | 0 a 100%.             |
| Accionamiento:         | Motor eléctrico.      |

### **Características generales:**

Puede manejar grandes cantidades de arena y cambios en la gravedad API. Puede manipular flujo de tapón y variaciones en los patrones de flujo. Según el fabricante, el rendimiento es mayor que en bombas de doble tornillo y helicoaxial. Debido al diseño del rotor y estator, maneja el crudo no procesado sin degradación ni emulsificación del flujo. Es más económica para ciertas aplicaciones y tiene una alta transportabilidad.

**Confiabledad:** El costo de instalación y mantenimiento es bajo debido a su sencillez. Opera a relativamente bajas velocidades del rotor, lo que reduce el desgaste y el número de fallas. El diseño de la hélice ha sido hecho de tal manera de reducir la generación de calor por compresión del gas, protegiendo las partes internas.

**Limitaciones:** Para algunas aplicaciones puede requerir mayor consumo de potencia que un booster.

### **d) Bomba de doble tornillo:**

Se ha usado bombas de desplazamiento positivo durante décadas para productos complejos, pero el tipo de doble tornillo es particularmente satisfactorio para líquidos difíciles; tiene tornillos entrelazados en árboles paralelos operando dentro de taladros ajustados. Al girar, en los pasajes del tornillo se producen volúmenes entrampados de fluido, o "locks" que son movidos de la succión a la descarga. El número de vueltas en cada uno de los tornillos determina el número de "locks" disponibles para entrampar el fluido. Por definición:

$$\text{Nº de locks o entrampamientos} = (\text{longitud del tornillo} / \text{paso}) - 1.$$



Las unidades rotatorias de doble tornillo son ideales para el uso multifásico: Se usan para líquidos que van de viscosidad semejante al agua a polímeros con viscosidad de millones de centipoise, se ocupan de cualquier combinación de líquido-gas y también manipulan eficazmente la generación de calor de los gases comprimidos.

Con los fluidos incompresibles, normalmente la presión se desarrolla gradualmente cuando el líquido se mueve a través de los tornillos de la succión a la descarga. Sin embargo, con los fluidos comprimibles como los otros productos del flujo multifásico, el aumento de presión ocurre principalmente en la última vuelta adyacente al área de descarga.

Si el paso del tornillo es pequeño, hay muchos "locks" para entrapar el fluido, y las cavidades en los tornillos son relativamente pequeñas. Este diseño produce pulsaciones de presión, incluso con los componentes multifásicos comprimibles. No obstante, los productos multifásicos con GVF alto requieren una bomba con un paso pequeño para proporcionar el número máximo de locks para lograr un adecuado incremento de presión, por lo que debe buscarse un término medio.

La clave para bombear los productos multifásicos con este tipo de equipos es asegurar que haya siempre algún líquido disponible para sellar el juego del tornillo y reducir la recirculación de gas. Incluso una cantidad pequeña de líquido recirculado es suficiente para proporcionar este sello y permitir a la bomba operar con GVF cercanos al 100%. El desempeño es una función de la presión diferencial de la unidad, juegos y número de locks.

El juego entre tornillo y carcasa permite alguna pequeña recirculación interior de producto hacia la succión; así la capacidad real es menor que el desplazamiento teórico de la unidad. La recirculación depende de varios factores: el juego mecánico, el número de locks, la viscosidad del producto y la presión diferencial.

El flujo del producto a través de los taladros de la cubierta es axial, proporcionando en consecuencia una acción de bombeo con bajo deslizamiento. Para un tamaño de tornillo dado, se puede mecanizar distintos números de vueltas variando el paso, permitiendo diseños específicos

para satisfacer los requisitos de capacidad exactos del usuario. Muchos parámetros de diseño, como el paso, la longitud del tornillo, los juegos, el perfil de la rosca del tornillo, los diámetros del árbol, el tipo de carcasa y los métodos y materiales de sellado son perfeccionados para cada aplicación para asegurar el mejor desempeño de la bomba.

Este diseño es inherentemente autocebante y capaz de funcionar en seco; los modelos disponibles en el mercado son adecuados para operaciones de producción de petróleo con alto contenido de gas y con fluctuaciones importantes en la presión de succión. Los modelos disponibles actualmente son capaces de manejar hasta 39.750 metros cúbicos diarios (250.000 barriles por día).

Las características de la bomba incluyen tornillos helicoidales con cojinetes y engranajes conductores externos. Usualmente, el tornillo a derechas y el tornillo a izquierdas están montados en árboles independientes para bombear el líquido de los extremos de la unidad hacia el centro. Esto tiene las ventajas de doblar la capacidad de bombeo y balancear el empuje hidráulico axial creado por la presión de descarga generada.

Este diseño también asegura que los sellos del árbol de la bomba estén sometidos sólo a la presión de la succión en lugar de la presión de descarga. Los tornillos se mantienen acoplados por engranes muy precisos colocados en cada árbol, previniendo así el atascamiento. El uso de rodamientos y engranajes externamente lubricados permite bombear productos no lubricantes, como gasolina, por ejemplo.

Puede mecanizarse la rosca de los tornillos para satisfacer requisitos específicos de diferentes sistemas, así como permite la conexión directa a transmisiones a velocidades estándar con bajo consumo de potencia. Los contornos y tolerancias del tornillo también pueden ser diseñados para satisfacer los requisitos específicos de la aplicación. El diseño del árbol y tornillo integral produce mayor resistencia y menor deflexión, menor desgaste y vida útil más larga que, comparativamente, diseños huso-tornillo en que el árbol y el tornillo son componentes separados.

El tipo de bomba de doble tornillo también es adaptable a diferentes configuraciones del cuerpo o carcasa requeridos para aplicaciones multifásicas particulares. En aplicaciones de alta viscosidad, la construcción tipo depósito de alimentación (hopper-type) se usa para suministrar el producto directamente a los tornillos de la unidad con las pérdidas mínimas. En otras aplicaciones, la construcción tipo encamisada puede usarse para facilitar el control de temperatura de la bomba y líquido del proceso. También se proporcionan carcasas partidas especiales para el caso de bombas grandes para facilitar su instalación y mantenimiento. Con materiales apropiados de construcción, también pueden manejar con seguridad cantidades significativas de sólidos como arena o contaminantes.

- **MPS.**

Esta bomba presenta un par de árboles movidos entre sí por engranajes, la potencia es transmitida a uno de ellos. Ella toma el fluido de pozo por medio de una entrada central; el flujo diverge internamente a cámaras de succión a cada extremo de la unidad donde cuatro tornillos (dos en cada árbol) hacen converger el flujo axialmente hacia una descarga central.

### **Especificaciones:**

|                        |   |
|------------------------|---|
| Fabricante:            | Multiphase Pumping Systems Ltd.                       |
| Tipo:                  | Bomba de doble tornillo.                              |
| Capacidad de flujo:    | 954 a 39.750 m <sup>3</sup> /d (6.000 a 250.000 BPD). |
| Incremento de presión: | 4,8 MPa a 10 MPa (48 bar a 100 bar).                  |
| Rango de GVF:          | 0 a 97%. Sin recirculación.                           |
| Accionamiento:         | Varias opciones.                                      |

Comercialmente existen seis modelos. Se presentan los valores típicos.

### **Características generales:**

Esta bomba ha demostrado la habilidad de manipular directamente el fluido de pozo tanto en aplicaciones en tierra como marinas. Puede manipular 100% de GVF con 1,2% de flujo de

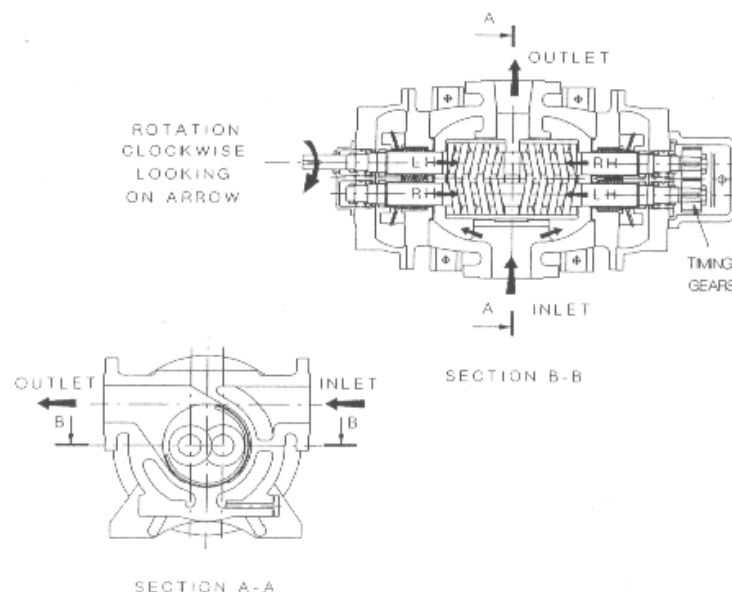
recirculación. La bomba puede ser diseñada para manejar 34 kilogramos (75 libras) de arena por cada 159 metros cúbicos (1.000 barriles), pero ha podido soportar 127 kilogramos (280 libras) por cada 159 metros cúbicos (1.000 barriles) en condiciones reales de pozo.

**Confiabilidad:** Esta bomba ha sido sometida a pruebas desde 1.987 siendo muchas de ellas en situaciones reales. Algunos problemas han sucedido con los sellos mecánicos, aunque el rendimiento ha sido comparable a otros equipos rotativos. El sello de circuito abierto fue sustituido por un sistema de circuito cerrado, reduciendo el número de fallas. Un variador de velocidad será requerido para adaptar la bomba a las condiciones de flujo a la salida del pozo (caudal), mas no dependerá de este el incremento de presión producido. Para aplicaciones submarinas, la bomba puede ser configurada verticalmente para fácil inserción y recuperación; en este caso se requiere líquido de enfriamiento para los cojinetes.

**Pruebas:** La bomba ha sido probada por BP en el Mar del Norte en 1990, en las siguientes condiciones: 860 m<sup>3</sup>/h, incremento de presión de 2,8 megaPascal (28 bar) y un GVF máximo de 90%, trabajando por 4.250 horas con 56% de disponibilidad.

**Limitaciones:** Inhabilidad de mantener la capacidad de presión esperada cuando maneja 100% de GVF.

FIGURA 3.17 BOMBA DE DOBLE TORNILLO MPS



---

- **Bornemann:**

Este diseño toma el flujo de pozo a través de entradas en ambos extremos del cuerpo y cuatro tornillos en dos árboles paralelos envían directamente el flujo a una descarga central sencilla. Está disponible en dos series: MW y MPC.

**Especificaciones:**

|                        |   |
|------------------------|---|
| Fabricante:            | Joh. Heinrich Bornemann GmbH., Obenkirchen, Alemania.   |
| Tipo:                  | Bomba de doble tornillo.  |
| Capacidad de flujo:    | MW: 159 a 44.520 m <sup>3</sup> /d (1.000 a 280.000 BPD).<br>MPC: 159 a 47.700 m <sup>3</sup> /d (1.000 a 300.000 BPD). |
| Incremento de Presión: | MW: 4,8 MPa (700 psi).<br>MPC: 6,9 MPa (1.000 psi).   |
| Rango de viscosidad:   | 1 a 10.000 cSt.   |
| Rango de GVF:          | 0 a 90% sin recirculación.<br>MW: 0 a 97% con recirculación.<br>MPC: 0 a 98% con recirculación.                         |
| Accionamiento:         | Varias opciones.  |

**Características generales:**

La bomba ha demostrado la capacidad de trabajar con tapones de líquido, bolsas de gas y variaciones de presión. El fabricante reporta que la bomba puede manipular hasta 3% de arena en el flujo. Los materiales usados en la manufactura de la bomba sugieren buena resistencia a químicos corrosivos (aleación de acero al níquel-cromo para los tornillos, árboles y camisa).

Se dispone de 40 tamaños distintos en la serie MW y 35 en la serie MPS. Existe diversidad de materiales de construcción para requerimientos especiales.

Bornemann puede proveer un sistema completo de bombeo multifásico que consiste en un ensamble bomba-motor, válvulas de compuerta, válvulas de desvío, indicadores y transmisores de presión y temperatura, y filtros de arena en la succión. Las configuraciones están disponibles para operar en tierra y en plataformas.

**Confiabilidad:** El diseño de esta bomba incorpora una entrada dividida para balancear las cargas axiales sobre los cojinetes. Las pruebas de deflexión de los ejes y las cargas sobre los cojinetes bajo flujo de tapón e inestabilidades de presión han demostrado que esta bomba es adecuada para ambientes y usos submarinos.

Se encontraron algunos problemas para el primer diseño de sellos, pero un cambio en los mismos redujo las fallas. Los tornillos se mueven dentro de una camisa reemplazable; no hay contacto metal contra metal entre los tornillos y la camisa, lo que aumenta la vida útil de la bomba. La mantenibilidad de la bomba es alta debido a su accesibilidad: los cojinetes y los engranajes conductores son externos al cuerpo de la bomba, siendo fácilmente reemplazables.

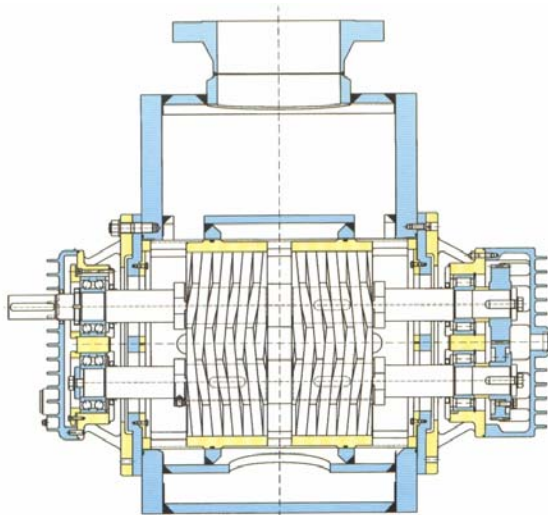
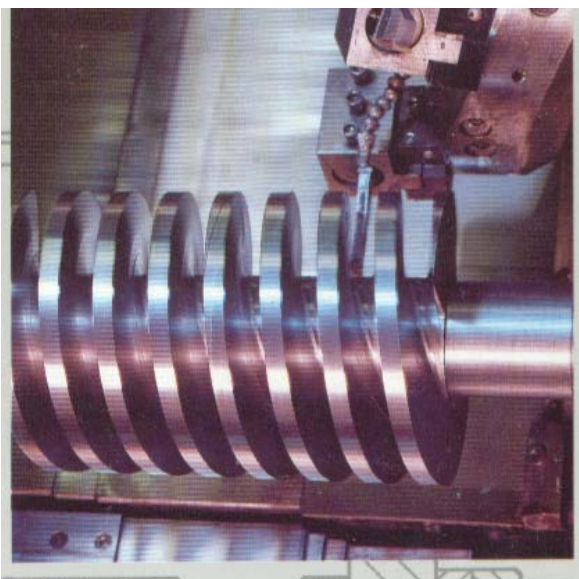
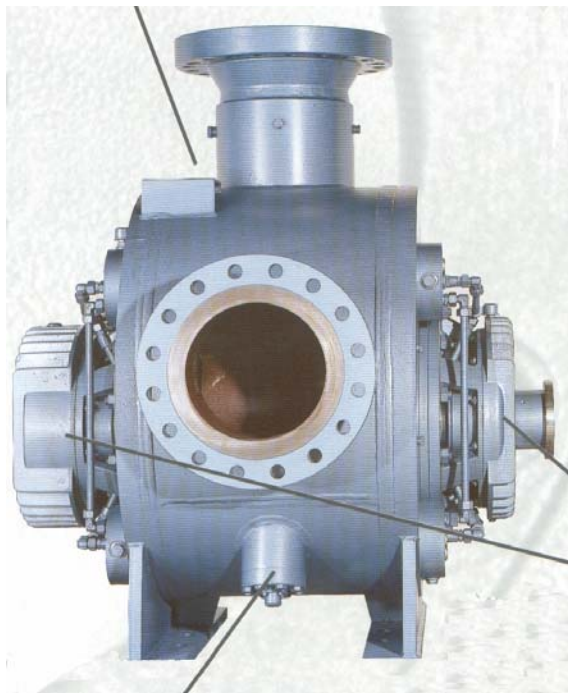
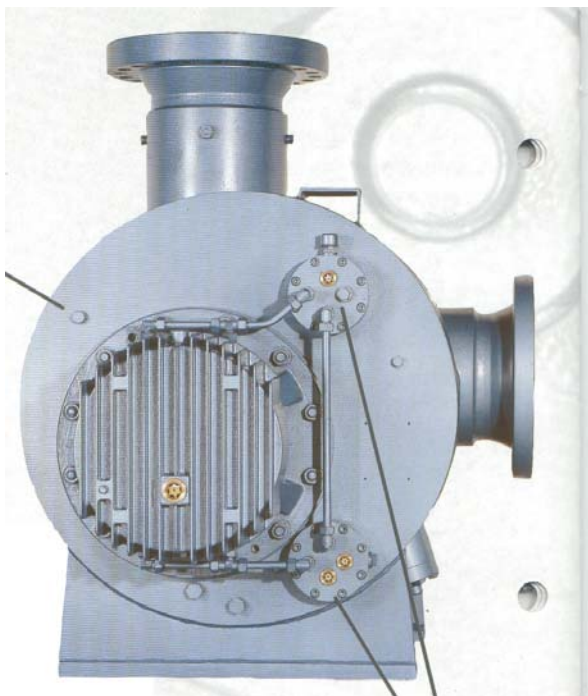
**Pruebas:** La bomba fue probada en el GKSS Research Centre de Alemania, en un circuito de agua, aire y nitrógeno a 10 megaPascal (100 bar) con GVF de 0 a 100% con un funcionamiento aceptable. Fue probada en Sidi El Itayem (Túnez) en tierra bajo un incremento de presión variable de 1,4 a 3,5 megaPascal (14 a 35 Bar) y un GVF de 83 a 90%, con fluido de pozo. Trabajó durante 3.000 horas, encontrándose solo algunos problemas con los sellos.

**Limitaciones:** Solo puede manejar 3% de arena. Incapacidad de mantener la presión cuando maneja GVF de 100%.

- **Ingersoll - Dresser:**

Esta bomba es un arreglo típico de doble tornillo, Muy parecido al usado por Bornemann y Multiphase System. Esta configuración reduce las cargas sobre sellos y cojinetes.

FIGURA 3.18 BOMBA DE DOBLE TORNILLO BORNEMANN



**Especificaciones:**

Fabricante: Dresser Canada Inc., Dresser Pump Division.

Tipo: Bomba de doble tornillo.

Rango de operación:

Los límites de presión y capacidad mostrados abajo están basados en una viscosidad líquida mínima de 10 cP, SG=1,0, T=15 °C y un GVF máximo de 90%. Para viscosidades menores y GVF mayores (hasta 100%) se debe consultar al proveedor para una selección más exacta. Los valores mostrados son aproximados, para selección general o preliminar solamente. Aplicaciones en computadora permiten modelar rendimiento bajo características específicas. Los datos son a diciembre de 1998.

| <b>CAPACIDAD (BPD)</b>               |                                    |           |           |           |           |                     |
|--------------------------------------|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------------|
| <b>Modelo<br/>(cuerpo<br/>corto)</b> | <b>Presión Diferencial (bares)</b> |           |           |           |           | <b>RPM<br/>max.</b> |
|                                      | <b>10</b>                          | <b>20</b> | <b>30</b> | <b>40</b> | <b>50</b> |                     |
| MP1-075                              | 1.533                              | 1.494     | 1.207     | 951       | -         | 1.800               |
| MP1-125                              | 7.394                              | 7.263     | 6.460     | 4.907     | 4.172     | 1.800               |
| MP1-150                              | 13.738                             | 13.424    | 12.099    | 9.591     | 7.425     | 1.800               |
| MP1-175                              | 23.649                             | 23.272    | 22.896    | 17.952    | 14.873    | 1.800               |
| MP1-230                              | 46.054                             | 45.481    | 44.909    | 34.878    | 27.855    | 1.800               |
| MP1-300                              | 117.246                            | 116.279   | 111.234   | 90.102    | 71.656    | 1.800               |
| MP1-380                              | 145.812                            | 143.988   | 138.298   | 109.828   | 88.229    | 1.200               |
| MP1-380                              | 220.882                            | 219.057   | 211.260   | 168.037   | 135.215   | 1.800               |

**Características generales:**

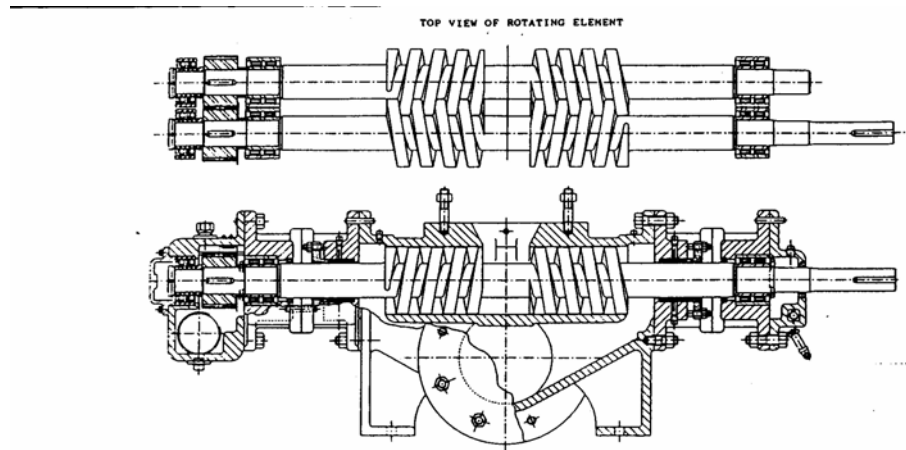
Con el fin de aumentar la capacidad de la bomba, el paso del tornillo puede ser incrementado. No obstante, esto aumenta la aparición de pulsaciones en la bomba. Este efecto puede ser disminuido reduciendo la tolerancia de los tornillos cerca de la descarga.

**Pruebas:** Esta compañía tiene una unidad instalada en Canadá en servicio desde octubre de 1996. Dos unidades están instaladas en Trinidad. Shell Canada tiene dos unidades operando actualmente. Bunduq Petroleum escogió este fabricante para un proyecto en el Medio Oriente.



**Limitaciones:** El manejo de gas se reduce a bajas velocidades. La bomba tiene baja capacidad de flujo. El incremento en la capacidad disminuye considerablemente la presión de descarga.

FIGURA 3.19 BOMBA DE DOBLE TORNILLO DRESSER



▪ **Leistritz:**

Bomba rotativa de doble tornillo basada en un diseño para líquidos puros con las debidas modificaciones. El fabricante ha desarrollado una línea de cuatro modelos para distintas aplicaciones multifásicas (L2, L3, L4 y L5), presentándolas en dos tipos de sistemas: baja presión y alta presión. La L4 es el modelo que ha sido sometida a mayor número de pruebas en instalaciones experimentales y plataformas.

**Especificaciones:**

Fabricante: Leistritz AG, Nue+renberg - Alemania  
Tipo: Bomba de doble tornillo.  
Capacidad de flujo: 636 a 34.980 m<sup>3</sup>/d (4.000 a 220.000 BPD) (sistema de baja presión).

---

|                        |   |
|------------------------|---|
|                        | 636 m <sup>3</sup> /d a 52.470 m <sup>3</sup> /d (4.000 a 330.000 BPD) (sistema de alta presión).   |
| Incremento de presión: | Hasta 6,4 MPa (64 bar) con GVF=95% (sistema de alta presión).<br>Hasta 8,3 MPa (1.200 psi) con GVF=100% (sistema de alta presión).<br>Hasta 2,5 MPa (360 psi) con GVF=100% (sistema de baja presión). |
| Presión de succión:    | 0 MPa mínimo.   |
| Rango de GVF:          | 0 a 95% (hasta 100% con recirculación).   |
| Accionamiento:         | Varias opciones.  |
| Potencia:              | Hasta 500 kW (sistema de baja presión).<br>Hasta 2.000 kW (sistema de alta presión).  |

### **Características generales:**

Esta es una bomba tipo doble rotor doble flujo. Disponible en paquete o solo la bomba. Su construcción está disponible en acero al carbón o acero inoxidable. Rotor y árbol están hechos en una sola pieza integral. Rotores y taladros están endurecidos para máxima resistencia al desgaste. La transmisión entre estos se efectúa usando engranajes helicoidales dobles para mínima deflexión torsional. Su accionamiento es por motor eléctrico o por turbina a gas con transmisión por correa o acople directo.

Posee sellos mecánicos simples o dobles con sistemas de barrera de aceite. La presión del aceite de lubricación está controlada en ambas carras de los sellos, lo cual los hace menos susceptibles a las fluctuaciones de presión a la entrada.

**Confiable:** Los tornillos son cortos y rígidos, disminuyendo la deflexión de los árboles y la carga sobre sellos y cojinetes. Esta característica de los tornillos permite que las tolerancias de la bomba sean muy reducidas, mejorando la eficiencia de la unidad. Dos circuitos de aceite por separado atienden la unidad, uno suple el aceite de lubricación de los engranajes y el otro el aceite para cojinetes y sellos mecánicos. Estos circuitos incorporan bombas filtros y enfriadores, añadiendo complejidad al diseño general y dando mayores posibilidades de falla. No

obstante, el sistema de control de aceite de sellos mejora la respuesta de la bomba durante rápidas fluctuaciones de presión.

Los engranajes han sido posicionados en el lado de acoplamiento del motor, por lo que el efecto de la torsión sobre el juego de los tornillos es minimizado. Los intervalos de mantenimiento son estimados entre 10.000 y 20.000 horas. El tiempo para mantenimiento puede ser 1 ó 2 días.

**Pruebas:** La bomba ha sido probada en el GKSS Research Centre (Geesthacht – Alemania), con mezcla de agua y nitrógeno a 10 megaPascal (100 bar), GVF de 0 a 100% con flujo de tapón trabajando adecuadamente hasta GVF de 95%. También fue probado un modelo L4 a 0,35 megaPascal (3,5 bar) de diferencial de presión y GVF de 80% en plataforma (Golfo de México) y otra L4 a un diferencial de presión de 2,2 megaPascal (22 bar) y GVF de 70% sobre una plataforma en Trinidad.

**Limitaciones:** La complejidad del sistema de lubricación puede tener un efecto negativo en la confiabilidad de la bomba además de aumentar el tiempo de instalación y mantenimiento. La bomba demuestra inhabilidad para mantener la capacidad de presión cuando maneja GVF de 100%.

▪ **Flowtronex:**

Presentada comercialmente como “MPP Series Multiphase Pumping System”, reporta, según el fabricante ahorros hasta de 70% en operación en comparación con producción convencional, separación y compresión.

**Especificaciones:**

|                     |  |
|---------------------|--|
| Fabricante:         | Flowtronex Inc.  |
| Tipo:               | Bomba de doble tornillo.   |
| Capacidad de Flujo: | 1.272 m <sup>3</sup> /d – 12.720 m <sup>3</sup> /d (8.000 – 80.000 BPD). |

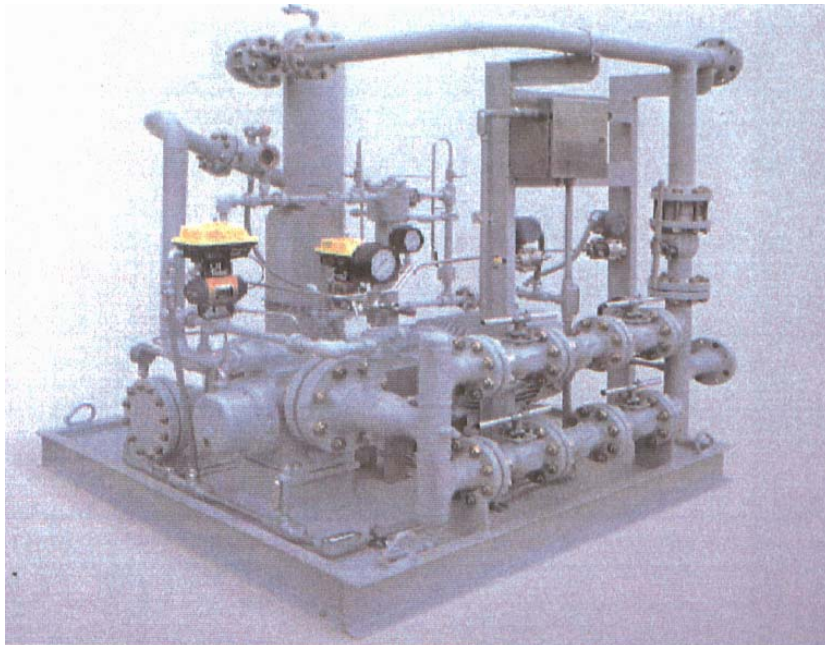
---

|                          |                                       |
|--------------------------|---------------------------------------|
| Presión de descarga:     | 0,07 - 8,3 MPa man. (10 – 1.200 psig) |
| Rango de GVF:            | 0 a 100 %, con recirculación.         |
| Potencia al freno (BHP): | 7,5 – 750 kW (10 – 1.000 HP)          |

### Características generales:

Bomba de doble tornillo con entrada axial y descarga central. Esta empresa se especializa en la entrega e instalación de skid integrales de bombeo, los cuales pueden estar configurados completamente con equipos Flowtronex o Leistritz. Elimina la necesidad de venteo o mechorrio en ambientes sensibles. La fabricación y soldadura de tuberías siguen las normas ASME y ANSI. La tubería recibe prueba hidrostática. De igual manera la fabricación y la soldadura estructural se ejecutan según la norma AWS. Todo el patín y la tubería son limpiados con chorro de arena, y se puede optar con una opción de protección para ambientes marinos.

FIGURA 3.20 BOMBA DE DOBLE TORNILLO FLOWTRONEX



Ofrece varias opciones para el accionamiento: motor eléctrico o turbina. La bomba BMP-3580, por ejemplo, es movida por una turbina a gas. El conjunto consta de una turbina a gas Pratt & Whitney Canada, directamente acoplada a una bomba de etapa sencilla. Este es un enfoque de diseño que elimina la necesidad de una caja de engranajes o un variador de frecuencia. La unidad es de costo inicial más bajo que motores convencionales, y el costo de mantenimiento es más bajo.

### 3.3.2 Bombas rotodinámicas:

#### a) Bomba centrífuga:

Los gases son a menudo problemáticos para la bomba centrífuga típica, o para las versiones que se utilizan para mezcla de sólidos y líquidos. Tienden a perder eficiencia y a menudo la capacidad de bombeo completa incluso con concentraciones bajas de gas a la entrada. Al alcanzar  $GLR=0,04 \text{ sm}^3/\text{m}^3$  comienza a registrarse pérdida del rendimiento, y a  $GLR=2 \text{ sm}^3/\text{m}^3$  ya no le es posible trabajar. Estas unidades pueden ser modificadas para ocuparse de gases; no obstante están generalmente limitadas a fracciones de gas menores de 50%.

#### ▪ Nuovo Pignone:

Este modelo consiste en una bomba centrífuga fabricada con un diseño especial de las partes hidráulicas, estudiadas y experimentadas en condiciones de flujo bifásico, con burbujas, tapones de líquido, dispersión e inestabilidad general.

#### Especificaciones:

|                        |                                      |
|------------------------|--------------------------------------|
| Fabricante:            | Nuovo Pignone SPA. Firenze – Italia. |
| Tipo:                  | Bomba Centrífuga.                    |
| Capacidad de flujo:    | Hasta $450 \text{ m}^3/\text{h}$     |
| Incremento de Presión: | $3,5 \text{ MPa}$ (35 bar).          |

---

|                           |  |
|---------------------------|--|
| Rango de GVF:             | 0 a 25% (Sin disminución del rendimiento).<br>Hasta 50% con disminución aceptable del rendimiento. |
| Velocidad de Giro:        | 3.000 a 7.000 RPM, dependiendo del GVF.  |
| Temperatura de operación: | 100 °C (212 °F).   |
| Accionamiento:            | Motor Eléctrico.   |

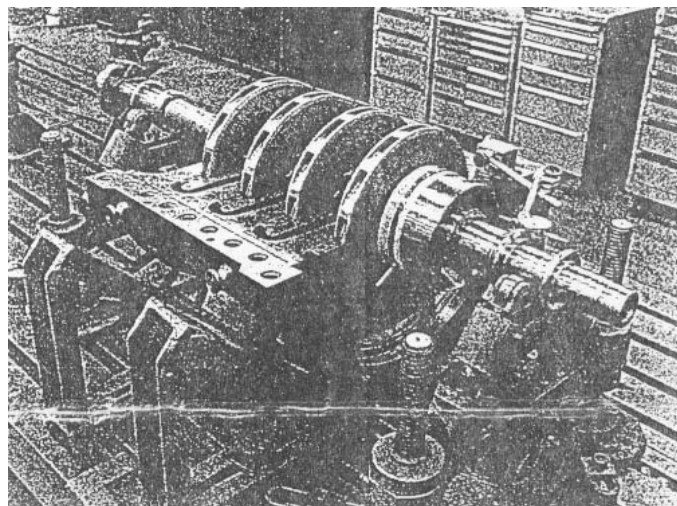
### **Características generales:**

La máquina consta de una carcasa partida horizontalmente, un rotor horizontal de cuatro impulsores cerrados con un diámetro de 350 mm y diafragmas interetapas que soportan los difusores y los canales de retorno. La primera etapa posee en la entrada un homogeneizador de flujo.

La bomba permite añadir más etapas para aumentar la altura hidráulica.

**Limitaciones:** El uso está restringido a campos con bajos GVF. Actualmente se ha abandonado el desarrollo de este prototipo.

FIGURA 3.21 BOMBA CENTRÍFUGA NUOVO PIGNONE



**b) Bomba helicoaxial:****▪ Poseidon:**

Proyecto conjunto de Total, Statoil e IFP (Institut Francais du Pétrole) iniciado en 1984 para desarrollar una bomba capaz de manejar fluido multifásico, con soporte financiero de la Comunidad Europea (enmarcado dentro del programa Thermie para desarrollo de las fuentes energéticas, pensado inicialmente para el desarrollo de las reservas en el Mar del Norte).

Distribución de responsabilidades en el Proyecto Poseidon:

- ❑ Statoil: Transporte del fluido multifásico sobre largas distancias.
- ❑ IFP: Bombeo multifásico.
- ❑ Total: Arquitectura de la estación submarina y motorización submarina de la bomba.

El tipo helicoidal fue producto del estudio de los tipos existentes en el mercado. Se estudiaron los tipos doble tornillo, moineau, diafragma, pistón y centrífuga, hasta que se escogió finalmente el helicoaxial.

La celda helicoaxial “POSEIDÓN” (llamada “segunda generación de hidráulica helicoaxial”) a mediados de los 90 obtuvo licencia de fabricación. Se ha desarrollado y probado para las tres localizaciones posibles (tierra, en Francia, plataforma, en el Mar del Norte y submarina, en Brasil).

La experiencia de Sulzer en bombeo multifásico comenzó en la década de los sesenta, con un paper que estudiaba detalladamente el efecto de la admisión de gas o aire en las bombas. Los estudios posteriores se enmarcaron dentro de la investigación para la industria química y plantas de proceso, viabilidad del uso de bombas centrífugas para aplicaciones multifásicas, bombas multifásicas y medidores de flujo multifásico (contador rotativo radial). Estos estudios no llamaron la atención de la industria petrolera en un principio.

**Especificaciones:**

Fabricante: Licencia dada a: 1.- Sulzer Pompes Limited, Manormill Lane, Leeds, Francia (Sulzer, UK).

2.- Framo Engineering A/S, Nesttun, Noruega.

Tecnología desarrollada por: Statoil, Total ELF e IFP.

Tipo: Helicoaxial multietapa en línea, cuerpo tipo barril.

Capacidad total a la

entrada: 143 m<sup>3</sup>/h (22.000 BPD) a 4.000 m<sup>3</sup>/h (600.000 BPD)

La bomba Sulzer helicoaxial está disponible en doce tamaños.

Presión de diseño: 10 MPa abs. (100 bar abs.) (para satisfacer las condiciones del sistema, según API 610).

Presión mínima de succión: 0,35 MPa abs. (3,5 bar abs. o 50 psia)

Incremento de presión: Estándar: hasta 60 bar (diseño extendido disponible hasta 85 bar).

Temperatura de diseño: 100° C (212 °F) en la descarga (incluyendo incremento de la temperatura debido a la compresión del gas)

Rango de GVF de operación: 0 a 100%.

Variación de la velocidad: Dos diseños mecánicos están disponibles:

Baja velocidad (hasta 4.000 RPM).

Alta velocidad (hasta 6.800 RPM).

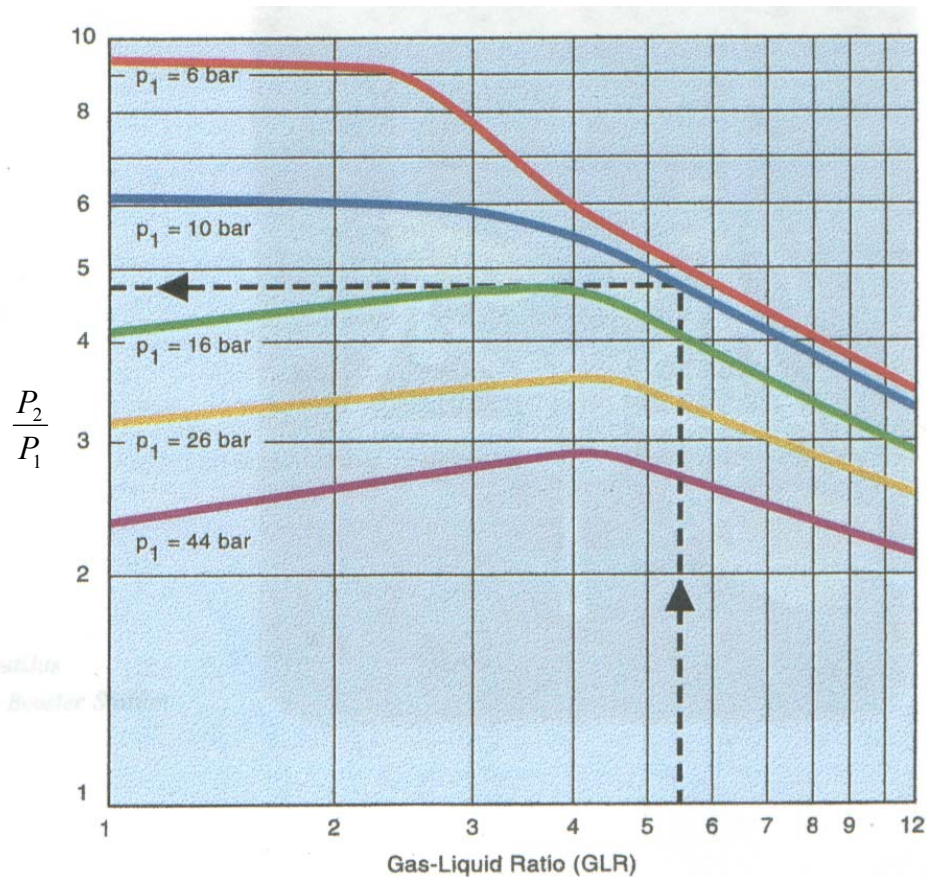
Rango de potencia: 500 a 2.000 kW en el acople de la bomba.

Comparación entre las tres licencias de bomba helicoaxial Poseidón (Datos de prototipos):

|                      | P300  | P301                                 | P302                                   |
|----------------------|---|--------------------------------------|--|
| Compañía             | IFP   | Framo                                | Sulzer                                 |
| Capacidad            | 5.565-7.950 m <sup>3</sup> /d (35.000-50.000 BPD) | 3.180 m <sup>3</sup> /d (20.000 BPD) | 28.620 m <sup>3</sup> /d (180.000 BPD) |
| $\Delta P$           | 2MPa (20 bar)<br>(GVF = 90%).                     | 6 MPa (60 bar)<br>(GVF = 50%)        | 3,2 MPa (32 bar)<br>(GVF = 92%)        |
| P <sub>SUCCIÓN</sub> | 0,5 MPa (5 bar) min.                              | 3MPa (30 bar) min.                   | 0,5 MPa (5 bar) min.                   |
| GVF                  | 0 - 95%   | 0 - 70%                              | 0 - 95%                                |
| RPM                  | Varios  | Varios                               | 3.000 – 7.000 RPM                      |
| Potencia             | 500 KW  | 600 KW                               | 600 KW                                 |



FIGURA 3.22 MÁXIMA PRESIÓN DE DESCARGA (1.996) [97]



Observación: Los datos presentados son los estándares. Para situaciones particulares Sulzer, al igual que otros fabricantes, puede fabricar diseños especiales, como el instalado en la plataforma Dunbar, de Total-ELF, en el Mar del Norte, en 1.999: dos equipos de 4.500 kW cada uno, para un aumento máximo de 8 MPa (80 bar).

### Características generales:

La bomba multietapa consta de quince celdas de compresión helicoaxiales montadas en un solo árbol. Cada etapa o celda de compresión consiste en un impulsor montado en el árbol junto a un difusor fijo. Debido a las grandes variaciones de torque, producto de los cambios en la densidad de mezcla, los impulsores están montados con cuñas (o chavetas) en el eje. El difusor

de cada etapa esta dividido en dos partes y montado en una camisa interna axial (axially split internal case). Para facilidad de mantenimiento, las partes hidráulicas (rotor, impulsores, difusores, camisa o carcasa interna y cámara de succión) están diseñados como un bloque extraíble.

Una secuencia de etapas de compresión idénticas forman una serie. El perfil helicoaxial permite que el flujo sea alineado axialmente evitando la separación de la mezcla durante el proceso. Los impulsores especiales han sido diseñados para mantener ambas fases lo más homogéneas posibles. Se evita la separación del gas dentro de la bomba por su desaceleración, impidiendo que baje el rendimiento.

Debido a la compresión disminuye la tasa de flujo volumétrico de gas a medida que pasa a través de la bomba; para compensar esto, la bomba esta equipada con elementos de geometría cambiante de una serie a la otra (diámetro interno y perfiles de los álabes) característica de este diseño que permite flexibilidad y un amplio rango de operaciones realizable con una misma bomba. Por cada uno de los 8 tamaños se encuentran disponibles diferentes diseños hidráulicos. También se puede alterar la combinación de las series y el número de etapas por serie. Esto quiere decir que se puede buscar la mejor combinación para adaptarse a los cambios de las características de producción del pozo, en particular la cantidad de petróleo producida en la medida que aumenta el GVF.

El diseño es compacto. Las partículas sólidas y arena en suspensión circulan fácilmente por los pasajes, debido a amplias tolerancias internas, las cuales están acordes con la 7ª edición de la norma API 610. Está equipado con un homogeneizador de flujo o tanque buffer. Está diseñada para instalaciones automatizadas, y cuenta con un motor de velocidad variable.

La disposición en línea es necesaria para el transporte de las partículas sólidas. La succión es dispuesta radialmente con un ramal de succión corta para prevenir la formación de tapones de líquido antes de la primera etapa. En tierra la bomba normalmente se dispone en forma horizontal. En casos donde el área disponible es limitada (plataforma) o para uso submarino, se puede usar un arreglo vertical.

La bomba es autorregulada y puede manejar pequeños cambios de densidad sin tanque buffer, aunque en general, se recomienda su uso debido a los cambios imprevistos de amplio rango. Framo usa un mezclador (40 a 60 litros) u homogeneizador de flujo en lugar del tanque buffer (lo diseñó para su medidor multifásico).

La capacidad autoadaptativa ha sido observada tanto en prueba como en campo. Por ejemplo, se adapta a la sucesión de tapones de líquido con bolsas de gas. Cuando más gas (bolsa de gas) entra al tanque buffer, el nivel de líquido en el tanque tiende a bajar, el GVF instantáneo de la mezcla entrando a la bomba aumenta y entonces la presión diferencial generada por la bomba se reduce. Como la presión de descarga se mantiene constante por un instante (por la inercia en la tubería y la regulación de presión del separador de producción aguas abajo de la bomba) la presión de succión aumenta (esto puede combinarse o no con más líquido entrando al tanque buffer) la densidad del efluente (mezcla) aumentará y el mecanismo inverso ocurrirá.

La presión diferencial entre succión y descarga de la bomba (dependiendo de la densidad de mezcla) se adaptará por sí misma. Esta es la naturaleza autoadaptativa de la bomba multifásica helicoaxial. En consecuencia, esta bomba presenta una curva de trabajo independiente del GVF (presión de descarga estable).

En cuanto a los aspectos rotodinámicos, su comportamiento depende del diseño del árbol; fuerzas que actúan sobre el árbol; reacciones en los soportes, cojinetes y sellos, e interacción entre estos parámetros, los cuales dependen de la magnitud de las RPM y las cargas.

Algunos estudios acerca de la vibración lateral y velocidades críticas han sido hechos, así como de desbalanceo, según los criterios indicados en API 617 5ª Edición (Compresores Centrífugos para Servicios Generales en Refinería). Las bombas multifásicas Sulzer están diseñadas para operar entre la 1ª y 2ª velocidad crítica, con los requeridos márgenes de separación garantizando una operación segura.

En la fabricación de las partes húmedas se utilizan materiales contra la erosión y corrosión: desde stellita hasta acero inoxidable doble capacidad para partículas sólidas abrasivas

y corrosivas en el flujo. Además, se pueden usar anillos de desgaste recambiables en el frente de impulsores y difusores.

Bancada, cuerpo, succión y descarga soportan cuatro veces los valores de fuerzas y momentos señalados por API 610. Succión y descarga están equipadas con bridas ANSI Clase 600#, sellos RTJ como estándar. Pueden solicitarse otras combinaciones de bridas y sellos si es requerido.

Debido a la potencial explosividad en la descompresión del gas, anillos de elastómero en “Viton A o GF” son usados para los sellos estáticos. El sellado del árbol se hace mediante sellos mecánicos. Para evitar contaminación por gas o partículas sólidas se usa un circuito de fluido de sello a presión (API 610 Plan 53 o similar con aceite sintético como fluido de sello). Entre el fluido de sello y el efluente se mantiene una diferencia de presión de 0,5 a 1 megaPascal (5 a 10 bares) por encima de la presión interna tanto en la succión como en la descarga, mantenida continuamente, tanto en operación como con la bomba parada. Un sello mecánico doble en cada extremo, evita la entrada de efluente al espacio de sello y lo mantiene aislado del aceite lubricante de los cojinetes, que está a menor presión.

Los cojinetes están protegidos de recibir gas o partículas sólidas y reciben la inyección de un lubricante presurizado externo. El sistema de lubricación cuenta con un depósito y un enfriador de lubricante en el skid. El empuje axial es orientado hacia el extremo impulsor. El empuje axial es absorbido por un cojinete de empuje hidrodinámico simple. Todos los cojinetes están diseñados para los requerimientos de carga señalados en API 610.

**Confiabilidad:**

- Mecánicamente simple.
- 5.000 horas en pruebas en pozo sin fallas.
- La bomba requiere: motor eléctrico con variador de frecuencia, sistema de control, así como tanque buffer.
- Variador de frecuencia y sellos complican el diseño.

- Sellos mecánicos dobles y triples, y lubricación forzada. Estos tipos de sellos se usan en campo, en bombas de crudo y compresores convencionales y no se han reportado problemas.
- Para uso submarino se puede usar un tanque buffer optimizado o un mezclador de flujo.

#### Ventajas:

- Capacidad de bombear líquidos con alto contenido de gas (hasta 100% de gas)
- Flexibilidad operacional y autoadaptación a condiciones de flujo.
- Simplicidad mecánica.
- Baja sensibilidad a partículas sólidas.
- Alta compacidad, adecuado para desarrollos marinos y submarinos.
- Incremento en la producción total, reduciendo la presión en la boca de pozo 0,5 a 1 megapascal (5 a 10 bar) (especialmente importante en campos submarinos).
- Varias opciones de accionamiento.
- Reducción de los costos de desarrollo.
- Mayor seguridad y tecnología más limpia.
- Reduce espacio y peso al usarse en plataforma (costo).
- Requiere una sola tubería.
- Reduce personal en plataforma.
- Excelentes para recuperación secundaria en campos marginales.
- Aumenta la vida de los pozos.
- Capacidad de ser usado fácilmente para producción temprana.
- Ideal para áreas remotas.

#### Pruebas:

La primera generación de hidráulica helicoaxial de Sulzer trabajaba a GLR hasta de 3  $\text{sm}^3/\text{m}^3$  en la succión (1973 a 1981). La segunda generación, hecha dentro del proyecto Poseidón

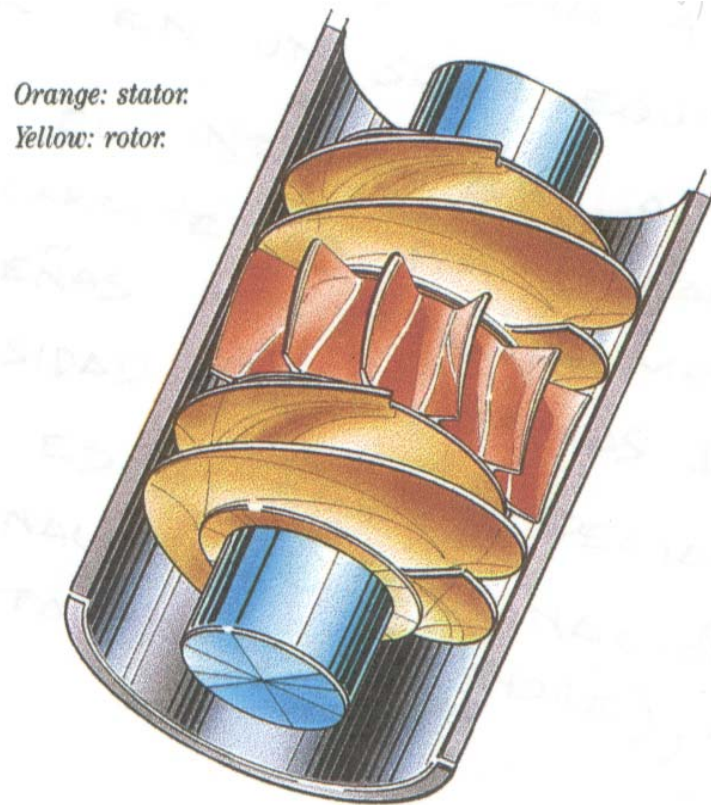
trabajaba a GLR hasta de  $12 \text{ sm}^3/\text{m}^3$  en la succión (aproximadamente 92% de gas en la entrada de la bomba), e inclusive 100% gas.

La P300 fue el primer prototipo de la segunda generación. Fue probada en Solaize, en las instalaciones de prueba del IFP y en campo en Túnez:

FIGURA 3.23 BOMBA HELICOAXIAL POSEIDON



FIGURA 3.24 DETALLE DE UNA ETAPA DE LA BOMBA HELICOAXIAL POSEIDON



Solaize (Francia): Circuito de prueba de IFP. 1987-1990.

Capacidad: 3.975-6.360 m<sup>3</sup>/d (25.000 – 40.000 BPD).

Presión de succión: 0,3 a 4 MPa (3 a 40 bar)

$\Delta P$ : 2,2 MPa (22 bar) (GLR= 10 sm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

GVF: GLR=10 sm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> a infinito.

Objetivo: funcionamiento en condiciones estables.

Sidi-El-Itayem (Túnez): Línea paralela a la de producción, con crudo no procesado.

5.000 hr. sin fallas.

### **Procesamiento de los datos experimentales de prueba:**

Para desarrollar las hidráulicas helicoaxiales Poseidón, un gran número de pruebas han sido realizadas en los “bucles” de prueba del IFP de dos fases en Solaize (Francia) con diferentes modelos de bombas multifásicas.

Muchos parámetros que influyen sobre el afluente en una y dos etapas han sido probadas:

- Tamaño del impulsor, series
- Número de etapas, perfiles de alabe.
- Velocidad, presión de succión.
- Propiedades del fluido (GVF, viscosidad cinemática, densidad, etc.)

Más de 2.500 puntos de prueba han sido recolectados por IFP en un banco de datos experimental. El desempeño real de dos etapas para cada punto de prueba (presión, rata de flujo, GVF) ha sido caracterizado en comparación con el desempeño en una sola etapa.

De aquí se puede determinar la diferencia entre el aumento de presión simple y multifásico para diferentes configuraciones y parámetros, con relaciones semi-empíricas que han sido desarrolladas y verificadas con los datos de prueba.

### **Código computacional para la compresión de 2 fases:**

El programa utilizado por Sulzer e IFP para calcular la compresión de 2 fases en las bombas rotodinámicas helicoaxiales se basa en establecer correlaciones con el banco de datos de prueba. Para correr el programa se introducen los siguientes datos:

- Geometría de cada etapa de compresión.
- Datos físicos del afluente bombeado en las condiciones de succión (datos de líquidos y gas) temperatura y presión de la succión y análisis PVT si está disponible.
- Rango de velocidad aproximado.



Utilizando este programa fue posible calcular la compresión de 2 fases, etapa por etapa, basado en la teoría de un fluido homogéneo compresible, corregido para el desempeño de dos fases.

Este modelo muestra los resultados de la ganancia de la presión multifásica para cada etapa, acumulado para cada serie diferente y finalmente acumulado para la bomba entera. La potencia hidráulica total y las condiciones de la rata de flujo en la salida de la bomba también son calculadas.

Las curvas de desempeños de las bombas multifásicas (MPP o BMF) también pueden ser producidas con el programa.

Para unas propiedades dadas para el afluente se pueden cruzar los siguientes parámetros:

- Para una condición de succión (P, GVF), versus caudal y  $\Delta P$  para diferentes flujos.
- Para una presión y velocidad de succión, versus caudal y  $\Delta P$  para diferentes GVF en condiciones de succión.

Las pérdidas mecánicas de los sellos y las cargas son calculadas por separado y luego se añaden a la potencia hidráulica calculada para determinar la potencia requerida en el acople de la bomba.

La potencia de motor requerida (y la velocidad de la bomba) variará en función de la producción a lo largo de la vida del pozo.

En 1991 Sulzer obtiene la licencia, creando la P302, poniéndola a prueba en el campo Pecorade, en Francia. El prototipo en pozo en condiciones reales funcionó adecuadamente durante 5.000 horas demostrando habilidad para manejar grandes cambios de densidad en la succión (slugging o flujo de tapón). Aceptable carga y vibración en el eje con el uso de tanque buffer.

---

Datos de la prueba:

- Bomba:** Bomba helicoaxial rotodinámica (P302). 15 etapas.  
Capacidad: 1.200 m<sup>3</sup>/h ó 180.000 BPD  
Utilizada en Pecorade – Francia  
Succión: 0,34 a 4,14 MPa (50 a 600 psia).  
GVF 50% a 95% (min. 0%, máx. 100%)  
Velocidad variable: hasta 6.800 RPM  
Material: acero inoxidable con revestimiento de oxido de cromo en las partes húmedas.  
Motor: Dos polos asíncrono, 600 kW, 660 V AC.  
Velocidad variable: de 0 a 113 Hz.  
Paquete: Largo: 6,3 m, ancho: 2,3 m, peso: 9,2 ton  
 $P_{dis} = 10$  MPa (100 bar).  
 $T_{dis} = 100$  °C (212 °F).  
Un cojinete entre la 8<sup>a</sup> y la 9<sup>a</sup> etapa (árbol hiperestático).
- Producción:** Empresa Operadora: ELF Aquitaine Production.  
Tipo de campo: Maduro, con alto contenido de gas.  
Tiempo de uso del equipo: 8.300 horas (aprox. 11 meses y medio)  
Flujo: 600 m<sup>3</sup>/d (3.800 BPD) de líquido (crudo y agua), 100.000 sm<sup>3</sup>/d (3.533.000 SCF/D) de gas.  
Pozos: 4 (tres con gas lift y uno con balancín).  
Temperatura del fluido no procesado: 60 °C (140 °F).  
Gravedad del crudo: 35 °API.  
Distancia a recorrer: 37 kilómetros (23 millas), a través de dos tuberías de 152,4 milímetros (seis pulgadas) de diámetro.
- Resultados:** El rendimiento de la bomba fue muy bueno. La bomba operó durante mucho tiempo en condiciones de flujo de tapón y oscilación severa. Solo se observó, en dos revisiones, remoción parcial del recubrimiento de dióxido de cromo y desplazamiento ligero de un impulsor en el eje, a las 2.350 horas de operación. La

disponibilidad mensual del equipo fue de más del 90%. No presento signos de desgaste, erosión o corrosión.

### **Limitaciones:**

- Requiere tanque buffer (de lo contrario se producen muy fuertes variaciones de torque, ante los cuales el control apaga la bomba).
  - Lubricación forzada externa por las altas RPM.
  - En común con otras bombas multifásicas, se requiere recirculación para altos GVF (>90%).
  - Requiere variador de frecuencia.
- 
- **SMUBS (Subsea Multiphase Boosting System).**

Una bomba de diseño compacto, más sencillo que otros sistemas submarinos, con instalación más simple y menos riesgosa.

### **Especificaciones:**

|                        |   |
|------------------------|---|
| Fabricante:            | Framo Engineering A/S – Nesttun – Noruega.      |
| Tipo:                  | Helicoaxial.                                    |
| Capacidad de flujo:    | 0,159 m <sup>3</sup> /d (16.900 BPD)            |
| Incremento de Presión: | 5,2 MPa (52 bar).                               |
| Rango de GVF:          | 0 a 95%   |
| Accionamiento:         | Turbina de inyección de agua o motor eléctrico. |

**Confiability:** Diseñada desde un principio para uso submarino. Una de las premisas para el desarrollo era fácil reemplazo de partes para mantenimiento frecuente (mínimo un año de operación) de manera de tener una alta confiabilidad.

Framo en su boletín expresa que el equipo posee fácil instalación y recuperación, sin necesidad de buzos para llevarla a cabo.

**Pruebas:** Fue probada en las instalaciones de Frank Mohn AS según los requerimientos de Shell para el campo Draguen, en Indonesia (4 a 50 km de distancia de bombeo, GVF de 44%).

**Limitaciones:** Inhabilidad para mantener la presión cuando manipula 100 de GVF. Al igual que otras bombas que cuentan con agua a alta presión para proveer la fuerza motriz, puede haber una limitación en la distancia que se puede abarcar. Si no se dispone de agua a alta presión en la estación remota, el costo de extender una línea de alta presión puede ser prohibitivo.

▪ **Proyecto Nautilus:**

Estación submarina eléctrica de bombeo multifásico: el concepto más reciente del programa Poseidon, consiste en un sistema impulsor (booster) eléctrico multifásico submarino, con una potencia instalada de 1.200 kW. Su desarrollo comenzó en 1992 coordinado por Total y uno de sus primeros usuarios ha sido la estatal petrolera brasileña Petrobras.

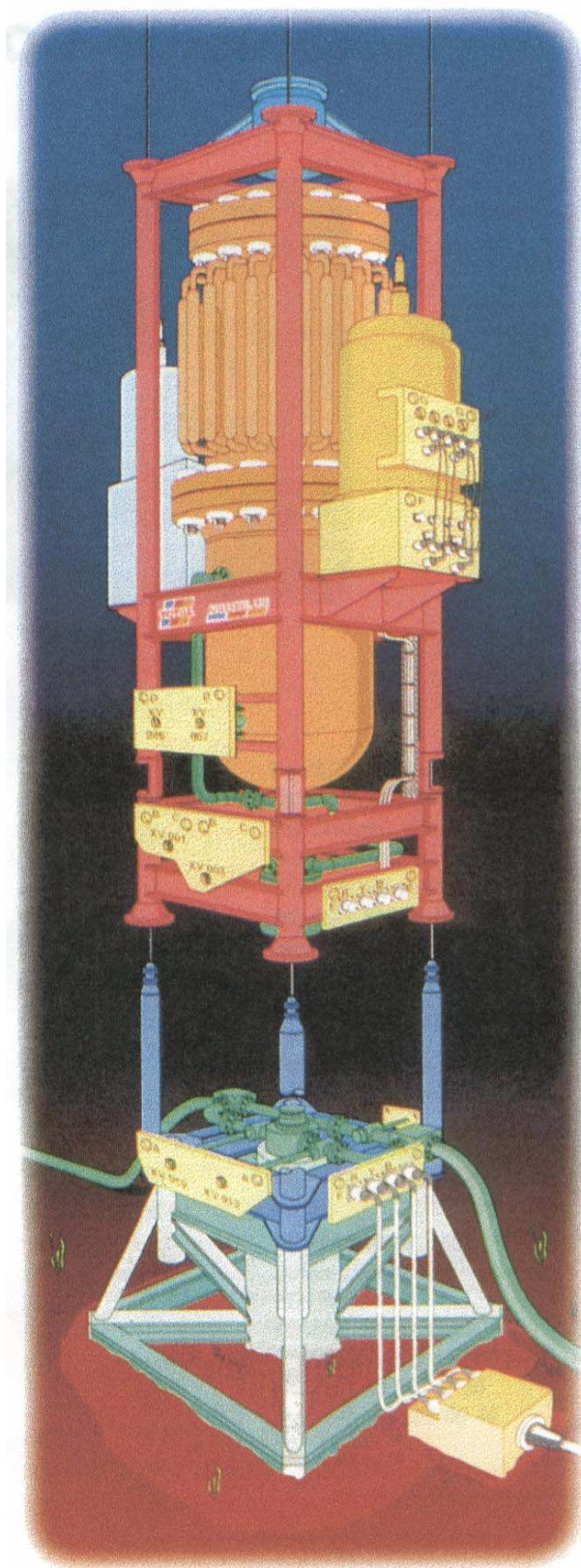
**Especificaciones:**

|                        |  |
|------------------------|--|
| Fabricante:            | Sulzer Pumps, U.K. en convenio con Total, Francia.   |
| Tipo:                  | Helicoaxial.   |
| Potencia:              | 1.200 kW   |
| Instalación:           | Hasta 60 km (37 millas) de la plataforma recibidora. |
| Otras características: | Similar a bomba Sulzer helicoaxial P302.             |

**Confiability:**

Este equipo es de desarrollo muy reciente. Petrobras ya ha instalado algunas unidades en la zona de Campos, en aguas profundas. No han sido informados problemas de operación hasta ahora.

FIGURA 3.25 BOOSTER (PROYECTO NAUTILUS)



### **3.4 EJEMPLOS DE INSTALACIONES DE BOMBEO MULTIFÁSICO EN LA INDUSTRIA PETROLERA:**

Se presentan a continuación algunas instalaciones y proyectos donde se ha utilizado la tecnología de bombeo multifásico con buenos resultados:

#### **a) Instalación experimental del programa THERMIE en el Mar del Norte:**

Este proyecto se denominó “Sistema de Bombeo Multifásico con Bomba de Pistón para Producción de Petróleo Crudo”, identificado con el código THERMIE OG/00476/92. Se inició el 1º de agosto de 1992 y se concluyó el 31 de enero de 1995. Fue coordinado por la empresa francesa Framatome y utilizó bombas tipo pistón.

La bomba bifásica de desplazamiento positivo tipo pistón equipada con cilindros verticales e impulsada por émbolos hidráulicos dio como resultado un proceso de bombeo flexible y abrupto. Permite descargar fluidos bifásicos en una sola línea a cualquier relación gas/líquido, en un ciclo constante de bombeo sin necesidad de pretratamiento de los efluentes a una muy baja presión de succión y con una alta ganancia de presión. La cantidad de gas y líquido es medida en cada ciclo de operación.

Este proceso de bombeo permite extender la vida de los campos e incrementar las reservas recuperables de crudo.

#### **b) Instalación de Mobil Oil en Alberta – Canadá:**

En 1997, Mobil Oil instaló un paquete de bombas multifásicas de doble tornillo en uno de sus campos de petróleo y gas en Alberta. El proyecto ayudó a incrementar la tasa de producción de petróleo y gas de varios pozos así como incrementar la recuperación secundaria.

Antes de decidir instalas bombas multifásicas, Mobil evaluó otras tecnologías como instalaciones de compresión convencionales. La evaluación determinó que la bomba multifásica aparecía como la de menor costo de instalación.

Se determinó en el proyecto la instalación de dos bombas multifásicas de tornillo en paralelo en una estación satélite, para manejar el flujo de ocho pozos, produciendo a una tasa de 518.198  $\text{sm}^3/\text{d}$  (18,3 MMPCD) de gas, 427,6  $\text{m}^3/\text{d}$  (1.250 BPD) de crudo y 1.439  $\text{m}^3/\text{d}$  (9.050 BPD) de agua a las condiciones de succión.

Para mantener el rendimiento de la bomba el diseño incluyó una recirculación de agua externa para garantizar suficiente líquido en la succión de la bomba.

Dos bombas en paralelo fueron instaladas porque se determinó que una sola no podía manejar el volumen de gas petróleo y agua a las condiciones requeridas.

Finalmente, el diseño incluyó un motor eléctrico con variador de frecuencia que permitió un control más flexible.

### c) Instalaciones helicoaxiales:

Actualmente, además de las instalaciones de prueba ya mencionadas, Sulzer cuenta con instalaciones helicoaxiales de considerable tamaño en varias partes del mundo:

- Instalación en tierra de Total ELF, Francia: Impulsión de crudo de pozos de baja presión hasta la primera etapa de separación:

#### **MPP4**

|                      |  |
|----------------------|--|
| Flujo:               | 350 $\text{m}^3/\text{h}$ (50.000 BPD) |
| GVF:                 | 66 a 100%                              |
| Presión de succión:  | 2,5 a 16 bar abs. (36 a 230 psia)      |
| Presión de descarga: | Hasta 45 bar abs. (650 psia)           |
| Potencia:            | 600 kW (800 HP)                        |

FIGURA 3.26 INSTALACIÓN DE TOTAL ELF, FRANCIA <sup>[94]</sup>

- Instalación de bombeo en Chernobyl, Siberia: Impulsión de flujo hasta centro de producción:

**MPP7**

|                      |                                    |
|----------------------|------------------------------------|
| Flujo:               | 550 m <sup>3</sup> /h (83.000 BPD) |
| GVF:                 | 40 a 88%                           |
| Presión de succión:  | 5 a 10 bar abs (75 a 150 psia)     |
| Presión de descarga: | 18 bar abs ( hasta 260 psia)       |
| Potencia:            | 400 kW (530 HP)                    |



FIGURA 3.27 INSTALACIÓN EN CHERNO, SIBERIA <sup>[94]</sup>

- Instalación de bombeo en Sumatra, Indonesia: Reducción de contrapresión del pozo:

**MPP7**

Flujo: 1.000 m<sup>3</sup>/h (150.000 BPD)  
GVF: 40 a 95%  
Presión de succión: 2,5 a 13 bar abs (35 a 190 psia)  
Presión de descarga: Hasta 18 bar abs (260 psia)  
Potencia: 550 kW (700 HP)

FIGURA 3.28 INSTALACIÓN EN SUMATRA, INDONESIA <sup>[94]</sup>

- Instalación offshore, plataforma Dunbar, Mar del Norte: Impulsión de flujo hasta centro de producción:

**MPP7**

|                      |                                       |
|----------------------|---------------------------------------|
| Flujo:               | 1.200 m <sup>3</sup> /h (180.000 BPD) |
| GVF:                 | 30 a 90%                              |
| Presión de succión:  | 50 a 126 bar abs (725 a 1.830 psia)   |
| Presión de descarga: | hasta 126 bar abs (1.830 psia)        |
| Potencia:            | 4.500 kW (6.000 HP)                   |

FIGURA 3.29 INSTALACIÓN EN LA PLATAFORMA DUNBAR, MAR DEL NORTE <sup>[94]</sup>

**d) PROCAP 2000 (Petrobras):**

Petrobras ha iniciado este proyecto para producir petróleo y gas de campos submarinos situados en aguas muy profundas (1.000 a 3.000 metros). El proyecto involucra el uso de

sistemas de bombeo (Nautilus, de Sulzer y Total) y de medición multifásicos submarinos, tuberías flexibles y accesorios especiales para perforación y producción.

El objetivo principal es promover el desarrollo de estos equipos para su uso en aguas ultra profundas, hasta 3.000 metros, para evaluar y validar nuevas instalaciones, nuevos procedimientos, y nuevos materiales

### e) Otras instalaciones:

El Instituto Mexicano del Petróleo, en el proyecto “Prospectiva de la Investigación y el Desarrollo Tecnológico del Sector Petrolero al año 2025” coloca el bombeo multifásico y la medición multifásica como una herramienta para el incremento de la producción de PEMEX en el mediano plazo (2005-2015), especialmente en aguas profundas (Sonda de Campeche, Golfo de México).

Flowtronex por su parte, hace un inventario de sus equipos multifásicos más importantes instalados y operativos para la fecha (8 de mayo, 1998), los cuales consisten en varios modelos de la casa Leistritz. Ingersoll-Dresser Pumps también presenta una lista de los equipos instalados por ellos:

LISTA DE REFERENCIA DE BOMBAS MULTIFÁSICAS INSTALADAS POR FLOWTRONEX  
8 de Mayo de 1998

| Cliente               | Sitio de Instalación | Modelo de Bomba | Cantidad | Flujo Total             | GVF | Incremento de Presión | Velocidad | Potencia      | Año de Instalación |
|-----------------------|----------------------|-----------------|----------|-------------------------|-----|-----------------------|-----------|---------------|--------------------|
|                       |                      |                 |          | m <sup>3</sup> /d (BPD) | %   | MPa (psi)             | RPM       | kW (BHP)      |                    |
| FAU/Erlangen          | Alemania             | L4HK-100-50     | 1        | 1.393 (8.760)           | 90  | 2,00 (290)            | 2950      | 37,3 (50)     | 1990               |
| Texaco USA            | Trinidad             | L4MK-126-70     | 1        | 1.749 (11.000)          | 80  | 1,03 (150)            | 1750      | 33,6 (45)     | 1990               |
| Texaco USA            | Trinidad             | L4MK-164-72     | 1        | 3.101 (19.500)          | 65  | 0,69 (100)            | 1750      | 56,7 (76)     | 1992               |
| Trinmar               | Trinidad             | L4MK-96-32      | 1        | 795 (5.000)             | 80  | 0,79 (115)            | 1750      | 23,1 (31)     | 1992               |
| Chevron USA           | GoM MP 313           | L4MK-140-96     | 1        | 3.339 (21.000)          | 95  | 0,90 (130)            | 1750      | 48,5 (65)     | 1994               |
| Chevron Canada        | Princess, Alta       | L4HK-200-54     | 1        | 6.360 (40.000)          | 95  | 6,21 (900)            | 3000      | 507,1 (680)   | 1995               |
| Texaco USA            | Bellaire, TX         | L4HK-100-66     | 1        | 1.113 (7.000)           | 95  | 0,69 (100)            | 1750      | 28,3 (38)     | 1995               |
| Bohai Oil Corporation | Mar de China         | L4HK-256-60     | 3        | 5.883 (37.000)          | 92  | 3,62 (525)            | 1450      | 484,7 (650)   | 1996               |
| FAU/Erlangen          | Alemania             | L4HK-100-51     | 2        | 1.393 (8.760)           | 90  | 2,00 (290)            | 2950      | 37,3 (50)     | 1996               |
| Trinmar               | Trinidad             | L4MK-96-57      | 1        | 588 (3700)              | 93  | 1,07 (155)            | 1750      | 25,4 (34)     | 1996               |
| Luk Oil               | Rusia                | L4MK-126-55     | 2        | 1.447 (9.100)           | 92  | 1,45 (210)            | 1450      | 48,5 (65)     | 1997               |
| Texaco USA            | Humble, TX           | L4MK-126-98     | 1        | 2.067 (13.000)          | 92  | 0,52 (75)             | 1750      | 32,8 (44)     | 1997               |
| Chevron Canada        | Princess, Alta       | L4HK-256-114    | 1        | 10.182 (68.000)         | 93  | 4,14 (600)            | 1750      | 507,1 (680)   | 1998               |
| Marathon USA          | Colorado             | L4HK-100-82     | 1        | 1.065 (6.700)           | 80  | 1,38 (200)            | 1750      | 28,3 (38)     | 1998               |
| Mobil, Alemania       | Ostfriesen           | L4MK-140-96     | 1        | 2.544 (16.000)          | 90  | 0,86 (125)            | 1450      | 44,7 (60)     | 1998               |
| Petrobras             | Albacore             | L4HK-256-82     | 1        | 9.699 (61.000)          | 88  | 4,00 (580)            | 1750      | 596,6 (800)   | 1998               |
| Petrobras/WEMD        | Marlin (Subm)        | L4HK-330-70     | 1        | 12.084 (76.000)         | 95  | 6,00 (870)            | 1750      | 193,1 (1.600) | 1998               |
| Shell/PDO             | Oman                 | L4HK-256-96     | 2        | 9.699 (61.000)          | 86  | 6,48 (940)            | 1750      | 529,4 (710)   | 1998               |
| Texaco USA            | Humble, TX           | L4MK-82-38      | 1        | 1.113 (7.000)           | 90  | 1,38 (200)            | 1750      | 35,8 (48)     | 1998               |

**LISTA DE REFERENCIA DE BOMBAS MULTIFÁSICAS VENDIDAS POR INGERSOLL-DRESSER PUMPS (IDP)  
1999**

| Usuario final | n° de registro de IDP | GVF<br>% | Flujo de líquido<br>m <sup>3</sup> /d<br>(BPD) | Flujo de gas<br>sm <sup>3</sup> /d | Temp. de operación<br>°C (°F) | Aumento de presión<br>MPa (psi) | Modelo  | Paso del tornillo<br>mm (plg) | Locks | Velocidad<br>RPM | Potencia<br>kW (BHP) | Presión sello       |                     | Sello mecánico              | Año            |
|---------------|-----------------------|----------|--|------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------|-------------------------------|-------|------------------|----------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------|----------------|
|               |                       |          |  |                                    |                               |                                 |         |                               |       |                  |                      | Normal<br>MPa (psi) | Máxima<br>MPa (psi) |                             |                |
| Pan Canadian  | B7962002-1            | 33       | 743<br>(4.673)                                 | 743                                | 15,6 (60)                     | 2,6 (375)                       | MP1-125 | 41 (1,625)                    | 4,23  | 1800             | 93,2 (125)           | 0,5 (75)            | 2,1 (300)           | Crane Tipo 1 Cartucho       | 1996           |
| Trinmar       | B7965006-1            | ?        | 1.227<br>(7.715)                               | 1226                               | 26,7 (80)                     | 5,2 (750)                       | NIHP    | 76 (3)                        | 4,58  | 900              | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 0,2 (30)            | Chesterton A 255-24         | 1996           |
| Trinmar       | B7965019-1            | ?        | 1.193<br>(7.500)                               | 1192                               | 26,7 (80)                     | 5,2 (750)                       | NIHP    | 38 (1,5)                      | 2,67  | 900              | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 0,2 (30)            | Crane 1100 Bellows Cartucho | 1996           |
| Shell Oil     | B7972005-1            | 96       | 2.400<br>(15.096)                              | 2400                               | 15,6 (60)                     | 3,0 (435)                       | MP1-125 | 38 (1,5)                      | 4,67  | 3000             | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 2,8 (400)           | Crane Tipo 1 Cartucho       | 1998           |
| Shell Oil     | B7972005-2            | 96       | 2.400<br>(15.096)                              | 2400                               | 15,6 (60)                     | 3,0 (435)                       | MP1-125 | 38 (1,5)                      | 4,67  | 3000             | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 2,8 (400)           | Crane Tipo 1 Cartucho       | 1998           |
| Bunduq        | B7985002-1            | 94       | 11.532<br>(72.531)                             | 11531                              | 40 (104)                      | 2,4 (350)                       | MP1-275 | 79 (3,125)                    | 3,48  | 1500             | 447,4 (600)          | 0,7 (100)           | 4,8 (700)           | Crane 8BIV Doble Cartucho   | En fabricación |
| Pan Canadian  | B7984011-1            | 84       | 2.082<br>(13.095)                              | 2082                               | 15,6 (60)                     | 2,2 (325)                       | MP1-125 | 57 (2,25)                     | 2,78  | 1800             | 111,9 (150)          | 0,3 (50)            | 2,1 (300)           | Crane Tipo 1 Cartucho       | 1998           |
| Shell Oil     | B7982004-1            | 81       | 2.124<br>(13.359)                              | 2124                               | 15,6 (60)                     | 2,0 (290)                       | MP1-125 | 38 (1,5)                      | 4,67  | 1800             | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 3,4 (500)           | Crane Tipo 1 Cartucho       | 1998           |
| Orion Energy  | B7981005-1            | 90       | 2.713<br>(17.064)                              | 2713                               | 15,6 (60)                     | 2,5 (360)                       | MP1-125 | 51 (2)                        | 3,25  | 2700             | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 2,8 (400)           | Burgmann                    | 1998           |
| Lopi          | B7981008-1            | 90       | 1.330<br>(8.365)                               | 1330                               | 15,6 (60)                     | 0,6 (90)                        | E-1     | 127 (5)                       | ND    | 1200             | 22,4 (30)            | 0,0 (0)             | 0,4 (60)            | Empacado                    | 1998           |
| Mobil Oil     | B7981009-1            | 84       | 1.632<br>(10.265)                              | 1632                               | 15,6 (60)                     | 4,2 (609)                       | MP1-125 | 29 (1,125)                    | 6,55  | 2800             | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 4,1 (600)           | Crane Tipo 1B Cartucho      | 1998           |
| Smith Cameron | B7981010-1            | 95       | 1.269<br>(7.982)                               | 1269                               | 15,6 (60)                     | 3,4 (500)                       | MP1-125 | 35 (1,375)                    | 5,18  | 1800             | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 3,4 (500)           | Burgmann                    | 1999           |
| Smith Cameron | B7981011-1            | 95       | 1.269<br>(7.982)                               | 1269                               | 15,6 (60)                     | 3,4 (500)                       | MP1-125 | 35 (1,375)                    | 5,18  | 1800             | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 3,4 (500)           | Suplido por el usuario      | 1999           |
| Lopi          | B7981012-1            | 90       | 1.330<br>(8.365)                               | 1330                               | 15,6 (60)                     | 0,6 (90)                        | E-1     | 127 (5)                       | ND    | 1200             | 22,4 (30)            | 0,0 (0)             | 0,4 (60)            | Empacado                    | 1999           |
| Lopi          | B7991002-1            | 95       | 1.269<br>(7.982)                               | 1269                               | 15,6 (60)                     | 3,4 (500)                       | MP1-125 | 35 (1,375)                    | 5,18  | 1800             | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 4,1 (600)           | Suplido por el usuario      | 1999           |
| Lopi          | B7991003-1            | 95       | 1.269<br>(7.982)                               | 1269                               | 15,6 (60)                     | 3,4 (500)                       | MP1-125 | 35 (1,375)                    | 5,18  | 1800             | 111,9 (150)          | 0,0 (0)             | 4,1 (600)           | Suplido por el usuario      | 1999           |
| Lopi          | B7991004-1            | 85       | 2.765<br>(17.391)                              | 2765                               | 15,6 (60)                     | 3,4 (500)                       | MP1-150 | 51 (2)                        | 3     | 1800             | 149,1 (200)          | 0,0 (0)             | 4,1 (600)           | Suplido por el usuario      | 1999           |
| Lopi          | B7991005-1            | 90       | 1.330<br>(8.365)                               | 1330                               | 15,6 (60)                     | 1,0 (150)                       | E-1     | 127 (5)                       | ND    | 1200             | 22,4 (30)            | 0,0 (0)             | 0,4 (60)            | Empacado                    | 1999           |
| Lopi          | B7991006-1            | 90       | 1.330<br>(8.365)                               | 1330                               | 15,6 (60)                     | 0,6 (90)                        | E-1     | 127 (5)                       | ND    | 1200             | 22,4 (30)            | 0,0 (0)             | 0,4 (60)            | Empacado                    | 1999           |
| Lopi          | B7991007-1            | 90       | 1.330<br>(8.365)                               | 1330                               | 15,6 (60)                     | 0,8 (120)                       | E-1     | 127 (5)                       | ND    | 1200             | 22,4 (30)            | 0,0 (0)             | 0,4 (60)            | Empacado                    | 1999           |
| Lopi          | B7991008-1            | 90       | ?  | 1330                               | 15,6 (60)                     | 0,6 (90)                        | E-1     | 127 (5)                       | ND    | 1200             | 22,4 (30)            | 0,0 (0)             | 0,4 (60)            | Empacado                    | 1999           |

### f) Instalaciones en Venezuela:

PDVSA E&P presenta en “Evolution of Multiphase Pumping in Venezuela” las instalaciones existentes al 6 de mayo de 1999. Añadiendo a esto las bombas instaladas por Flowtronex, las cuales no fueron incluidas en el primer cuadro, tenemos el siguiente registro:

#### BOMBAS MULTIFÁSICAS INSTALADAS EN VENEZUELA

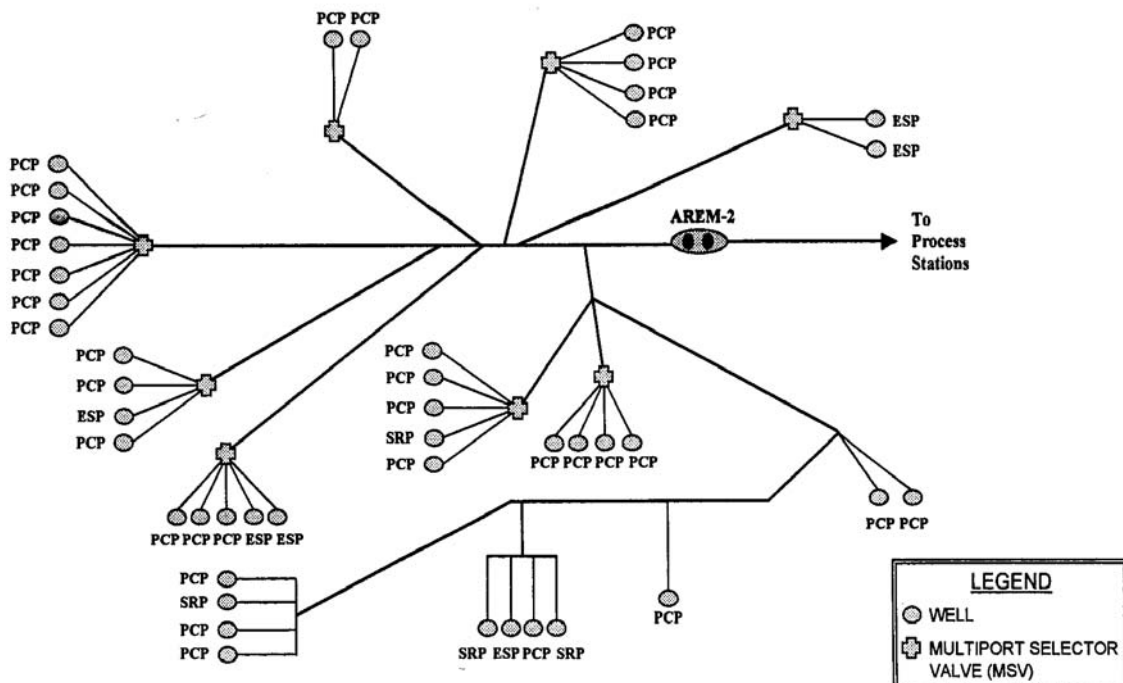
8 de Mayo de 1998

| Cliente    | Sitio de Instalación         | Fabricante | Modelo de Bomba | Cantidad | Flujo Total             | GVF | Incremento de Presión | Velocidad | Potencia    | Año de Instalación |
|------------|------------------------------|------------|-----------------|----------|-------------------------|-----|-----------------------|-----------|-------------|--------------------|
|            |                              |            |                 |          | m <sup>3</sup> /d (BPD) | %   | MPa (psi)             | RPM       | kW (BHP)    |                    |
| PDVSA      | Bachaquero                   | Flowtronex | L4HK-200-60     | 1        | 4.452 (28.000)          | 86  | 3,8 (550)             | 1.750     | 275,9 (370) | 1.996              |
| PDVSA      | Lagunillas                   | Flowtronex | L4HK-200-60     | 1        | 4.452 (28.000)          | 98  | 3,6 (520)             | 1.750     | 279,6 (375) | 1.996              |
| PDVSA      | Maturín                      | Flowtronex | L4MK-140-96     | 1        | 3.975 (25.000)          | 99  | 0,6 (80)              | 1.750     | 33,6 (45)   | 1.996              |
| PDVSA      | Arecuna (Arem-1), Anzoátegui | Bornemann  | MM8-AR1         | 1        | 8.586 (54.000)          | —   | —                     | —         | —           | 1.995              |
| PDVSA      | Bare (Barem-2), Anzoátegui   | Bornemann  | MM8-BA1         | 1        | 8.586 (54.000)          | —   | —                     | —         | —           | 1.996              |
| PDVSA      | Arecuna (Arem-2), Anzoátegui | Bornemann  | MM9-AR2-1       | 1        | 8.586 (54.000)          | —   | —                     | —         | —           | 1.996              |
| PDVSA      | Arecuna (Arem-2), Anzoátegui | Bornemann  | MM9-AR2-2       | 1        | 8.586 (54.000)          | —   | —                     | —         | —           | 1.997              |
| PDVSA      | Arecuna (Arem-2), Anzoátegui | Bornemann  | MM9-AR2-3       | 1        | 8.586 (54.000)          | —   | —                     | —         | —           | 1.997              |
| Petrozuata | Zuata                        | Bornemann  | MM9.5zk-90      | 3        | 24.963 (157.000)        | —   | —                     | —         | —           | 1.999              |

FIGURA 3.30 INSTALACIONES EN EL ESTADO ANZOATEGUI [84]



FIGURA 3.31 CAMPO AREKUNA [84]



## **CAPÍTULO IV**

### **ESTUDIO COMPARATIVO TÉCNICO - ECONÓMICO**

El procedimiento de cálculo presentado a continuación estaría enmarcado dentro de la etapa de ingeniería básica de un proyecto, debido fundamentalmente a que el objetivo consiste en la determinación de parámetros generales con el propósito de realizar comparaciones para escogencia del equipo más adecuado. Este estudio podría considerarse como un análisis de sensibilidad de las tecnologías escogidas para los casos planteados.

#### **4.1 ESTUDIO DEL CAMPO:**

##### **4.1.1 Datos de identificación:**

Al iniciar el proceso de selección de una estación para transporte de crudo, sea estación de separación o de bombeo, se requiere de una serie de datos iniciales básicos para identificación de proyecto:

- Nombre del campo.
- Localización del campo.
- Empresa encargada de la explotación.
- Otros datos de identificación.

En general estos datos no son relevantes para el cálculo ingenieril, exceptuando la localización del campo, la cual influye sobre la selección de elementos muy importantes de la instalación: materiales, disposición, montaje, y accionamiento.

##### **4.1.2 Datos de operación:**

La siguiente serie de hojas de datos debe ser llenada para determinar las condiciones de operación de la estación para un campo en particular:



**Tabla 4.1: Datos del campo:**

|  |           |
|--|-----------|
| Ubicación del campo: Tierra firme (desierto, pantano o ciénaga, bosque o selva, etc.) o Costa afuera:            |           |
| * Modo de producción actual:   |           |
| - flujo natural:   | Si: No:   |
| - inyección de agua:   | Si: No:   |
| - gas lift:  | Si: No:   |
| - bomba de pozo profundo:  | Si: No:   |
| - otro (especificar):  |           |
| Número de pozos conectados en múltiple común (agrupados, individuales, etc.):                                    |           |
| Distancia máxima entre los pozos y la estación:  |           |
| Presión requerida para sistemas de bombeo<br>(Máxima presión estática en la bomba, SWHP, presión de la tubería): |           |
| Condiciones climáticas:  |           |
| - temperatura del aire:  | Mín: Máx: |
| - temperatura del agua de mar:   | Mín: Máx: |
| - humedad:   | Mín: Máx: |
| Clasificación del sitio (Zona de alto riesgo, etc.):   |           |
| Especificaciones técnicas que deben ser satisfechas:   |           |
| Tiempo de vida estimado del campo:   |           |

(\*): Datos mínimos necesarios.

**Tabla 4.2: Propiedades del efluente:**

|   |  |
|---|--|
| * Gravedad del crudo (en condiciones estándar) [°API]:  |  |
| * Gravedad específica del gas (relativa al aire):   |  |
| * GVF (a condiciones de entrada a la bomba o separador),<br>m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> [barrel/barrel]: |  |
| o GOR (en condiciones estándar), sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> [scf/barrel]:                              |  |
| * WC [%]:   |  |
| * Temperatura del fluido a la entrada de la estación o a la salida<br>del pozo, °C [°F]:                    |  |
| Viscosidad (a dos temperaturas diferentes), Pa s [cP]:  |  |
| Composición molar del crudo y del gas de una muestra<br>representativa de pozo:                             |  |
| Análisis y densidad de agua de formación:   |  |
| Presencia de componentes ácidos: H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> :  |  |
| Presencia de componentes sólidos y arena:   |  |
| Presencia de parafinas:   |  |

(\*): Datos mínimos necesarios.

**Tabla 4.3: Evolución del campo:**

| Característica:   | Und.  | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 6 | Año 7 | Año 8 | Año 9 | Año 10 | Punto de diseño / promedio | Punto de operación máximo | Punto de operación mínimo |
|---|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|
| * Tasa de flujo de crudo.                                   | m <sup>3</sup> /d<br>[BPD]                        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |
| * Corte de agua (WC).                                       | %   |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |
| o relación agua-petróleo (WOR).                             | m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup><br>[barrel/barrel] |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |
| o tasa de flujo de agua.                                    | m <sup>3</sup> /d<br>[BPD]                        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |
| * Fracción de vacío (GVF). <sup>1</sup>                     | m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup><br>[barrel/barrel] |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |
| o relación gas-petróleo (GOR). <sup>2</sup>                 | sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup><br>[scf/barrel]   |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |
| o relación gas-líquido (GLR). <sup>2</sup>                  | sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup><br>[scf/barrel]   |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |
| o tasa de flujo de gas.<br>P=<br>kPa[psig]<br>T=<br>°C [°F] | m <sup>3</sup> /d<br>[BPD]                        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |
| * Presión de flujo en cabezal del pozo (WHFP).              | kPa<br>[psig]                                     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |
| o presión de entrada a la bomba.                            | kPa<br>[psig]                                     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |
| * Temperatura de entrada.                                   | °C [°F]   |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |                            |                           |                           |

(\*): Datos mínimos necesarios. <sup>(1)</sup>: A condiciones de entrada de la bomba o separador. <sup>(2)</sup>: A condiciones estándar.

**Tabla 4.4: Datos del sistema:**

|   |            |
|---|------------|
| <b>¿Existe actualmente un sistema de descarga?</b>  | Si:    No: |
| Si es afirmativo, completar lo siguiente:   |            |
| * - Diámetro:   |            |
| - Schedule:   |            |
| - Entorno de la tubería (naturaleza del terreno): montañoso, plano, pendiente suave:            |            |
| * - Longitud de tubería desde la estación de recolección hasta la estación principal:           |            |
| - Altitud de ubicación de la instalación:   |            |
| - Altitud de la salida de la tubería:   |            |
| * - Presión requerida en la salida de la tubería (es decir: presión requerida en el separador): |            |
| - Estimación de la presión requerida en la descarga de la bomba:                                |            |

|                                       |   |
|---------------------------------------|---|
| <b>Disponibilidad en el sitio de:</b> |   |
| - Potencia eléctrica:                 | Si:    No:<br>Alto voltaje:<br>Bajo voltaje:<br>Frecuencia: |
| - Agua de enfriamiento:               | Si:    No:  |
| - Aire de instrumentos:               | Si:    No:  |
| - Potencia Hidráulica:                | Si:    No:  |

|   |            |
|---|------------|
| <b>Transmisión de potencia preferida:</b>           |            |
| - Motor eléctrico de velocidad variable:            | Si:    No: |
| - Motor eléctrico y variador de velocidad acoplado: | Si:    No: |
| - Turbina a gas:                                    | Si:    No: |
| - Motor a gas:                                      | Si:    No: |
| - Otro (Especificar):                               |            |

|  |                    |
|--|--------------------|
| <b>Carcasa o protección del motor: a prueba de explosiones, a prueba de corrosión, etc.:</b> |                    |
| <b>Bastidor o bancada:</b>   |                    |
| - API 676:   | Si:            No: |
| - Necesidades particulares (especificar):  |                    |

(\*): Datos mínimos necesarios

Para un campo desarrollado se utilizarán los datos ya conocidos a partir de las pruebas de pozo en pozos productores (pruebas que se realizan en los primeros dos o tres años de vida del pozo para optimizar su producción, y durante la vida del pozo para ver su evolución). En campos nuevos, se dispondrá de los estimados obtenidos de los estudios geológicos. Esto será una primera aproximación; los resultados serán más confiables si se dispone de datos de pruebas de producción:

- Del mapa estructural y del mapa isópaco se obtendrá el volumen del yacimiento.
- De los estudios de porosidad absoluta, porosidad efectiva y permeabilidad (análisis de núcleos) se obtendrá el POES (Petróleo Original En Sitio), que consiste en la cantidad de petróleo que realmente se puede extraer del yacimiento.
- Del análisis de permeabilidad también se obtiene la distancia mínima entre pozos (para el adecuado drenaje de la arena petrolífera), que junto a la distribución de pozos servirá para determinar las distancias de los pozos a la estación.

Para el yacimiento cada pozo representa un punto de drenaje. Cada pozo debe drenar una cierta área que contiene un cierto volumen del petróleo en sitio. El espaciado o distancia entre pozos se selecciona en función de las características del yacimiento, de las propiedades físicas de los hidrocarburos y de aspectos económicos que involucran abrir determinado número de pozos para obtener y manejar determinados volúmenes de producción. Generalmente, los pozos quedan dispuestos en una configuración geométrica sobre el terreno. En la práctica se ha constatado que la distancia entre pozos puede ser de 90 a 600 metros, según las características del yacimiento y el crudo, aunque también es factible el uso de perforación múltiple para formar agrupaciones de pozos llamados “cluster” o “macolla”. En este caso los cabezales de pozos pueden distar entre sí

hasta menos de 12 metros (no así las bases). Para el tratamiento del efluente, la macolla se contaría como una sola localización, agrupando las corrientes de crudo semejantes (segregaciones).

El ingeniero de producción deberá buscar estos datos para el desarrollo de las instalaciones de producción. En la mayoría de los casos, le serán reportados como resultados por parte de los equipos de exploración. El siguiente paso consistirá en realizar el estudio de ingeniería básica para determinar los parámetros principales de la estación.

En cuanto a los demás datos, pueden variar muchísimo de campo a campo por lo que para un estudio general lo más conveniente será presentar resultados para un reducido pero suficiente número de casos representativos, o variando cada parámetro individualmente.

## **4.2 DISEÑO BÁSICO DE LA ESTACIÓN DE SEPARACIÓN:**

### **4.2.1 Memoria descriptiva (si el campo es conocido):**

1. Establecer el plan de desarrollo del campo y la localización de los pozos.
2. Determinar caudales de diseño de los pozos y caudal de entrada a las baterías de los pozos (múltiples colectores).
3. Escoger la presión y temperatura a la cual trabajará cada múltiple. Si esta presión cambia en el tiempo, registrar el cambio de presión.
4. Convertir los caudales a un mismo sistema de medida (se recomienda BPD), y registrar la fracción de líquido con la fracción de gas para mostrar el caudal volumétrico total de flujo en cada periodo de tiempo.
5. Establecer donde será colocadas la estación y los caudales totales de entrada. Determinar la presión de entrada y establecer los requerimientos de presión para cada una de las líneas de descarga (alta, media y baja).
6. Diseño de los básico de los equipos de la estación.

7. Analizar el sistema de bombeo necesario para acomodar los caudales iniciales a como serán necesitados en el futuro. Graficar las capacidades de la bomba para la producción de cada año para determinar la manera óptima de equipar la estación de flujo.
8. Detallar el diseño: Plano de distribución (plot plan), dimensiones y configuración de los separadores, instrumentación y control, etc.

#### 4.2.2 Especificaciones y normas:

Se deberá seguir como mínimo las siguientes especificaciones:

Válvulas y tuberías:

- La tubería del sistema deberá ser como mínimo de acero al carbono, schedule 40 u 80 según la presión de trabajo con bridas de tipo 300#RFWN, todas las conexiones de diámetro mayor a 50,8 milímetros (dos pulgadas) deberán ser soldadas a tope, como esta especificado en ANSI B31.3. Conexiones menores de 50,8 mm (2 in) deben ser de tipo NPT. Las líneas de inyección a los sellos serán de tubería de acero inoxidable de 12,7 mm (½ in).
- Las válvulas de la instalación deben ser a prueba de fuego.

Recipientes:

- Los recipientes de la estación deben ser considerados como recipientes a presión y deben ser diseñados y construidos según las consideraciones del código ASME.

Bombas:

- Las bombas deben cumplir como mínimo los requisitos de diseño de la norma API, especialmente API 610, 614 y 676.
- La carcasa ha de ser de acero al carbono, vaciado o forjado (como mínimo).

- La máxima deflexión del rotor no deberá exceder la mitad (50%) de la tolerancia radial más pequeña entre el rotor y la carcasa bajo las condiciones de operación de mayor presión. No se permitirá contacto entre rotor y la carcasa.

#### Motores:

- El tren de bombeo de crudo debe tener una combinación de motores para mayor disponibilidad: un grupo de unidades será accionado por motores eléctricos para aquellas aplicaciones donde suficiente corriente eléctrica esté disponible, y otro constará de turbinas a gas, de acuerdo a la preferencia del usuario. Los motores eléctricos deberán estar diseñados para aplicaciones en condiciones severas.

#### Instrumentación:

- Será la típica necesaria para lazos de control presentes en un proceso de separación: Control de flujos entrantes y salientes en los recipientes, control de nivel de líquido en los separadores, presión y temperatura.
- Los instrumentos a utilizar deberán ser de servicio pesado debido a los niveles de presión y temperatura involucrados. Se tomará en cuenta que la instrumentación estará a condiciones de intemperie, por lo tanto el diseño contemplará esta condición.

#### Soldaduras:

- Las uniones soldadas de todos los recipientes deberá seguir la norma AWS D1.1 como mínimo.
- Las uniones soldadas deberán ser evaluadas según las indicaciones del código ASME.

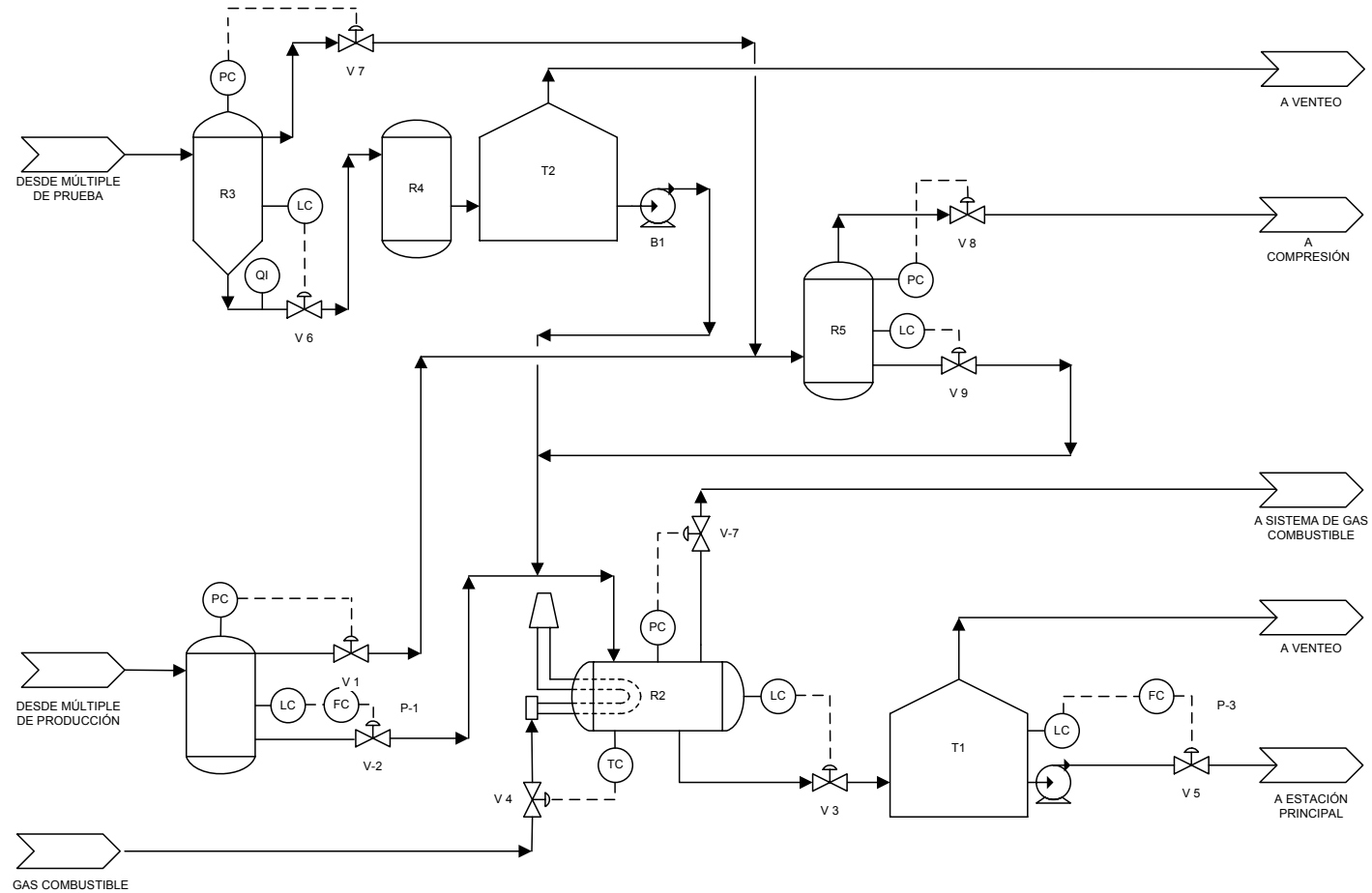


---

Las normas a tomar en cuenta para el desarrollo de las instalaciones serán las siguientes:

- ANSI/API Std 610-1995, Eighth edition, August 1995: “Centrifugal pumps for petroleum, heavy duty chemical and gas industry services”.
- ANSI/API Std 614-1992, Fourth edition, April 1997: “Lubrication, shaft-sealing and control-oil system for special-purpose applications”.
- API Std 617-1995, Sixth Edition, February 1995: “Centrifugal compressors for petroleum, chemical and gas services industries”.
- ANSI/API Std 619-1992, Third edition, June 1997, reaffirmed, May 1991: “Rotary-type positive displacement compressors for general refinery services”.
- API Std 676-1994, Second edition, December 1994: “Positive displacement pumps – rotary”.
- ANSI/API Std 682-1994, First Edition, October 1994: “Shaft-sealing systems for centrifugal and rotary pumps”.
- “1995 ASME Boiler and pressure vessel code”:
  - Section IV: Heating boilers.
  - Section V: Non destructive examination (NDE).
  - Section VIII: Pressure vessels.
  - Section IX: Welding and brazing.
- ANSI/ASME B16.5-1996: “Pipe flanges and flanged fittings”.
- ANSI/ASME B16.20-1993: “Metallic gaskets for pipe flanges – ring joint, spiral wounds and jacketed”.
- ANSI/ASME B16.21-1992: “Non metallic flat gaskets for pipe flanges”.
- ANSI/ASME B31.3-1996: “Process piping” (Chemical plant and petroleum refinery code).
- ANSI/ASME B31.4-1992: “Liquid transportation systems for hydrocarbons, liquid petroleum gas, anhydrous ammonia, and alcohols” (Liquid petroleum transportation piping systems code).
- ANSI/ASME B31.8-1995: “Gas transmission and distribution piping systems” (Gas transmission and distribution piping code).
- ANSI/AWS D1.1-96: “Structural welding code – steel”.

### 4.2.3 Diagrama de tuberías e instrumentación (DTI o P&ID):



- T1: Tanque de almacenamiento
- T2: Tanque de prueba
- R1: Separador de producción
- R2: Tratador térmico
- R3: Desgasificador de prueba
- R4: Separador de gas remanente de prueba
- R5: Depurador de gas
- B1: Bomba de transferencia de tanque de prueba
- B2: Bomba de transferencia a la estación

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN DE UNA ESTACIÓN DE SEPARACIÓN DE FLUJO SECUNDARIA

#### 4.2.4 Cálculos:

##### a) Tamaño de la estación:

Conocido el POES a partir del volumen del yacimiento y los estudios de porosidad, se dispone de la producción esperada a partir de la permeabilidad del yacimiento, lo cual sirve como límite máximo para el desarrollo del campo. No obstante, el criterio que realmente decide la producción futura es más bien económico: a partir del crecimiento del mercado petrolero mundial se estima la producción requerida, y luego se asume una capacidad estándar para la estación tipo (por ejemplo: 2.385 m<sup>3</sup> (15.000 BPD)) para determinar la cantidad de estaciones requeridas en un campo. Esta es la práctica común de PDVSA en sus áreas productivas.

Según el Manual de Estimación de Costos MEC-400-04-01 “Estaciones de Flujo” de PDVSA, para facilidad de cálculo y de acuerdo con la práctica común de las antiguas filiales, Se dispone de una lista de equipos necesarios según la capacidad de la estación; de tal manera de establecer las facilidades de superficie a partir del numero de estaciones requerido:

**Tabla 4.5: Lista de equipos mayores:**

| Capacidad, m <sup>3</sup> /día (MBPD)                   | 318<br>(2) | 636<br>(4) | 954<br>(6) | 1.272-1.590<br>(8-10) | 1.908<br>(12) |
|---|------------|------------|------------|-----------------------|---------------|
| <b>Recipientes:</b>                                     |            |            |            |                       |               |
| Separador de producción, 318 m <sup>3</sup> /d (2 MBPD) | 1          | 2          | 3          | 4                     | 5             |
| Separador de media, 119,25 m <sup>3</sup> /d (750 BPD)  | 1          | 2          | 2          | 2                     | 2             |
| Tanque de crudo 238,5 m <sup>3</sup> (1.500 barriles)   | 1          | 1          | 1          | 2                     | 2             |
| Tanque de medida, 119,25 m <sup>3</sup> (750 barriles)  | 1          | 2          | 2          | 2                     | 2             |
| Depurador, 198.217,9 sm <sup>3</sup> /d (7 MMSPCD)      | 1          | 1          | 1          | 1                     | 1             |
| <b>Bombas:</b>  |            |            |            |                       |               |
| Bomba, 954 m <sup>3</sup> /d (6 MBPD)                   | 2          | 2          | 2          | 3                     | 3             |
| <b>Intercambiador de calor:</b>                         |            |            |            |                       |               |
| Calentador de crudo, 878,43 kW (3 MMBtu/h)              | 1          | 1          | 1          | 2                     | 2             |
| <b>TOTAL</b>  | <b>8</b>   | <b>11</b>  | <b>12</b>  | <b>16</b>             | <b>17</b>     |

**b) Estimación de:**

- **Caudales de trabajo:** Se recomienda trabajar con los valores de la tabla 4.5.
- **Presiones de trabajo (Fuente: El Pozo Ilustrado):**
  - Alta: 3,43 – 9,81 MPa man. (500 – 1.422 psig).
  - Media: 686,5 kPa man.– 3,43 MPa man. (100 – 500 psig).
  - Baja: 68,7 – 490 kPa man. (10 – 71 psig).
- **Temperaturas de trabajo:** Dependerá de la temperatura de flujo en el cabezal de pozo.

**c) Dimensionamiento del múltiple:**

Para el dimensionamiento de los múltiples, es conveniente considerar flujo de líquido en fase simple; las líneas deben ser dimensionadas de manera que permitan una velocidad máxima alrededor de los 7 ft/s, y no menor de 3 ft/s para conservar las líneas libres de arenas y otros sólidos. La caída de presión no deberá sobrepasar 1 psi por cada 100 pies de longitud equivalente de tubería. Las presiones de trabajo recomendadas para múltiples, se pueden obtener en ANSI B31.3. Las válvulas del múltiple, deberán cumplir con las condiciones de las cartas de rango de presión para bridas de ANSI B16.5.

**d) Cálculo de recipientes: Separador de alta, separador de baja, depurador, tanque de almacenamiento:**

En la etapa de ingeniería conceptual de una estación específica, se debe dimensionar los recipientes de manera general en cuanto a:

- Tipo.
- Longitud del cuerpo.
- Espesor de pared.
- Peso.
- Diámetro del cuerpo.
- Área que ocupa.

No obstante, para el análisis de sensibilidad que se desea, usando la información recopilada por PDVSA a través de sus operaciones (ver tabla 4.5) esto se hace innecesario.

**e) Cálculo de tuberías y dimensionamiento de bombas de crudo: Longitudes, diámetros, caída de presión, espesor de pared:**

Este cálculo requiere un conocimiento mayor de la estación requerida. En nuestro caso, no se hace necesario para el análisis comparativo, ya que tanto la estación de flujo como la bomba multifásica utilizarían un tendido de tubería similar, exceptuando la de gas, ya que debe recordarse que el gasoducto es parte del sistema de manejo y distribución de gas, por lo que no se toma en cuenta para las estimaciones del sistema de recolección de crudo, en consecuencia, solo nos interesa evaluar dentro del límite de batería de la estación, ya sea de separación o de bombeo multifásico.

### **4.3 SELECCIÓN DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO MULTIFÁSICO:**

#### **4.3.1 Memoria descriptiva (procedimiento de diseño para servicios de bombeo multifásico):**

Los pasos siguientes se recomiendan para el diseño de un servicio de bombeo:

1. Obtener el caudal de flujo requerido por el proceso. Definir algunas variaciones con respecto al flujo de diseño que deberían ser incluidas en el diseño, tales como condiciones de arranque, expansión futura, flujo máximo, etc. Seleccionar el valor para el caudal de flujo nominal.
2. Convertir el caudal de flujo nominal a las condiciones de bombeo en unidades convencionales utilizadas para diseño de bombas (normalmente  $\text{dm}^3/\text{s}$  (gpm US)).

3. Determinar las propiedades del fluido críticas para el diseño de la bomba: densidad absoluta, temperatura, viscosidad, GVF, GOR, WC, etc. Estos valores se requieren a las condiciones de bombeo y en algunos casos, a condiciones ambientales.
4. Calcular las condiciones de succión disponibles, presión de succión nominal, presión de succión máxima, NPSH disponible.
5. Determinar el efecto del sistema de control seleccionado sobre los requerimientos de funcionamiento de la bomba.
6. Calcular los requerimientos de presión de descarga nominal para la bomba.
7. Calcular el requerimiento de presión diferencial para el servicio y convertirlo a altura hidráulica a la densidad absoluta correspondiente a la temperatura nominal de bombeo. (A las diferentes condiciones de flujo establecidas).
8. Determinar la presión y temperatura de diseño requeridas por la bomba multifásica y las tuberías asociadas.
9. Seleccionar el tipo de bomba multifásica y el tipo de medio motriz.
10. Seleccionar materiales de construcción.
11. Determinar requerimientos de bombas de repuesto y su necesidad para operación en paralelo.
12. Determinar otros requerimientos de instalación tales como detalles de sistemas de control, arranque automático de la bomba de repuesto, etc.
13. Seleccionar el tipo de sello del eje y determinar los requerimientos para limpieza externa o sistemas de sello.
14. Estimar los requerimientos de servicios.
15. Documentar el diseño: cálculos, estudios, texto de la especificación de diseño, sumario aproximado de los requerimientos de servicios, etc.

#### **4.3.2 Especificaciones y normas:**

Bomba:

- La bomba debe cumplir como mínimo con los criterios de diseño de API 676.

- La carcasa ha de ser de acero al carbono, vaciado o forjado, como mínimo. En usos demasiado severos, las partes internas deberán ser de acero inoxidable.
- En bombas de desplazamiento positivo, el rotor deberá ser de una pieza, en acero endurecido. En bombas dinámicas, deberá ser montado con cuña o chaveta para la transmisión de potencia hidráulica.
- La máxima deflexión del rotor no deberá exceder la mitad (50%) de la tolerancia radial más pequeña entre el rotor y la camisa (“liner”) o carcasa, según el caso, bajo las condiciones de operación de mayor presión. No se permitirá ningún contacto entre el rotor y la camisa o la carcasa.
- Se recomienda el uso de camisas reemplazables, de hierro dúctil o acero (acero inoxidable para efluente corrosivo o con alto transporte de sedimentos).
- Se utilizarán sellos mecánicos dobles como mínimo, a menos que el fabricante recomiende otro tipo de sellos para una aplicación específica.
- La bomba deberá soportar baches de fluido de 100% gas a 100% líquido sin variación de torque y potencia requerida.
- La bomba ha de ser probada antes de salir de la fábrica (incluye la prueba hidrostática).

#### Motor:

- El motor ha de ser eléctrico preferiblemente donde suficiente corriente eléctrica esté disponible. Se sugiere como alternativa el uso de motores diesel o turbinas a gas, cuando no sea viable la utilización de motor eléctrico, de acuerdo a la preferencia del usuario. Todo accionador deberá estar diseñado para aplicaciones en condiciones severas.

#### Válvulas y tuberías:

- La tubería del sistema deberá ser como mínimo de acero al carbono, schedule 40 con bridas de tipo 300#RFWN, todas las conexiones de diámetro mayor a 50,8 mm (2 in) deberán ser soldadas a tope, como esta especificado en ANSI B31.3.

---

Conexiones menores de 50,8 mm (2 in) deben ser de tipo NPT. Las líneas de inyección a los sellos serán de tubería de acero inoxidable de 12,7 mm (0,5 in).

- La succión deberá estar provista de filtros tipo “Y” para proteger a la unidad de bombeo. El tamaño de las mallas de los filtros debe ser de mesh 20 como mínimo (entiéndase mesh 20 como el filtro de malla más abierta).
- En caso de usar bombas de desplazamiento positivo, el sistema deberá incluir la posibilidad de arranque de las bombas sin ninguna carga por medio de un sistema externo de by pass con una válvula de control. De esta manera se podrá igualar la presión de descarga y succión de la bomba durante el arranque, así como también evitar operar la bomba en reversa luego de una parada de la bomba.
- El paquete ha de incluir un sistema externo de recirculación para la lubricación de los sellos de la bomba, y para garantizar un contenido mínimo de líquido en los impulsores. El flujo que ha de ser recirculado a la bomba deberá ser monitoreado por un sistema de PLC o similar.
- Las válvulas de la instalación deben ser a prueba de fuego.
- La línea de by pass deberá incluirse también para permitir el mantenimiento de cualquier componente interno sin parar la producción.
- Se recomienda que el paquete incluya un sistema de descarga de sólidos recolectados.

#### Instrumentación-seguridad:

- El sistema ha de incluir switches de alta y baja presión con alarma para la succión y la descarga.
- La presión diferencial a través de los filtros deberá ser indicada (opcionalmente, podrá ser transmitida automáticamente al sistema de PLC).
- Transmisores de temperatura de descarga y de succión son opcionales. Como mínimo, un switch de alta temperatura de la carcasa ha de ser suplido.
- Un switch de bajo nivel del sistema de lubricación deberá ser incluido para evitar falta de lubricación a la bomba.
- Un switch de vibración debe ser montado en la bomba.



---

#### Instrumentación-control:

- El paquete deberá incluir un sistema de PLC para control y monitoreo del estatus del proceso, así como para señalar cambios en la velocidad del motor.
- El sistema ha de incluir transmisores de presión de succión y descarga de la bomba al PLC para el control de la velocidad del motor.
- La línea de reciclado hacia los sellos de la bomba deberá incluir un medidor de flujo con señal eléctrica normalizada hacia el PLC. Una válvula de control será utilizada para controlar el flujo a los sellos, mediante señal eléctrica normalizada.
- Para sistemas con motores eléctricos, un variador de frecuencia podrá ser suplido en caso necesario para permitir la operación de la bomba en un amplio rango de flujo basado en condiciones cambiantes de succión.

#### Skid o patín:

- El patín ha de ser construido con acero estructural para condiciones severas y soldado tomando en cuenta AWS D1.1 como mínimo.
- El patín deberá incluir una plataforma soldada continuamente que cubra toda la parte superior, así como un borde antiderrame y un drenaje de 50,8 mm (2 in) NPT.
- El patín ha de incluir elementos para montaje y alineación o posicionamiento del motor.
- Asas de levantamiento han de ser suplidas en cada esquina del patín y deberán ser inspeccionadas previamente (prueba no destructiva (NDE)).
- Como mínimo, todas las esquinas deberán pasar una inspección (NDE).

#### Preparación y revestimiento:

- Toda preparación de superficie y pintura deberá ser hecha en sitio cerrado, bajo condiciones ambientales controladas.

- Todas las superficies a ser trabajadas deberán ser previamente sometidas a una limpieza abrasiva.
- Todas las superficies deberán estar libres de contaminantes antes de ser revestidas.

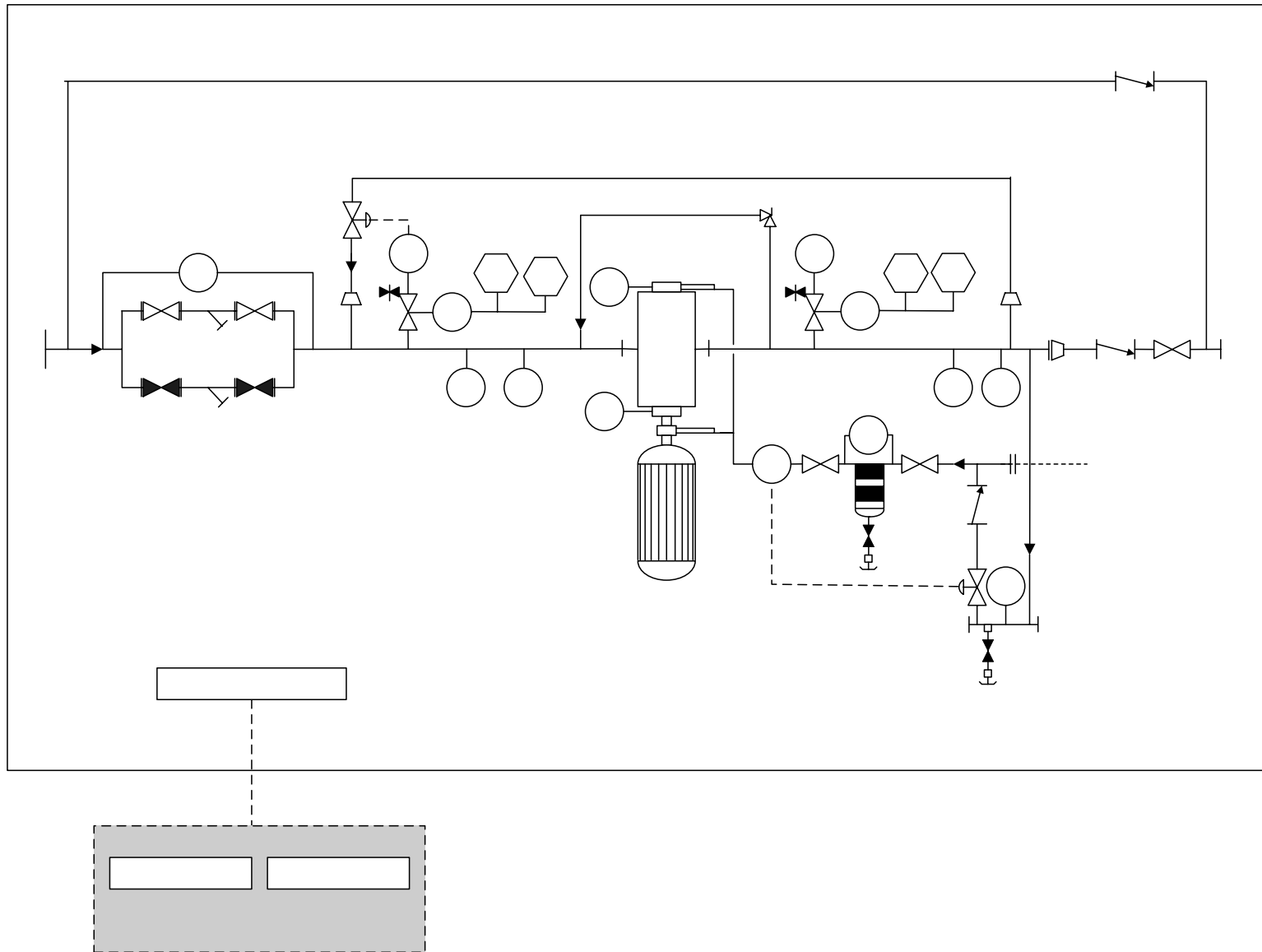
#### Soldaduras:

- Las uniones soldadas de todos los recipientes deberá seguir la norma AWS D1.1 como mínimo.
- Las uniones soldadas deberán ser evaluadas según las indicaciones del código ASME.

Las normas a tomar en cuenta para el desarrollo de instalaciones serán las siguientes (detalles de las normas en la sección 4.2.2) :

- ANSI/API 610-1995 (Sulzer Pumps utilizó la séptima edición para el desarrollo de la bomba helicoaxial).
- ANSI/API 614-1992.
- API 617-1995.
- ANSI/API 619-1992.
- API 676-1994.
- ANSI/API 682-1994.
- 1995 ASME Boiler and Pressure Vessel Code.
- ANSI/ASME B16.5-1996.
- ANSI/ASME B16.20-1993.
- ANSI/ASME B16.21-1992.
- ANSI/ASME B31.3-1996.
- ANSI/ASME B31.4-1992.
- ANSI/ASME B31.8-1995.
- ANSI/AWS D1.1-96.

4.3.3 Diagrama de tuberías e instrumentación (DTI o P&ID):



#### 4.3.4 Cálculos:

Los cálculos aquí presentados están relacionados con los pasos del procedimiento de diseño para servicios de bombeo presentado en el punto 4.3.1. Algunos de los puntos no involucran cálculos. Los cálculos de bombeo deben realizarse para las diferentes condiciones de flujo que se identifiquen y en el caso de existir derivaciones de flujo aguas abajo de la bomba se deben hacer los cálculos a través de los diferentes ramales para establecer cual de ellos limita el diseño, normalmente este es el circuito de mayor caída de presión dinámica, los otros circuitos se ajustaran mediante valores más altos de caída de presión en la válvula de control, para operar a la presión de descarga requerida por el ramal controlante.

##### a) Estimación de caudal de flujo:

A diferencia de la estación de flujo, donde el caudal relevante para el diseño del tren de bombas es el del líquido, en el caso de la bomba multifásica debe tomarse en cuenta la contribución de todas las fases, de tal manera que:

$$Q_T = Q_L + Q_G \quad 4.1$$

Donde:

$Q_T$ : Caudal total.

$Q_L$ : Caudal de líquido.

$Q_G$ : Caudal de gas.

Tomando en cuenta que las estimaciones deberán hacerse a las condiciones de bombeo.

El caudal de flujo volumétrico,  $Q$ , (a la temperatura de bombeo) puede ser calculado por una de las siguientes fórmulas:

1. Si se conocen los requerimientos de flujo másico, W:

$$Q = F_1 \times W / \rho_c \quad 4.2$$

2. Si se conoce el caudal de flujo volumétrico en condiciones estándar, Q<sub>s</sub>:

$$Q = Q_s \times \alpha \quad 4.3$$

Donde:

|  | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|--|---------------------------------|---------------------------------|
| Q = Caudal de flujo volumétrico a la temperatura de bombeo   | dm <sup>3</sup> /s              | gpm US                          |
| W = Flujo másico   | kg/s                            | lb/h                            |
| ρ <sub>c</sub> = Densidad del fluido a las condiciones de bombeo                                     | kg/m <sup>3</sup>               | lb/ft <sup>3</sup>              |
| Q <sub>s</sub> = Caudal de flujo a condiciones estándar<br>(15 °C y 101,325 kPa (60 °F y 1 atm))     | dm <sup>3</sup> /s              | gpm US                          |
| α = Factor de expansión térmica, su valor puede obtenerse en<br>“Maxwell Data Book on Hydrocarbons”. |                                 |                                 |
| F1 = Factor que depende de las unidades usadas   | 103                             | 0,1247                          |

### **b) Diseño del múltiple:**

El múltiple para la bomba multifásica cumple la misma función que para la estación de flujo; en consecuencia, se pueden tomar las mismas consideraciones de diseño (ver el punto 4.2.4 letra c).

### **c) Cálculo del patrón de flujo:**

La primera parte presenta el procedimiento para determinar el patrón de flujo. Las partes sucesivas tratan de métodos para el cálculo de caída de presión de componentes simples de

tubería recta, caída de presión en accesorios y caída de presión en sistemas de tuberías que contienen más de un componente.

▪ **Determinación del régimen de flujo:**

Se han desarrollado mapas de régimen de flujo para las más comunes y significativas orientaciones de tubería: flujo horizontal y vertical ascendentes. Las figuras 4.1 y 4.2 muestran los diferentes patrones de flujo para estos dos casos, respectivamente como una función de parámetros adimensionales y las propiedades del sistema.

**Flujo horizontal** – La figura 4.1 cubre el flujo horizontal. Debe ser usado con cuidado cuando la tubería es ligeramente inclinada hacia arriba o hacia abajo ( $-15^\circ \leq \theta \leq 15^\circ$ ), debido al efecto de la gravedad en el comportamiento de la fase líquida, como se describió anteriormente. Cuanto menor sea el ángulo de elevación, el comportamiento del sistema se aproximará mejor al de una tubería horizontal. Para determinar el régimen de flujo se recomienda el siguiente procedimiento:

**Paso 1.** Calcular las velocidades superficiales del gas y del líquido,  $V_{SG}$  y  $V_{SL}$  respectivamente.

$$V_{SL} = 1,27 \frac{Q_L}{D^2} \quad 4.4a$$

$$V_{SG} = 1,27 \frac{Q_G}{D^2} \quad 4.4b$$

Donde:

|  | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|--|---------------------------------|---------------------------------|
| $V_{SG}$ = Velocidad superficial del gas     | m/s                             | ft/s                            |
| $V_{SL}$ = Velocidad superficial del líquido | m/s                             | ft/s                            |
| $Q_G$ = Flujo volumétrico del gas            | $m^3/s$                         | $ft^3/s$                        |
| $Q_L$ = Flujo volumétrico del líquido        | $m^3/s$                         | $ft^3/s$                        |

D = Diámetro interno de la tubería m ft

**Paso 2.** Calcular los números de Reynolds para cada una de las fases.

$$Re_L = \frac{V_{SL} \rho_L D}{\mu_L} \quad 4.5a$$

$$Re_G = \frac{V_{SG} \rho_G D}{\mu_G} \quad 4.5b$$

Donde:

|  | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|--|---------------------------------|---------------------------------|
| $Re_L$ = Número de Reynolds fase líquida | adimensional                    | adimensional                    |
| $Re_G$ = Número de Reynolds fase gaseosa | adimensional                    | adimensional                    |
| $\rho_L$ = Densidad del líquido          | $kg/m^3$                        | $lbm/ft^3$                      |
| $\rho_G$ = Densidad del gas              | $kg/m^3$                        | $lbm/ft^3$                      |
| $\mu_L$ = Viscosidad del líquido         | Pa s                            | cP                              |
| $\mu_G$ = Viscosidad del gas             | Pa s                            | cP                              |

**Paso 3.** Determine el factor de fricción para cada una de las fases:

$$f_L = \left[ -1,8 * \log \left( \frac{6,9}{Re_L} + \frac{\epsilon/d}{3,7} \right)^{1,11} \right]^{-2} \quad 4.5c$$

$$f_G = \left[ -1,8 * \log \left( \frac{6,9}{Re_G} + \frac{\epsilon/d}{3,7} \right)^{1,11} \right]^{-2} \quad 4.5d$$

Donde:

|   | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|---|---------------------------------|---------------------------------|
| $f_L$ = Factor de fricción fase líquida | adimensional                    | adimensional                    |
| $f_G$ = Factor de fricción fase gaseosa | adimensional                    | adimensional                    |

|                                    |    |      |
|------------------------------------|----|------|
| $\varepsilon$ = Rugosidad absoluta | mm | pulg |
| D = Diámetro interno de la tubería | mm | pulg |

**Paso 4.** Determinar la caída de presión por unidad de longitud para cada una de las fases:

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_L = \frac{f_L \rho_L V_{SL}^2}{2D} \quad 4.6a$$

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_G = \frac{f_G \rho_G V_{SG}^2}{2D} \quad 4.6b$$

Donde:

|   | <b>En unidades<br/>métricas</b>         | <b>En unidades<br/>inglesas</b>             |
|---|---|---|
| $(dp/dx)_L$ = Caída de presión por fricción líquida | kg/m <sup>2</sup> s <sup>2</sup> (Pa/m) | lbm/ft <sup>2</sup> s <sup>2</sup> (psi/ft) |
| $(dp/dx)_G$ = Caída de presión por fricción gaseosa | kg/m <sup>2</sup> s <sup>2</sup> (Pa/m) | lbm/ft <sup>2</sup> s <sup>2</sup> (psi/ft) |

**Paso 5.** Determinar los parámetros adimensionales de la figura 4.1:

$$X = \left[ \frac{\left(\frac{dp}{dx}\right)_L}{\left(\frac{dp}{dx}\right)_G} \right]^{1/2} \quad 4.7$$

$$T = \left[ \frac{\left(\frac{dp}{dx}\right)_L}{(\rho_L - \rho_G) g \cos\theta} \right]^{1/2} \quad 4.8$$

$$F = \left( \frac{\rho_G}{\rho_L - \rho_G} \right)^{1/2} \frac{V_{SL}}{\sqrt{D g \cos\theta}} \quad 4.9$$

$$K = \left[ \frac{\rho_G V_{SG}^2 V_{SL}}{(\rho_L - \rho_G) g v_L \cos\theta} \right]^{1/2} \quad 4.10$$

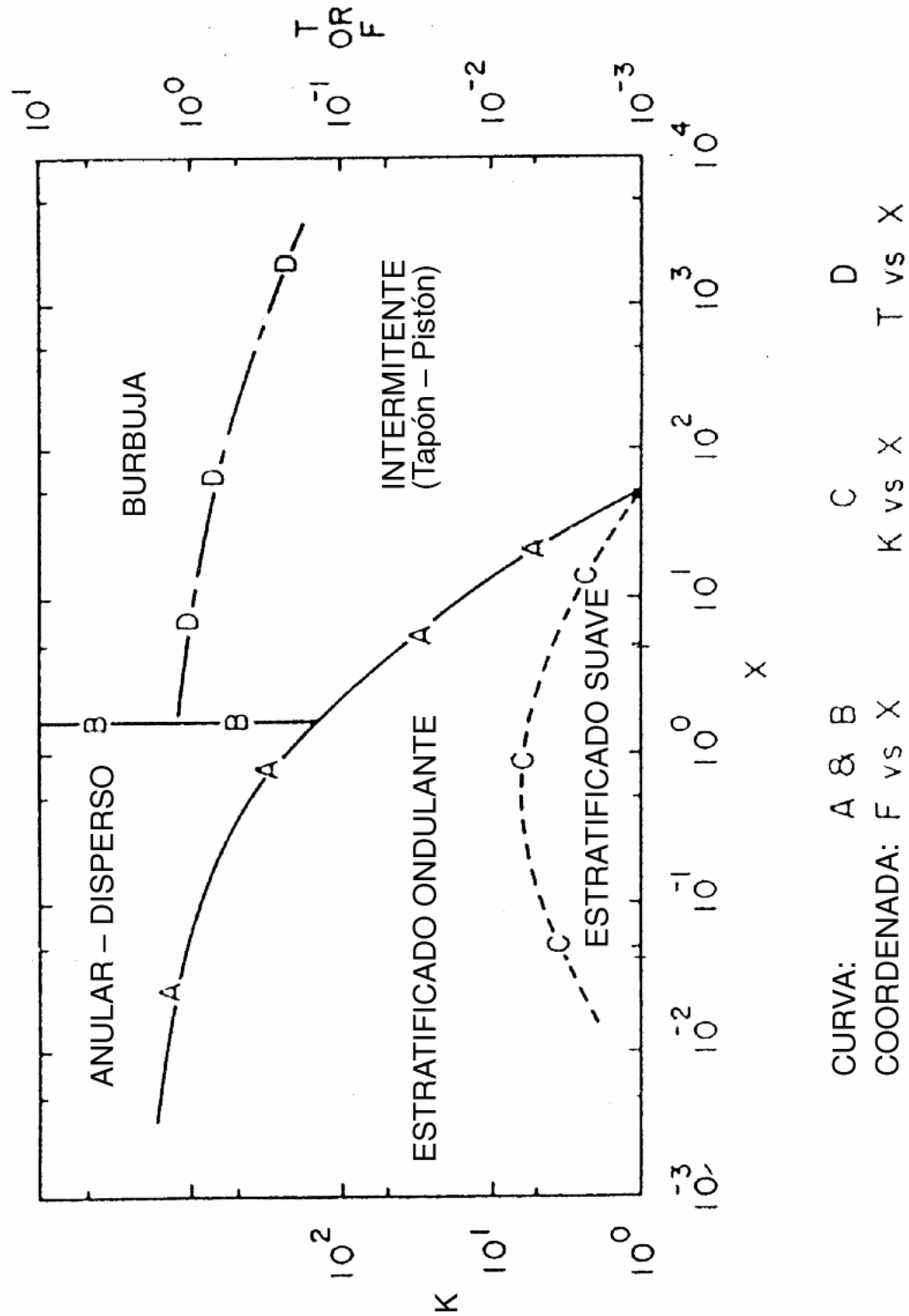


|  | <b>En unidades métricas</b> | <b>En unidades inglesas</b> |
|--|-----------------------------|-----------------------------|
| X = Parámetro de la figura 4.1                 | adimensional                | adimensional                |
| R = Parámetro de la figura 4.1                 | adimensional                | adimensional                |
| F = Parámetro de la figura 4.1                 | adimensional                | adimensional                |
| K = Parámetro de la figura 4.1                 | adimensional                | adimensional                |
| g = Aceleración de gravedad                    | m/s <sup>2</sup>            | ft/s <sup>2</sup>           |
| $\nu_L$ = Viscosidad cinemática del fluido     | m <sup>2</sup> /s           | ft <sup>2</sup> /s          |
| $\theta$ = Ángulo de inclinación de la tubería | grados                      | grados                      |

**Paso 6.** Usando los valores calculados por las ecuaciones 4.7, 4.8, 4.9, 4.10 determinar el régimen de flujo de la figura 4.1; para ello seguir el siguiente procedimiento:

- a. Con los valores de las coordenadas de X y F, ubicar el punto en la figura 4.1.
- b. Si el punto se ubica en la región anular disperso, ese es el régimen existente en la tubería.
- c. Si el punto se ubica en cualquiera de los regímenes estratificados utilizar las coordenadas X y K para determinar el tipo de régimen (ondulante o suave).
- d. Si el punto se ubica en las regiones intermitente o burbuja, utilizar las coordenadas X y T para el tipo de régimen (intermitente o burbuja).

FIGURA 4.1 REGÍMENES DE FLUJO BIFÁSICO EN TUBERÍA HORIZONTAL  
(MAPA DE TAITEL Y DUKLER)<sup>[66]</sup>

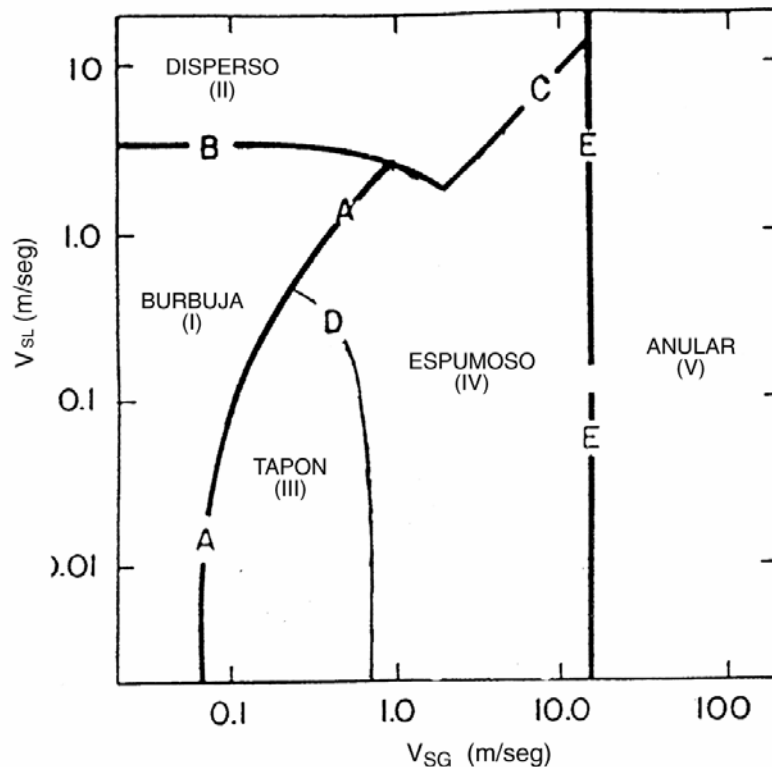


**Flujo vertical** – La figura 4.2 cubre el flujo ascendente vertical. Para decidir cual régimen de flujo debiera aplicarse en flujo descendente vertical se puede usar la figura 4.2 más el conocimiento de que el flujo debe ser anular o de rocío, excepto en el caso donde la parte descendente de un serpentín sigue a una ascendente en la cual el flujo tipo tapón está bien establecido. El régimen en flujo vertical de dos fases se determina usando la figura 4.2 y el siguiente procedimiento:

**Paso 1.** Calcular la ordenada ( $V_{SL}$ ) y la abscisa ( $V_{SG}$ ) de la figura 4.2 utilizando las ecuaciones 4.4a y 4.4b respectivamente.

**Paso 2.** Usando el valor calculado de las ecuaciones 4.4a y 4.4b determinar el régimen de la figura 4.2. Si se desea un régimen de flujo diferente variar las condiciones del proceso o el diámetro de la tubería.

FIGURA 4.2 REGÍMENES DE FLUJO BIFÁSICO EN TUBERÍA VERTICAL  
(TUBERÍAS MENORES DE 300 mm (12 in))<sup>[82]</sup>



**d) Cálculo de tuberías: Longitud:**

En comparación con la estación de separación de flujo, la longitud de tubería dentro del límite de batería de la instalación de bombeo multifásico es despreciable debido a las siguientes razones:

- La estación de bombeo ocupa mucho menos espacio que la estación de flujo y es más sencilla (menos interconexiones entre equipos), por lo que requiere una cantidad muchísimo menor de tubería.
- Las distancias de bombeo suelen ser muy grandes (varios kilómetros).

En consecuencia, para un estudio comparativo, lo más recomendable es considerar la distancia de bombeo desde el pozo a la estación principal de flujo.

**e) Cálculo de tuberías: Diámetro:**

Al igual que en el caso de flujo de una sola fase, líquido o gaseoso, el cálculo del diámetro de tubería consiste en un procedimiento iterativo. Para lograr una convergencia rápida de la solución, convendría tomar uno de los siguientes criterios:

- En base a velocidad recomendable para flujo de 100% líquido en tuberías de acero al carbono, la cual está entre un mínimo de 1,2 m/s (4 ft/s) y un máximo de 2,1 m/s (7 ft/s) para succión de bombas y líneas de descarga (Documento Técnico # 410 de la casa Crane).
- En base a caída de presión máxima permisible (manual de flujo de fluidos de PDVSA):

**Tabla 4.6: Bases de diseño para líneas normales de acero al carbono:**

|  | $\Delta P$ promedio<br>kPa/m | $\Delta P$ máximo<br>kPa/m | $\Delta P$ total máximo<br>kPa (aprox.) |
|--|------------------------------|----------------------------|---|
| Líneas de succión de bombas y líneas de descarga por gravedad.         | 0,06                         | 0,09                       | –                                       |
| Líneas de descarga de bombas (excepto alta presión).                   | 0,34                         | 0,45                       | –                                       |
| Líneas de descarga de alta presión (4.000 kPa manométricos y mayores). | 0,68                         | 0,90                       | –                                       |
| Líneas de gas (líneas de conexión).                                    | –                            | –                          | 5–10%                                   |

- En base al diámetro económico de tubería o fórmula de Bresse:

El diámetro económico será aquel para el cual es mínima la suma de los costos de la instalación, mantenimiento y servicios. Será aquel de mínimo costo total.

Este método surge a partir de la ecuación de costos para un sistema de bombeo en función de los costos unitarios:

$$C_T = C_1 D L + C_2 N \quad 4.11$$

Donde:

$C_T$  = Costo total.

$C_1$  = Costo de instalación por unidad de diámetro y por unidad de longitud de tubería.

$C_2$  = Costo de operación por unidad de potencia requerida.

$D$  = Diámetro de tubería [m].

$L$  = Longitud de tubería recta [m].

$N$  = Potencia requerida [W].

Al introducir la expresión de potencia de bombeo de un fluido en lugar de  $N$  y optimizar mediante cálculo diferencial, se obtiene un punto crítico con condición de mínimo; esto se muestra en la siguiente ecuación:

$$D = \sqrt[6]{\frac{16 \times 5}{75 \pi g} \frac{C_2}{C_1} \frac{\gamma}{\eta} f} \sqrt{Q} \quad 4.12$$

Donde:

$\gamma$  = Peso específico del fluido.

$\eta$  = Eficiencia de la bomba.

$f$  = Factor de fricción.

$Q$  = Caudal de flujo [ $m^3/s$ ].

Simplificando:

$$D = K \sqrt{Q} \quad 4.13$$

Está ecuación es conocida como la fórmula de Breese y es válida cuando el sistema de bombeo trabaja en forma continua.  $K$  es una constante que vale 1,2.

#### **f) Cálculo de tuberías: Caída de presión:**

##### **▪ Caída de presión en tubería recta:**

Este método requiere la determinación del patrón de flujo existente en la tubería (en posición horizontal) para poder calcular la fracción volumétrica de líquido retenido (holdup) en la línea; para esto los patrones de flujo son agrupados de la siguiente manera:

– Segregado (estratificado suave, estratificado ondulante, anular).

- Intermitente (tapón, pistón).
- Distribuido (burbuja, disperso).

**Paso 1.** Suponer una presión promedio en la línea.

**Paso 2.** Determinar el valor del siguiente grupo de números adimensionales:

$$N_{Fr} = \frac{(V_{SL} + V_{SG})^2}{g D} \quad 4.14$$

$$\lambda = \frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} \quad 4.15$$

$$L_1 = 316 \lambda^{0,302} \quad 4.16$$

$$L_2 = 0,0009252 \lambda^{-2,4684} \quad 4.17$$

$$L_3 = 0,10 \lambda^{-0,4516} \quad 4.18$$

$$L_4 = 0,5 \lambda^{-6,738} \quad 4.19$$

Donde:

|                                     | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| $N_{Fr}$ = Número de Froude         | adimen.                         | adimen.                         |
| $L_1$ = Límite de patrones de flujo | adimen.                         | adimen.                         |
| $L_2$ = Límite de patrones de flujo | adimen.                         | adimen.                         |
| $L_3$ = Límite de patrones de flujo | adimen.                         | adimen.                         |
| $L_4$ = Límite de patrones de flujo | adimen.                         | adimen.                         |

**Paso 3.** Determinar el patrón de flujo usando los números adimensionales:

$$\text{Segregado} \quad \left\{ \begin{array}{ll} \text{Límite:} & \lambda < 0,01 \text{ y } N_{Fr} < L_1 \\ \text{ó} & \lambda \geq 0,01 \text{ y } N_{Fr} < L_2 \end{array} \right.$$

$$\text{Transición} \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{Límite:} \quad \lambda \geq 0,01 \text{ y } L_2 < N_{Fr} \leq L_3 \end{array} \right.$$

$$\text{Intermitente} \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{Límite:} \quad 0,01 \leq \lambda < 0,4 \text{ y } L_3 < N_{Fr} \leq L_1 \\ \text{ó} \quad \quad \quad \lambda \geq 0,4 \text{ y } L_3 < N_{Fr} \leq L_4 \end{array} \right.$$

$$\text{Distribuido} \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{Límite:} \quad \lambda < 0,4 \text{ y } N_{Fr} \geq L_1 \\ \text{ó} \quad \quad \quad \lambda \geq 0,4 \text{ y } N_{Fr} > L_4 \end{array} \right.$$

**Paso 4.a** Determinar el holdup existente a las condiciones de flujo y presión en la tubería horizontal:

$$H_{L(0)} = \frac{a \lambda^b}{N_{Fr}^c} \quad 4.20$$

**Paso 4.b** Si el patrón de flujo es de transición, determinar el holdup de líquido usando los holdup de líquido de los patrones segregado e intermitente calculados por la ecuación 4.20, e interpolar usando la siguiente expresión:

$$H_{L(0)} = A1 H_{L(0)\text{segregado}} + B1 H_{L(0)\text{intermitente}} \quad 4.21a$$

Donde:

$$A1 = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad 4.21b$$

$$B1 = 1 - A1 \quad 4.21c$$



Y donde:

|  | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|--|---------------------------------|---------------------------------|
| $H_{L(o)}$ = Holdup existente a condiciones de flujo y presión en la tubería horizontal. | adimen.                         | adimen.                         |
| a, b, c = Constantes que dependen del patrón de flujo (tabla 4.7).                       | adimen.                         | adimen.                         |
| A1, B1 = Constantes de interpolación.  | adimen.                         | adimen.                         |

Observaciones:

1. El valor de  $H_{L(o)} \geq \lambda$ , si es menor tomar  $H_{L(o)} = \lambda$
2. Si  $\theta = 0$  (ángulo de inclinación de la tubería) tomar  $H_L(\theta) = H_L(o)$ , e ir al paso 8.

**Tabla 4.7: Constantes que dependen del patrón de flujo:**

| <b>Patrones de flujo:</b> | <b>a</b> | <b>b</b> | <b>c</b> |
|---------------------------|----------|----------|----------|
| Segregado                 | 0,98     | 0,4846   | 0,0868   |
| Intermitente              | 0,845    | 0,5351   | 0,0173   |
| Distribuido               | 1,065    | 0,5821   | 0,0609   |

**Paso 5.** Determinar el valor de los siguientes parámetros:

$$N_{LV} = V_{SL} \left( \frac{\rho_L}{g\sigma_L} \right) \quad 4.22$$

$$C_1 = (1 - \lambda) \ln(\alpha \lambda^e N_{LV}^r N_{Fr}^s) \quad 4.23$$

Donde:

|  |  |  |
|--|--|--|
| $N_{LV}$ = Número líquido  | <b>En unidades métricas</b><br>adimen. | <b>En unidades inglesas</b><br>adimen. |
| $\sigma_L$ = Tensión superficial del líquido   | mN/m                                   |  |
| $C_1$ = Constante  | adimen.                                | adimen.                                |
| $\alpha, e, r, s$ = Constantes que dependen de la condición del flujo<br>(Tabla 4.8) |  |  |

Observación: Si el valor calculado de  $C_1$  es negativo, tomar  $C_1=0$ .

**Tabla 4.8: Constantes que dependen de la condición del flujo:**

| <b>Patrones de flujo:</b>               | <b><math>\alpha</math></b>                         | <b><math>e</math></b> | <b><math>r</math></b> | <b><math>s</math></b> |
|---|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Segregado ascendente                    | 0,011  | - 3,768               | 3,539                 | - 1,614               |
| Intermitente ascendente                 | 2,96   | 0,305                 | - 0,4473              | 0,0978                |
| Distribuido ascendente                  | Sin corrección: $C_1 = 0, \psi = 1, H_L = f(\phi)$ |                       |                       |                       |
| Todos los patrones de flujo descendente | 4,70   | - 0,3692              | - 0,1244              | - 0,5056              |

**Paso 6.** Determinar el valor del factor de corrección del holdup por inclinación de la tubería:

$$\psi = 1 + C_1 [\text{sen}(1,8 \theta) - 0,333 \text{sen}^3(1,8 \theta)] \quad 4.24$$

Donde:

|   |  |  |
|---|--|--|
| $\Psi$ = Factor de corrección del holdup de líquido para el sistema | <b>En unidades métricas</b><br>adimen. | <b>En unidades inglesas</b><br>adimen. |
|---|--|--|

**Paso 7.** Determinar el holdup de líquido para el sistema

$$H_{L(\theta)} = H_{L(0)} \Psi \quad 4.25$$

Donde:

|                                     |  |  |
|-------------------------------------|--|--|
| $H_{L(\theta)}$ = Holdup de líquido | <b>En unidades<br/>métricas</b><br>adimen. | <b>En unidades<br/>inglesas</b><br>adimen. |
|-------------------------------------|--|--|

**Paso 8.** Determinar la densidad de las fases considerando que no son homogéneas:

$$\rho_s = \rho_L H_{L(\theta)} + \rho_G (1 - H_{L(\theta)}) \quad 4.26$$

Donde:

|  |  |  |
|--|--|--|
| $\rho_s$ = Densidad de las fases en flujo no homogéneo | <b>En unidades<br/>métricas</b><br>kg/m <sup>3</sup> | <b>En unidades<br/>inglesas</b><br>lbm/ft <sup>3</sup> |
|--|--|--|

**Paso 9.** Determinar la caída de presión por cambios de elevación:

$$(\Delta P)_e = \frac{g}{g_c} \rho_s L \text{ sen } \theta \quad 4.27$$

**Paso 10.** Determinar las propiedades de la mezcla (no deslizamiento):

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_G (1 - \lambda) \quad 4.28$$

$$\mu_{20} = \mu_L \lambda + \mu_G (1 - \lambda) \quad 4.29$$

**Paso 11.** Calcular la velocidad promedio de la mezcla:

$$V_{20} = 1,27 \left( \frac{Q_L + Q_G}{D^2} \right) \quad 4.30$$

**Paso 12.** Determinar el Número de Reynolds:

$$Re_{ns} = \frac{\rho_{ns} V_{20} D}{\mu_{20}} \quad 4.31$$

**Paso 13.** Determinar el factor de fricción ( $f_n$ ) utilizando la siguiente ecuación:

$$f_n = \frac{16}{Re} \quad \text{para } Re < 2000 \text{ (flujo laminar)} \quad 4.32$$

$$f_n = \left[ -3,6 \log \left[ \left( \frac{6,9}{Re} \right) + \left( \frac{\varepsilon/d}{3,7} \right)^{1,11} \right] \right]^{-2} \quad \begin{array}{l} \text{para } 2000 \leq Re \leq 4000 \\ \text{(flujo en transición) y} \\ Re > 4000 \text{ (flujo turbulento)} \end{array} \quad 4.33$$

Donde  $\varepsilon/d$  se obtiene de la figura 4.3:

**Paso 14.** Determinar el valor de la constante Y:

$$Y = \frac{\lambda}{[H_{L(0)}]^2} \quad 4.34$$

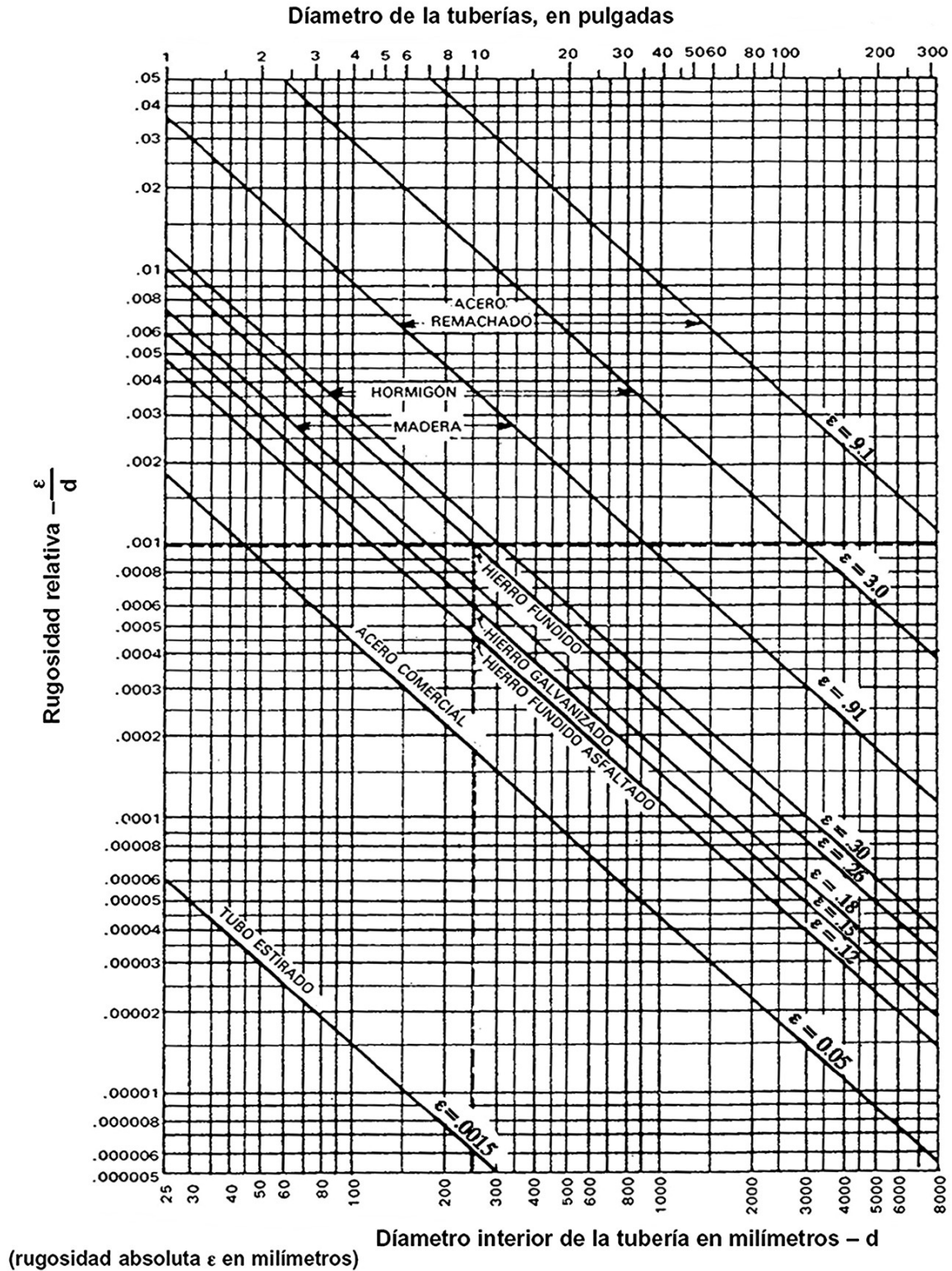
Donde:

Y = Constante de la función S

**En unidades  
métricas**  
adimen.

**En unidades  
inglesas**  
adimen.

FIGURA 4.3 RUGOSIDAD RELATIVA DE LOS MATERIALES DE LAS TUBERÍAS [82]



**Paso 15.** Determinar la función S:

Para valores de Y comprendidos entre  $(-\infty, 1] \cup [1,2; +\infty)$ :

$$S = \left[ \frac{\ln(Y)}{\{-0,0523 + 3,182 \ln(Y) - 0,8725 [\ln(Y)]^2 + 0,01853 [\ln(Y)]^4\}} \right] \quad 4.35a$$

y para valores de Y en siguiente intervalo  $1 < Y < 1,2$ :

$$S = \ln(2,2Y - 1,2) \quad 4.35b$$

**Paso 16.** Determinar el valor del factor de fricción para las dos fases:

$$f_{Tp} = f_n e^S \quad 4.36$$

Donde:

$f_{Tp}$  = Factor de fricción de flujo multifásico no homogéneo

| En unidades<br>métricas | En unidades<br>inglesas |
|-------------------------|-------------------------|
| adimen.                 | adimen.                 |

**Paso 17.** Determinar el gradiente de presión por fricción:

$$(\Delta P)_f = \frac{2 f_{Tp} V_{20}^2 \rho_{ns} L}{d F_{30}} \quad 4.37$$

Donde:

L = Longitud de la tubería.

$(\Delta P)_f$  = Caída de presión por fricción.

F30 = Factor cuyo valor depende de las unidades usadas.

| En unidades<br>métricas | En unidades<br>inglesas |
|-------------------------|-------------------------|
| m                       | pie                     |
| kPa                     | psi                     |
| 1                       | 193                     |

**Paso 18.** Determinar el término que define la aceleración:

$$E_k = \frac{\rho_s V_{20} V_{SG}}{g_c \bar{P}} \quad 4.38$$

Donde:

|  | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|--|---------------------------------|---------------------------------|
| $E_k$ = Término de aceleración                     | Adim.                           | Adim.                           |
| $\bar{P}$ = Presión promedio = 0,5 ( $P_1 + P_2$ ) | kPa abs.                        | psia                            |

**Paso 19.** Determinar la caída de presión total:

$$(\Delta P)_T = \frac{(\Delta P)_e + (\Delta P)_f}{1 - E_k} \quad 4.39$$

**Paso 20.** Verificar la presión promedio asumida en el paso 1, y repetir el procedimiento si es necesario.

▪ **Caída de presión en accesorios y otros dispositivos:**

Para caídas de presión en flujo bifásico a través de accesorios, el fluido es tratado como una fase simple (líquida) usando el promedio de las propiedades de la mezcla y el método usual para flujo de líquidos. Esto se aplica para válvulas y otros accesorios; orificios, boquillas y venturis; contracciones y expansiones bruscas y la combinación y división de corrientes. Una excepción es que para orificios, boquillas y venturis, el factor de recuperación de presión no se usa.

Si no se dispone de los detalles de la tubería y no se pueden estimar, se puede asumir para líneas fuera de los límites de planta una longitud equivalente de accesorios de 20 a 80% de la longitud real de la tubería y para líneas dentro de los límites de planta, de 200 a 500%. Es posible estimar la longitud de la tubería del plano de distribución (plot plan), alturas de

recipientes y localización de bandas de tuberías. Cuando se conocen los accesorios o se pueden estimar, se debe encontrar su longitud equivalente según la ecuación 4.40:

$$L_{eq} = F_{33} \frac{d}{f} \sum K \quad 4.40$$

Donde:

|  | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|--|---------------------------------|---------------------------------|
| $L_{eq}$ = Longitud equivalente de accesorios                              | m                               | ft                              |
| $\sum K$ = Suma de los coeficientes de resistencia de todos los accesorios | adim.                           | adim.                           |
| $F_{33}$ = Factor cuyo valor depende de las unidades usadas                | $2,5 \times 10^{-4}$            | 1/48                            |

El coeficiente de resistencia  $K$  de codos, tes con flujo en una sola vía, y válvulas, se encuentra en las figuras 4.4 y 4.5. No sumar los factores  $K$  de contracciones y expansiones.

Para orificios, boquillas y venturís, se debe calcular el coeficiente de resistencia a partir de la ecuación 4.41:

$$K = \frac{1}{C^2} \left[ \frac{d_1}{d_0} \right]^4 \quad 4.41$$

Donde:

$C$  = Coeficiente de flujo, adimensional (para orificios y boquillas, ver figuras 4.6 y 4.7; para venturís,  $C$  se define en la ecuación 4.42).

$$C = \frac{0,98}{\sqrt{1 - (d_0/d_1)^2}} \quad 4.42$$

|   | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|---|---------------------------------|---------------------------------|
| $d_0$ = Diámetro del orificio                           | mm                              | pulg                            |
| $d_1$ = Diámetro interno de la tubería corriente arriba | mm                              | pulg                            |



FIGURA 4.4 LONGITUDES EQUIVALENTES L Y L/D Y COEFICIENTES DE RESISTENCIA K PARA VÁLVULAS (USAR TABLA 2) [27]

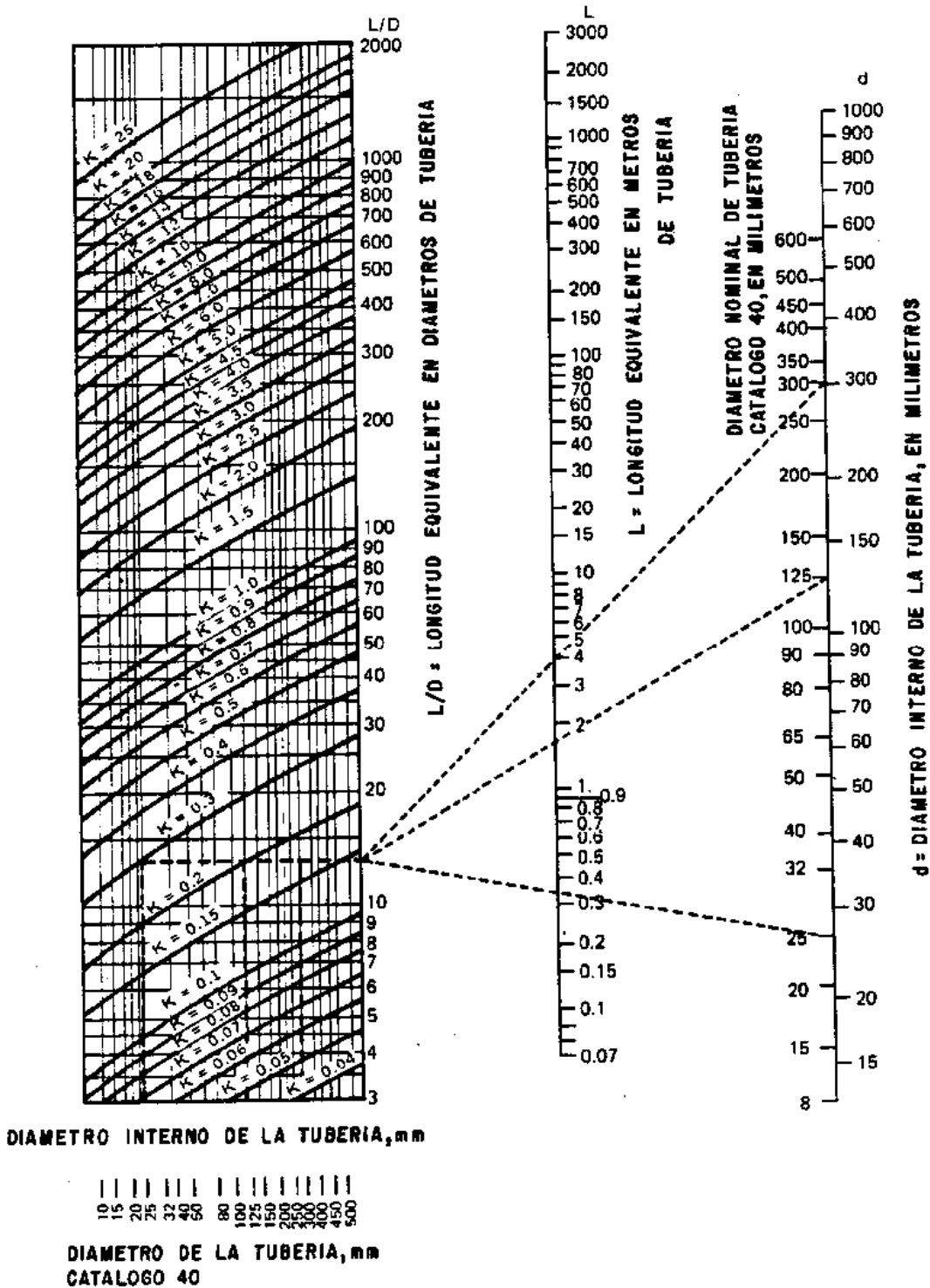
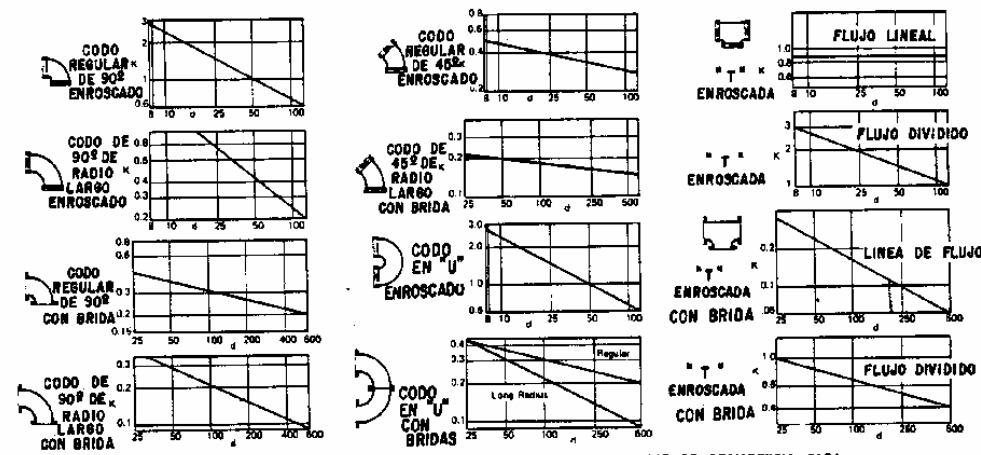
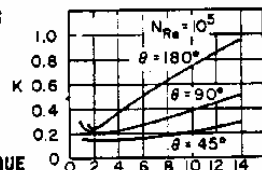


FIGURA 4.5 COEFICIENTE DE RESISTENCIA PARA CODOS Y CONECTORES TIPO "L" Y "T" [82]



NOTA 1: PARA ACCESORIOS DE DIAMETRO INTERNO MAYOR DE 250 mm, USE EL COEFICIENTE DE RESISTENCIA PARA ACCESORIOS DE 250 mm DE DIAMETRO INTERNO. PARA OBTENER d EN UNIDADES INGLESAS DIVIDASE ENTRE 25.4

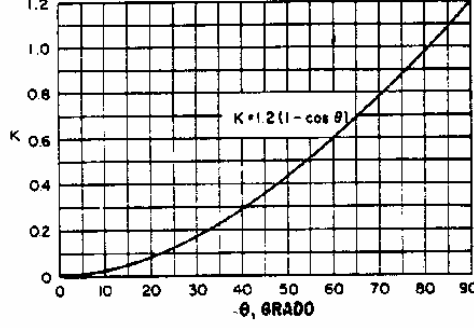
CODOS EN TUBERIAS LISAS



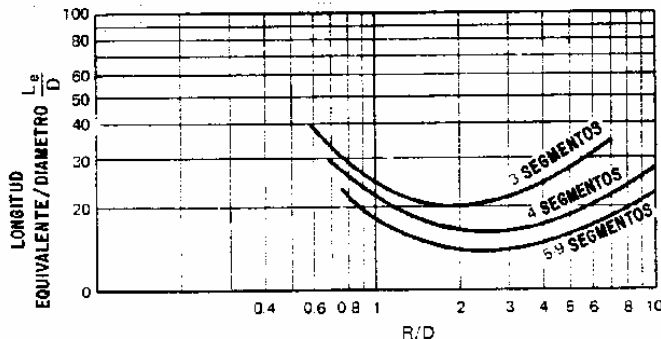
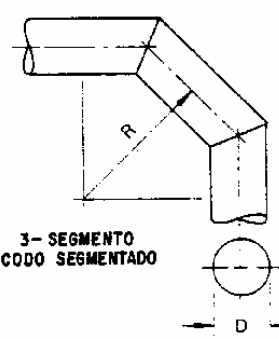
Nº DE REYNOLDS MULTIPLIQUE POR K  
 10<sup>4</sup> 1.48  
 10<sup>5</sup> 1.00  
 10<sup>6</sup> 0.676

EN CODOS LA LONGITUD DE LA TUBERIA SE INCLUYE EN K COMO UNA PERDIDA ADICIONAL. EN LOS OTROS CASOS, LA CONTRIBUCION DE LA LONGITUD ES EXCLUIDA DE K.

PERDIDA DE GABEZAL EN CODOS SEGMENTADOS



LONGITUD EQUIVALENTE TOTAL (L\_e/D) PARA CODOS DE 90°



TOMADO DE CHEMICAL ENGINEERING 75 No. 13, 198-199 (JUNIO 17, 1986)  
 (Reproducido del Manual de Diseño de Procesos, Junio 1996)  
 NOTA: PARA PASAR DE mm a pulg, DIVIDIR POR 25.4

\* USE SOLAMENTE PARA DIAMETROS DE TUBERIA >= 350 mm

**Tabla 4.9: Longitudes equivalentes representativas de varios tipos de válvulas, en diámetros de tubería (L/D):**

| Descripción del Producto                                 |  |  | Longitud equivalente en diámetro de tubería (L/D) |                    |                        |
|--|--|--|---|--------------------|------------------------|
| Válvulas de Globo  | Vástago Perpendicular al recorrido                                 | Sin obstrucción en el asiento, de tipo plano, bisal o tapón  | Abierta totalmente                                | 340                |                        |
|  |  | Con perno o pasador de disco   | Abierta totalmente                                | 450                |                        |
|  | Modelo y   | Sin obstrucción en el asiento, de tipo plano, bisel o tapón  |   |                    |                        |
|  |  | – Con vástago a 60° de la línea de la tubería  | Abierta totalmente                                | 175                |                        |
|  |  | – Con vástago a 45° de la línea de la tubería  | Abierta totalmente                                | 145                |                        |
| Válvulas Angulares                                       |  | Sin obstrucción en el asiento, de tipo plano, bisal o tapón  | Abierta totalmente                                | 145                |                        |
|  |  | Con pernos o pasador de disco  | Abierta totalmente                                | 200                |                        |
| Válvulas de Compuerta                                    | Acuñadas, disco doble o disco tapón                                |  | Abierta totalmente                                | 13                 |                        |
|  |  |  | Abierta a tres cuartas partes                     | 35                 |                        |
|  |  |  | Abierta 50%                                       | 160                |                        |
|  |  |  | Abierta 25%                                       | 900                |                        |
|  | Para manejo de pulpas  |  | Abierta totalmente                                | 17                 |                        |
|  |  |  | Abierta a tres cuartas partes                     | 50                 |                        |
|  |  | Abierta 50%  | 260   |                    |                        |
|  |  | Abierta 25%  | 1200  |                    |                        |
| Válvulas de compuerta, globo o tapón en tuberías conduit |  |  | Abierta totalmente                                | 3**                |                        |
| Válvulas de Retención                                    | Giro convencional  |  | 3.5*  | Abierta totalmente | 135                    |
|  | Giro de despeje ("Clearaway Swing")                                |  | 3.5*  | Abierta totalmente | 50                     |
|  | Horizontal de retención; vástago perpendicular al flujo o tipo "Y" |  | 14.0*   | Abierta totalmente | Igual como la de globo |
|  | Angular o de cierre  |  | 14.0*   | Abierta totalmente | Igual a la angular     |
|  | En líneas de municiones 1.75 vert. y 1.75 horiz.                   |  | *   | Abierta totalmente | 150                    |
| Válvulas de pie con colador                              |  | Con disco tipo varilla   | 2.1*  | Abierta totalmente | 420                    |
|  |  | Con disco de cuero articulado  | 2.8*  | Abierta totalmente | 75                     |
| Válvulas de mariposa (mayores de 200 mm (8 pulg))        |  |  | Abierta totalmente                                | 40                 |                        |
| Válvulas de paso   | Una vía  | Area de la puerta rectangular del tapón<br>Igual a 100% del área de la tubería                     | Abierta totalmente                                | 18                 |                        |
|  | Tres vías  | Area de la puerta rectangular del tapón<br>igual a 80% del área de la tubería (totalmente abierta) | Flujo recto<br>Flujo a través de la bifurcación   | 44<br>140          |                        |

\* Caída de presión mínima calculada (kPa) a través de la válvula para proveer de suficiente flujo a una abertura del disco total. Para obtener los valores en psi, multiplique por 0.145.

\*\* La longitud equivalente es igual a la longitud entre las caras de las bridas o la soldadura.

FIGURA 4.6a COEFICIENTE DE FLUJO PARA ORIFICIOS CON TOMAS EN LAS BRIDAS (RANGO BAJO DE NUMEROS DE REYNOLDS) [27]

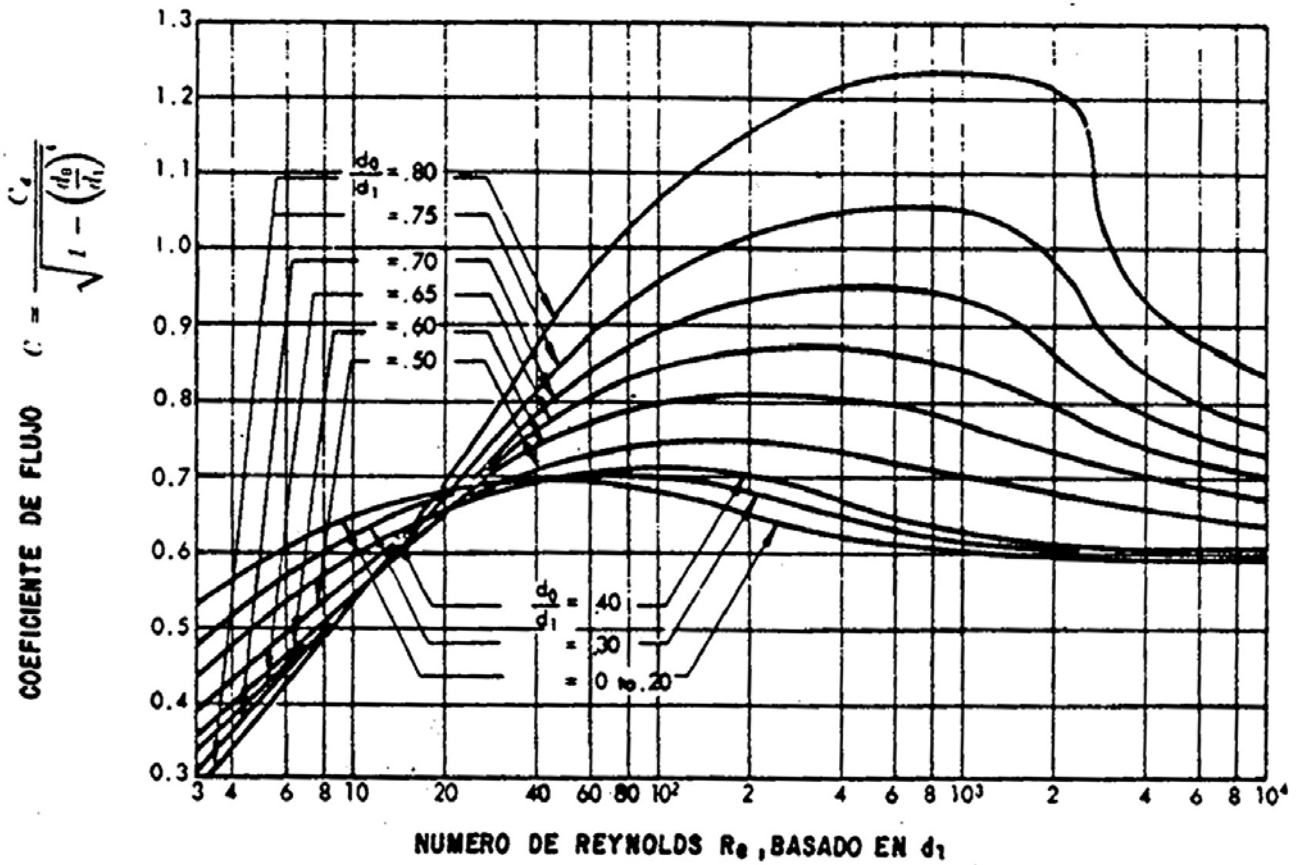
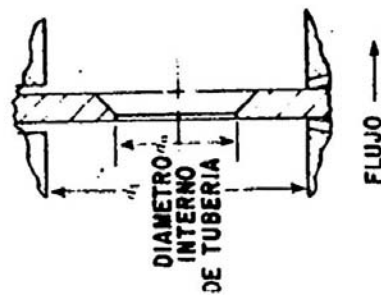
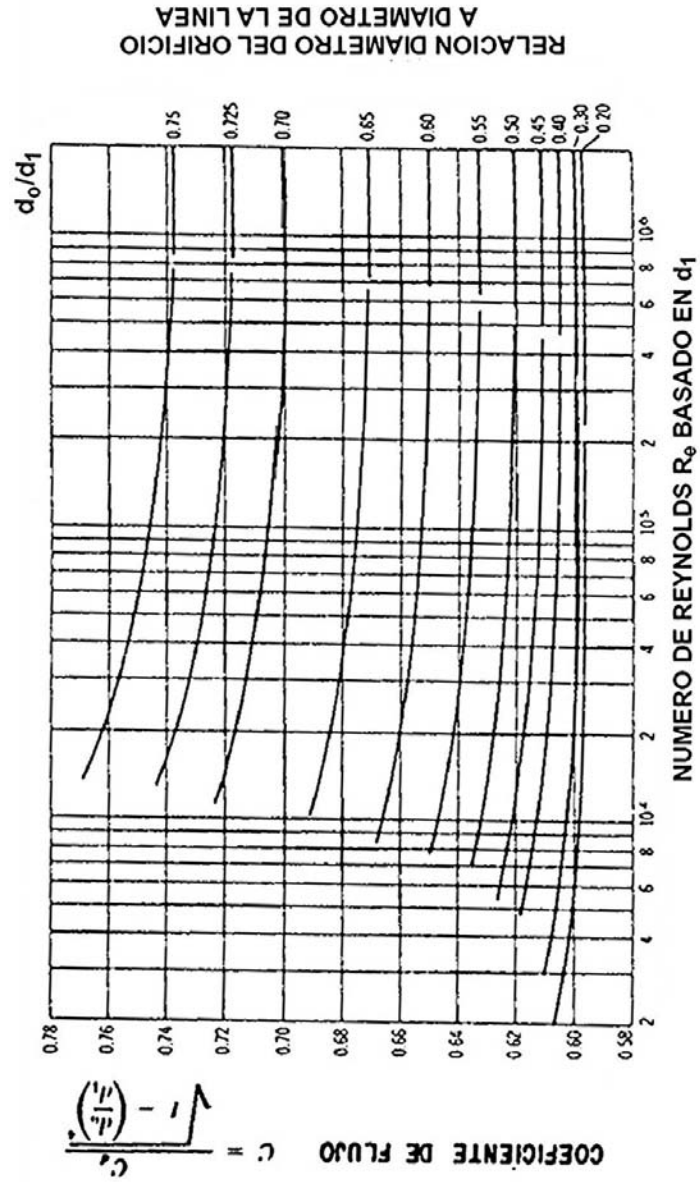
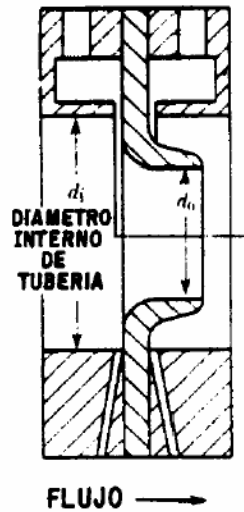
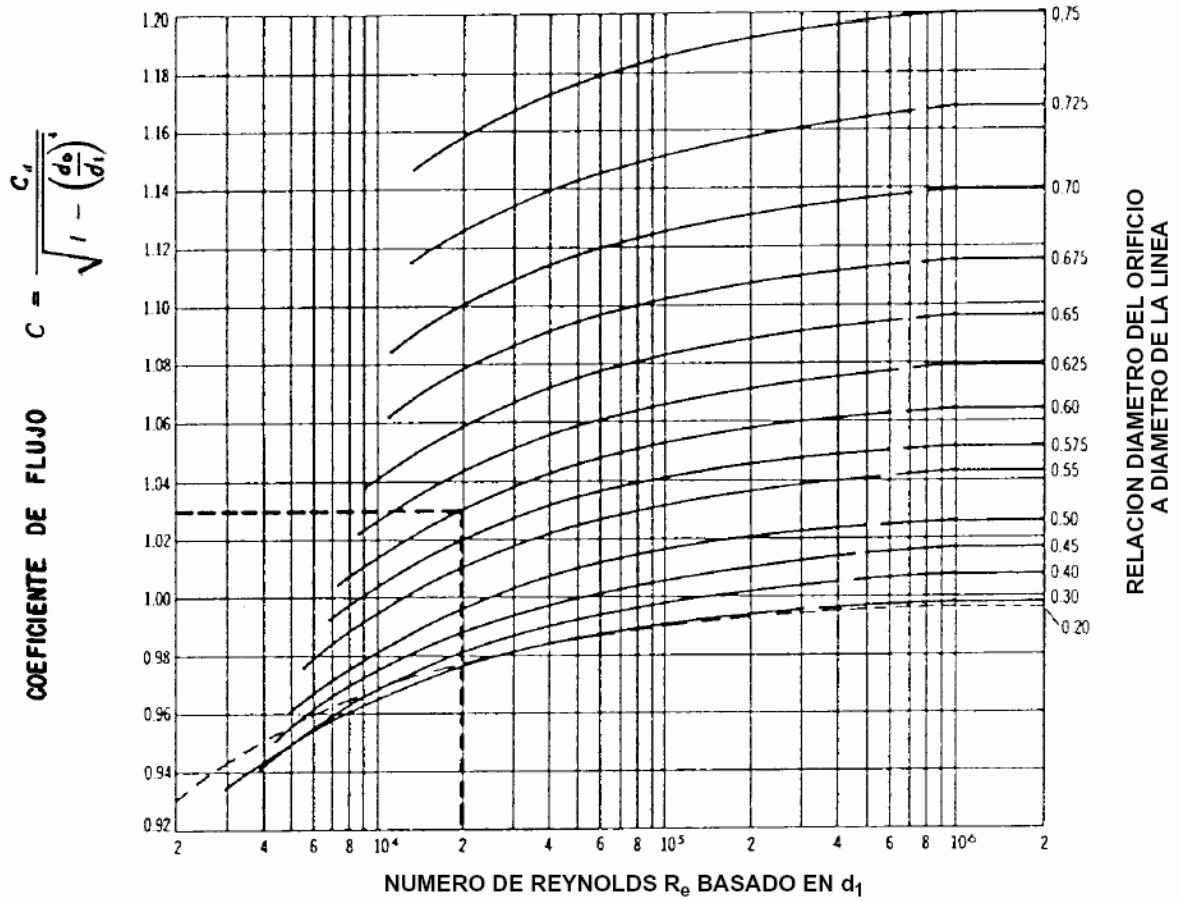


FIGURA 4.6b COEFICIENTE DE FLUJO PARA ORIFICIOS CON TOMAS EN LAS BRIDAS (RANGO ALTO DE NUMEROS DE REYNOLDS) [27]



TOMADO DE CRANE Co, TECHNICAL PAPER No. 410  
(Reproducido del Manual de Ingeniería de Diseño, Junio 1986)

FIGURA 4.7 COEFICIENTE DE FLUJO PARA BOQUILLAS CON TOMAS EN LAS BRIDAS [27]



Sumar las longitudes equivalentes de accesorios en cada sección y la longitud actual de la sección. Calcular la caída de presión en cada sección (ecuación 4.38), comenzando al final del sistema donde la presión es conocida. Calcular la caída de presión en expansiones y contracciones entre secciones tratándolas como simples componentes.

▪ **Caída de presión en válvulas de control:**

La caída de presión a través de las válvulas de control puede asignarse de la siguiente manera: a veces está automáticamente asignada, cuando están en una línea entre dos recipientes de succión y descarga que tienen presión controlada. Cuando se encuentra a la descarga de una bomba que envía líquido a través de una serie de equipos intermedios hasta un punto de presión controlada, la caída de presión de la válvula de control puede fijarse en un 20% de las pérdidas totales de presión por fricción del circuito más una cantidad adicional de acuerdo a la diferencia de presión estática ( $\Delta P_E$ ) del circuito (10% de  $\Delta P_E$  para  $\Delta P_E < 1400$  kPa, 140 kPa para  $\Delta P_E$  entre 1.400 y 2.800 kPa y 5% de  $\Delta P_E$  para  $\Delta P_E > 2.800$  kPa). Estas reglas deben usarse con cuidado pues pueden resultar en valores muy alto o muy bajos dependiendo del sistema, en estos casos debe privar el criterio ingenieril y la experiencia para asignar la caída de presión.

La caída de presión de la válvula requerida puede escogerse así:

$$\Delta P_{V.C.} = 0,2 \Delta P_{DINÁMICA} + \text{Contribución del C.E.} \quad 4.43a$$

$$\text{C.E.} = \text{Cabezal estático} = \frac{\rho_c g \Delta H_s}{F_3 g_c} \quad 4.43b$$

**Tabla 4.10: Contribución del cabezal estático para la caída de presión en la válvula de control:**

| C.E.                  | <1.400 kPa | 1.400–2.800 kPa | >2.800 kPa |
|-----------------------|------------|-----------------|------------|
| Contribución del C.E. | 0,1xC.E.   | 140 kPa         | 0,05xC.E.  |

▪ **Cálculo integrado de la caída de presión para sistemas de tuberías:**

Para calcular la caída de presión en cualquier sistema de flujo que contenga más de un componente simple de tubería, dividir el sistema en secciones de flujo másico y diámetro nominal constante. Luego aplicar el procedimiento anterior a cada una de las secciones, sumando las caídas de presión de sistemas de tuberías en serie, o hallando el ramal de mayor caída de presión (ramal controlante) para sistemas en serie o ramificados.

**g) Cálculo del NPSH:**

▪ **Altura neta positiva de succión disponible (NPSH<sub>D</sub>):**

En principio, el cálculo del NPSH<sub>D</sub> para el servicio de bombeo de flujo multifásico será parecido al caso de una sola fase:

$$\text{NPSH}_D = \frac{F_3 (P_{\text{inicial}} - P_V) g_C}{\rho_L g} \pm \Delta h - \frac{F_3 \Delta P_{\text{LINEA DE SUCCION}} g_C}{\rho_L g} \quad 4.44$$

Donde:

|   | <b>En unidades<br/>métricas</b>            | <b>En unidades<br/>inglesas</b>             |
|---|--|---|
| NPSH <sub>D</sub> = Cabezal neto positivo de succión disponible   | m  | ft  |
| Δh = Diferencia de altura entre la succión y la bomba<br>(positivo si la bomba está más baja y negativo si la bomba<br>está más alta) | m  | ft  |
| ΔP = Caída de presión   | kPa  | psi   |
| g = Aceleración de la gravedad  | 9,80665 m/s <sup>2</sup>                   | 32,2 ft/s <sup>2</sup>                      |
| g <sub>c</sub> = Constante dimensional  | $\frac{10^3 \text{ kg}}{\text{kPa m s}^2}$ | $\frac{32,2 \text{ lb ft}}{\text{lbf s}^2}$ |
| ρ <sub>L</sub> = Densidad de la fase líquida bombeada a condiciones<br>de operación   | kg/m <sup>3</sup>                          | lb/ft <sup>3</sup>                          |

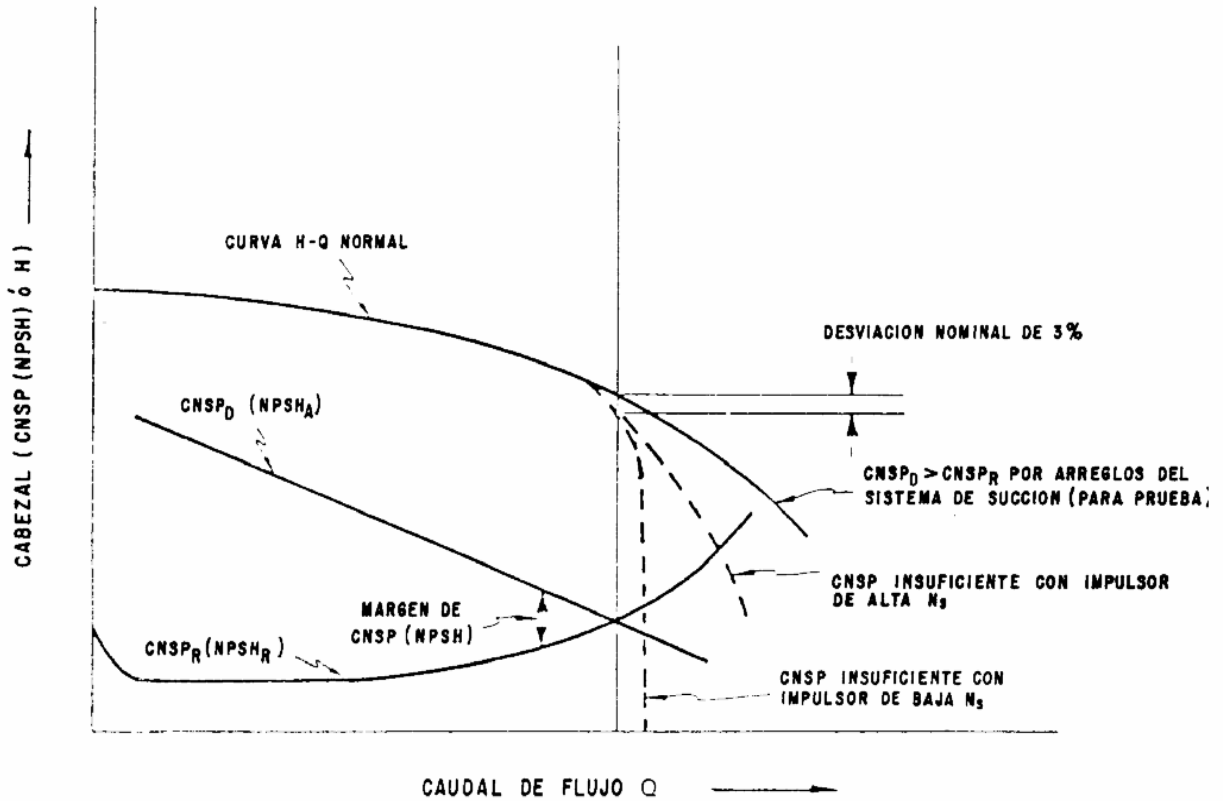


$P_{inicial}$  = Presión de entrada a la tubería (pozo o múltiple según la referencia tomada para el sistema).      kPa      psi

$P_V$  = Presión de vapor del líquido a las condiciones de proceso.      kPa      psi

$F_3$  = Factor que depende de las unidades usadas      1      144

FIGURA 4.8 RELACION ENTRE  $NPSH_D$ ,  $NPSH_R$  Y EL CAUDAL DE FLUJO [81]



▪ **Factor de seguridad:**

En un diseño conservador se agrega un margen de seguridad en el cálculo y en la especificación del NPSH disponible. Sin embargo, este margen tiende a incrementar el costo de la bomba y por lo tanto requiere una cuidadosa consideración.

El factor de seguridad para los cálculos de  $NPSH_D$  se define como sigue:

$$SF_{NPSH} = \frac{NPSH_{D \text{ CALCULADO}}}{NPSH_{D \text{ ESPECIFICADO}}} \quad 4.45$$

Se recomienda usar los siguientes valores en el diseño de servicios de bombeo:

**Tabla 4.11: Factor de seguridad para  $NPSH_D$ :**

| <b>Servicio:</b>  | <b>S.F.<sub>NPSH</sub></b> |
|---|----------------------------|
| Condiciones de instalación muy bien definidas, como el rearranque de una unidad existente o un servicio de bombeo, con tubería existente. | 1,00                       |
| La mayoría de los diseños de servicios nuevos.  | 1,10                       |
| Agua de alimentación a caldera (asumiendo 20 minutos de capacidad de almacenamiento del deaireador).                                      | 1,25                       |
| Solvente pobre sulfolane.   | 1,25                       |
| Catacarb.   | 1,60*                      |
| Carbamato de amonio.  | 2,00*                      |

\* Consulte un especialista en máquinas para obtener datos de  $NPSH_R$  de un suplidor de bomba con experiencia.

Una vez que se ha aplicado un factor de seguridad adecuado en los cálculos de  $NPSH_D$ , no se necesita un margen de seguridad entre el  $NPSH_D$  de servicio y el  $NPSH_R$  de la bomba seleccionada.

---

La Guía de ingeniería PDVSA 90616.1.023 recomienda en general un margen mínimo de 0,6 m (2 ft) entre el  $NPSH_R$  y el  $NPSH_D$  calculado (no el especificado), este es un criterio complementario que puede ser usado con el del factor de seguridad.

- **Influencia de la estabilidad de servicio en el  $NPSH_D$ :**

Los servicios que tienen condiciones de succión estables y bien controladas necesitan sólo un pequeño factor de seguridad en la determinación de  $NPSH_D$  para ser reportado en la especificación de diseño, es decir, 1,10, para asegurar un funcionamiento de bomba sin cavitación. Los servicios que tienden a tener cambios rápidos, frecuentes o severos en las condiciones de succión (flujo, temperatura, presión, nivel) necesitan factores de seguridad mayores para cubrir la mayoría de las variaciones. Se recomienda un factor de seguridad de 1,25. No es necesario cubrir el 100% de todos los cambios de proceso posibles mediante el factor de seguridad, ya que las consecuencias de la cavitación: limitación de flujo, ruido y daño del metal a largo plazo son normalmente tolerables por períodos cortos e intermitentes.

- **Convención de los 7,6 m (25 ft) de  $NPSH_D$ :**

El  $NPSH$  disponible pocas veces excede 7,6 m (25 ft) en el diseño práctico y económico; y aún cuando así sea, el valor final pocas veces influencia la selección de la bomba. Como una convención, cuando el  $NPSH$  disponible que se calcula es mayor de este valor, se especifica un “mínimo” de 7,6 m (25 ft), en vez del valor real. Además de simplificar el proceso de ingeniería, esto asegura que las bombas no serán seleccionadas por rutina con requerimientos de  $NPSH$  cercanos a los disponibles por encima del nivel de 7,6 m (25 ft). Esto es deseable debido a que los efectos de cavitación en el funcionamiento y los deterioros mecánicos son severos a niveles altos de  $NPSH_R$ .

Esta convención puede ser obviada cuando las circunstancias justifican ingeniería especial en los aspectos del servicio relacionados con  $NPSH$ .

---

- **Altura neta positiva de succión requerida (NPSH<sub>R</sub>):**

Los suplidores de bombas establecen los datos de requerimientos de NPSH realizando pruebas con agua en sus instalaciones de prueba para encontrar un cambio brusco en el cabezal y en la eficiencia.

En las figuras 4.14 a y b se observan valores para una discusión sobre estimación de requerimientos de NPSH<sub>R</sub> a partir de valores típicos, valores a otras condiciones, etc. Si el uso de estas figuras indican que el requerimiento de NPSH de modelos normales de bombas puede exceder los 7,6 m (25 ft), el diseñador debe:

1. Confirmar la precisión de sus cálculos de NPSH<sub>D</sub> y la base para el factor de seguridad empleado.
2. Reconsiderar la multiplicidad seleccionada para el servicio.
3. Obtener datos actualizados del suplidor para complementar los datos generalizados y típicos presentados en las figuras 4.14 a y b.

Se debe reconocer que la inclusión de algunos ejemplos de diseño de bombas con requerimientos de NPSH altos no implica que los diseños óptimos de servicios de bombeo hayan sido desarrollados realmente con esas bombas. En la práctica, raramente resulta económico aumentar la elevación del recipiente de succión para lograr un NPSH<sub>D</sub> mayor de 7.6 m (25 ft).

- **Influencia de las características del líquido:**

Los requerimientos reales de NPSH<sub>R</sub> de una bomba están influenciados por las características del líquido que se bombea. Los líquidos puros tienden a causar un requerimiento alto de NPSH<sub>R</sub> para la bomba porque todo el líquido tiende a vaporizarse a la misma condición de presión y temperatura, es decir, el líquido tiene un punto de ebullición único. Flujos de mezclas líquidas tales como las corrientes típicas de refinería causan una reducción en el NPSH<sub>R</sub> real con respecto al de las corrientes puras, porque sólo una porción de la corriente ebulle inicialmente.

El requerimiento real de  $NPSH_R$  para hidrocarburos tiende a ser menor que para el agua fría, y menor que para agua a la misma temperatura. Entre los hidrocarburos, el requerimiento de  $NPSH_R$  tiende a disminuir con el incremento de la densidad absoluta (a la temperatura de bombeo), a disminuir con el incremento de presión de vapor, y a disminuir con el incremento en la diversidad de la mezcla. Desafortunadamente, sin embargo, la diferencia en requerimientos de  $NPSH_R$  entre el agua fría y algún otro servicio líquido no se considera preciso, acertadamente predecible, o lo suficientemente consistente como para uso práctico en diseño ingenieril. Cuando se trata de mezclas de líquidos, tales como las corrientes típicas de hidrocarburos, las complejidades y las incertidumbres del comportamiento del líquido se multiplican. Por esta razón, las bombas se deben seleccionar en base a valores de  $NPSH_R$  probados con agua sin el uso de un factor de corrección.

El hecho de que el valor de  $NPSH_R$  de la bomba está basado en datos del agua y gravedad específica de 1,00 no debe ser confundido con el hecho de que el valor de  $NPSH_D$  se calcula y especifica en términos de cabezal de líquido bombeado, con su densidad absoluta a las condiciones de bombeo. Se tomará para la ecuación de  $NPSH_D$  la presión de vapor del agua pura para disponer de un margen adicional de seguridad en el cálculo, ya que producirá una altura mayor que la corriente de hidrocarburos líquidos, debido al efecto de la mezcla. Los datos de presión de vapor del agua pueden ser tomados de cualquier tabla de propiedades del agua.

#### **h) Cálculo de condiciones de succión:**

- **Cálculo de la presión normal de succión:**

La presión de succión de la bomba se calcula a partir de la presión inicial disponible al principio del sistema y calculando la diferencia total de presión entre el nivel de referencia en el punto de inicio y el nivel de referencia de la bomba.

$$P_e = P_1 - \Delta P_{(\text{PUNTO DE INICIO} - \text{BOMBA})} \quad 4.46$$

Donde:

|  | <b>En unidades<br/>métricas:</b> | <b>En unidades<br/>inglesas:</b> |
|--|----------------------------------|----------------------------------|
| $P_e$ = Presión de succión de la bomba.  | kPa                              | psi                              |
| $P_1$ = Presión en el punto de inicio  | kPa                              | psi                              |
| $\Delta P$ = Diferencia de Presión entre el nivel de referencia del líquido y la entrada de la bomba (a su nivel de referencia). | kPa                              | psi                              |

La diferencia de presión total entre el nivel de referencia y el de la bomba se calcula según los métodos presentados en el punto acerca de caída de presión de este capítulo, tomando en cuenta la diferencia de alturas, las pérdidas por fricción y el cabezal de aceleración, si fuera significativo.

Cuando se requieren filtros permanentes en la succión, una caída de presión de 7 kPa (1 psi) debería ser considerada para el filtro.

- **Presión máxima de succión:**

Este valor se obtiene sumando la presión de ajuste de la válvula de seguridad (si existe) del recipiente desde el cual succiona la bomba (en este caso el múltiple) más la caída de presión desde la válvula de seguridad al punto donde se mantiene el nivel de líquido (si existe un recipiente de almacenamiento) y el máximo cabezal estático de líquido en la succión. La caída de presión por fricción en la línea de succión no se considera en este cálculo debido a que se asume que la condición de máxima succión ocurre cuando el flujo a través de la bomba es cero, con la válvula en la descarga cerrada.

La presión máxima de succión se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_{1\text{MAX}} = P_{0\text{MAX (Múltiple)}} - \frac{\rho_C g \Delta h_S}{F_3 g_C} \quad 4.47$$

Donde:

|  | <b>En unidades<br/>métricas</b>           | <b>En unidades<br/>inglesas</b>             |
|--|---|---|
| $P_{1\max}$ = Presión de Succión Máxima.   | kPa                                       | psi   |
| $P_{o\max}$ = Presión de Operación Máxima del Recipiente de Succión, normalmente es la presión de ajuste de la válvula de seguridad (sí existe). | kPa                                       | psi   |
| $\Delta h_S$ = Diferencia de altura entre el nivel del múltiple y el nivel de referencia de la bomba (600 mm = 2 ft).                            | m   | ft  |
| $g$ = Aceleración de la gravedad   | 9,80665 m/s <sup>2</sup>                  | 32,2 ft/s <sup>2</sup>                      |
| $g_c$ = Constante adimensional   | $10^3 \frac{\text{kg}}{\text{kPa m s}^2}$ | $32,2 \frac{\text{lb ft}}{\text{lb f s}^2}$ |
| $\rho_C$ = Densidad del líquido bombeado a condiciones de operación  | kg/m <sup>3</sup>                         | lb/ft <sup>3</sup>                          |
| $F_3$ = Factor que depende de las unidades usadas  | 1   | 144   |

### **i) Cálculo de presión diferencial en la bomba y requerimientos de altura hidráulica:**

La cantidad de energía que la bomba debe ser capaz de suministrar a cada unidad de masa del líquido por conversión en presión se define como requerimiento de cabezal porque las unidades de energía de entrada son equivalentes a las de una columna de líquido.

$$\frac{\text{Energía} \times g_c}{\text{masa} \times g} = \text{cabezal} \quad 4.48$$

Los requerimientos de cabezal se calculan convirtiendo el aumento de presión desde la succión de la bomba a la descarga, en altura de una columna equivalente de líquido bombeado, a las condiciones de bombeo:

$$H = \frac{F_3 \Delta P g_c}{\rho_c g} \quad 4.49$$

Donde:

|   | <b>En unidades<br/>métricas</b>           | <b>En unidades<br/>inglesas</b>             |
|---|---|---|
| H = Cabezal de presión desarrollado por la bomba  | m   | ft  |
| $\Delta P$ = Aumento de presión entre la succión y la descarga<br>de la bomba ( $P_2 - P_1$ ) | kPa                                       | psi   |
| $\rho_c$ = Densidad del fluido a las condiciones de bombeo                                    | kg/m <sup>3</sup>                         | lb/ft <sup>3</sup>                          |
| g = Aceleración de la gravedad  | 9,80665 m/s <sup>2</sup>                  | 32,2 ft/s <sup>2</sup>                      |
| $g_c$ = Constante dimensional   | $10^3 \frac{\text{kg}}{\text{kPa m s}^2}$ | $32,2 \frac{\text{lb ft}}{\text{lb f s}^2}$ |
| $F_3$ = Factor que depende de las unidades usadas   | 1   | 144   |

Las presiones nominales de succión y descarga se usan para el cálculo de presión diferencial y del cabezal. Se debe tomar precaución para presentar el requerimiento de cabezal de la bomba y el NPSH disponible, ambos en términos del líquido bombeado, a las condiciones de bombeo, y no en términos de agua fría.

#### j) Cálculo de presión de descarga:

La presión de descarga requerida es el resultado de la suma de los requerimientos de presión de tres tipos diferentes:

##### 1. Estático, independiente del caudal de flujo:

- a. Presión de operación en el punto donde se controla la presión (normalmente un recipiente) a la cual la bomba está descargando su flujo, o presión atmosférica en el caso de tanques de almacenamiento atmosférico.
- b. La diferencia de elevación entre el nivel de referencia de la bomba y el nivel de líquido del recipiente de descarga (máximo) que suma el cabezal estático a los requerimientos de cabezal de



descarga. Se debe considerar la máxima altura de líquido en el recipiente de descarga para obtener el máximo cabezal de elevación requerido.

## 2. Cinética, dependiente del caudal de flujo:

- a. La caída de presión a través de equipos de procesos.
- b. Boquillas de inyección, algunas veces con caídas de presión altas para atomización, y algunas veces expuestas a ensuciamiento.
- c. Orificios para medición de flujo.
- d. Resistencia en sistemas de tuberías, incluyendo codos, conexiones en T, bridas, válvulas de compuerta y de retención.

## 3. Variable, modulada de acuerdo a los requerimientos de control del proceso:

- a. Válvula de control

Para todos los factores que dependen del caudal de flujo, es necesario calcular la caída de presión para el máximo caudal de flujo deseado. Un valor aproximado de ella se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{NORMAL}} \times \left[ \frac{Q_{\text{MAX}}}{Q_{\text{NOMINAL}}} \right]$$

La presión de descarga de la bomba se calcula a partir de la presión de operación del recipiente de descarga, el cual es el recipiente de destino del fluido bombeado, recipiente de presión controlada o abierto a la atmósfera aguas abajo de la bomba. A la presión del recipiente de descarga debe adicionársele la diferencia de altura entre la bomba y el recipiente expresada en presión, las pérdidas dinámicas del circuito (fricción + aceleración cuando no sean despreciables) y la caída de presión de la válvula de control. Las pérdidas dinámicas incluyen las caídas de presión de líneas, intercambiadores, orificios de restricción y cualquier otro elemento entre la bomba y el recipiente de descarga y deberán ser calculadas mediante los métodos presentados anteriormente, en el aparte acerca de caída de presión en flujo multifásico.

$$P_2 = P_{0 \text{ RECIPIENTE}} + \frac{\rho_C g \Delta H_S}{F_3 g_C} + \Delta P_{\text{DINAMICA}} + \Delta P_{\text{V.C.}} \quad 4.50$$

Donde:

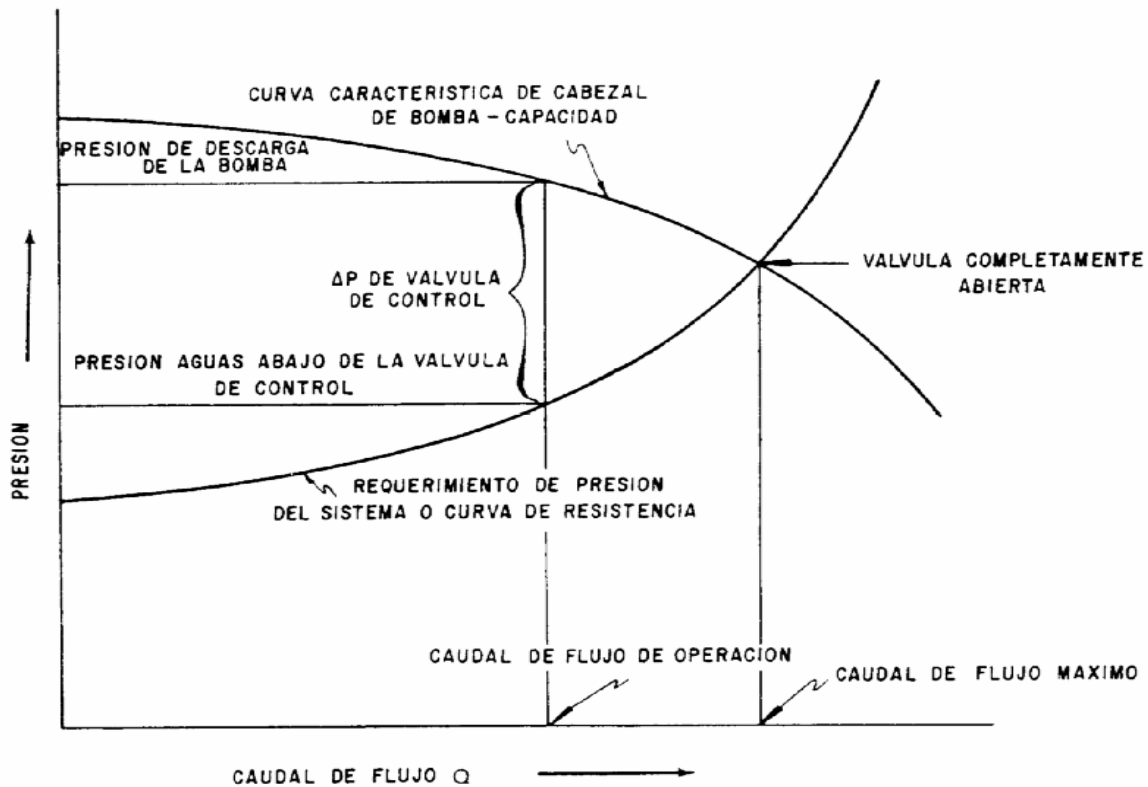
|   | <b>En unidades<br/>métricas</b>            | <b>En unidades<br/>inglesas</b>             |
|---|--|---|
| $P_2$ = Presión de descarga   | kPa  | psi   |
| $P_0$ = Presión de operación del recipiente de descarga.  | kPa  | psi   |
| $\Delta H_S$ = Diferencia de altura entre el nivel de líquido alto del recipiente de descarga y el nivel de referencia de la bomba. | m  | ft  |
| $g$ = Aceleración de la gravedad  | 9,80665 m/s <sup>2</sup>                   | 32,2 ft/s <sup>2</sup>                      |
| $g_c$ = Constante dimensional   | $\frac{10^3 \text{ kg}}{\text{kPa m s}^2}$ | $\frac{32,2 \text{ lb ft}}{\text{lbf s}^2}$ |
| $\rho_C$ = Densidad del líquido bombeado a condiciones de operación   | kg/m <sup>3</sup>                          | lb/ft <sup>3</sup>                          |
| $\Delta P_{\text{DINAMICA}}$ = Caída de presión dinámica de la bomba al recipiente de descarga                                      | kPa  | psi   |
| $\Delta P_{\text{V.C.}}$ = Caída de presión de la válvula de control  | KPa  | psi   |
| $F_3$ = Factor que depende de las unidades usadas   | 1  | 144   |

#### ▪ **Control de flujo de la bomba:**

El caudal de flujo de la gran mayoría de las bombas rotodinámicas se controla con una válvula de control en la línea de descarga. El caudal de flujo de muchas bombas de desplazamiento positivo se controla reciclando una porción del flujo de descarga a la succión de la bomba, con una válvula de control en la línea de reciclo. Para bombas centrífugas, la válvula de control impone una cantidad variable de caída de presión sobre los requerimientos naturales de presión del sistema. Un aumento de la cantidad de caída de presión a través de la válvula de control incrementa la presión de descarga de la bomba, su generación de cabezal y reduce el caudal de flujo. Una disminución en la caída de presión a través de la válvula de control tiene el efecto opuesto. Cuando la válvula de control está completamente abierta, el flujo no está bajo

control, sino que está determinado por la interacción natural de la característica de funcionamiento de la bomba con la resistencia característica del sistema. La función de la válvula de control se ilustra en la figura 4.9. Igualmente, pueden usarse motores de velocidad variable para controlar el flujo de una bomba centrífuga.

FIGURA 4.9 MODULACIÓN DE LA VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO DE BOMBAS ROTODINÁMICAS <sup>[81]</sup>



- **Presión de descarga máxima:**

Esta presión se utiliza para determinar la presión de diseño y es la suma de la presión de succión máxima y la presión diferencial máxima. La máxima presión diferencial para las bombas centrífugas normalmente ocurre a flujo cero (Shut Off) y se asume que es 120% del diferencial nominal basado en la máxima densidad absoluta prevista para el fluido. Si se encuentra que el diferencial máximo es mayor de 120% del diferencial nominal (lo cual es particularmente predominante en bombas de múltiples etapas y de altos caudales de flujo) para la bomba seleccionada, entonces las presiones máximas de descarga y de diseño deberían ser incrementadas de acuerdo a esto. Esto tiende a ocurrir con bombas de caudal alto de flujo debido a las características de impulsores de alta velocidad específica que se utilizan. Por el contrario, las bombas se pueden especificar para tener una presión de disparo a algún nivel menor que 120% del diferencial de modo que se pueda bajar la presión nominal de diseño de las líneas y los intercambiadores de una clasificación a otra. Esto no debería hacerse a menos que se obtenga algún crédito por el hecho de reducir la presión nominal de diseño de las líneas y equipos.

No se debe especificar menos de 110% del diferencial, ya que esto promueve el uso de una curva característica de operación de la bomba tan plana que hace que su funcionamiento sea inestable.

La máxima presión de descarga de una bomba de desplazamiento positivo está determinada por el ajuste de la válvula de seguridad de la descarga.

Típicamente la caída de presión máxima se toma como un 120% de la normal y corresponde a la condición de cero flujo (shut off).

$$P_{2\text{ MAX}} = P_{1\text{ MAX}} + 1,2 \times (P_2 - P_1) \quad 4.51$$

**k) Estimación de:****▪ Presión de diseño:**

La presión de diseño de una bomba se calcula agregando la presión máxima de succión a la diferencia máxima de presión operando a temperatura nominal de bombeo con la densidad absoluta a condiciones nominales. La diferencia máxima de presión para bombas centrífugas se define como el 120% de la diferencia nominal de presión para propósitos de especificaciones de diseño. Si la bomba seleccionada finalmente tiene una capacidad de diferencia máxima de presión mayor que el 120% del valor nominal, entonces el valor de la presión de diseño del cuerpo se debe aumentar apropiadamente. Si la densidad absoluta del fluido está sujeta a cambio, se debe usar la densidad absoluta máxima prevista para computar la presión diferencial a flujo cero (shut off).

**▪ Temperaturas de diseño:**

La temperatura de diseño para las bombas normalmente es especificada con un margen de 28°C (50°F) por encima de la temperatura nominal de bombeo, la cual vendrá dada en este caso por la temperatura del efluente en el cabezal del pozo, a partir de las pruebas de pozo.

**l) Cálculo de tuberías: Espesor de pared:**

Se debe calcular el espesor mínimo requerido para que la tubería soporte la presión de diseño, de manera semejante a tuberías que conducen un solo fluido. Posteriormente se debe seleccionar la tubería de espesor comercial (nominal) adecuado según la indicación de la norma ANSI B36.10, la cual es la más ampliamente utilizada (apéndices B 13 y B 14 del Documento Técnico n° 410 de Crane: “Flujo de Fluidos”).

Es frecuente el uso de la fórmula de Barlow para saber el espesor de pared adecuado:

$$t = \frac{P D}{2S} \quad 4.52$$

La ecuación modificada según ANSI para el caso en estudio está en la norma ANSI B 31.4: “Liquid Petroleum Transportation Piping Systems Code”, y es la siguiente:

$$t_n \geq t_{\min} = \frac{P D_o}{F_1 F'' E'' T'' S''} \quad 4.53$$

Donde:

|  | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|--|---------------------------------|---------------------------------|
| $t_n$ =Espesor nominal de pared, según ANSI B36.10   | mm                              | in                              |
| $t_{\min}$ =Mínimo espesor de pared que satisface los requerimientos de presión más las permisibilidades de corrosión y erosión (no se contempla profundidad de rosca porque se trata de tubería soldada). Las especificaciones de ANSI B31.3 permite al constructor un 12,5% de tolerancia dimensional en el espesor de pared, por lo tanto, divide $t_{\min}$ entre 0,875 antes de escoger el espesor nominal. ANSI B31.4 no considera esto necesario debido a los otros factores de corrección. | mm                              | in                              |
| $P$ = Presión de diseño.   | kPa man.                        | psig                            |
| $D_o$ = Diámetro externo de la tubería   | mm                              | pulg.                           |
| $F''$ = Factor de localización (ANSI B31.8):<br>0,72 para localizaciones a campo travesía (Tipo A)<br>0,60 para áreas cercanas a poblaciones (Tipo B)<br>0,50 para áreas comerciales y residenciales (Tipo C)<br>0,40 para áreas con edificios (Tipo D)<br>ANSI B31.4 contempla el uso de $F''=0,72$ en todo momento.  | adim.                           | adim.                           |

$E''$  = Factor longitudinal de soldadura de ANSI B31.3, Tabla 302.4.3: adim. adim.

1,0 para tubería sin costura.

0,8 para tubería con costura.

$T''$  = Factor de temperatura para acero al carbono (ANSI B31.8): adim. adim.

1,000 para  $T \leq 121,1$  °C (250 °F)

0,967 para  $T = 148,9$  °C (300 °F)

0,933 para  $T = 204,4$  °C (400 °F)

0,867 para  $T = 232,2$  °C (450 °F)

ANSI B31.4 contempla el uso de  $T''=1,0$  para cualquier caso.

$S''$  = Esfuerzo permitido para el material de la tubería: MPa psi

Correspondería al esfuerzo de fluencia del acero al carbono.

Si se sustituye posteriormente por el esfuerzo máximo (para el mismo espesor) se puede obtener la presión de rotura para la tubería (tabla 4.12)

$F_1$  = Factor que depende de las unidades usadas 2.000 2

**Tabla 4.12: Características y propiedades mecánicas a la tensión de algunos aceros al carbono (rolado en caliente):**

| AISI # | Resistencia última | Resistencia de fluencia | Dureza Brinell |
|--------|--------------------|-------------------------|----------------|
|        | MPa (psi)          | MPa (psi)               |                |
| 1020   | 380 (55)           | 210 (30)                | 111            |
| 1040   | 520 (76)           | 290 (42)                | 149            |
| 1045   | 570 (82)           | 310 (45)                | 163            |

### **m) Selección del tipo de bomba a utilizar:**

Ante todo se debe recordar que no existe la misma diversidad de tipos de bombas multifásicas, a diferencia de las bombas tradicionales, en las cuales se dispone de una gran variedad de diseños.

Las bombas de engranajes, lóbulos, paletas flexibles, paletas deslizantes y las rotativas en general presentan un comportamiento similar a las bombas reciprocantes de múltiples cilindros, ya que descargan múltiples cavidades en cada revolución. Esto último no contempla a la bomba de doble tornillo y la de cavidades progresivas, que poseen perfiles de descarga esencialmente sin pulsaciones. Esto las privilegia para aplicaciones multifásicas, donde ya de hecho se espera aparición de pulsaciones por las características del fluido. En consecuencia, tienen comportamiento más estable. Esta es una de las razones por las cuales la bomba de doble tornillo ha sido la opción de desplazamiento positivo más desarrollada para el caso multifásico.

Se observó en el capítulo III que la bomba de pistón presentaba grandes problemas de mantenibilidad debido a la poca duración de los sellos, además de tener mayores requerimientos de potencia. Por otro lado, la bomba de diafragma resultó ser demasiado costosa por las características de la membrana.

Las bombas rotodinámicas en general, siendo el caso más estudiado el de las bombas centrífugas, demostraron ser demasiado ineficientes para fluidos muy viscosos (caso de las segregaciones de crudos pesados y extra pesados, y de las emulsiones crudo-agua para ciertas condiciones de proporción y temperatura); además, las pruebas de la compañía Nuovo Pignone (cap. III) demostraron no poder bombear mezclas multifásicas con GVF mayor a 55%, debido a la caída de la eficiencia. La excepción es la bomba helicoaxial.

Dentro de estas tres opciones (cavidades progresivas o moineau, doble tornillo con succión y descarga central, y helicoaxial tipo barril), analizando el listado de fabricantes, se puede observar que existe poca variedad de modelos de bombas de cavidades progresivas multifásicas (de hecho, solo están registrados dos fabricantes: Moyno y Weir Pumps). El mismo



caso se presenta para la bomba helicoaxial, pero se debe tomar en cuenta que este equipo fue desde su origen diseñado específicamente para servicio multifásico, y Sulzer, ganadora de la licencia de fabricación, cuenta con una amplia variedad de modelos y combinaciones.

Las dos opciones aconsejables resultan ser en consecuencia doble tornillo y helicoaxial, presentando las siguientes características comparativas (además de las propias, ya expresadas en el capítulo 3):

- Son las dos tecnologías más desarrolladas para servicio multifásico.
- La robustez de ambos equipos es similar.
- La gama de tamaños y arreglos para distintas capacidades y condiciones de operación es amplia para ambas ofertas (debe recordarse que para altas capacidades una bomba rotodinámica resultará más económica que una de desplazamiento positivo).
- La disposición de succión y descarga central en la bomba de doble tornillo aumenta la vida de los sellos mecánicos. En la bomba helicoaxial requieren mayor mantenimiento.
- La concepción de la bomba helicoaxial en etapas le permite adaptarse a un amplio rango de requerimientos de presión.
- La bomba helicoaxial, por ser rotodinámica, tiende a manipular mayores caudales para menores tamaños de cuerpo.
- La bomba helicoaxial permite adaptar un tercer grupo intermedio de cojinetes entre las dos etapas centrales, logrando un árbol hiperestático; la bomba de doble tornillo en cambio, tiene mayor tendencia al pandeo debido a que se comporta como una viga con apoyos simples en sus extremos y una carga central (la descarga de líquido). Esta tendencia se incrementa a presiones de descarga mayores a 500 psig.
- Adicionalmente, para la concepción de la bomba helicoaxial en la década de los 90 se tomo en cuenta las características sobresalientes de todos los demás tipos. Por otro lado actualmente es uno de los tipos de bomba multifásica de la cual se posee mayor información por parte del fabricante.

Puede observarse que la bomba helicoaxial tiene ventajas comparativas que la hacen sobresalir sobre otras clases, por lo que se puede asumir que resulta la opción más conveniente desde el punto de vista técnico entre la oferta de bombas multifásicas existente en el mercado.

#### **n) Estimación del punto de trabajo:**

La estimación del punto de trabajo para la bomba multifásica será semejante para el caso de bombas que impulsan un solo fluido, con la salvedad de que debido a las condiciones fluctuantes y extremas de operación, en ocasiones sería conveniente considerar un rango de trabajo entre haces de curvas en función de la presión, caudal total, GVF y características del impulsor y la bomba.

No obstante, para facilitar la escogencia, los fabricantes ofrecen procedimientos de selección alrededor de un punto de trabajo nominal, que pueda abarcar las demás condiciones de operación. Es importante destacar que debido al escaso tiempo en el mercado hay poca disponibilidad de curvas de trabajo. Sulzer presenta un procedimiento simplificado, en base a un grupo de curvas que establece las condiciones nominales de trabajo de la familia de equipos helicoaxiales:

#### **▪ Bomba multifásica helicoaxial Sulzer (2ª generación).**

##### **Rango de rendimiento y procedimiento de selección:**

##### **Propósito y alcances:**

Los principales propósitos de este procedimiento son los siguientes:

- Demostrar las capacidades del rango de bombas multifásicas Sulzer disponible comercialmente para instalación en plataforma o tierra firme.
- Introducir un procedimiento de selección de arreglo de una sola bomba, enfocado en el punto de trabajo nominal. Esto permitirá a los usuarios hacer una selección

---

preliminar del modelo de bomba y estimar la potencia del motor requerido. Este procedimiento consiste en tres pasos:

- Selección inicial del modelo de bomba.
- Verificación de que el incremento de presión requerido esta dentro de la capacidad del modelo de bomba seleccionado.
- Cálculo de la potencia motriz estimada.

**Nota:** El incremento de presión en flujo bifásico depende de muchos parámetros termodinámicos, geométricos y operativos, que no pueden ser cubiertos por este procedimiento simplificado.

Para completar la selección para una aplicación particular, puede necesitarse eventualmente una optimización detallada de la bomba seleccionada por parte de Sulzer, para determinar:

- La geometría óptima para cada etapa individual de la bomba.
- El número de etapas.
- Una predicción precisa del rendimiento.
- Características adicionales de la bomba.

Esta optimización no esta cubierta por este procedimiento.

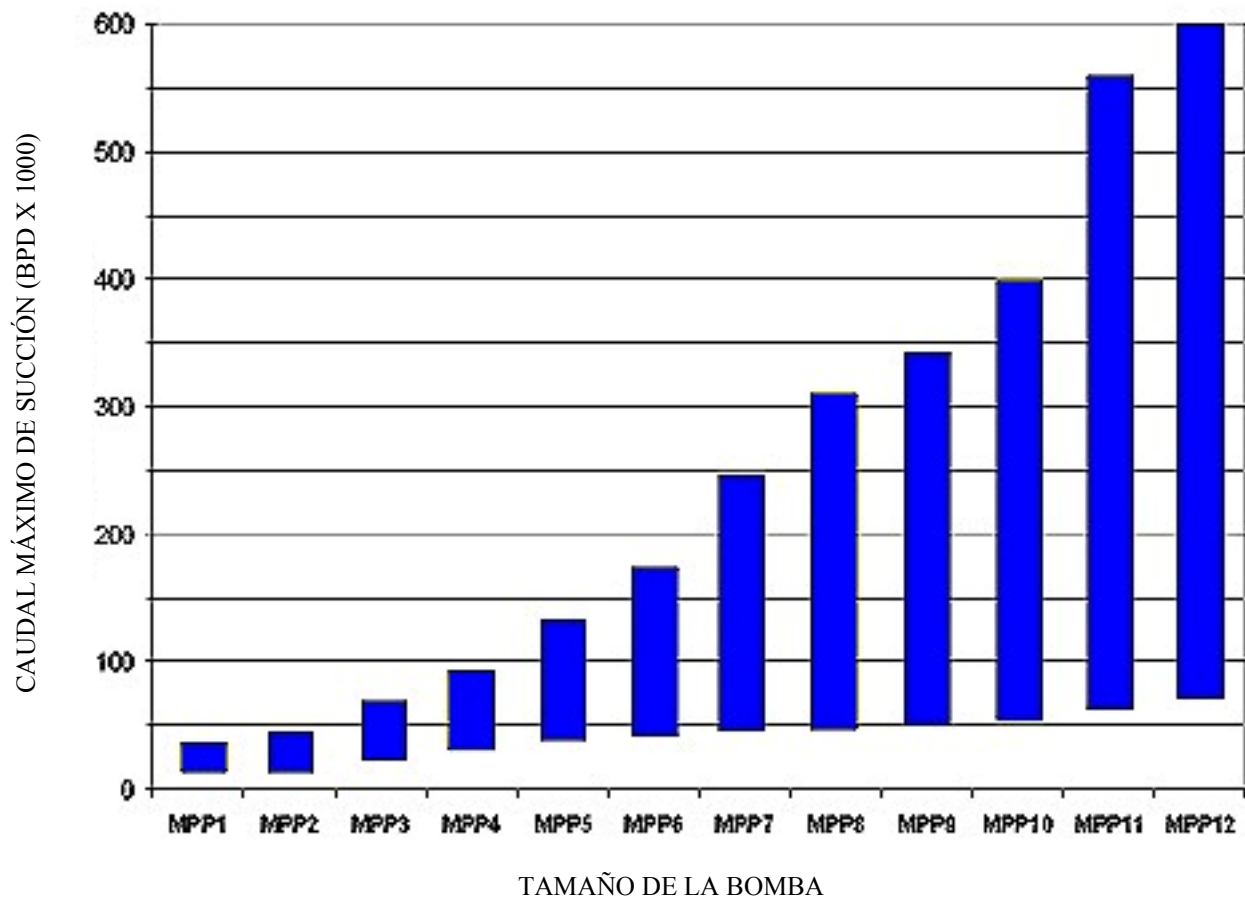
### **Procedimiento de selección:**

#### **Paso 1:**

El caudal volumétrico máximo (petróleo, gas y posiblemente agua) a las condiciones en la succión de la bomba (presión y temperatura) establece el tamaño de la carcasa de la bomba.

La figura 4.10 muestra el máximo caudal volumétrico que puede ser bombeado a determinadas condiciones de succión y a la máxima velocidad para los distintos tamaños estandarizados de bombas.

FIGURA 4.10 MÁXIMO CAUDAL VOLUMÉTRICO A CONDICIONES DE SUCCIÓN. BOMBA HELICOAXIAL <sup>[96]</sup>



Es recomendable disponer de un margen de velocidad para ganar flexibilidad operacional y cobertura para las fluctuaciones de producción del pozo en condiciones reales por encima del punto de diseño y seleccionar el tamaño de la bomba tal que:

$$Q_{\max} = 1,25 \times Q_{\text{diseño}} \quad 4.54$$

El caudal de diseño señalado es el de la instalación, no de la bomba. En conclusión sería:

- Determinar el caudal total nominal (flujómetro o caudalímetro multifásico).
- Determinar el caudal máximo (ecuación anterior).
- Ir a la figura 4.10.
- Seleccionar tamaño de bomba (la primera selección se realiza con el tamaño de bomba más cercano).

**Paso 2:**

El incremento de presión real depende de las propiedades del gas y el líquido, GLR, presión a la succión, n° de etapas, velocidad del extremo del álabe, y caudal.

La figura 4.11 aproxima el máximo incremento de presión alcanzable con un arreglo de una bomba sencilla.

- Se requiere: presión absoluta de succión; presión absoluta requerida de descarga, GLR a las condiciones de succión.
- Calcular relación de presiones:

$$\left[ \frac{P_2}{P_1} \right]_{\text{DISEÑO}} \quad 4.55$$

- Leer en figura 4.11: máxima relación de presiones posible:

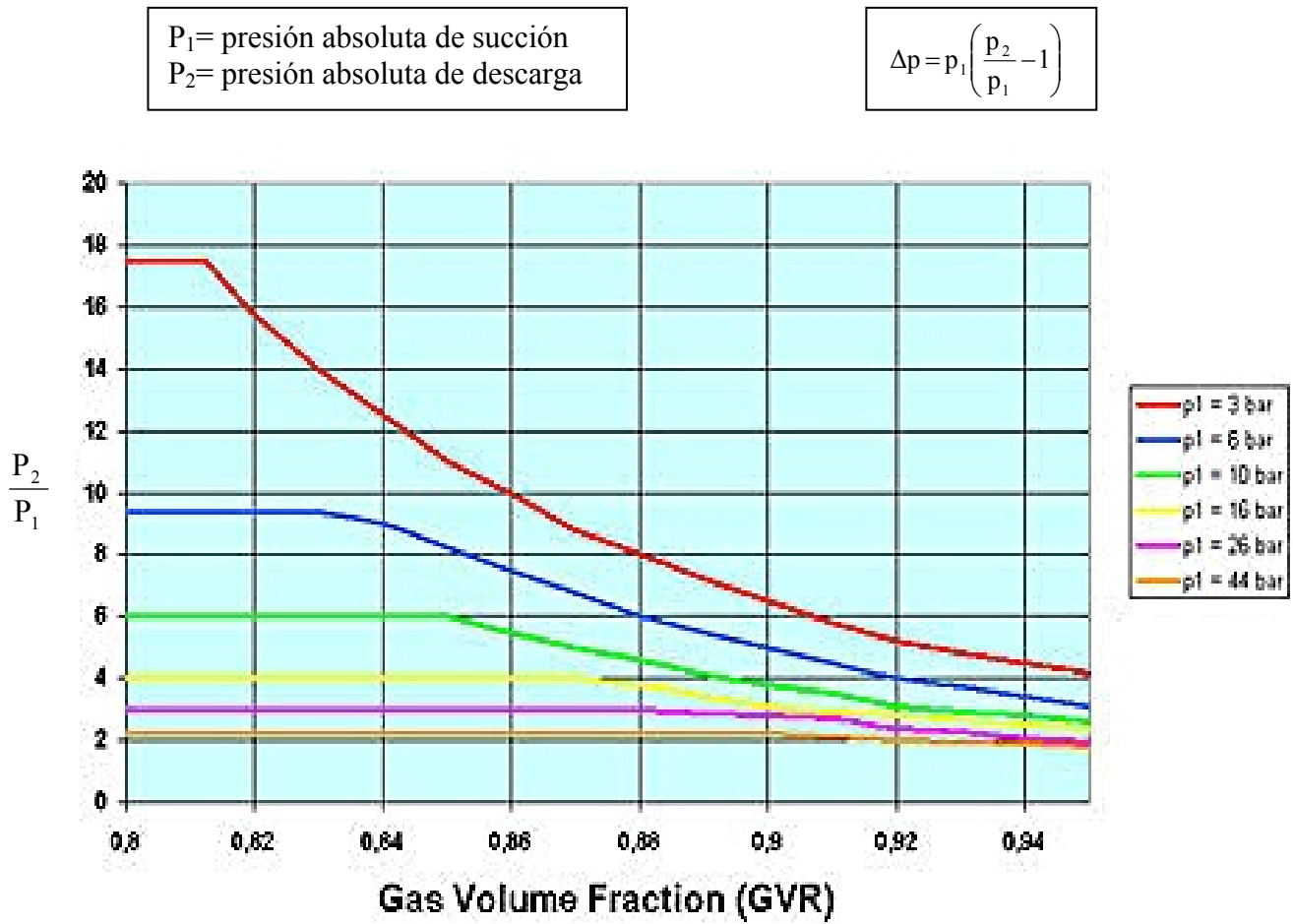
$$\left[ \frac{P_2}{P_1} \right]_{\text{MAX}} \quad 4.56$$

Si ocurre que:

$$\left[ \frac{P_2}{P_1} \right]_{\text{DISEÑO}} \leq \left[ \frac{P_2}{P_1} \right]_{\text{MAX}}$$

Normalmente será posible alcanzar la relación de presiones con un arreglo sencillo de una sola bomba.

FIGURA 4.11 MÁXIMO INCREMENTO DE PRESIÓN DISPONIBLE,  $P_2/P_1$  [96]



**Paso n° 3:**

El procedimiento para el calculo de la potencia estimada para el motor se observa en el punto siguiente (Requerimientos de potencia), para calcular la potencia estimada del accionador, en kilovatios, de manera de completar la selección del equipo.

**▪ Efecto de la viscosidad sobre las curvas de trabajo:**

La alta viscosidad tiene un efecto negativo en el funcionamiento de una bomba rotodinámica. Cuando la viscosidad aumenta, la capacidad de cabezal y la eficiencia disminuyen. Los datos para predecir el efecto de viscosidad se presentan en la figura 4.12. En el caso de servicios para los cuales se requerirán bombas nuevas, el suplidor de la bomba debe tomar en cuenta el cambio de viscosidad para el diseño de la bomba; el diseñador de servicio necesita sólo especificar el rango de viscosidad anticipado.

**o) Requerimientos de potencia:****▪ Potencia hidráulica:**

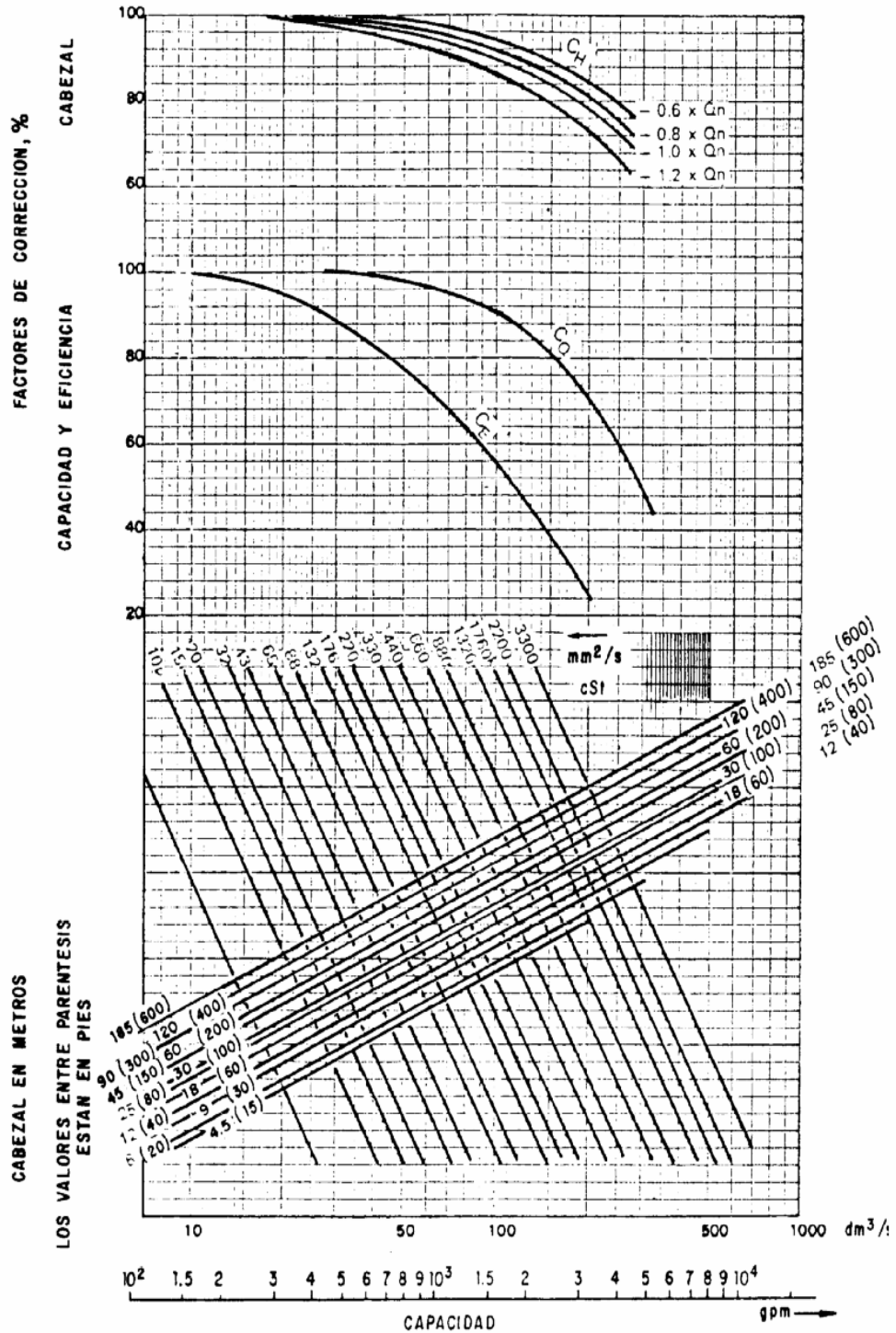
El cálculo de la potencia hidráulica se puede hacer de dos maneras distintas:

En la primera, se puede calcular de manera similar al de una turbomáquina hidráulica, considerando las propiedades de mezcla y el caudal total.

En la segunda, la potencia se considera como la requerida por un sistema en paralelo de una bomba que maneje el caudal líquido y un compresor isotérmico para el gas, debido a la absorción de calor por parte del líquido.

El primer método produce valores mayores de potencia, pero es el enfoque utilizado por la mayoría de los fabricantes debido a que da un factor de seguridad adicional para enfrentar las condiciones de trabajo más exigentes de la operación multifásica.

FIGURA 4.12 FACTORES DE CONVERSION POR VISCOSIDAD EN BOMBAS CENTRIFUGAS [27]





La ecuación de potencia quedaría como sigue:

$$N = \frac{\rho_M Q_T H}{F_1} \times \frac{g}{g_c} \quad 4.57a$$

En función de la presión diferencial del equipo:

$$N = \frac{Q_T \Delta P}{F_2 g_c} \quad 4.57b$$

Donde:

|  | <b>En unidades<br/>métricas</b>                      | <b>En unidades<br/>inglesas</b>             |
|--|--|---|
| N = Potencia hidráulica  | kW   | HP  |
| g = Aceleración de la gravedad (a nivel del mar)   | 9,80665 m/s <sup>2</sup>                             | 32,2 ft/s <sup>2</sup>                      |
| H = Cabezal de presión desarrollado por la bomba   | m  | ft  |
| g <sub>c</sub> = Constante adimensional  | 10 <sup>3</sup> $\frac{\text{kg}}{\text{kPa m s}^2}$ | 32,2 $\frac{\text{lb ft}}{\text{lb f s}^2}$ |
| Q <sub>T</sub> = Q <sub>L</sub> +Q <sub>G</sub> Caudal de flujo volumétrico a condición de operación | dm <sup>3</sup> /s                                   | gpm US                                      |
| ρ <sub>M</sub> = Densidad de mezcla a condiciones de bombeo  | kg/m <sup>3</sup>                                    | lb/ft <sup>3</sup>                          |
| ΔP = Aumento de presión entre la succión y la descarga de la bomba                                   | kPa  | psi   |
| F <sub>1</sub> = Factor que depende de las unidades usadas   | 1x10 <sup>3</sup>                                    | 246.873                                     |
| F <sub>2</sub> = Factor que depende de las unidades usadas   | 1x10 <sup>3</sup>                                    | 1.714                                       |

▪ **Potencia de la bomba (potencia al freno o en el eje):**

La potencia de la bomba vendría dada por:

$$N_{Eje} = \frac{N}{\eta_B} \quad 4.58$$

Donde:

|                                   | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|-----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| $N_{Eje}$ = Potencia al freno     | kW                              | HP                              |
| $\eta_B$ = Eficiencia de la bomba | adimen.                         | adimen.                         |

▪ **Potencia del motor:**

La potencia del motor vendría dada por:

$$N_M = \frac{N_{Eje}}{\eta_M} \quad 4.59$$

Donde:

|                                 | <b>En unidades<br/>métricas</b> | <b>En unidades<br/>inglesas</b> |
|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| $N_M$ = Potencia del motor      | kW                              | HP                              |
| $\eta_M$ = Eficiencia del motor | adimen.                         | adimen.                         |

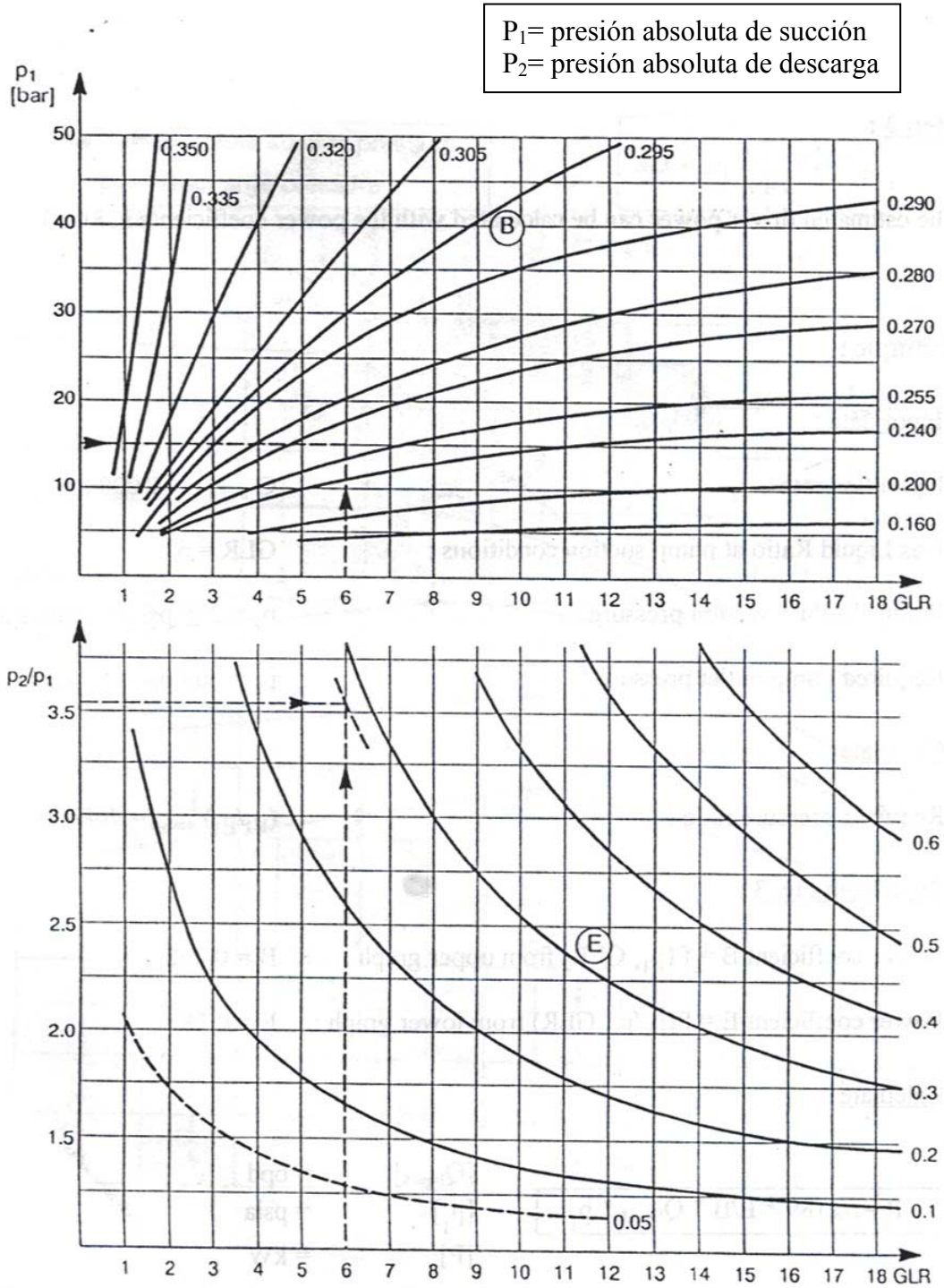
▪ **Potencia del skid:**

La potencia de la instalación podría venir dada directamente por la potencia hidráulica dividida entre los efectos combinados de la eficiencia de la bomba y el motor:

$$N_M = \frac{N}{\eta_M \eta_B} \quad 4.60$$

Sulzer considera que la potencia estimada para el motor puede ser calculada con los coeficientes de potencia en la figura 4.13, según el siguiente procedimiento para sus bombas helicoaxiales, para corregir los efectos del fenómeno multifásico:

FIGURA 4.13 COEFICIENTES DE POTENCIA [99]



Para el cálculo se requiere:

- Caudal volumétrico de líquido, en BPD.
- GLR, en  $\text{sm}^3/\text{m}^3$  o barril/barril.
- Presión absoluta de succión, en psia y bar abs.
- Presión absoluta requerida de descarga, en PSIA o bar abs.

Una vez hallados estos parámetros, calcular la relación de presiones de diseño de la instalación de producción; luego, leer en la figura 4.13:

- Del gráfico superior: Coeficiente de potencia B:
- Del gráfico inferior: Coeficiente de potencia E:

A partir de estos datos, calcular la potencia estimada:

$$N_M = \frac{1}{2189} \frac{E}{B} Q_L P_1 \quad 4.61$$

Donde:

|  |         |
|--|---------|
| $N_M$ = Potencia del motor             | kW      |
| E, B = Coeficientes de potencia        | adimen. |
| $Q_L$ = Caudal de líquido              | BPD     |
| $P_1$ = Presión de succión de la bomba | psia    |

Como resultado se obtiene la potencia estimada para el motor ( $N_M$ ), la cual debe ser corregida según la potencia nominal de los motores disponibles.

El Cameron Hydraulic Data establece que en caso de existir variador de frecuencia, debe tomarse en cuenta su eficiencia. Si combinamos esto con el procedimiento de Sulzer obtenemos:

---

$$N_{\text{skid}} = \frac{N_M}{\eta_{\text{VFD}}} \quad 4.62$$

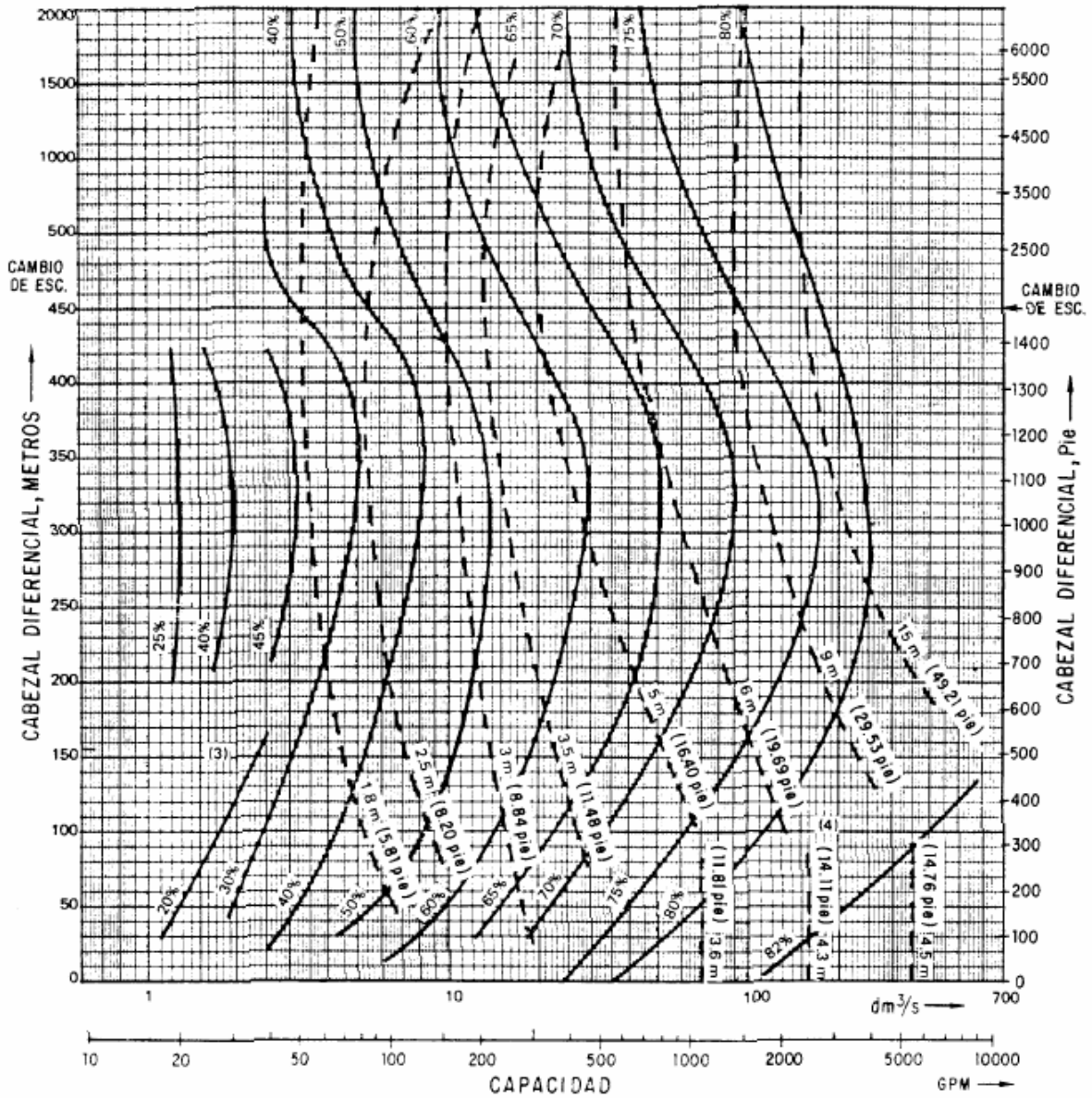
**p) Eficiencia:**

La eficiencia global de la bomba incluye tres categorías de pérdida: hidráulica, volumétrica y mecánica. Las pérdidas mecánicas son muy pequeñas con respecto a las pérdidas hidráulicas y volumétricas. Ciertos autores y empresas agrupan las pérdidas volumétricas dentro de las pérdidas hidráulicas, planteando la especificación de una sola eficiencia (tal es el caso de PDVSA).

Las pérdidas hidráulicas son una parte tan grande de las pérdidas totales que las eficiencias hidráulica y global con frecuencia se pueden intercambiar para propósitos de diseño de servicio de bombas; esto facilita el proceso de especificación del equipo.

En las figuras 4.14 a y b se presentan valores de eficiencia para ser usados en cálculos de potencia y para estimados de flujo mínimo permisible, pero debe tomarse en cuenta que estos son valores planteados para bombas centrífugas en flujo estable y estado estable, operando con un solo fluido (agua).

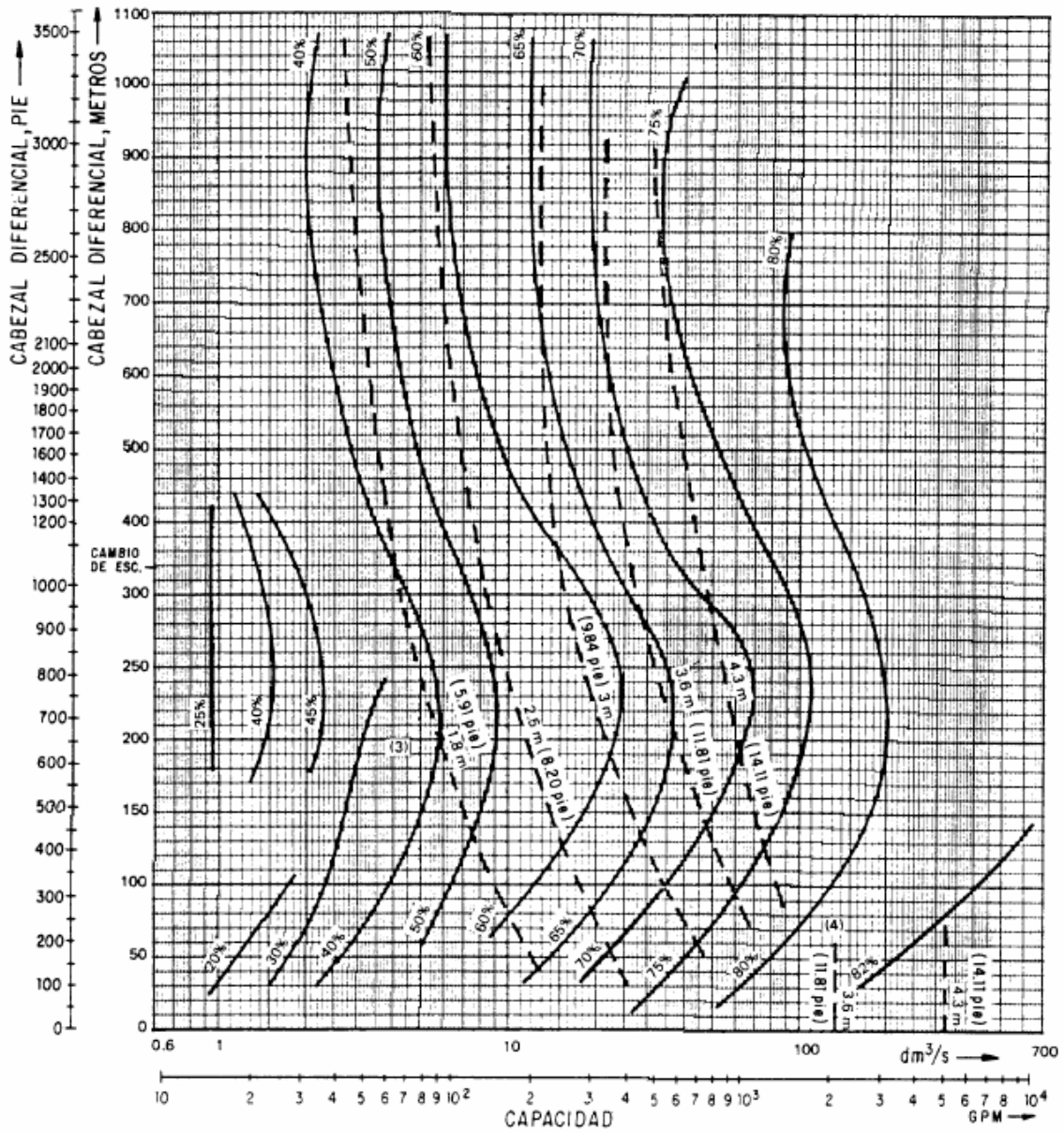
FIGURA 4.14a DATOS DE FUNCIONAMIENTO DE BOMBAS CENTRIFUGAS  
VELOCIDADES DE MOTOR DE 60 Hz [81]



NOTAS:

1. La eficiencia está en %.
2. El  $CNSP_R$  ( $NPSH_R$ ) está en metros y en pies.
3. No suponga un  $CNSP_R$  ( $NPSH_R$ ) menor que 1,83 m (6 ft) sin consultar con un especialista de maquinas.
4. La discontinuidad en el  $CNSP_R$  ( $NPSH_R$ ) en esta región se debe al cambio en la velocidad de la bomba de 30 a 60 rps. (1.750 a 3.550 rpm).

FIGURA 4.14b DATOS DE FUNCIONAMIENTO DE BOMBAS CENTRIFUGAS  
VELOCIDADES DE MOTOR DE 50 Hz [81]



1. La eficiencia está en %.
2. El  $CNSP_R$  ( $NPSH_R$ ) está en metros y en pies.
3. No suponga un  $CNSP_R$  ( $NPSH_R$ ) menor que 1,83 m (6 ft) sin consultar con un especialista de maquinas.
4. La discontinuidad en el  $CNSP_R$  ( $NPSH_R$ ) en esta región se debe al cambio en la velocidad de la bomba de 30 a 60 rps. (1.750 a 3.550 rpm).

#### q) **Accionamiento:**

**Motor eléctrico de velocidad fija:** Solo se podría utilizar en condiciones de operación muy estables, en combinación con bomba helicoaxial, debido a la capacidad autorregulativa de esta bomba (cuando se usa tanque buffer). Resultaría la opción más económica, pero es la menos recomendable para la mayoría de los casos, debido a la pérdida de rendimiento de la bomba al fluctuar las condiciones de operación, inclusive hasta resultar inoperante la máquina.

**Motor eléctrico de velocidad variable:** Es la opción más recomendable para la mayoría de los casos, ya que presenta gran adaptabilidad para las condiciones cambiantes de proceso, protege el equipo y mantiene la eficiencia de la unidad en un valor alto, disminuyendo el costo de operación. Su gran desventaja es el alto costo del variador de frecuencia (VFD), normalmente mayor que el motor solo, aumentando en forma a veces considerable la inversión inicial. Como ventaja adicional se debe tomar en cuenta que la transportabilidad del skid con motor eléctrico es mayor que con la opción de turbina a gas; la instalación es mucho más sencilla y la mantenibilidad aumenta, con el correspondiente incremento de la confiabilidad y disponibilidad del equipo.

**Turbina a gas:** Es una opción mucho más económica que la anterior cuando existe la necesidad de variar las rpm de la bomba; no se ha acostumbrado su uso debido a varias razones: la necesidad de suplir gas combustible, que en el caso de las bombas multifásicas debe ser traído desde una estación de separación; la menor transportabilidad; las complicaciones inherentes a la instalación debido a los servicios de la turbina y principalmente la menor confiabilidad de la turbina ante el motor eléctrico por su menor mantenibilidad.

La turbina a gas resulta adecuada para impulsar bombas de crudo en estaciones de separación ya que el gas es una energía más barata que la electricidad y está disponible en sitio; se utilizan en los trenes de bombeo en combinación con motores eléctricos en algunas unidades, para aumentar la disponibilidad de toda la instalación.



---

En consecuencia, la opción más recomendable es la segunda: motor eléctrico con variador de frecuencia.

Algunos fabricantes recomiendan el uso de acoples de fluido como parte del accionamiento, para proteger a la bomba de esfuerzos excesivos ante torques muy grandes.

**r) Determinación de necesidad de repuestos:**

La redundancia de 100% (una unidad completa de bombeo multifásico de respaldo por cada unidad instalada) es poco probable, debido al alto costo de los equipos; de hecho, en las instalaciones existentes la práctica común es contar exactamente con el número de unidades requerido; esto trae como consecuencia que la confiabilidad de los equipos debe ser lo más alta posible.

Para garantizar la alta confiabilidad y disponibilidad, es necesario contar con suficientes repuestos para disminuir al mínimo los tiempos de parada y reparación, especialmente de las partes desgastables, haciendo especial énfasis en los sellos mecánicos, que usualmente son las piezas que más tienden a fallar.

Para conocer la dotación de repuestos requerida, lo más conveniente será consultar las recomendaciones del proveedor.

**s) Otros requerimientos:**

▪ **Condiciones de arranque:**

Las condiciones de arranque algunas veces difieren de una forma tan significativa de las condiciones nominales que afectan el funcionamiento de la unidad de bombeo. La experiencia ha demostrado que el diseño para condiciones de arranque anormales generalmente es innecesario. Usualmente se pueden aplicar mecanismos para realizar las operaciones de arranque necesarias sin requerir inversiones en instalaciones adicionales. Por esta razón, el diseño para las

condiciones de arranques normalmente no se recomienda a menos que existan circunstancias muy especiales.

▪ **Selección y especificación de materiales:**

El método normal de seleccionar y especificar materiales de construcción para bombas es usar los “Hydraulic Institute Standards” para la selección de materiales y el sistema de código de API 610 para reportar los requerimientos en las especificaciones de diseño. Si el API 610 no tiene un código que incluya los materiales deseados, estos deben ser especificados individualmente. En el caso de bombas multifásicas, la combinación típica es la construcción del cuerpo en acero de alto carbono (por las altas presiones y por las fluctuaciones de proceso), y todas las partes húmedas de acero inoxidable, debido a las características del fluido de bombeo (componentes corrosivos y sólidos en suspensión). Para condiciones de trabajo muy agresivas se recomienda endurecimiento superficial de las partes sometidas a desgaste.

Finalmente, al solicitar el skid al fabricante debe tomarse en cuenta los siguientes puntos: necesidad de tanque buffer (recipiente a presión según código ASME), peso del skid más los accesorios y servicios y área que ocupa, para propósitos de localización, sobretodo en plataforma (offshore).

#### **4.4 ESTUDIO DE COSTOS:**

##### **4.4.1 Estación de flujo:**

**a) Inversión:**

El costo total instalado ( $C_{TI}$ ) de la estación de flujo, o costo de capital, viene dado por la siguiente ecuación.

$$C_{TI} = 266,72 \times (Q_L)^{0,40} \quad 4.63$$

Donde:

|  |               |
|--|---------------|
| $C_{TI}$ : Costo total instalado:              | MMBs.         |
| $Q_L$ : Capacidad o producción de la estación: | MBPD          |
| Fecha base:                                    | Marzo 1995.   |
| Paridad cambiaria:                             | 84,68 Bs/US\$ |
| Construida en el país.                         |               |

**b) Alcance:**

El alcance de los costos de capital incluye:

- Suministro y fabricación de equipos.
- Suministro de materiales a granel.
- Transporte y nacionalización de equipos y materiales.
- Transporte local de equipos y materiales.
- Construcción de la estación.
- Servicios de ingeniería, gerencia y procura.
- Servicios de gerencia de construcción.
- Repuestos de arranque y dos años de operación.
- Facilidades temporales.
- Prueba y arranque de la planta.

En la estimación de los costos de capital se considera únicamente los costos asociados al límite de batería interno (área de proceso). Los costos de capital de trabajo tales como materia prima para el arranque y primer mes de operación, entrenamiento de personal, etc., no se incluyen en el alcance de los costos. Tampoco se considera el valor del terreno, ni el costo de las

facilidades anexas tales como subestación eléctrica, carreteras de acceso y otros servicios, ya que estos dependen de las condiciones particulares donde será instalada la estación de flujo.

### c) Estructura de costos:

La estructura de costos utilizada para estimar el costo total de la estación de flujo, esta dada por el peso porcentual de cada uno de los renglones en relación al costo total. Se presenta la estructura de costos de la estación de flujo:

**Tabla 4.13: Estructuras de costos estación de flujo:**

| Descripción                              | % Componente<br>importado | % Componente<br>nacional | %<br>Costo total |
|--|---------------------------|--------------------------|------------------|
| <b>Equipos principales:</b>              |                           |                          |                  |
| Recipientes                              | 0,64                      | 12,14                    | 12,78            |
| Calentadores                             | 0,58                      | 5,26                     | 5,84             |
| Bombas                                   | 2,63                      | 6,13                     | 8,76             |
| Sub-total equipos                        | <b>3,85</b>               | <b>23,53</b>             | <b>27,38</b>     |
| Sub-total materiales                     | <b>5,86</b>               | <b>12,54</b>             | <b>18,40</b>     |
| <b>Construcción:</b>                     |                           |                          |                  |
| Preparación de sitio                     |                           | 6,56                     | 6,56             |
| Erección de equipos mayores              |                           | 5,83                     | 5,83             |
| Prefabricación e instalación de tuberías |                           | 5,67                     | 5,67             |
| Obras civiles                            |                           | 7,42                     | 7,42             |
| Instrumentación                          |                           | 3,73                     | 3,73             |
| Electricidad                             |                           | 1,22                     | 1,22             |
| Acabados                                 |                           | 2,77                     | 2,77             |
| Sub-total construcción                   |                           | <b>33,20</b>             | <b>33,20</b>     |
| <b>Costos indirectos:</b>                |                           |                          |                  |
| Facilidades temporales                   |                           | 4,68                     | 4,68             |
| Ingeniería de procura y construcción     |                           | 10,39                    | 10,39            |
| Repuestos                                |                           | 0,92                     | 0,92             |
| Nacionalización y transporte             |                           | 3,89                     | 3,89             |
| Seguros                                  |                           | 1,14                     | 1,14             |
| Sub-total costos indirectos              |                           | <b>21,02</b>             | <b>21,02</b>     |
| <b>TOTAL</b>                             | <b>9,71</b>               | <b>90,29</b>             | <b>100,00</b>    |

### d) Actualización de curva y formula escalatoria:

Los costos en la actualidad son parámetros dinámicos que varían en el tiempo. Con el objetivo de mantener la curva actualizada se propone la siguiente fórmula escalatoria:

$$C_{\pi_N} = C_{\pi_0} \left[ 0,30 (EQN_N / EQN_0) + 0,16 (MATN_N / MATN_0) + 0,42 (CON_N / CON_0) \right. \\ \left. + (0,05 (EQI_N / EQI_0) + 0,07 (MATI_N / MATI_0)) Bs/US\$_N / Bs/US\$_0 \right] \quad 4.64$$

Donde:

- EQN: Índice para equipos nacionales. (Renglón “Fabricación de productos metálicos, maquinaria y equipos”. Cuadro I.1.4. Índice de precios a nivel de productor. Sector industria manufacturera privada (Base 1984=100) hasta 1997 y Cuadro I.1.5 Industria manufacturera privada. Índice de precios Laspeyres de la producción (Base 1997=100) desde 1998. Anuario de estadísticas de precios y mercado laboral. BCV.)
- EQI: Índice para equipos importados. (Refinery inflation index. Nelson-Farrar cost-index. Refinery construction. Oil & Gas Journal).
- MATN: Índice para materiales nacionales. (Índice general de precios a nivel de productor para insumos de la construcción. Cuadro I.1.6. Anuario de estadísticas de precios y mercado laboral. BCV).
- MATI: Índice para materiales importados (Miscellaneous equipment average. Nelson-Farrar cost-index. Refinery construction. Oil & Gas Journal).
- CON: Índice para construcción. (Índice general de precios a nivel de consumidor para el área metropolitana de Caracas clasificada por grupo. Cuadro IV.7. Boletín de indicadores semanales. BCV).
- Bs/US\$: Paridad cambiaria. (Tipos de cambio referenciales. Precio de venta al cierre. Cuadro II.5. Anuario de balanza de pagos. BCV).
- N: Fecha en la cual se desea obtener el costo de la estación de flujo.
- O: Fecha periodo anterior.

PDVSA considera como fecha base marzo de 1993 y los siguientes indicadores para iniciar el cálculo: MATN= 832,3; EQN= 765,8; CON= 1158,4; Bs/US\$= 84,68; MATI= 836,3; EQI= 1297,4.

En el caso de que se desee obtener “e”; costo a valor presente, se recomienda utilizar desde el inicio del periodo los indicadores emitidos por el Banco Central de Venezuela (Estadísticas de precios y mercado laboral) e índice de Nelson-Farrar (Oil & Gas Journal). Para

llevar el costo a valor futuro se recomienda utilizar los índices de inflación anuales de materiales, equipos, labor y tasa de cambio emitidos por PDVSA.

Debe considerarse que aunque PDVSA realice el cálculo directamente del año actual contra el año base, es recomendable realizar el cálculo como un flujo de caja, año a año, para acumular adecuadamente los efectos de las fluctuaciones de la economía..

**e) Costos de operación ( $C_{OP}$ ):**

Esta componente de costos estará formada por dos elementos (los costos conexos, como costos administrativos, por ejemplo, son despreciables para este tipo de instalación):

$$C_{OP} = C_{EU} + C_{GAS} + C_M \quad 4.65$$

- Costo de energía eléctrica utilizada ( $C_{EU}$ ): Aplicando una base anual:

$$C_{EU} = \frac{cu_{eu} N_{bomb} \times 8760 \text{ horas/año}}{10^6} \quad 4.66 a$$

- Costo del gas utilizado (calentador de petróleo) ( $C_{GAS}$ ): Aplicando una base anual

$$C_{GAS} = \frac{0,031536 \times N_{calentador} \times cu_{gas1}}{SG_{gas} \times EC_{bajo} \times \rho_{aire}} \quad 4.66 b$$

O mediante la fórmula:

$$C_{GAS} = N_{calentador} \times cu_{gas2} \times Bs / US\$ \times \frac{8760}{10^6} \quad 4.66 c$$

Donde:

|   |                     |              |
|---|---------------------|--------------|
| $C_{OP}$ : Costo de operación:                                      | MMBs./año           |              |
| $C_{EU}$ : Costo de la energía eléctrica utilizada:                 | MMBs./año           |              |
| $C_{GAS}$ : Costo del gas utilizado:                                | MMBs./año           |              |
| $C_M$ : Costo de mantenimiento:                                     | MMBs./año           |              |
| $N_{calentador}$ : Generación de calor instalada:                   | kW                  | (Ec. 4.66 b) |
|   | MMBtu/h             | (Ec 4.66 c)  |
| $N_{bomb}$ : potencia de bombeo instalada:                          | kW                  |              |
| $cu_{gas1}$ : costo del gas utilizado por unidad de volumen:        | Bs/sm <sup>3</sup>  |              |
| $cu_{gas2}$ : costo del gas utilizado por unidad de calor generado: | US\$/MMBtu          |              |
| $EC_{bajo}$ : poder calorífico bajo del gas natural:                | kJ/kg               | (Ec. 4.66 b) |
|   | Btu/ft <sup>3</sup> | (Ec. 4.66 c) |
| $cu_{eu}$ : costo unitario de la energía utilizada:                 | Bs. / kW h          |              |

- Costo de mantenimiento ( $C_M$ ): Repuestos y labores de mantenimiento. En nuestro caso, los repuestos para los dos primeros años de operación están incluidos en el costo total instalado. No se toman en cuenta otros costos de mantenimiento.

#### 4.4.2 Estación de bombeo multifásico:

##### a) Costo total instalado del skid de bombeo multifásico ( $C_{TI}$ ):

Debido a que el skid de bombeo sería un equipo integral, y debido a que los suplidores suelen trabajar bajo el esquema de proyectos llave en mano, el costo de capital o costo total instalado de la bomba multifásica vendría dada por el listado de costos de proveedores de bombas multifásicas.

La información dada a continuación, cedida gentilmente por el fabricante, es aproximada y sirve para fines de presupuesto preliminar. El precio ha sido basado en:

- Diseño de la bomba MPP de acuerdo con API 610, incluyendo sello mecánico, acople y guarda, sistemas de lubricación y sello, motor eléctrico, instrumentación y base o patín, todo considerado para áreas peligrosas.
- Accionador con variador de frecuencia (VFD), cabina de bajo voltaje, monitoreo y sistema de control, adecuado para área segura.
- Transporte, instalación y trámites idénticos al de bombas convencionales.

**Tabla 4.14: Datos actualizados de las bombas multifásicas MPP de Sulzer (2003):**

**RANGOS Y CAPACIDADES DE LA SULZER MPP**

|               | Flujo total<br>mínimo en la<br>succión de la<br>bomba<br>bpd | Flujo total<br>máximo en la<br>succión de la<br>bomba<br>bpd | Mínima<br>presión de<br>succión<br>psig | Máximo<br>incremento<br>de presión<br>psi | Máxima<br>presión de<br>descarga<br>psig | Precio<br>aproximado<br>presupuestado<br>EUR |
|---------------|--|--|---|---|--|--|
| <b>MPP 1</b>  | 15.000   | 20.000   | 30                                      | 800                                       | No limitado                              | 300.000                                      |
| <b>MPP 2</b>  | 20.000   | 25.000   | 30                                      | 900                                       |  | 380.000                                      |
| <b>MPP 3</b>  | 25.000   | 40.000   | 30                                      | 1.000                                     |  | 580.000                                      |
| <b>MPP 4</b>  | 30.000   | 65.000   | 30                                      | 1.100                                     |  | 880.000                                      |
| <b>MPP 5</b>  | 35.000   | 100.000  | 30                                      | 1.200                                     |  | 1.270.000                                    |
| <b>MPP 6</b>  | 40.000   | 145.000  | 30                                      | 1.300                                     |  | 1.750.000                                    |
| <b>MPP 7</b>  | 45.000   | 200.000  | 30                                      | 1.400                                     |  | 2.315.000                                    |
| <b>MPP 8</b>  | 50.000   | 260.000  | 30                                      | 1.400                                     |  | 2.490.000                                    |
| <b>MPP 9</b>  | 55.000   | 325.000  | 30                                      | 1.400                                     |  | 3.045.000                                    |
| <b>MPP 10</b> | 60.000   | 390.000  | 30                                      | 1.300                                     |  | 3.650.000                                    |
| <b>MPP 11</b> | 65.000   | 490.000  | 30                                      | 1.200                                     |  | 4.310.000                                    |
| <b>MPP 12</b> | 70.000   | 600.000  | 30                                      | 1.100                                     |  | 5.015.000                                    |

Información suministrada por el Ing. Jean-Michel Oddo de Sulzer Pompes – Francia.



**Costos de operación (C<sub>OP</sub>):**

El análisis será similar al realizado para la estación de flujo, considerando costo de la energía eléctrica y costo de mantenimiento solamente, este último según consideraciones de los proveedores.

**4.5 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONOMICA: RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN:****a) Bases económicas de evaluación de los sistemas:**

Una evaluación económica debe indicar cual es la solución óptima de las alternativas consideradas y a la vez deben establecer la factibilidad económica de cada solución propuesta.

Para conocer cual es la solución óptima se analizan los costos y beneficios de cada alternativa y se compara el flujo de ambos en función del tiempo.

Se considera una tasa de descuento o actualización “i”; los beneficios y costos actualizados se determinan utilizando las siguientes fórmulas:

$$C_{ACT} = \sum \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad 4.67$$

$$B_{ACT} = \sum \frac{B_n}{(1+i)^n} \quad 4.68$$

---

$C_{ACT}$  y  $B_{ACT}$  corresponden a costo y beneficio actual respectivamente, y  $n$  es el número de años de vida del proyecto al momento del cálculo.

- **Flujo efectivo:**

Se determina con los ingresos y egresos que genera un proyecto. Este es el primer cálculo que se realiza en la evaluación económica y de él depende la exactitud de los resultados.

La base de cálculo de rentabilidad a los niveles requeridos es la ganancia neta de un proyecto, la cual se determina a partir de los ingresos y egresos que él genere.

- **Ingresos:**

Son los beneficios que genera un proyecto de inversión, determinado por el valor de las ventas potenciales programadas de petróleo crudo, gas y derivados. Los ingresos deben considerar los siguientes parámetros:

- **Ventas de exportación:** Se multiplica el volumen estimado de producto que genere el proyecto por el precio de exportación correspondiente.
- **Valor de rescate:** Corresponde al valor estimado de la inversión al final del horizonte económico. Puede ser equivalente a un valor de mercado, valor interno o valor de chatarra esperado. La estimación del valor de rescate debe ser conservadora. El valor de chatarra generalmente es poco significativo para la evaluación.

- **Egresos:**

- **Inversión inicial:** Es el costo total del proyecto en evaluación. Incluye el estudio de factibilidad, costos de ingeniería, adquisición de materiales y equipos, sistemas de instrumentación, construcción, transporte e instalación de las plantas.

- **Costos de operación y mantenimiento:** Incluye todos los costos de funcionamiento y mantenimiento tanto preventivo como correctivo necesarios para el proyecto. Para estimar estos datos se recomienda:
  - Hacer un análisis del comportamiento histórico de los costos de proyectos similares ya instalados.
  - Aplicar técnicas de predicción para redondear la variación de las estimaciones.
  - Utilizar la información de los procedimientos y normas existentes en la industria para determinación de costos.

**b) Fórmula de Cálculo:**

▪ **Valor presente neto (VPN):**

Es el valor actual de los ingresos y egresos para un periodo de tiempo determinado. Si el valor presente neto es mayor que cero, la inversión es recuperada a la tasa de retorno establecida, en el periodo considerado como horizonte económico.

El método VPN consiste en actualizar los flujos futuros que genera un proyecto y compararlos con la inversión inicial. Si los flujos futuros actualizados resultan mayores que la inversión inicial entonces el proyecto es viable.

El valor presente neto (VPN) tiene la siguiente representación matemática:

$$VPN = C_{TI} + \sum_{n=1} (A_n \times \text{FACTOR}) \quad 4.69$$

Donde:

VPN = Valor presente neto.

$C_{TI}$  = Inversión inicial, representada por el costo total instalado.

$A_n$  = Flujo efectivo en el periodo.

$n$  = Número de periodos de vida del proyecto (años).

$i$  = Tasa mínima atractiva de retorno.

FACTOR= Factor adecuado de ingeniería económica.

En el caso del factor, debe diferenciarse entre dos categorías: aquellos flujos de caja que sean abonados una vez en todo el periodo, y aquellos que sean abonados anualmente:

Inversión inicial: consistiría en un egreso y sería abonada al inicio del periodo; por ser hecha en el momento presente, no estaría multiplicada por factor alguno.

Costo de operación: también resultaría ser un egreso, y sería abonado anualmente; debe ser multiplicado por el factor “valor presente serie uniforme” o FVPSU, el cual es:

$$FVPSU = \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad 4.70$$

O en notación simplificada, de manera de buscarlo en tablas de interés en cualquier texto de ingeniería económica:

$$FVPSU = \left( P/A, i\%, n \right) \quad 4.71$$

Ventas de exportación: Sería el principal ingreso a recibir; como para fines comparativos nuestro estudio considera la misma producción para ambas instalaciones, en ambos casos se recibirían los mismos ingresos brutos por ventas, de tal manera que no es necesario incluir este término.

Valor de rescate: El valor de rescate también es un ingreso, con la salvedad de que sería abonado al final del periodo. En este caso debe ser empleado el factor “valor presente pago único”, o FVPPU, el cual viene dado por la siguiente fórmula:

$$FVPPU = \left[ \frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad 4.72$$

La notación simplificada sería:

$$FVPPU = \left( P/F, i\%, n \right) \quad 4.73$$

Estableciendo una convención de signos para ingresos y egresos, resulta conveniente indicar los egresos como flujo positivo, y los ingresos negativos. Es importante recordar que el valor de rescate no siempre está disponible; usualmente es pequeño y se puede despreciar para el análisis económico.

- **Tasa mínima atractiva de retorno (i):**

Para el cálculo del valor presente neto los flujos se descuentan a una tasa mínima atractiva de retorno. Como se puede notar en la ecuación, el VPN es inversamente proporcional a dicha tasa.

Para el caso petrolero, PDVSA establece una tasa mínima fija. Conforme a los lineamientos financieros vigentes para la elaboración de los planes a mediano plazo, la tasa de retorno exigida por la estatal petrolera es de 10% anual.

- **Horizonte económico y vida útil:**

El horizonte económico es el periodo determinado para la evaluación económica de un proyecto de inversión; está vinculado además con la vida técnica útil probable del activo. No se debe establecer un horizonte demasiado extenso porque las estimaciones de flujo efectivo se dificultan por el desconocimiento de las variables económicas en un tiempo muy lejano.

Es importante diferenciar el horizonte económico de la vida útil, ya que el primero es el periodo establecido para la evaluación económica del proyecto de inversión, y la vida útil es el

periodo estimado de servicio y operación de la inversión y es la base del cálculo de la depreciación. La vida útil de un proyecto nunca puede ser menor que el horizonte económico.

#### **4.6 CÁLCULOS Y CARTAS COMPARATIVAS:**

##### **4.6.1 Parámetros de operación planteados para el estudio:**

- Presión.
- Temperatura.
- Caudal.
- Densidad.
- °API.
- Viscosidad.
- % Sólidos.
- % Impurezas.
- Corte de agua (WC).
- Relación gas-líquido (GLR).
- Relación gas-petróleo (GOR).
- Fracción de vacío (GVF).
- Distancia promedio.
- Otros.

**Tabla 4.15: Datos representativos de crudos venezolanos:**

| <b>ORGANIZACIÓN FINAL DE DATOS DE CRUDO PARA CÁLCULO:</b> |             |                                    |                            |                                  |  |                             |                            |                        |                                  |
|---|-------------|------------------------------------|----------------------------|----------------------------------|--|-----------------------------|----------------------------|------------------------|----------------------------------|
| <b>CRUDO</b>  | <b>TIPO</b> | <b>PROCEDENCIA</b>                 | <b>GRAVEDAD<br/>A.P.I.</b> | <b>PROFUNDIDAD<br/>(m.b.n.m)</b> | <b>TEMPERATURA<br/>(°C)(Tamb=28°C)</b> | <b>VISCOSIDAD<br/>(SSU)</b> | <b>Corte de<br/>Agua %</b> | <b>GOR<br/>scf/bbl</b> | <b>R<sub>s</sub><br/>scf/bbl</b> |
| Boscán  | Pesado      | Zulia (Costa Occidental)           | 10,1                       | 2440                             | 109,33                                 | 90000 (100 °F)              | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Lagunillas  | Pesado      | Zulia (Costa Oriental)             | 18                         | 1064                             | 63,47                                  | 1000 (100 °F)               | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Bachaquero  | Pesado      | Zulia (Costa Oriental)             | 14                         | 1237                             | 69,23                                  |                             | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Ceuta   | Liviano     | Zulia (Centro Lago)                | 33,8                       | 4288                             | 170,93                                 | 45 (210 °F)                 | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Guara   | Mediano     | Anzoátegui (Área Mayor de Oficina) | 24,5                       | 1524                             | 78,80                                  | 188 (100 °F)                | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Budare  | Liviano     | Anzoátegui (Área Mayor de Oficina) | 31,5                       | 2800                             | 121,33                                 | ---                         | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Guara   | Liviano     | Anzoátegui (Área Mayor de Oficina) | 37,7                       | 1524                             | 78,80                                  | ---                         | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Zumo  | Pesado      | Anzoátegui (Área Mayor de Oficina) | 17,9                       | 2800                             | 121,33                                 | ---                         | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Sta. Rosa   | Condensado  | Anzoátegui (Área Mayor de Anaco)   | 45                         | 2591                             | 114,37                                 | 34 (100 °F)                 | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Piritál   | Liviano     | Anzoátegui (Área Norte Monagas)    | 33,2                       | 750                              | 53,00                                  | 49,3 (100 °F)               | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Quiriquire  | Pesado      | Monagas (Área Norte Monagas)       | 16                         | 2195                             | 101,17                                 | ---                         | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Jusepín   | Liviano     | Monagas (área norte Monagas)       | 32,4                       | 1300                             | 71,33                                  | ---                         | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Furrial   | Liviano     | Monagas (Area Norte Monagas)       | 35                         | 4565                             | 121,00                                 | ---                         | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Ruiz  | Mediano     | Guárico (Área Guárico)             | 29,6                       | 1372                             | 73,73                                  | 52 (100 °F)                 | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Pedernales  | Liviano     | Delta Amacuro (Área Delta)         | 31                         | 479                              | 43,97                                  | ---                         | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Morichal  | Extrapesado | Monagas (Faja)                     | 9,6                        | 1409                             | 74,97                                  | 2650 (210 °F)               | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Silvestre   | Mediano     | Barinas (área Barinas)             | 23,1                       | 2701                             | 118,03                                 | ---                         | 60                         | 100                    | 247,18                           |
| Guafita   | Liviano     | Apure (área Apure)                 | 30                         | 2747                             | 119,57                                 | ---                         | 60                         | 100                    | 247,18                           |

Nota: Datos extraídos de:

"El pozo ilustrado". Efraín Barberí. Fonciéd. 1998.

"La Industria venezolana de los Hidocarburos". Cepet. 1989.

Ingeniero David Ochoa. PDVSA.

Dr. Martin Essinfeld. Prof. Asociado. Universidad Central de Venezuela.

**Tabla 4.16: Distancias de Bombeo::**

| <b>Distancias de Bombeo:</b>                                      |                                     |   |
|---|-------------------------------------|---|
| <b>Instalación</b>  | <b>Diámetro de línea (in)</b>       | <b>Distancia de Bombeo (km)</b>   |
| Total, Mar del Norte.   | ---                                 | 3   |
| Sulzer, Mar del Norte.  | 3,5 (pozo) 10 3/4<br>(descarga BMF) | Variable. Divide en dos rangos: 0 - 10<br>y >10 (max 55 a 14" o 40 a 12") |
| Sulzer, De Salis  | ---                                 | recomienda 10 a 50  |
| Total   | ---                                 | Recomienda 5 a 50   |
| <b>Lagoven, División Occidente (Cuenca del Lago):</b>             |                                     |   |
| Distrito Este:  | ---                                 | ---   |
| Cibaducto (EP01, EP09, EF01, EP16 - Bachaquero)                   | 20                                  | ---   |
| Oleoducto EP21 - Interconexión oleoducto centrolago<br>(PLCP-4)   | 16                                  | 8   |
| ESF DP-02 (CPS-7) - ESF CPS-6:                                    | 16                                  | 7   |
| Patio Punta de Palmas - plataforma Lapline                        | 16                                  | ---   |
| Plataforma Lapline - AW-15  | 16                                  | 9,6   |
| AW-15 - AW-19A  | 8                                   | ---   |
| AW-15 - AW-18   | 8                                   | ---   |
| Planta de tratamiento Bachaquero - Pozos inyectores<br>Bachaquero | 8                                   | 8   |
| Patio Bachaquero - Ceuta (Bloque III y IV)                        | 16                                  | 24  |
| Interconexión Lagotreco - Ceuta                                   | 10                                  | 3,3   |
| La Coloncha - EF-1 (Colón)  | 8                                   | 52  |
| <b>Campo Arcuna - Bare (PDVSA)</b>                                |                                     |   |
| Múltiple multifásico(MPV) - Bomba Multifásica (MPP)               | 10                                  | 5   |
| MPP - ARED-4  | 8                                   | 7   |

Nota: Datos extraídos del presupuesto 87-92 de Lagoven.



**Tabla 4.17: Datos adicionales:**

|  |
|--|
| <b>Datos aportados por Ing. David Ochoa (PDVSA):</b>   |
| Presión de succión bombas de transferencia de crudo: 30 a 200 psi<br>Presión normal de oleoductos: 500 a 600 psi<br>Rango de temperatura de operación: 50 a 150 °F<br>Producción de los pozos: 60 a 200 BPD<br>Relación gas petróleo (GOR): aprox 100 ft <sup>3</sup> /bbl<br>WC promedio: 60%                               |
| <b>Datos extraídos de "Industria Venezolana de los Hidrocarburos":</b>   |
| PDVSA poseía en 1989 819 estaciones de flujo.<br>Tuberías de producción: 2 a 10 in, alta y baja presión (el límite es 1000 psi)<br>(es muy usual trabajar entre 2 y 4 in)<br>Profundidad usual de yacimientos de crudos pesados y extrapesados: 1000 a 1500 m<br>Prof. general de crudos livianos y medianos: mayor a 1500 m |
| <b>Datos extraídos de "El Pozo Ilustrado":</b>   |
| <b>Presiones de trabajo (estaciones de separación):</b><br>Alta: 3,43 – 9,81 MPa man. (500 – 1.422 psig).<br>Media: 686,5 kPa man.– 3,43 MPa man. (100 – 500 psig).<br>Baja: 68,7 – 490 kPa man. (10 – 71 psig).<br>Accesorios según API: 140 a 1400 kg/cm <sup>2</sup><br>n° usual de pozos por estación: 30 a 50           |
| <b>Tuberías de producción en Venezuela:</b><br>generalmente 2 a 4 in<br>para varios MBPD: 6 a 8 in<br>Crudos muy densos y de baja viscosidad: 6 a 10 in  |
| <b>n° de unidades de transferencia de crudo:</b><br>1 bomba por tren con redundancia de una bomba adicional por cada dos trenes (aproximadamente).   |
| <b>Datos extraídos de: "Modelo para la Planificación Conceptual del desarrollo de un Campo Petrolero. Módulo de Diseño de Instalaciones y Equipos" (Ordóñez, Gustavo):</b>   |
| Ampliación sistema de recolección del Lago (1991):<br>líneas sublacustres: 8 a 24 in<br>líneas de flujo a pozos nuevos (hasta ESF): 3 a 8 in<br>líneas de bombeo, prueba y producción (hasta patio de tanques): 10 a 24 in<br>líneas asociadas a macollas: 6 a 20 in   |
| <b>Datos extraídos de: "Evolution of Multiphase Pumping in Venezuela" (PDVSA E&amp;P):</b>   |
| Presiones de trabajo:<br>Carito: a Compresión, 1200 psig; a gasducto, 500 psig; a gas combustible, 60 psig<br>Dación: a compresión, 70 psig; a gas combustible, 35 psig; a venteo, Patm  |
| <b>Datos extraídos de "Nueva correlación para algunas propiedades PVT: RS y BO" (Essenfeld, Martin)</b>  |
| Relación de gas disuelto (R <sub>s</sub> ) promedio para un grupo de pozos venezolanos representativos: 247,18 scf/bbl<br>Revista de Ingeniería, Fac. de Ingeniería, UCV, Vol. 8 n° 1; 1993, pag. 16-33.   |

| <b>Algunas propiedades físicas y termofísicas del gas natural:</b>   |
|--|
| <b>Poder calorífico (T entre 21°C y 37°C y P de 51,7 psia):</b><br>S.I. EC alto: 48000 – 48800 kJ/kg ; S.Ing. EC bruto: Aproximadamente 1068 Btu/ft <sup>3</sup><br>S.I. EC bajo: 43065 – 44340 kJ/kg; S.Ing. EC neto: Aproximadamente 964 Btu/ft <sup>3</sup> |
| <b>Composición molar típica del gas natural en Venezuela (por cada 100 ft<sup>3</sup>):</b><br>Metano: 80<br>Etano: 11,4<br>Propano: 2<br>Butano: 1.5<br>Nitrógeno: 0,6<br>Dióxido de Carbono: 4,5   |
| <b>Peso molecular:</b> 19,7 a 21,1 g/mol   |

#### 4.6.2 Datos para cálculos de bombeo multifásico:

Para la realización de los cálculos de bombeo multifásico, se seleccionaron tres crudos representativos: Pirital (liviano), Guara (mediano) y Lagunillas (pesado).

Los cálculos del sistema y selección de la bomba se harán para cada uno de los crudos tomando en cuenta las condiciones de operación y las principales características de los mismos.

Serán utilizados los siguientes caudales para la realización del estudio:

- 0,0442 m<sup>3</sup>/s (24000 BPD)
- 0,0663 m<sup>3</sup>/s (36000 BPD)
- 0,0883 m<sup>3</sup>/s (48000 BPD)
- 0,1104 m<sup>3</sup>/s (60000 BPD)

En las siguientes tablas, se muestran los parámetros de cálculo y las características cada crudo a condiciones de operación:

**Tabla 4.18: Datos de operación - Crudo Pirital (liviano):**

|   | <b>Producción BPD:</b>             |              |              |              |
|---|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
|   | <b>24000</b>                       | <b>36000</b> | <b>48000</b> | <b>60000</b> |
| Caudal Total de succión ( $Q_t$ ) [ $m^3/s$ ]:  | 0,0442                             | 0,0663       | 0,0883       | 0,1104       |
| Presión en el múltiple ( $P_1$ ) [psig]:  | 150                                |              |              |              |
| Presión en la salida de la tubería ( $P_2$ ) [psig]:  | 600                                |              |              |              |
| Longitud de tubería (L) [m]:  | Succión: 3000 m, Descarga: 10000 m |              |              |              |
| Diametro seleccionado para cálculo (D) [m]:   |                                    |              |              |              |
| Angulo de inclinación de la tubería ( $\theta$ ) [grados]:  | 0                                  |              |              |              |
| Rugosidad absoluta del acero ( $\epsilon$ ) [m]:  | 0,00005                            |              |              |              |
| GOR [ $sft^3/bbl$ ]:  | 100                                |              |              |              |
| Corte de agua (WC) [%]:   | 60                                 |              |              |              |
| Gas disuelto ( $R_s$ ) [ $scf/STB$ ]:   | 247                                |              |              |              |
| Gravedad API del crudo [ $^{\circ}API$ ]:   | 33,2                               |              |              |              |
| Gravedad API del crudo [ $^{\circ}API$ ] a temperatura de operación::   | 36,9                               |              |              |              |
| Presión de trabajo en el tramo (Pt) [psig]  |                                    |              |              |              |
| Temperatura de operación [K]:   | 326,15                             |              |              |              |
| Gravedad del gas:   | 0,667                              |              |              |              |
| Factor de compresibilidad del gas (z), de la página web <a href="http://www.processassociates.com/process/property/z_factor.htm">http://www.processassociates.com/process/property/z_factor.htm</a> : |                                    |              |              |              |
| Viscosidad cinemática de crudo ( $\nu_{od}$ ) [cSt] :   | 7,14                               |              |              |              |
| Presión de vapor ( $P_v$ ) [ $kg/cm^2$ ]:   | 0,14378                            |              |              |              |
| Factor de corrección de viscosidad de crudo A (Chew y Connally) Fig. 1.7:   | 0,66                               |              |              |              |
| Factor de corrección b de viscosidad de crudo (Chew y Connally) Fig. 1.7:   | 0,78                               |              |              |              |
| Densidad del agua ( $\rho_w$ ) [ $kg/m^3$ ]:  | 986,62                             |              |              |              |
| Viscosidad dinámica del agua ( $\mu_w$ ) [cP] Fig. 1.9:   | 0,7                                |              |              |              |
| Viscosidad dinámica de gas ( $\mu_g$ ) [cP]   | 0,012588                           |              |              |              |

|                                      |  |
|--------------------------------------|--|
| Datos específicos del tipo de crudo: |  |
| Valores variables en el cálculo:     |  |
| Valores considerados fijos:          |  |

**Tabla 4.19: Datos de operación - Crudo Guara (mediano):**

|  | <b>Producción BPD:</b>                |              |              |              |
|--|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
|  | <b>24000</b>                          | <b>36000</b> | <b>48000</b> | <b>60000</b> |
| Caudal Total de succión ( $Q_t$ ) [ $m^3/s$ ]:   | 0,0442                                | 0,0663       | 0,0883       | 0,1104       |
| Presión en el múltiple ( $P_1$ ) [psig]:   | 150                                   |              |              |              |
| Presión en la salida de la tubería ( $P_2$ ) [psig]:   | 600                                   |              |              |              |
| Longitud de tubería (L) [m]:   | Succión: 3000 m, Descarga:<br>10000 m |              |              |              |
| Diametro selecionado para cálculo (D) [m]:   |                                       |              |              |              |
| Angulo de inclinación de la tubería ( $\theta$ ) [grados]:   | 0                                     |              |              |              |
| Rugosidad absoluta del acero ( $\epsilon$ ) [m]:   | 0,00005                               |              |              |              |
| GOR [ $sft^3/bbl$ ]:   | 100                                   |              |              |              |
| Corte de agua (WC) [%]:  | 60                                    |              |              |              |
| Gas disuelto ( $R_s$ ) [ $scf/STB$ ]:  | 247                                   |              |              |              |
| Gravedad API del crudo [ $^{\circ}API$ ]:  | 24,5                                  |              |              |              |
| Gravedad API del crudo [ $^{\circ}API$ ] a temperatura de operación:::   | 30,21                                 |              |              |              |
| Presión de trabajo en el tramo (Pt) [psig]   |                                       |              |              |              |
| Temperatura de operación [K]:  | 351,95                                |              |              |              |
| Gravedad del gas:  | 0,667                                 |              |              |              |
| Factor de compresibilidad del gas (z), de la página web<br><a href="http://www.processassociates.com/process/property/z_factor.htm">http://www.processassociates.com/process/property/z_factor.htm</a> : |                                       |              |              |              |
| Viscosidad cinemática de crudo ( $\nu_{od}$ ) [cSt] :  | 40,37                                 |              |              |              |
| Presión de vapor ( $P_v$ ) [ $kg/cm^2$ ]:  | 0,4614                                |              |              |              |
| Factor de corrección de viscosidad de crudo A (Chew y Connally)<br>Fig. 1.7:   | 0,66                                  |              |              |              |
| Factor de corrección b de viscosidad de crudo (Chew y Connally)<br>Fig. 1.7:   | 0,78                                  |              |              |              |
| Densidad del agua ( $\rho_w$ ) [ $kg/m^3$ ]:   | 972,57                                |              |              |              |
| Viscosidad dinámica del agua ( $\mu_w$ ) [cP] Fig. 1.9:  | 0,4                                   |              |              |              |
| Viscosidad dinámica de gas ( $\mu_g$ ) [cP]  | 0,01332                               |              |              |              |

|                                      |  |
|--------------------------------------|--|
| Datos específicos del tipo de crudo: |  |
| Valores variables en el cálculo:     |  |
| Valores considerados fijos:          |  |

**Tabla 4.20: Datos de operación - Crudo Lagunillas (pesado):**

|  | <b>Producción BPD:</b>                |              |              |              |
|--|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
|  | <b>24000</b>                          | <b>36000</b> | <b>48000</b> | <b>60000</b> |
| Caudal Total de succión ( $Q_t$ ) [ $m^3/s$ ]:   | 0,0442                                | 0,0663       | 0,0883       | 0,1104       |
| Presión en el múltiple ( $P_1$ ) [psig]:   | 150                                   |              |              |              |
| Presión en la salida de la tubería ( $P_2$ ) [psig]:   | 600                                   |              |              |              |
| Longitud de tubería (L) [m]:   | Succión: 3000 m, Descarga:<br>10000 m |              |              |              |
| Diametro seleccionado para cálculo (D) [m]:  |                                       |              |              |              |
| Angulo de inclinación de la tubería ( $\theta$ ) [grados]:   | 0                                     |              |              |              |
| Rugosidad absoluta del acero ( $\epsilon$ ) [m]:   | 0,00005                               |              |              |              |
| GOR [ $sft^3/bbl$ ]:   | 100                                   |              |              |              |
| Corte de agua (WC) [%]:  | 60                                    |              |              |              |
| Gas disuelto ( $R_s$ ) [ $scf/STB$ ]:  | 247                                   |              |              |              |
| Gravedad API del crudo [ $^{\circ}API$ ]:  | 18                                    |              |              |              |
| Gravedad API del crudo [ $^{\circ}API$ ] a temperatura de operación:   | 21,5                                  |              |              |              |
| Presión de trabajo en el tramo ( $P_t$ ) [psig]  |                                       |              |              |              |
| Temperatura de operación [K]:  | 336,62                                |              |              |              |
| Gravedad del gas:  | 0,667                                 |              |              |              |
| Factor de compresibilidad del gas (z), de la página web<br><a href="http://www.processassociates.com/process/property/z_factor.htm">http://www.processassociates.com/process/property/z_factor.htm</a> : |                                       |              |              |              |
| Viscosidad cinemática de crudo ( $\nu_{od}$ ) [cSt] :  | 215,77                                |              |              |              |
| Presión de vapor ( $P_v$ ) [ $kg/cm^2$ ]:  | 0,23913                               |              |              |              |
| Factor de corrección de viscosidad de crudo A (Chew y Connally)<br>Fig. 1.7:   | 0,66                                  |              |              |              |
| Factor de corrección b de viscosidad de crudo (Chew y Connally)<br>Fig. 1.7:   | 0,78                                  |              |              |              |
| Densidad del agua ( $\rho_w$ ) [ $kg/m^3$ ]:   | 981,33                                |              |              |              |
| Viscosidad dinámica del agua ( $\mu_w$ ) [cP] Fig. 1.9:  | 0,54                                  |              |              |              |
| Viscosidad dinámica de gas ( $\mu_g$ ) [cP]  | 0,01263                               |              |              |              |

|                                      |  |
|--------------------------------------|--|
| Datos específicos del tipo de crudo: |  |
| Valores variables en el cálculo:     |  |
| Valores considerados fijos:          |  |

### 4.6.3 Datos para calcular las estaciones de separación de flujo:

Para el cálculo de las estaciones, tomaremos la recomendación que se muestra en el punto 4.2.4 a, donde se escoge una estación tipo con una capacidad estándar para determinar la cantidad de estaciones requeridas en un campo. Utilizaremos la información de la Tabla 4.5, donde se muestra una lista de los equipos necesarios para la estación según su capacidad. De esta manera, ya estimado el número de estaciones, podremos conocer la potencia total consumida.

La capacidad fijada para la estación tipo es de  $0.0221 \text{ m}^3/\text{s}$  (12000 BPD). Se utilizarán las estaciones que sean necesarias para cubrir los caudales de trabajo seleccionados para el estudio, mismos que fueron indicados en los datos de cálculos multifásicos. El trabajar con múltiplos de la capacidad de la estación tipo facilitará el estudio comparativo.

La generación de calor necesaria para cada calentador de crudo ( $N_{\text{CAL}}$ ) será: 878,43 kW (3MMBtu/h).

### 4.6.4 Datos económicos:

**Tabla 4.21: Costos del gas y generación de electricidad:**

| <b>Gas:</b>   |   |
|---|---|
| <b>Internacional:</b>   |   |
| 4 \$/MMBtu (Dato aportado por el Prof. Julio Rodríguez)                           | Ha alcanzado los 9 \$/MMBtu (Dato aportado por el Ing. David Ochoa) |
| <b>Venezuela:</b>   |   |
| 1\$/MMBtu. Oriente está subsidiado por el MEM                                     | (Datos aportados por el Ing. David Ochoa)                           |
| 0,30 – 0,40 \$ [Costo de extracción]  |   |
| 28510 Bs/m <sup>3</sup> [GNL – 1996] (Dato aportado por el Prof. Julio Rodríguez) |   |
| <b>Generación de electricidad:</b>  |   |
| 8 cts US\$/kWh (Dato aportado por el Prof. Julio Rodríguez)                       |   |

**Tabla 4.22: Índices económicos para actualización de costos de una estación de flujo mediante una fórmula escalatoria:**

| AÑO  | Índice para equipos nacionales | Índice para equipos importados | Índice para materiales nacionales | Índice para materiales importados | Índice para construcción | Paridad cambiaria (precio de venta al cierre) | Cotización del Euro |
|------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|---|---------------------|
|      | EQN (BCV)                      | EQI (O&GJ)                     | MATN (BCV)                        | MATI (O&GJ)                       | CON (BCV)                | Bs/US\$ (BCV )                                | (€/US\$)            |
| 1995 | 2.721,5                        | 1.392,1                        | 2.436,5                           | 879,5                             | 3.350,8                  | 287,78  | ---                 |
| 1996 | 5.371,3                        | 1.418,9                        | 5.473,8                           | 903,5                             | 6.697,4                  | 476,44  | ---                 |
| 1997 | 6.637,9                        | 1.449,2                        | 7.365,2                           | 910,5                             | 10.048,7                 | 504,24  | ---                 |
| 1998 | 121,2                          | 1.477,6                        | 8.875,3                           | 933,2                             | 135,8                    | 564,50  | ---                 |
| 1999 | 136,6                          | 1.497,2                        | 10.147,4                          | 920,3                             | 167,8                    | 648,25  | 0,9386              |
| 2000 | 149,6                          | 1.542,7                        | 11.452,0                          | 917,8                             | 195,0                    | 699,75  | 1,0854              |
| 2001 | 157,7                          | 1.579,7                        | 12.449,8                          | 939,3                             | 219,4                    | 763,00  | 1,1175              |
| 2002 | 187,6                          | 1.602,3                        | 256,1                             | 945,1                             | 268,7                    | 1.401,25                                      | 0,9526              |
| 2003 | 242,8                          | 1.633,0                        | 329,3                             | 952,9                             | 327,8                    | 1.600,00                                      | 0,888               |

|                |  |
|----------------|--|
| Base 1946=100: |  |
| Base 1984=100: |  |
| Base 1997=100: |  |

Nota 1: Los índices del BCV incluyen el IVA.

Nota 2: Los índices de Nelson-Farrar para los años 2002 y 2003 (EQI y MATI) fueron estimados por extrapolación debido a que no se pudo contar con la información original de esos años.

Nota 3: Los índices de precios del BCV para el año 2002 y 2003 están calculados como el promedio del primer semestre del año, exceptuando CON (IPC) del año 2002, y EQN 2002.

Nota 4: Se tomó en consideración en los cálculos el cambio de año base del BCV a partir del año 1998.

**Tabla 4.23: Flujo de caja discreto****10% Factores de interés compuesto discreto:**

| PAGOS UNICOS |                               |                          | PAGOS DE SERIE UNIFORME          |                               |                                    |                          |    |
|--------------|-------------------------------|--------------------------|----------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|--------------------------|----|
| N            | CANTIDAD<br>COMPUEST<br>A F/P | VALOR<br>PRESENTE<br>P/F | FONDO DE<br>AMORTIZACI<br>ÓN A/F | CANTIDAD<br>COMPUEST<br>A F/A | RECUPERACIÓ<br>N DE<br>CAPITAL A/P | VALOR<br>PRESENTE<br>P/A | N  |
| 1            | 1,1000                        | 0,9091                   | 1,00000                          | 1,000                         | 1,10000                            | 0,9091                   | 1  |
| 2            | 1,2100                        | 0,8264                   | 0,47619                          | 2,100                         | 0,57619                            | 1,7355                   | 2  |
| 3            | 1,3310                        | 0,7513                   | 0,30211                          | 3,310                         | 0,40211                            | 2,4869                   | 3  |
| 4            | 1,4641                        | 0,6830                   | 0,21547                          | 4,641                         | 0,31547                            | 3,1699                   | 4  |
| 5            | 1,6105                        | 0,6209                   | 0,16380                          | 6,105                         | 0,26380                            | 3,7908                   | 5  |
| 6            | 1,7716                        | 0,5645                   | 0,12961                          | 7,716                         | 0,22961                            | 4,3553                   | 6  |
| 7            | 1,9487                        | 0,5132                   | 0,10541                          | 9,487                         | 0,20541                            | 4,8684                   | 7  |
| 8            | 2,1436                        | 0,4665                   | 0,08744                          | 11,436                        | 0,18744                            | 5,3349                   | 8  |
| 9            | 2,3579                        | 0,4241                   | 0,07364                          | 13,579                        | 0,17364                            | 5,7590                   | 9  |
| 10           | 2,5937                        | 0,3855                   | 0,06275                          | 15,937                        | 0,16275                            | 6,1446                   | 10 |
| 11           | 2,8531                        | 0,3505                   | 0,05396                          | 18,531                        | 0,15396                            | 6,4951                   | 11 |
| 12           | 3,1384                        | 0,3186                   | 0,04676                          | 21,384                        | 0,14676                            | 6,8137                   | 12 |
| 13           | 3,4523                        | 0,2897                   | 0,04078                          | 24,523                        | 0,14078                            | 7,1034                   | 13 |
| 14           | 3,7975                        | 0,2633                   | 0,03575                          | 27,975                        | 0,13575                            | 7,3667                   | 14 |
| 15           | 4,1772                        | 0,2394                   | 0,03147                          | 31,772                        | 0,13147                            | 7,6061                   | 15 |
| 16           | 4,5950                        | 0,2176                   | 0,02782                          | 35,950                        | 0,12782                            | 7,8237                   | 16 |
| 17           | 5,0545                        | 0,1978                   | 0,02466                          | 40,545                        | 0,12466                            | 8,0216                   | 17 |
| 18           | 5,5599                        | 0,1799                   | 0,02193                          | 45,599                        | 0,12193                            | 8,2014                   | 18 |
| 19           | 6,1159                        | 0,1635                   | 0,01955                          | 51,159                        | 0,11955                            | 8,3649                   | 19 |
| 20           | 6,7275                        | 0,1486                   | 0,01746                          | 57,275                        | 0,11746                            | 8,5136                   | 20 |
| 22           | 8,1403                        | 0,1228                   | 0,01401                          | 71,403                        | 0,11401                            | 8,7715                   | 22 |
| 24           | 9,8497                        | 0,1015                   | 0,01130                          | 88,497                        | 0,11130                            | 8,9847                   | 24 |
| 25           | 10,8347                       | 0,0923                   | 0,01017                          | 98,347                        | 0,11017                            | 9,0770                   | 25 |
| 26           | 11,9182                       | 0,0839                   | 0,00916                          | 109,182                       | 0,10916                            | 9,1609                   | 26 |
| 28           | 14,4210                       | 0,0693                   | 0,00745                          | 134,210                       | 0,10745                            | 9,3066                   | 28 |
| 30           | 17,4494                       | 0,0573                   | 0,00608                          | 164,494                       | 0,10608                            | 9,4269                   | 30 |
| 32           | 21,1138                       | 0,0474                   | 0,00497                          | 201,138                       | 0,10497                            | 9,5264                   | 32 |
| 34           | 25,5477                       | 0,0391                   | 0,00407                          | 245,477                       | 0,10407                            | 9,6086                   | 34 |
| 35           | 28,1024                       | 0,0356                   | 0,00369                          | 271,024                       | 0,10369                            | 9,6442                   | 35 |
| 36           | 30,9127                       | 0,0323                   | 0,00334                          | 299,127                       | 0,10334                            | 9,6765                   | 36 |
| 38           | 37,4043                       | 0,0267                   | 0,00275                          | 364,043                       | 0,10275                            | 9,7327                   | 38 |
| 40           | 45,2593                       | 0,0221                   | 0,00226                          | 442,593                       | 0,10226                            | 9,7791                   | 40 |
| 45           | 72,8905                       | 0,0137                   | 0,00139                          | 718,905                       | 0,10139                            | 9,8628                   | 45 |
| 50           | 117,391                       | 0,0085                   | 0,00086                          | 1163,909                      | 0,10086                            | 9,9148                   | 50 |
| 55           | 189,059                       | 0,0053                   | 0,00053                          | 1880,591                      | 0,10053                            | 9,9471                   | 55 |
| 60           | 304,482                       | 0,0033                   | 0,00033                          | 3034,816                      | 0,10033                            | 9,9672                   | 60 |
| 65           | 490,371                       | 0,0020                   | 0,00020                          | 4893,707                      | 0,10020                            | 9,9796                   | 65 |
| 70           | 789,747                       | 0,0013                   | 0,00013                          | 7887,470                      | 0,10013                            | 9,9873                   | 70 |
| 75           | 1271,895                      | 0,0008                   | 0,00008                          | 12708,954                     | 0,10008                            | 9,9921                   | 75 |
| 80           | 2048,400                      | 0,0005                   | 0,00005                          | 20474,002                     | 0,10005                            | 9,9951                   | 80 |
| 85           | 3298,969                      | 0,0003                   | 0,00003                          | 32979,690                     | 0,10003                            | 9,9970                   | 85 |
| 90           | 5313,023                      | 0,0002                   | 0,00002                          | 53120,226                     | 0,10002                            | 9,9981                   | 90 |
| 95           | 8556,676                      | 0,0001                   | 0,00001                          | 85556,760                     | 0,10001                            | 9,9988                   | 95 |

Tomado de: "Ingeniería Económica" de Leland T. Blank.



#### 4.6.5 Cálculos:

Para la realización de los cálculos de bombeo multifásico, bombeo de crudo desde las estaciones de separación y estudio económico, se diseñaron complejas hojas de cálculo en Microsoft Excel. Las hojas creadas para realizar el análisis técnico, tanto en bombeo multifásico como en bombeo de crudo desde una estación, permitieron evaluar de manera completa y satisfactoria las diferentes condiciones de operación, obteniéndose como principales resultados: la selección de los equipos de bombeo tanto multifásico como de crudo, potencias de los equipos, diámetros y espesor de pared de las tuberías del sistema.

De igual forma, la hoja de cálculo creada para la evaluación económica, aportó los valores referentes al costo inicial, costo de operación anual y valor presente neto tanto de las estaciones de separación como de las bombas multifásicas seleccionadas. Un modelo de cada hoja de cálculo puede ser observado en el Anexo 2.

#### 4.6.6 Resultados:

##### a) Estaciones de flujo tipo:

**Tabla 4.24: Estimación de potencia operativa - Crudo Pirital:**

|   |         |         |         |         |         |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|
| Caudal [bpd]:   | 12.000  | 24.000  | 36.000  | 48.000  | 60.000  |
| Caudal [m <sup>3</sup> /s]:   | 0,0221  | 0,0442  | 0,0663  | 0,0883  | 0,1104  |
| Número de estaciones requeridas:  | 1       | 2       | 3       | 4       | 5       |
| Número total de bombas requeridas:  | 2       | 4       | 6       | 8       | 10      |
| Número total de calentadores requeridos:                                    | 2       | 4       | 6       | 8       | 10      |
| Potencia hidráulica total (N <sub>H</sub> ) [kW]:                           | 66,65   | 133,29  | 199,94  | 266,59  | 333,24  |
| Potencia total de bombeo (N <sub>B</sub> ) [kW]:                            | 114,91  | 229,82  | 344,73  | 459,64  | 574,55  |
| Potencia eléctrica total (N <sub>M</sub> ) [kW]:                            | 129,84  | 259,68  | 389,52  | 519,36  | 649,20  |
| Generación de calor (calentamiento de crudo) (N <sub>CAL</sub> ) [kW]:      | 1756,86 | 3513,72 | 5270,58 | 7027,44 | 8784,30 |
| Generación de calor (calentamiento de crudo) (N <sub>CAL</sub> ) [MMBtu/h]: | 6,00    | 12,00   | 18,00   | 24,00   | 30,00   |

**Tabla 4.25: Estimación de potencia operativa - Crudo Guara:**

|   |         |         |         |         |         |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|
| Caudal [bpd]:   | 12.000  | 24.000  | 36.000  | 48.000  | 60.000  |
| Caudal [m <sup>3</sup> /s]:   | 0,0221  | 0,0442  | 0,0663  | 0,0883  | 0,1104  |
| Número de estaciones requeridas:  | 1       | 2       | 3       | 4       | 5       |
| Número total de bombas requeridas:  | 2       | 4       | 6       | 8       | 10      |
| Número total de calentadores requeridos:                                    | 2       | 4       | 6       | 8       | 10      |
| Potencia hidráulica total (N <sub>H</sub> ) [kW]:                           | 68,09   | 136,18  | 204,27  | 272,36  | 340,45  |
| Potencia total de bombeo (N <sub>B</sub> ) [kW]:                            | 119,46  | 238,91  | 358,37  | 477,83  | 597,28  |
| Potencia eléctrica total (N <sub>M</sub> ) [kW]:                            | 134,98  | 269,96  | 404,94  | 539,92  | 674,90  |
| Generación de calor (calentamiento de crudo) (N <sub>CAL</sub> ) [kW]:      | 1756,86 | 3513,72 | 5270,58 | 7027,44 | 8784,30 |
| Generación de calor (calentamiento de crudo) (N <sub>CAL</sub> ) [MMBtu/h]: | 6,00    | 12,00   | 18,00   | 24,00   | 30,00   |

**Tabla 4.26: Estimación de potencia operativa - Crudo Lagunillas:**

|   |         |         |         |         |         |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|
| Caudal [bpd]:   | 12.000  | 24.000  | 36.000  | 48.000  | 60.000  |
| Caudal [m <sup>3</sup> /s]:   | 0,0221  | 0,0442  | 0,0663  | 0,0883  | 0,1104  |
| Número de estaciones requeridas:  | 1       | 2       | 3       | 4       | 5       |
| Número total de bombas requeridas:  | 2       | 4       | 6       | 8       | 10      |
| Número total de calentadores requeridos:                                    | 2       | 4       | 6       | 8       | 10      |
| Potencia hidráulica total (N <sub>H</sub> ) [kW]:                           | 77,24   | 154,48  | 231,72  | 308,96  | 386,21  |
| Potencia total de bombeo (N <sub>B</sub> ) [kW]:                            | 133,17  | 266,35  | 399,52  | 532,70  | 665,87  |
| Potencia eléctrica total (N <sub>M</sub> ) [kW]:                            | 150,48  | 300,96  | 451,44  | 601,92  | 752,40  |
| Generación de calor (calentamiento de crudo) (N <sub>CAL</sub> ) [kW]:      | 1756,86 | 3513,72 | 5270,58 | 7027,44 | 8784,30 |
| Generación de calor (calentamiento de crudo) (N <sub>CAL</sub> ) [MMBtu/h]: | 6,00    | 12,00   | 18,00   | 24,00   | 30,00   |

**Tabla 4.27: Condiciones de operación de las bombas de trasferencia de crudo en la estación tipo:**

|   | <b>CRUDO<br/>PIRITAL</b> | <b>CRUDO<br/>GUARA</b> | <b>CRUDO<br/>LAGUNILLAS</b> |
|---|--------------------------|------------------------|-----------------------------|
| Caudal (una bomba) [bpd]:   | 6.000                    | 6.000                  | 6.000                       |
| Caudal (una bomba) [m <sup>3</sup> /s]:                           | 0,0110                   | 0,0110                 | 0,0110                      |
| Diámetro succión (batería de dos bombas) (D <sub>S</sub> ) [mm]:  | 128,2                    | 128,2                  | 128,2                       |
| Diámetro succión (batería de dos bombas) (D <sub>S</sub> ) [in]:  | 5                        | 5                      | 5                           |
| Diámetro descarga (batería de dos bombas) (D <sub>D</sub> ) [mm]: | 102,3                    | 102,3                  | 128,2                       |
| Diámetro descarga (batería de dos bombas) (D <sub>D</sub> ) [in]: | 4                        | 4                      | 5                           |
| Pérdida total, estación de flujo (hf) [m]                         | 132,6607592              | 168,7252054            | 238,4420288                 |
| Altura hidráulica total (H) [m]:                                  | 635,734                  | 674,316                | 730,342                     |
| Eficiencia de la bomba ( $\eta_B$ ):                              | 0,58                     | 0,57                   | 0,58                        |
| Eficiencia del mototr eléctrico ( $\eta_M$ ):                     | 0,885                    | 0,885                  | 0,885                       |
| Potencia hidráulica de cada bomba (N <sub>B6000</sub> ) [kW]:     | 33,32                    | 34,05                  | 38,62                       |
| Potencia mecánica de cada bomba (N <sub>B6000</sub> ) [kW]:       | 57,45                    | 59,73                  | 66,59                       |
| Potencia eléctrica de cada motor (N <sub>M6000</sub> ) [kW]:      | 64,92                    | 67,49                  | 75,24                       |

## b) Bombeo multifásico:

**Tabla 4.28: Condiciones de operación de las bombas multifásicas****Crudo Pirital (liviano):**

| BPD   | CAUDAL DE TRABAJO |          |          |          |
|---|-------------------|----------|----------|----------|
|   | 24.000            | 36.000   | 48.000   | 60.000   |
| m <sup>3</sup> /s                                       | 0,0442            | 0,0663   | 0,0883   | 0,1104   |
| Diametro de succión (D1) [m]:                           | 0,2027            | 0,3033   | 0,3333   | 0,3810   |
| Diametro de descarga (D1) [m]:                          | 0,2027            | 0,3033   | 0,3333   | 0,3810   |
| Caída de presión en la succión ( $\Delta p_s$ ) [kPa]:  | 298,1900          | 90,7880  | 96,2670  | 75,7290  |
| Caída de presión en la descarga ( $\Delta p_d$ ) [kPa]: | 1.560,7370        | 445,6840 | 475,6800 | 371,5080 |
| Caída de presión total ( $\Delta p_T$ ) [kPa]:          | 1.858,9270        | 536,4720 | 571,9470 | 447,2370 |
| Pérdida total, sistema multifásico ( $h_f$ ) [m]:       | 414,2063          | 114,0714 | 122,2775 | 95,0972  |
| Altura hidráulica de la bomba ( $H_B$ ) [m]:            | 1.099,2700        | 774,6500 | 786,4590 | 755,6700 |
| Potencia hidráulica ( $N_H$ ) [kW]:                     | 219,4790          | 241,5400 | 324,8220 | 392,3500 |
| Potencia del motor ( $N_M$ ) [kW]:                      | 275,2760          | 487,5400 | 642,3990 | 842,8640 |
| Modelo de bomba seleccionado. Tabla 4.14.               | MPP3              | MPP4     | MPP4     | MPP5     |

**Tabla 4.29: Condiciones de operación de las bombas multifásicas****Crudo Guara (mediano):**

| BPD   | CAUDAL DE TRABAJO |          |          |          |
|---|-------------------|----------|----------|----------|
|   | 24.000            | 36.000   | 48.000   | 60.000   |
| m <sup>3</sup> /s                                       | 0,0442            | 0,0663   | 0,0883   | 0,1104   |
| Diametro de succión (D1) [m]:                           | 0,2545            | 0,3033   | 0,3333   | 0,3810   |
| Diametro de descarga (D1) [m]:                          | 0,2545            | 0,3033   | 0,3333   | 0,3810   |
| Caída de presión en la succión ( $\Delta p_s$ ) [kPa]:  | 127,0450          | 112,9470 | 118,9060 | 93,4670  |
| Caída de presión en la descarga ( $\Delta p_d$ ) [kPa]: | 648,8670          | 571,1720 | 603,2900 | 470,4050 |
| Caída de presión total ( $\Delta p_T$ ) [kPa]:          | 775,9120          | 684,1190 | 722,1960 | 563,8720 |
| Pérdida total, sistema multifásico ( $h_f$ ) [m]:       | 173,3810          | 151,9872 | 160,9093 | 124,922  |
| Altura hidráulica de la bomba ( $H_B$ ) [m]:            | 867,5700          | 842,1760 | 853,0880 | 813,1800 |
| Potencia hidráulica ( $N_H$ ) [kW]:                     | 171,6000          | 251,3280 | 338,0870 | 405,2250 |
| Potencia del motor ( $N_M$ ) [kW]:                      | 307,0070          | 508,8330 | 620,0960 | 799,3630 |
| Modelo de bomba seleccionado. Tabla 4.14.               | MPP3              | MPP4     | MPP4     | MPP5     |

**Tabla 4.30: Condiciones de operación de las bombas multifásicas****Crudo Lagunillas (pesado):**

|   | <b>CAUDAL DE TRABAJO</b> |            |            |          |        |
|---|--------------------------|------------|------------|----------|--------|
|   | <b>BPD</b>               | 24.000     | 36.000     | 48.000   | 60.000 |
| <b>m<sup>3</sup>/s</b>                                  |                          | 0.0442     | 0.0663     | 0.0883   | 0.1104 |
| Diametro de succión (D1) [m]:                           | 0,2545                   | 0,3033     | 0,3333     | 0,3810   |        |
| Diametro de descarga (D1) [m]:                          | 0,2545                   | 0,3033     | 0,3333     | 0,3810   |        |
| Caída de presión en la succión ( $\Delta p_s$ ) [kPa]:  | 191,5890                 | 167,6320   | 174,4980   | 689,8120 |        |
| Caída de presión en la descarga ( $\Delta p_d$ ) [kPa]: | 979,9860                 | 850,7100   | 888,4620   | 137,0790 |        |
| Caída de presión total ( $\Delta p_T$ ) [kPa]:          | 1.171,5750               | 1.018,3420 | 1.062,9600 | 826,8910 |        |
| Pérdida total, sistema multifásico ( $h_f$ ) [m]:       | 252,7531                 | 218,4069   | 228,6440   | 176,3270 |        |
| Altura hidráulica de la bomba ( $H_B$ ) [m]:            | 923,0040                 | 884,2280   | 896,9170   | 838,8200 |        |
| Potencia hidráulica ( $N_H$ ) [kW]:                     | 189,1030                 | 273,9950   | 368,1880   | 434,2770 |        |
| Potencia del motor ( $N_M$ ) [kW]:                      | 337,8260                 | 485,4510   | 640,0490   | 838,8280 |        |
| Modelo de bomba seleccionado. Tabla 4.14.               | MPP3                     | MPP4       | MPP4       | MPP5     |        |

**c) Estudio económico:**

**Tabla 4.31: Estudio de costos y económico – Resultados de las estimaciones**  
**Crudo Pirital**

| CAUDAL<br>(bpd) | CAUDAL<br>(m <sup>3</sup> /s) | COSTO INICIAL<br>ESTACIÓN DE<br>SEPARACIÓN<br>(MMBs.) | COSTO INICIAL<br>BOMBA<br>MULTIFÁSICA<br>(MMBs.) | COSTO DE<br>OPERACIÓN<br>ANUAL<br>ESTACIÓN DE<br>SEPARACIÓN<br>(MMBs./año) | COSTO DE<br>OPERACIÓN<br>ANUAL BOMBA<br>MULTIFÁSICA<br>(MMBs./año) | VPN ESTACIÓN<br>DE<br>SEPARACIÓN<br>(MMBs.)<br>(ESTIMACIÓN A<br>10 AÑOS) | VPN BOMBA<br>MULTIFÁSICA<br>(MMBs.)<br>(ESTIMACIÓN A<br>10 AÑOS) |
|-----------------|-------------------------------|---|--|--|--|--|--|
| 12.000          | 0,02208                       | 5923,01   |  | 175,02   |  | 6998,44  |  |
| 24.000          | 0,04417                       | 7815,46   | 1045,05  | 350,04   | 306,66   | 9966,32  | 2941,65  |
| 36.000          | 0,06625                       | 9191,6  | 1585,59  | 525,06   | 546,67   | 12417,89   | 4944,65  |
| 48.000          | 0,08833                       | 10312,56  | 1585,59  | 700,08   | 720,31   | 14614,29   | 6011,6   |
| 60.000          | 0,11042                       | 11275,36  | 2288,29  | 875,1  | 945,09   | 16652,52   | 8095,47  |

**Tabla 4.32: Estudio de costos y económico – Resultados de las estimaciones**  
**Crudo Guara**

| CAUDAL<br>(bpd) | CAUDAL<br>(m <sup>3</sup> /s) | COSTO INICIAL<br>ESTACIÓN DE<br>SEPARACIÓN<br>(MMBs.) | COSTO INICIAL<br>BOMBA<br>MULTIFÁSICA<br>(MMBs.) | COSTO DE<br>OPERACIÓN<br>ANUAL<br>ESTACIÓN DE<br>SEPARACIÓN<br>(MMBs./año) | COSTO DE<br>OPERACIÓN<br>ANUAL BOMBA<br>MULTIFÁSICA<br>(MMBs./año) | VPN ESTACIÓN<br>DE<br>SEPARACIÓN<br>(MMBs.)<br>(ESTIMACIÓN A<br>10 AÑOS) | VPN BOMBA<br>MULTIFÁSICA<br>(MMBs.)<br>(ESTIMACIÓN A<br>10 AÑOS) |
|-----------------|-------------------------------|---|--|--|--|--|--|
| 12.000          | 0,02208                       | 5923,01   |  | 180,78   |  | 7033,86  |  |
| 24.000          | 0,04417                       | 7815,46   | 1045,05  | 361,57   | 344,24   | 10037,15   | 3160,27  |
| 36.000          | 0,06625                       | 9191,6  | 1585,59  | 542,35   | 570,54   | 12524,13   | 5091,35  |
| 48.000          | 0,08833                       | 10312,56  | 1585,59  | 723,14   | 695,3  | 14755,94   | 5857,93  |
| 60.000          | 0,11042                       | 11275,36  | 2288,29  | 903,92   | 896,31   | 16829,59   | 7795,75  |

**Tabla 4.33: Estudio de costos y económico – Resultados de las estimaciones**  
**Crudo Lagunillas**

| CAUDAL<br>(bpd) | CAUDAL<br>(m <sup>3</sup> /s) | COSTO INICIAL<br>ESTACIÓN DE<br>SEPARACIÓN<br>(MMBs.) | COSTO INICIAL<br>BOMBA<br>MULTIFÁSICA<br>(MMBs.) | COSTO DE<br>OPERACIÓN<br>ANUAL<br>ESTACIÓN DE<br>SEPARACIÓN<br>(MMBs./año) | COSTO DE<br>OPERACIÓN<br>ANUAL BOMBA<br>MULTIFÁSICA<br>(MMBs./año) | VPN ESTACIÓN<br>DE<br>SEPARACIÓN<br>(MMBs.)<br>(ESTIMACIÓN A<br>10 AÑOS) | VPN BOMBA<br>MULTIFÁSICA<br>(MMBs.)<br>(ESTIMACIÓN A<br>10 AÑOS) |
|-----------------|-------------------------------|---|--|--|--|--|--|
| 12.000          | 0,02208                       | 5923,01   |  | 198,16   |  | 7140,65  |  |
| 24.000          | 0,04417                       | 7815,46   | 1045,05  | 396,33   | 378,8  | 10250,73   | 3372,6   |
| 36.000          | 0,06625                       | 9191,6  | 1585,59  | 594,49   | 544,33   | 12844,51   | 4930,25  |
| 48.000          | 0,08833                       | 10312,56  | 1585,59  | 792,66   | 717,66   | 15183,11   | 5995,34  |
| 60.000          | 0,11042                       | 11275,36  | 2288,29  | 990,82   | 940,56   | 17363,55   | 8067,66  |



Los resultados presentados en las tablas anteriores son relacionados gráficamente para mayor facilidad de comprensión en el anexo n° 1. A partir de allí son generadas las conclusiones del estudio.

Se registra la tendencia de los valores a crecer con el aumento de la producción, y se observa en general condiciones de servicio bastante severas para los equipos. Se determina la escasa posibilidad de entrar en cavitación la bomba multifásica, debido al alto  $NPSH_D$  y a las características del fluido. Igualmente se observa que el espesor de pared requerido es cubierto por la cédula de tubería n° 40 (norma ANSI B36.10), en condiciones de mayor presión se debería contemplar SCH 80 como alternativa.

Se tomó como prioridad de diseño en la succión a la velocidad, para evitar la acumulación de sedimentos, tomando en cuenta que un aumento en las pérdidas de la succión está compensado por el alto valor del  $NPSH_D$ . En la tubería de descarga se tomó la misma consideración, excepto para caídas de presión muy altas, especialmente en crudos pesados.

Aunque por falta de información no contábamos con la eficiencia de las bombas multifásicas, la similitud de los valores de los parámetros B y E del procedimiento de selección de Sulzer hacen suponer que las bombas están operando en condiciones de rendimiento cercanas entre sí.

A continuación se presenta, para finalización del estudio, las conclusiones obtenidas y las recomendaciones planteadas.

## **CONCLUSIONES**

Dentro del marco de este trabajo especial de grado, se realizó una investigación del comportamiento del flujo multifásico, la cual sirvió para evaluar y seleccionar equipos de bombeo multifásico para ser utilizados en campos de producción de crudo en Venezuela en sustitución de las estaciones de separación de flujo que se usan actualmente.

Durante el desarrollo de la investigación fueron realizadas una serie de estudios, cálculos y estimaciones, todas soportadas por criterios de diseño adecuados, que demostraron efectivamente que, para las condiciones de nuestro país, las bombas multifásicas constituyen una alternativa más económica, eficiente y atractiva que las estaciones de separación de flujo.

El parámetro de mayor interés considerado para este estudio fue la tasa de producción de crudo, fijando otras condiciones y propiedades con valores representativos de campos y crudos venezolanos. Por esta razón, se seleccionó una segregación de cada tipo de los principales crudos que componen nuestras reservas: liviano, mediano y pesado.

La producción de crudo es la variable fundamental considerada, debido a que los ingresos petroleros son proporcionales a ella. Basándonos en esto, se obtuvo la variación de otros parámetros necesarios para el dimensionamiento, estimación de costos y evaluación económica de la instalación. Las cuales son las siguientes:

- La instalación de bombeo multifásico, es capaz de manejar la producción de varias estaciones, lo que implica un ahorro en tendido de tuberías, ya que se puede sustituir varias tuberías de menor diámetro, por una sola de mayor diámetro.
- Los requerimientos de altura hidráulica de la bomba multifásica son mayores que en las bombas de transferencia de crudo, debido a que manejan un volumen de gas que en el caso de las estaciones ha sido previamente separado. Este volumen genera efectos termodinámicos que deben ser cubiertos por la bomba (compresión del gas). Por otro

lado, la estimación arrojó que la tubería multifásica presenta pérdidas ligeramente menores a las líneas de crudo.

- La potencia hidráulica multifásica, resultó mayor a la de líquido por las mismas razones mencionadas en el párrafo anterior. Es de hacer notar que la potencia hidráulica de las bombas de la estación se incrementó, a diferencia de la altura hidráulica, que es constante; ya que se consideró un sistema de estaciones en paralelo, por lo que al incrementar la producción, se aumenta el número de estaciones necesarias al igual que el requerimiento de potencia total.
- La potencia total consumida por cada instalación resultó mucho mayor para las estaciones de flujo debido a la presencia calentador de crudo; este equipo resulta necesario normalmente en las instalaciones de superficie para separación a altas tasas de producción (la separación por gravedad resulta muy lenta y la separación por hidrociclón o electrostática muy costosa). Sin tomar en cuenta este equipo, las potencias resultan parecidas; no obstante, la bomba multifásica resulta un poco mayor debido a la mayor potencia hidráulica.
- En el estudio de costos, se observó una marcada diferencia en el costo inicial de las bombas multifásicas, en comparación con el costo inicial del total de estaciones de separación necesarias para manejar una producción equivalente. Esta diferencia demostró que la instalación de un equipo de bombeo multifásico resulta más económica que una estación de separación.
- Se observó que el costo de operación anual resultó muy parecido entre el bombeo multifásico y la estaciones de separación. Esto se debe a que, aunque el consumo de potencia total que requiere la estación de separación es mayor, el costo para generar la potencia térmica consumida en el calentador de crudo, que es la mayor parte del total, es menor ya que se obtiene utilizando gas natural, a diferencia de la bomba multifásica que cubre sus requerimientos de potencia con energía eléctrica que resulta más costosa.

- El estudio económico por medio del valor presente neto demostró que, aunque el costo de operación de la bomba multifásica puede llegar a ser mayor en algunas ocasiones, la marcada diferencia de costo inicial hace más atractiva en el tiempo a la bomba multifásica, y la inversión puede ser recuperada rápidamente. Se tomó como base de comparación un horizonte económico de diez años, periodo de tiempo que resulta lo suficientemente largo como para recuperar el costo de la estación, mas no lo suficiente como para diluir en el tiempo la validez del análisis de valor presente neto.
- No se tomó en cuenta costo de mantenimiento, por la falta de información; pero este favorecería a las bombas multifásicas debido a su mayor simplicidad.

Por último, consideramos que la información y procedimientos reunidos en este estudio, pueden ser aplicados para la evaluación preliminar de una instalación de producción a seleccionar, para un campo con condiciones de operación y propiedades del efluente conocidas.

## **RECOMENDACIONES**

- Se recomienda ampliar y mejorar la información aquí presentada, de manera de generar un manual de selección y/o diseño para instalaciones de manejo de crudo en campos venezolanos, que contemple la alternativa del bombeo multifásico.
- Se recomienda realizar investigaciones que estudien el efecto de la variación individual de otros parámetros relevantes, fundamentalmente relación gas-petróleo, distancia de bombeo, relación de gas disuelto, perfil de la tubería, entre otros; así como los límites de gravedad API y viscosidad dentro de los cuales la bomba, como turbomáquina, es operativa.
- Se recomienda generar, mediante el uso de un banco de pruebas multifásico, mapas de operación de los equipos multifásicos en función de las variables de proceso estudiadas, específicamente para campos venezolanos.
- Se recomienda estudiar las adaptaciones particulares que requerirían las bombas multifásicas para los campos venezolanos, y que podrían aumentar su costo inicial, como, por ejemplo: filtrado de sólidos, separación de ácido sulfhídrico, crudos extrapesados, formación de hidratos y otros.
- La estimación arrojó que la tubería multifásica presenta pérdidas ligeramente menores a las líneas de crudo. Esto debería estudiarse en mayor profundidad para posibles aplicaciones alternativas del bombeo multifásico en otros campos de la industria.
- Se recomienda el diseño y construcción de un banco de pruebas a ser compartido entre las escuelas de Mecánica y Petróleo, para evaluar los aspectos hidrodinámicos, termodinámicos y económicos que resulten relevantes desde el punto de vista académico, y de investigación, con miras a brindar apoyo a la industria petrolera venezolana, e inclusive a países vecinos.

## **BIBLIOGRAFÍA:**

1. American National Standard Institute, ANSI. “*Catalog of American National Standards*”. Autor. Nueva York. 1997. 302 pp.
2. American Petroleum Institute. “*2003 Publications, Programs and Services*”. Autor. [On Line]. 02 de Febrero, 2003. Disponible en: [www.api-ep.api.org/filelibrary/ACF1BA.pdf](http://www.api-ep.api.org/filelibrary/ACF1BA.pdf)
3. Atlas Copco. “*La Velocidad Variable Se Impone*” En *Aire Comprimido*. Autor. N° 43. 2000. pag. 8 a 11.
4. Banco Central de Venezuela. “*Anuario de Balanza de Pagos*”. Autor. Caracas. 1999, 2000 y 2001.
5. Banco Central de Venezuela. “*Anuario de Estadísticas: Precios y Mercado Laboral*”. Autor. Caracas. 1999, 2000 y 2001.
6. Banco Central de Venezuela. “*Series Estadísticas de Venezuela 1989 – 1999. Tomo III: Precios y Mercado Laboral*”. Autor. Caracas. 2002. 187 pp.
7. Barberii, Efraín. “*El Pozo Ilustrado*”. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (Foncied), filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). 4ª Edición. Caracas. 1998. 671 pp.
8. Barberii, Efraín, et al. “*La Industria venezolana de los Hidrocarburos, Tomo I*”. Ediciones del CEPET (Centro de Formación y Adiestramiento de PDVSA y sus Filiales). Caracas. 1989. 754 pp.
9. Bastardo C., Rafael A. “*Construcción y Puesta en Marcha de un Banco de Pruebas Para una Bomba Para Flujo Bifásico*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 1999. 63 pp.
10. Bávaro, Giuseppe. “*Bombas Hidráulicas y su Aplicación en la Industria de la Construcción*”. Fundación de Mejoramiento Profesional “Adolfo Ernst” y Centro de Ingenieros del Estado Zulia, Colegio de Ingenieros de Venezuela. Maracaibo. 30 de Septiembre, 1986. 425 pp.
11. Bellorín Morgado Luisa y Julián Rivas Franco. “*Técnicas de Documentación e Investigación I*”. Universidad Nacional Abierta. Caracas. 1992. 614 pp.
12. Blank, Leland T. y Anthony J. Tarquin. “*Ingeniería Económica*”. Mc Graw-Hill. 3ª Edición. México. 1992. 546 pp
13. “*Bomba a Turbina de Gas*” En *Petróleo Internacional*. Año 59, n° 5. Keller International Publishing LLC. Octubre, 2000. Pag. 38.
14. Bonnet, Julio y Pironti, Filippo. “*Modelaje Dinámico de un Evaporador de Tubos Verticales Largos*”. En *Revista de la Facultad de Ingeniería. Volumen 5, n° 1*. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 1990. 41-52 pp.
15. Bornemann Pumps. “*Bornemann MPC Series Multiphase Pumps*”. Autor. [On Line]. 23 de Marzo, 1999. Disponible en: [www.bornemannpumps.com/mpc.htm](http://www.bornemannpumps.com/mpc.htm).
16. Bornemann Pumps. “*Bornemann MW Series Twin Screw Multiphase Pumps*”. Autor. [On Line]. 23 de Marzo, 1999. Disponible en: [www.bornemannpumps.com/mw2.htm](http://www.bornemannpumps.com/mw2.htm).

17. Bornemann Pumps. “*Bornemann MW/MPC Multiphase Systems*”. Autor. [On Line]. 19 de Marzo, 1999. Disponible en: [www.bornemannpumps.com/mpc.htm](http://www.bornemannpumps.com/mpc.htm).
18. Bornemann Pumps. “*Bornemann Pumps Product Line*”. Autor. [On Line]. 19 de Marzo, 1999. Disponible en: [www.bornemannpumps.com/product.htm](http://www.bornemannpumps.com/product.htm).
19. Bornemann Pumps. “*Multiphase Pumping Systems*”. Autor. Material mimeografiado. S/F.
20. Bornemann Pumps. “*Multiphase Pumps Specifications Forms*”. Autor. [On Line]. 18 de noviembre, 2001. Disponible en: [www.bornemannpumps.com/m-form.htm](http://www.bornemannpumps.com/m-form.htm)
21. Bornemann Pumps. “*World’s Largest Multiphase System, Commissioned and Operating in Canada (August 1998)*”. En *Bornemann News*. [On Line]. 23 de Marzo, 1999. Disponible en: [www.bornemannpumps.com/news.htm](http://www.bornemannpumps.com/news.htm)
22. Brill, James P. y Beggs, H. Dale. “*Two-Phase flow in pipes*”. The University of Tulsa. Cuarta Edición. Tulsa, Canada. 1978. 500 pp.
23. Centro de Capacitación Petrolera y Petroquímica, CECAPET Caracas, C.A. “*Bombas*”. Autor. Material Mimeografiado. Caracas. 1999. 212 pp.
24. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. “*Curso de Capacitación en Producción de Petróleo. Módulo 1, Sección 2: Facilidades de Superficie*”. Autor. Caracas. S/F. 112 pp.
25. Chávez, C.R. “*Desarrollo del Sur de Ceuta Comenzó a Realizar Maraven*” El Universal. [On Line]. 01 de octubre, 1996. Disponible en: [buscador.eluniversal.com/eudcontent/viewarticle.do?articleId=412702](http://buscador.eluniversal.com/eudcontent/viewarticle.do?articleId=412702)
26. Craft, B.C. y M.F. Hawkins, Jr. “*Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*”. Editorial Tecnos. Madrid. 1977. 560 pp.
27. Crane Co. “*Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías (Folleto Técnico 410M)*”. Mc Graw-Hill. México. 1992.
28. De Marolles, Charles y De Salis, Jacques. “*Innovations in Multiphase Hydrocarbon Operations, a Comprehensive Review of Practical Field Issues Related to the Planning, Installation and Operation of Helicoaxial Multiphase Pumps*”. En *Pump-Zone.com*. Randall Publishing Co. [On Line]. 1999. Disponible en: <http://www.pump-zone.com/articles/articles/innovat.htm>
29. De Salis, Jacques et al. “*Helico-axial Multiphase Pump – Product Development, Selection Tools and Applications*”. Presentado en *Offshore South East Asia, 10<sup>th</sup> Conference & Exhibition, Worldtrade Centre, Singapore, 6<sup>th</sup>- 9<sup>th</sup> December, 1994*. Material mimeografiado.
30. De Salis, Jacques et al. “*Multiphase Pumping – Operation and Control*”. Presentado en *Annual Technical Conference & Exhibition Hall of Society of Petroleum Engineers, Denver, Colorado, U.S.A., 6<sup>th</sup> – 9<sup>th</sup> October, 1996*.
31. De Salis, Jacques y Charles de Marolles. “*Plataforma Dunbar: Las Bombas Multifásicas Más Grandes del Mundo*”. En *Sulzer Technical Review*. Sulzer Pumps. Abril, 1998. Pag. 12 y 13.
32. De Salis, Jacques. “*Las Bombas Multifase no Tienen Hipo*”. En *Sulzer Technical Review*. S/N. Sulzer Pumps. 1997. 10-13 pp.

33. De Salis, Jacques. et al. “*Helicoaxial Multiphase Pump Technology for Enhanced Oilfield Production*”. Presentado en *14<sup>th</sup> BMPA Technical Conference – Usin Pumps Better, 25<sup>th</sup>-27<sup>th</sup> April, 1995*. Material mimeografiado.
34. “*Diccionario Enciclopédico Quillet*”. Editorial Argentina Aristides Quillet. Buenos Aires. 1973. Tomos II y III.
35. Dillon, Michael L. “*Comparing Progressive Cavity and Gear Pumps. Part 1: a PC Pump Manufacturer Makes his Case*”. En *Pump-Zone.Com*. Randall Publishing Co. [On Line]. 18 de noviembre, 2001. Disponible en: [www.pump-zone.com/articles/00/jul/feature3-OFpt1.htm](http://www.pump-zone.com/articles/00/jul/feature3-OFpt1.htm)
36. Ferrari A., G. y V. Mezzedimi. “*Offshore Submerged Multiphase Pumping Equipment*”. Nuovo Pignone. Italia. Material mimeografiado. Noviembre, 1994. 19 pp.
37. Flowtronex International y Multiphase Systems. “*Designing the Multiphase Flow Station*”. Autor. Material mimeografiado. 1998.
38. Flowtronex International y Multiphase Systems. “*Dual Booster<sup>TM</sup> – The Best of Both Worlds*”. Autor. Material mimeografiado. 1998.
39. Flowtronex International y Multiphase Systems. “*Multiphase Systems for Oil and Gas Production*”. Autor. Material mimeografiado. 1998.
40. Flowtronex International. “*Dual Booster Multiphase System Standards. Specification DBMPP-0798, 1<sup>st</sup> Rev*”. Autor. Material mimeografiado. 1998.
41. Flowtronex International. “*Multiphase Pump System Standards. Specification MPP-0798, Rev. 1*”. Autor. Material mimeografiado. 1998.
42. Flowtronex International. “*Bulletin Number MPP200.0*”. Autor. [On Line]. Mayo 2001. Disponible en: [www.flowtronex.net/ifs/mppseries.htm](http://www.flowtronex.net/ifs/mppseries.htm)
43. Flowtronex-Leistritz. “*Multiphase Systems for Oil and Gas Production*”. Material mimeografiado. S/F.
44. Franco, Álvaro. “*Roncador: Ruidoso Despertar de un Gigante*”. En *Petróleo Internacional, Año 59, n° 2*. Keller International. Great Neck, New York, E.U.A. Abril, 2000. Pag. 4-10.
45. French, Larry. “*Comparing Progressive Cavity and Gear Pumps. Part 2: Gear Pumps – Are they the Proven Processing Production?*” En *Pump-Zone.Com*. Randall Publishing Co. [On Line]. 18 de noviembre, 2001. Disponible en: [www.pump-zone.com/articles/00/jul/feature4-OFpt2.htm](http://www.pump-zone.com/articles/00/jul/feature4-OFpt2.htm)
46. Greene, Richard W. et al. “*Compresores, Selección, Uso y Mantenimiento*”. Mc Graw-Hill. México. 1992. 292 pp.
47. Gregory, G.A., Fogarasi, M., Aziz, K., y Mattar, L. “*Multiphase Flow in Pipes and It’s Applications to The Production and Transportation of Oil and Gas. Course Notes*”. Department of Chemical and Petroleum Engineering. The University of Calgary. Calgary, Alberta, Canada. Abril, 1981. 259 pp.
48. Hernández C., Alberto. “*Gas Natural: Alternativa Para Mejorar la Disponibilidad de los Equipos de Producción*” Suplemento Técnico n° 5. En *Diálogo Industrial*. Corpoven, S.A. Caracas. S/F.
49. Ingersoll-Dresser Pumps. “*Multiphase Coverage Chart*”. Autor. Material mimeografiado. S/F.
50. Ingersoll-Dresser Pumps. “*Multiphase Pumps*”. Autor. Material mimeografiado. S/F. 20 pp.



51. Ingersoll-Dresser Pumps. “*Multiphase Two Screw Pumps*”. Autor. Material mimeografiado. 3 de Septiembre, 1999.
52. Ingersoll-Dresser Pumps. “*Two-Screw Pump for Multiphase*”. Autor. Material mimeografiado. U.S.A. 1998. 12 pp.
53. Ingersoll-Rand. “*Cameron Hydraulic Data*”. Autor. Woodcliff Lake, N.J., U.S.A. 1981.
54. International Organization for Standardization, ISO. “*ISO 31-0:1992. Quantities and Units Part 0: General Principles*”. Autor. Ginebra, Suiza. 1992. 21 pp.
55. International Organization for Standardization, ISO. “*ISO 31-1:1992. Quantities and Units Part 1: Space and Time*”. Autor. Ginebra, Suiza. 1992. 11 pp.
56. International Organization for Standardization, ISO. “*ISO 31-3:1992. Quantities and Units Part 3: Mechanics*”. Autor. Ginebra, Suiza. 1992. 18 pp.
57. International Organization for Standardization, ISO. “*ISO 31-4:1992. Quantities and Units Part 4: Heat*”. Autor. Ginebra, Suiza. 1992. 18 pp.
58. Intevep, S.A. Centro de Investigación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. “*Manual para la Producción y Administración de Informes Técnicos*”. Ediciones Técnicas Intevep, S.A. Los Teques. 1984. 71 pp.
59. Juguet, J.P. y B. Lebon. “*Selecting the Optimun Pressure Boosting Method in Deep Sea Developments*”. Total France. Material mimeografiado. 1995. 11 pp.
60. Lafaille, A. “*Poseidon: The Multiphase Boosting and Transportation Technology Now Reaching The Pre-Industrial Stage*”. Presentado en *Europea '90, The Hague, Neterlands, 22<sup>th</sup>-24<sup>th</sup> October, 1990*. Material mimeografiado.
61. Leistritz. “*Multiphase*”. Autor. [On Line]. 20 de Febrero, 2001. Disponible en: [www.leistritzcorp.com/pumps/multiphase/multiphasemain.htm](http://www.leistritzcorp.com/pumps/multiphase/multiphasemain.htm).
62. Leistritz. “*Multiphase Program*”. Autor. [On Line]. 15 de Octubre, 1999. Disponible en: [www.leistritzcorp.com/pumps/multiphase/pumpprogram.html](http://www.leistritzcorp.com/pumps/multiphase/pumpprogram.html).
63. Lizardo G., María E. “*Apertura Petrolera en la Faja del Orinoco*” En *Petróleo YV*, Noviembre-Diciembre, 1999. Grupo JCSA. Pag. 30.
64. LSU Craft & Hawkins, Dept. of Petroleum Engineering. “*ANSI B31.4: (Liquid Petroleum Transportation Piping Systems Code)*”. Autor. [On Line]. 26 de Febrero, 2003. Disponible en: [www.pete.lsu.edu/Courses/edwards/pete4085/Handouts%5CANSI\\_Codes.pdf](http://www.pete.lsu.edu/Courses/edwards/pete4085/Handouts%5CANSI_Codes.pdf)
65. Mabes, T.W. “*Multiphase Pumping: Screw Pumps Find Another Application*”. En *Pump-Zone.Com*. Randall Publishing Co. [On Line]. 1999. Disponible en: <http://www.pump-zone.com/articles/articles/multphse.htm>
66. Manzano Ruiz, Juan et al. “*Mapa de Patrones de Flujo de Mezclas Gas-Líquido en Tuberías Horizontales*”. En *Revista Técnica Intevep*. Intevep, S.A. Los Teques. 1984. Pag. 169-175.
67. Mataix, Claudio. “*Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas*”. Editorial Harla. 2ª edición. Mexico. 1982. 660 pp.

- 
68. Mc Nally, William. “*Mechanical Seal, Classification and Evaluation*” En *Pump-Zone.Com*. Randall Publishing Co. [On Line]. 18 de Noviembre, 2001. Disponible en: [www.pump-zone.com/articles/00/jun/feature3.htm](http://www.pump-zone.com/articles/00/jun/feature3.htm)
  69. Mc Naughton, Kenneth, et al. “*Bombas, Selección, Uso y Mantenimiento*”. Mc Graw-Hill. México. 1992. 373 pp.
  70. Mc Nulty, J. G. et al. “*Market Prospect for Multiphase Technology*”. Caltec. Cranfield, U.K. 1994.
  71. Meneven, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. “*Educación y Petróleo*”. Autor. Caracas. 1983. 213 pp.
  72. Moyno Pumps Co. “*Triphaze System*”. [On Line]. 6 de Marzo, 2002. Disponible en: [www.moyno.com/moyno/triphaze1.htm](http://www.moyno.com/moyno/triphaze1.htm).
  73. “*Multiphase Pumping System with Piston Pump for Crude Oil Production*” En *OPET Network*. [On Line] 28 de Octubre, 1999. Disponible en: [www.cordis.lu/opet/fiches/ff-31.htm](http://www.cordis.lu/opet/fiches/ff-31.htm)
  74. Navarro, Pedro. “*Optimización de Estaciones de Flujo, Bloque V, Lago de Maracaibo*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 1988.
  75. Nelson, y Gerald L. Farrar. “*Nelson-Farrar Cost Indexes and Quartely Costimating*” En *Oil & Gas Journal*. Pennwell Publishing Co. Tulsa, Oklahoma. U.S.A. 04/01/1993, 03/01/1994, 02/01/1995, 01/01/1996, 06/01/1997, 05/01/1998, 04/01/1999, 03/01/2000, 02/07/2001, 07/01/2002 y 01/01/2002.
  76. Omega Mining International, Inc. “*Program Proposal for Project MIDAS (El Callao, Venezuela)*”. Autor. Pennsylvania, U.S.A. 1980.
  77. Ordóñez B., Gustavo Adolfo. “*Modelo para la Planificación Conceptual del desarrollo de un Campo Petrolero. Módulo de Diseño de Instalaciones y Equipos*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 1991. 396 pp.
  78. Otepi Foster Wheeler S.A. “*Doc. No. 1084-0-0-R-RP-003: Line Sizing Philosophy*”. Autor. S/F.
  79. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). “*Informe Anual 2001*”. Autor. Caracas. 2002. 55 pp.
  80. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). “*Procedimientos de Ingeniería n° PDVSA L-TP.1.1: Preparación de Diagramas de Flujo*”. Autor. Caracas. S/F.
  81. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). “*Manual de Diseño de Proceso PDVSA MDP-02-P: Bombas*”. Autor. Caracas. 1996.
  82. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). “*Manual de Diseño de Proceso PDVSA MDP-02-FF: Flujo de Fluidos*”. Autor. Caracas. 1996.
  83. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). “*Manual de Estimación de Costos Clase V (Tipo Curvas) PDVSA MEC-400-04-01: Volumen 3: Facilidades Superficiales de Producción: Estaciones de Flujo*”. Autor. Caracas. 1994.
  84. Petróleos de Venezuela, S.A., División de Exploración y Producción (PDVSA E&P). “*Evolution of Multiphase Pumping in Venezuela*. Autor. Material mimeografiado. Caracas. 6 de Mayo, 1999.
  85. Pioviche P., Santiago. “*Comparación Técnico-Económica Entre Torres de Enfriamiento y Enfriadores por Aire, Para Ser Utilizados Como Sistemas de Enfriamiento en el desarrollo de un Nuevo Campo Petrolero*”.

- Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 1990.
86. Porres Luna, Alma América et al. “*Prospectiva de la Investigación y el Desarrollo Tecnológico del Sector Petrolero al Año 2025. Capítulo 2: Exploración y Producción*”. [On Line]. Instituto Mexicano del Petróleo. S/F. Disponible en: [www.imp.mx/publicaciones/prospectiva/prosp\\_c02.pdf](http://www.imp.mx/publicaciones/prospectiva/prosp_c02.pdf)
  87. Prang, Alan J. “*Selecting Mutiphase Pumps*”. En *Chemical Engineering* en colaboración con Ingersoll-Dresser Pumps Canada, Inc. Brantford, Ontario, Canada. 1997. 7 pp.
  88. “*PROCAP 2000*”. En *The Website for the Offshore Oil & Gas Industry. Current Projects*. [On Line] 2001. Disponible en: [www.offshore-technology.com/projects/petrobras/index.htm](http://www.offshore-technology.com/projects/petrobras/index.htm)
  89. Ramírez, Marta. “*Evaluación del Sistema de Manejo de Producción de la Estación de separación de Flujo Carito (NMEF-2)*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 1999.
  90. Salas, Guillermo José. “*Petróleo*”. Foninves. Quinta Edición. Caracas. 1981. 175 pp.
  91. Shigley, Joseph E. y Charles R. Mischke. “*Diseño en Ingeniería Mecánica*”. Mc Graw-Hill. 5ª Edición. Mexico. 1990. 883 pp.
  92. Smith, Stephen. “*Twin Screw Pumps vs. Centrifugal and Reciprocating Pumps*”. En *Pump-Zone.Com*. Randall Publishing Co. [On Line]. 18 de noviembre, 2001. Disponible en: [www.pump-zone.com/articles/00/nov/feature3.htm](http://www.pump-zone.com/articles/00/nov/feature3.htm)
  93. Sulzer Pumps. “*Enquiries*”. [On Line]. 14 de Marzo, 2003. Disponible en: [www.sulzerpumps.com/eprise/SulzerPumps/Sites/Products/Multiphase/mppenquiries.html](http://www.sulzerpumps.com/eprise/SulzerPumps/Sites/Products/Multiphase/mppenquiries.html)
  94. Sulzer Pumps. “*Installations*”. [On Line]. 14 de Marzo, 2003. Disponible en: [www.sulzerpumps.com/eprise/SulzerPumps/Sites/CSS/InstallationCommissioning/Overview.htm](http://www.sulzerpumps.com/eprise/SulzerPumps/Sites/CSS/InstallationCommissioning/Overview.htm)
  95. Sulzer Pumps. “*MPP Application: Field Experience from Pecorade*”. En *Sulzer Multiphase News*. Autor. Material mimeografiado. S/F.
  96. Sulzer Pumps. “*MPP Pump Description*”. [On Line]. 14 de Marzo, 2003. Disponible en: [www.sulzerpumps.com/eprise/SulzerPumps/Sites/Products/Multiphase/MPP.htm](http://www.sulzerpumps.com/eprise/SulzerPumps/Sites/Products/Multiphase/MPP.htm)
  97. Sulzer Pumps. “*Multiphase Pumping, The MPP Range*”. Autor. Material mimeografiado. 1996.
  98. Sulzer Pumps. “*Questionnaire for Multiphase Pump Applications*”. Autor. Material mimeografiado. 23 de Abril, 1996.
  99. Sulzer Pumps. “*Sulzer Helico-axial Multiphase Pump. Performance Range and Selection Procedure*”. Autor. Material mimeografiado. 14 de Abril, 1994.
  100. Sulzer Pumps. “*Sulzer Multiphase Pumps*”. Material mimeografiado. S/F.
  101. Sulzer Pumps. “*What is Multiphase*”. [On Line]. 14 de Marzo, 2003. Disponible en: [www.sulzerpumps.com/eprise/SulzerPumps/Sites/Products/Multiphase/Overview.htm](http://www.sulzerpumps.com/eprise/SulzerPumps/Sites/Products/Multiphase/Overview.htm)
  102. Vidal N., Antonio. “*Diseño de un Banco de Experimentación Para el Estudio del Bombeo Multifásico*”. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 1988. 100 pp.

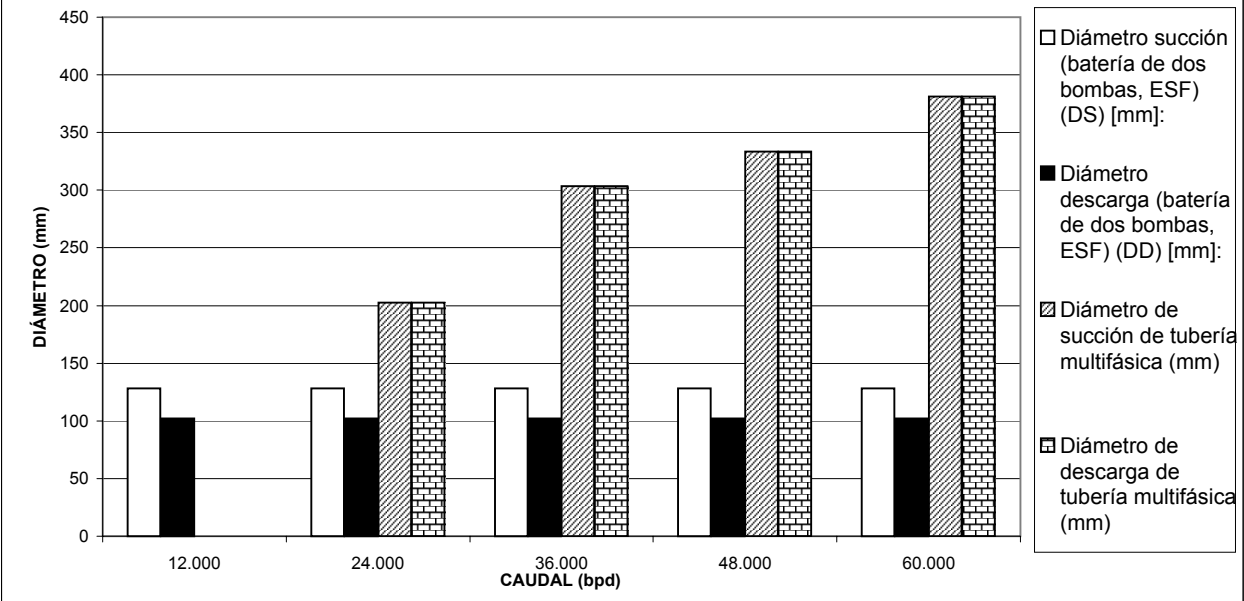
103. Wyborn, Glen. "Multiphase Pumps Offer Alternative for Moving Wellhead Fluids" En *Oil and Gas Journal*. [On Line]. 6 de Septiembre, 1999. Disponible en: [www.ogj.pennnet.com/articles/article-display.cfm?Section=Archives&Article\\_Category=ReguA&ARTICLE\\_ID=37297&](http://www.ogj.pennnet.com/articles/article-display.cfm?Section=Archives&Article_Category=ReguA&ARTICLE_ID=37297&)

## **ANEXOS:**

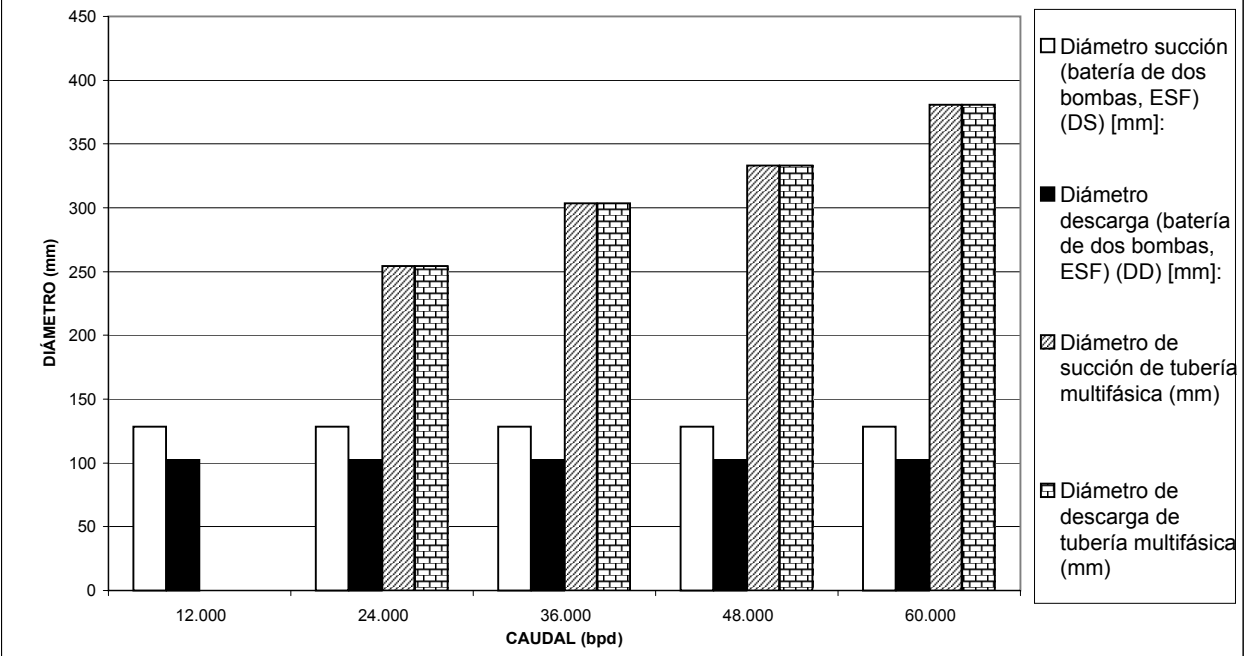
- Anexo 1:** Gráficos: Resultados de la evaluación técnica económica.
- Anexo 2:** Ejemplos de cálculos realizados utilizando las hojas de cálculo construidas en Microsoft Excel (color de las celdas: Datos en ámbar y resultados en azul):
- Anexo 2.1: Caída de presión en la tubería de descarga.
  - Anexo 2.2: Caída de presión en la tubería de succión.
  - Anexo 2.3: Cálculo de la bomba multifásica, NPSH y espesor de pared de tubería.
  - Anexo 2.4: Cálculos de bombeo de crudo, estación de separación.
  - Anexo 2.5: Cálculos de costos y económicos.
- Anexo 3:** Flujograma de cálculo.
- Anexo 4:** Información de referencia de la bomba multifásica helicoaxial Sulzer (Poseidon).
- Anexo 4.1: Presentación de la bomba helicoaxial Sulzer.
  - Anexo 4.2: Características técnicas y de costos.
  - Anexo 4.3: Cuestionario para solicitud de bombas multifásicas.
  - Anexo 4.4: Procedimiento de selección preliminar.
- Anexo 5:** Información general de otros fabricantes de bombas multifásicas.
- Anexo 5.1: Ingersoll-Dresser Pumps.
  - Anexo 5.2: Bornemann Pumps.
  - Anexo 5.3: Flowtronex-Leistritz.
- Anexo 6:** Evolución del bombeo multifásico en Venezuela (PDVSA E&P).
- Anexo 7:** Misceláneos:
- Anexo 7.1: Instrumentación para flujo multifásico.
  - Anexo 7.2: Variador de frecuencia ACS 600.
  - Anexo 7.3: Especificaciones y normas de tubos de acero para conducción de fluidos.
  - Anexo 7.4: Cálculo de espesor de pared según norma ANSI.
- Anexo 8:** Características de operación de las estaciones del Bloque V (Lago de Maracaibo).

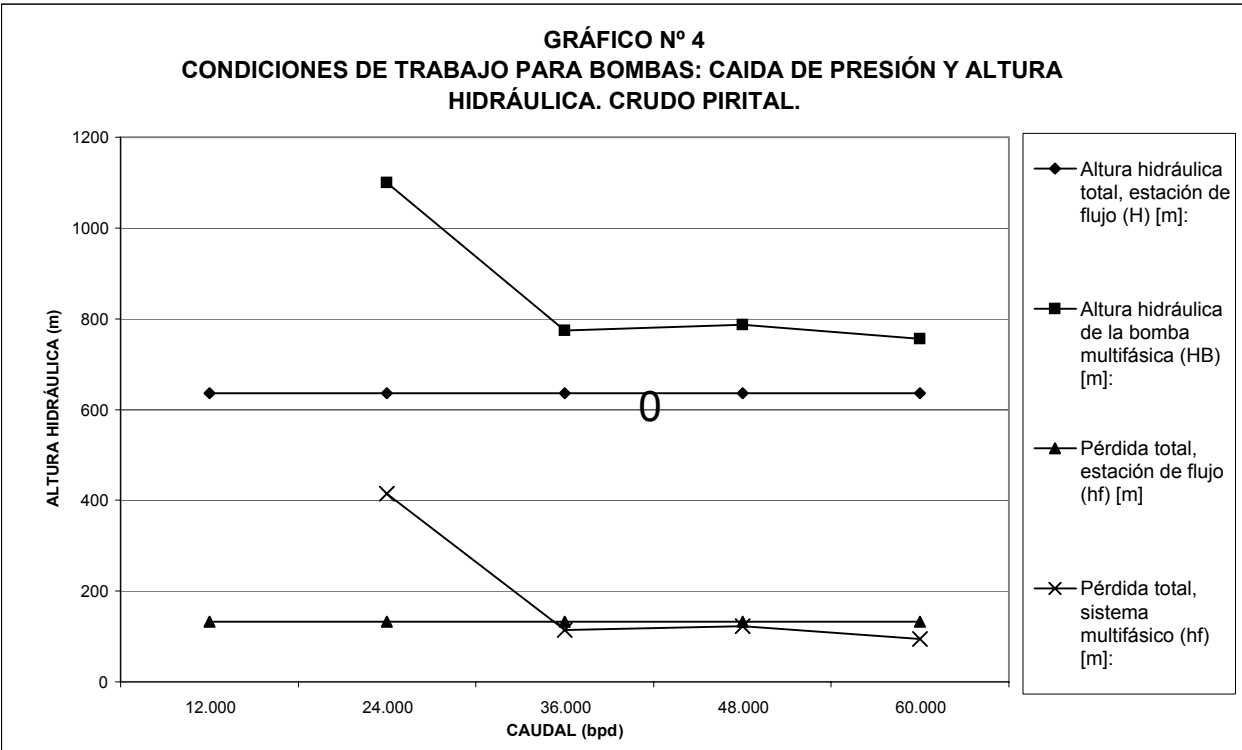
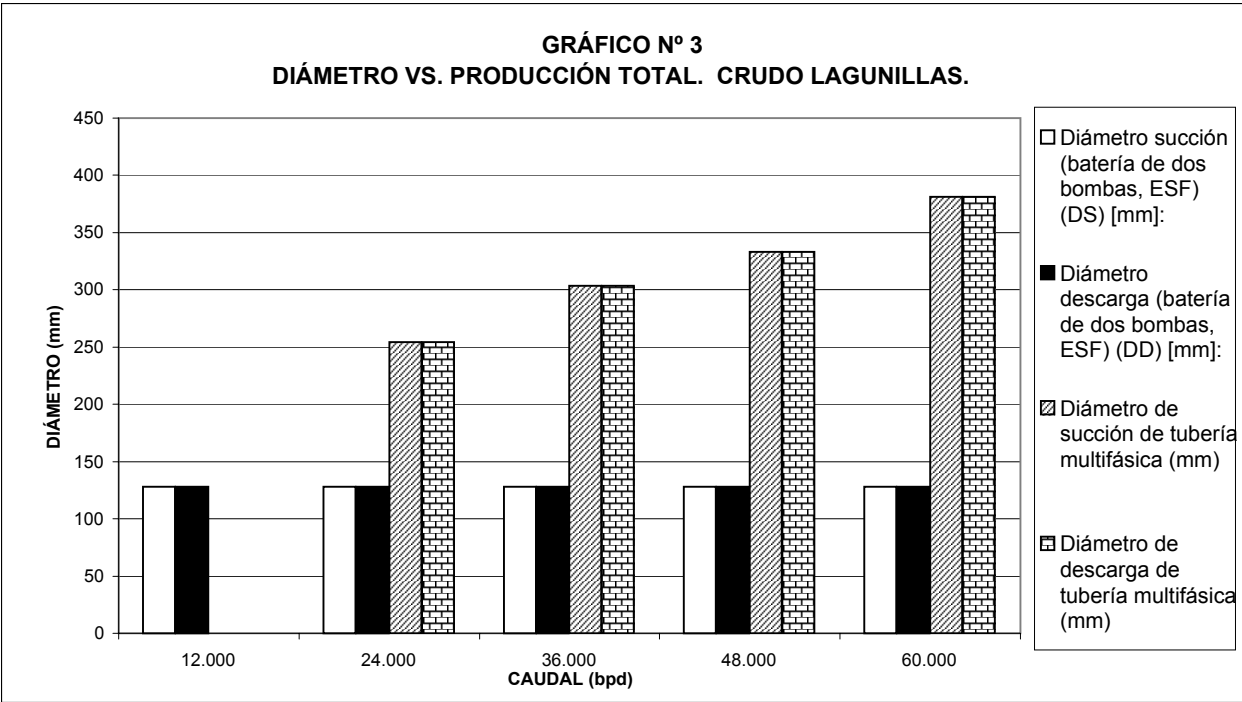
## **ANEXO 1**

**GRÁFICO N° 1  
DIÁMETRO VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO PIRITAL.**



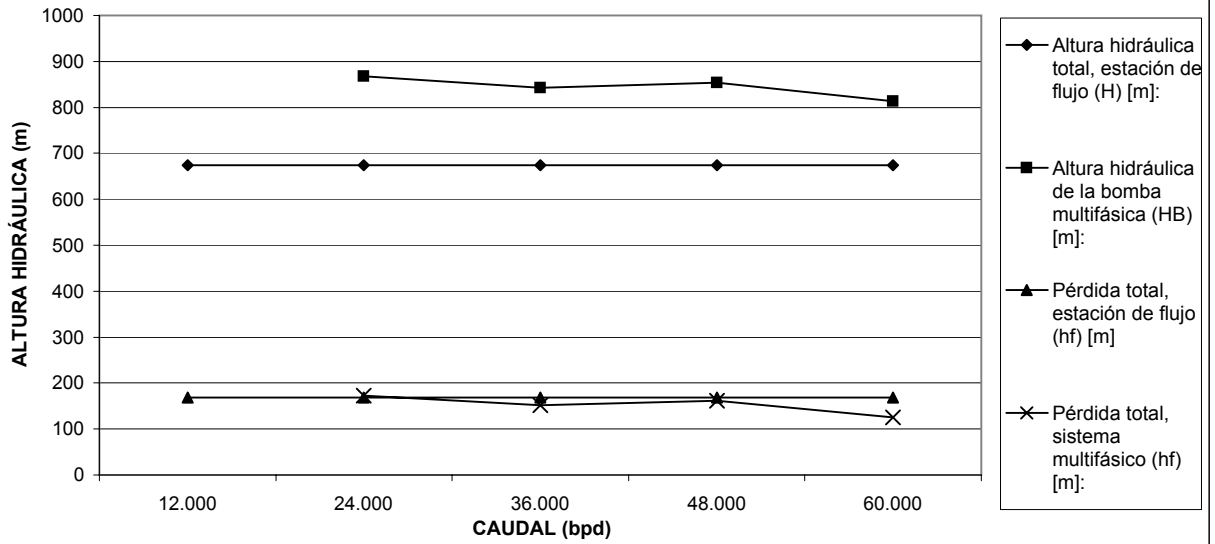
**GRÁFICO N° 2  
DIÁMETRO VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO GUARA.**



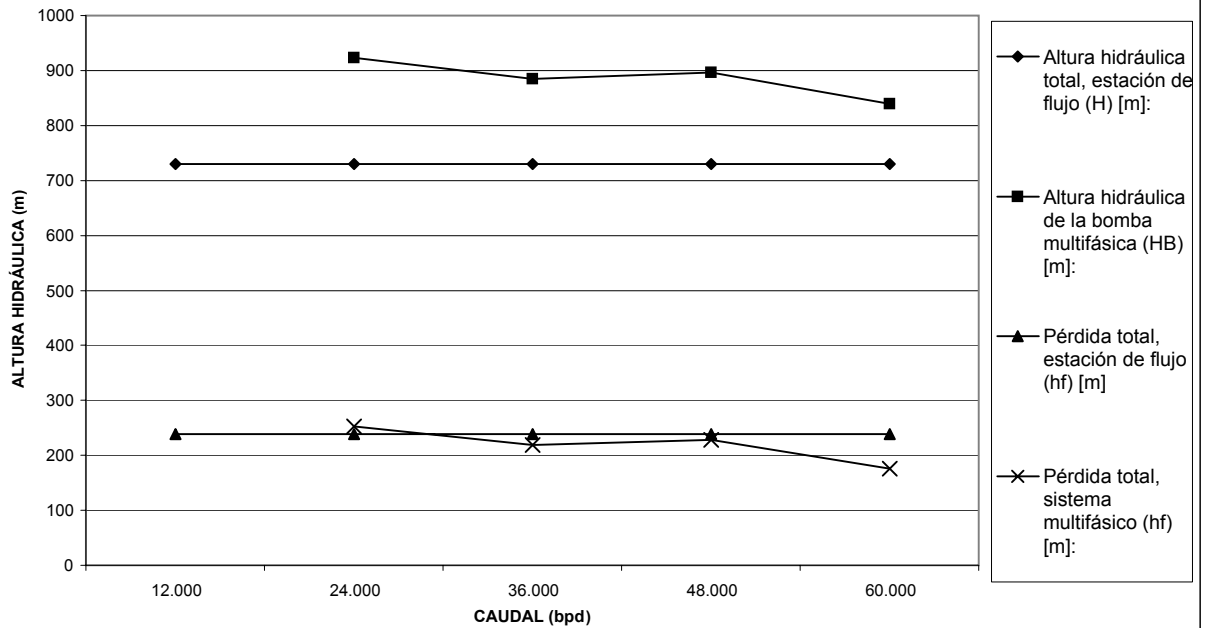




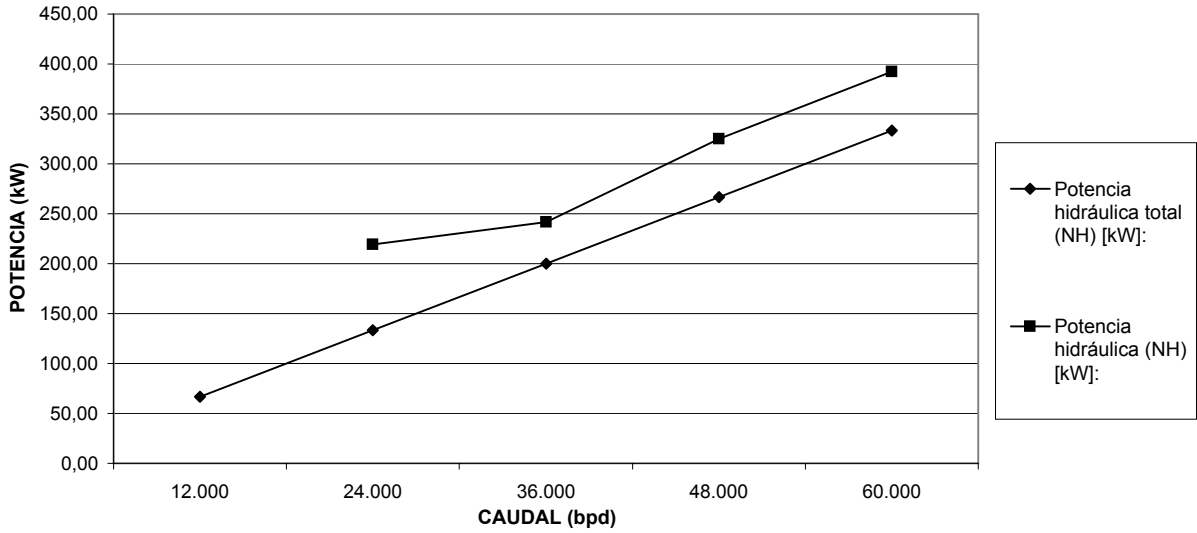
**GRÁFICO N° 5**  
**CONDICIONES DE TRABAJO PARA BOMBAS: CAIDA DE PRESIÓN Y ALTURA**  
**HIDRÁULICA VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO GUARA.**



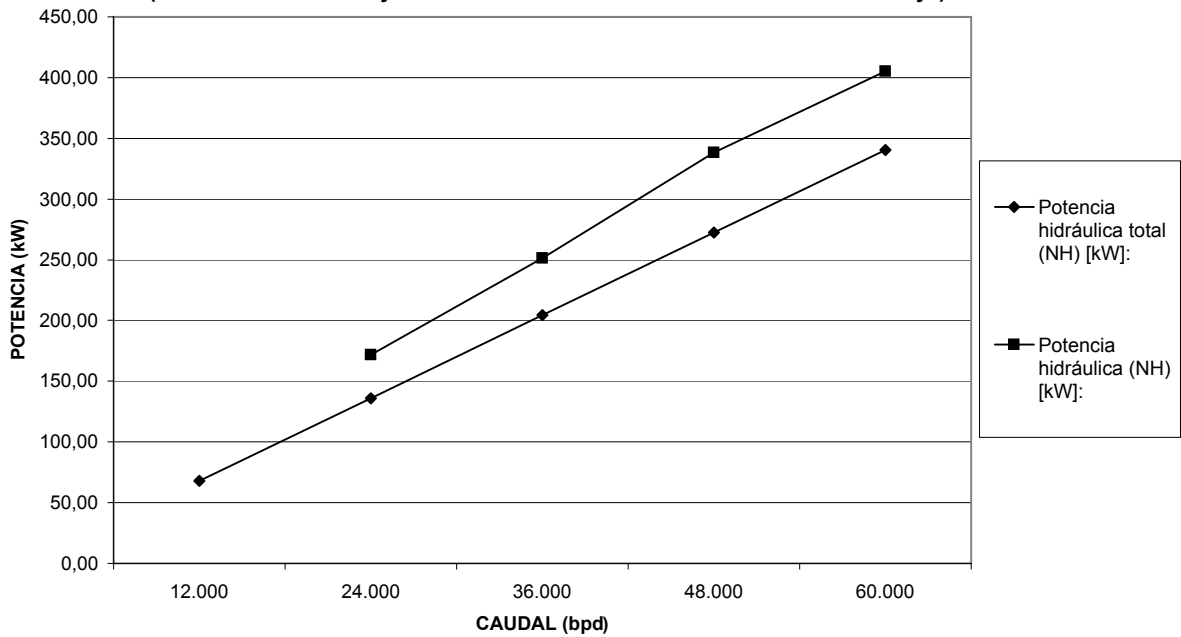
**GRÁFICO N° 6**  
**CONDICIONES DE TRABAJO PARA BOMBAS: CAIDA DE PRESIÓN Y ALTURA**  
**HIDRÁULICA VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO LAGUNILLAS.**



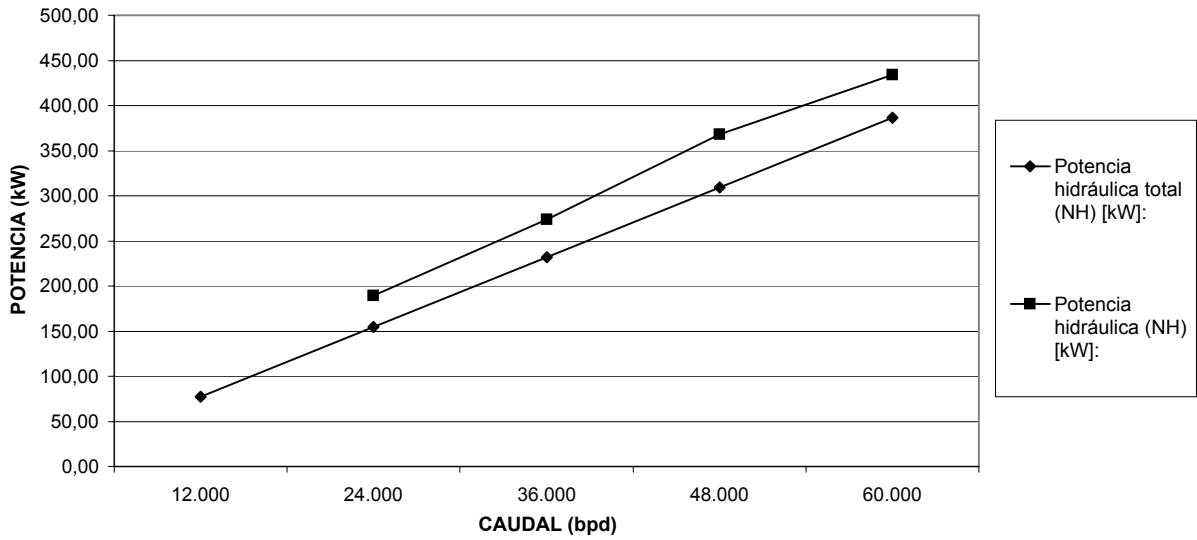
**GRÁFICO N° 7**  
**POTENCIA HIDRÁULICA VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO PIRITAL**  
(en la estación de flujo se considera la sumatoria de las líneas de flujo).



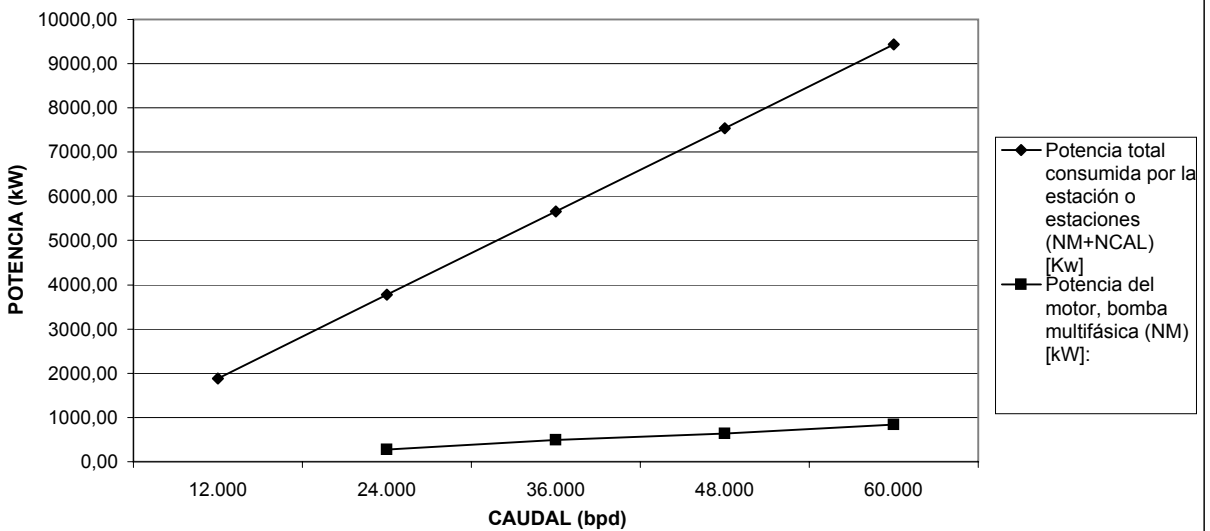
**GRÁFICO N° 8**  
**POTENCIA HIDRÁULICA VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO GUARA**  
(en la estación de flujo se considera la sumatoria de las líneas de flujo).



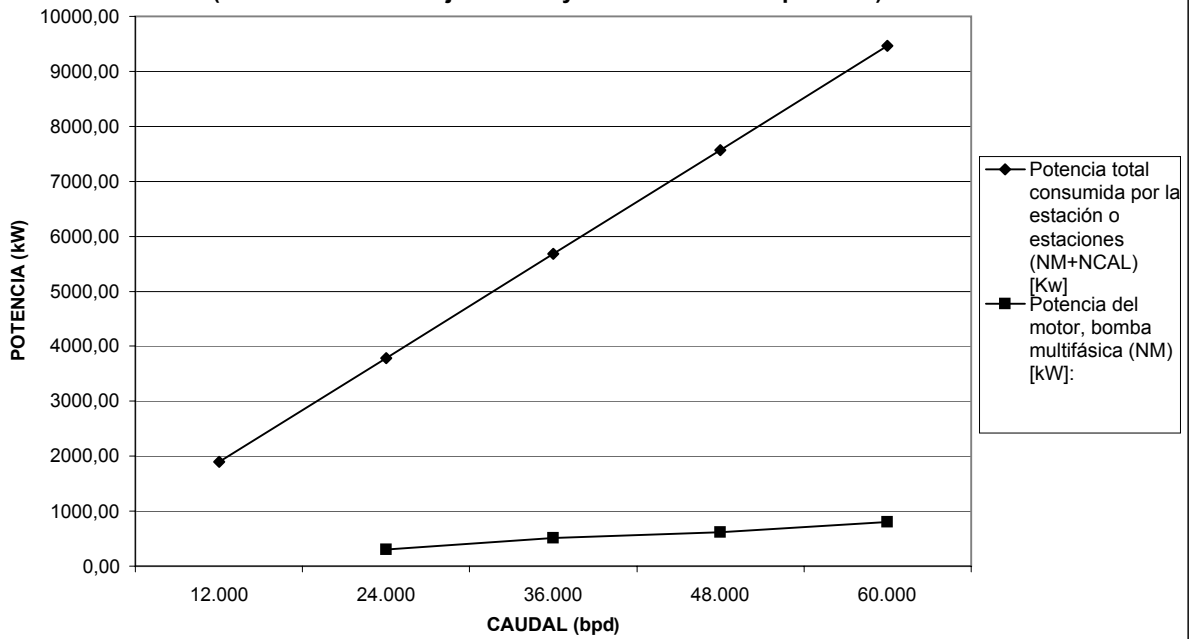
**GRÁFICO N° 9**  
**POTENCIA HIDRÁULICA VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO LAGUNILLAS**  
(en la estación de flujo se considera la sumatoria de las líneas de flujo).



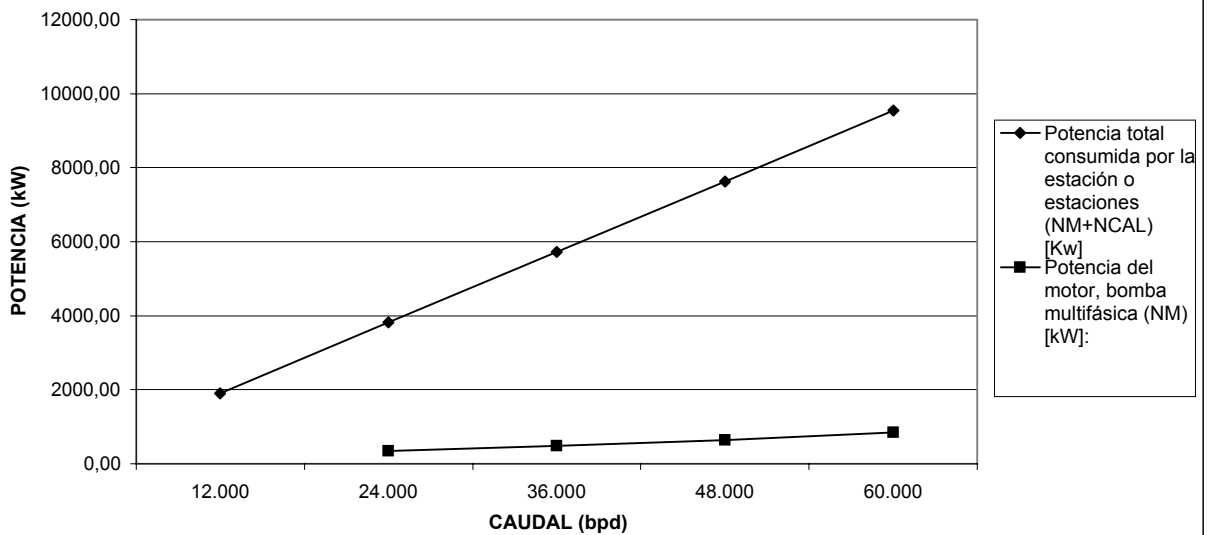
**GRÁFICO N° 10**  
**POTENCIA TOTAL VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO PIRITAL**  
(en la estación de flujo se incluye el calentador de petróleo).



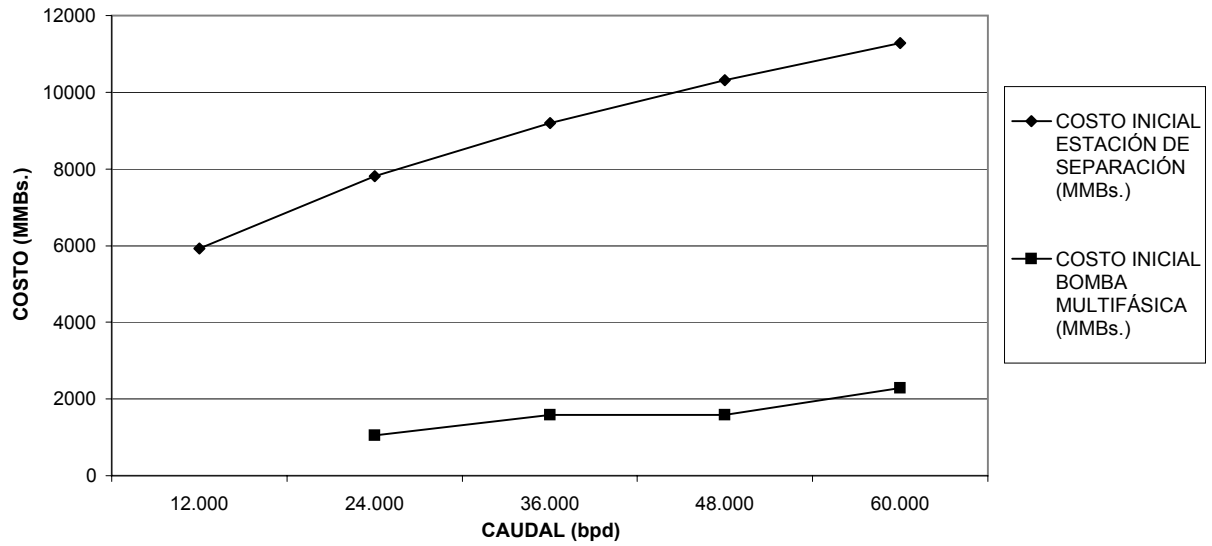
**GRÁFICO N° 11**  
**POTENCIA TOTAL VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO GUARA**  
 (en la estación de flujo se incluye el calentador de petróleo).



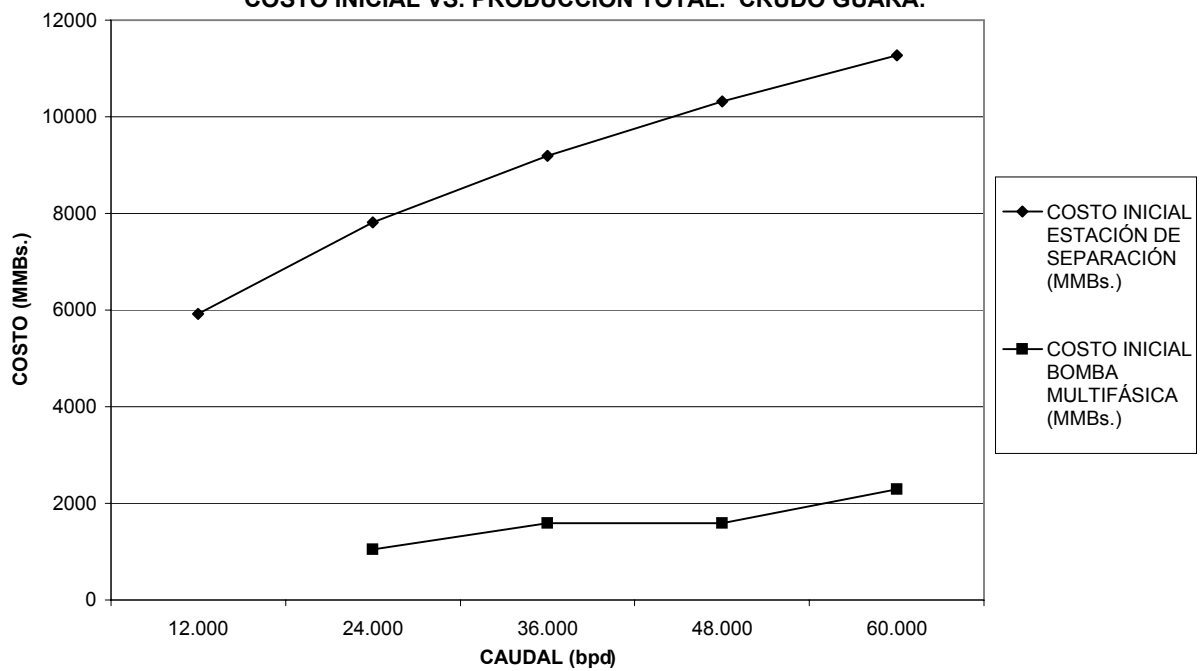
**GRÁFICO N° 12**  
**POTENCIA TOTAL VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO LAGUNILLAS**  
 (en la estación de flujo se incluye el calentador de petróleo).



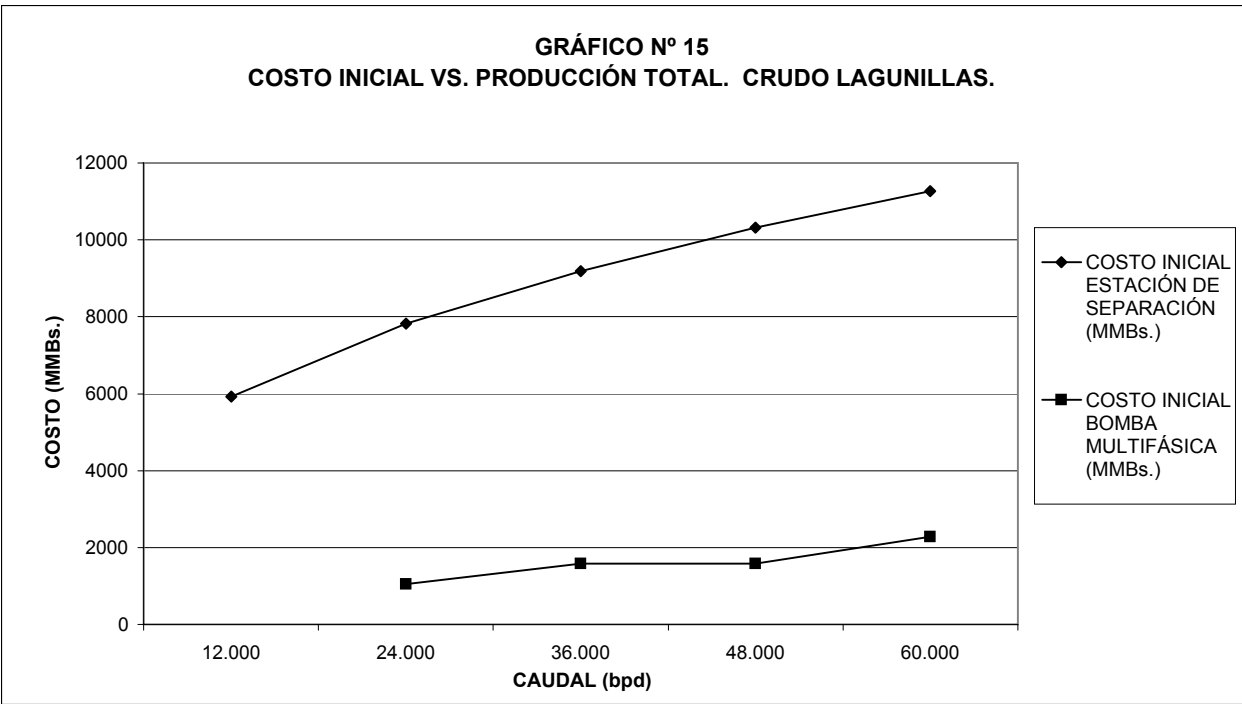
**GRÁFICO N° 13**  
**COSTO INICIAL VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO PIRITAL.**



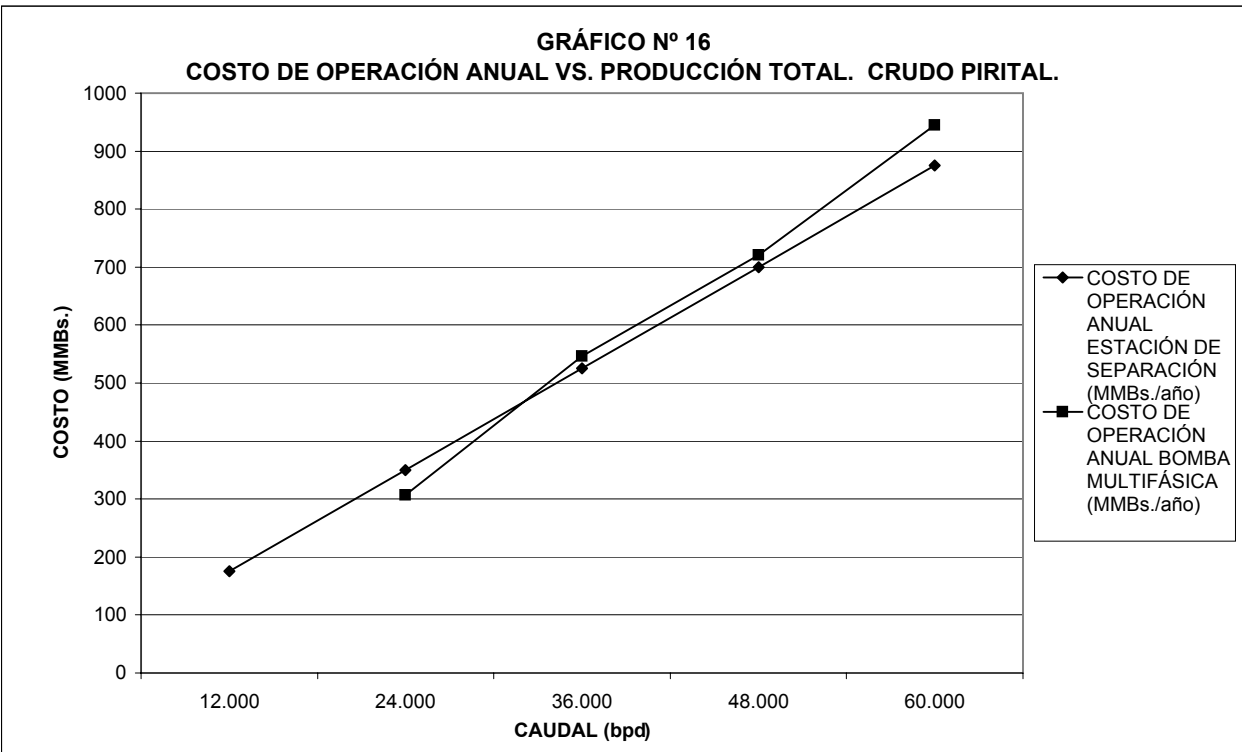
**GRÁFICO N° 14**  
**COSTO INICIAL VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO GUARA.**



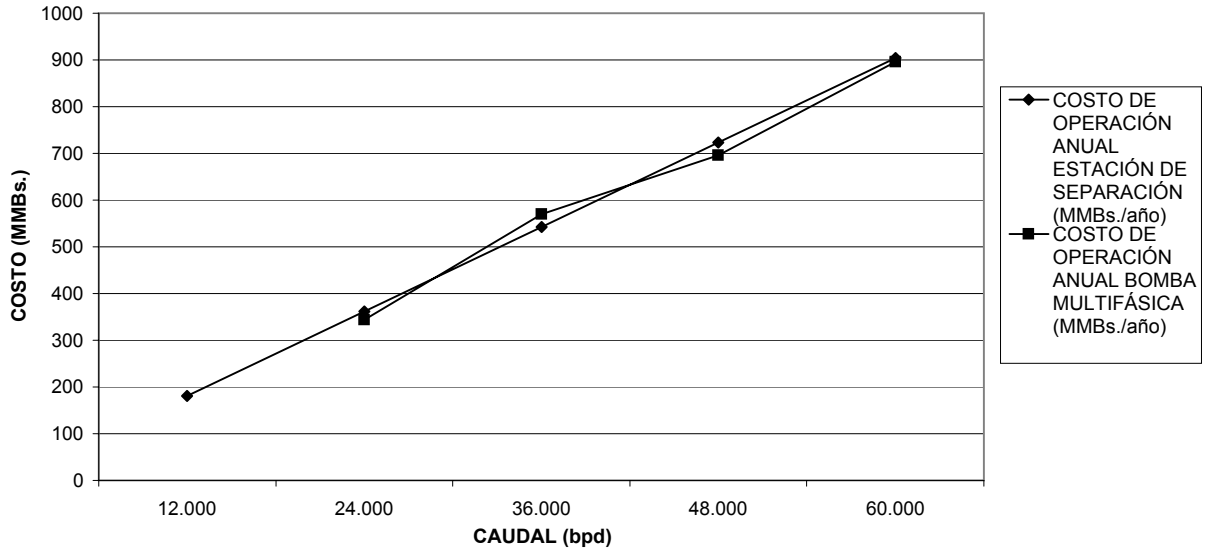
**GRÁFICO N° 15**  
**COSTO INICIAL VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO LAGUNILLAS.**



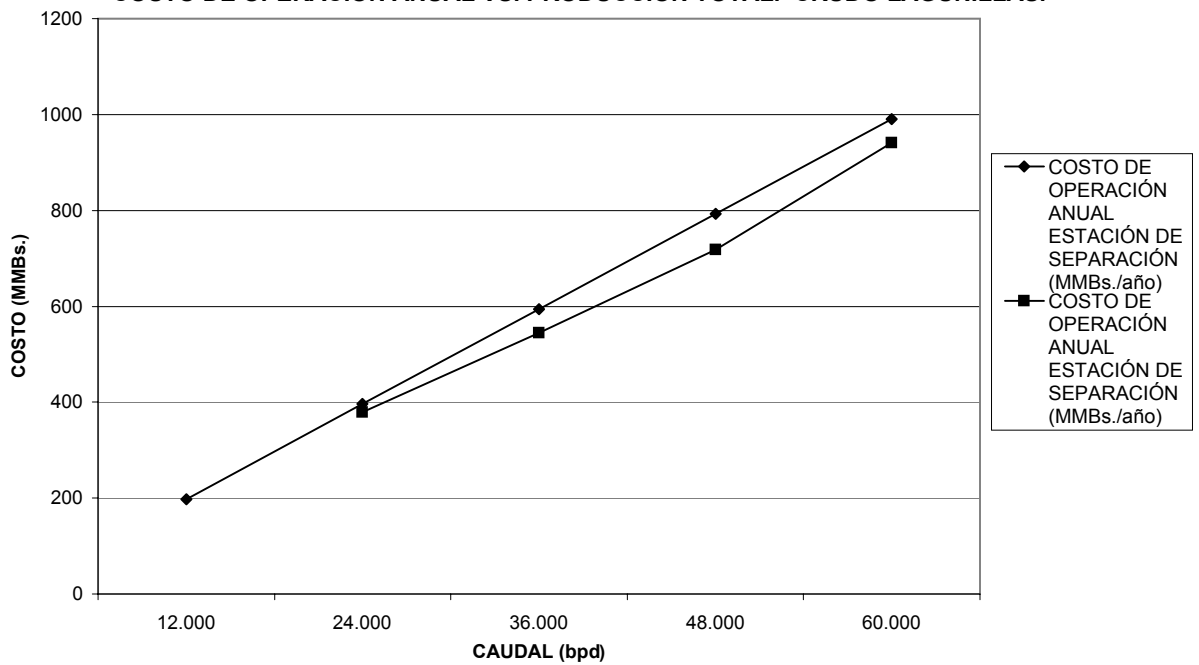
**GRÁFICO N° 16**  
**COSTO DE OPERACIÓN ANUAL VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO PIRITAL.**



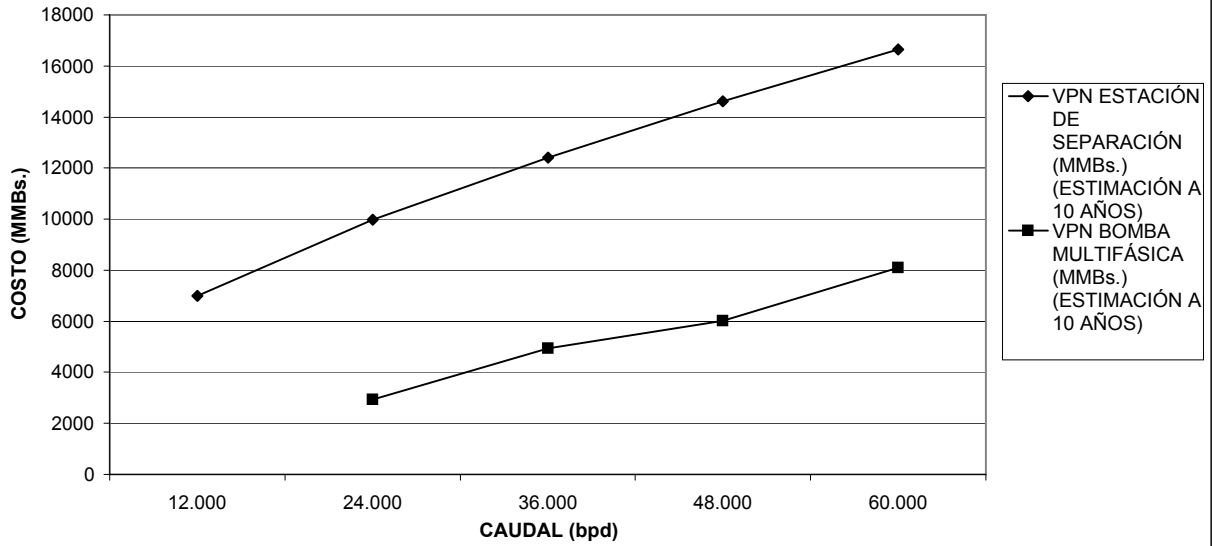
**GRÁFICO N° 17**  
**COSTO DE OPERACIÓN ANUAL VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO GUARA.**



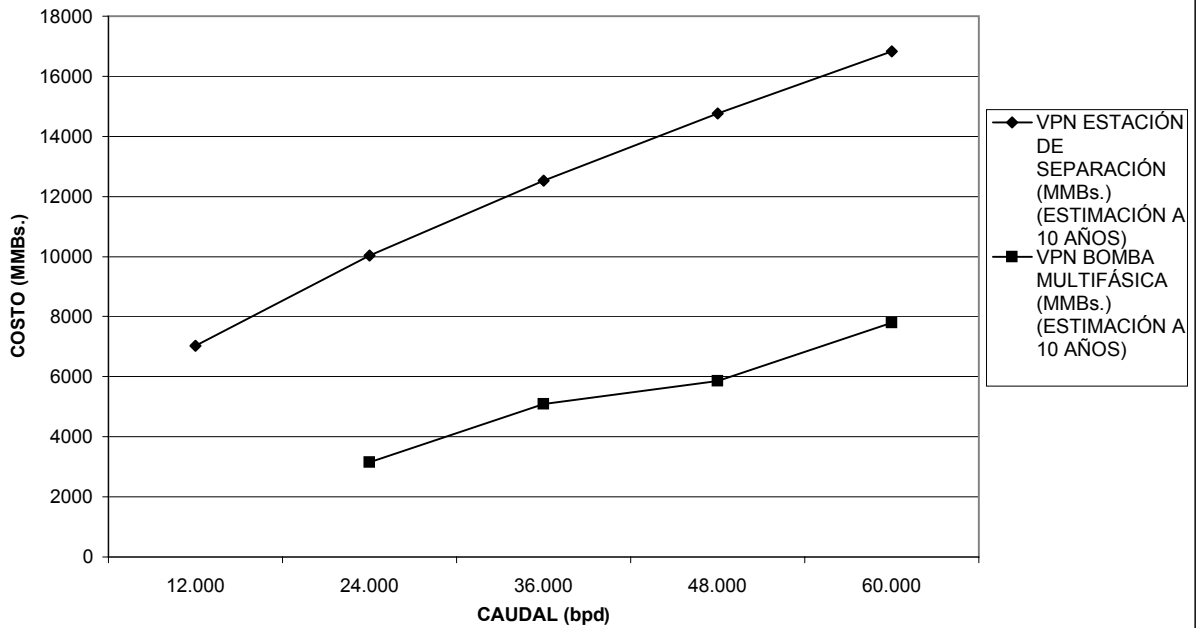
**GRÁFICO N° 18**  
**COSTO DE OPERACIÓN ANUAL VS. PRODUCCIÓN TOTAL. CRUDO LAGUNILLAS.**



**GRÁFICO N° 19**  
**VALOR PRESENTE NETO A DIEZ AÑOS VS. PRODUCCIÓN TOTAL. TASA DE**  
**RETORNO 10%. CRUDO PIRITAL.**

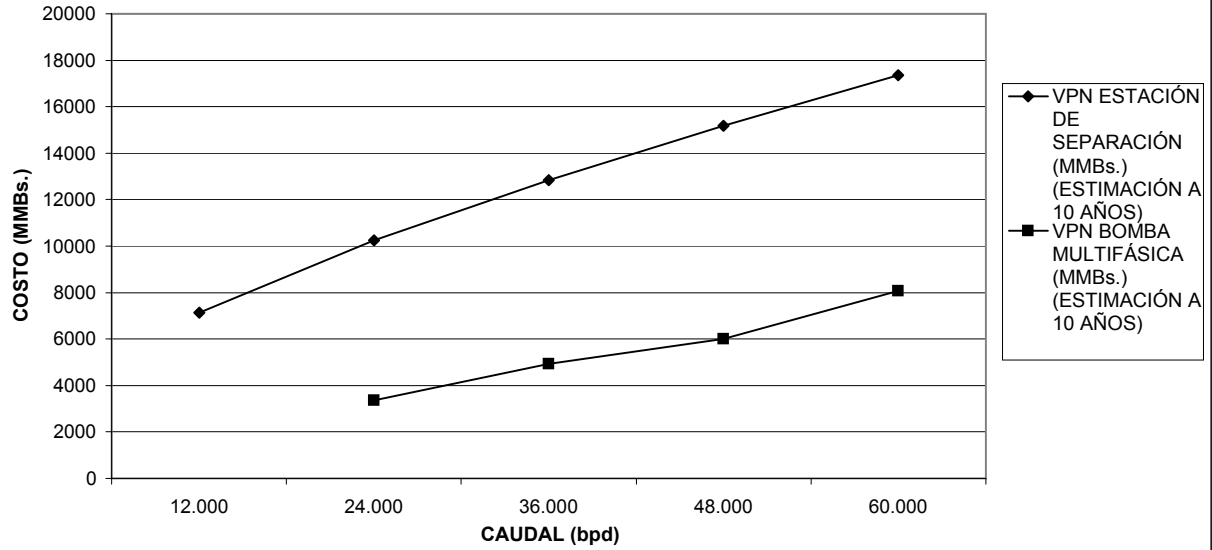


**GRÁFICO N° 20**  
**VALOR PRESENTE NETO A DIEZ AÑOS VS. PRODUCCIÓN TOTAL. TASA DE**  
**RETORNO 10%. CRUDO GUARA.**





**GRÁFICO N° 21**  
**VALOR PRESENTE NETO A DIEZ AÑOS VS. PRODUCCIÓN TOTAL. TASA DE**  
**RETORNO 10%. CRUDO LAGUNILLAS.**



## **ANEXO 2.1**

**CÁLCULO DE PARÁMETROS TÉCNICOS PARA EL BOMBEO MULTIFÁSICO DE CRUDO - GUARA (MEDIANO)**

| <b>DATOS DE ENTRADA:</b>  |            |
|---|------------|
| Caudal Total de succión ( $Q_t$ ) [ $m^3/s$ ]:  | 0,0442     |
| Presión en el múltiple ( $P_1$ ) [psig]:  | 150        |
| Presión en el múltiple ( $P_1$ ) [kPa]:   | 1033,92857 |
| Presión en la salida de la tubería ( $P_2$ ) [psig]:  | 600        |
| Presión en la salida de la tubería ( $P_2$ ) [kPa]:   | 4135,71429 |
| Presión de trabajo en el tramo ( $P_m$ ) [psig]:  | 647        |
| Presión de trabajo en el tramo ( $P_m$ ) [kPa abs]:   | 4561,00357 |
| Longitud de tubería (L) [m]:  | 10000      |
| Longitud de tubería equivalente, agregando estimado de 80% de tubería recta por accesorios ( $L_e$ ) [m]:   | 18000      |
| Diametro seleccionado para cálculo (D) [m]:   | 0,2545     |
| Angulo de inclinación de la tubería ( $\theta$ ) [grados]:  | 0          |
| Angulo de inclinación de la tubería ( $\theta$ ) [radianes]:  | 0          |
| Rugosidad absoluta del acero ( $\epsilon$ ) [m]:  | 0,00005    |
| Rugosidad relativa ( $\epsilon/D$ , tubería de acero):  | 0,00019646 |
| GOR [ $sf^3/bbl$ ]:   | 100        |
| GOR [ $sm^3/m^3$ ]:   | 17,8093358 |
| GLR [ $m^3/m^3$ ]:  | 0,19296268 |
| GVF [%]:  | 16,175081  |
| Corte de agua (WC) [%]:   | 60         |
| Gas disuelto ( $R_g$ ) [scf/STB]:   | 247        |
| Gas disuelto ( $R_g$ ) [ $sm^3/m^3$ ]:  | 43,9907    |
| Gravedad API del crudo [°API] a temperatura de operación:   | 30,21      |
| Temperatura de operación [K]:   | 351,95     |
| Gravedad del gas:   | 0,667      |
| Factor de compresibilidad del gas (z), de la página web <a href="http://www.processassociates.com/process/property/z_factor.htm">http://www.processassociates.com/process/property/z_factor.htm</a> : | 0,95       |
| Viscosidad cinemática de crudo ( $\nu_{od}$ ) [cSt] :   | 40,37      |
| Viscosidad cinemática de crudo ( $\nu_{od}$ ) [ $m^2/s$ ] :   | 0,00004037 |
| Factor de corrección de viscosidad de crudo A (Chew y Connally) Fig. 1.7:   | 0,66       |
| Factor de corrección b de viscosidad de crudo (Chew y Connally) Fig. 1.7:   | 0,78       |
| Densidad del agua ( $\rho_w$ ) [ $kg/m^3$ ]:  | 972,57     |
| Viscosidad dinámica del agua ( $\mu_w$ ) [cP] Fig. 1.9:   | 0,4        |
| Viscosidad dinámica del agua ( $\mu_w$ ) [Pa s] Fig. 1.9:   | 0,0004     |
| Viscosidad dinámica de gas ( $\mu_g$ ) [cP]   | 0,01332    |
| Viscosidad dinámica de gas ( $\mu_g$ ) [Pa s]   | 0,00001332 |

| <b>PROPIEDADES:</b>  |             |
|--|-------------|
| Gravedad del crudo libre de gas:                               | 0,87502319  |
| Densidad del crudo ( $\rho_l$ ) [ $kg/m^3$ ]:                  | 610,3388583 |
| Factor de volumen de formación de crudo ( $B_o$ ):             | 1,491907993 |
| Densidad del gas ( $\rho_g$ ) [ $kg/m^3$ ]:                    | 31,73643554 |
| Densidad de fase líquida ( $\rho_l$ ) [ $kg/m^3$ ]:            | 827,6775433 |
| Viscosidad dinámica de crudo ( $\mu_{od}$ ) [Pa s] :           | 0,02463938  |
| Viscosidad dinámica de crudo fluyente ( $\mu_o$ ) [Pa s] :     | 0,036729512 |
| Viscosidad dinámica de fase líquida ( $\mu_l$ ) [Pa s]:        | 0,014931805 |
| Viscosidad cinemática de fase líquida ( $\nu_l$ ) [ $m^2/s$ ]: | 1,80406E-05 |

| <b>RESULTADOS PREVIOS:</b>  |             |
|---|-------------|
| Diámetro inicial de tubería según Breese [m]                                    | 0,252285552 |
| Caudal de líquido ( $Q_l$ ) [ $m^3/s$ ]   | 0,037050614 |
| Caudal de gas ( $Q_g$ ) [ $m^3/s$ ]   | 0,007149386 |
| Velocidad superficial del líquido ( $V_{sl}$ ) [m/s]                            | 0,726479827 |
| Velocidad superficial del gas ( $V_{sg}$ ) [m/s]                                | 0,140183494 |
| Nº de Reynolds para fase líquida  | 10248,49789 |
| Nº de Reynolds para fase gaseosa  | 85003,84903 |
| Factor de fricción fase líquida para patrón de flujo ( $f_l$ )                  | 0,025425512 |
| Factor de fricción fase gaseosa para patrón de flujo ( $f_g$ )                  | 0,016708382 |
| Caída de presión por fricción líquida para patrón de flujo $(dp/dx)_L$ , [Pa/m] | 21,82027496 |
| Caída de presión por fricción gaseosa para patrón de flujo $(dp/dx)_G$ , [Pa/m] | 0,020472389 |
| Parametro adimensional para calcular el patron de flujo (X), Fig 4.1:           | 32,64719268 |
| Parametro adimensional para calcular el patron de flujo (T), Fig 4.1:           | 0,052863406 |
| Parametro adimensional para calcular el patron de flujo (F), Fig 4.1:           | 0,091808685 |
| Parametro adimensional para calcular el patron de flujo (K), Fig 4.1:           | 1,793441433 |
| Patrón de flujo encontrado:   | Tapón       |

**CÁLCULO DE LA CAIDA DE PRESIÓN MULTIFÁSICA**

|  |             |
|--|-------------|
| Número de Froude ( $N_F$ ):                              | 0,30084586  |
| Atascamiento de líquido sin deslizamiento ( $\lambda$ ): | 0,83824919  |
| Limites de patrones de flujo ( $L_1$ ):                  | 299,6027336 |
| Limites de patrones de flujo ( $L_2$ ):                  | 0,001430149 |
| Limites de patrones de flujo ( $L_3$ ):                  | 0,108294073 |
| Limites de patrones de flujo ( $L_4$ ):                  | 1,641654538 |

|  |             |   |             |
|--|-------------|---|-------------|
| Patrón de flujo estimado para cálculo de atascamiento de líquido:  |             | <b>Si el patrón de flujo es de transición se utilizan los siguientes valores:</b>                               |             |
| Atascamiento de líquido con deslizamiento en tubería horizontal para flujo segregado, intermitente y distribuido ( $H_{LO}$ ): | 0,785015669 | Parámetro (a) para flujo segregado, tabla 4.7:  | 1           |
| Parámetro (a), tabla 4.7:  | 0,845       | Parámetro (b) para flujo segregado, tabla 4.7:  | 2           |
| Parámetro (b), tabla 4.7:  | 0,5351      | Parámetro (c) para flujo segregado, tabla 4.7:  | 3           |
| Parámetro (c), tabla 4.7:  | 0,0173      | Parámetro (a) para flujo intermitente, tabla 4.7:   | 4           |
|  |             | Parámetro (b) para flujo intermitente, tabla 4.7:   | 5           |
|  |             | Parámetro (c) para flujo intermitente, tabla 4.7:   | 6           |
|  |             | Atascamiento de líquido con deslizamiento en tubería horizontal con patrón de flujo en transición ( $H_{LO}$ ): | 6209,620394 |

|   |             |
|---|-------------|
| <b>PROPIEDADES DE MEZCLA:</b>   |             |
| Atascamiento de líquido con deslizamiento ( $H_{LO}$ )  | 0,785       |
| Densidad de mezcla ( $\rho_m$ ) [kg/m <sup>3</sup> ]:   | 656,5502052 |
| Densidad de mezcla sin deslizamiento ( $\rho_{m0}$ ) [kg/m <sup>3</sup> ]:  | 698,9334242 |
| Viscosidad dinámica de mezcla sin deslizamiento ( $\mu_{20}$ ) [Pa s]:  | 0,012518728 |
| Velocidad promedio de mezcla ( $V_{20}$ ) [m/s]:  | 0,866663322 |
| Número de Reynolds para no deslizamiento ( $R_{ens}$ ):   | 12314,41595 |
| Factor de fricción ( $f_n$ ):   | 0,006069207 |
| Constante Y para factor de fricción multifásico:  | 1,360297277 |
| Función S para factor de fricción multifásico:  | 0,364418232 |
| Factor de fricción multifásico ( $f_{TP}$ ):  | 0,008737693 |
| Caída de presión por cambio de elevación ( $(\Delta P)_e$ ) [kPa]   | 0           |
| Caída de presión por fricción ( $(\Delta P)_f$ ) [kPa]  | 648,8557481 |
| Término de aceleración ( $E_k$ ):   | 1,74886E-05 |
| Caída de presión total ( $(\Delta P)_t$ ) [kPa]   | 648,8670959 |
| Línea: succión (1); descarga (2); descarga alta P, P>4000 kPa (3)   | 3           |
| Base de diseño: $\Delta P_{max}/m=$   | 0,68        |
| Comparación contra parámetro de diseño, máxima caída de presión permisible ( $\Delta P_{max}$ ) [kPa/m], tabla 4.6: | ACEPTABLE   |
| Comparación contra parámetro de diseño, velocidad adecuada en tubería (min = 0,9 m/s, max = 2,1 m/s):               | NO ADECUADA |
| Presión promedio calculada en el tramo (para comparación con estimación inicial) [kPa]:                             | 4561,472834 |

## **ANEXO 2.2**

| DATOS DE ENTRADA:   |            |
|---|------------|
| Caudal Total de succión ( $Q_i$ ) [ $m^3/s$ ]:  | 0,0442     |
| Presión en el múltiple ( $P_1$ ) [psig]:  | 150        |
| Presión en el múltiple ( $P_1$ ) [kPa]:   | 1033,92857 |
| Presión en la salida de la tubería ( $P_2$ ) [psig]:  | 600        |
| Presión en la salida de la tubería ( $P_2$ ) [kPa]:   | 4135,71429 |
| Presión de trabajo en el tramo ( $P_m$ ) [psig]:  | 140        |
| Presión de trabajo en el tramo ( $P_m$ ) [kPa abs]:   | 1066,325   |
| Longitud de tubería (L) [m]:  | 3000       |
| Longitud de tubería equivalente, agregando estimado de 80% de tubería recta por accesorios ( $L_e$ ) [m]:   | 5400       |
| Diametro seleccionado para cálculo (D) [m]:   | 0,2545     |
| Angulo de inclinación de la tubería ( $\theta$ ) [grados]:  | 0          |
| Angulo de inclinación de la tubería ( $\theta$ ) [radianes]:  | 0          |
| Rugosidad absoluta del acero ( $\epsilon$ ) [m]:  | 0,00005    |
| Rugosidad relativa ( $\epsilon/D$ , tubería de acero):  | 0,00019646 |
| GOR [ $sft^3/bbl$ ]:  | 100        |
| GOR [ $sm^3/m^3$ ]:   | 17,8093358 |
| GLR [ $m^3/m^3$ ]:  | 0,82536138 |
| GVF [%]:  | 45,2163275 |
| Corte de agua (WC) [%]:   | 60         |
| Gas disuelto ( $R_g$ ) [scf/STB]:   | 247        |
| Gas disuelto ( $R_g$ ) [ $sm^3/m^3$ ]:  | 43,9907    |
| Gravedad API del crudo [°API] a temperatura de operación:   | 30,21      |
| Temperatura de operación [K]:   | 351,95     |
| Gravedad del gas:   | 0,667      |
| Factor de compresibilidad del gas (z), de la página web <a href="http://www.processassociates.com/process/property/z_factor.htm">http://www.processassociates.com/process/property/z_factor.htm</a> : | 0,99       |
| Viscosidad cinemática de crudo ( $\nu_{od}$ ) [cSt] :   | 40,37      |
| Viscosidad cinemática de crudo ( $\nu_{od}$ ) [ $m^2/s$ ] :   | 0,00004037 |
| Factor de corrección de viscosidad de crudo A (Chew y Connally) Fig. 1.7:   | 0,66       |
| Factor de corrección b de viscosidad de crudo (Chew y Connally) Fig. 1.7:   | 0,78       |
| Densidad del agua ( $\rho_w$ ) [ $kg/m^3$ ]:  | 972,57     |
| Viscosidad dinámica del agua ( $\mu_w$ ) [cP] Fig. 1.9:   | 0,4        |
| Viscosidad dinámica del agua ( $\mu_w$ ) [Pa s] Fig. 1.9:   | 0,0004     |
| Viscosidad dinámica de gas ( $\mu_g$ ) [cP]   | 0,01332    |
| Viscosidad dinámica de gas ( $\mu_g$ ) [Pa s]   | 0,00001332 |

| PROPIEDADES:   |             |
|--|-------------|
| Gravedad del crudo libre de gas:                               | 0,87502319  |
| Densidad del crudo ( $\rho_o$ ) [ $kg/m^3$ ]:                  | 610,3388583 |
| Factor de volumen de formación de crudo ( $B_o$ ):             | 1,491907993 |
| Densidad del gas ( $\rho_g$ ) [ $kg/m^3$ ]:                    | 7,119930222 |
| Densidad de fase líquida ( $\rho_l$ ) [ $kg/m^3$ ]:            | 827,6775433 |
| Viscosidad dinámica de crudo ( $\mu_{od}$ ) [Pa s] :           | 0,02463938  |
| Viscosidad dinámica de crudo fluyente ( $\mu_o$ ) [Pa s] :     | 0,036729512 |
| Viscosidad dinámica de fase líquida ( $\mu_l$ ) [Pa s]:        | 0,014931805 |
| Viscosidad cinemática de fase líquida ( $\nu_l$ ) [ $m^2/s$ ]: | 1,80406E-05 |

| RESULTADOS PREVIOS:  |             |
|--|-------------|
| Diámetro inicial de tubería según Breese [m]   | 0,252285552 |
| Caudal de líquido ( $Q_l$ ) [ $m^3/s$ ]  | 0,024214383 |
| Caudal de gas ( $Q_g$ ) [ $m^3/s$ ]  | 0,019985617 |
| Velocidad superficial del líquido ( $V_{sl}$ ) [m/s]                                       | 0,474789996 |
| Velocidad superficial del gas ( $V_{sg}$ ) [m/s]   | 0,391873326 |
| Nº de Reynolds para fase líquida   | 6697,893163 |
| Nº de Reynolds para fase gaseosa   | 53309,54822 |
| Factor de fricción fase líquida para patrón de flujo ( $f_l$ )                             | 0,028489371 |
| Factor de fricción fase gaseosa para patrón de flujo ( $f_g$ )                             | 0,017921581 |
| Caída de presión por fricción líquida para patrón de flujo ( $dp/dx$ ) <sub>L</sub> [Pa/m] | 10,44309838 |
| Caída de presión por fricción gaseosa para patrón de flujo ( $dp/dx$ ) <sub>G</sub> [Pa/m] | 0,038496892 |
| Parametro adimensional para calcular el patron de flujo (X), Fig 4.1:                      | 16,47031285 |
| Parametro adimensional para calcular el patron de flujo (T), Fig 4.1:                      | 0,036018502 |
| Parametro adimensional para calcular el patron de flujo (F), Fig 4.1:                      | 0,027990232 |
| Parametro adimensional para calcular el patron de flujo (K), Fig 4.1:                      | 1,890687456 |
| Patrón de flujo encontrado:  | Tapón       |

**CÁLCULO DE LA CAIDA DE PRESIÓN MULTIFÁSICA**

|  |             |
|--|-------------|
| Número de Froude ( $N_{Fr}$ ):                           | 0,30084586  |
| Atascamiento de líquido sin deslizamiento ( $\lambda$ ): | 0,547836725 |
| Limites de patrones de flujo ( $L_1$ ):                  | 263,4873245 |
| Limites de patrones de flujo ( $L_2$ ):                  | 0,004086478 |
| Limites de patrones de flujo ( $L_3$ ):                  | 0,131227587 |
| Limites de patrones de flujo ( $L_4$ ):                  | 28,83623838 |

|  |             |   |             |
|--|-------------|---|-------------|
| Patrón de flujo estimado para cálculo de atascamiento de líquido:  |             | <b>Si el patrón de flujo es de transición se utilizan los siguientes valores:</b>                               |             |
| Atascamiento de líquido con deslizamiento en tubería horizontal para flujo segregado, intermitente y distribuido ( $H_{LO}$ ): | 0,625221038 | Parámetro (a) para flujo segregado, tabla 4.7:  | 1           |
| Parámetro (a), tabla 4.7:  | 0,845       | Parámetro (b) para flujo segregado, tabla 4.7:  | 2           |
| Parámetro (b), tabla 4.7:  | 0,5351      | Parámetro (c) para flujo segregado, tabla 4.7:  | 3           |
| Parámetro (c), tabla 4.7:  | 0,0173      | Parámetro (a) para flujo intermitente, tabla 4.7:   | 4           |
|  |             | Parámetro (b) para flujo intermitente, tabla 4.7:   | 5           |
|  |             | Parámetro (c) para flujo intermitente, tabla 4.7:   | 6           |
|  |             | Atascamiento de líquido con deslizamiento en tubería horizontal con patrón de flujo en transición ( $H_{LO}$ ): | 606,6933852 |

|   |             |
|---|-------------|
| <b>PROPIEDADES DE MEZCLA:</b>   |             |
| Atascamiento de líquido con deslizamiento ( $H_{LO}$ )  | 0,6552      |
| Densidad de mezcla ( $\rho_m$ ) [kg/m <sup>3</sup> ]:   | 544,7492783 |
| Densidad de mezcla sin deslizamiento ( $\rho_{m0}$ ) [kg/m <sup>3</sup> ]:  | 456,6515256 |
| Viscosidad dinámica de mezcla sin deslizamiento ( $\mu_{20}$ ) [Pa s]:  | 0,008186214 |
| Velocidad promedio de mezcla ( $V_{20}$ ) [m/s]:  | 0,866663322 |
| Número de Reynolds para no deslizamiento ( $R_{ens}$ ):   | 12303,8218  |
| Factor de fricción ( $f_n$ ):   | 0,006070498 |
| Constante Y para factor de fricción multifásico:  | 1,276154819 |
| Función S para factor de fricción multifásico:  | 0,362971998 |
| Factor de fricción multifásico ( $f_{TP}$ ):  | 0,008726921 |
| Caída de presión por cambio de elevación ( $(\Delta P)_e$ ) [kPa]   | 0           |
| Caída de presión por fricción ( $(\Delta P)_f$ ) [kPa]  | 127,0231135 |
| Término de aceleración ( $E_k$ ):   | 0,000173501 |
| Caída de presión total ( $(\Delta P)_t$ ) [kPa]   | 127,045156  |
| Línea: succión (1); descarga (2); descarga alta P, P>4000 kPa (3)   | 1           |
| Base de diseño: $\Delta P_{max}/m=$   | 0,06        |
| Comparación contra parámetro de diseño, máxima caída de presión permisible ( $\Delta P_{max}$ ) [kPa/m], tabla 4.6: | ACEPTABLE   |
| Comparación contra parámetro de diseño, velocidad adecuada en tubería (min = 0,9 m/s, max = 2,1 m/s):               | NO ADECUADA |
| Presión promedio calculada en el tramo (para comparación con estimación inicial) [kPa]:                             | 1071,730993 |

## **ANEXO 2.3**



**CÁLCULO DE PARÁMETROS TÉCNICOS PARA EL BOMBEO MULTIFÁSICO DE CRUDO**

| <b>CÁLCULO DE SERVICIO DE BOMBEO:</b>  |             |
|--|-------------|
| Presión normal de succión ( $P_S$ ) [kPa]  | 902,0168275 |
| Presión máxima de succión ( $P_{SMAX}$ ) [kPa]   | 1200,003992 |
| Presión de descarga ( $F_D$ ) [kPa]:   | 4784,581286 |
| Presión de descarga máxima ( $P_{D_{MAX}}$ ) [kPa]:  | 5859,081342 |
| Presión diferencial en la bomba ( $\Delta P_{BOMBA}$ ) [kPa]   | 3882,564458 |
| Requerimientos de altura hidráulica (H) [m]  | 867,5763127 |
| Presión de diseño ( $F_D$ ) [kPa]  | 5859,081342 |
| Temperatura de diseño ( $T_b$ ) [°C]   | 106,8       |
| <b>ESTIMACIÓN DEL PUNTO DE TRABAJO: RANGO DE RENDIMIENTO Y PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN, BOMBA HELICOAXIAL MULTIFÁSICA SULZER:</b> |             |
| Caudal máximo para selección, según Sulzer Pumps [ $m^3/s$ ]:  | 0,05525     |
| Caudal máximo para selección, según Sulzer Pumps [BPD]:  | 30022,64151 |
| Tamaño de carcasa escogido según el caudal máximo, Fig. 4.10:  | MPP3        |
| Presión normal de succión absoluta ( $P_S$ ) [bar]   | 10,03341827 |
| Presión de descarga absoluta ( $F_D$ ) [bar]:  | 48,85906286 |
| Relación de presiones ( $F_D/P_S$ ) <sub>DIS</sub>   | 4,869632813 |
| Máxima relación de presiones ( $F_D/P_S$ ) <sub>MAX</sub> , Fig. 4.11:   | 6           |
| Presión diferencial suministrada por la bomba  | ADECUADA    |
| <b>REQUERIMIENTOS DE POTENCIA:</b>   |             |
| Potencia hidráulica ( $N_H$ ) [kW]:  | 171,6093491 |
| Coefficiente B de potencia, según Sulzer, Fig 4,13:  | 0,342       |
| Coefficiente E de potencia, según Sulzer, Fig 4,13:  | 0,12        |
| Potencia del motor ( $N_M$ ) [kW]:   | 307,0075466 |
| Eficiencia del VFD ( $\eta_{VFD}$ ):   | 1           |
| Potencia del skid, tomando en cuenta VFD ( $N_{SKID}$ ) [kW]:  | 307,0075466 |

| <b>DATOS DE CAIDA DE PRESIÓN MULTIFÁSICA:</b> |            |
|---|------------|
| Succión ( $\Delta P_s$ ) [kPa]:               | 127,045    |
| Descarga ( $\Delta P_D$ ) [kPa]:              | 648,867    |
| Total ( $\Delta P_T$ ) [kPa]:                 | 775,912    |
| Pérdida total ( $h_f$ ) [m]:                  | 173,380991 |

| <b>CAVITACIÓN:</b>   |            |
|--|------------|
| Presión de vapor para agua a T de operación ( $P_v$ ) [ $kg/cm^2$ ]:           | 0,4614     |
| Presión de vapor para agua a T de operación ( $P_v$ ) [kPa]:                   | 45,2578461 |
| Factor de seguridad para NPSH <sub>D</sub> :                                   | 1,25       |
| Altura neta positiva de succión requerida (NPSH <sub>r</sub> ) [m]:            | 7,6        |
| Altura neta positiva de succión disponible (NPSH <sub>D</sub> ) [m]:           | 118,118067 |
| Altura neta positiva de succión disponible corregida (NPSH <sub>D</sub> ) [m]: | 94,4944537 |

| <b>ESPESOR DE PARED:</b>                                      |            |
|---|------------|
| Diámetro externo de tubería ( $D_o$ ) [mm]:                   | 273        |
| Factor de localización ("F"):                                 | 0,72       |
| Factor longitudinal de soldadura según ANSI B 31,3 (E"):      | 0,8        |
| Factor de temperatura para acero al carbono, ANSI B31.8 (T"): | 1          |
| Tipo de acero (al carbono)                                    | 1020       |
| Esfuerzo permitido (S") [Mpa], tabla 4.12:                    | 210        |
| Mínimo espesor de pared según ANSI B31.4 ( $t_{min}$ ) [mm]:  | 6,61181054 |
| Espesor comercial más cercano, ANSI B36.10 ( $t_n$ ) [mm]:    | 9,27       |
| Schedule number, ANSI B36.10                                  | SCH 40     |

## **ANEXO 2.4**

**CÁLCULO DE PARÁMETROS TÉCNICOS PARA EL BOMBEO DE CRUDO (ESTACIÓN DE SEPARACIÓN) - PIRITAL (LIVIANO)**  
 (Cada estación maneja un caudal de 12000BPD repartido en dos bombas de crudo de igual capacidad)

| DATOS DE ENTRADA:  |            |
|--|------------|
| Caudal de entrada a la estación (Qp) [m3/s]  | 0,0221     |
| Caudal de líquido (Ql) [m3/s]:   | 0,01286067 |
| Presión de entrada a la estación (Pe) [psig]:  | 150        |
| Presión de entrada a la estación (Pe) [kPa abs]:   | 1135,25357 |
| Longitud de tubería succión (L1) [m]:  | 6          |
| Longitud de tubería equivalente, agregando estimado de 80% de tubería recta por accesorios (L <sub>eq</sub> ) [m]: | 10,8       |
| Longitud de tubería de descarga (L2) [m]:  | 10000      |
| Longitud de tubería equivalente, agregando estimado de 80% de tubería recta por accesorios (L <sub>eq</sub> ) [m]: | 18000      |
| Angulo de inclinación de la tubería(θ) [grados]:   | 0          |
| Angulo de inclinación de la tubería(θ) [radianes]:   | 0          |
| Rugosidad absoluta del acero (ε) [m]:  | 0,00005    |
| Rugosidad relativa en la succión ε/D, tubería de acero):   | 0,00039002 |
| Rugosidad relativa en la descarga ε/D, tubería de acero):  | 0,00048876 |
| Diametro seleccionado para cálculo en tubería de succión (D1) [m]:   | 0,1282     |
| Diametro seleccionado para cálculo en tubería de descarga (D2) [m]:  | 0,1023     |
| Presión en la salida de la tubería (P <sub>2</sub> ) [psig]:   | 600        |
| Presión en la salida de la tubería (P <sub>2</sub> ) [kPa]:  | 4135,71429 |
| Altura 1 tanque de succión (Z1) [m]:   | 5          |
| Altura 2 descarga de la tubería (Z2) [m]:  | 0,6        |
| Temperatura de operación [K]:  | 326,15     |
| Corte de agua (WC) [%]:  | 60         |
| GOR [sf <sup>3</sup> /bbbl]:   | 100        |
| GOR [sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]:  | 17,8093358 |
| GLR [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]:   | 0,71841811 |
| GVF [%]  | 41,8069447 |
| Gas disuelto (R <sub>g</sub> ) [scf/STB]:  | 247        |
| Gas disuelto (R <sub>g</sub> ) [sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]:   | 43,9907    |
| Gravedad API del crudo [°API]:   | 36,9       |
| Gravedad del gas:  | 0,667      |
| Viscosidad cinemática de crudo (ν <sub>crd</sub> ) [cSt] :   | 7,14       |
| Viscosidad cinemática de crudo (ν <sub>crd</sub> ) [m <sup>2</sup> /s] :   | 0,00000714 |
| Factor de corrección de viscosidad de crudo A (Chew y Connally) Fig. 1.7:  | 0,66       |
| Factor de corrección b de viscosidad de crudo (Chew y Connally) Fig. 1.7:  | 0,78       |
| Densidad del agua (ρ <sub>w</sub> ) [kg/m <sup>3</sup> ]:  | 986,62     |
| Viscosidad dinámica del agua (μ <sub>w</sub> ) [cP] Fig. 1.9:  | 0,7        |
| Viscosidad dinámica del agua (μ <sub>w</sub> ) [Pa s] Fig. 1.9:  | 0,0007     |
| Viscosidad dinámica de gas (μ <sub>g</sub> ) [cP]  | 0,012588   |
| Viscosidad dinámica de gas (μ <sub>g</sub> ) [Pa s]  | 1,2588E-05 |

| PROPIEDADES:   |             |
|--|-------------|
| Gravedad del crudo libre de gas:   | 0,840261283 |
| Densidad del crudo (ρ) [kg/m <sup>3</sup> ]:                                 | 599,5640647 |
| Factor de volumen de formación de crudo (β):                                 | 1,460764507 |
| Densidad de fase líquida (ρ <sub>l</sub> ) [kg/m <sup>3</sup> ]:             | 831,7976259 |
| Viscosidad dinámica de crudo (μ <sub>crd</sub> ) [Pa s] :                    | 0,004280887 |
| Viscosidad dinámica de crudo fluyente (μ <sub>o</sub> ) [Pa s] :             | 0,009378649 |
| Viscosidad dinámica de fase líquida (μ) [Pa s]:                              | 0,00417146  |
| Viscosidad cinemática de fase líquida (ν <sub>l</sub> ) [m <sup>2</sup> /s]: | 5,01499E-06 |

| VELOCIDADES:                                |             |
|---|-------------|
| Velocidad en tubería de succión (V1) [m/s]: | 0,996316909 |
| Velocidad en tubería de descarga(V2) [m/s]: | 1,564668301 |

|   |           |
|---|-----------|
| Comparación contra parámetro de diseño, velocidad adecuada en tubería de succión (min = 0,9 m/s, max = 2,1 m/s):  | ACEPTABLE |
| Comparación contra parámetro de diseño, velocidad adecuada en tubería de descarga (min = 0,9 m/s, max = 2,1 m/s): | ACEPTABLE |

| PERDIDAS                            |             |
|-------------------------------------|-------------|
| Reinolds en tramo 1 (R1):           | 25469,19043 |
| Reinolds en tramo 2 (R2):           | 31917,40189 |
| Factor de fricción en tramo 1 (f1): | 0,006264883 |
| Factor de fricción en tramo 2 (f2): | 0,006034893 |
| Perdidas en la succión (h1) [m]:    | 0,026729303 |
| Perdidas en la descarga (h2) [m]:   | 132,6340299 |
| Perdida total (ht) [m]:             | 132,6607592 |

|   |                        |
|---|------------------------|
| Comparación contra parámetro de diseño, máxima caída de presión permisible (Dp <sub>max</sub> =0,06 kPa/m) , tabla 4.6:   | ACEPTABLE              |
| Comparación contra parámetro de diseño, máxima caída de presión permisible: Descarga [1] (Dp <sub>max</sub> =0,34 kPa/m). Descarga alta P [2], P>4000 kPa (Dp <sub>max</sub> =0,68 kPa/m), tabla 4.6: | 2<br>0,68<br>ACEPTABLE |

| CÁLCULOS DE LAS BOMBAS   |             |
|--|-------------|
| Altura hidráulica (H) [m]:                                       | 635,7346284 |
| Potencia hidráulica total (Nh) [kW]:                             | 66,64737565 |
| Eficiencia estimada para una bomba, Fig. 4.14 (η):               | 0,58        |
| Potencia total de las bombas (N <sub>b</sub> ) [kW]:             | 114,9092684 |
| Eficiencia estimada del motor eléctrico (η <sub>m</sub> ):       | 0,885       |
| Potencia total de los grupos motor-bomba (N <sub>m</sub> ) [kW]: | 129,8409812 |

| CAVITACIÓN:  |             |
|--|-------------|
| Presión de vapor para agua a T de operación (P <sub>v</sub> ) [kg/cm <sup>2</sup> ]: | 0,14378     |
| Presión de vapor para agua a T de operación (P <sub>v</sub> ) [kPa]:                 | 14,103106   |
| Factor de seguridad para NPSH <sub>r</sub> :   | 1,1         |
| Altura neta positiva de succión requerida (NPSH <sub>r</sub> ) [m]:                  | 7,6         |
| Altura neta positiva de succión disponible (NPSH <sub>d</sub> ) [m]:                 | 15,07322101 |
| Altura neta positiva de succión disponible corregida (NPSH <sub>d</sub> ) [m]:       | 13,70292819 |

| ESPESOR DE PARED:  |             |
|--|-------------|
| Diámetro externo de tubería (D <sub>e</sub> ) [mm]:                        | 114,3       |
| Factor de localización (F <sub>1</sub> ):                                  | 0,72        |
| Factor longitudinal de soldadura según ANSI B 31.3 (E <sub>1</sub> ):      | 0,8         |
| Factor de temperatura para acero al carbono, ANSI B31.8 (T <sub>1</sub> ): | 1           |
| Tipo de acero (al carbono)   | 1020        |
| Esfuerzo permitido (S <sub>1</sub> ) [Mpa], tabla 4.12:                    | 210         |
| Mínimo espesor de pared según ANSI B31.4 (t <sub>min</sub> ) [mm]:         | 2,464828125 |
| Espesor comercial más cercano, ANSI B36.10 (t <sub>1</sub> ) [mm]:         | 6,02        |
| Schedule number, ANSI B36.10   | SCH 40      |

## **ANEXO 2.5**

### ESTIMACIÓN DE COSTOS - LAGUNILLAS

#### DATOS DE ENTRADA:

|   |           |
|---|-----------|
| Capacidad de las estaciones ( $Q_L$ ) [BPD]:                                    | 24.000    |
| Capacidad de las estaciones ( $Q_L$ ) [ $m^3/s$ ]:                              | 0,04417   |
| Potencia eléctrica en operación, ESF ( $N_{bomb}$ ) [kW]:                       | 300,96    |
| Generación de calor en operación, ESF ( $N_{calentador}$ ) [kW]:                | 3.513,72  |
| Generación de calor en operación, ESF ( $N_{calentador}$ ) [MMBtu/h]:           | 12,00     |
| Poder calorífico bajo del gas natural ( $EC_{gas}$ ) [kJ/kg]:                   | 43.702,50 |
| Gravedad específica del gas natural ( $SG_{gas}$ )                              | 0,667     |
| Potencia de bombeo instalada, BMF ( $N_{skid}$ ) [kW]:                          | 337,83    |
| Costo unitario de la energía eléctrica utilizada ( $cu_{eu}$ ) [cts.US\$/kWh]:  | 8,00      |
| Costo unitario del gas por unidad de volumen ( $cu_{gas1}$ ) [ $Bs/sm^3$ ]:     | 0,35      |
| Costo unitario del gas por unidad de calor generado ( $cu_{gas2}$ ) [\$/MMBtu]: | 0,35      |

#### ACTUALIZACIÓN DE COSTOS POR FÓRMULA ESCALATORIA PARA ESF:

| AÑO: | COSTO (MMBs.): |
|------|----------------|
| 1995 | 950,91         |
| 1996 | 1.896,54       |
| 1997 | 2.550,66       |
| 1998 | 3.224,43       |
| 1999 | 3.796,68       |
| 2000 | 4.283,30       |
| 2001 | 4.697,42       |
| 2002 | 6.276,16       |
| 2003 | 7.815,46       |

#### COSTOS ESTACIÓN DE FLUJO:

|   |          |
|---|----------|
| Costo total instalado ( $CTI_O$ ) [MMBs.]:                    | 950,91   |
| Costo total instalado actualizado ( $CTI_N$ ) [MMBs.]:        | 7.815,46 |
| Costo de energía eléctrica utilizada ( $C_{EU}$ ) [MMBs/año]: | 337,46   |
| Costo del gas utilizado ( $C_{GAS}$ ) [MMBs/año]:             | 58,87    |
| Costo de mantenimiento,ESF ( $C_M$ ) [MMBs/año]:              | 0,00     |
| Costo de operación ( $C_{OP}$ ) [MMBs/año]                    | 396,33   |
| Valor de rescate ( $V_{res}$ ) [MMBs]                         | 0,00     |

#### COSTOS BOMBA MULTIFÁSICA:

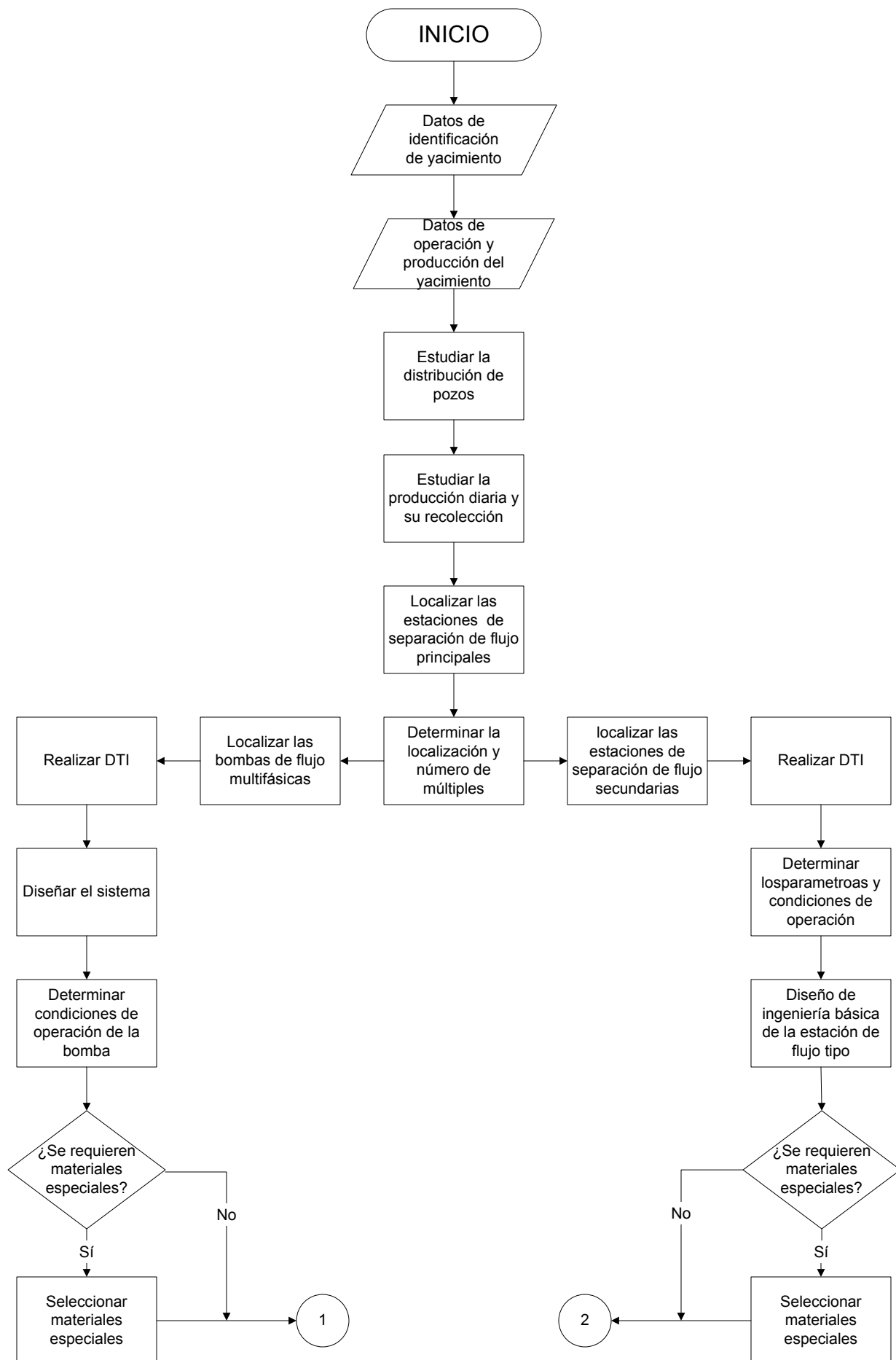
|  |            |
|--|------------|
| Costo total instalado del skid, actualizado, Sulzer ( $CTI_N$ ) [€]:     | 580.000,00 |
| Costo total instalado del skid, actualizado, Sulzer ( $CTI_N$ ) [MMBs.]: | 1.045,05   |
| Costo de energía utilizada ( $C_{EU}$ ) [MMBs/año]:                      | 378,80     |
| Costo de mantenimiento,BMF ( $C_M$ ) [MMBs/año]:                         | 0,00       |
| Costo de operación ( $C_{OP}$ ) [MMBs/año]                               | 378,80     |
| Valor de rescate ( $V_{res}$ ) [MMBs]                                    | 0,00       |

**ANÁLISIS DEL VALOR PRESENTE NETO PARA DISTINTOS  
HORIZONTES ECONÓMICOS O PERIODOS DE AMORTIZACIÓN**

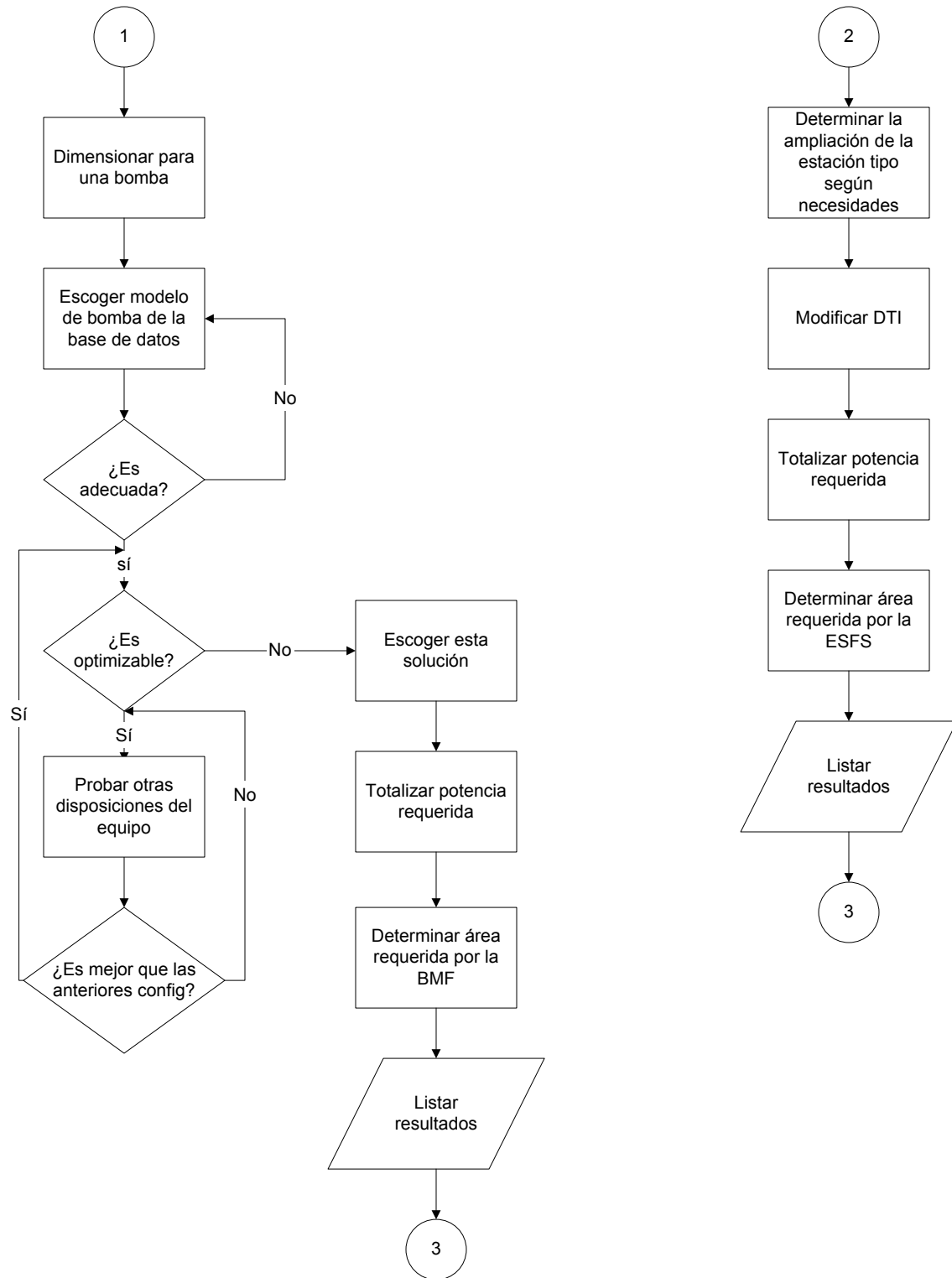
Tasa de retorno (i): 0,100

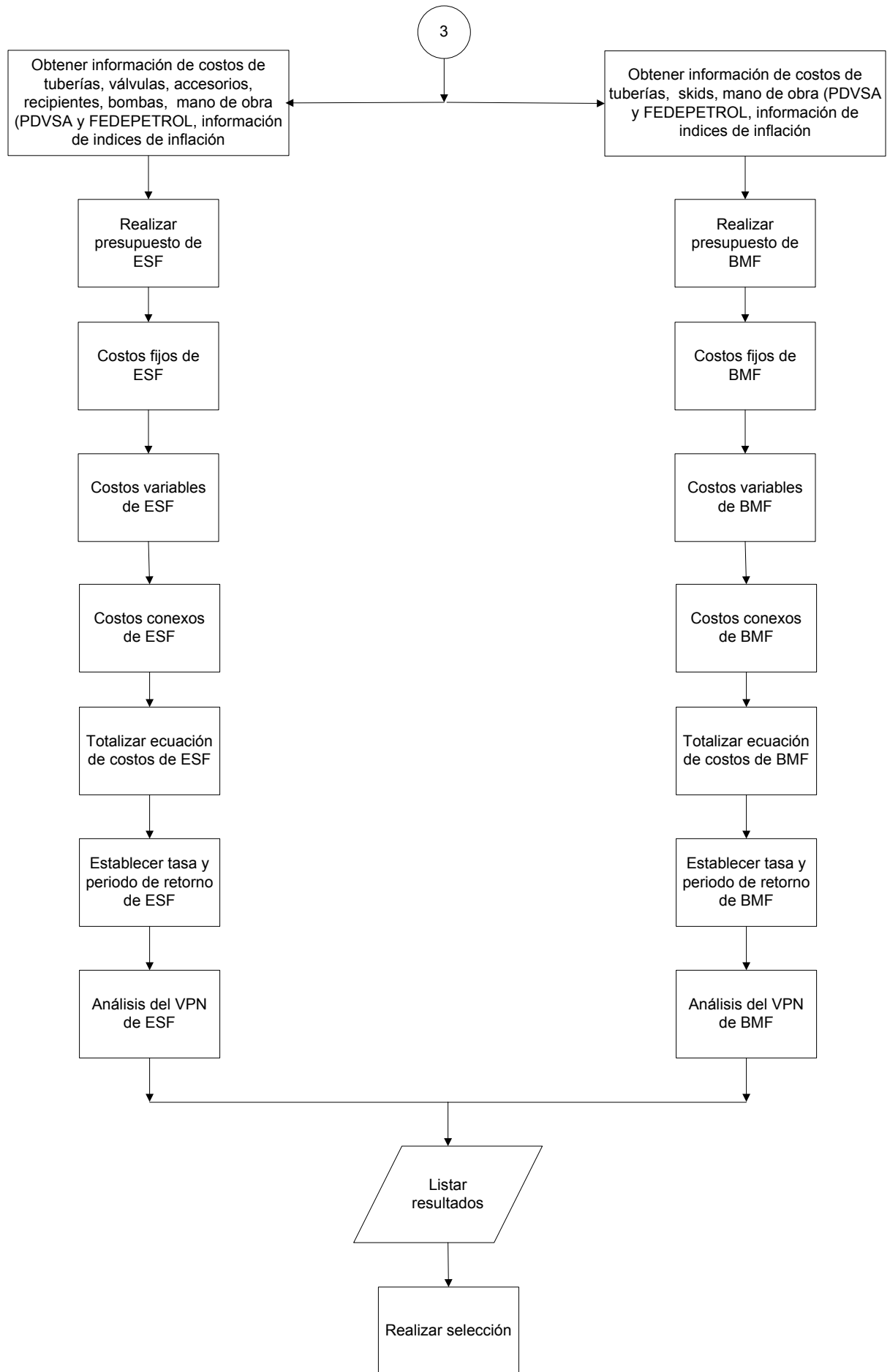
| HORIZONTE<br>ECONÓMICO<br>(n) [años] | VALOR PRESENTE NETO<br>ESTACIÓN DE FLUJO<br>( $VPN_{ESF}$ ) [MMBs] | VALOR PRESENTE NETO<br>BOMBA MULTIFÁSICA<br>( $VPN_{BMF}$ ) [MMBs] |
|--------------------------------------|--|--|
| 1                                    | 8.175,76   | 1.389,41   |
| 2                                    | 8.503,29   | 1.702,45   |
| 3                                    | 8.801,09   | 1.987,08   |
| 4                                    | 9.071,78   | 2.245,80   |
| 5                                    | 9.317,86   | 2.480,99   |
| 6                                    | 9.541,59   | 2.694,82   |
| 7                                    | 9.744,94   | 2.889,18   |
| 8                                    | 9.929,83   | 3.065,89   |
| 9                                    | 10.097,91  | 3.226,54   |
| 10                                   | 10.250,73  | 3.372,60   |
| 11                                   | 10.389,65  | 3.505,37   |
| 12                                   | 10.515,92  | 3.626,06   |
| 13                                   | 10.630,73  | 3.735,80   |
| 14                                   | 10.735,09  | 3.835,53   |
| 15                                   | 10.829,97  | 3.926,22   |
| 16                                   | 10.916,21  | 4.008,64   |
| 17                                   | 10.994,64  | 4.083,61   |
| 18                                   | 11.065,90  | 4.151,72   |
| 19                                   | 11.130,70  | 4.213,65   |
| 20                                   | 11.189,63  | 4.269,98   |

## **ANEXO 3**









## **ANEXO 4.1**



## SULZER MULTIPHASE PUMPS ("MPP")

### Multiphase Pumping

In recent years considerable interest has been shown by a number of oil companies in multiphase pumping. The ability to boost hydrocarbon fluids directly from the well before the gas, oil and water have been separated gives rise to a number of advantages, including in particular

- Dramatically reduced development costs resulting from the elimination of platforms or processing facilities especially in marginal, hostile environments.
- The pump can be installed as part of a conventional process to boost the pressure upstream of a high pressure separation.
- Enables the production of reserves from marginal fields to be economically viable.
- Increased ultimate recovery by enabling the well head flowing pressure to be reduced.
- Gas which is currently being flared can now be recovered.
- Permits pumping from single wells or manifolds to (close-by) existing production facilities.

### Sulzer Multiphase Experience

SULZER's experience of and interest in multiphase flow dates back many years to the 1960's when work was carried out and a paper published on detailed investigations regarding the influence of gas and air admission on the behaviour of single and multiphase pumps.

Subsequent work included :

- Investigations for the chemical process and nuclear industries.
- Studies on energy recovery from the expansion of two phase mixtures using pumps in the turbining mode (water turbine).
- General investigation, internal feasibility studies and worldwide literature survey on centrifugal pumps for multiphase flow applications.
- Conceptual design study of the multiphase pump "osc", including manufacture and successful run of a demonstration model (patent pending).
- Conceptional study of the counter rotating radial pump "cora" (patent pending) suitable for handling multiphase flows.



These two multiphase pump concepts were not pursued further as the interest raised within the oil & gas industry at the time was not considered attractive enough. Nevertheless this work enable us to bring our own additional knowledge and experience to bear in our current involvement in multiphase pumping which is the development, manufacturing and worldwide marketing of the SULZER Multiphase Pump ("MPP") range based on the advanced 2nd generation POSEIDON hydraulics.

Today substantial work has gone into the development of the SULZER MPP range and pump/driver/control system package.

### **The Poseidon Project**

The POSEIDON project was started in 1984 by INSTITUT FRANÇAIS DU PETROLE ("IFP"), TOTAL AND STATOIL and is now probably the best known multiphase technology worldwide. The objective of this project was to develop the concept of multiphase boosting with the ultimate goal being the development of a subsea multiphase boosting station.

In order to realise this goal, technological advances were required in a number of fields such as an electrical sub-sea driving unit, wet make-break connector, hydrate control etc as well as multiphase pumping.

### **Poseidon Project Multiphase Pump**

The choice of the type of multiphase pump is the result of the comparative studies and a detailed knowledge of the different pumping systems available at the commencement of the project.

As the project partners had no ties with any particular pump manufacturer, they were free to select what they considered to be the most suitable product for future multiphase and subsea developments.

Various types of pump were considered including twin screw pumps, Moineau type pumps, diaphragm pumps, piston pumps and rotodynamic pumps before the helico-axial pump was finally decided upon, as the multiphase pump design for the Poseidon project.

### **Evolution of the Helico-Axial Pump**

The helico-axial rotodynamic pump was finally selected for this project because of the following advantages:

- ability to pump very gassy fluids (up to pure gas)
- mechanical simplicity
- compactness leading to easier future marinisation
- low sensitivity to solid particles
- self adaption to flow conditions
- various driver options possible



Development work previously carried out on the helico-axial pump from 1973 to 1981 had led to the granting of a licence for the multiphase technology known as the "1st generation hydraulics" suitable for a Gas Liquid Ratio ("GLR") at suction conditions of up to 3. This first generation of hydraulics was the starting point for the research subsequently carried out as part of the POSEIDON project.

Future development led to successful tests at higher GLR's with a new type of impeller/diffuser stage and subsequently an industrial prototype called P300 was built. This prototype was tested initially at the test bed in Solaize before being installed on an onshore field in Tunisia where it operated successfully for over 6000 hours.

Further information on the development of this pump and the tests in Tunisia are given in the technical paper entitled "Poseidon Multiphase Pump Field Test Results".

In addition to the mechanical/reliability testing of the pump (which was the main aim of the tests in Tunisia) an extensive databank of test bed and site test results for the various development models was accumulated, on which the definition of the "2nd generation hydraulics" for operation at higher GLR values, was based. The 2nd generation hydraulics are designed for operation up to GLR 12 at the pump suction (i.e. about 92 % gas at pump inlet) and the pump is in fact capable of pumping pure gas although the differential pressure is somewhat reduced in these circumstances.

This means that as a result of the development work carried out on this pump design, it is now possible to pump a multiphase mixture using a rotodynamic pump without phase separation occurring.

### Sulzer Licence

In 1991 Sulzer was selected as a licensee to manufacture the POSEIDON multiphase booster pumps for worldwide marketing as well as being awarded a first order by IFP for a multiphase pump to be installed at the ELF AQUITAINE PRODUCTION Pecorade field in France (designated P302).

The multiphase pump P302 designed and manufactured by SULZER is based on the proven 2nd generation hydraulics arising from the POSEIDON project, although the duty is significantly more onerous than P300. Consequently, multiphase pumps offered by SULZER are based on the technology which is licensed to SULZER by the POSEIDON research group.

### The Nautilus Project

The goal of the NAUTILUS project is to develop a subsea multiphase electrical booster system with an installed power of 1200 kW.

This project, which was started in 1992 under the leadership of TOTAL, is partly funded by the EC research programme.

SULZER, as a partner in the NAUTILUS project, are responsible for the pump design as well as the integration of the pump-motor set which will be supplied by SULZER.



The design phase has been completed and the manufacturing phase of the NAUTILUS pilot station has just begun.

### Sulzer Oil & Gas Experience

The selection of SULZER for this licence represents a recognition of SULZERS' extensive experience in the oil industry and in particular the extensive research work carried out by SULZER and our experience in incorporating the results of this research into commercially available products.

In particular we would like to draw your attention to the following aspects of SULZERS' experience:-

- In 1975 the worlds first injection pumps to be manufacture in Duplex stainless steel were supplied to SONATRACH in Algeria.
- In 1977 SULZER became the first company to achieve a 40,000 hour impeller guarantee.
- SULZER supplied two barrel case pumps in 1982 to SOHIO for their Prudhoe installation in Alaska. With a power input of 18 600kW. This made them the largest injection pumps in the world.  
Since this time a total of 6 more units of the same size have been supplied for use in Saudi Arabia and Abu Dhabi.
- SULZER supplied six barrel case pumps in 1985 to PEMEX for their Abkatun platform offshore Mexico with a power input of 12 600kW. These are believed to be the largest offshore injection pumps in the world.
- In 1988 we supplied the first sea water injection pump with product lubricated bearings (PLB's). The pump was supplied to AMERADA HESS for their Ivanhoe/Rob Roy Platform in the UK Sector of the North Sea. SULZER are the only pump manufacturer with operating experience with PLB's offshore and have since received orders for injection pumps with PLB's for two further North Sea platforms.
- We have recently delivered two vertical barrel cast condensate reinjection pumps to NORSKE SHELL for their Draugen Platform, offshore Norway. The Draugen pump has 14 stages, operated at 6500 rpm and is driven by a 500kW motor. The pump was arranged vertically due to shortage of space on the platform.
- In 1992 SULZER received an order for 2 off vertical seawater injection pumps which, with 6590kW motors, will be the largest vertical injection pumps in the world. These pumps have just completed satisfactory works testing at full load and full speed in the Sulzer UK factory.
- SULZER developed and patented the 'TWISTLOCK' cartridge withdrawal system for barrel casing pumps which is now an integral feature of our barrel casing pumps. This reduces the weight of the pump and considerably facilitates cartridge withdrawal.



- Rotordynamics

In 1983 SULZER was awarded a major research and development contract by the Electrical Power Research Institute (EPRI) of the United States. This was a five year contract covering various aspects of pump design such as cavitation (as discussed above) and rotor dynamics. As part of the rotor dynamic investigation a special model machine was built to quantify the influence of the forces between impeller and casing. With the test stand, interaction forces, acting on a vibrating rotor only, and excitation forces, i.e. hydraulic unbalance and radial thrust, always present at a rotating impeller, were measured.

The results of this investigation and subsequent work carried out as part of the EPRI contract have resulted in a greatly improved understanding of this subject and improvements to the pump design such as the introduction of swirl brakes, which have enable us to offer and achieve improved pump vibration characteristics.

- Several pumps have been supplied in accordance with NACE requirements for H<sub>2</sub>S service.
- In recent years SULZER have also had extensive experience of packaging for the oil industry including in particular injection pumpsets, main oil pumpsets and large diesel engine driven pumpsets. In addition we have built compressor packages for offshore applications for the SULZER compressor division.

The above are all examples of instances where the research capability within SULZER PUMPS Ltd and the SULZER parent company have enable us to make successful innovations to our products and remain at the forefront of oil industry technology.

It is our commitment to again make use of this experience and expertise to ensure that the introduction of the POSEIDON technology into the SULZER MPP range is also translated into a commercially acceptable and technically reliable and proven product.



## **ANEXO 4.2**

Pressure  
rise

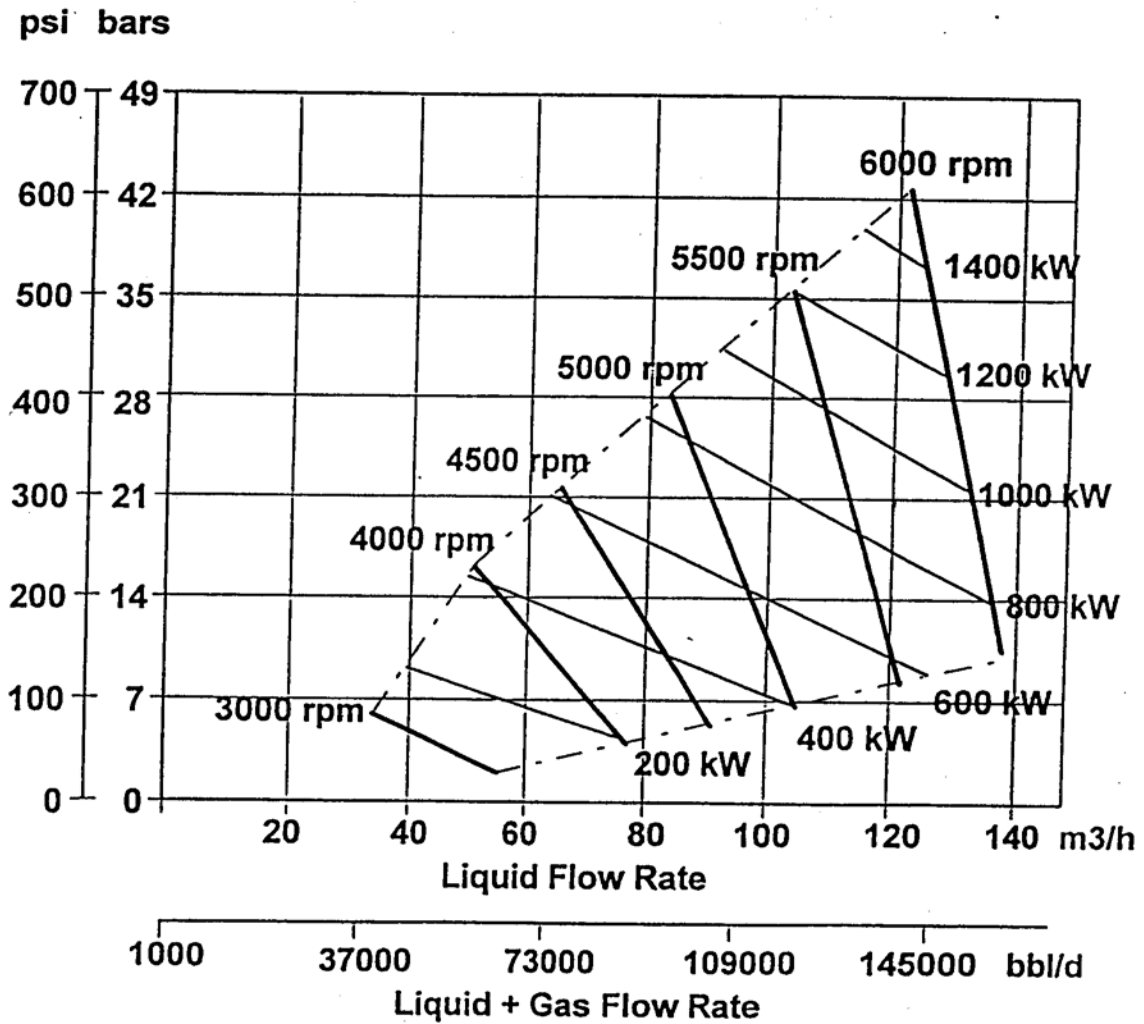


Figure 1: Typical multiphase pump performance curve for given suction conditions

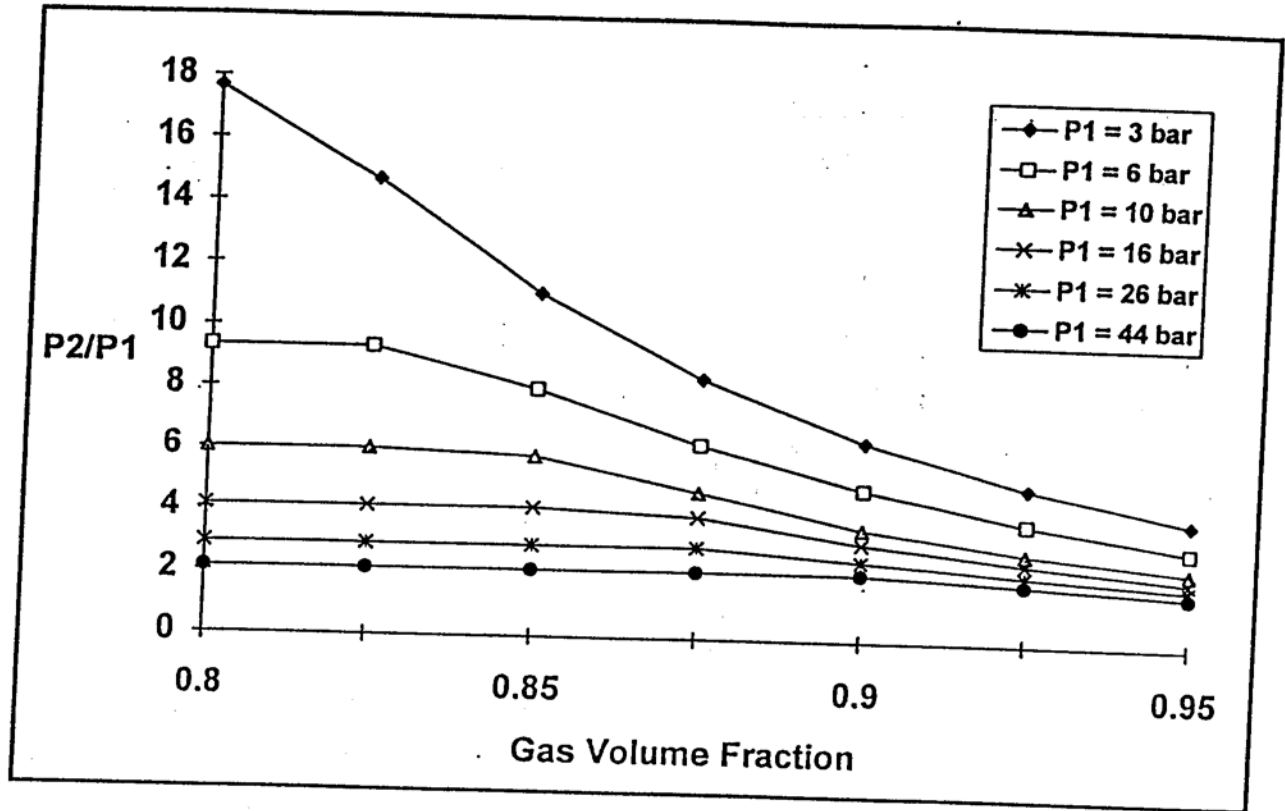


Figure 2 : Achievable Pressure Ratio  $P2/P1$

**TABLE 1 - TYPICAL FIELD CHARACTERISTICS FOR MULTIPHASE PUMPING**

|                                   | STANDARD RANGE  | EXTENDED RANGE   |
|-----------------------------------|-----------------|------------------|
| OIL FLOWRATE (bbl/d)              | 5'000 to 20'000 | 20'000 to 50'000 |
| Standard GOR (scf/bbl)            | 110 to 840      | 840 to 1'700     |
| WELL HEAD FLOWING PRESSURE (psia) | 50 to 290       | > 290            |
| REQUIRED INSTALLED POWER (kW)     | 300 to 2'000    | > 1'000          |
| DISTANCE TO TERMINAL (km)         | 10 to 50        | 50 to 100        |

**TABLE 2 - EQUIPMENT : SEPARATION VS MULTIPHASE PUMPING**

| SEPARATION  | MULTIPHASE PUMPING  |
|---|---|
| <p><u>Main equipment :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-separator</li> <li>-compression module</li> <li>-pump motor set</li> <li>-gas pig launcher</li> <li>-oil pig launcher</li> </ul> <p><u>Bulk :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-piping</li> <li>-instrumentation</li> <li>-electrical equipment</li> </ul> | <p><u>Main equipment :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-multiphase pump package</li> <li>-multiphase pig launcher</li> </ul> <p><u>Bulk :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-piping</li> <li>-instrumentation</li> <li>-electrical equipment</li> </ul> |
| <p><u>Pipelines :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-gas</li> <li>-liquid</li> </ul>   | <p><u>Pipeline :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-multiphase</li> </ul>  |

TABLE 3 - COST ESTIMATE : SEPARATION VS MULTIPHASE PUMPING

|                                    | SEPARATION                | MULTIPHASE PUMPING     |
|------------------------------------|---------------------------|------------------------|
| <u>SUPPLY :</u>                    |                           |                        |
| 1. Main equipment & bulk           | 2507                      | 2319                   |
| <u>INSTALLATION:</u>               |                           |                        |
| 2. Main equipment & bulk           | 712                       | 305                    |
| 3. TOTAL CAPEX (1+2) →             | 3219                      | 2624                   |
| OPEX/YEAR:                         | 205                       | 65                     |
| 4. TOTAL OPEX FOR 5 YEAR OPERATION | 1025                      | 325                    |
| 5. TOTAL CAPEX + OPEX 3+4 →        | 4244                      | 2949                   |
| 6. PIPELINE INSTALLED :            | 8050<br>(8"+6" pipelines) | 5420<br>(10" pipeline) |
| TOTAL COST 5+6 : →                 | 12294                     | 8369                   |

COST IN USD\*1000

**TABLE 4 - CASE DESCRIPTIONS**

| CASE TYPE   | CASE A : AGING FIELD  | CASE B : NEW FIELD   |
|---|---|--|
| Water cut.<br>Reservoir pressure<br>Number of wells | 50 to 90 %<br>----<br>9   | 0 to 5 %<br>Low<br>9 to 13   |
| WHFP (natural depletion)                            | < 50 psig   | 100 psig   |
| Nominal WHFP (with gas lift)                        | 150 psig  | 150 psig   |
| Interest of using gas lift :                        | Reduce the weight of the fluid column in the tubing → increase the oil recovery<br><br><div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 5px auto;">Absolutely required to get at the well flowing</div>   | increase WHFP if required at the pipeline inlet  |
| Extended use of gas lift :                          | increase WHFP above 150 psig → for pipeline boosting on longer distances<br><br><div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 5px auto;">LIMITATION ON MAXIMUM WHFP ACHIEVABLE BY GAS LIFT</div>   | increase WHFP above 150 psig → for pipeline boosting on longer distances   |
| Use of multiphase pumping :                         | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Reduce the WHFP with gas lift from 150 psig to 50 psig → increase the oil recovery - SHORT DISTANCES -</li> <li>2. Combined with gas lift and WHFP of 150 psi : used for pipeline boosting on long distance when gas lift is not effective (ex : existing export pipeline not designed for gas lift service)</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Maintain WHFP between 50 psig and 150 psig in any configuration</li> <li>2. Allow production in long and small Ø pipelines (without gas lift requirement)</li> <li>3. Can produce over longer distances than what is possible with gas lift</li> </ol> |

**TABLE 5 - COST COMPARISON : GAS LIFT VS MULTIPHASE PUMPING FOR 10 KM**

|  | MULTIPHASE PUMPING | GAS LIFT |
|--|--------------------|----------|
| 12" export pipeline, 10 km   | 6.7                | 6.7      |
| 6" gas flowline  | -                  | 5.4      |
| Multiphase pump package  | 2                  | -        |
| Total cost   | 8.7                | 12.1     |
| Additional yearly revenue due to MPP productivity gain<br>365 bbl/d @ USD 15/bbl | - 1.8              | 0        |

Cost in MMUSD

**TABLE 6 - P302 DESIGN SPECIFICATIONS**

|                             | UNITS | DESIGN POINT     | WORKING DOMAIN   |
|-----------------------------|-------|------------------|------------------|
| Suction pressure            | psig  | 109              | 72 to 218        |
| Required discharge pressure | psig  | 362              | to 493           |
| GVF (at suction conditions) | -     | 0,86             | 0,66 to 0,91     |
| Total flow at suction       | bbl/d | 26'000 to 40'000 | 15'000 to 55'000 |
| Speed                       | rpm   | 4600 to 5500     | 3000 to 6800     |
| Hydraulic power             | kW    | 230 to 300       | 100 to 500       |

TABLE 7 - SOME SIGNIFICANT P302 BENCH TEST RESULTS

| Test ref. | Suction pressure | Liquid flowrate | Suction GVF | Pump Pressure rise ΔP | Pump compression ratio |
|-----------|------------------|-----------------|-------------|-----------------------|------------------------|
|           | psia.            | bbl/d           | -           | psi                   | -                      |
| 81        | 65               | 3'653           | 0,87        | 399                   | 7,1                    |
| 91        | 81               | 10'355          | 0,69        | 435                   | 6,4                    |
| 115       | 180              | 0               | 1,00        | 87                    | 1,5                    |
| 150       | 81               | 2325            | 0,94        | 291                   | 4,6                    |
| 158       | 86               | 5'555           | 0,86        | 448                   | 6,2                    |
| 173       | 144              | 2'370           | 0,92        | 438                   | 4,1                    |
| 177       | 171              | 1'630           | 0,94        | 363                   | 3,1                    |
| 186       | 130              | 4'075           | 0,90        | 468                   | 4,6                    |



FIGURE 3

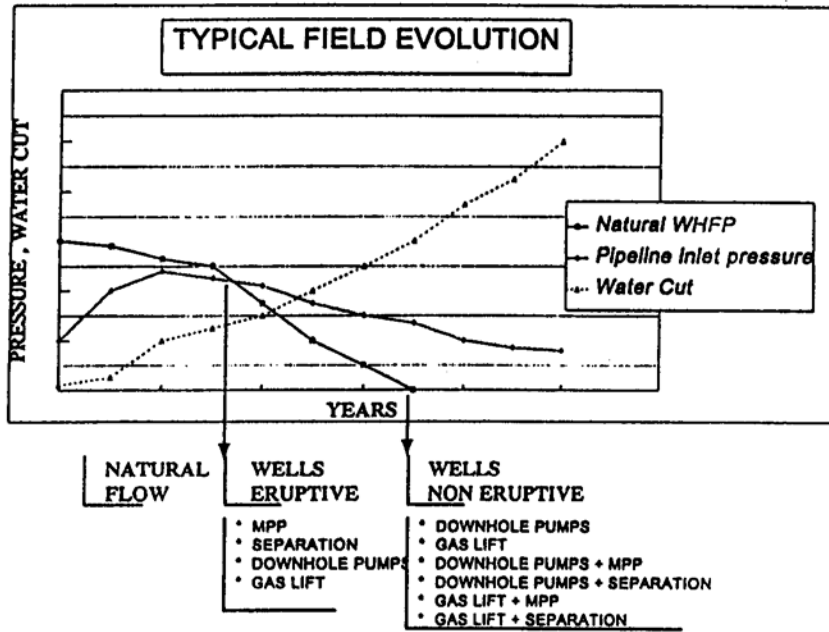


FIGURE 4

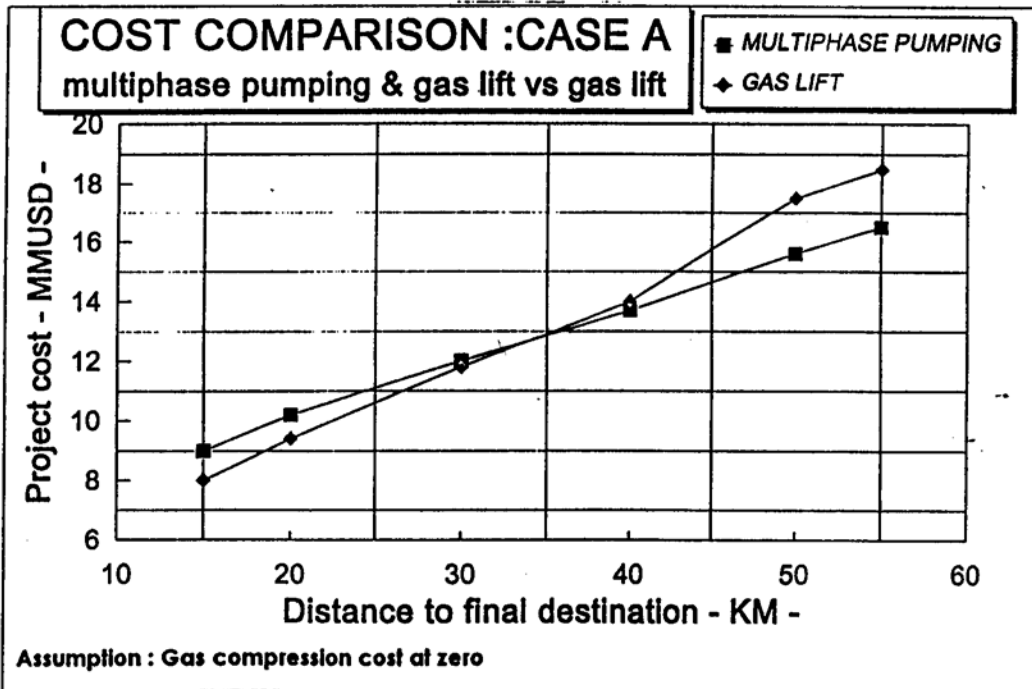
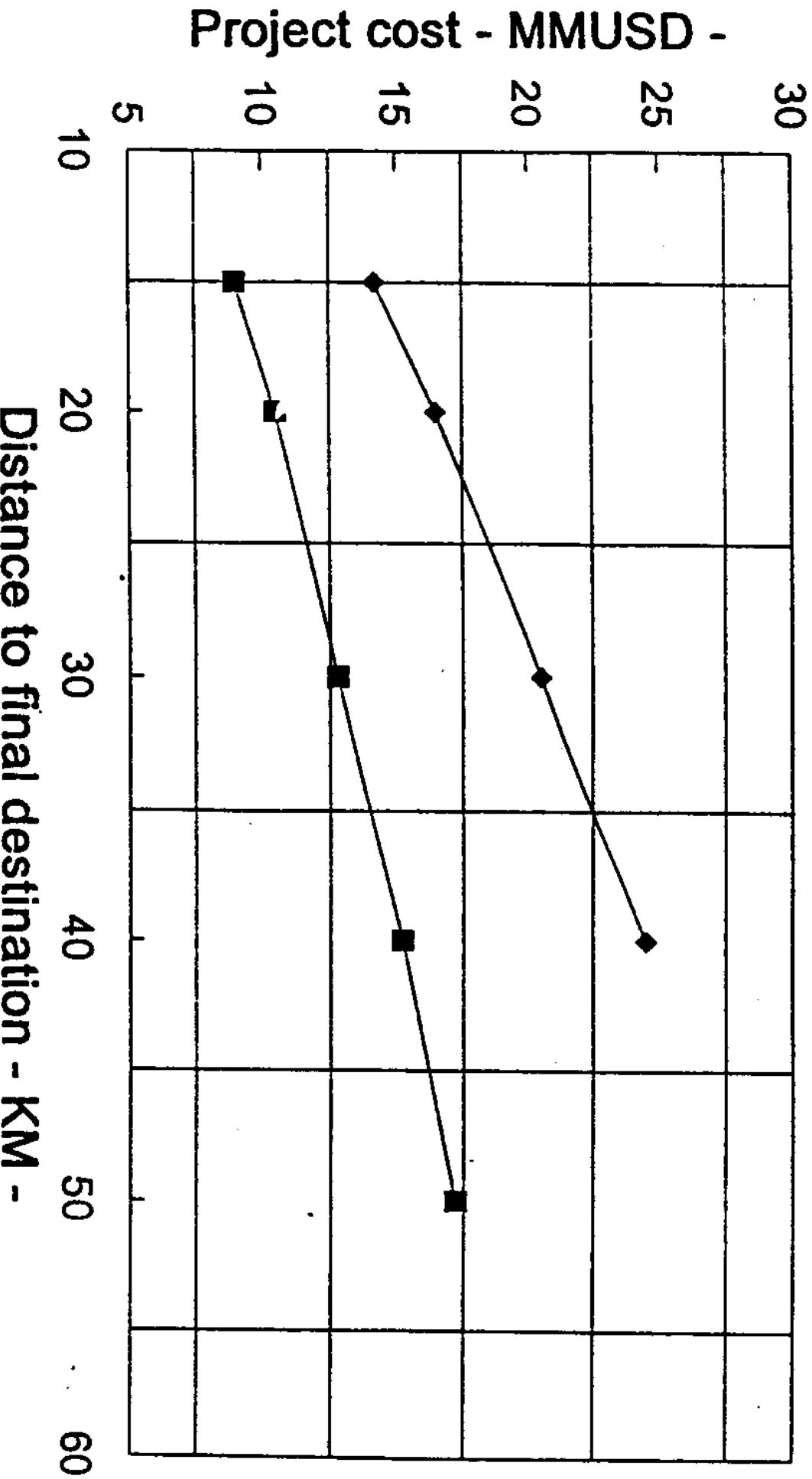


FIGURE 5

# COST COMPARISON : CASE B

## multiphase pumping vs gas lift



# Pump Segment Matrix

| Product Types      |                           | Oil & Gas | Hydro-carbon Processing | Pulp & Paper | Power Generation | Water & Wastewater | Food, Metals & Fertilizers |
|--------------------|---------------------------|-----------|-------------------------|--------------|------------------|--------------------|----------------------------|
| Single Stage Pumps | AHLSTAR™ A Series         |           | ●                       | ●            | ●                | ●                  | ●                          |
|                    | AHLSTAR™ N Series         |           | ●                       | ●            |                  |                    | ●                          |
|                    | AHLSTAR™ W Series         |           | ●                       | ●            | ●                |                    | ●                          |
|                    | AHLSTAR™ E Series         |           | ●                       | ●            | ●                |                    | ●                          |
|                    | CPT                       |           | ●                       | ●            | ●                |                    | ●                          |
|                    | Z Series                  |           | ●                       | ●            | ●                | ●                  | ●                          |
|                    | OHH                       | ●         | ●                       |              |                  |                    |                            |
|                    | OHM/OHC                   | ●         | ●                       |              |                  |                    |                            |
|                    | BBS                       | ●         | ●                       |              |                  |                    |                            |
|                    | HLTE                      |           | ●                       |              |                  |                    |                            |
|                    | HZB                       |           |                         |              | ●                |                    |                            |
| Two Stage Pumps    | BBT/BBT-D                 |           | ●                       |              |                  |                    |                            |
|                    | LSP/LST                   |           |                         | ●            |                  |                    |                            |
| Barrel Pumps       | GSG                       | ●         | ●                       |              | ●                |                    | ●                          |
|                    | HPT                       |           |                         |              | ●                |                    |                            |
|                    | HPcp/HPcpV                | ●         |                         |              |                  |                    |                            |
|                    | CP                        | ●         | ●                       |              | ●                |                    |                            |
|                    | MPP                       | ●         |                         |              |                  |                    |                            |
| Ring Section Pumps | M Series                  |           |                         | ●            | ●                | ●                  | ●                          |
|                    | HPP/HPT                   |           |                         | ●            | ●                | ●                  | ●                          |
|                    | HPH/HPL                   |           |                         |              |                  | ●                  | ●                          |
|                    | TUP                       |           |                         |              |                  | ●                  |                            |
| Axial Split Pumps  | MSD                       | ●         | ●                       |              | ●                |                    |                            |
|                    | SM/SMN Series             | ●         | ●                       | ●            | ●                | ●                  | ●                          |
|                    | HSB                       | ●         | ●                       |              |                  |                    |                            |
|                    | ZPP                       |           |                         | ●            | ●                |                    |                            |
|                    | HPDM                      | ●         |                         |              |                  | ●                  |                            |
| Vertical Pumps     | AHLSTAR™ NVP/NVT          |           | ●                       | ●            | ●                | ●                  | ●                          |
|                    | AHLSTAR™ NKP/NKT, WKP/WKT |           |                         | ●            |                  |                    | ●                          |
|                    | B Series                  | ●         | ●                       |              | ●                | ●                  |                            |
|                    | CVA                       | ●         | ●                       |              |                  |                    |                            |
|                    | VCR                       | ●         | ●                       |              |                  |                    |                            |
|                    | TTMCM                     |           | ●                       |              |                  |                    |                            |
|                    | APV/NPV                   |           |                         |              | ●                | ●                  |                            |
| MC® Products       | MC® Pumping System        |           |                         | ●            |                  |                    |                            |
|                    | AHLMIX™ Chemical Mixer    |           |                         | ●            |                  |                    |                            |
|                    | MC® Discharge Scraper     |           |                         | ●            |                  |                    |                            |
|                    | MC® Flow Discharger       |           |                         | ●            |                  |                    |                            |
| Agitators          | SALOMIX™ SL/ST            |           |                         | ●            |                  |                    | ●                          |
|                    | SALOMIX™ L series         |           |                         | ●            |                  |                    | ●                          |
|                    | SALOMIX™ TES, VULCA       |           |                         | ●            |                  |                    |                            |

Service products available for all segments.

## **ANEXO 4.3**

**QUESTIONNAIRE FOR MULTIPHASE PUMP APPLICATIONS**

Note : Not all information is required for feasibility studies, the minimum information to be supplied is marked with a \*.

**1. PURPOSE OF MULTIPHASE PUMPING**

To increase oil production and ultimate recovery (reduction of WHFP) Yes/No

To extend economical access to new and/or marginal satellite field Yes

To restore production for low pressure wells

To restore production through the high pressure separation stage Yes

To boost flowrate in multiphase pipelines Yes/No

To increase overall safety and reliability (less to no equipment/people on site) Yes/No

Other : please specify



3/6

## 2. FIELD DATA

- . Field is located onshore (desert, marsh, etc), offshore :
- \* . Present mode of production :
  - natural flow Yes/No
  - water injection Yes/No
  - gas lift Yes/No
  - downhole pumping Yes/No
  - other Specify
- . Number of wells connected on common manifold (clustered, individual, etc) :
  
- . Approximate distance from wells to the multiphase pump :
  
  
- . Required pump pressure rating (e.g. maximum static pressure in pump, SWHP, pipeline rating).
- . Climatic conditions :
  - air temperature min max
  - sea water temperature min max
  - humidity min max
- . Classification of site (hazardous area, etc.) :
- . Technical specification to be complied with :
- . Expected life time of field :



4/6

**3. EFFLUENT PROPERTIES**

- \* Stock tank oil gravity : [°API]
- \* Gas specific gravity (relative to air) : [-]
- \* GOR (at standard conditions) : [SCF/BBL]
- \* Water Cut : [%]
- \* Effluent temperature at pump inlet : [°F]

Viscosity (at two different temperatures) :

Crude oil and gas molar composition of representative (downhole) sample :

Formation water analysis and density :

Presence of acid compounds H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> :

Presence of solid compounds sand :

Presence of paraffin :

## FIELD EVOLUTION & PROBABLE RANGE OF PRODUCTION FLUCTUATION

|                             | Units   | Average/<br>design<br>point | Max<br>operating<br>point | Min<br>operating<br>point | Year 1 | Year 2 | Year 3 | Year 4 | Year 5 | Year 6 | Year 7 | Year 8 | Year 9 | Year 10 |
|-----------------------------|---------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Oil flow rate (EFFLUENT)    | STB/d   |                             |                           |                           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |         |
| WC                          | %       |                             |                           |                           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |         |
| or WOR                      | STB/STB |                             |                           |                           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |         |
| or Liquid flow rate         | STB/d   |                             |                           |                           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |         |
| Standard GOR                | SCF/STB |                             |                           |                           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |         |
| Gas flow rate<br>p =<br>T = | SCF/d   |                             |                           |                           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |         |
| WHFF                        | psig    |                             |                           |                           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |         |
| or Pump inlet pressure      | psig    |                             |                           |                           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |         |
| inlet temperature           | °f      |                             |                           |                           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |         |



6/6

**5. SYSTEM DATA**

In addition to requested data please attach diagramme or sketch to describe existing/proposed facilities (if available).

Discharge pipeline already existing

Yes/No

If yes :

- \* - Diameter :
- Schedule :
- Pipe profile (nature of terrain) : hilly, flat, gentle slope
- \* - Pipe length (from multiphase pump to receiving facilities) :
- Altitude of multiphase pump location :
- Altitude of pipe outlet :
- \* - Pressure required at pipe outlet (i.e. required separator pressure)
- Alternatively, estimation of required pump discharge pressure

On site availability of :

- Electric power : High voltage (e.g. 3.3 kV) : Yes/No
- low voltage :
- frequency : 50/60 Hz
- Cooling water : Yes/No
- Instrument air : Yes/No
- Hydraulic power : Yes/No

Preferred drivers :

- Electric drive : variable speed motor Yes/No
- Electric drive : fixed speed motor & variable speed torque coupling Yes/No
- Gas turbine : Yes/No
- Gas engine : Yes/No
- Other : please specify.

## **ANEXO 4.4**

**SULZER HELICO-AXIAL MULTIPHASE PUMP**  
**PERFORMANCE RANGE & SELECTION PROCEDURE**

**PURPOSE AND SCOPE**

The main purposes of this procedure are as follows :

- To demonstrate the capabilities of the SULZER multiphase MPP range which is now commercially available for topside mounting offshore or for onshore installation.
- To introduce a simple MPP pump selection procedure focussing on the nominal duty point. This will permit users to make a preliminary selection of the pump model and to estimate the required driver power. This procedure consist of three steps as detailed in the attached documentation :
  - Initial selection of pump model.
  - Verification that the required pressure rise is within the capability of this selected pump model.
  - Calculation of estimated driver power.

The SULZER MPP range has been standardised and designed incorporating the latest 2nd generation helico-axial hydraulics (as per the POSEIDON licence).

The pressure rise in two phase liquid (liquid and gaseous) depends on many thermodynamic, geometric and operational parameters which obviously cannot be fully covered by this simplified procedure.

In order to finalise the selection for a particular application, a detailed pump optimisation would eventually need to be carried out by Sulzer to determine :

- the optimum geometry selection for each individual stage,
- the number of stages,
- an accurate performance prediction,
- full pump characteristics.

This optimisation may provide an MPP selection not covered by the parameters presented here.

**MPP-RANGE**

The SULZER MPP range consists of 7 pump sizes with a total capacity of up to 180'000 bpd.  
Typical values are :

- volumetric flow rate at suction 23'000 to 180'000 bbl/d (150 to 1200 m<sup>3</sup>/h)
- suction pressure (absolute) : 90 to 600 psia  
(min down to 50 psia)
- gas/liquid ratio (GLR) by volume at suction : 1 to 12 vol/vol (GVF 50 % to 92 %)  
(min GLR down to 0, max GLR up to 20, dry-running in 100 % gas upset condition without any problem).
- pressure ratio : 2 to 10
- variable speed range : about 3000 to 6800 rpm.

## SELECTION PROCEDURE

### Step 1 :

The maximum volumetric flowrate (oil, gas and possibly water) at pump suction conditions (pressure, temperature) dictates the pump «frame» size.

Fig. 1 shows the maximum volumetric flow rate at suction conditions which can be pumped at the maximum speed by the various standardized pump sizes.

It is recommended to allow for a speed margin (to gain operational flexibility and cover for actual well production fluctuations above the design point and select the pump size so that

$$Q_{\max} = 1.25 * Q_{\text{design}}$$

### **Example :**

#### • Input data :

nominal volumetric flowrate at suction conditions :  $Q_{\text{design}} = 105'000$  bpd

#### • Calculate :

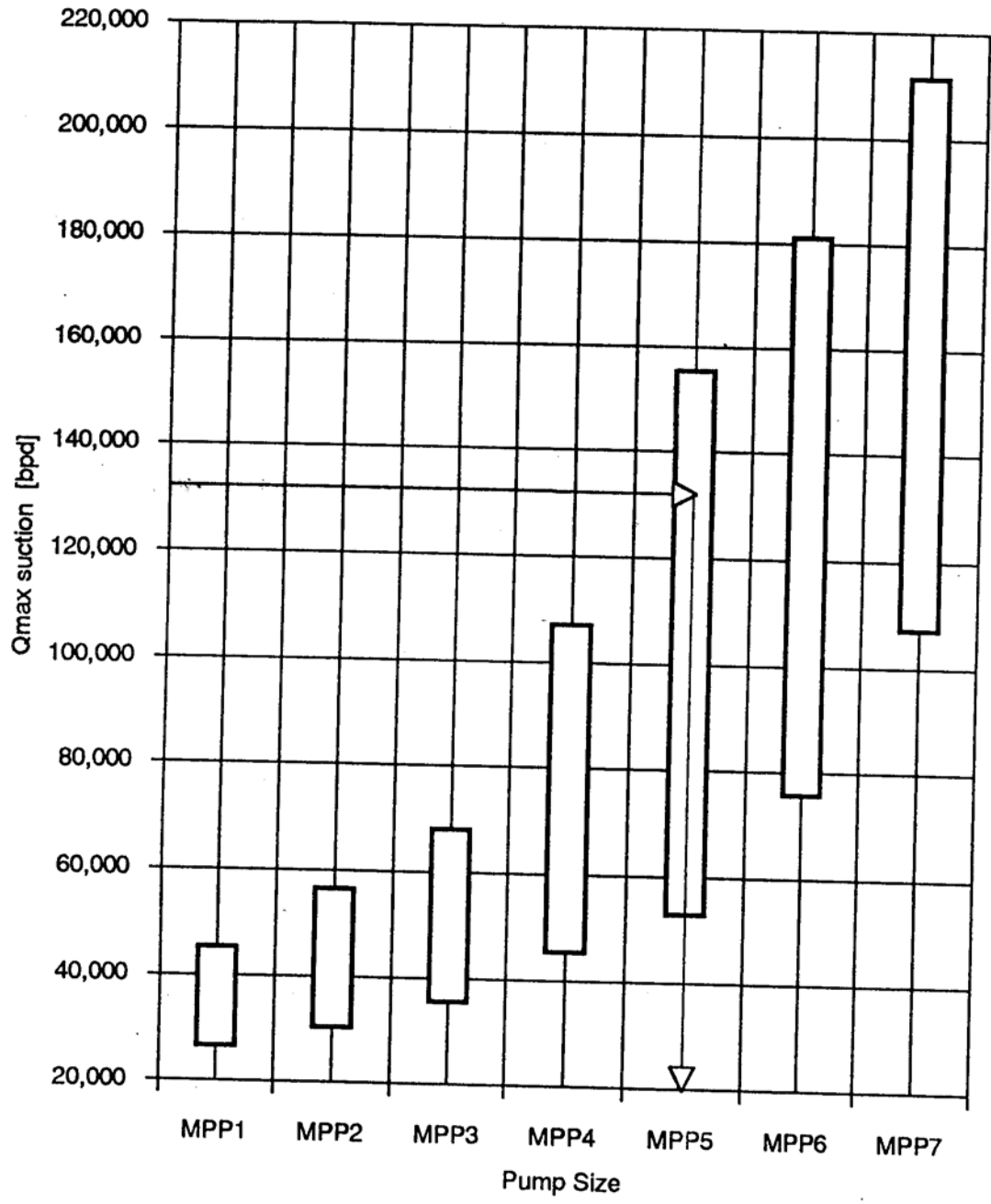
maximum total volumetric flowrate possible :

$$Q_{\max} = 1.25 \times Q_{\text{design}} = 1.25 \times 105'000 = 131'250 \text{ bpd}$$

#### • Read from Fig. 1 :

for  $Q_{\max} = 131'250$  bpd one reads MPP5

Therefore : Pump size MPP5



**Fig. 1 Maximum Volumetric Flowrate at Suction**

**Step 2 :**

The actual pump pressure rise depends on gas and liquid properties, GLR, suction pressure level, number of stages, tip speed and flowrate.

Fig. 2 approximates the maximum achievable pressure rise within one single pump.

**Example :****Input data :**

pump absolute suction pressure :  $p_1 = 145 \text{ psia} = 10 \text{ bars abs}$

Gas Liquid Ratio at pump suction conditions :  $\text{GLR} = 5.5$

required pump outlet pressure :  $p_2 = 580 \text{ psi} = 40 \text{ bars abs}$

**Calculate :**

Required pressure ratio :  $(p_2/p_1)_{\text{design}} = 580/145 = 4$

**Read from Fig. 2 :**

maximum possible pressure ratio :  $(p_2/p_1)_{\text{max}} = 4.7$

since  $(p_2/p_1)_{\text{design}} \leq (p_2/p_1)_{\text{max}}$  it will normally be possible to achieve this pressure ratio within one single pump.

$p_1$  = absolute suction pressure  
 $p_2$  = discharge pressure

$$\Delta p = p_1 \left( \frac{p_2}{p_1} - 1 \right)$$

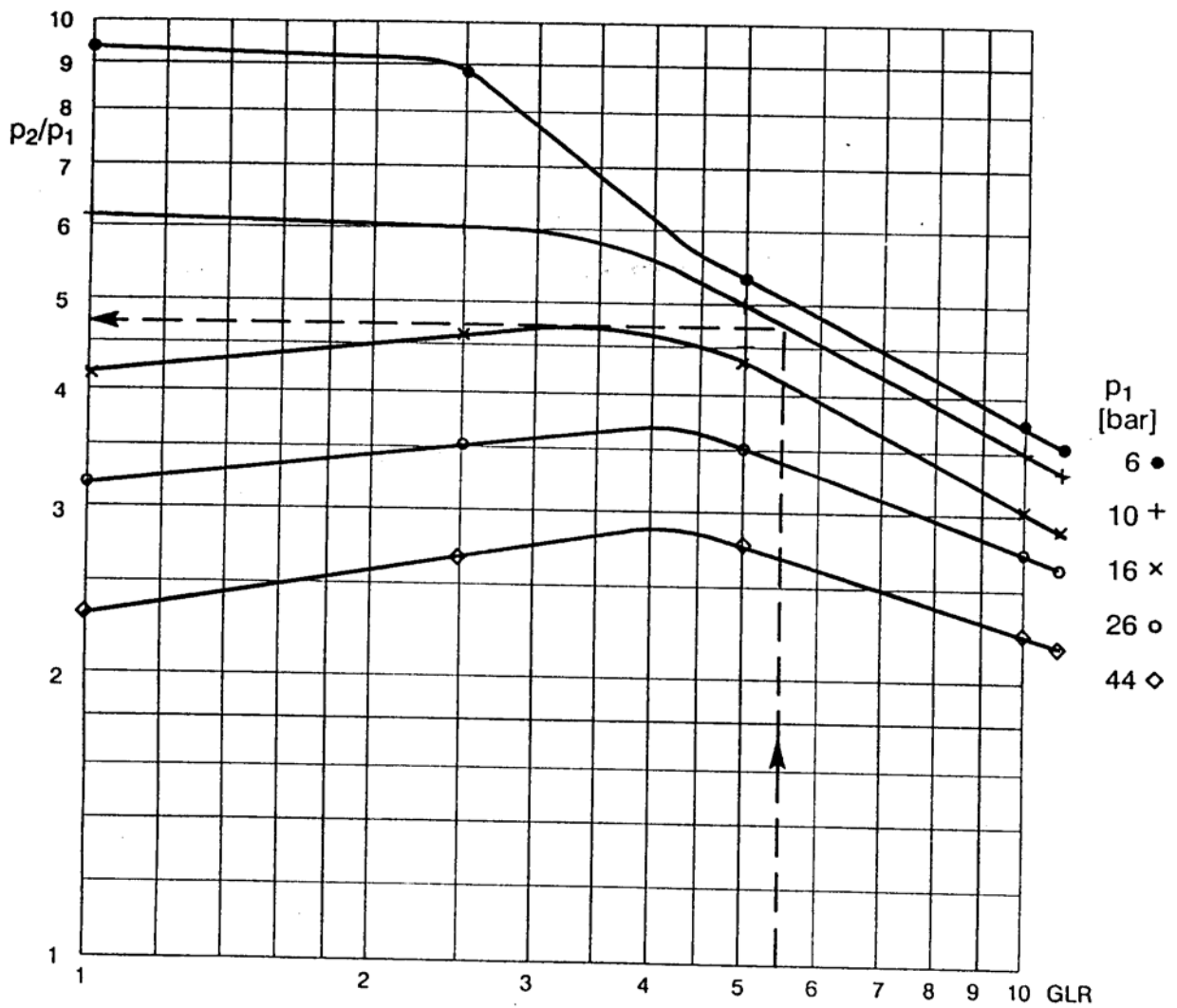


Fig. 2 : Maximum Achievable Pressure Ratio  $p_2/p_1$



**Step 3 :**

The estimated driver power can be calculated with the power coefficients in Fig. 3.

**Example :**
**Input data :**

liquid flowrate :

$$Q_{\text{liquid}} = 15'000 \text{ bpd}$$

Gas Liquid Ratio at pump suction conditions :

$$\text{GLR} = 6$$

Pump absolute suction pressure :

$$p_1 = 218 \text{ psia} = 15 \text{ bars abs}$$

Required pump outlet pressure :

$$p_2 = 768 \text{ psi} = 53 \text{ bars}$$

**Calculate**

Required pressure ratio :

$$(p_2/p_1)_{\text{design}} = 768/218 = 3.52$$

**Read from Fig. 3 :**

 Power coefficient  $B = f(p_1, \text{GLR})$  from upper graph :

$$B = 0,262$$

 Power coefficient  $E = f(p_2/p_1, \text{GLR})$  from lower graph :

$$E = 0,28$$

**Calculate**

$$P = 1/2189 * E/B * Q_{\text{liquid}} * p_1$$

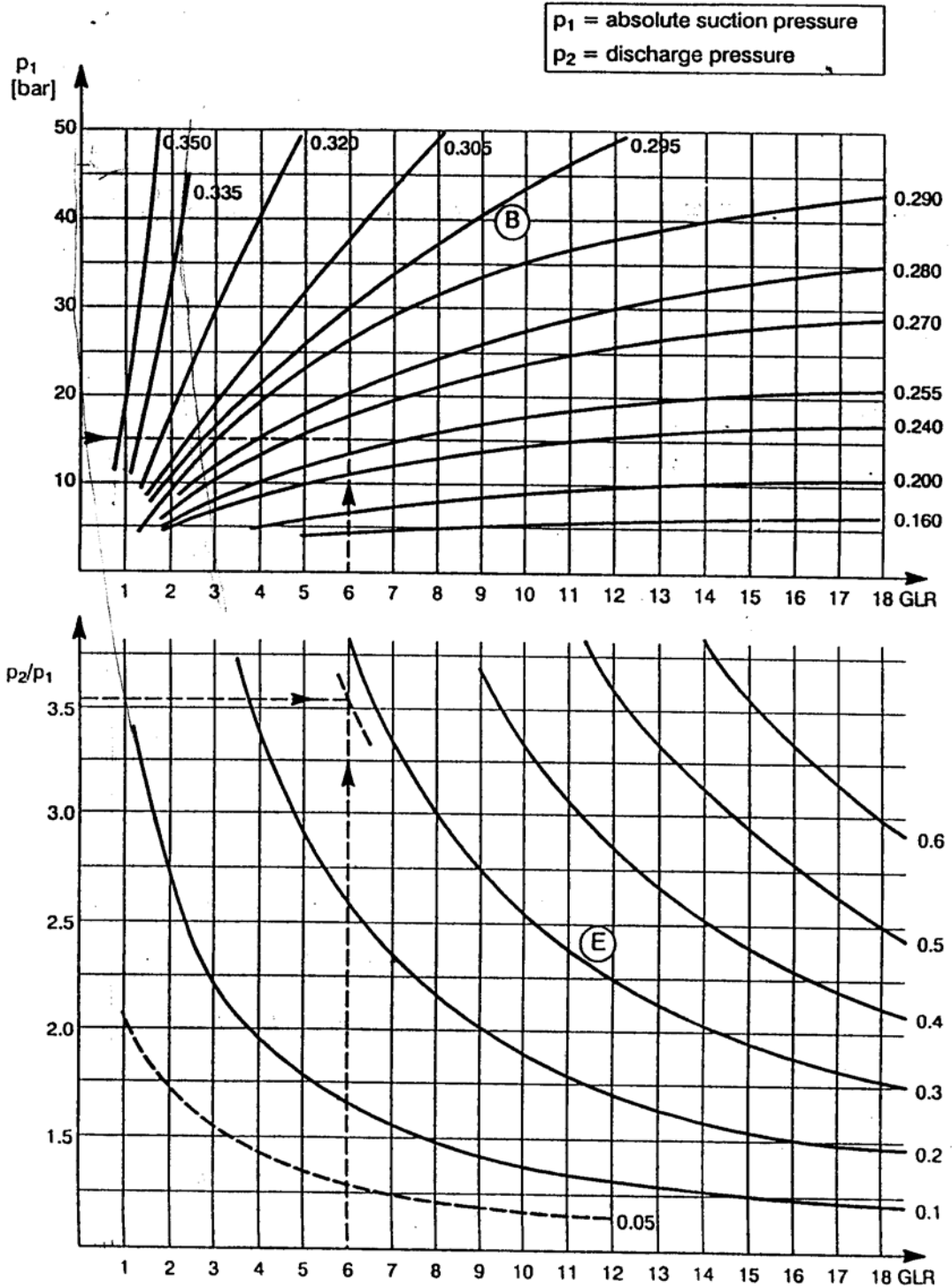
 $[Q_{\text{liquid}}]$  = bpd

 $[p_1]$  = psia

 $[P]$  = kW

$$P = 1/2189 * 0,28/0,262 * 15'000 * 218 = 1597 \text{ kW}$$

In this case the estimated driver power is 1597 kW.


**Fig. 3 : Power Coefficients**

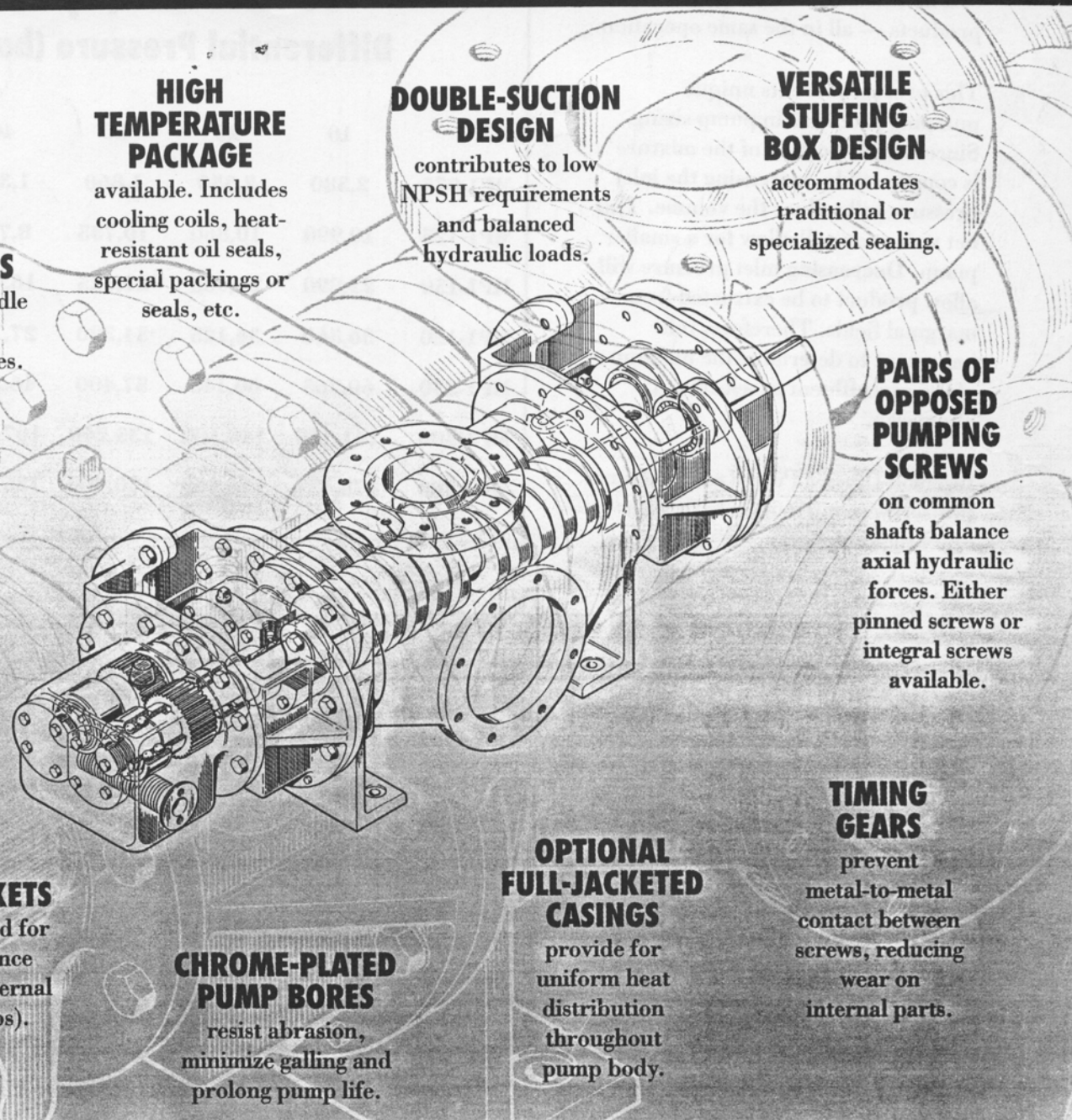
## **ANEXO 5.1**

#8

**D** Ingersoll-Dresser Pumps

# Two-Screw Pump for Multiphase

Designed for Long Life in Demanding Service



### EXTERNAL BEARINGS AND TIMING GEARS

allow pump to handle fluids with poor lubricating qualities.

### VARYING PITCH

permits selection of the optimum screw profile to match system capacity and pressure requirements.

### SPLIT BRACKETS

can be separated for seal maintenance (optional on external bearing pumps).

### HIGH TEMPERATURE PACKAGE

available. Includes cooling coils, heat-resistant oil seals, special packings or seals, etc.

### CHROME-PLATED PUMP BORES

resist abrasion, minimize galling and prolong pump life.

### DOUBLE-SUCTION DESIGN

contributes to low NPSH requirements and balanced hydraulic loads.

### OPTIONAL FULL-JACKETED CASINGS

provide for uniform heat distribution throughout pump body.

### VERSATILE STUFFING BOX DESIGN

accommodates traditional or specialized sealing.

### PAIRS OF OPPOSED PUMPING SCREWS

on common shafts balance axial hydraulic forces. Either pinned screws or integral screws available.

### TIMING GEARS

prevent metal-to-metal contact between screws, reducing wear on internal parts.

# Two-Screw Pump

## MULTIPHASE PUMPING

Multiphase pumping is the handling of a mixture of solids, liquid and gas products — all in the same operation.

This process presents unique pumping problems in pump sizing. Since the gas portion of the mixture is compressible, increasing the inlet pressure will reduce the volume. This net reduction will allow for a smaller pump. Decreasing inlet pressure will allow product to be extracted from marginal fields. Therefore, it is important to determine the makeup of the raw effluent in selecting a pump size.

Ingersoll-Dresser Pumps manufactures two-screw pump models to fit your exact requirements.

## MULTIPHASE SCREW PUMP COVERAGE (bpd) Differential Pressure (bar)

|         | 10      | 20      | 30      | 40      | 50      |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| MP1-075 | 2,380   | 2,350   | 1,860   | 1,395   | 1,140   |
| MP1-125 | 10,990  | 10,860  | 10,735  | 8,710   | 7,340   |
| MP1-150 | 22,290  | 21,965  | 21,625  | 16,484  | 14,350  |
| MP1-180 | 36,560  | 36,125  | 34,320  | 27,135  | 22,810  |
| MP1-230 | 60,765  | 60,145  | 57,400  | 46,340  | 37,560  |
| MP1-300 | 141,130 | 140,100 | 135,240 | 107,710 | 88,085  |
| MP1-380 | 178,425 | 176,480 | 170,900 | 136,665 | 113,880 |

*We're customer focused — worldwide!*

**Ingersoll-Rand • Pacific • Worthington • Pleuger • Scienco • Jeumont-Schneider Pumps**

**ID Ingersoll-Dresser Pumps**

North America:  
(1)800-728-PUMP

Europe, Middle East, Africa:  
(44)1204-690-524

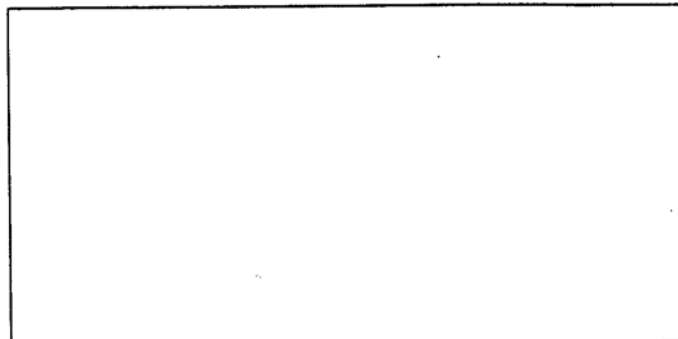
Latin America:  
(1)713-803-4400

Asia:  
(65)775-3003

Visit our website at: [www.idpump.com](http://www.idpump.com)

DISCLAIMER: Nothing contained in this brochure is intended to extend any warranty or representation, expressed or implied, regarding the products described herein. Any such warranties or other terms and conditions of sales of products shall be in accordance with Ingersoll-Dresser Pumps standard Terms and Conditions of Sale for such products, which are available on request.

Representative



# General Index.

1. Index.
2. Elevation drawing of a MP1-275.
3. Sectional Assembly of a MP1-275.
4. MPP pump skid .General layout.
5. MPP pump skid. P&ID.
6. MPP pump skid. Type I lubrication P&ID.
7. MPP pump skid. Type II lubrication P&ID.
8. MPP pump skid. Type III lubrication P&ID.
9. MPP pump skid. Type IV lubrication P&ID.
10. MPP . Double mechanical seal arrangement.

# Ingersoll-Dresser Pump Multiphase Pumps

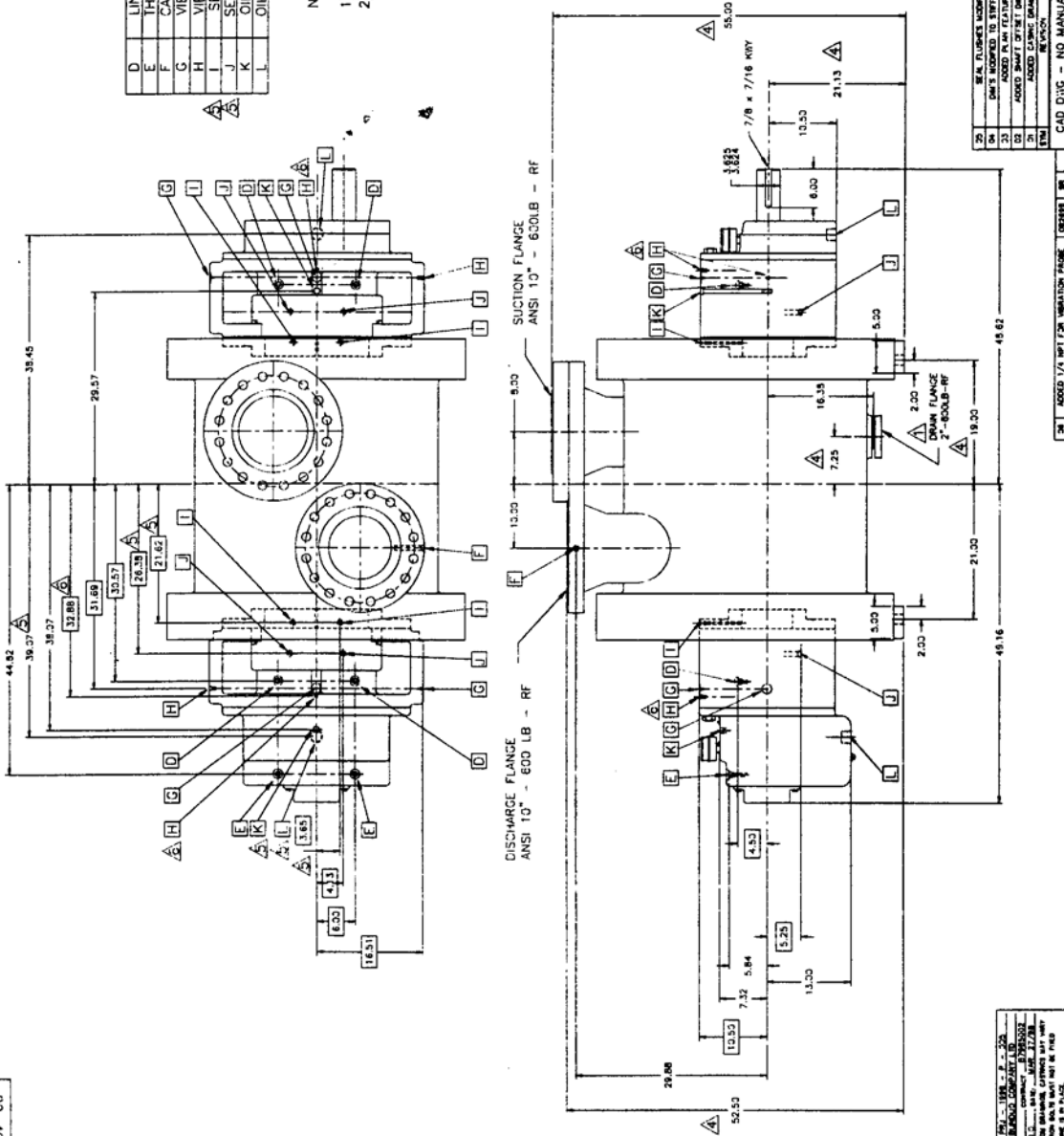
DD-500P-66

COMPONENTS  
AND MATERIALS LISTED  
HEREIN ARE THE PROPERTY OF  
INGERSOLL-DRESSER PUMP COMPANY INC.  
AND SHOULD NOT BE  
REPRODUCED OR  
TRANSMITTED IN ANY  
MANNER WITHOUT PERMISSION.

|   |                            |               |
|---|----------------------------|---------------|
| D | LINE BEARING RTD           | 1/2" NPT      |
| E | THRUST BEARING RTD         | 1/2" NPT      |
| F | CASING RTD                 | 1/2" NPT      |
| G | VIBRATION PROBE (OPTIONAL) | 1/4"-28UNF-2B |
| H | VIBRATION PROBE            | 1/4" NPT      |
| I | SEAL FLUSH OUT (TOP)       | 1/2" NPT      |
| J | SEAL FLUSH IN (BOTTOM)     | 1/2" NPT      |
| K | OIL LUBE IN (TOP)          | 3/4" NPT      |
| L | OIL LUBE OUT (BOTTOM)      | 1-1/2" NPT    |

Note:

- 1) Max. Allowable Flange Loads Per API 676
- 2) Estimated Weight 14500 lbs.



|     |      |          |      |       |
|-----|------|----------|------|-------|
| NO. | REV. | DATE     | BY   | CHKD. |
| 1   | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 2   | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 3   | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 4   | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 5   | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 6   | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 7   | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 8   | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 9   | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 10  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 11  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 12  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 13  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 14  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 15  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 16  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 17  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 18  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 19  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |
| 20  | 1    | 10/18/88 | J.P. | J.P.  |

|    |                             |          |    |     |
|----|-----------------------------|----------|----|-----|
| 21 | SEA FLUSHES MODIFIED        | 07/23/89 | TR | SEA |
| 22 | DRIVE TO SPLIT END          | 07/23/89 | TR | SEA |
| 23 | ADDED FLANGE FEATURES       | 07/23/89 | TR | SEA |
| 24 | ADDED SEAL FLUSH DIMENSIONS | 07/23/89 | TR | SEA |
| 25 | ADDED SEAL FLUSH DIMENSIONS | 07/23/89 | TR | SEA |
| 26 | ADDED SEAL FLUSH DIMENSIONS | 07/23/89 | TR | SEA |
| 27 | ADDED SEAL FLUSH DIMENSIONS | 07/23/89 | TR | SEA |
| 28 | ADDED SEAL FLUSH DIMENSIONS | 07/23/89 | TR | SEA |
| 29 | ADDED SEAL FLUSH DIMENSIONS | 07/23/89 | TR | SEA |
| 30 | ADDED SEAL FLUSH DIMENSIONS | 07/23/89 | TR | SEA |

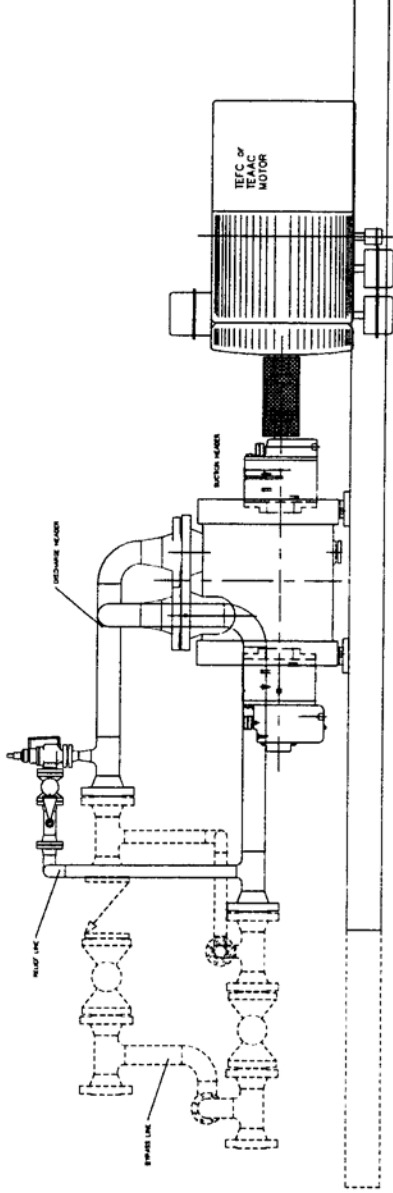
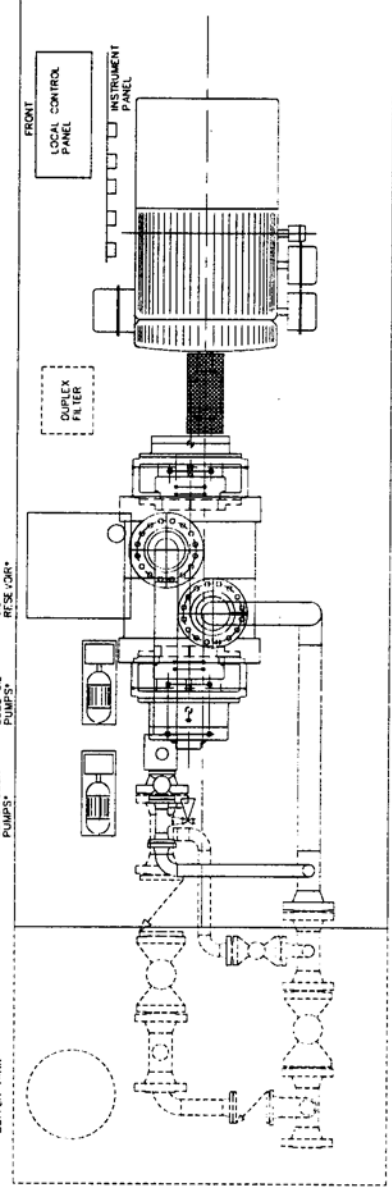
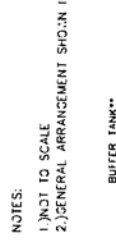
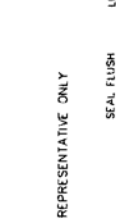
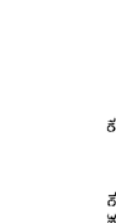
CAD DWG - NO MANUAL CHANGES PERMITTED  
INGERSOLL-DRESSER PUMP COMPANY INC.  
10000 W. 10TH AVENUE, DENVER, CO 80202  
TEL: 303.733.1000 FAX: 303.733.1001  
WWW.INGERSOLL-DRESSER.COM  
92-4005-00

# Ingersoll-Dresser Pump Multiphase Pumps

| PUMP                  | PUMP HP | NOMINAL MPP PUMP SHD DIMENSIONS & WEIGHT |                               | HEAT EXCHANGER DIMENSIONS & WEIGHT |                               |
|-----------------------|---------|--|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
|                       |         | W/TH PUMP OR BYPASS & RECIRC.            | W/TH PUMP OR BYPASS & RECIRC. | W/TH PUMP OR BYPASS & RECIRC.      | W/TH PUMP OR BYPASS & RECIRC. |
| PUMP                  | HP      | LENGTH (IN)                              | WIDTH (IN)                    | LENGTH (IN)                        | WIDTH (IN)                    |
| PUMP                  | HP      | LENGTH (IN)                              | WIDTH (IN)                    | LENGTH (IN)                        | WIDTH (IN)                    |
| MAXIMUM PUMP CAPACITY |         |  |                               |                                    |                               |
| MPI-213 38 420        |         |  |                               |                                    |                               |

**LEGEND:**

- ▲ AUXILIARY EQUIPMENT REQUIRED FOR MPI-230, MPI-300 & MPI-380 ONLY
- \*\* BUFFER TANK REQUIRED FOR CVE-997
- OPTIONAL EQUIPMENT SHOWN DOTTED



**NOTES:**

- NOT TO SCALE
- GENERAL ARRANGEMENT SHOWN IS REPRESENTATIVE ONLY

|   |                           |          |       |    |      |          |      |
|---|---------------------------|----------|-------|----|------|----------|------|
| NO.   |                           | REVISION |       | BY | DATE | APPROVED | DATE |
| 8   | GENERAL REVISION          | BU       | 01/95 |    |      |          |      |
| 1   | PUMP CONFIGURATION ALIRED | BU       | 05/95 |    |      |          |      |
| <p><b>A. Canem &amp; Associates Ltd.</b><br/>         179-504 AVENUE EMMETT, ABERDARE, ABERTYDARNAW, SALES &amp; SERVICE<br/>         (ELECTRIC CONTROL SYSTEMS DESIGN &amp; MANUFACTURE)<br/>         PHONE (403) 462-1001</p> |                           |          |       |    |      |          |      |
| <p>INGERSOLL-DRESSER PUMP<br/>         VIETSOVPEURO<br/>         MPP PUMP SKID<br/>         GENERAL LAYOUT<br/>         SCALE: NTS<br/>         DRAWING NO. C1901-P-701<br/>         REV. 1</p>                                 |                           |          |       |    |      |          |      |

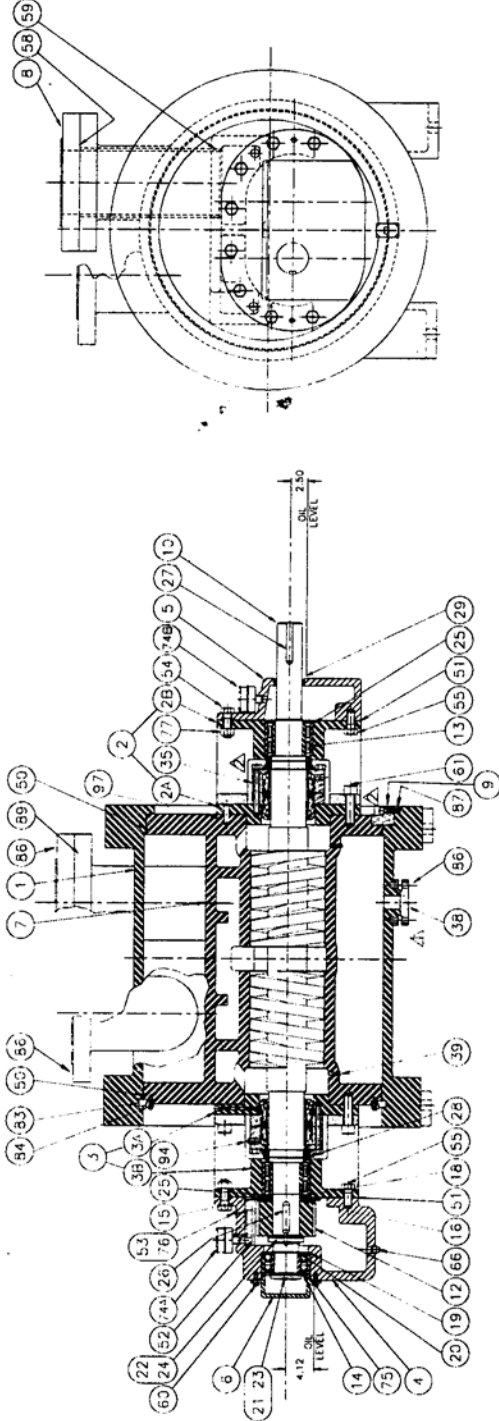




# Ingersoll-Dresser Pump Multiphase Pumps

SC-6224-06

THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF INGERSOLL-DRESSER PUMPS AND SHOULD NOT BE REPRODUCED OR TRANSMITTED IN ANY FORM OR BY ANY MEANS WITHOUT AUTHORIZATION.



### LIST OF PARTS

PARTS INDICATED ● FURNISHED BUT NOT SHOWN

| REF | DESCRIPTION            |
|-----|------------------------|
| 1   | OUTER CASING           |
| 2   | SPLIT BRACKET-FRONT    |
| 2A  | SEAL HOUSING HALF      |
| 2B  | BEARING HOUSING HALF   |
| 3   | SPLIT BRACKET-REAR     |
| 3A  | SEAL HOUSING HALF      |
| 3B  | BEARING HOUSING HALF   |
| 4   | GEAR HOUSING           |
| 5   | FRONT COVER            |
| 6   | REAR CAP               |
| 7   | INNER CASING           |
| 8   | ADaptor-SUCTION FLANGE |
| 9   | DRIVING KEY            |

| REF | DESCRIPTION             |
|-----|-------------------------|
| 10  | RETAINING ELEMENT       |
| 11  | DRIVE SHAFT             |
| 12  | TIMING GEAR             |
| 13  | BEARING-BRACKETS        |
| 14  | BEARING-GEAR HOUSING    |
| 15  | COUPLER-DRIVE SHAFT     |
| 16  | SPACER-TIMING GEAR      |
| 17  | SPACER-TIMING GEAR      |
| 18  | SPACER-SLINGER          |
| 19  | SPACER-GEAR HOUSING     |
| 20  | SPACER-REAR BEARING     |
| 21  | COUPLER-REAR BEARING    |
| 22  | LOCKWASHER-REAR BEARING |
| 23  | LOCKWASHER-REAR BEARING |
| 24  | LOCKWASHER-TIMING GEAR  |
| 25  | SNAP RING-GEAR BRACKETS |
| 26  | KEY-TIMING GEAR         |
| 27  | KEY-COUPLING            |
| 28  | OIL SEAL-BRACKETS       |
| 29  | OIL SEAL-TIMING COVER   |

| REF | DESCRIPTION                    |
|-----|--------------------------------|
| 30  | SMALL SCREW                    |
| 31  | MECHANICAL SEAL - PLAN 54      |
| 32  | REFER TO JC D.O.G. HSP-46185-1 |
| 33  | 2" O.D. LB RF BOND FLANGE      |
| 34  | BYPASS ORIFICE                 |
| 35  | NAMEPLATE                      |
| 36  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 37  | ROTATION ARROW                 |
| 38  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 39  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 40  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 41  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 42  | ROTATION ARROW                 |
| 43  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 44  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 45  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 46  | NAMEPLATE                      |
| 47  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 48  | ROTATION ARROW                 |
| 49  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 50  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 51  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 52  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 53  | ROTATION ARROW                 |
| 54  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 55  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 56  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 57  | NAMEPLATE                      |
| 58  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 59  | ROTATION ARROW                 |
| 60  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 61  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 62  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 63  | NAMEPLATE                      |
| 64  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 65  | ROTATION ARROW                 |
| 66  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 67  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 68  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 69  | NAMEPLATE                      |
| 70  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 71  | ROTATION ARROW                 |
| 72  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 73  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 74  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 75  | NAMEPLATE                      |
| 76  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 77  | ROTATION ARROW                 |
| 78  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 79  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 80  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 81  | NAMEPLATE                      |
| 82  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 83  | ROTATION ARROW                 |
| 84  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 85  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 86  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 87  | NAMEPLATE                      |
| 88  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 89  | ROTATION ARROW                 |
| 90  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 91  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 92  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 93  | NAMEPLATE                      |
| 94  | SCREW-NAMEPLATE                |
| 95  | ROTATION ARROW                 |
| 96  | OIL LEVEL LABEL-STATIC         |
| 97  | OIL LEVEL LABEL-RUNNING        |
| 98  | LUBE OIL LARNING TAG           |
| 99  | NAMEPLATE                      |

| REF | DESCRIPTION              |
|-----|--------------------------|
| 92  | HARDWARE-CONT'D          |
| 93  | FLUSH PLUG-GEAR HOUSING  |
| 94  | FLUSH PLUG-FRONT BRACKET |
| 95  | OIL TROUGH               |
| 96  | LOCKWASHER-OIL TROUGH    |
| 97  | NUT-GEAR HOUSING         |
| 98  | LOCKWASHER-OIL TROUGH    |
| 99  | DOZEL PIN-GEAR HOUSING   |
| 100 | DOZEL PIN-SPIT COVER     |
| 101 | DOZEL PIN-SPIT COVER     |
| 102 | SIGHT GAUGE-FRONT COVER  |
| 103 | SHIM RING                |
| 104 | LOCKING RING             |
| 105 | FLANGE HARDWARE          |
| 106 | CASING KEY HARDWARE      |
| 107 | SPUD PIPE HARDWARE       |

| REF | DESCRIPTION               |
|-----|---------------------------|
| 108 | HARDWARE-BODY             |
| 109 | MECHANICAL SEAL PIPE PLUG |
| 110 | DOZEL PIN-INNER CASING    |

DATE: 08/13/03  
 DRAWN BY: J. J. JONES  
 CHECKED BY: J. J. JONES  
 APPROVED BY: J. J. JONES  
 REVISION: 18/2/03  
 DIMENSIONS ARE FROM DRAWING UNLESS NOTED OTHERWISE  
 UNLESS OTHERWISE SPECIFIED ALL DIMENSIONS ARE IN INCHES

|    |          |      |    |    |     |      |    |    |     |
|----|----------|------|----|----|-----|------|----|----|-----|
| 30 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 31 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 32 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 33 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 34 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 35 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 36 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 37 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 38 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 39 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 40 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 41 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 42 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 43 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 44 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 45 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 46 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 47 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 48 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 49 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 50 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 51 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 52 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 53 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 54 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 55 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 56 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 57 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 58 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 59 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 60 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 61 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 62 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 63 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 64 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 65 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 66 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 67 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 68 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 69 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 70 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 71 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 72 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 73 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 74 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 75 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 76 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 77 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 78 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 79 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 80 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 81 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 82 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 83 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 84 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 85 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 86 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 87 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 88 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 89 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 90 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 91 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 92 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 93 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 94 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 95 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 96 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 97 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 98 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |
| 99 | ASSEMBLY | DATE | BY | DO | REV | DATE | BY | DO | REV |

CAD 0.10 - NO MANUAL CHANGES PERMITTED  
 IPI-275 MULTIPHASE SCREW PUMP  
 SECTIONAL ASSEMBLY  
 SCALE 1:1  
 SHEET 11 OF 11  
 DATE 12/2/03  
 DRAWN BY J. J. JONES  
 CHECKED BY J. J. JONES  
 APPROVED BY J. J. JONES





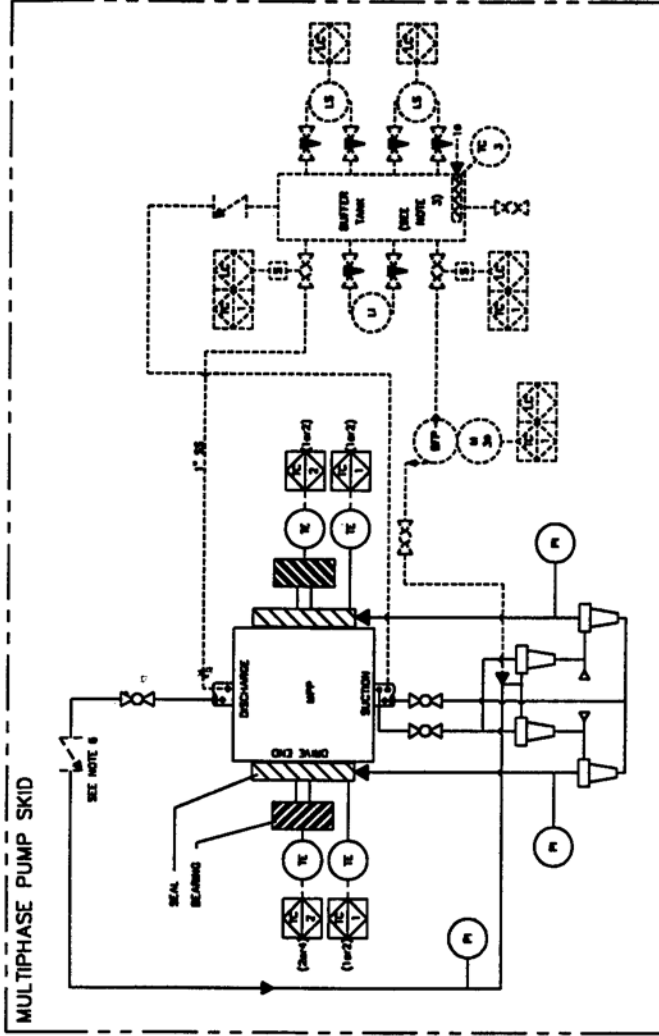
# Ingersoll-Dresser Pump Multiphase Pumps

| PUMP    | SEAL FLUSH CAPACITIES |             | PUMP    | SEAL FLUSH CAPACITIES |             |
|---------|-----------------------|-------------|---------|-----------------------|-------------|
|         | WATER (GAL)           | WATER (GPM) |         | WATER (GAL)           | WATER (GPM) |
| MP1-075 | 10                    | 2           | MP1-075 | 20                    | 4           |
| MP1-125 | 20                    | 5           | MP1-125 | 70                    | 14          |
| MP1-150 | 30                    | 10          | MP1-150 | 120                   | 24          |
| MP1-180 | 60                    | 15          | MP1-180 | 180                   | 36          |
| MP1-230 | 140                   | 28          | MP1-230 | 320                   | 64          |
| MP1-310 | 320                   | 64          | MP1-310 | 600                   | 120         |
| MP1-380 | 400                   | 80          | MP1-380 | 800                   | 160         |

AVERAGE REQUIREMENTS

MAXIMUM REQUIREMENTS

- NOTES:
- 1.) THIS DWG. APPLIES TO
    - a. MPPs WITH MODIFIED PLAN 31 SEAL FLUSH SYSTEM
    - b. MPP-075, MP-125 & MP-150 (ALL SPEEDS), MP-180 (MPM<1800) AND MP1-230, MP1-300 & MP1-380 (= <1200 RPM)
  - 2.) SEAL FLUSH SYSTEM CONFORMS TO REQUIREMENTS OF API 610, SECTION 5.2.6 & MODIFIED PLAN 31
  - 3.) BUFFER TANK OPTION (OR CUSTOMER SUPPLIED SOURCE) REQUIRED FOR GV#9/7K
  - 4.) SEAL AND BEARING RTDs (TEs) DUPLICATED ON MAIN P & ID (C1880-P-600)
  - 5.) SEE C1880-P-600 FOR LEGEND & ABBREVIATIONS
  - 6.) PROVIDED WITH BUFFER TANK OPTION ONLY
  - 7.) OPTIONAL EQUIPMENT SHOWN AS DASHED LINES



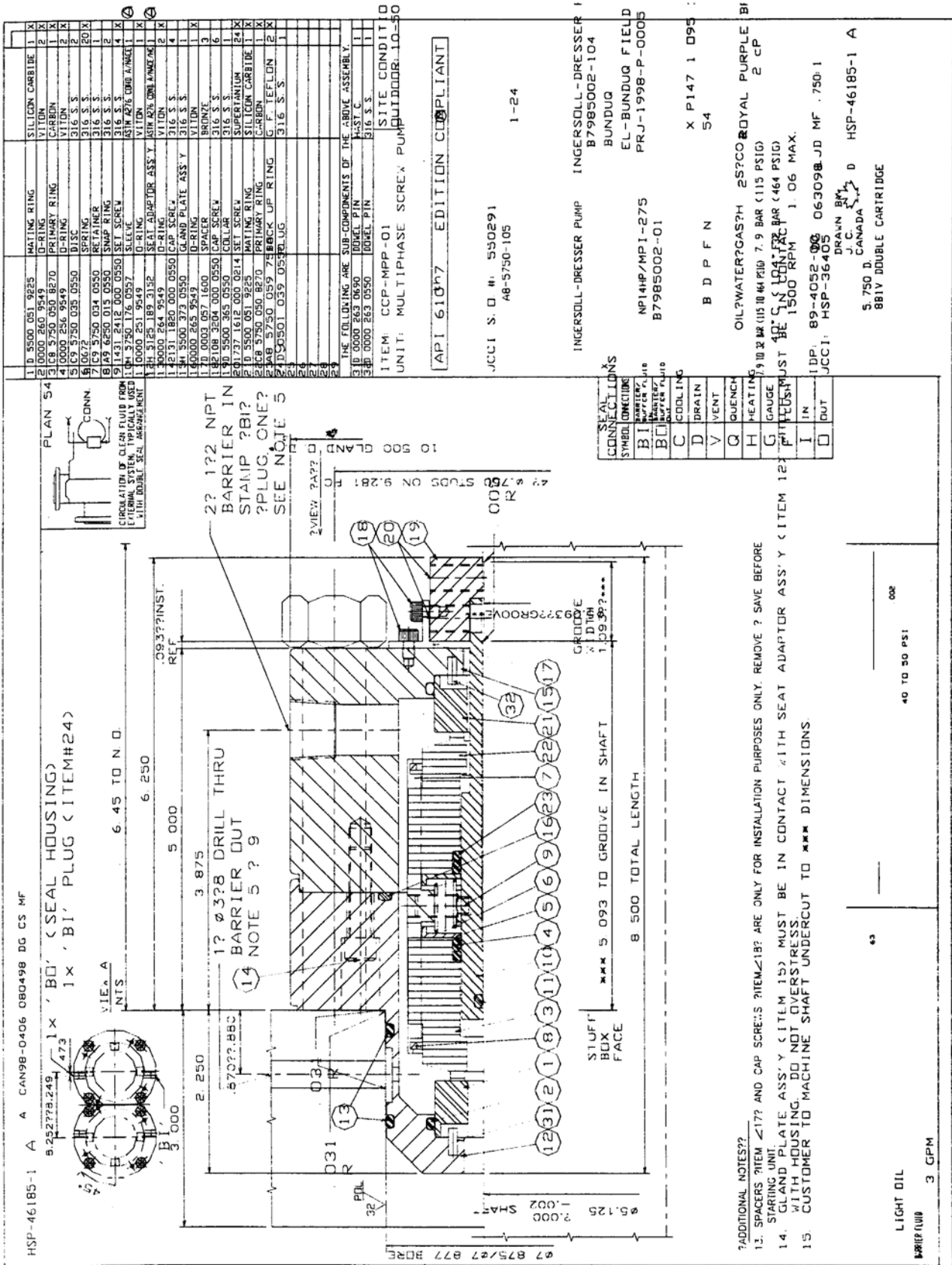
|   |  |   |  |
|---|--|---|--|
|   |  | INGERSOLL-DRESSER PUMP<br>TYPICAL MULTIPHASE PUMP                       |  |
| A. Corcoran & Associates Ltd.<br>1000 WEST 10TH AVENUE, SUITE 100<br>VANCOUVER, BRITISH COLUMBIA, CANADA V6H 2G6<br>TEL: (604) 278-8888 |  | MPP PUMP SKID<br>TYPE / LUBRICATION P & ID<br>SCALE / DRAWING NO. / REV |  |







# Ingersoll-Dresser Pump Multiphase Pumps



THE FOLLOWING ARE SUB-COMPONENTS OF THE ABOVE ASSEMBLY:  
 310 0000 263 0690 LABEL PIN  
 310 0000 263 0550 LABEL PIN  
 ITEM: CCP-MPP-01  
 UNIT: MULTIPHASE SCREW PUMP OUTDOOR 10-50  
 API 610 17 EDITION COMPLIANT  
 JCCI S. O. #. 550291  
 48-5750-105  
 1-24  
 INGERSOLL-DRESSER PUMP  
 INGERSOLL-DRESSER I  
 B7985002-104  
 BUNDUQ  
 EL-BUNDUQ FIELD  
 PRJ-1998-P-0005  
 NPI4HP/MPI-275  
 B7985002-01  
 X P147 1 095  
 54  
 OIL? WATER? GAS? H 2S? CO 2 ROYAL PURPLE BI  
 7.9 BAR (115 PSIG) 7.9 BAR (115 PSIG)  
 1500 RPM 1.06 MAX.  
 LDP: 89-4052-000 063098 JD MF 750 I  
 JCCI: HSP-36400  
 DRAIN BK  
 J.C. CANADA  
 D HSP-46185-1 A  
 881V DOUBLE CARTRIDGE

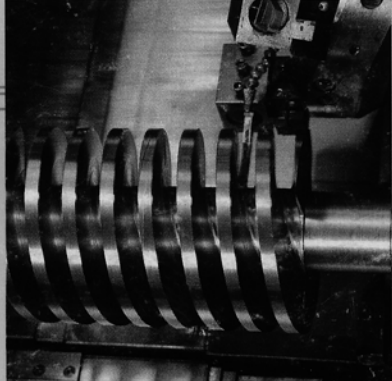
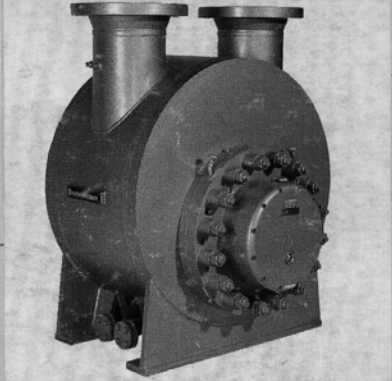
ADDITIONAL NOTES?  
 13. SPACERS ITEM 2177 AND CAP SCREWS ITEM 218: ARE ONLY FOR INSTALLATION PURPOSES ONLY. REMOVE IF SAME BEFORE STARTING UNIT.  
 14. GLAND PLATE ASSY (ITEM 15) MUST BE IN CONTACT WITH SEAT ADAPTOR ASSY (ITEM 12) WITH HOUSING. DO NOT OVERSTRESS.  
 15. CUSTOMER TO MACHINE SHAFT UNDERCUT TO \*\*\* DIMENSIONS.

LIGHT OIL  
 3 GPM  
 40 TO 50 PSI  
 OR

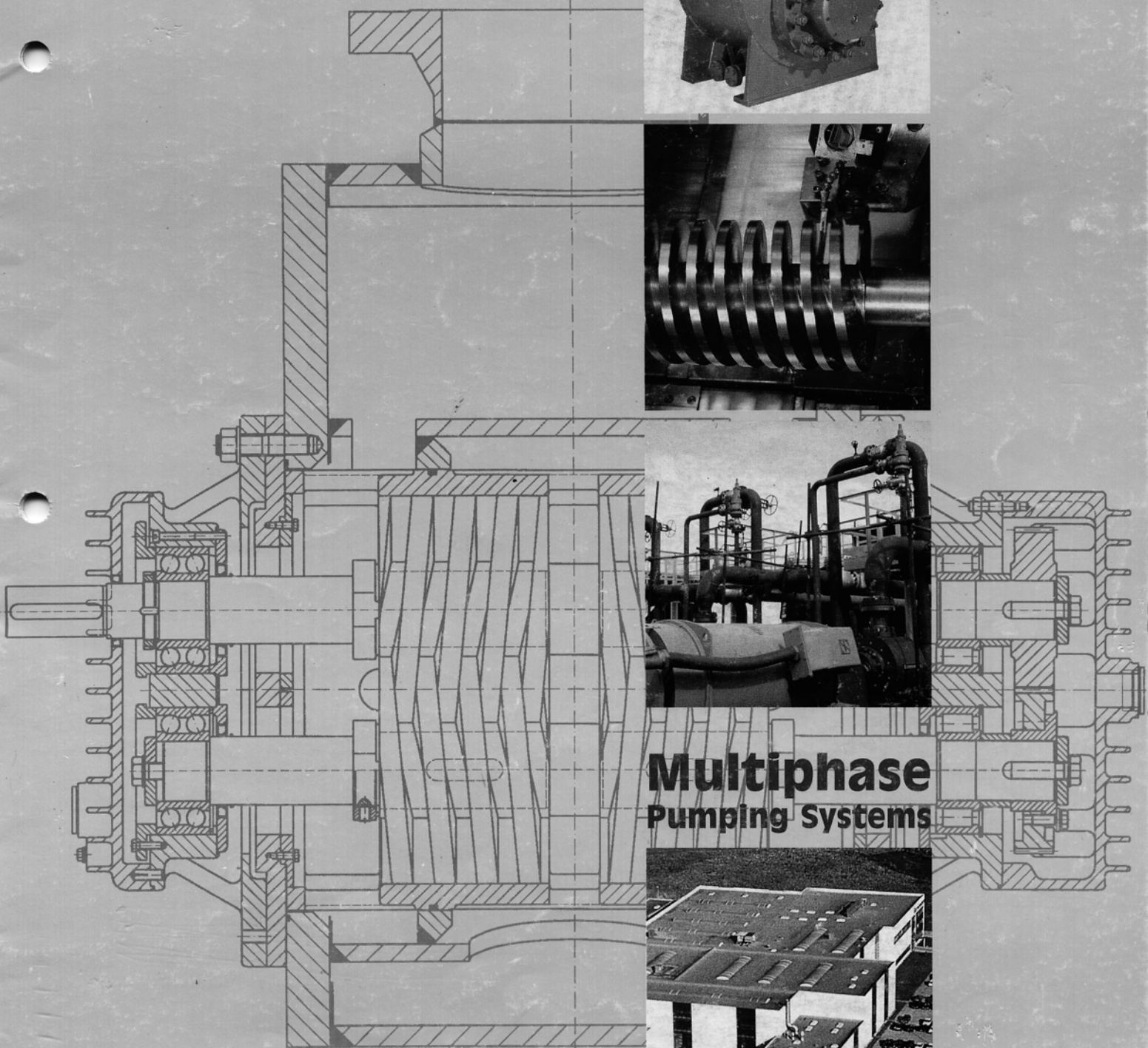
## **ANEXO 5.2**



# Bornemann Pumps



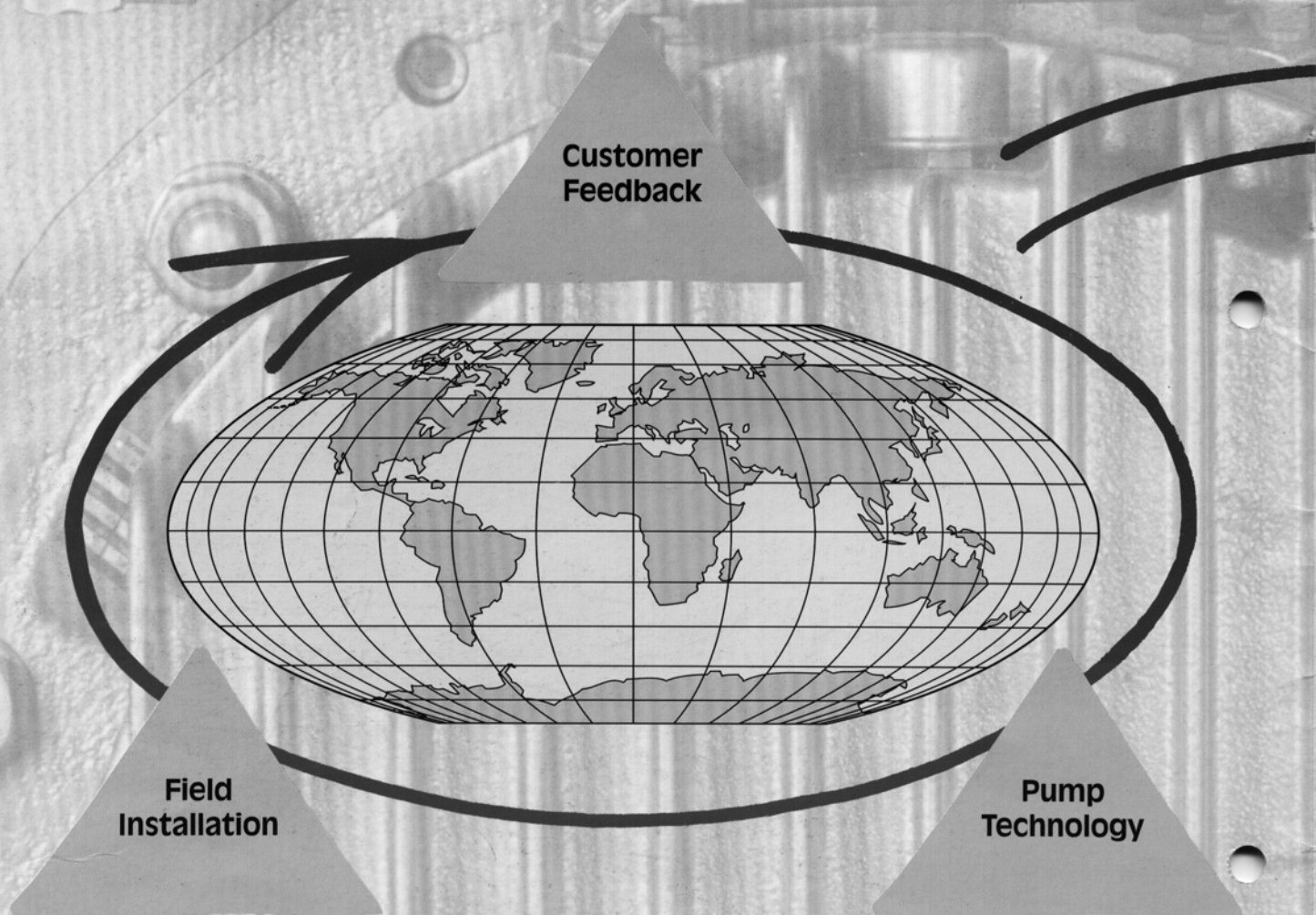
**Multiphase  
Pumping Systems**



# Bornemann Multiphase P

Go With The Leaders -

With Over 10 Years' Field Experience in Multipha



J. H. Bornemann GmbH, the world's foremost manufacturer of twin-screw pumps, has served the industry for over 6 decades and delivered some 75.000 pumps for successful applications to customers across the globe. Bornemann's leadership and commitment to technological excellence are perhaps best exemplified by their multiphase pump technology. Starting in 1985, Bornemann pioneered development and market introduction of a family of multiphase pumps which provide users significant economic advantages.

Bornemann multiphase pumps incorporate field-proven design features from their conventional twin-screw pumps including replaceable liner, separately

fabricated screws and shafts and specially developed timing gear-adjustment mechanism.

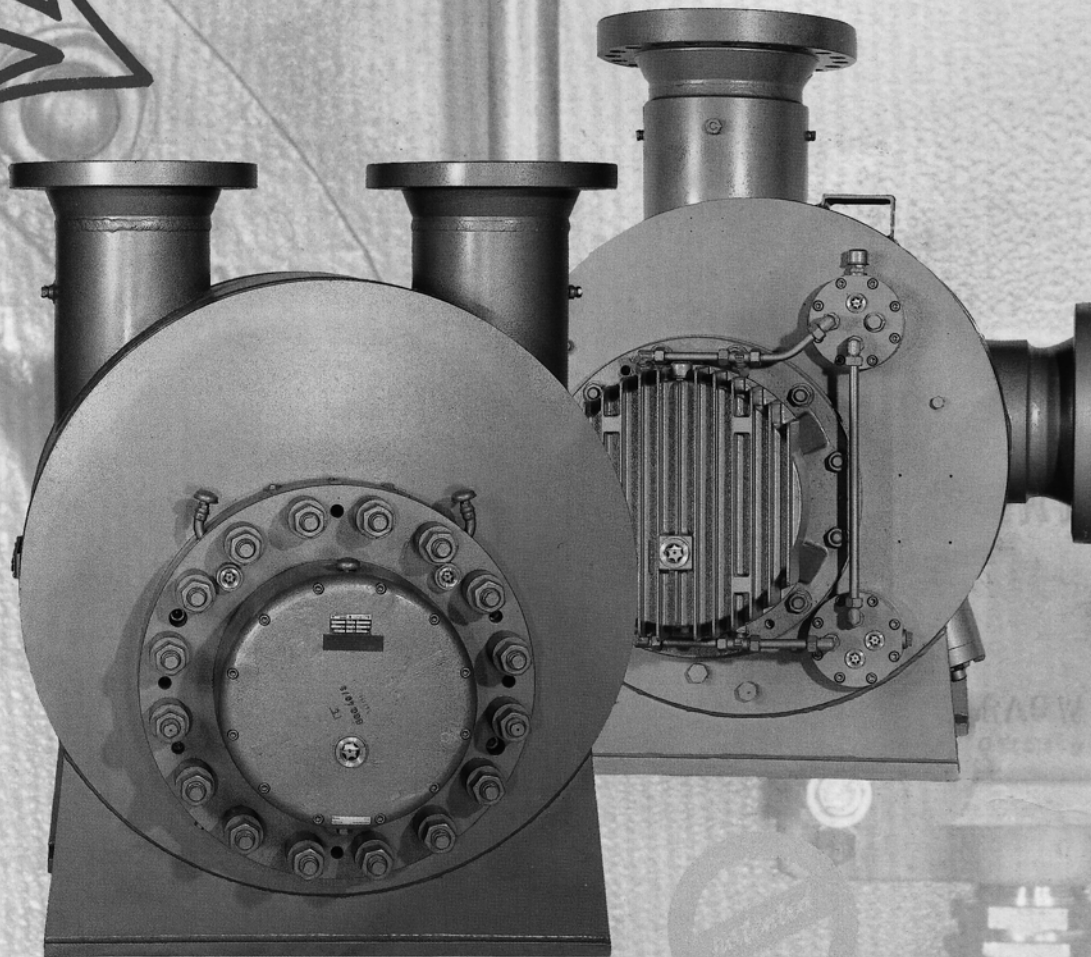
At Bornemann we take pride in close relationships and direct communication with our customers. Customer feedback is a key factor in our ongoing efforts to further improve design and performance of our systems under ever-changing field requirements. The result: simplicity of design, reliability, user-friendliness and maximum bottom-line benefit for our customers.

The success of Bornemann multiphase pumps is documented by the nearly 100 field installations effected worldwide to date.

# umps

se Applications.

*Standard-Setting Technology*



- 100% dry running capability
- compact, rugged design
- no need for external lubrication
- no need for field separations or other flow conditioning systems
- minimum weight and space requirements

# Bornemann Multiphase Pumps

## Where Are They Used?

### In Declining Fields:

To upgrade low pressure streams ( 1 ) to nominal system pressure.

### In Marginal Fields:

To allow profitable exploitation of small fields by connecting ( 2 ) to larger fields.

### In Offshore Fields:

To transport production from satellite platforms (3) to the host platform and onward to onshore facilities. Separator

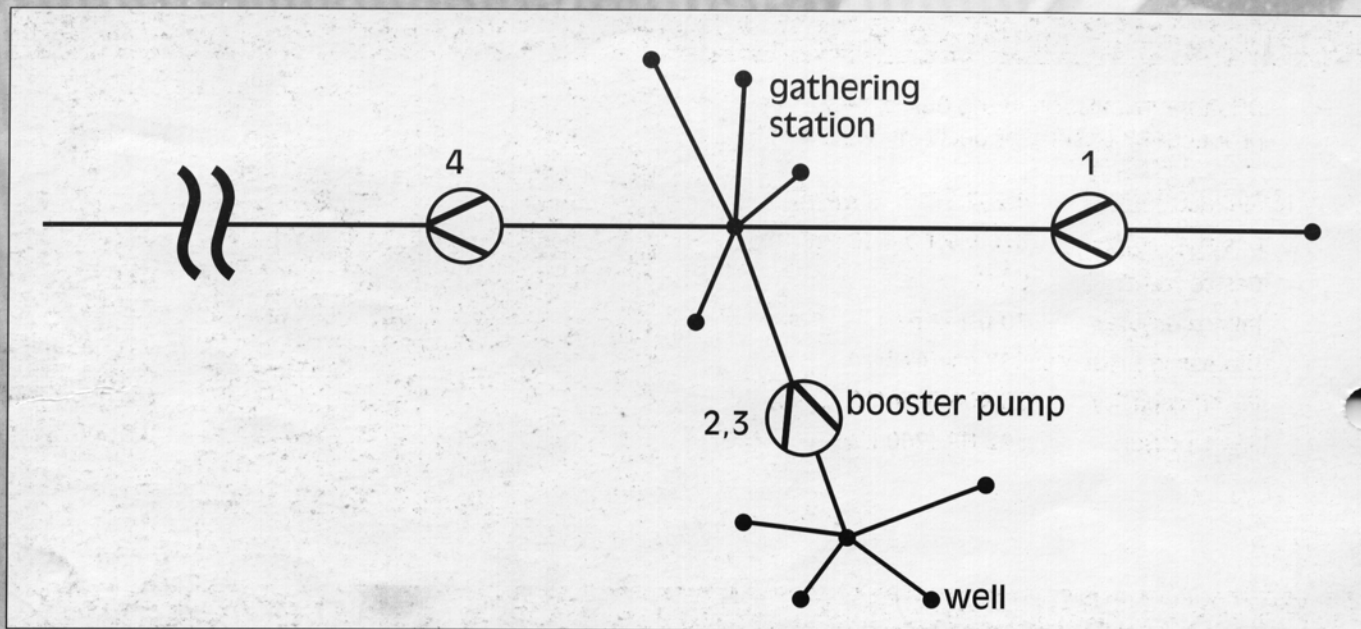
stations or other flow conditioning systems are not required, providing significant space and weight savings.

### In Pipeline Transfer:

To convey ( 4 ) production from large fields to central processing facilities without need for separation.

### In Winter Service in Cold Areas:

To reduce wellhead pressure, thereby avoiding clogging of flow lines due to hydrate formation.



In these and other applications, Bornemann multiphase pumps provide significant economic advantages:

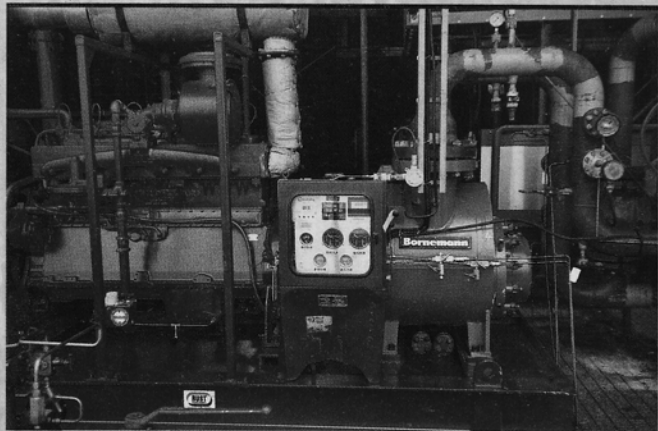
- increased production output by up to several 100%
- rapid return of investment, often within a few weeks
- reduced capital investment, as field separator stations are not required ■

## Field installations

### 1. MPC 208 - 67

Offshore installation in the Caribbean sea: provides increased production by reducing well head pressure.

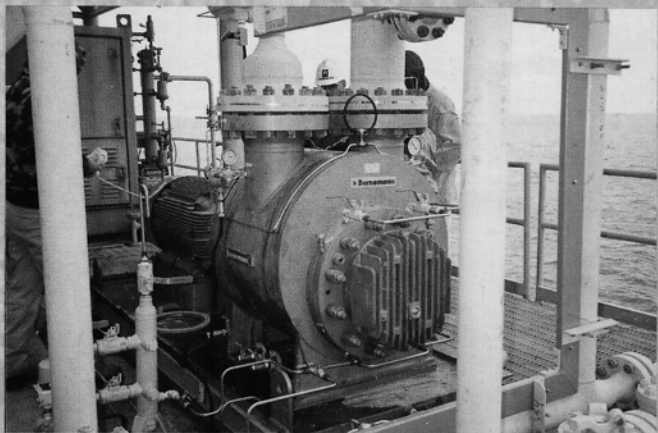
|                     |  |
|---------------------|--|
| Fluid stream:       | 4,650 BFPD (31 m <sup>3</sup> /h)      |
| Gas stream:         | 4,600 MSCFD (5,433 sm <sup>3</sup> /h) |
| Gas content:        | 78 %                                   |
| Inlet pressure:     | 710 psi (49 bar)                       |
| Discharge pressure: | 1,000 psi (69 bar)                     |
| Pump capacity:      | 21,100 BPD (140 m <sup>3</sup> /h)     |
| Shaft power:        | 158 HP (118 kW)                        |



### 2. MPC 208 - 38

Offshore installation in the Gulf of Mexico for production boosting of declining wells.

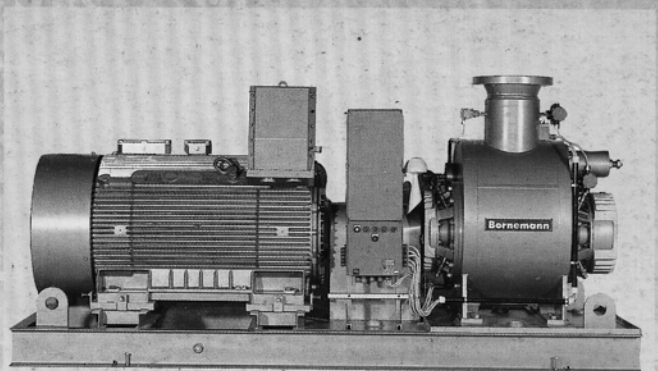
|                     |                                    |
|---------------------|------------------------------------|
| Fluid stream:       | 1,207 BFPD (8 m <sup>3</sup> /h)   |
| Gas stream:         | 370 MSCFD (436 sm <sup>3</sup> /h) |
| Gas content:        | 95 %                               |
| Inlet pressure:     | 30 psi (2 bar)                     |
| Discharge pressure: | 682 psi (47 bar)                   |
| Pump capacity:      | 23,400 BPD (155 m <sup>3</sup> /h) |
| Shaft power:        | 322 HP (240 kW)                    |



### 3. MW 8.5zk - 50

Onshore installation in Venezuela for multiphase pipeline transport.

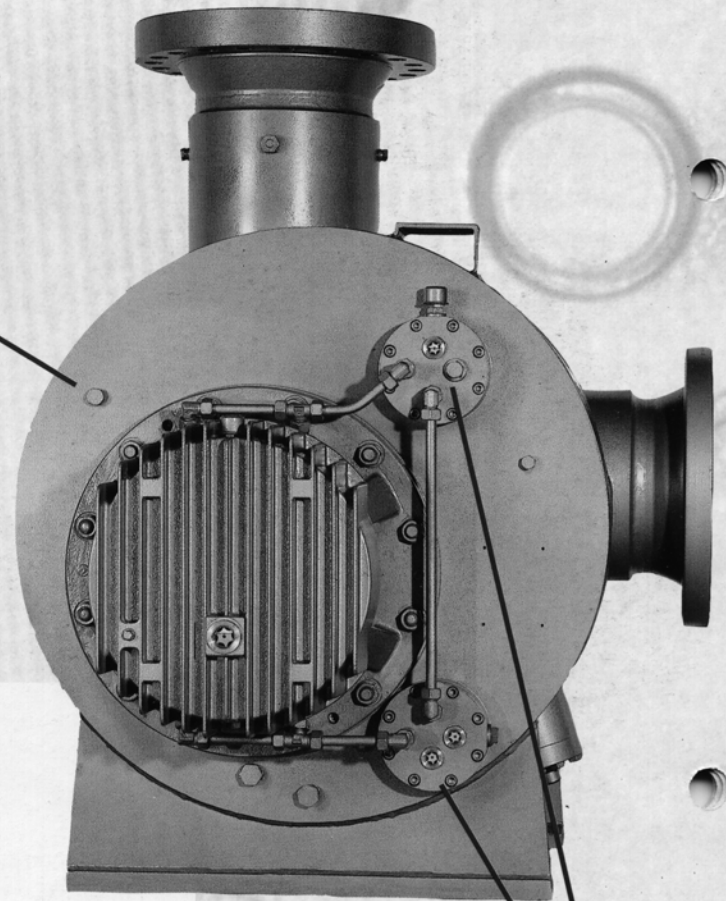
|                     |                                    |
|---------------------|------------------------------------|
| Fluid stream:       | 5,343 BFPD (35 m <sup>3</sup> /h)  |
| Gas stream:         | 826 MSCFD (975 sm <sup>3</sup> /h) |
| Gas content:        | 90 %                               |
| Inlet pressure:     | 30 psi (2 bar)                     |
| Discharge pressure: | 710 psi (49 bar)                   |
| Pump capacity:      | 53,434 BPD (350 m <sup>3</sup> /h) |
| Shaft power:        | 912 HP (680 kW)                    |



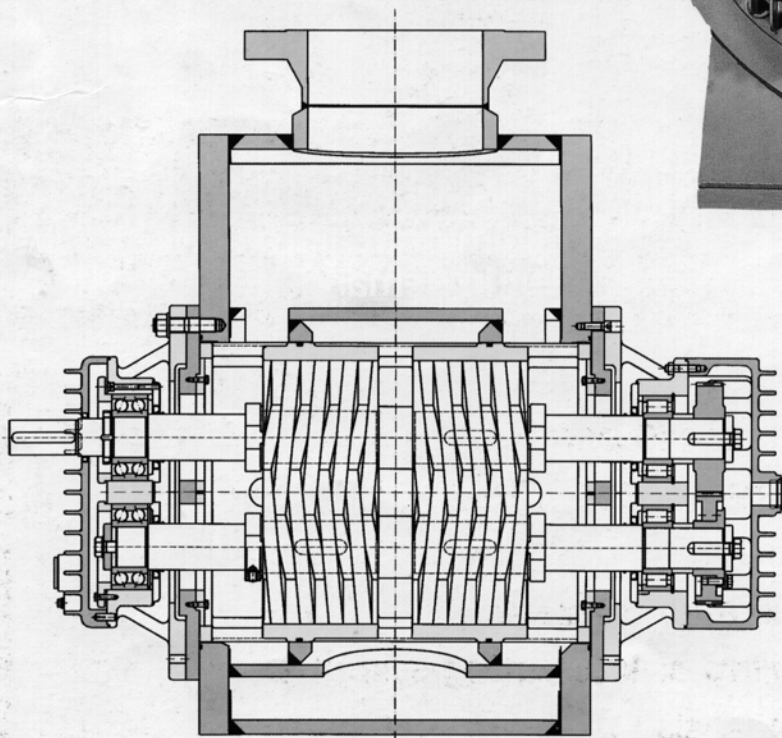
# Bornemann Multiphase Pumps - The MW Series

Designed for inlet pressures up to 150 psi (10bar) and differential pressures up to 700 psi (50 bar).

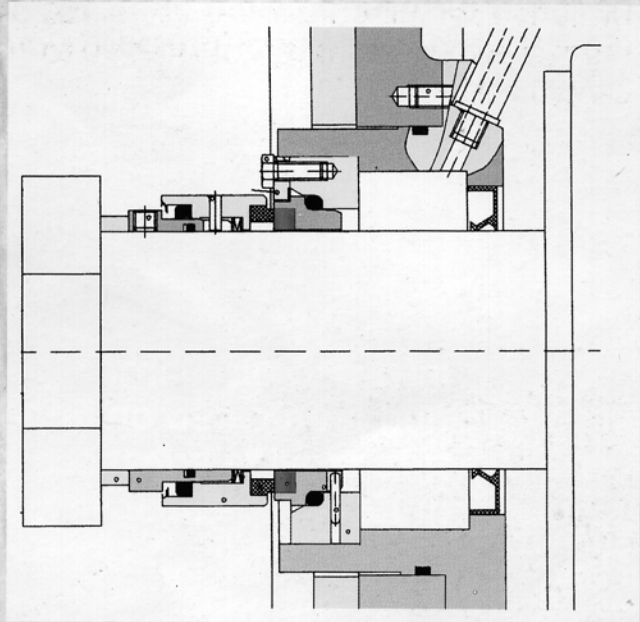
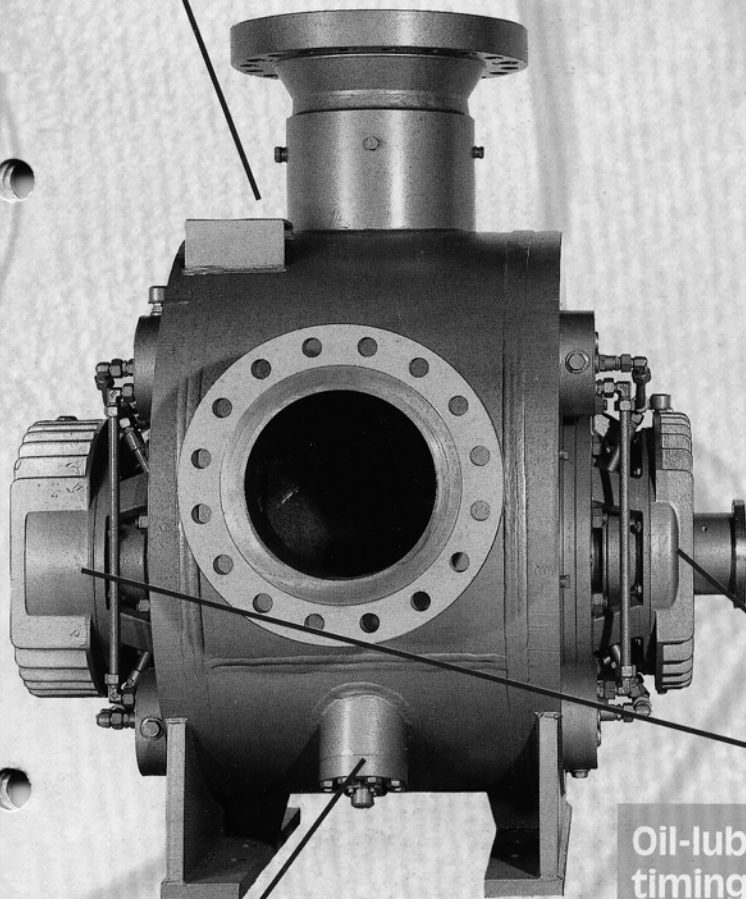
Fully welded pump housing with large separation chamber provides outstanding dry-running capability.



Non-pressurized separator buffer system



Integrated bypass  
relief valve (optional)



Single-acting mechanical  
seals with non-pressurized  
seal buffer system,  
with wear-resistant silicon  
carbide / carbon seal faces.

Patented integral  
recirculation system

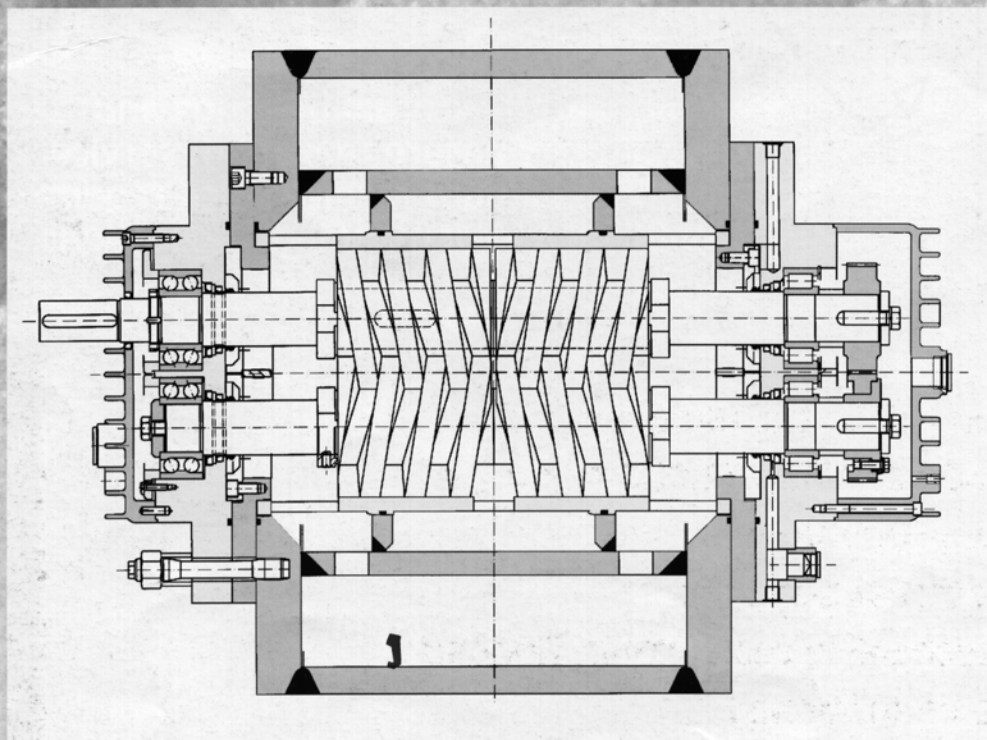
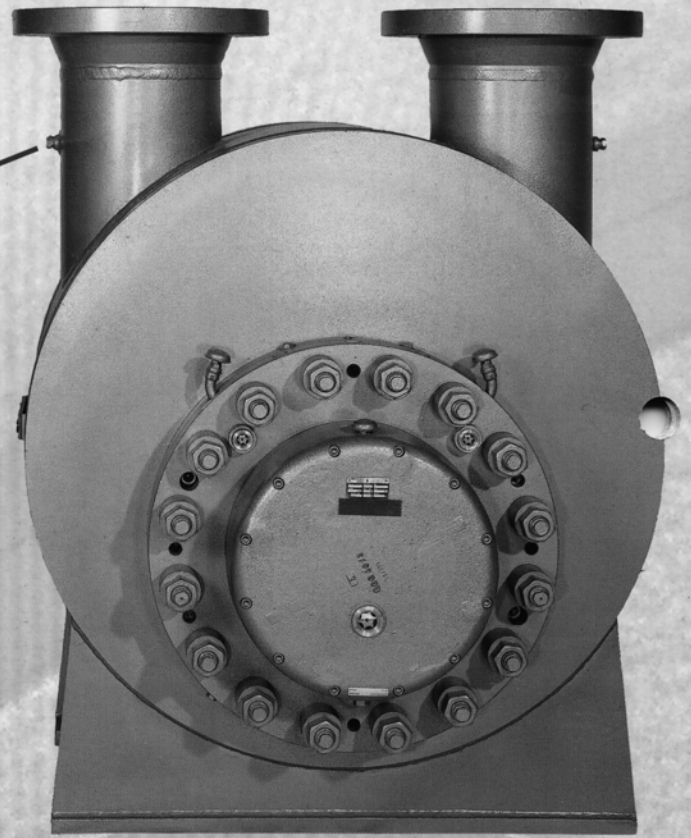
Oil-lubricated external bearings and  
timing gears ensure maximum service  
life and minimum maintenance require-  
ments even in demanding applications.

- inlet pressure up to 150 psi (10 bar)
- capacity up to 280,000 BPD (1,800 m<sup>3</sup>/h)
- 100% dry running capability
- patented integral recirculation system
- no need of external cooling or lubricating systems
- single acting mechanical seals

# Bornemann Multiphase Pumps - The MPC series

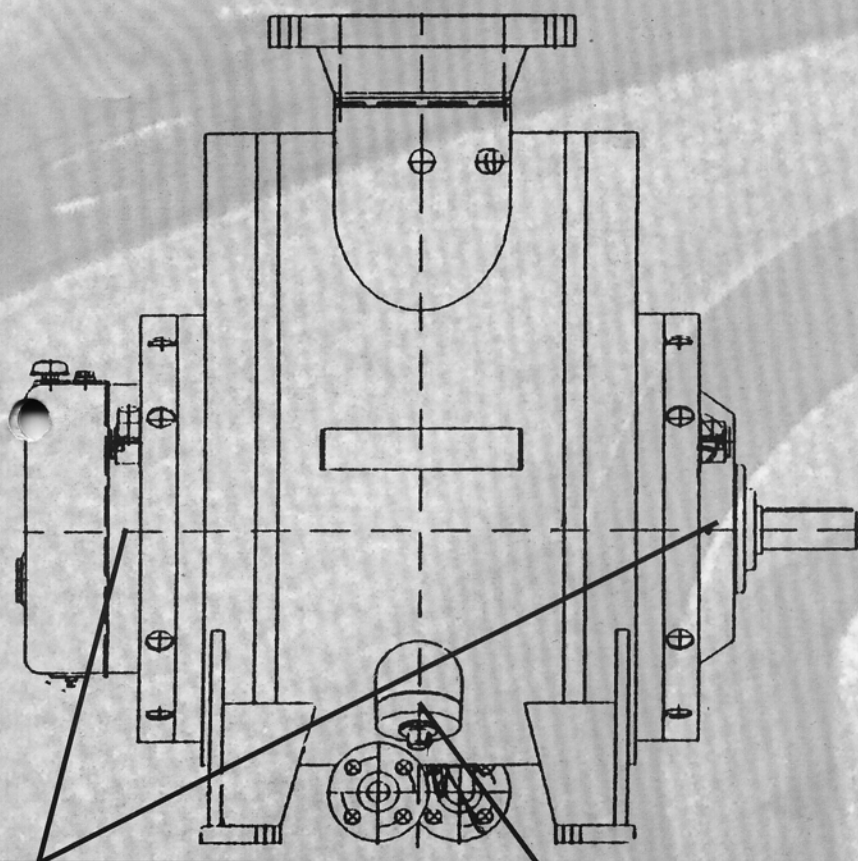
Designed for inlet pressure up to 700 psi (50 bar) and differential pressure up to 1,000 psi (70 bar).

Inlet and discharge flanges located on upper side provide enhanced dry running capability.



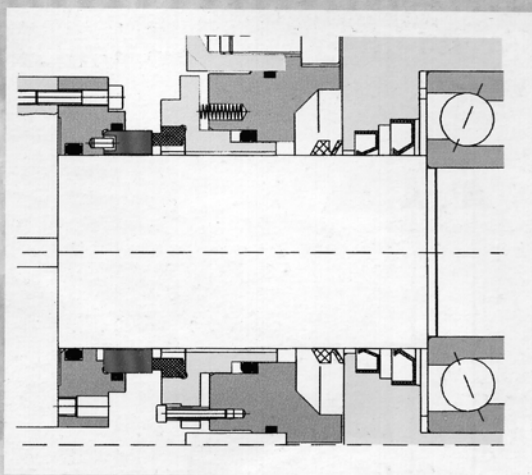
Oil-l  
exte  
and  
nsu  
serv  
min  
nan  
ever  
app





lubricated  
 internal bearings  
 timing gears  
 are maximum  
 life and  
 minimum mainte-  
 nance requirements  
 in demanding  
 applications.

Patented integral  
 recirculation system

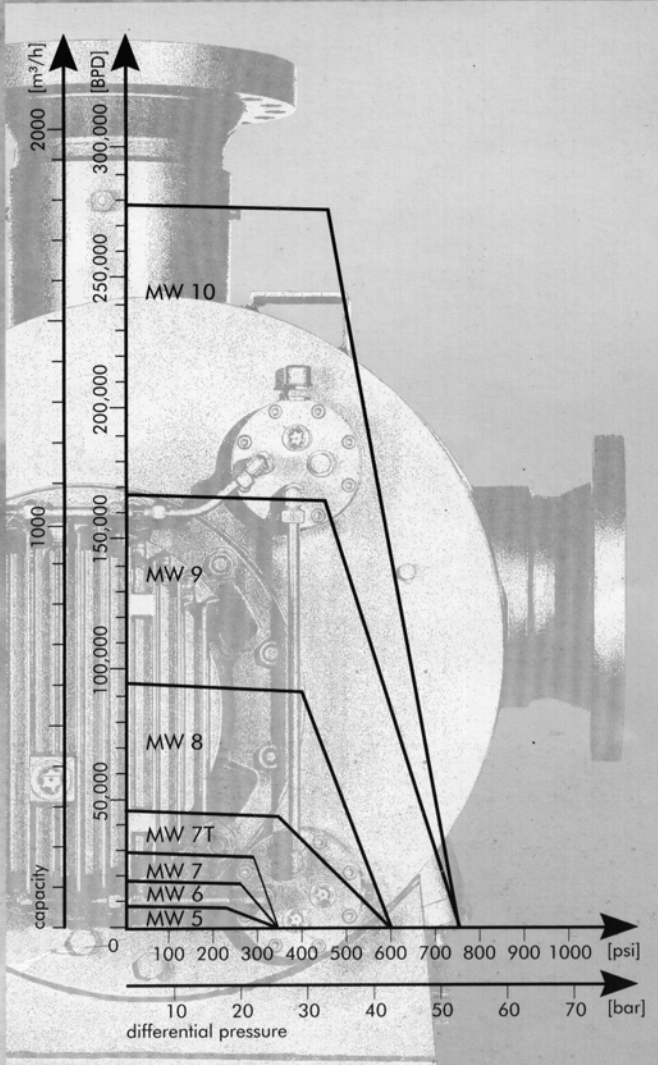


Special pump design  
 allows use of simplified  
 single-acting mechanical  
 seals, i. e. no need for  
 seal buffer system.  
 With wear-resistant  
 silicon carbide/carbon  
 seal faces.  
 The patented integrated  
 separation system provi-  
 des permanent flooding  
 of mechanical seals.

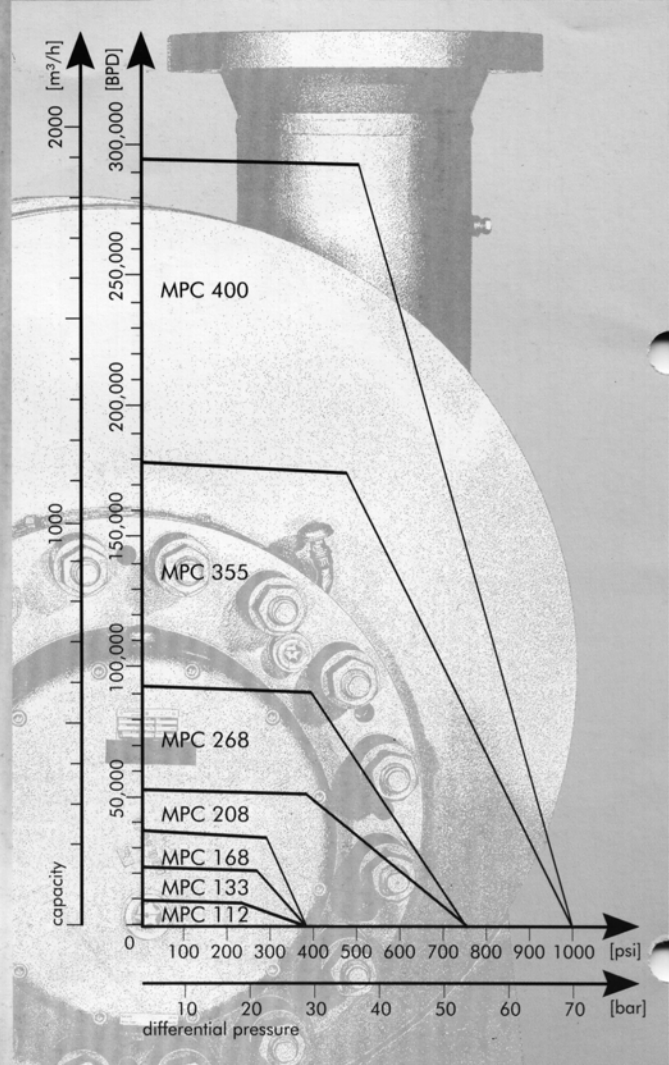
- Inlet pressure up to 700 psi (50 bar)
- capacity up to 300,000 BPD (2,000 m<sup>3</sup>/h)
- 100% dry running capability
- oil-lubricated external bearings
- single-acting mechanical seals, liquid flooded
- bypass relief valve (optional)

# Bornemann Multiphase Pumps

## MW-SERIES (Inlet pressure <150 psi (10bar))



## MPC-SERIES (Inlet pressure >150 psi (10bar))

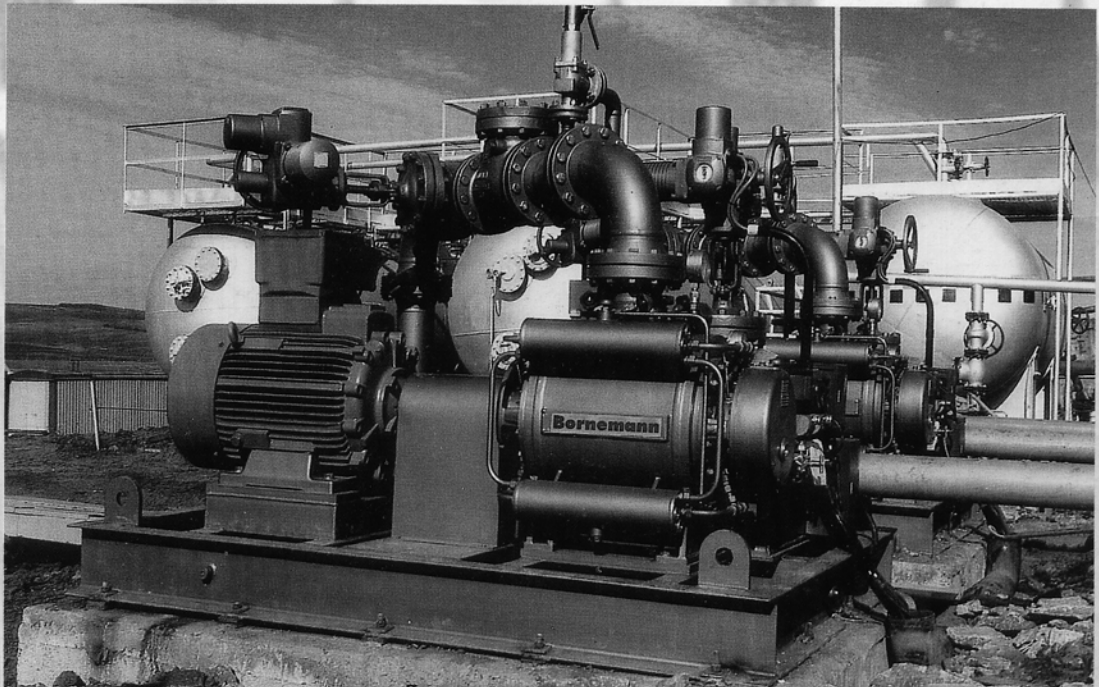
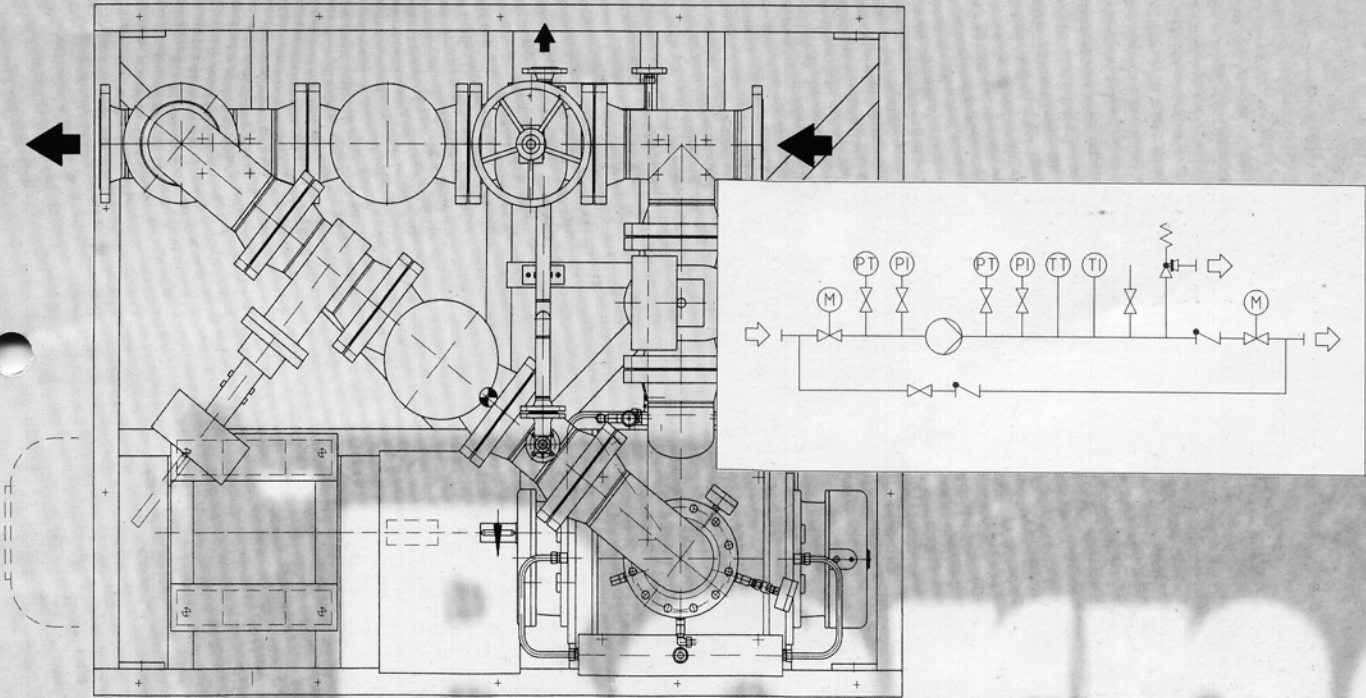


### SERIES MW / MPC - Selection of Pump Type

Of the many variables which must be considered in selecting a multiphase pump for a given application, inlet pressure is the decisive factor for the most economical model.

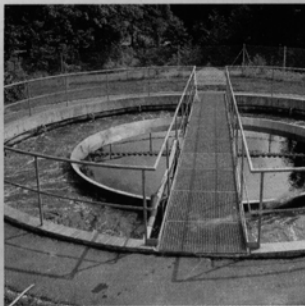
Our Applications Engineering Department and Technical Sales Consultants will provide you expert assistance in selecting the Bornemann multiphase pump which best fits your needs. ■

**Superior Technology, Expert Engineering and Auxiliary Services:  
All from a Single Source**



As shown by decades of experience, correct selection of components is the key to successful operation of the pump system as a whole. Bornemann has the know-how and expertise required for design of

**flange-to-flange solutions** tailor-made for your specific application. Planning, design, manufacturing, installation and service - Bornemann provides it all - along with single-source responsibility. ■



waste water treatment



pipeline transfer



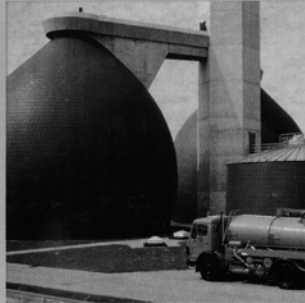
shipbuilding



chemical industry



oil production



tank farms



food industry



pharmaceutical industry

Founded in 1853, J. H. Bornemann GmbH can offer customers the benefits of over 75 years' experience in design and manufacturing of pumps and pump systems.

In 1934 Bornemann pioneered development of the twin-screw pump with external bearings. Since that time, their manufacturing and R&D efforts have steadily advanced the state of the art in screw pump technology.

Bornemann's worldwide network of 95 subsidiaries and local agents provides you quick and knowledgeable assistance wherever and whenever you need it - in planning, engineering and installation and with comprehensive maintenance programmes.

**Production Programme:**

- twin-screw pumps with internal and external bearings
- progressive cavity pumps
- multiphase pumps
- downhole pumps

**Pumps and Systems for Industry, Environmental Technologies and Shipbuilding**

**Joh. Heinr. Bornemann GmbH**  
P.O. Box 1162  
D-31682 Obernkirchen  
Germany

Phone: (49) 5724/390-0  
Fax: (49) 5724/913846



1.035.2100 rev. 2

**Bornemann**  
pumps

**Singapore:**

Bornemann  
Pumps Asia, SRO  
GERMAN CENTRE, #04-08  
25 International  
Business Park  
Singapore 609916

**USA:**

Bornemann  
Pumps Inc.  
P.O. Box 1769,  
Matthews, NC,  
USA 28106

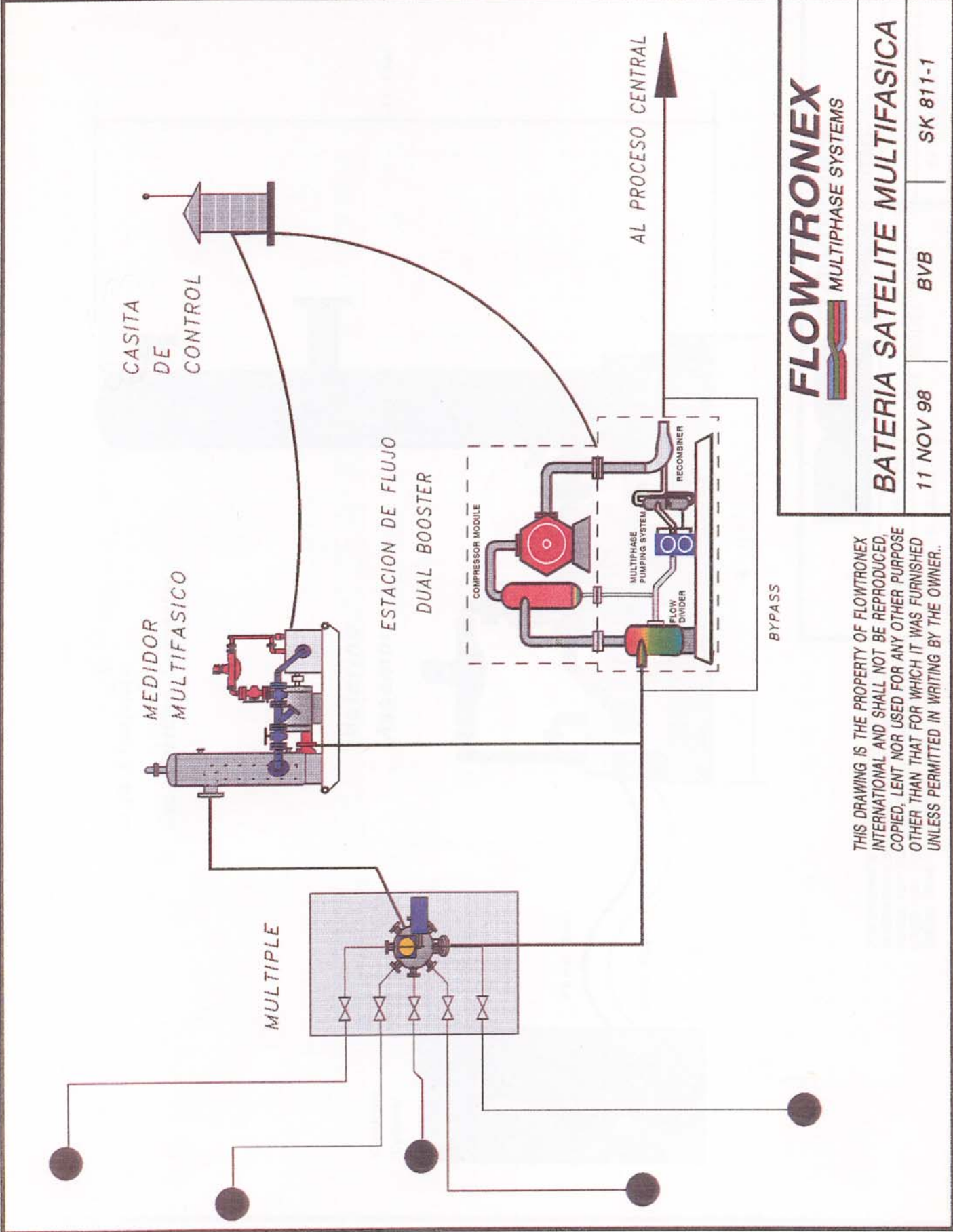
**Swiss:**

Bornemann  
Anlagentechnik AG  
Kirschbaumweg 39  
CH - 4103 Bottmingen

**Argentina**

Bombas  
Bornemann S.R.L.  
Armenia 2898  
(1605) Munro  
Prov. Buenos Aires

## **ANEXO 5.3**



**FLOWTRONEX**  
MULTIPHASE SYSTEMS

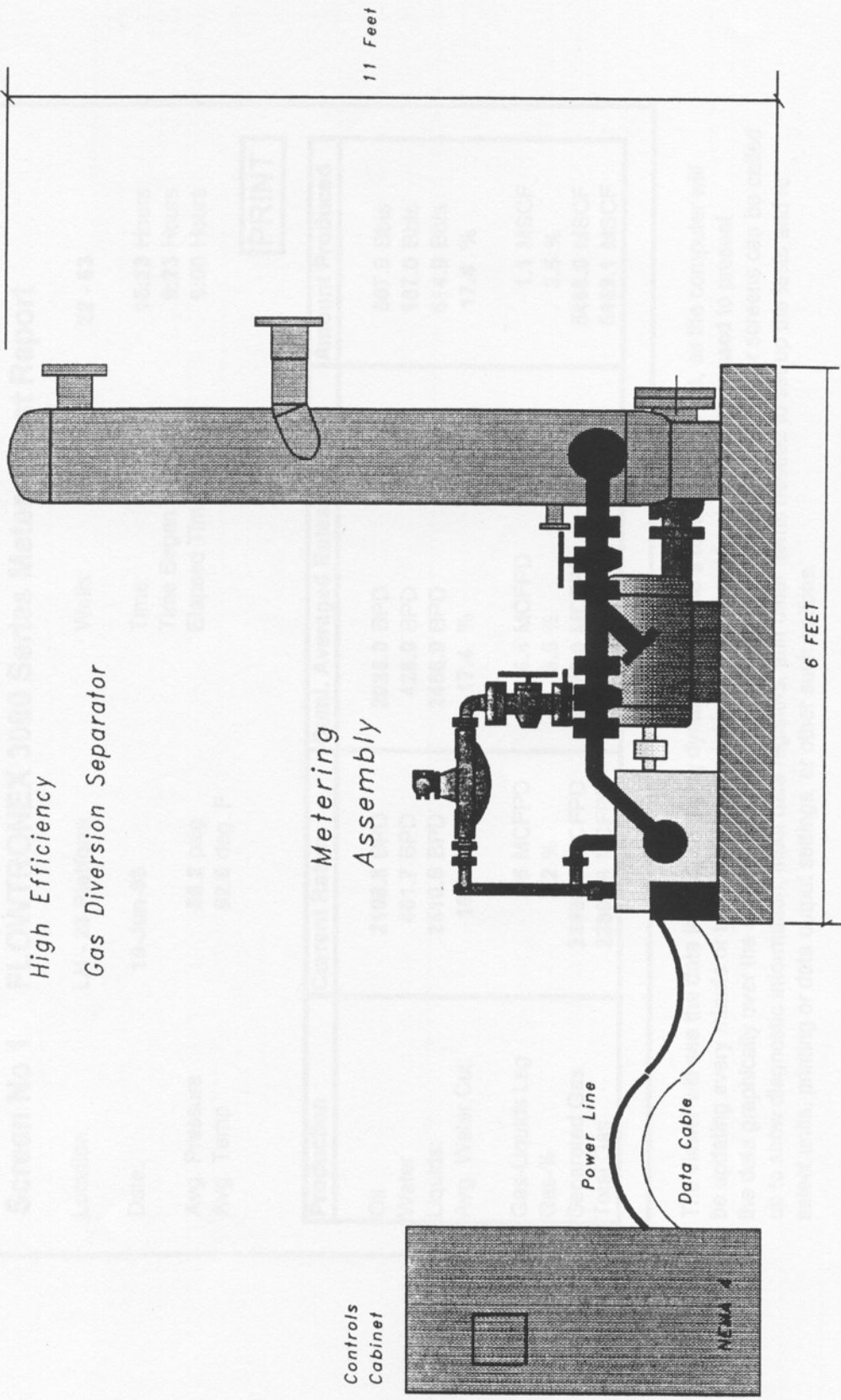
**BATERIA SATELITE MULTIFASICA**

11 NOV 98

BVB

SK 811-1

THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF FLOWTRONEX INTERNATIONAL AND SHALL NOT BE REPRODUCED, COPIED, LENT NOR USED FOR ANY OTHER PURPOSE OTHER THAN THAT FOR WHICH IT WAS FURNISHED UNLESS PERMITTED IN WRITING BY THE OWNER..



High Efficiency  
Gas Diversion Separator

Metering  
Assembly

Controls  
Cabinet

Power Line

Data Cable

11 Feet

6 FEET

**FLOWTRONEX**  
MULTIPHASE SYSTEMS



DATE: MAR 18, 1998

APRVD: *B. V. Ballew*

FTX MODEL 3000

971202BB-03

THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF FLOWTRONEX INTERNATIONAL. IT SHALL NOT BE REPRODUCED, COPIED, LENT NOR USED FOR ANY OTHER PURPOSE OTHER THAN THAT FOR WHICH IT WAS FURNISHED UNLESS PERMITTED IN WRITING BY THE OWNER.

Sample Screen Data Arrangement for Multiphase Meter Output to a Monitor

**Screen No 1 FLOWTRONEX 3000 Series Meter -- Test Report**

Location: **LH - 28 Platform** Wells: **22 - 63**

Date: **19-Jun-98** Time: **15:23 Hours**

Avg. Pressure **55.2 psig** Time Began **9:23 Hours**

Avg. Temp **92.6 deg. F** Elapsed Time **6:00 Hours**

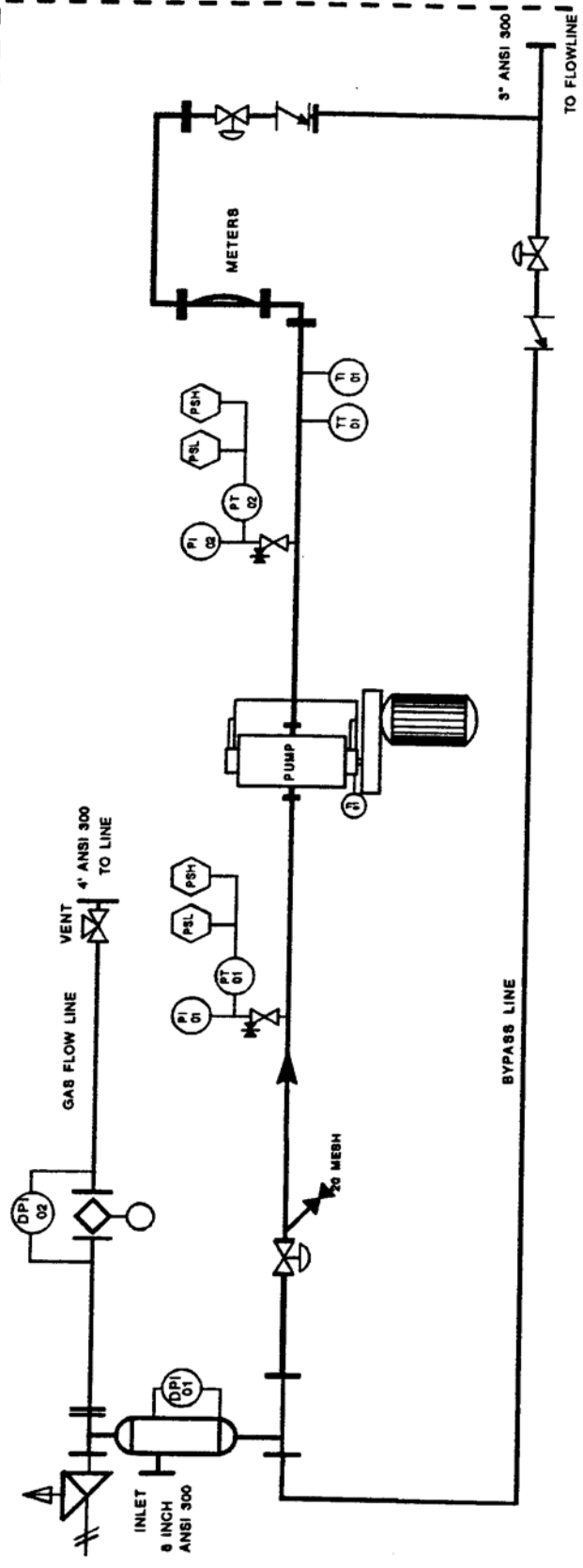
**PRINT**

| Production      | Current Rates:       | Cuml. Averaged Rates | Amount Produced    |
|-----------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| Oil             | <b>2108.8 BPD</b>    | <b>2028.0 BPD</b>    | <b>507.0 Bbls</b>  |
| Water           | <b>401.7 BPD</b>     | <b>428.0 BPD</b>     | <b>107.0 Bbls</b>  |
| Liquids:        | <b>2510.5 BPD</b>    | <b>2456.0 BPD</b>    | <b>614.0 Bbls</b>  |
| Avg. Water Cut: | <b>16.0 %</b>        | <b>17.4 %</b>        | <b>17.4 %</b>      |
| Gas-Liquids Leg | <b>5.6 MCFPD</b>     | <b>4.4 MCFPD</b>     | <b>1.1 MSCF</b>    |
| Gas-%           | <b>3.2 %</b>         | <b>3.5 %</b>         | <b>3.5 %</b>       |
| Separated Gas   | <b>23800.0 MCFPD</b> | <b>21872.0 MCFPD</b> | <b>5468.0 MSCF</b> |
| Total Gas       | <b>23805.6 MCFPD</b> | <b>21876.4 MCFPD</b> | <b>5469.1 MSCF</b> |

The viewer will see the data in bold, changing dynamically while a test is in progress, as the computer will be updating every minute or two (at selectable intervals). A second set of screens is used to present the data graphically over the elapsed time of the test (production trending data). Other screens can be called up to show diagnostic information, input data registers, and other items needed to set up the tests and to select units, printing or data output settings, or other such options.

Any screen can be printed by clicking on the **PRINT** button.





RECIRCULATION

LIQUID BYPASS

JUNCTION BOX

PLC PANEL  
VFD  
LOCATED OUTSIDE  
OF CLASS AREA

PROVIDE SKID DRIP PAN AND COMMON  
OUTLET FLANGE (NOT SHOWN).

# FLOWTRONEX

MULTIPHASE SYSTEMS

MODEL FTX 5000

MULTIPHASE WELL  
TESTING P&ID

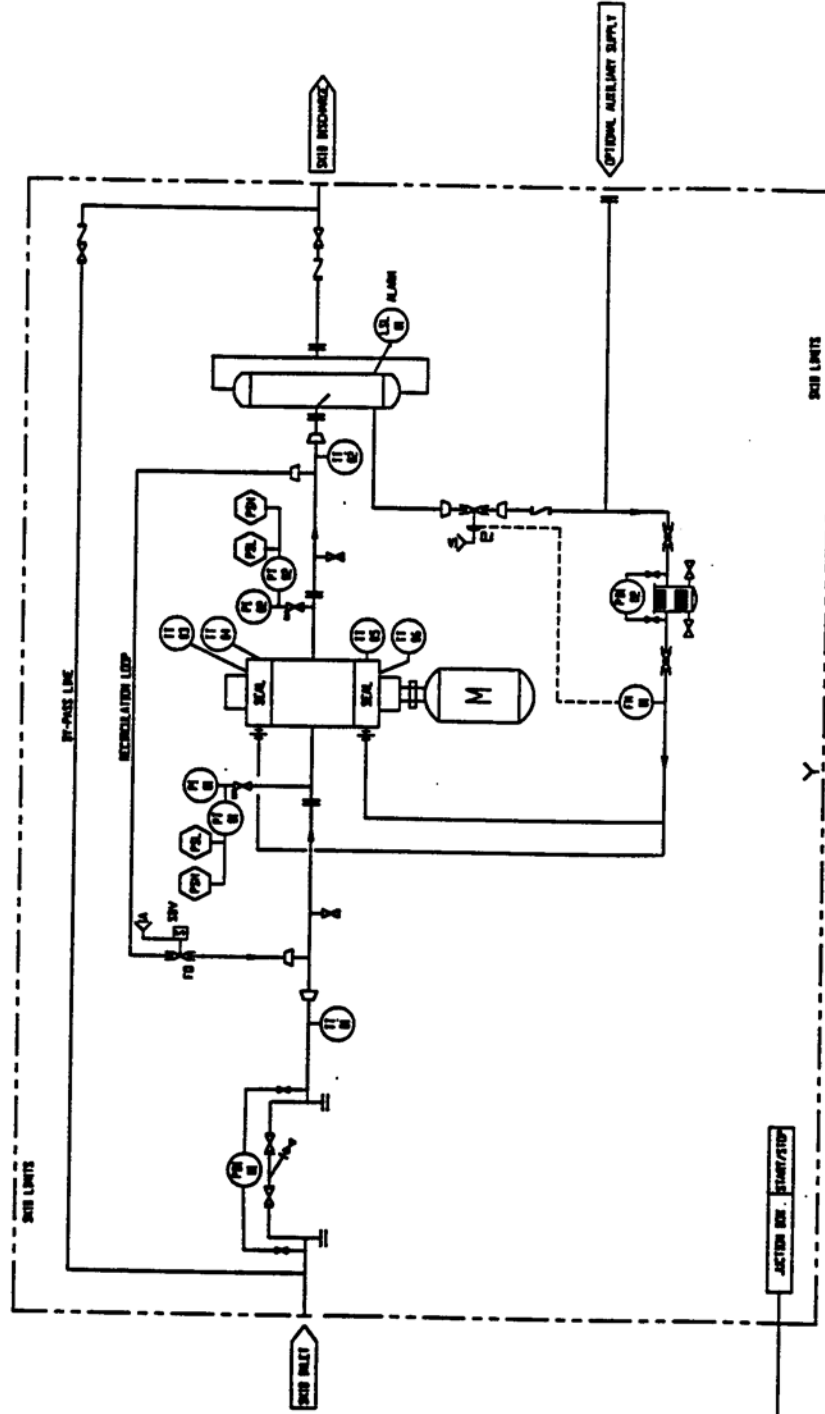
SK 804

DATE: OCT. 7 1998

APRVD: B. V. Buda

THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF FLOWTRONEX INTERNATIONAL AND SHALL NOT BE REPRODUCED, COPIED, LENT NOR USED FOR ANY OTHER PURPOSE OTHER THAN THAT FOR WHICH IT WAS FURNISHED UNLESS PERMITTED IN WRITING BY THE OWNER.

# MULTI PHASE PUMP SYSTEM



FLOWTRONEX-LEISTRITZ  
MULTIPHASE PUMP SYSTEM

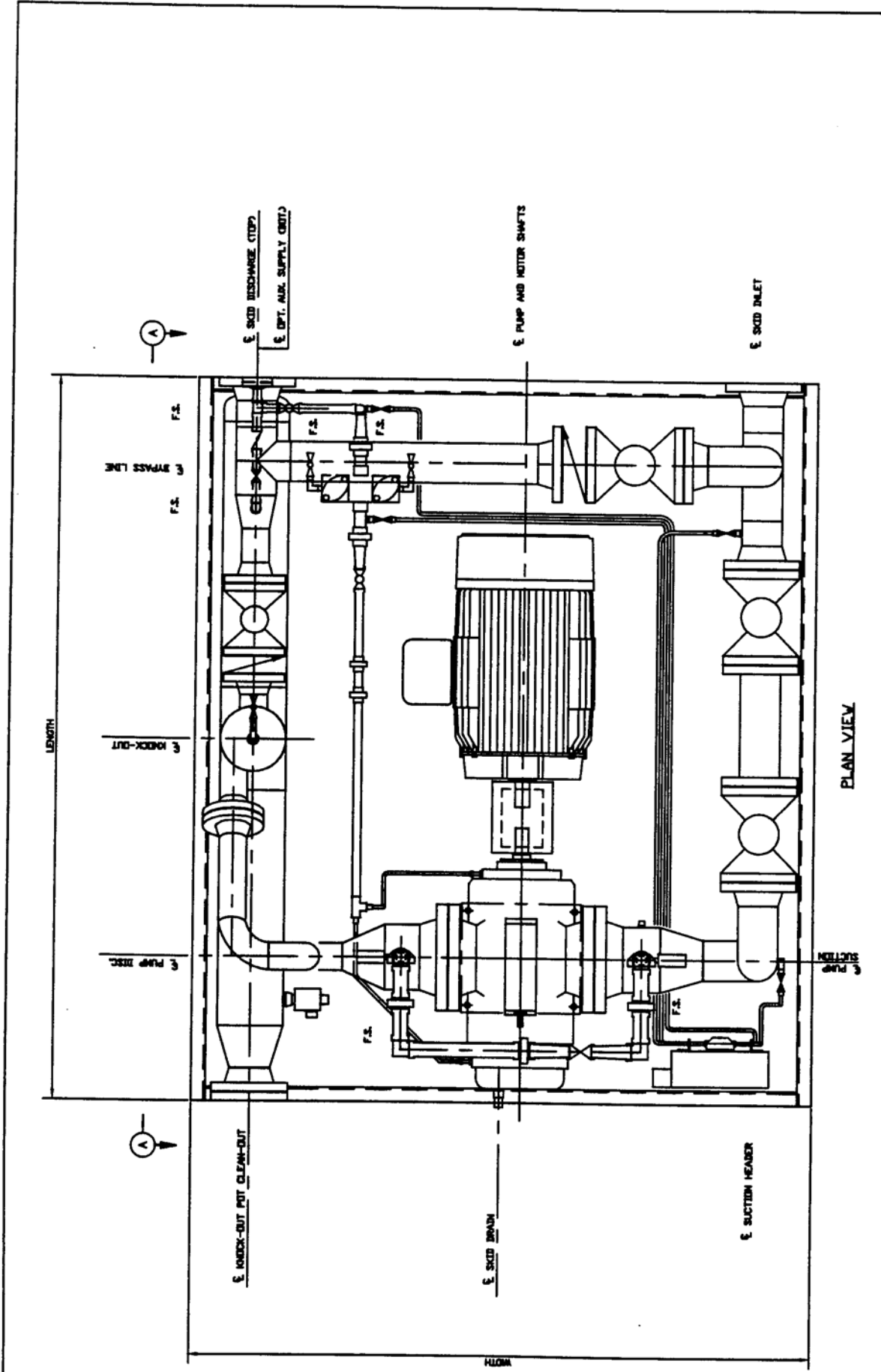
FOR: MHP-STANDARD-UNIT

P&ID

|               |           |                    |
|---------------|-----------|--------------------|
| DATE: 9/23/98 | APPROVED  | DESIGN NO. P-MPP-B |
| SCALE: NTS    | APPROVED  | REV. REV           |
| DRAWN BY: RR  | CHIEF CHK | DRAWING NO.        |



P.O. BOX 7095 DALLAS TEXAS 75711 PH. (903) 595-6311  
THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF FLOWTRONEX INTERNATIONAL, INC. IT SHALL NOT BE REPRODUCED, COPIED, LOANED, RENTED, OR USED FOR ANY PURPOSE OTHER THAN THAT WHICH IT IS FURNISHED EXCEPT BY WRITTEN PERMISSION.



PLAN VIEW

FOR MPP STANDARD UNIT

**GENERAL ARRANGEMENT**  
(MULTIPHASE PUMP SYSTEM)

DRWING NO. CHD-J.P.  
APPROVED G-SINCOR-2  
SCALE: NTS  
DATE: 10SEP98

**FLOWTRONEX**  
*International*

P.O. BOX 7065 • TULSA, OKLA. 74111 • PH. (903) 565-6511

THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF FLOWTRONEX INTERNATIONAL AND SHALL NOT BE REPRODUCED, COPIED, USED, OR USED FOR ANY PURPOSE OTHER THAN THAT WHICH IT IS NUMBERED EXCEPT BY WRITTEN PERMISSION.

| Cluster   | Model | L x V x H (ft) | Weight (lbs) |
|-----------|-------|----------------|--------------|
| 10-3      | 80    | 17x14x9.5      | 20,000       |
| 11-2      | 65H   | 17x14x9.5      | 25,000       |
| 13-5/14-4 | 65H   | 17x17x9.5      | 30,000       |

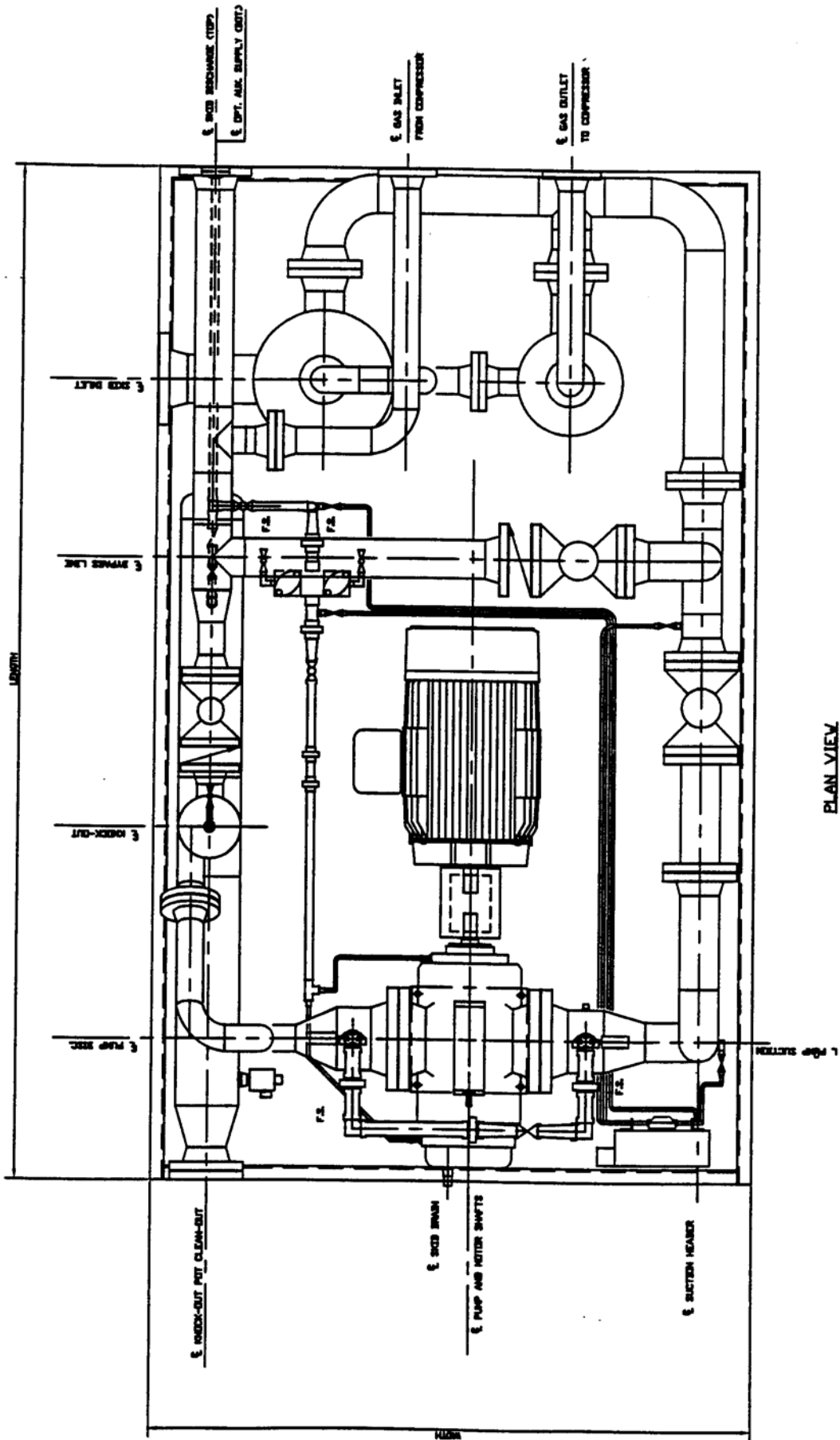
NOTES:

1) FOR BILL OF MATERIALS, SEE DRG. NO. 1000000000

2) FOR ELEVATION VIEW, SEE DRG. NO. 1000000000

3) FOR SECTION 'A-A', SEE DRG. NO. 1000000000

4) ALL WEIGHTS AND DIMENSIONS ARE APPROX.



PLAN VIEW

|   |       |   |              |                       |            |
|---|-------|---|--------------|-----------------------|------------|
| FOR MPP STANDARD UNIT                   |       | <b>FLOWIRONEX</b><br>International        |              | FOR MPP STANDARD UNIT |            |
| Cluster                                 | Model | L x V x H (ft)                            | Weight (lbs) | Drawn By              | Checked By |
| 10-3                                    | 25    | 10x9x8.5                                  | 10,000       | ROGERS                | ROGERS     |
| 11-2                                    | 25H   | 15x12x8.5                                 | 15,000       | ROGERS                | ROGERS     |
| 13-5/14-4                               | 50H   | 17x15x9.5                                 | 25,000       | ROGERS                | ROGERS     |
| NOTES:                                  |       | FOR BILL OF MATERIALS, SEE DET. NO.       |              | DRAWING NO.           |            |
| 1) FOR ELEVATION VIEW, SEE P.V.G. NO.   |       | FOR SECTION 1-1, SEE P.V.G. NO.           |              | G-SINCOR-1            |            |
| 2) FOR SECTION 1-1, SEE P.V.G. NO.      |       | FOR ALL VENTING AND BRACKETS, SEE APPROX. |              | REV.                  |            |
| 3) FOR SECTION 1-1, SEE P.V.G. NO.      |       | DATE: 09SEP98                             |              | APPROVED              |            |
| 4) ALL VENTING AND BRACKETS ARE APPROX. |       | DATE: 09SEP98                             |              | APPROVED              |            |

## **ANEXO 6**



# Evolution of Multiphase Pumping in Venezuela

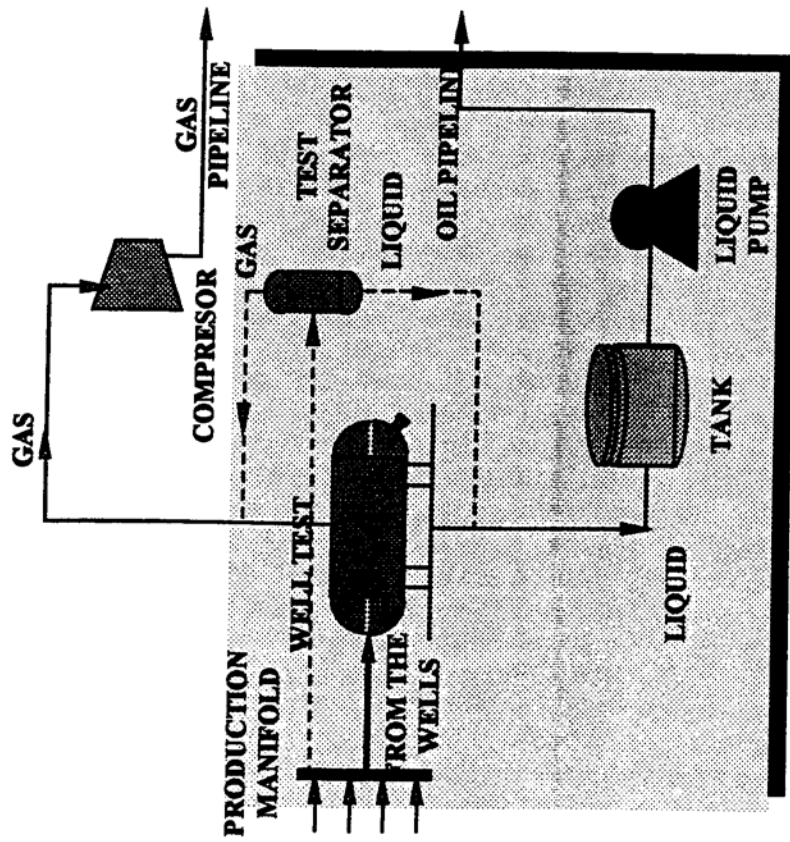
---

May 6, 1999

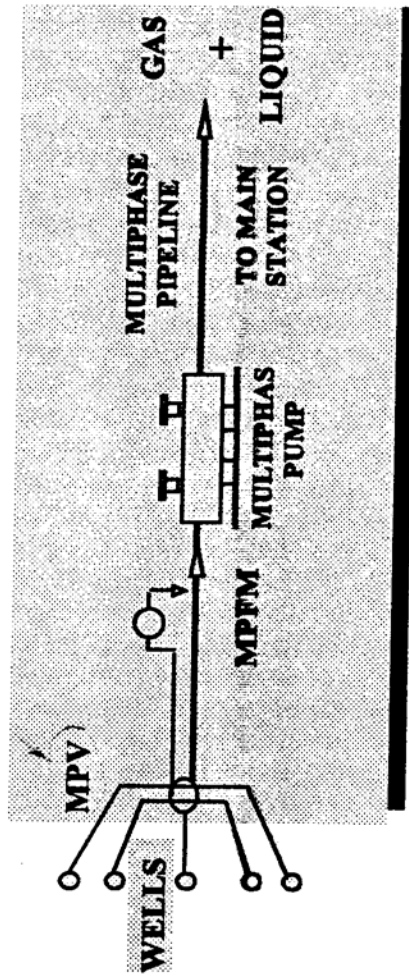


**PDVSA**

- **MULTIPHASE FLOW STATION CONCEPT**
- **MULTIPHASE PUMPING**
  - \* **LOCATIONS**
  - \* **TROUBLES AND SOLUTION**
  - \* **ESTADISTIC**
  - \* **MPP SCHEME OR DISTRIBUTION**
  - \* **CONCLUSION AND RECOMMENDATIONS**

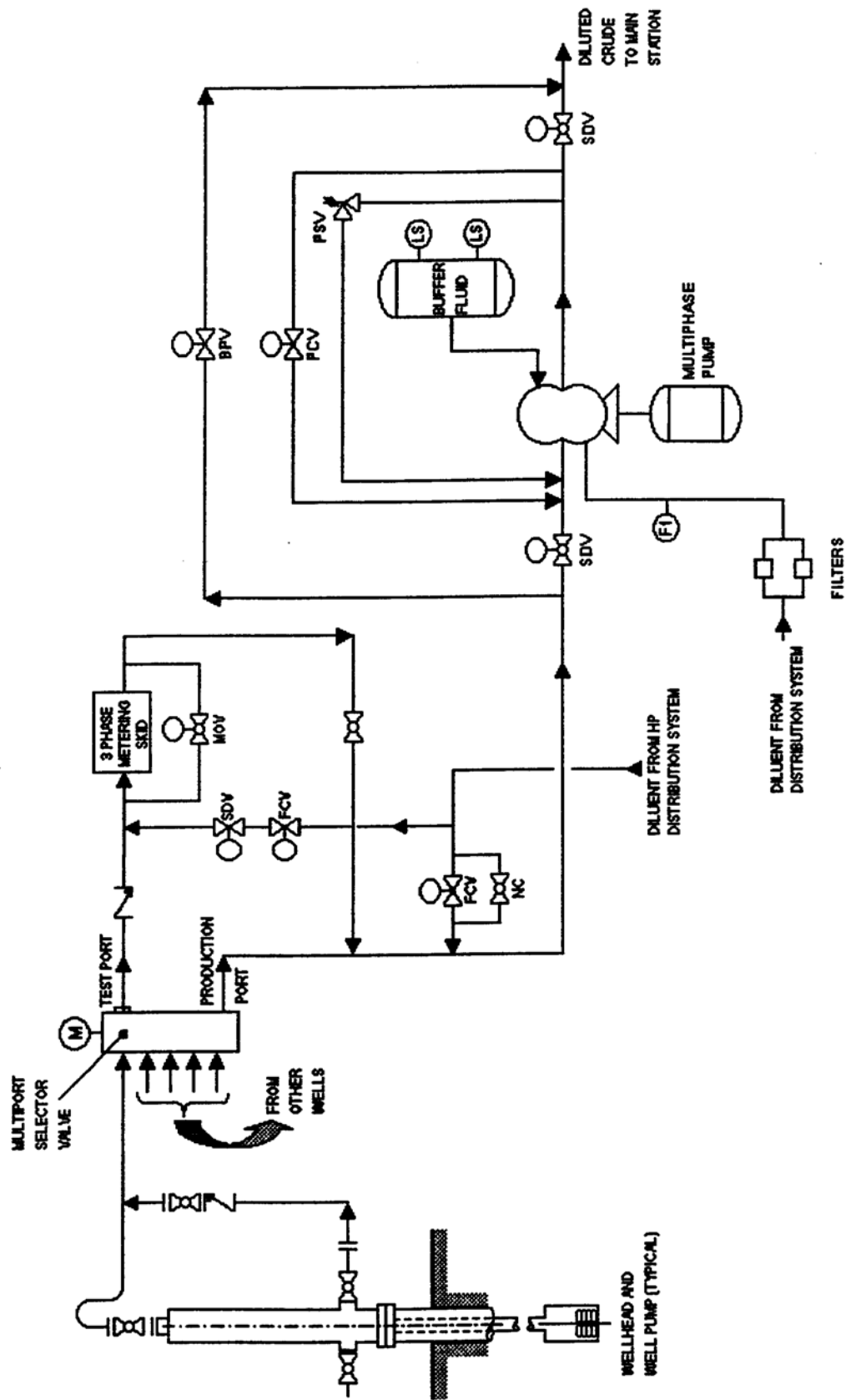


**CONVENTIONAL FLOW STATION**



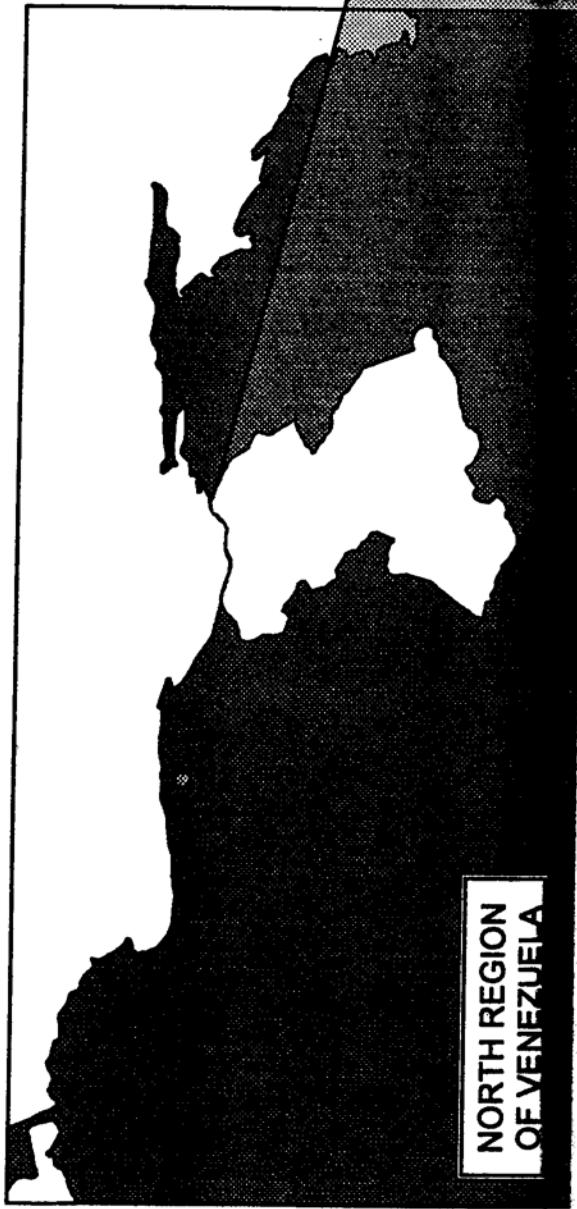
**MULTIPHASE STATION**





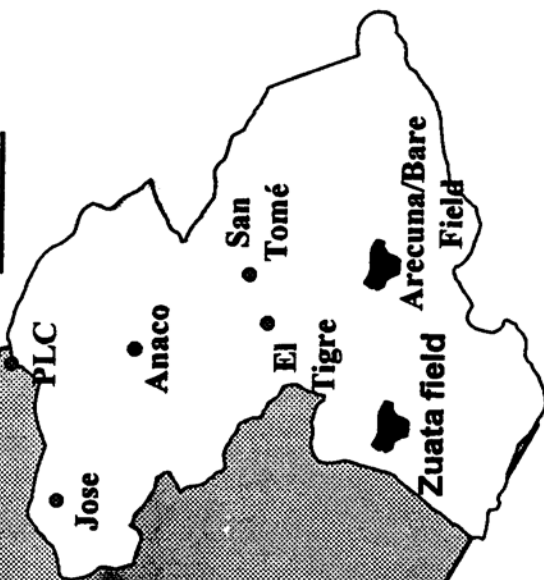


PDVSA



NORTH REGION  
OF VENEZUELA

ANZOATEGUI  
STATE



Jose

PLC

Anaco

El

Tigre

San

Tomé

Zuata field

Arecuna/Bare  
Field



**PDVSA**

| <b>Location</b> | <b>Year</b> | <b>Capacity (MBPD)</b>                          |
|-----------------|-------------|---|
| <b>Arem-1</b>   | <b>1995</b> | <b>54</b>                                       |
| <b>Bare</b>     | <b>1996</b> | <b>54</b>                                       |
| <b>Arem-2</b>   | <b>1997</b> | <b>2x54 (Parallel)<br/>110</b>                  |
| <b>Zuata</b>    | <b>1999</b> | <b>3x157(Independent)<br/>3x157(Short term)</b> |



**PDVSA**

**Mechanical failures have occurred with the following items:**

**→ Seals**

**Materials, flushing, lubrications and shaft deflection**

**→ Bearings**

**Lubrication and loads**

**→ Shaft**

**Overpressure and fatigue**

**→ Couplings**

**Misalignment**



**PDVSA**

**However, the majority of these problems have been solved by:**

- Mechanical redesign**
- Technology evolution**

**Or can be solved by:**

- Appropriate mechanical configuration**
- Enhanced operational and maintenance practices**



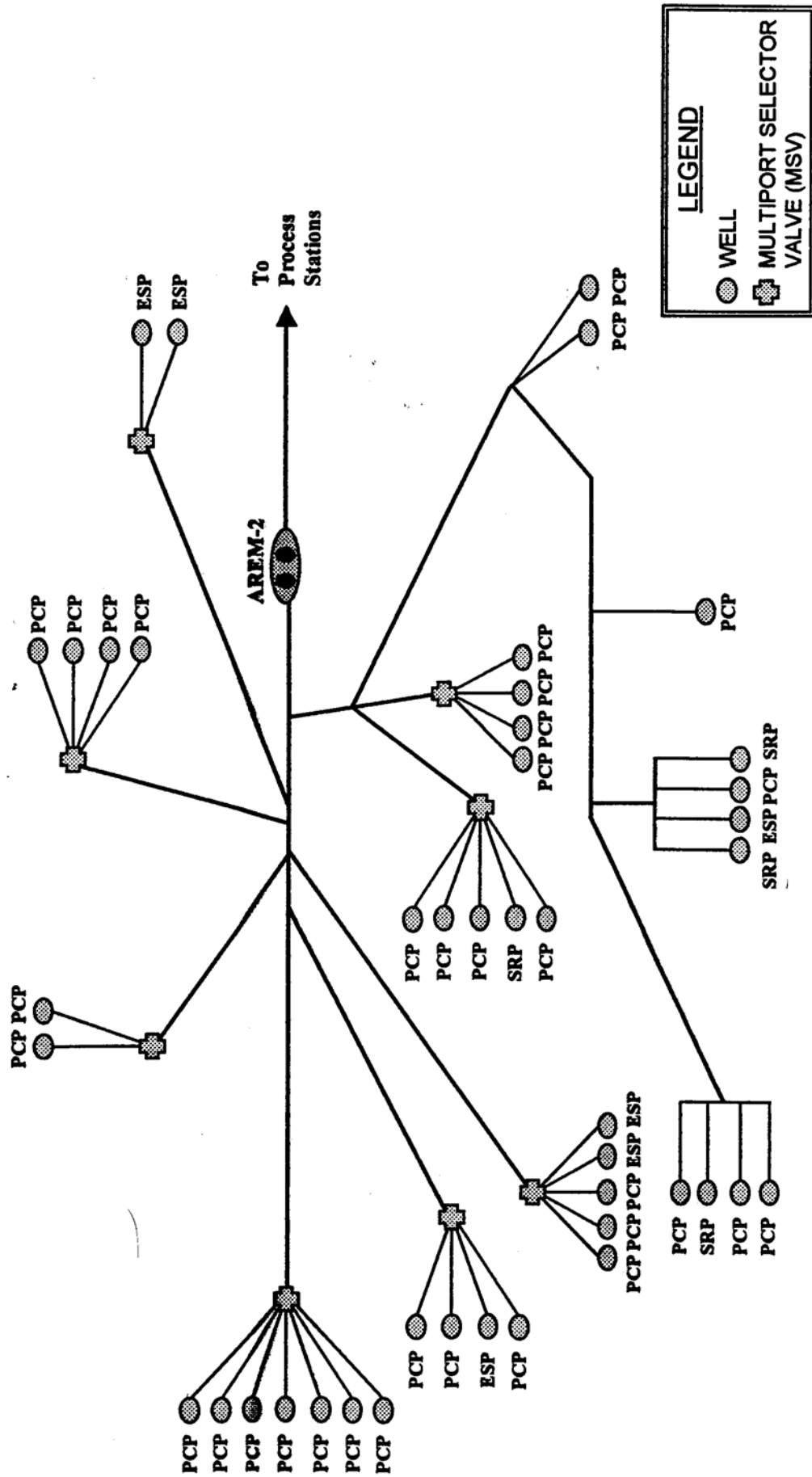
## PDVSA Multiphase Pump Repair Experience

| Location      | Model/Pump | Installed | Service Time (Days) |           | Mainten(Days) |         | Other (c)<br>(Days) |
|---------------|------------|-----------|---------------------|-----------|---------------|---------|---------------------|
|               |            |           | Time                | Operation | WOSP (a)      | MPP (b) |                     |
| Arem-1        | MW8-AR1    | Sep-95    | 1,050               | 934       | 40            | 2       | 74                  |
| Barem-1       | MW8-BA1    | Ago-96    | 630                 | 483       | 137           | 3       | 7                   |
| Arem-2        | MW9-AR2-1  | Oct-96    | 583                 | 412       | 157           | 2       | 12                  |
| Arem-2        | MW8-AR2-2  | Jul-97    | 484                 | 484       | 0             | 0       | 0                   |
| Arem-2        | MW8-AR2-3  | Jul-97    | 52                  | 52        | 0             | 0       | 0                   |
| Petrozuata(*) | MW9.5zk-90 | Jan-99    | 210                 | 210       | 0             | 0       | 0                   |

| Location | Model/Pump | Availability |           | Maintenance Cost Per Pump |       |               |       |
|----------|------------|--------------|-----------|---------------------------|-------|---------------|-------|
|          |            | Actual       | Projected | Actual                    |       | Projected (d) |       |
|          |            |              |           | WOSP                      | Total | Per Day       | Total |
| Arem-1   | MW8-AR1    | 96.0%        | 99.8%     | \$71,763                  | \$68  | \$4,989       | \$4.7 |
| Barem-1  | MW8-BA1    | 77.8%        | 99.5%     | \$145,398                 | \$231 | \$923         | \$1.4 |
| Arem-2   | MW9-AR2-1  | 72.7%        | 99.7%     | \$182,839                 | \$314 | \$3,450       | \$5.9 |
| Arem-2   | MW8-AR2-2  | 100%         | 100%      | \$0                       | \$0   | \$0           | \$0.0 |
| Arem-2   | MW8-AR2-3  | 100%         | 100%      | \$0                       | \$0   | \$0           | \$0.0 |

**Notes:**

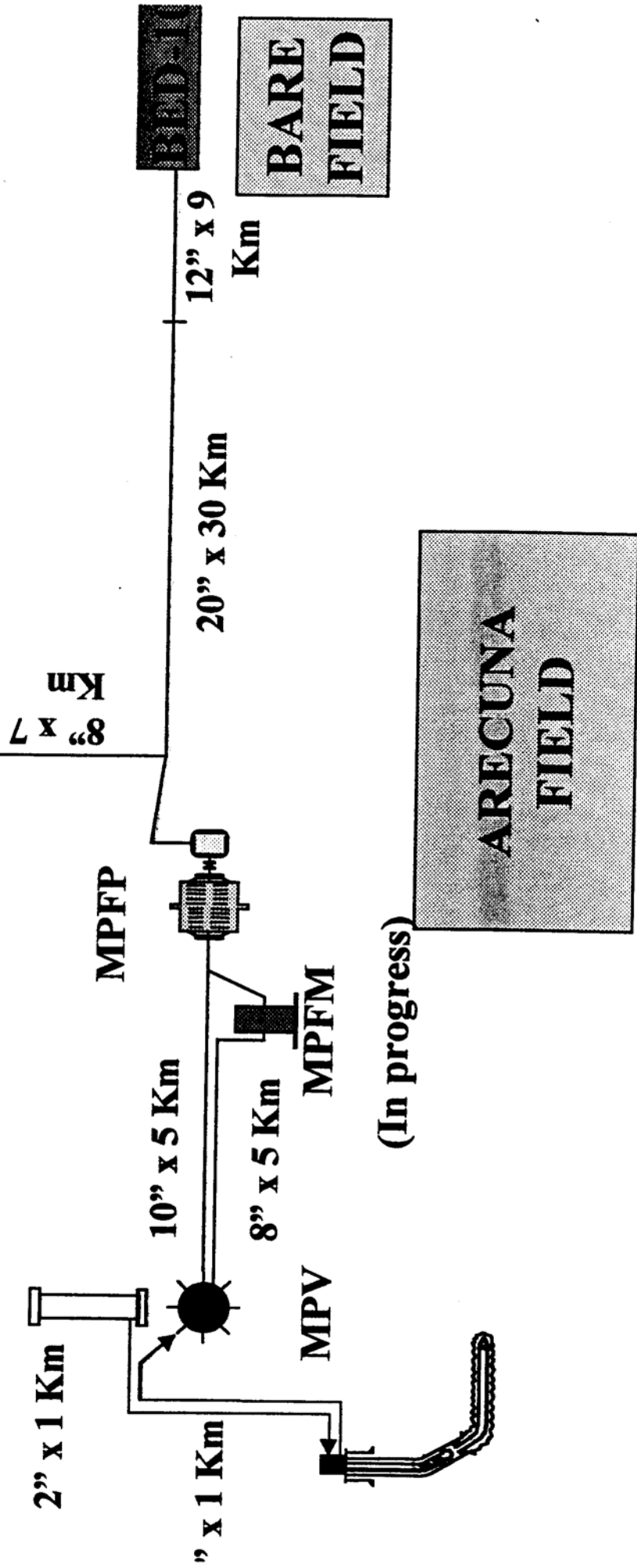
- (a) - Waiting on spare parts (Lack of planning)
- (b) - Multiphase pump (Maintenance time)
- (c) - Other delays, external factor to the MPP Production - curtailment and (available)
- (d) - Projection is based on percentage improvement only
- (\*) - Total number of days for 3 MPP



**LEGEND**

- WELL
- ⊞ MULTIPORT SELECTOR VALVE (MSV)

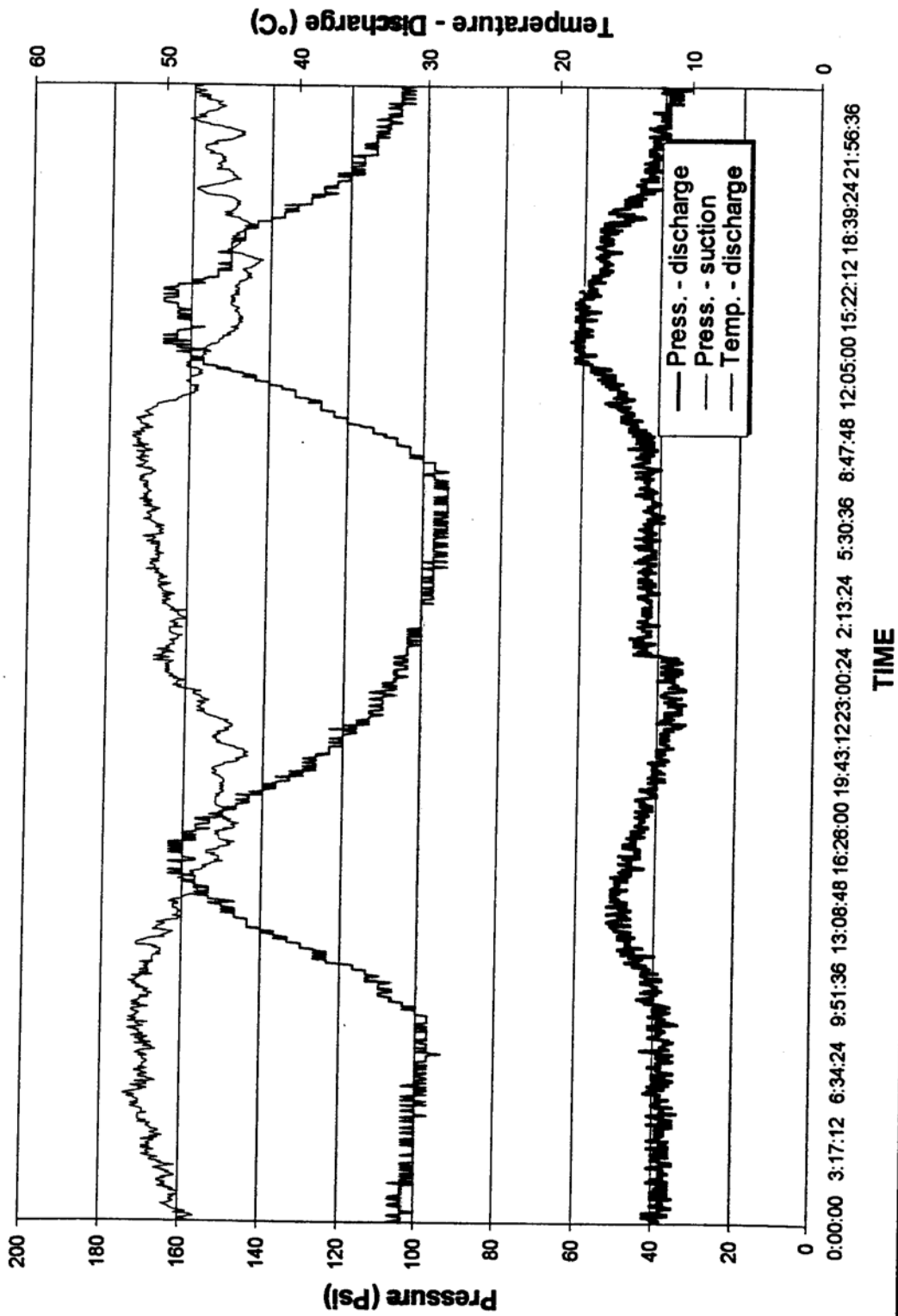
**DILUENT  
MANOFOLD**







### Pressure and Temperature Performance



## **ANEXO 7.1**

## INSTRUMENTACIÓN PARA FLUJO MULTIFÁSICO

| PRINCIPIOS   | IMPLEMENTACIÓN   | APLICACIONES   | VENTAJAS  | DESVENTAJAS   | CARACTERÍSTICAS   |
|--|--|--|---|---|---|
| Medición instantánea de las propiedades eléctricas del flujo en movimiento | Sensores de capacitancia eléctrica en las paredes de la tubería detectan la presencia de un segundo componente | Para flujos de: Aceite/Agua, Aceite/Gas, Gas/Sólidos, Etc.                                       | Económico, rápido y para aplicaciones en campo. Se puede aplicar con buenos resultados en flujo tapón, anular y mediciones de separación de agua. Se puede usar en tuberías de PVC. | No es posible obtener alta definición. Pérdida de definición en el centro de la tubería. El método de sensores de capacitancia puede ser usado solamente donde el mayor componente en el proceso no sea conductor eléctrico.  | Se pueden medir capacitancias en el orden IPF con una aproximación del 1%. Bajo el control de una computadora se pueden obtener tiempos de captura de 2.5 ms. Se pueden obtener imágenes entre 60 y 400 frames por segundo. |
|  | Electrodos sensores de conductividad cerca de la pared de la tubería.  | Para flujos de: Agua/Aceite, Agua/Gas, Agua/Sólidos.   | Similar a la capacitancia.  | Similar a la capacitancia, pero la polarización de los electrodos, depósitos grasos, etc..., pueden causar problemas.   |   |
|  | Probeta de resistividad de doble punto.  | Para flujo tipo burbuja a baja y altas velocidades.  | Sistema instantáneo de medición. Sirve para medir Void Fraction, distribución de velocidades y el largo del cordón de burbujas.   | Hay la necesidad de colocar varias probetas en una sección transversal de la tubería. Instrumento intrusivo. No hay generación de imagen por computadora.   | Tiempos de adquisición menores a 1 ms son posibles. Se necesita una computadora para la adquisición de datos con una tarjeta I/O digital.   |
| Reflección de radiación externa.   | Sistemas ultrasónicos de pulsación-eco   | Para flujos con dos componentes donde la reflexión en las fronteras. Flujos: Líquido/Gas, etc... | Sistema de visualización de imágenes.   | La vibración del transmisor puede acarrear problemas causando discontinuidad de imagen cerca de las paredes de la tubería. Son lentos debido a lo bajo de las velocidades de sonido que se alcanzan. Aunque con los transmisores de ángulo amplio es posible alcanzar velocidades de 400 frames por segundo en una sección de tubería de 100mm. |   |

## INSTRUMENTACIÓN PARA FLUJO MULTIFÁSICO

| PRINCIPIOS  | IMPLEMENTACIÓN  | APLICACIONES   | VENTAJAS   | DESVENTAJAS  | CARACTERÍSTICAS |
|---|---|--|--|--|-----------------|
| <p>Modulación de asés de radiación electromagnética por los componentes dispersos en el fluido en movimiento.</p> | <p>Técnicas ópticas.</p>  | <p>Se puede usar en flujos de dos componentes donde la fase que transporta es transparente a la radiación usada.</p> | <p>Conceptualmente simple. Es posible obtener alta resolución. Guías livianas de fibra óptica pueden simplificar los arreglos ópticos.</p> | <p>Las imágenes de la región central pueden ser pobres si la concentración de la segunda fase es alta, esto es debido a la absorción cerca de las paredes.</p> |                 |
|   | <p>Radiación ionizante:<br/>rayos-X<br/>rayos-<math>\gamma</math></p> | <p>Aplicable para flujos donde hay una diferencia sustancial entre los dos componentes.</p>                          |  | <p>Están limitados a bajas velocidades por consideraciones de seguridad y de conteo de fotones, a menos que se usen fuentes grandes.</p>                       |                 |

## **ANEXO 7.2**

# Capítulo 1 - Sinopsis

## Introducción

En este Catálogo se describe el hardware, las características y las especificaciones del convertidor de frecuencia ACS 600. Utilícelo como guía para seleccionar el tipo adecuado de ACS 600 y de elementos opcionales, así como para planificar la instalación.

## Resumen del ACS 600

El ACS 600 es un convertidor de frecuencia de nueva generación que incorpora la tecnología más avanzada en materia de control de motores de CA. El ACS 600, que constituye el primer accionamiento de CA que utiliza el Control Directo del Par (DCT), controla eficazmente la velocidad y el par de cualquier motor de jaula de ardilla estándar, sin necesidad de realimentación por generador de pulsos o tacogenerador.

La familia de productos ACS 600 comprende modelos que se adaptan a prácticamente cualquier aplicación o entorno de funcionamiento, con una completa selección de las características de tensión, potencia y protección, todo ello combinado con una capacidad de comunicación y control altamente flexible.

- Potencia de motor: de 2,2 kW a 315 kW
- Tensión de alimentación: de 380 V CA a 500 V CA
- Protección: IP 00, IP 21 y IP 54.

Cada tipo de ACS 600 tiene dos gamas: de uso normal y de trabajo pesado. La gama de uso normal está diseñada para satisfacer los requisitos de capacidad de sobrecarga de la mayoría de aplicaciones - tanto de par constante como de par cuadrático. La gama de trabajo pesado satisface las necesidades que impone una capacidad de sobrecarga elevada.

El ACS 600 incorpora un panel de control alfanumérico multilingüe que emite mensajes por pantalla al operador en lenguaje claro, lo cual facilita en gran medida el procedimiento de instalación y manejo de la máquina y el diagnóstico de fallos. El panel puede instalarse en el armario del ACS 600 o bien utilizarse en modo remoto. La función de copia de parámetros permite copiar todos los parámetros del accionamiento de un accionamiento a otro.

El conexionado de control estándar incluye tres entradas analógicas, dos salidas analógicas, seis entradas digitales y tres salidas digitales. Los Módulos de Ampliación de entradas/salidas y los Módulos de Adaptadores de Bus de Campo opcionales permiten ampliar la capacidad de comunicación. Los módulos opcionales se instalan sobre guía DIN estándar y se conectan con un enlace de fibra óptica de alta velocidad.

El ACS 600 se suministra con una amplia biblioteca de macros de aplicación preprogramadas que permiten, con sólo apretar un botón, configurar rápidamente los parámetros de entrada, salida y del accionamiento. Con ello se consigue un aprovechamiento óptimo y se minimiza el tiempo de arranque.

## Capítulo 2 - Tipos de ACS 600

Tabla 2-1 Características del ACS 601 con alimentación de 50 y 60 Hz.

| Tipo ACS 601  | Uso normal   |              |                 |             |              |              | Trabajo pesado |               |                  |                |                 |                 | Tipo de bastidor |
|---|--------------|--------------|-----------------|-------------|--------------|--------------|----------------|---------------|------------------|----------------|-----------------|-----------------|------------------|
|   | $I_{1N}$ [A] | $I_{2N}$ [A] | $I_{2Nmax}$ [A] | $S_N$ [kVA] | $P_N^*$ [kW] | $P_N^*$ [CV] | $I_{1tp}$ [A]  | $I_{2tp}$ [A] | $I_{2tpmax}$ [A] | $S_{tp}$ [kVA] | $P_{tp}^*$ [kW] | $P_{tp}^*$ [CV] |                  |
| Unidades trifásicas de 230 V CA: Disponibles más adelante.                |              |              |                 |             |              |              |                |               |                  |                |                 |                 |                  |
| Tensión de alimentación trifásica de 380, 400 ó 415 V                     |              |              |                 |             |              |              |                |               |                  |                |                 |                 |                  |
| ACS 601-0005-3  | 7            | 7,6          | 8,4             | 5           | 3            | 3            | 6              | 6,2           | 9,3              | 4              | 2,2             | 3               | R2               |
| ACS 601-0006-3  | 10           | 11           | 12              | 6           | 4            | 5            | 7              | 7,6           | 11               | 5              | 3               | 3               |                  |
| ACS 601-0009-3  | 14           | 15           | 17              | 9           | 5,5          | 7,5          | 10             | 11            | 17               | 6              | 4               | 5               |                  |
| ACS 601-0011-3  | 16           | 18           | 20              | 11          | 7,5          | 10           | 14             | 15            | 23               | 9              | 5,5             | 7,5             | R3               |
| ACS 601-0016-3  | 22           | 24           | 26              | 16          | 11           | 15           | 16             | 18            | 27               | 11             | 7,5             | 10              |                  |
| ACS 601-0020-3  | 30           | 32           | 35              | 20          | 15           | 20           | 22             | 24            | 36               | 16             | 11              | 15              | R4               |
| ACS 601-0025-3  | 37           | 41           | 45              | 25          | 18,5         | 25           | 30             | 32            | 48               | 20             | 15              | 20              |                  |
| ACS 601-0030-3  | 44           | 47           | 52              | 30          | 22           | 30           | 37             | 41            | 62               | 25             | 18,5            | 25              | R5               |
| ACS 601-0040-3  | 60           | 62           | 68              | 40          | 30           | 40           | 44             | 47            | 71               | 30             | 22              | 30              |                  |
| ACS 601-0050-3  | 74           | 76           | 84              | 50          | 37           | 50           | 60             | 62            | 93               | 40             | 30              | 40              |                  |
| ACS 601-0060-3  | 90           | 89           | 98              | 60          | 45           | 60           | 74             | 76            | 114              | 50             | 37              | 50              | R6               |
| ACS 601-0070-3  | 106          | 112          | 123             | 70          | 55           | 75           | 90             | 89            | 134              | 60             | 45              | 60              |                  |
| ACS 601-0100-3  | 145          | 147          | 162             | 100         | 75           | 100          | 106            | 112           | 168              | 70             | 55              | 75              | R7               |
| ACS 601-0120-3  | 175          | 178          | 196             | 120         | 90           | 125          | 145            | 147           | 221              | 100            | 75              | 100             |                  |
| Tensión de alimentación trifásica de 380, 400, 415, 440, 460, 480 ó 500 V |              |              |                 |             |              |              |                |               |                  |                |                 |                 |                  |
| ACS 601-0006-5  | 7            | 7,6          | 8,4             | 6           | 4            | 5            | 6              | 6,2           | 9,3              | 5              | 3               | 3               | R2               |
| ACS 601-0009-5  | 11           | 11           | 12              | 9           | 5,5          | 7,5          | 7              | 7,6           | 11               | 6              | 4               | 5               |                  |
| ACS 601-0011-5  | 14           | 15           | 17              | 11          | 7,5          | 10           | 11             | 11            | 17               | 9              | 5,5             | 7,5             |                  |
| ACS 601-0016-5  | 17           | 18           | 20              | 16          | 11           | 10           | 14             | 15            | 23               | 11             | 7,5             | 10              | R3               |
| ACS 601-0020-5  | 23           | 24           | 26              | 20          | 15           | 15           | 17             | 18            | 27               | 16             | 11              | 10              |                  |
| ACS 601-0025-5  | 29           | 31           | 34              | 25          | 18,5         | 20           | 23             | 24            | 36               | 20             | 15              | 15              | R4               |
| ACS 601-0030-5  | 39           | 41           | 45              | 30          | 22           | 30           | 29             | 31            | 47               | 25             | 18,5            | 20              |                  |
| ACS 601-0040-5  | 46           | 47           | 52              | 40          | 30           | 30           | 39             | 41            | 62               | 30             | 22              | 30              | R5               |
| ACS 601-0050-5  | 58           | 58           | 64              | 50          | 37           | 40           | 46             | 47            | 71               | 40             | 30              | 30              |                  |
| ACS 601-0060-5  | 68           | 65           | 72              | 60          | 45           | 50           | 58             | 58            | 87               | 50             | 37              | 40              |                  |
| ACS 601-0070-5  | 83           | 84           | 92              | 70          | 55           | 60           | 68             | 65            | 98               | 60             | 45              | 50              | R6               |
| ACS 601-0100-5  | 112          | 112          | 123             | 100         | 75           | 75           | 83             | 84            | 126              | 70             | 55              | 60              |                  |
| ACS 601-0120-5  | 137          | 135          | 149             | 120         | 90           | 100          | 112            | 112           | 168              | 100            | 75              | 75              | R7               |
| ACS 601-0140-5  | 168          | 164          | 180             | 140         | 110          | 125          | 137            | 135           | 203              | 120            | 90              | 100             |                  |
| Unidades trifásicas de 690 V CA: Disponibles más adelante.                |              |              |                 |             |              |              |                |               |                  |                |                 |                 |                  |

Uso normal (capacidad de sobrecarga del 10 %):

|             |  |
|-------------|--|
| $I_{1N}$    | intensidad de entrada rms total  |
| $I_{2N}$    | intensidad de salida nominal   |
| $I_{2Nmax}$ | intensidad de sobrecarga de corta duración ( permitida 1 minuto cada 10 minutos) |
| $S_N$       | potencia de salida aparente nominal  |
| $P_N$       | potencia nominal de motor*   |

Trabajo pesado (capacidad de sobrecarga del 50 %):

|              |   |
|--------------|---|
| $I_{1pd}$    | intensidad de entrada rms total   |
| $I_{2tp}$    | intensidad de salida nominal  |
| $I_{2tpmax}$ | intensidad de sobrecarga de corta duración (permitida 1 minuto cada 10 minutos) |
| $S_{tp}$     | potencia de salida aparente nominal   |
| $P_{tp}$     | potencia nominal de motor*  |

\*Las características de potencia en kW son aplicables a la mayoría de motores IEC 34. Las potencias de motor indicadas son válidas cuando la tensión es de 380, 400 ó 415 V para las unidades ACS 601-xxxx-3. En el caso de las unidades ACS 601-xxxx-5, las potencias de motor en kW son válidas cuando la tensión de servicio es de 500 V, y la potencia del motor en CV son válidas cuando la tensión de alimentaciones es de 460 V. Los valores  $I_{1N}$ ,  $I_{2N}$ ,  $I_{2Nmax}$ ,  $I_{1tp}$ ,  $I_{2tp}$  y  $I_{2tpmax}$  permanecen invariables sea cual sea la tensión de alimentación dentro de un rango de tensión determinado. Para conseguir la potencia nominal de motor indicada en la tabla, la intensidad nominal del ACS 601 deberá ser superior o igual a la intensidad nominal del motor.

Nota: Si el lugar de instalación está a más de 1.000 metros de altitud, o si la temperatura ambiente es superior a 40 °C (unidades con protección IP 21) o 25 °C (unidades con protección IP 54). Véase Anexo B - Datos Técnicos de los factores de corrección de la capacidad nominal.

## **ANEXO 7.3**



# ESPECIFICACIONES Y NORMAS

de tubos  
de acero  
para  
conducción  
de fluidos

# *SPECIFICATIONS AND STANDARDS*

*of steel pipes  
for fluid  
conduction*

En las tablas de productos contenidos en este capítulo, los valores mostrados en negro corresponden a unidades en el sistema métrico. Los valores mostrados en azul corresponden a unidades en el sistema inglés.

*In the product tables of this section, the values in black correspond to units in the metric system. Values shown in blue correspond to units in the english system.*

# ESPECIFICACIONES DEL PRODUCTO

TUBOS PARA LA CONDUCCIÓN DE AGUA, VAPOR, GAS Y AIRE A PRESIÓN

# PRODUCT SPECIFICATIONS

WATER, VAPOR, GAS, AND COMPRESSED AIR CONDUCTION PIPES

1. Los tubos especificados en este catálogo son de uso general en la conducción de fluidos tales como agua, vapor, gas y aire a presión, cumpliendo totalmente con los requerimientos de fabricación de las siguientes normas nacionales e internacionales:

### ASTM A 53

Tubos de acero al carbono con costura, negros o galvanizados, aptos para operaciones que involucran doblado, rebordeado y cualquier otra formación en frío y utilización a temperaturas moderadas.

### ISO 65, BS 1387

Tubos de acero al carbono con costura, aptos para roscar y galvanizar. Series liviana, mediana y extraliviana.

### DIN 2440

Tubos de acero al carbono con costura, aptos para roscar y galvanizar, serie mediana.

### DIN 2441

Tubos de acero al carbono con costura, aptos para ser galvanizados y roscados, serie pesada.

### DIN 2444

Tubos de acero al carbono con costura, fabricados según normas DIN 2440 y DIN 2441, galvanizados por inmersión en caliente.

### ISO CAC / COVENIN 843

Tubos de acero al carbono con costura para uso general en la conducción de fluidos (agua y gas).

1. Pipes specified in this catalogue are of general use in fluid conduction such as water, vapor, gas, and compressed air fully complying with the requirements of national and international standards such as:

### ASTM A 53

Welded carbon steel pipes, black and galvanized, suitable for operations involving bending, flanging and any other cold forming and use at moderate temperatures.

### ISO 65, BS 1387

Welded carbon steel pipes suitable for threading and galvanizing. Light, medium and extralight series.

### DIN 2440

Welded carbon steel pipe, suitable for threading and galvanizing, medium series.

### DIN 2441

Welded carbon steel pipe, suitable for galvanizing and threading, heavy series.

### DIN 2444

Hot dip galvanized carbon steel welded pipes, manufactured under DIN 2440 and DIN 2441 specifications.

### ISO CAC / COVENIN 843

Welded carbon steel pipes, for general use in fluid conduction (water and gas).

## 2. PROPIEDADES MECANICAS

## 2. MECHANICAL PROPERTIES

| Tubos Según Norma<br><i>Pipe to specification</i> | Grado<br><i>Grade</i> | Límite de Fluencia<br><i>Yield Strength</i> |                | Resistencia a la Tracción<br><i>Tensile Strength</i> |                |     |       |
|---|-----------------------|---|----------------|--|----------------|-----|-------|
|   |                       | min   |                | min  |                | max |       |
|   |                       | MPa   | psi            | MPa  | psi            | MPa | psi   |
| ASTM A 53   | A<br>B                | 205<br>240                                  | 30000<br>35000 | 330<br>415   | 48000<br>60000 |     |       |
| ISO 65<br>BS 1387<br>ISO CAC                      |                       |   |                | 320  | 46400          | 520 | 75400 |
| DIN 2440<br>DIN 2441<br>DIN 2444                  |                       |   |                | 290  | 42050          | 510 | 74000 |

### 3. LONGITUDES

ASTM A 53: 6,40 m y 12,80 m (21 y 42 pies).  
ISO 65, BS 1387, DIN 2440, 2441, 2444: 6,00 m (20 pies).  
ISO CAC/COVENIN 843: 6,40 m (21 pies).  
Otras longitudes pueden ser acordadas con el cliente.

### 4. ACABADO

#### 4.1 Condición de superficie

Los tubos son suministrados con los siguientes acabados:

- Negros con acabado de laminación o con protección de aceite inhibidor de la oxidación.
- Recubiertos de cinc por el proceso de inmersión en caliente.
- Barnizados.

#### 4.1.1 Condiciones de galvanizado

Los tubos son galvanizados interna y externamente por el proceso de inmersión en caliente (Hot-Dip), con los siguientes pesos de recubrimiento:

- ASTM A 53: No menor a 550 gr/m<sup>2</sup> (1,8 oz/pie<sup>2</sup>) como promedio de dos muestras ensayadas y a 490 gr/m<sup>2</sup> (1,6 oz/pie<sup>2</sup>) para una muestra individual.
- ISO 65, ISO CAC/COVENIN 843: No menor a 350 gr/m<sup>2</sup> (1,2 oz/pie<sup>2</sup>) como promedio de dos muestras ensayadas y a 330 gr/m<sup>2</sup> (1,0 oz/pie<sup>2</sup>) para una muestra individual.
- DIN 2444: No menor a 400 gr/m<sup>2</sup> (1,3 oz/pie<sup>2</sup>) para la superficie interna.

### 5. CONDICIONES DE EXTREMOS

Los extremos de los tubos pueden ser lisos, biselados o roscados.

Las roscas usadas normalmente son las siguientes:

- Rosca ANSI B1.20.1 para ASTM A 53 e ISO CAC/COVENIN 843.
- Rosca ISO 7/1 para ISO 65, ISO Extra Liviano y BS 1387.
- Rosca DIN 2999 para DIN 2440, 2441, 2444.

### 6. PRUEBA HIDROSTATICA

Los tubos fabricados bajo las especificaciones ISO y DIN contemplados en este catálogo son ensayados a una presión de 50 Kg/cm<sup>2</sup> (700 psi).

Los tubos fabricados bajo especificación ASTM son probados hidrostáticamente según los valores estipulados en las tablas que se presentan en las siguientes páginas.

### 3. LENGTHS

ASTM A 53: 21 ft and 42 ft (6.40 and 12.80 m).  
ISO 65, BS 1387, DIN 2440, 2441, 2444: 20 ft (6.00 m).  
ISO CAC/COVENIN 843: 21 ft (6.40 m).  
Other lengths can be agreed with the client.

### 4. FINISH

#### 4.1 Surface condition

Pipe is supplied with the following finishes:

- Black finish or with rust inhibitor oil protection.
- Zinc coated by hot dip galvanizing.
- Varnished.

#### 4.1.1 Galvanizing conditions

Pipes are galvanized internally and externally through the hot dip immersion process, with the following coating weights:

- ASTM A 53: Not less than 550 gr/m<sup>2</sup> (1.8 oz/ft<sup>2</sup>) as a media of two samples tested and 490 gr/m<sup>2</sup> (1.6 oz/ft<sup>2</sup>) for an individual sample.
- ISO 65, ISO CAC/COVENIN 843: Not less than 350 gr/m<sup>2</sup> (1.2 oz/ft<sup>2</sup>) as a media of two samples tested and 330 gr/m<sup>2</sup> (1.0 oz/ft<sup>2</sup>) for an individual sample.
- DIN 2444: Not less than 400 gr/m<sup>2</sup> (1.3 oz/ft<sup>2</sup>) for internal surface.

### 5. ENDS CONDITIONS

Ends can be plain, beveled or threaded.

Threads normally used are as follows:

- Thread ANSI B1.20.1 for ASTM A 53 and ISO CAC/COVENIN 843 pipe.
- Thread ISO 7/1 for ISO 65, ISO Extralight Pipe and BS 1387.
- Thread DIN 2999 for DIN 2440, 2441, 2444.

### 6. HYDROSTATIC TESTING

Pipes manufactured under specifications ISO and DIN in this catalogue, are tested at a pressure of 50 Kg/cm<sup>2</sup> (700 psi).

Pipes manufactured under ASTM specification are hydrostatically tested to pressures indicated in the tables presented in the following pages.

# ASTM A 53

**DIMENSIONES, PESOS  
Y PRESIONES DE PRUEBA**

**DIMENSIONS, WEIGHTS  
AND TEST PRESSURES**

| Diámetro / Diameter |              |            | Espesor de Pared |            | Sched. | Peso Nominal Tubo Liso   |                |                   |                | Peso Nominal Tubo Roscado/Acoplado |                |                   |                | Presión de Prueba |         |
|---------------------|--------------|------------|------------------|------------|--------|--------------------------|----------------|-------------------|----------------|------------------------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|---------|
| Nominal             | Externo      |            | Wall Thickness   |            |        | Nominal Weight Plain End |                |                   |                | Nominal Weight, Threaded/Coupled   |                |                   |                | Test Pressure     |         |
| Nominal             | Outside      |            | Wall Thickness   |            |        | Negro/ Black             |                | Galv.             |                | Negro/ Black                       |                | Galv.             |                | Grado A           | Grado B |
| pulg<br>(in)        | pulg<br>(in) | mm<br>(mm) | pulg<br>(in)     | mm<br>(mm) |        | lb/pie<br>(lb/ft)        | kg/m<br>(kg/m) | lb/pie<br>(lb/ft) | kg/m<br>(kg/m) | lb/pie<br>(lb/ft)                  | kg/m<br>(kg/m) | lb/pie<br>(lb/ft) | kg/m<br>(kg/m) | psi               | psi     |
| 1/8                 | 0.405        | 10.3       | 0.068            | 1.73       | 40     | 0.24                     | 0.37           | 0.27              | 0.40           | 0.24                               | 0.37           | 0.27              | 0.40           | 700               | 700     |
|                     |              |            | 0.095            | 2.41       | 80     | 0.31                     | 0.47           | 0.33              | 0.50           | 0.32                               | 0.48           | 0.33              | 0.51           | 850               | 850     |
| 1/4                 | 0.540        | 13.7       | 0.088            | 2.24       | 40     | 0.42                     | 0.63           | 0.45              | 0.67           | 0.42                               | 0.63           | 0.45              | 0.67           | 700               | 700     |
|                     |              |            | 0.119            | 3.02       | 80     | 0.54                     | 0.80           | 0.56              | 0.83           | 0.54                               | 0.80           | 0.56              | 0.83           | 850               | 850     |
| 3/8                 | 0.675        | 17.1       | 0.091            | 2.31       | 40     | 0.57                     | 0.84           | 0.60              | 0.89           | 0.57                               | 0.84           | 0.60              | 0.89           | 700               | 700     |
|                     |              |            | 0.126            | 3.20       | 80     | 0.74                     | 1.10           | 0.77              | 1.14           | 0.74                               | 1.10           | 0.77              | 1.14           | 850               | 850     |
| 1/2                 | 0.840        | 21.3       | 0.109            | 2.77       | 40     | 0.85                     | 1.27           | 0.89              | 1.33           | 0.85                               | 1.27           | 0.89              | 1.33           | 700               | 700     |
|                     |              |            | 0.147            | 3.73       | 80     | 1.09                     | 1.62           | 1.13              | 1.68           | 1.09                               | 1.62           | 1.13              | 1.68           | 850               | 850     |
| 3/4                 | 1.050        | 26.7       | 0.113            | 2.87       | 40     | 1.13                     | 1.69           | 1.19              | 1.77           | 1.13                               | 1.69           | 1.19              | 1.77           | 700               | 700     |
|                     |              |            | 0.154            | 3.91       | 80     | 1.47                     | 2.20           | 1.53              | 2.28           | 1.48                               | 2.21           | 1.54              | 2.29           | 850               | 850     |
| 1                   | 1.315        | 33.4       | 0.133            | 3.38       | 40     | 1.68                     | 2.50           | 1.75              | 2.61           | 1.68                               | 2.50           | 1.75              | 2.61           | 700               | 700     |
|                     |              |            | 0.179            | 4.55       | 80     | 2.17                     | 3.24           | 2.24              | 3.34           | 2.18                               | 3.25           | 2.25              | 3.35           | 850               | 850     |
| 1 1/4               | 1.660        | 42.2       | 0.140            | 3.56       | 40     | 2.27                     | 3.39           | 2.37              | 3.53           | 2.28                               | 3.40           | 2.37              | 3.53           | 1200              | 1300    |
|                     |              |            | 0.191            | 4.85       | 80     | 3.00                     | 4.47           | 3.09              | 4.60           | 3.02                               | 4.49           | 3.10              | 4.62           | 1800              | 1900    |
| 1 1/2               | 1.900        | 48.3       | 0.145            | 3.68       | 40     | 2.72                     | 4.05           | 2.82              | 4.20           | 2.73                               | 4.07           | 2.84              | 4.22           | 1200              | 1300    |
|                     |              |            | 0.200            | 5.08       | 80     | 3.63                     | 5.41           | 3.74              | 5.56           | 3.66                               | 5.45           | 3.81              | 5.67           | 1800              | 1900    |
| 2                   | 2.375        | 60.3       | 0.154            | 3.91       | 40     | 3.65                     | 5.44           | 3.78              | 5.63           | 3.68                               | 5.46           | 3.80              | 5.65           | 2300              | 2500    |
|                     |              |            | 0.218            | 5.54       | 80     | 5.02                     | 7.48           | 5.15              | 7.67           | 5.07                               | 7.55           | 5.20              | 7.74           | 2500              | 2500    |
| 2 1/2               | 2.875        | 73.0       | 0.203            | 5.16       | 40     | 5.79                     | 8.63           | 5.96              | 8.87           | 5.82                               | 8.67           | 5.98              | 8.90           | 2500              | 2500    |
|                     |              |            | 0.276            | 7.01       | 80     | 7.66                     | 11.41          | 7.82              | 11.64          | 7.73                               | 11.52          | 7.89              | 11.75          | 2500              | 2500    |
| 3                   | 3.500        | 88.9       | 0.125            | 3.18       |        | 4.51                     | 6.72           | 4.72              | 7.02           |                                    |                |                   |                | 1290              | 1500    |
|                     |              |            | 0.156            | 3.96       |        | 5.57                     | 8.29           | 5.77              | 8.59           |                                    |                |                   |                | 1600              | 1870    |
|                     |              |            | 0.188            | 4.78       |        | 6.65                     | 9.92           | 6.86              | 10.21          |                                    |                |                   |                | 1930              | 2260    |
|                     |              |            | 0.216            | 5.49       | 40     | 7.58                     | 11.29          | 7.78              | 11.58          | 7.62                               | 11.35          | 7.82              | 11.64          | 2220              | 2500    |
|                     |              |            | 0.250            | 6.35       |        | 8.68                     | 12.93          | 8.88              | 13.21          |                                    |                |                   |                | 2500              | 2500    |
|                     |              |            | 0.281            | 7.14       |        | 9.66                     | 14.40          | 9.86              | 14.68          |                                    |                |                   |                | 2500              | 2500    |
| 3 1/2               | 4.000        | 101.6      | 0.125            | 3.18       |        | 5.17                     | 7.72           | 5.41              | 8.06           |                                    |                |                   |                | 1120              | 1310    |
|                     |              |            | 0.156            | 3.96       |        | 6.40                     | 9.53           | 6.63              | 9.87           |                                    |                |                   |                | 1400              | 1640    |
|                     |              |            | 0.188            | 4.78       |        | 7.65                     | 11.41          | 7.89              | 11.75          |                                    |                |                   |                | 1690              | 1970    |
|                     |              |            | 0.226            | 5.74       | 40     | 9.11                     | 13.57          | 9.34              | 13.90          | 9.20                               | 13.71          | 9.44              | 14.04          | 2030              | 2370    |
|                     |              |            | 0.125            | 3.18       |        | 5.84                     | 8.71           | 6.11              | 9.10           |                                    |                |                   |                | 1000              | 1170    |
|                     |              |            | 0.156            | 3.96       |        | 7.24                     | 10.78          | 7.50              | 11.16          |                                    |                |                   |                | 1250              | 1460    |
| 4                   | 4.500        | 114.3      | 0.188            | 4.78       |        | 8.66                     | 12.91          | 8.93              | 13.29          |                                    |                |                   |                | 1500              | 1750    |
|                     |              |            | 0.219            | 5.56       |        | 10.01                    | 14.91          | 10.27             | 15.28          |                                    |                |                   |                | 1750              | 2040    |
|                     |              |            | 0.237            | 6.02       | 40     | 10.79                    | 16.07          | 11.05             | 16.45          | 10.89                              | 16.23          | 11.16             | 16.60          | 1900              | 2210    |
|                     |              |            | 0.250            | 6.35       |        | 11.35                    | 16.90          | 11.61             | 17.28          |                                    |                |                   |                | 2000              | 2330    |
|                     |              |            | 0.281            | 7.14       |        | 12.66                    | 18.87          | 12.93             | 19.24          |                                    |                |                   |                | 2250              | 2620    |
|                     |              |            | 0.312            | 7.92       |        | 13.98                    | 20.78          | 14.21             | 21.14          |                                    |                |                   |                | 2500              | 2800    |
| 5                   | 5.563        | 141.3      | 0.337            | 8.56       | 80     | 14.98                    | 22.32          | 15.24             | 22.69          | 15.17                              | 22.60          | 15.43             | 22.97          | 2700              | 2800    |
|                     |              |            | 0.188            | 4.78       |        | 10.79                    | 16.09          | 11.13             | 16.56          |                                    |                |                   |                | 1220              | 1420    |
|                     |              |            | 0.219            | 5.56       |        | 12.50                    | 18.61          | 12.82             | 19.08          |                                    |                |                   |                | 1420              | 1660    |
|                     |              |            | 0.258            | 6.55       | 40     | 14.62                    | 21.77          | 14.94             | 22.23          | 14.81                              | 22.07          | 15.14             | 22.54          | 1670              | 1950    |
|                     |              |            | 0.281            | 7.14       |        | 15.85                    | 23.62          | 16.18             | 24.09          |                                    |                |                   |                | 1820              | 2120    |
|                     |              |            | 0.312            | 7.92       |        | 17.50                    | 26.05          | 17.81             | 26.51          |                                    |                |                   |                | 2020              | 2360    |
|                     |              |            | 0.344            | 8.74       |        | 19.17                    | 28.57          | 19.51             | 29.03          |                                    |                |                   |                | 2230              | 2600    |
|                     |              |            | 0.375            | 9.52       | 80     | 20.78                    | 30.94          | 21.09             | 31.39          | 21.09                              | 31.42          | 21.42             | 31.86          | 2430              | 2800    |

# ASTM A 53

## DIMENSIONES, PESOS Y PRESIONES DE PRUEBA

## DIMENSIONS, WEIGHTS AND TEST PRESSURES

| Diámetro - Diameter |              |            | Espesor de Pared |            | Sched. | Peso Nominal Tubo Liso   |                |                   |                | Peso Nominal Tubo Roscado/Acoplado |                |                   |                | Presión de Prueba |         |
|---------------------|--------------|------------|------------------|------------|--------|--------------------------|----------------|-------------------|----------------|------------------------------------|----------------|-------------------|----------------|-------------------|---------|
| Nominal             | Externo      |            |                  |            |        | Nominal Weight Plain End |                |                   |                | Nominal Weight, Threaded/Coupled   |                |                   |                | Test Pressure     |         |
| Nominal             | Outside      |            | Wall Thickness   |            |        | Negro/                   | Black          | Galv.             |                | Negro/                             | Black          | Galv.             |                | Grado A           | Grado B |
| pulg<br>(in)        | pulg<br>(in) | mm<br>(mm) | pulg<br>(in)     | mm<br>(mm) |        | lb/pie<br>(lb/ft)        | kg/m<br>(kg/m) | lb/pie<br>(lb/ft) | kg/m<br>(kg/m) | lb/pie<br>(lb/ft)                  | kg/m<br>(kg/m) | lb/pie<br>(lb/ft) | kg/m<br>(kg/m) | psi               | psi     |
| 6                   | 6.625        | 168,3      | 0.188            | 4,78       | 40     | 12.92                    | 19,27          | 13.33             | 19,84          | 19.18                              | 28,58          | 19.58             | 29,14          | 1020              | 1190    |
|                     |              |            | 0.219            | 5,56       |        | 14.98                    | 22,31          | 15.37             | 22,88          |                                    |                |                   |                | 1190              | 1390    |
|                     |              |            | 0.250            | 6,35       |        | 17.02                    | 25,36          | 17.42             | 25,92          |                                    |                |                   |                | 1360              | 1580    |
|                     |              |            | 0.280            | 7,11       |        | 18.97                    | 28,26          | 19.37             | 28,82          |                                    |                |                   |                | 1520              | 1780    |
|                     |              |            | 0.312            | 7,92       |        | 21.04                    | 31,32          | 21.42             | 31,88          |                                    |                |                   |                | 1700              | 1980    |
|                     |              |            | 0.344            | 8,74       |        | 23.08                    | 34,39          | 23.48             | 34,94          |                                    |                |                   |                | 1870              | 2180    |
|                     |              |            | 0.375            | 9,52       |        | 25.03                    | 37,28          | 25.42             | 37,82          |                                    |                |                   |                | 2040              | 2380    |
| 8                   | 8.625        | 219,1      | 0.188            | 4,78       | 80     | 16.94                    | 25,26          | 28.96             | 43,10          | 28.89                              | 43,05          | 29.29             | 43,59          | 2350              | 2740    |
|                     |              |            | 0.203            | 5,16       |        | 18.26                    | 27,22          |                   |                | 850                                | 1000           |                   |                |                   |         |
|                     |              |            | 0.219            | 5,56       |        | 19.66                    | 29,28          |                   |                | 910                                | 1070           |                   |                |                   |         |
|                     |              |            | 0.250            | 6,35       |        | 22.36                    | 33,31          |                   |                | 1040                               | 1220           |                   |                |                   |         |
|                     |              |            | 0.277            | 7,04       |        | 24.70                    | 36,81          |                   |                | 1160                               | 1350           |                   |                |                   |         |
|                     |              |            | 0.312            | 7,92       |        | 27.70                    | 41,24          |                   |                | 1300                               | 1520           |                   |                |                   |         |
|                     |              |            | 0.322            | 8,18       |        | 28.55                    | 42,55          |                   |                | 1340                               | 1570           |                   |                |                   |         |
| 10                  | 10.750       | 273,0      | 0.188            | 4,78       | 20     | 21.21                    | 31,62          |                   |                |                                    |                |                   |                | 630               | 730     |
|                     |              |            | 0.203            | 5,16       |        | 22.87                    | 34,08          |                   |                |                                    |                | 680               | 800            |                   |         |
|                     |              |            | 0.219            | 5,56       |        | 24.63                    | 36,67          |                   |                |                                    |                | 730               | 860            |                   |         |
|                     |              |            | 0.250            | 6,35       |        | 28.04                    | 41,75          |                   |                |                                    |                | 840               | 980            |                   |         |
|                     |              |            | 0.279            | 7,09       |        | 31.20                    | 46,49          |                   |                |                                    |                | 930               | 1090           |                   |         |
|                     |              |            | 0.307            | 7,80       |        | 34.24                    | 51,01          |                   |                |                                    |                | 1030              | 1200           |                   |         |
|                     |              |            | 0.344            | 8,74       |        | 38.23                    | 56,96          |                   |                |                                    |                | 1150              | 1340           |                   |         |
| 12                  | 12.750       | 323,8      | 0.188            | 4,78       | 30     | 21.21                    | 31,62          |                   |                |                                    |                |                   |                | 630               | 730     |
|                     |              |            | 0.203            | 5,16       |        | 22.87                    | 34,08          |                   |                |                                    |                | 680               | 800            |                   |         |
|                     |              |            | 0.219            | 5,56       |        | 24.63                    | 36,67          |                   |                |                                    |                | 730               | 860            |                   |         |
|                     |              |            | 0.250            | 6,35       |        | 28.04                    | 41,75          |                   |                |                                    |                | 840               | 980            |                   |         |
|                     |              |            | 0.279            | 7,09       |        | 31.20                    | 46,49          |                   |                |                                    |                | 930               | 1090           |                   |         |
|                     |              |            | 0.307            | 7,80       |        | 34.24                    | 51,01          |                   |                |                                    |                | 1030              | 1200           |                   |         |
|                     |              |            | 0.344            | 8,74       |        | 38.23                    | 56,96          |                   |                |                                    |                | 1150              | 1340           |                   |         |
| 12                  | 12.750       | 323,8      | 0.203            | 5,16       | 40     | 27.20                    | 40,55          |                   |                |                                    |                |                   |                | 570               | 670     |
|                     |              |            | 0.219            | 5,56       |        | 29.31                    | 43,63          |                   |                |                                    |                | 620               | 720            |                   |         |
|                     |              |            | 0.250            | 6,35       |        | 33.38                    | 49,71          |                   |                |                                    |                | 710               | 820            |                   |         |
|                     |              |            | 0.281            | 7,14       |        | 37.42                    | 55,75          |                   |                |                                    |                | 790               | 930            |                   |         |
|                     |              |            | 0.312            | 7,92       |        | 41.45                    | 61,69          |                   |                |                                    |                | 880               | 1030           |                   |         |
|                     |              |            | 0.330            | 8,38       |        | 43.77                    | 65,18          |                   |                |                                    |                | 930               | 1090           |                   |         |
|                     |              |            | 0.344            | 8,74       |        | 45.58                    | 67,90          |                   |                |                                    |                | 970               | 1130           |                   |         |
| 12                  | 12.750       | 323,8      | 0.375            | 9,52       | 40     | 49.56                    | 73,78          |                   |                |                                    |                |                   |                | 1060              | 1240    |
|                     |              |            | 0.406            | 10,31      |        | 53.52                    | 79,70          |                   |                |                                    |                | 1150              | 1340           |                   |         |
|                     |              |            | 0.438            | 11,13      |        | 57.59                    | 85,82          |                   |                |                                    |                | 1240              | 1440           |                   |         |

Nota: Los valores aquí expresados son tomados de la Norma ASTM A 53.

Note: Values herewith indicated are in accordance with ASTM A 53 Standard.

### TOLERANCIAS DIMENSIONALES:

### DIMENSIONAL TOLERANCES:

Espesor: ±12.5% de espesor nominal en cualquier punto del tubo.

Thickness: ±12.5% of the nominal specified wall thickness at any point on the pipe.

Peso: ±10% del paquete de tubos con diámetro menor o igual a 4" (114,3 mm) o tubos individuales con diámetro nominal mayor a 4" (114,3 mm).

Weight: ±10% of the package of pipes in diameters 4" (114.3mm) and under or individual pipe with nominal diameter over 4"(114.3 mm).

### Diámetro Externo:

### Outside Diameter:

Para diámetros menores o iguales a 1 1/2" (48,3 mm): +0,016 pulg (+0,40 mm).

For size 1 1/2" (48.3 mm) and under: +0.016 in (+ 0.40 mm).

Para diámetros mayores o iguales a 2" (60,3 mm): ± 1%.

For size 2" (60.3 mm) and over: ± 1%.

## **ANEXO 7.4**

### ANSI B31.3 (Chemical Plant and Petroleum Refinery Code)

$$t_{\min} = \frac{P d_o}{2 (S' E' + Y' P)} + t_{\text{corr}}$$

- where:
- $t_{\min}$  = Minimum wall thickness required (in)
  - $t_{\text{corr}}$  = Mechanical, erosion, or corrosion allowance (in), typically 0.05 in.
  - $P$  = Design pressure (psig)
  - $d_o$  = Outside diameter of pipe (in)
  - $S'$  = Allowable stress in pipe material (psi)
  - $E'$  = Longitudinal joint factor = 1.0 for seamless pipe  
= 0.85 for ERW pipe
  - $Y'$  = Temperature factor for ferritic steels = 0.4 for  $T \leq 900$  °F  
= 0.5 for  $T = 950$  °F  
= 0.7 for  $T \geq 1000$  °F
- 

### ANSI B31.8 (Gas Distribution and Transmission Piping Code)

$$t_{\min} = \frac{P d_o}{2 F'' E'' T'' S''} \quad ; \quad t_{\text{nom}} = \frac{t_{\min} + t_{\text{corr}}}{0.875}$$

- where:
- $t_{\min}$  = Minimum wall thickness required (in)
  - $t_{\text{nom}}$  = Nominal wall thickness (in)
  - $P$  = Design pressure (psig)
  - $d_o$  = Outside diameter of pipe (in)
  - $S''$  = Pipe material yield stress (psi)
  - $E''$  = Longitudinal joint factor: 1.0 for seamless or ERW pipe  
0.8 for fusion welded A134 and A139  
0.8 for spiral welded A211  
0.6 for furnace welded A53 and API 5L
  - $F''$  = Location factor: 0.72 for cross-country locations (Type A)  
0.60 for areas near cities and towns (Type B)  
0.50 for commercial and residential areas (Type C)  
0.40 for areas with multistory buildings (Type D)
  - $T''$  = Temperature factor for ferritic steels: 1.000 for  $T \leq 250$  °F  
0.967 for  $T = 300$  °F  
0.933 for  $T = 400$  °F  
0.867 for  $T = 450$  °F
- 

### ANSI B31.4 (Liquid Petroleum Transportation Piping Systems Code)

$$t_{\min} = \frac{P d_o}{2 F'' E'' T'' S''}$$

B31.4 uses the same wall thickness equation as B31.8, except:

- No corrosion allowance is required by the code.
- Always use  $F'' = 0.72$  and  $T'' = 1.0$ .
- Don't need to divide by 0.875.

## **ANEXO 8**



**CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LAS ESTACIONES DE FLUJO DEL BLOQUE V - LAGO DE MARACAIBO**

| ESTACION DE FLUJO | CAPACIDAD DE DISEÑO |           | CAPACIDA 1988 |           | MANEJO A MAXIMO MEDI. PLAZO |           | MANEJO PROMEDIO ACTUAL |           |
|-------------------|---------------------|-----------|---------------|-----------|-----------------------------|-----------|------------------------|-----------|
|                   | PETROLEO MDB        | GAS MMPCD | PETROLEO MDB  | GAS MMPCD | PETROLEO MDB                | GAS MMPCD | PETROLEO MDB           | GAS MMPCD |
| EF1               | 57,6                | 180       | 45            | 180       | 19                          | 54        | 25,9                   | 64,5      |
| EF9               | 51,2                | 178       | 40,8          | 178       | 30                          | 35        | 39,6                   | 73,2      |
| EF16              | 57,6                | 120       | 45            | 120       | 39                          | 41        | 28,3                   | 37,6      |
| EF21              | 38,4                | 120       | 30            | 120       | 21                          | 50        | 15,1                   | 39,8      |
| EF                | 106,4               | 106       | 85,6          | 106       | 11                          | 68        | 13,5                   | 70,9      |

| ESTACION DE FLUJO | SEPARADORES    |        |              |            |              |      |              |            |              |        |              |            |              |
|-------------------|----------------|--------|--------------|------------|--------------|------|--------------|------------|--------------|--------|--------------|------------|--------------|
|                   | CANTIDAD MARCA | ALTA   |              |            |              | BAJA |              |            |              | PRUEBA |              |            |              |
|                   |                |        | H / V<br>PIE | PET<br>MDB | GAS<br>MMPCD | PLG  | H / V<br>PIE | PET<br>MDB | GAS<br>MMPCD | PLG    | H / V<br>PIE | PET<br>MDB | GAS<br>MMPCD |
| EF1               | 1 PARK         | 60     | V 22,5       | 18         | 36           |      |              |            |              |        |              |            |              |
|                   | 2 BSB          | 60     | V 22,5       | 18         | 36           |      |              |            |              |        |              |            |              |
|                   | 1 BSB          |        |              |            |              | 60   | V 22,5       | 18         | 36           |        |              |            |              |
|                   | 1 PARK         |        |              |            |              | 60   | V 22,5       | 18         | 36           |        |              |            |              |
|                   | 1 BSB          |        |              |            |              | 60   | V 22,5       | 18         | 36           |        |              |            |              |
|                   | 2 PARK         |        |              |            |              |      |              |            |              | 60     | V 22,5       | 18         | 35           |
| EF9               | 2 BSB          | 61 3/4 | V 22,5       | 18         | 36           |      |              |            |              |        |              |            |              |
|                   | 2 BSB          |        |              |            |              | 60   | V 22,5       | 17         | 25           |        |              |            |              |
|                   | 1 BSB          |        |              |            |              |      |              |            | 60           | V 18   | 8            | 21         |              |
| EF16              | 3 PARK         | 60     | V 22,5       | 18         | 35           |      |              |            |              |        |              |            |              |
|                   | 3 PARK         |        |              |            |              | 60   | V 22,5       | 12         | 25           |        |              |            |              |
|                   | 1 PARK         |        |              |            |              |      |              |            | 60           | V 22,8 | 18           | 35         |              |
| EF21              | 2 BSB          | 60     | V 22,5       | 18         | 35           |      |              |            |              |        |              |            |              |
|                   | 2 BSB          |        |              |            |              | 60   | V 22,5       | 18         | 35           |        |              |            |              |
|                   | 2 BSB          |        |              |            |              |      |              |            | 60           | V 22,5 | 18           | 35         |              |
| EF                | 4 BSB          | 72     | 15           | 18         | 36           |      |              |            |              |        |              |            |              |
|                   | 2BSB           |        |              |            |              | 60   | 15           | 18         | 36           |        |              |            |              |
|                   | 2 PARK         |        |              |            |              | 70   | 15           | 18         | 36           |        |              |            |              |
|                   | 2 PARK<br>NT   |        |              |            |              |      |              |            |              | 72     | 20           | 18         | 36           |



MARAVEN  
GERENCIA DE ING. DE PETROLEO  
TECNOLOGÍA DE PRODUCCIÓN  
FACILIDADES DE SUPERFICIE  
PROYECTO INFRALÍQUIDO  
BLOQUE 5

ESTADISTICAS DE FALLAS BOMBAS Y SEPARADORES

| EF | FALLA     | Nov-87   |         | Dic-87   |          | Ene-88   |         | Feb-88   |         |           |
|----|-----------|----------|---------|----------|----------|----------|---------|----------|---------|-----------|
|    |           | CANTIDAD | DIAS    | CANTIDAD | DIAS     | CANTIDAD | DIAS    | CANTIDAD | DIAS    |           |
| 1  | BOMBA     | 6        | 3,3     | 16       | 11,2     | 23       | 19      | 8        | 5,3     |           |
|    |           | % EFIC.  | 89      |          | 64       |          | 39      |          | 82      |           |
|    | SEPARADOR | —        | —       | —        | —        | —        | —       | —        | —       |           |
|    |           | % EFIC.  | 100     |          | 100      |          | 100     |          | 100     |           |
| 9  | BOMBA     | 1        | 1       | 2        | 0,3      | 1        | —       | 10       | 10      |           |
|    |           | % EFIC.  | 97      |          | 99       |          | 87      |          | 66      |           |
|    | SEPARADOR | 2        | 2B      | 7        | 3B<br>2A | 1        | 1A      | 2        | 2B      |           |
|    |           | % EFIC.  | 94      |          |          |          | 97      |          | 93      |           |
| 16 | BOMBA     | 1        | 1       | 4        | 4        | 11       | 10,2    | 7        | 7       |           |
|    |           | % EFIC.  | 97      |          | 87       |          | 67      |          | 76      |           |
|    | SEPARADOR | —        | —       | —        | —        | —        | —       | —        | —       |           |
|    |           | % EFIC.  | 100     |          | 100      |          | 100     |          | 100     |           |
| 21 | BOMBA     | 2        | 2       | 9        | 8        | 4        | 2       | 3        | 3       |           |
|    |           | % EFIC.  | 93      |          | 74       |          | 94      |          | 90      |           |
|    | SEPARADOR | —        | —       | 1        | 1B       | 1        | 1B      | 5        | 5A      |           |
|    |           | % EFIC.  | 100/100 |          | 100/97   |          | 100/97  |          | 84/100  | ALTA/BAJA |
| 22 | BOMBA     | 1        | 1       | 4        | 3        | 1        | 1       | 2        | 2       |           |
|    |           | % EFIC.  | 97      |          | 90       |          | 97      |          | 93      |           |
|    | SEPARADOR | —        | —       | 1        | 1B       | —        | —       | —        | —       |           |
|    |           | % EFIC.  | 100/100 |          | 100/97   |          | 100/100 |          | 100/100 | ALTA/BAJA |

| EF | FALLA     | Mar-88   |         | Abr-88   |          | May-88   |            | Jun-88   |         | BOMB. | PROMEDIO %  |     |
|----|-----------|----------|---------|----------|----------|----------|------------|----------|---------|-------|-------------|-----|
|    |           | CANTIDAD | DIAS    | CANTIDAD | DIAS     | CANTIDAD | DIAS       | CANTIDAD | DIAS    |       | SEPARADORES |     |
|    |           |          |         |          |          |          |            |          |         |       | A           | B   |
| 1  | BOMBA     | 16       | 14,3    | 11       | 9        | 15       | 15         | 14       | 12      | 64    |             |     |
|    |           | % EFIC.  | 54      |          | 70       |          | 52         |          | 60      |       |             |     |
|    | SEPARADOR | 4        | 2.6A    | -        | -        | 3        | 2A 2B      | -        | -       |       | 98          | 100 |
|    |           | % EFIC.  | 92      |          | 100/100  |          | A93<br>B97 |          | 100/100 |       |             |     |
| 9  | BOMBA     | 1        | 1       | 3        | 3        | 2        | 2          | 1        | 1       | 91    |             |     |
|    |           | % EFIC.  | 97      |          | 90       |          | 94         |          | 97      |       |             |     |
|    | SEPARADOR | 3        | 3B      | 12       | 8A<br>4B | 4        | 3_A<br>1_B | 2        | 2A      |       | 93          | 94  |
|    |           | % EFIC.  | 90      |          | 73/87    |          | 93/97      |          | 93      |       |             |     |
| 16 | BOMBA     | 6        | 6       | 6        | 6        | 8        | 8          | 1        | 1       | 83    |             |     |
|    |           | % EFIC.  | 80      |          | 80       |          | 81         |          | 97      |       |             |     |
|    | SEPARADOR | -        | -       | 1        | 1A       | -        | -          | -        | -       |       | 99          | 100 |
|    |           | % EFIC.  | 100/100 |          | 97       |          | 100/100    |          | 100/100 |       |             |     |
| 21 | BOMBA     | 2        | 2       | 10       | 10       | 5        | 5          | 5        | 5       | 85    |             |     |
|    |           | % EFIC.  | 94      |          | 67       |          | 84         |          | 83      |       |             |     |
|    | SEPARADOR | -        | -       | 2        | 2A       | -        | -          | -        | -       |       | 97          | 99  |
|    |           | % EFIC.  | 100/100 |          | 95/100   |          | 100/100    |          | 100/100 |       |             |     |
| 22 | BOMBA     | 2        | 2       | 7        | 7        | 7        | 7          | 2        | 2       | 45    |             |     |
|    |           | % EFIC.  | 94      |          | 77       |          | 77         |          | 93      |       |             |     |
|    | SEPARADOR | 2        | 2B      | 1        | 1B       | 3        | 3B         | 1        | 1B      |       | 100         | 97  |
|    |           | % EFIC.  | 100/94  |          | 100/97   |          | 100/90     |          | 100/97  |       |             |     |

EF - 1

| EQUIPO      | FALLAS                      | CANTIDAD DE FALLAS POR MES |      |      |      |       |      |      |      |
|-------------|-----------------------------|----------------------------|------|------|------|-------|------|------|------|
|             |                             | NOV.                       | DIC. | ENE. | FEB. | MARZ. | ABR. | MAY. | JUN. |
| MOTO BOMBAS | MOTOR DE ARRANQUE           |                            | 1    | 3    |      |       | 1    | 1    |      |
|             | CLUTCH                      |                            | 2    | 3    |      |       | 2    | 10   | 1    |
|             | ALTA T AGUA MOTOR           | 1                          |      | 3    |      |       |      | 4    |      |
|             | ALTA T GASES ESCAPE         |                            | 3    | 5    |      |       |      |      |      |
|             | BOMBA DE AGUA               | 1                          | 1    |      |      |       | 1    | 1    |      |
|             | RADIADOR                    |                            |      |      |      |       |      | 3    |      |
|             | EXPLOSIONES                 | 2                          | 2    |      |      | 4     | 3    | 2    |      |
|             | FILTRACIONES BOMBAS TRIPLEX |                            | 1    |      |      |       | 1    | 7    |      |
|             | BOMBA MISSION               |                            |      | 5    | 1    | 4     | 2    | 5    | 1    |
|             | MAGNETO                     |                            |      |      | 1    |       | 1    | 4    |      |
|             | BAJA PRESIÓN SUCCIÓN        |                            |      |      | 1    |       |      |      |      |
|             | VALV. GAS MOTOR DE ARRANQUE | 1                          |      |      |      | 1     | 1    | 3    |      |
|             | BAJA PRESIÓN DE ACEITE LUB. |                            |      |      | 3    |       |      |      |      |
|             | SWITCH DE ARRANQUE          |                            | 3    | 2    | 2    | 2     | 2    |      |      |
|             | ALTA CARGA                  | 1                          | 2    |      |      |       | 1    | 1    |      |
|             | ENCENDIDO / GAS / COMB.     | 1                          | 2    |      |      |       |      |      |      |
| SEP.        | ALTO NIVEL                  |                            | 1    |      |      |       |      |      |      |
|             | BAJO NIVEL                  |                            | 1    |      |      |       |      |      |      |
|             | VALVULA DE DESCARGA         |                            |      |      |      | 4     | 1    | 1    |      |