

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **MANUAL DE ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA ESTACIONES DE FLUJO**

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Zerpa S., Adrian A.  
Para optar al Título  
De Ingeniero Mecánico

Caracas, 2003

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **MANUAL DE ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA ESTACIONES DE FLUJO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Rafael D'Andrea

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Zerpa S., Adrian A.  
Para optar al Título  
De Ingeniero Mecánico

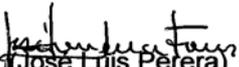
Caracas, 2003

Caracas, Diciembre 2003

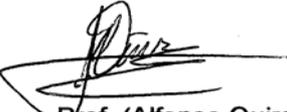
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Mecánica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Adrian A. Zerpa S., titulado:

**“MANUAL DE ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA ESTACIONES DE FLUJO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Mecánico.

  
Prof. (José Luis Perera)

Jurado

  
Prof. (Alfonso Quiroga)

Jurado



Prof. (Raffael D'Andrea)

Tutor Académico

**Zerpa S., Adrian A.**

## **MANUAL DE ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA ESTACIONES DE FLUJO**

**Tutor Académico: Prof. Raffael D'Andrea. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2003, 137 Pág.**

Palabras Claves: Curvas Costos/capacidad, Estimación, Estaciones de Flujo.

Para elaborar la Curva Costo/Capacidad para Estaciones de Flujo en tierra, se desarrolló una metodología que consta de cuatro (4) fases. Durante la primera fase se recolectó información técnica de un determinado número de Estaciones de Flujo, compuesta por planos de tubería e instrumentación, diagramas de flujo de proceso y manuales de operación posteriormente, en base a la información recopilada se seleccionó la Estación de Flujo objeto de estudio. En la segunda fase se realizaron los Estimados de Costo Clase V de los equipos de proceso de la Estación seleccionada, que incluyen el múltiple, separador de gas de producción y prueba, depurador de gas, tanque de almacenamiento y bomba de transferencia. En la tercera fase se ejecutó el análisis de regresión numérico, en base a los resultados obtenidos de los estimados de costo y las capacidades de los equipos de proceso, para de esta manera determinar los coeficientes de la ecuación de la Curva Costo/Capacidad para Estaciones de Flujo en tierra, cuya ecuación es de la forma  $y = a.x^b$ , y los resultados obtenidos fueron, para  $a=1070$  y  $b=0,554$ . En La cuarta y ultima fase se desarrolló la fórmula Escalatoria, para ello se establecieron, los porcentajes de materiales importados y nacionales asociados a cada equipo de proceso en base a la experiencia obtenida de anteriores proyectos ejecutados y luego tomando como base la fórmula Escalatoria general, se sustituyeron en ella los valores obtenidos de porcentajes de materiales importados y nacionales, y de esta manera se obtuvo la fórmula Escalatoria para Estaciones de Flujo en tierra.

*A mi Papa por su apoyo incondicional*

*A mi Mama por enseñarme a ser mejor*

*A mi hermano José Luis*

*A mi Tía Luz Marina*

*Y*

*A Begoña por todo su amor y apoyo incondicional*

## AGRADECIMIENTOS

Es difícil agradecerles en tan poco espacio a todas las personas que de alguna u otra manera contribuyeron a la realización de este trabajo:

Prof. Raffael D'Andrea

Prof. José Luis Perera

Ing. Juan Carlos Villalobos

Ing. Andrés Eloy Zambrano

Ing. Javier Sierra

Ing. Robert Ruíz

Ing. Luis Camero

Ing. Hugo Zbinden

Ing. Aaron Badell

Ing. Víctor Delgado

Ing. Mónica Villalobos

Hilda Zara

Y en especial a José Luis Zerpa, Joel, Juanchomu y Begoña.....Gracias a todos

# ÍNDICE GENERAL

	Pag.
RESUMEN	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INTRODUCCIÓN	1
<i>Capítulo I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</i>	
1.1 Planteamiento del Problema	3
1.2 Objetivo General	4
1.3 Objetivos Específicos	5
<i>Capítulo II: MARCO TEORICO</i>	
2.1 Proceso de Ejecución de Proyectos	6
2.1.1 Visualizar	7
2.1.2 Conceptualizar	7
2.1.3 Definir	8
2.1.4 Implantar	8
2.1.5 Operar	10
2.2 Estimado de Costos	10
2.2.1 Costos Directos	11
2.2.2 Costos Indirectos	11
2.3 Clases de Estimados	12

2.3.1 Clase V	12
2.3.2 Clase IV	13
2.3.3 Clase III	13
2.3.4 Clase II	14
2.3.5 Clase I	15
2.4 Contingencia	17
2.5 Escalación	17
2.6 Técnicas de Estimación de Costos Clase V	18
2.6.1 Curva ajustada Costo/ Capacidad	18
2.6.2 Estimación Paramétrica	19
2.6.3 Programas Computarizados	24
 <i>Capítulo III: ESTACIONES RECOLECTORAS DE FLUJO</i>	
3.1 Estaciones de Flujo en Venezuela	27
3.2 Estaciones de Flujo	30
3.3 Proceso de Manejo del Petróleo dentro de una Estación de Flujo	31
3.3.1 Etapa de Recolección	32
3.3.2 Etapa de Separación	32
3.3.3 Etapa de Depuración	33
3.3.4 Etapa de Medición del Petróleo	33
3.3.5 Etapa de Deshidratación del Petróleo	34
3.3.6 Etapa de Almacenamiento	34
3.3.7 Etapa de Calentamiento	35
3.3.8 Etapa de Despacho	35

3.4 Clases de Estaciones de Flujo	36
3.5 Componentes Principales de una Estación de Flujo	36
3.5.1 Múltiple	38
3.5.2 Separadores Gas-Líquido	39
3.5.3 Sistemas de Medición de Petróleo	45
3.5.4 Depuradores de Gas	46
3.5.5 Tanques de Almacenamiento	48
3.5.6 Bombas de Transferencia	51
3.5.7 Tanques de Lavado	52
3.5.8 Calentadores	57
3.6 Equipos y Sistemas Auxiliares de una Estación de Flujo	59
 <i>Capítulo IV: METODOLOGÍA PARA ELABORAR CURVA COSTO/ CAPACIDAD</i>	
4.1 Recopilación de Información	61
4.2 Selección de la Estación de Flujo	61
4.3 Aplicación del Procedimiento Seleccionado para la ejecución de los Estimado de Costos Clase V	62
4.4 Obtención de la Curva Costo/ Capacidad	62
4.5 Actualización de la Curva	62
 <i>Capítulo V: DESARROLLO DE CURVA COSTO/CAPACIDAD</i>	
5.1 Información Recopilada	63
5.1.1 Entrevistas realizadas al personal especializado en Estaciones de Flujo	63

5.1.2 Estación de Flujo Seleccionada	64
5.2 Resultados Obtenidos al Aplicar el Procedimiento para Estimar Costos Clase V	65
5.2.1 Bases y Alcance	65
5.2.2 Resultados	66
5.3 Curva Costo/Capacidad	76
5.4 Estructura de Costo	79
5.5 Formula Escalatoria	81
CONCLUSIONES	83
RECOMENDACIONES	85
BIBLIOGRAFÍA	86
ANEXO I	88
ANEXO II	94
ANEXO III	102
ANEXO IV	107
ANEXO V	118
ANEXO VI	121

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Fases de un Proyecto según las GGPIC- PDVSA	6
Figura N° 2: Fase Visualizar	7
Figura N° 3: Fase Conceptualizar	8
Figura N° 4: Fase Definir	9
Figura N° 5: Fase Implantar	9
Figura N° 6: Fase Operar	10
Figura N° 7: Cuencas Petrolíferas de Venezuela	27
Figura N° 8: Activos de PDVSA	29
Figura N° 9: Distrito Occidente	30
Figura N° 10: Distrito Oriente	30
Figura N° 11: Distrito Sur	30
Figura N° 12: Múltiple de Tuberías	32
Figura N° 13: Separadores de Producción/ Prueba	32
Figura N° 14: Tanques de Lavado	34
Figura N° 15: Tanque de Almacenamiento	34
Figura N° 16: Calentador de Crudo	35
Figura N° 17: Bombas de Transferencia	35
Figura N° 18: Estación de Flujo en Tierra	37
Figura N° 19: Separador Vertical	40
Figura N° 20: Separador Horizontal	41
Figura N° 21: Separador Esférico	41

Figura N° 22: Separador Vertical Bifásico	45
Figura N° 23: Depurador de Gas Horizontal	49
Figura N° 24: Tanque de Almacenamiento	50
Figura N° 25: Zona de Separación de Fases	54
Figura N° 26: Tanque de Lavado	56
Figura N° 27: Calentador de Crudo	59
Figura N°28: Programa S.A.F.	67
Figura N°29: Parámetros de Diseño de Separador de Producción, Programa S.A.F.	68
Figura N°30: Escalación, Programa S.A.F	68
Figura N°31: Costo de Separador de Producción, Programa S.A.F.	69
Figura N°32: Costo de Separador de Vertical, Programa S.A.F	70
Figura N°33: Costo de Depurador de Gas, Programa S.A.F.	71
Figura N°34: Selección de Norma, Tanque de Almacenamiento, Programa S.A.F	72
Figura N°35. Parámetros de Diseño de Tanque de Almacenamiento, Programa S.A.F.	72
Figura N°36: Costo Tanque de Almacenamiento, Programa S.A.F.	73
Figura N°37: Parámetros de Diseño de Bomba Reciprocante Programa S.I.B.Y.C	74
Figura N°38:.Estimado Total, Bomba Reciprocante. Programa S.I.B.Y.C	74
Figura N°39: Valores de a y b, Programa Mathcad	78
Figura N°40: Curva Costo/Capacidad para Estaciones de Flujo en tierra, Dic. 02	79

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Clases de Estimados	15
Tabla N° 2: Requerimientos de Información para Estimados de Costos de Proyectos y/o Programas	16
Tabla N° 3: Ventajas-Desventajas de Separador Vertical	42
Tabla N° 4: Ventajas-Desventajas de Separador Horizontal	42
Tabla N° 5: Premisas de Diseño para Estación de Flujo Modular	65
Tabla N° 6: Parámetros de Diseño de Equipos	67
Tabla N° 7: Estimado Total Separador de Producción	69
Tabla N° 8: Estimado Total de Separador de Prueba	70
Tabla N° 9: Estimado Total de Depurador de Gas	71
Tabla N° 10: Estimado Total Tanque de Almacenamiento	73
Tabla N° 11: Estimado Total Bomba Reciprocante	75
Tabla N° 12: Estimado Total de Calentador de Crudo	75
Tabla N° 13: Cantidades de Equipos	76
Tabla N° 14: Estimados Totales de las Estaciones de Flujo	77
Tabla N° 15: Base de Datos para Elaborar la Curva Costo/ Capacidad	77
Tabla N° 16: Resultados de a y b, Programa Mathcad	78
Tabla N° 17: Porcentajes Correspondientes a Materiales Nacionales e Importados	80
Tabla N° 18: Estimado Total de las Estaciones de Flujo	80
Tabla N° 19: Porcentajes de Materiales Nacionales e Importados	81
Tabla N° 20: Leyenda de Formula Escalatoria	82

## INTRODUCCIÓN

Las Estaciones de Flujo son un importante componente de la cadena de producción de crudo, en ellas se separa el gas del crudo y lo se limpia de las arenas e impurezas que traen desde el pozo.

Como resultado del Plan de Negocios de PDVSA que contempla incrementar la capacidad de producción de crudo a unos 5,8 millones de barriles diarios para el año 2009, se están desarrollando nuevos proyectos destinados al aumento de producción, entre los que se encuentran el diseño y construcción de estaciones de flujo de alta capacidad. Es por ello que se han desarrollado proyectos para la instalación de Estaciones de alta capacidad.

Hasta el momento las curvas existentes en PDVSA son para estaciones de pequeñas capacidades, es por ello que ante la problemática planteada de elaborar Estimado de Costos confiables para Estaciones de Flujo de grandes capacidades, se ha planteado la necesidad de desarrollar curvas de costo/ capacidad considerando Estaciones de Flujo de altas capacidades

Las curvas costo/capacidad son elaboradas a partir de datos históricos de proyectos ya ejecutados, por lo tanto la cantidad y calidad de la información con que se elaboren dependerán en gran medida la precisión de los estimados que ofrezca la curva.

Para realizar la Curva Costo/Capacidad para Estaciones de Flujo en tierra se desarrolló una metodología con el objeto de proporcionar resultados que mejoren la confiabilidad en los estimados.

Es importante mencionar que el proyecto se desarrollo, durante el mes de diciembre de 2002, cuando Petróleos de Venezuela sufrió un cierre de todo tipo de operación.

La industria más importante del país paro por completo actividades, que fueron desde los niveles corporativos de la empresa hasta los operacionales. Como

consecuencia del paro, el presente trabajo especial de grado titulado “*Manual de Estimación de Costos para Estaciones de Flujo*” se vio afectado de manera directa ya que todo el personal de la gerencia para la cual se estaba desarrollando el proyecto fue despedido, incluyendo el tutor industrial del trabajo.

Aun cuando estos acontecimientos tuvieron implicaciones negativas en términos del desarrollo de esta investigación y en general las divisiones de Petróleos de Venezuela; este trabajo se concretó gracias al esfuerzo y dedicación de muchas personas desinteresadas, que promovieron la materialización del mencionado proyecto.

# **CAPÍTULO I**

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

---

*Capítulo I***PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA****1.1. Situación Actual de la Gerencia de Estimación de Costos en PDVSA<sup>1</sup>**

En PDVSA la ejecución de un proyecto es vista como un proceso de desarrollo de fases, desde que se visualiza hasta la puesta en operación del activo o la instalación. Es por ello que para la ejecución de proyectos se elaboraron unas guías donde se resumieron una serie de reglas y prácticas de gerencia para la conducción exitosa del proyecto a través de todas las fases y asegurar así, que se agoten todas las instancias debidas y establecidas antes de pasar de una fase a la otra y acarrear costos adicionales.

Las Guías de Gerencia de Inversión de Capital o GGPIK son guías de uso práctico en la ejecución de proyectos, las cuales dividen un proyecto de inversión de capital en cinco fases, descritas a continuación:

- *Visualizar:* Se identifica el proyecto para el plan de negocios
- *Conceptualizar:* Selección de la mejor opción o alternativa del proyecto
- *Definir:* Definición completa del alcance de la(s) opción(es) seleccionada(s) y desarrollo de un plan de ejecución detallado que le permita a PDVSA comprometer los fondos u obtener el financiamiento requerido
- *Implantar:* Contratación y materialización del plan de ejecución del proyecto hasta la completación mecánica
- *Operar:* Puesta en operación del proyecto y análisis del cumplimiento de las expectativas del negocio

---

<sup>1</sup>Petróleos de Venezuela S.A.

En cada fase, la elaboración de los estimados de costo es obligatoria, con el propósito de que se aprueben los alcances logrados y determinar si la inversión realizada hasta el momento justifica la continuidad del proyecto.

Los estimados de Costo Clase V o de Orden de Magnitud son elaborados en la fase de Visualización de un proyecto. Estos permiten a Gerencias de Negocios de la organización determinar la pre-factibilidad económica de la inversión a partir de los planes de inversión contemplados a largo y mediano plazo.

Para realizar los estimados de costos, PDVSA cuenta en cada una de sus filiales con especialistas en esta rama que utilizan sistemas de costos tales como ICARUS<sup>2</sup>, desarrollos propios como el SICOST<sup>3</sup>, y Manuales de Costos para elaborar los estimados de los proyectos.

Dentro del área de estimación de costos se desea fortalecer el estimado de costo de las estaciones de flujo, ya que las curvas existentes corresponden a estimados Clase V de estaciones de pequeñas capacidades. Para ampliar el rango de Estimados de Costos, incorporando estaciones de flujo de mayores capacidades, la Gerencia de Estimación de Costos de Ingeniería y Proyectos de PDVSA ha planteado la necesidad de elaborar un sistema de estimación de costos considerando Estaciones de Flujo en tierra, de diversas capacidades y a diferentes condiciones de operación tales como: Alto volumen de agua, alta y baja presión de gas.

## 1.2. Objetivo General

- Desarrollar una metodología para la estimación de Costos Clase V y elaborar las Curvas de Costo Clase V para Estaciones de Flujo

---

<sup>2</sup> ICARUS Corporation

<sup>3</sup> PDVSA

### **1.3. Objetivos Específicos**

- Identificar las clases de instalaciones existentes en tierra en los Distritos Occidente, Sur y Oriente
- Seleccionar las estaciones de flujo que serán objeto de estudio, en base a una documentación técnica existente
- Clasificar las estaciones según sus condiciones de operación y ubicación
- Estudiar el proceso de manejo de crudo en las estaciones seleccionadas
- Describir la función que cumple cada equipo en la estación
- Desarrollar una metodología de estimación de costos

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

---

## Capítulo II

**MARCO TEORICO****2.1 Proceso de Ejecución de Proyectos en PDVSA**

La ejecución de un proyecto puede ser vista como un proceso que se desarrolla en fases, desde que nace o se concibe la idea hasta que se materializa y se pone en operación el activo o la instalación, y ésta comienza a generar un valor al accionista o dueño. Para garantizar la correcta ejecución de los proyectos, PDVSA ha desarrollado las Guías de Gerencia para la Ejecución de Proyectos de Inversión de Capital o GGPIC, las cuales define como:

*“Son un conjunto de guías, reglas y prácticas que nos permiten navegar ordenadamente a través de todas las fases de un proyecto, desde su visualización/concepción hasta su entrega a los grupos de operaciones, asegurando que se agoten todas las instancias establecidas antes de pasar a la siguiente fase y acometer gastos adicionales.”<sup>4</sup>*

Esta guía provee una metodología estandarizada para la ejecución de proyectos, en la que se dividen los proyectos en cinco fases, tal como se describe a continuación:

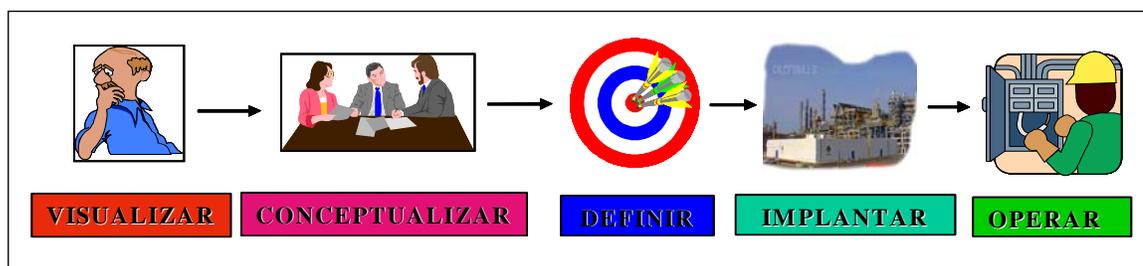


Figura N° 1: Fases de un Proyecto según las GGPIC- PDVSA<sup>5</sup>

<sup>4</sup> PDVSA, en GGPIC (Enero 1.998)

<sup>5</sup> Fuente: GGPIC-PDVSA

### 2.1.1 Visualizar

En esta primera fase se originan los proyectos de inversión, se establecen los objetivos y propósitos de los mismos, se verifica el cumplimiento con las estrategias y lineamientos del plan de negocios, se elabora el alcance preliminar, se estima el costo (estimados Clase V) y tiempo de ejecución, y se evalúa la factibilidad técnica y económica para proseguir el proyecto.

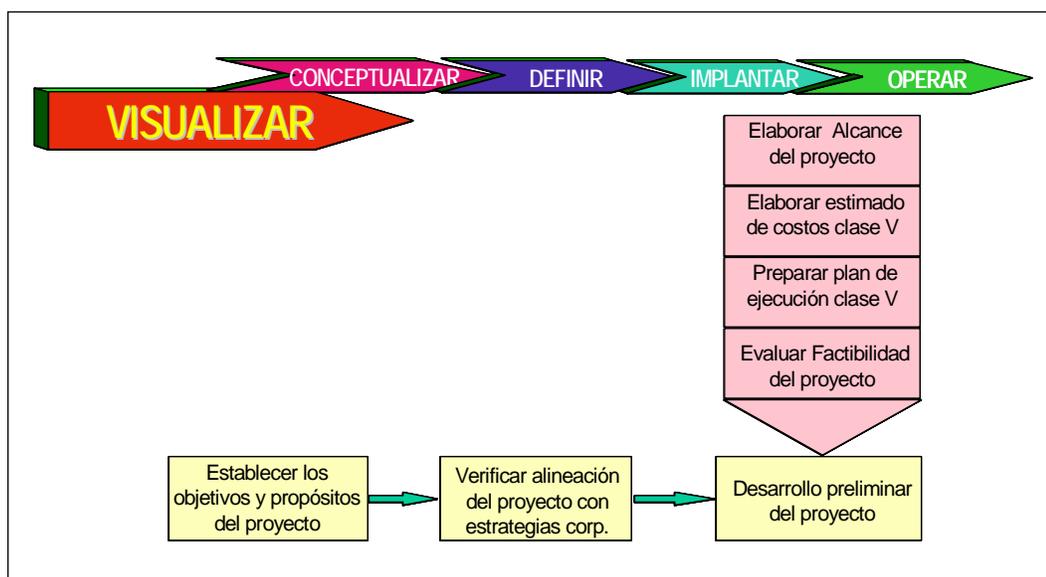
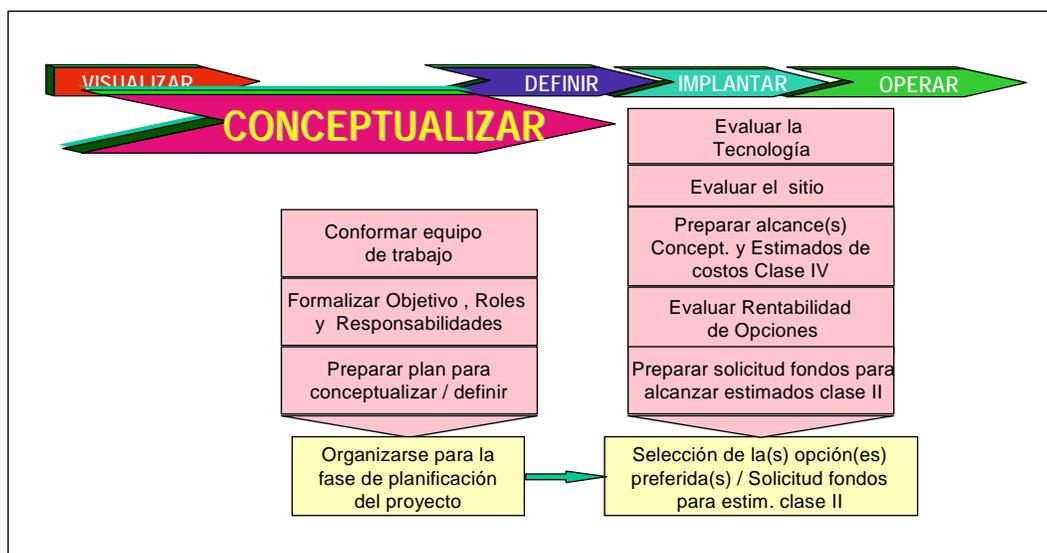


Figura N° 2: Fase Visualizar<sup>6</sup>

### 2.1.2 Conceptualizar

Los productos de la fase visualizar constituyen el insumo de trabajo para continuar con el desarrollo del proyecto y ejecutar la Fase de Conceptualizar. El propósito de esta fase es la selección de la(s) mejor(es) opción(es), la mejora en la precisión de los estimados de costos (elaboración de estimados Clase IV) y tiempo de implantación para lograr reducir la incertidumbre, cuantificar los riesgos asociados y determinar el valor esperado para las opción(es) seleccionadas.

<sup>6</sup> Fuente: GGPIC - PDVSA

Figura N° 3: Fase Conceptualizar<sup>7</sup>

### 2.1.3 Definir

Las decisiones tomadas en la fase de conceptualización constituyen el insumo de trabajo para continuar con el desarrollo del proyecto y ejecutar la fase de definir. El propósito de esta fase es desarrollar en detalles el alcance y los planes de ejecución de la opción seleccionada, elaborar estimados de costos (Clase II y III), desarrollar la evaluación económica, cuantificar los riesgos y elaborar el plan de ejecución. (ver Figura N° 4).

### 2.1.4 Implantar

Una vez obtenida la aprobación del proyecto al finalizar la fase de definición y, por consiguiente, la autorización de apropiación de fondos para continuar la ejecución del proyecto, comienza la fase de implantación del proyecto. La meta de esta fase es la completación mecánica de las instalaciones para ser entregadas al grupo de operaciones, de manera que se inicie la puesta en servicio de las mismas.

<sup>7</sup> Fuente: GGPIC - PDVSA

En esta fase es cuando se materializa la idea del proyecto, es decir, se cumple la contratación y la ejecución. (ver Figura N° 5)

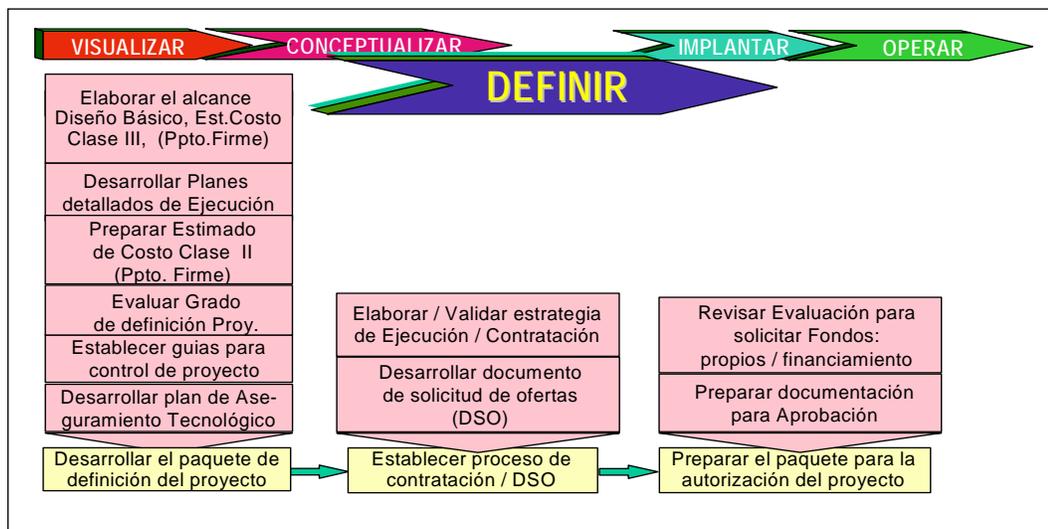


Figura N° 4: Fase Definir<sup>8</sup>

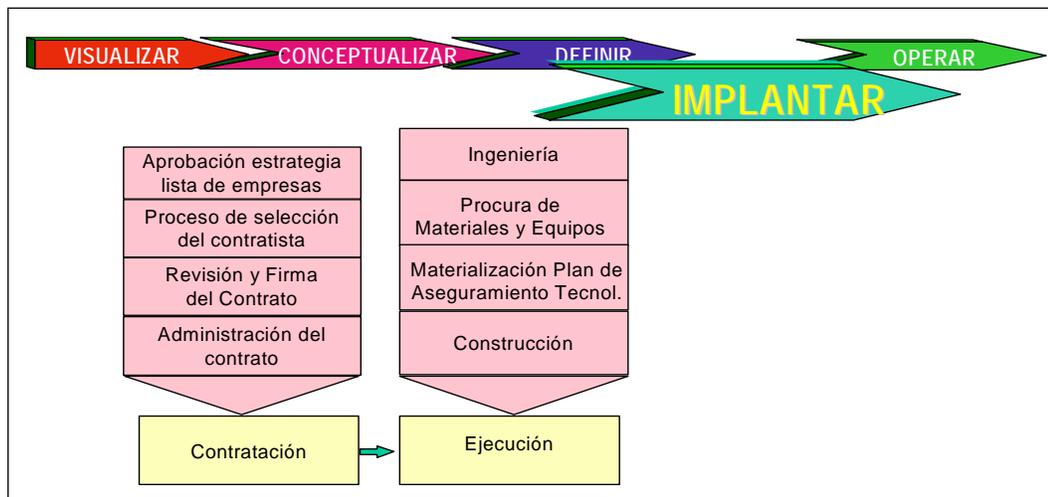


Figura N° 5: Fase Implantar<sup>9</sup>

<sup>8</sup> Fuente: GGPIC – PDVSA

<sup>9</sup> Fuente: GGPIC - PDVSA

### 2.1.5 Operar

En la práctica resulta difícil establecer un momento específico cuando termina la construcción y comienza la operación, ya que existe un período de soleamiento, generalmente finalizando la completación mecánica. Esta fase tiene como objetivos principales. Operación inicia, pruebas de garantía, aceptación de las instalaciones, elaboración de informes finales, evaluación continua. (ver Figura N° 6)

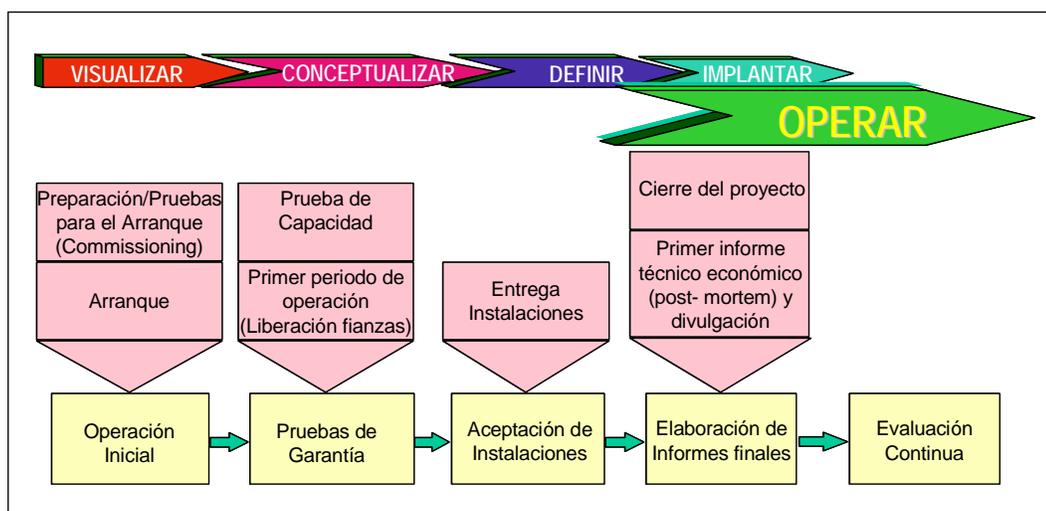


Figura N° 6: Fase Operar<sup>10</sup>

## 2.2 Estimado de Costo

Un estimado de costo se define como el pronóstico de los costos de los diferentes elementos que integran un proyecto o programa de alcance definido y el cual respalda la toma de decisiones sobre la viabilidad de ejecutar el proyecto o programa en las fases de visualización, conceptualización y definición. En general, los estimados de costos cubren los siguientes objetivos:

- Evaluación de la factibilidad de ejecución
- Análisis de rentabilidad económica y estudios económicos de alternativas
- Aprobación presupuestaria

<sup>10</sup> Fuente: GGPIC - PDVSA

- Base para la comparación de ofertas en las licitaciones
- Control de costos en la fase de construcción de proyectos

La confiabilidad y calidad de los estimados de costos depende del grado de definición del alcance o completación de la ingeniería del proyecto, metodología o información de costos que dispongan los grupos de estimadores responsables por su preparación, y del plan de ejecución para la ingeniería, procura de equipos y materiales, licitación y construcción del proyecto.

El alcance de un estimado incluye todos los costos directos e indirectos para la ingeniería, equipos, materiales, mano de obra y costos del propietario.

### **2.2.1 Costos Directos**

Son los que están relacionados directamente a un trabajo o actividad particular, e incluye los costos asociados a las horas hombre de ingeniería, equipos, materiales, mano de obra, equipos de construcción e insumos.

### **2.2.2 Costos Indirectos**

Son aquellos que no forman parte final de la instalación pero que corresponden al costo del proyecto, tales como los costos de servicios profesionales de gerencia, coordinación, supervisión de la ingeniería, procura, construcción, facilidades temporales para la construcción (talleres, oficinas), vehículos, impuestos, seguros y gastos administrativos tanto del contratista como del propietario del proyecto, ganancias del contratista, costo de insumos y mano de obra requerida para el arranque y puesta en marcha del proyecto, contingencias y escalación.

## **2.3 Clases de Estimado de Costo**

Los estimados de costo requeridos para la evaluación, aprobación presupuestaria, licitaciones, control de costos de proyectos y programas sometidos en el presupuesto de inversiones de PDVSA, son desarrollados por los estimadores de costos, bajo las mismas bases y criterios, de manera de garantizar su consistencia y precisión. En caso de ser contratados, los estimados deberán ser avalados por dichos estimadores.

Dependiendo de la fase en que se encuentre el proyecto y de la necesidad de sus promotores y gerentes, se pueden elaborar distintos tipos de estimados que se diferencian entre ellos por el grado de precisión, nivel de incertidumbre que se maneja y la cantidad de información y herramientas utilizadas en la estimación.

A continuación se definen las clases de estimados de costos indicándose sus características, grado de precisión y confiabilidad que pueda esperarse de los mismos:

### **2.3.1 Clase V. Estimado de Orden de Magnitud Relacionado con la Planificación a Mediano Plazo de Proyectos**

Este tipo de estimado de costos se utiliza con el propósito de respaldar la toma de decisiones con respecto a la preparación del plan a mediano plazo y solicitar fondos para la realización de la ingeniería conceptual. Es utilizado en la etapa inicial del proyecto o fase de visualización, para su aplicación debe haber una definición a “grosso modo” del proyecto y de sus principales unidades de proceso.

El método de estimación se basa en datos históricos de costos de proyectos ejecutados o curvas de costos de unidades de procesos similares, correlacionadas por su capacidad y actualizarla por índices de precios.

La mayor dificultad en los sistemas de estimación de orden de magnitud, es desarrollar una comprensiva y suficiente información histórica de costos. Esta

información debe obtenerse de proyectos ejecutados, suplidores, listas de precios, etc. Cabe destacar que la información a recabar debe ser equivalente al alcance del trabajo que se está estimando. Su precisión y confiabilidad dependerán de la pericia con que se evalúe, factorice o escale la información estadística de costos de proyectos similares, anteriormente ejecutados o en actual etapa de desarrollo.

### **2.3.2 Clase IV. Estimados de Costo para Solicitar la Ejecución de la Ingeniería del Proyecto**

Esta clase de estimado se utiliza para decidir entre varias opciones conceptualmente viables y para respaldar la decisión de continuar o no en el proyecto, al disponerse de información más detallada que la disponible en un estimado clase V. Para su aplicación se debe haber culminado la ingeniería conceptual del proyecto. La definición de dichos estimados requiere la determinación de la tecnología utilizada, tamaño y parámetros de diseño para plantas de proceso y equipos mayores, localización geográfica, condiciones ambientales y topográficas, alcance de los servicios industriales y de los sistemas de control, alarma y protección.

Los métodos de estimación que se aplican son curvas de costo y factorización. El costo final del proyecto esta dentro de un 10% (error) del estimado final, en el 30% de los casos.

### **2.3.3 Clase III. Estimados para Someter Propuestas Tentativas en el Presupuestos de Inversiones**

Los Estimados Clase III pueden ser utilizados para solicitar la aprobación de fondos presupuestarios, requeridos para la ejecución de la ingeniería detallada y/o para la colocación de órdenes de compras de equipos y de materiales críticos de largos tiempos de entrega.

Se desarrollan cuando la ingeniería básica ha sido completada en un 60% y la restante se encuentra en progreso. En esta etapa se han concluido los estudios para el establecer el tipo, tamaño, detalles críticos de diseño para las plantas de proceso y para otras unidades auxiliares, y se han detallado las características de los materiales y equipos críticos de largo tiempo de entrega.

Para esta clase de estimación deben conocerse las especificaciones de diseño de los equipos y materiales críticos, diagramas de flujo, instrumentación y control, edificios y requerimientos de servicio y protección. Se calculan a través de factorización y procesos de cómputos métricos, con el respaldo de cotizaciones firmes de equipos y materiales de largo tiempo de entrega. Su confiabilidad es del 60%, es decir, el costo final del proyecto o programa se encuentra dentro de 10% (error) del estimado, en el 60% de los casos.

#### **2.3.4 Clase II. Estimados de Costo para Someter Propuestas Firmes en el Presupuesto de Inversiones**

Los Estimados Clase II son utilizados para solicitar la aprobación de fondos de presupuesto de inversiones, a fin de ejecutar la ingeniería de detalle, la procura, construcción y arranque de planta. Se calculan una vez que la ingeniería básica ha sido culminada y los equipos y trabajos mayores han sido definidos íntegramente, para lo cual se dispone de cotizaciones firmes de los equipos y materiales más críticos.

En este tipo de estimado se deben conocer las especificaciones de proceso y de los equipos principales, planos de distribución de planta, componentes de equipos, edificios y requerimientos almacenaje, movimiento de tierra, etc. Los estimados de costo clase II son mayormente detallados y se determinan a través de cómputos métricos con poca factorización y cotizaciones firmes de equipos críticos. El costo final del proyecto o programa debe estar dentro de 10% (error) del estimado, con una confiabilidad del 80%.

### 2.3.5 Clase I. Estimados detallados para análisis de ofertas para la contratación de obras control de casos relacionados con la fase de ejecución

Este tipo de estimado sirve como referencia oficial en los procesos licitatorios para la ejecución de las obras y de respaldo para controlar los montos aprobados y autorizados de desembolsos.

Se elabora una vez culminada la ingeniería de detalles, ya que se dispone del diseño completo de fundaciones, estructuras, despliegues de líneas y tuberías y se conocen los cómputos métricos de los materiales de construcción. Así mismo se han colocado las órdenes de compra de la mayor parte de los equipos críticos o principales, o en su defecto se tienen cotizaciones firmes de los mismos.

Por ser estimados detallados utilizados para el control de ofertas y gastos en la etapa de construcción del proyecto, los Estimados Clase I requieren los planos detallados, cómputos métricos de los materiales a granel, cotizaciones firmes respecto a los equipos mayores, fechas estimadas de ejecución de actividades planificadas y estrategias de contratación.

CLASE ESTIMADO	CLASIFICACIÓN DESCRIPTIVA	FASE DEL PROYECTO	PRECISIÓN <sup>1</sup>	NIVEL DE CONFIABILIDAD <sup>1</sup>	APLICACIÓN
V	Orden de Magnitud	Pre-Conceptual: Determinación de la factibilidad del proyecto	10%	Indeterminado	- Estudio Conceptual - Enfoque de Conceptos
IV	Orden de Magnitud	Ingeniería Conceptual 100% completada	10%	30%	- Diseño Conceptual
III	Preliminar	Ingeniería Básica 60% completada	10%	60%	- Diseño básico - Aprobación del proyecto
II <sup>*</sup>	Definitivo	Ingeniería Básica 100% completada	10%	80%	- Autorización de gastos
I	Control	Construcción: Ingeniería de Detalles en etapa de finalización	10%	90%	- Control de Gastos

(\* )Debe leerse: El estimado Clase II (como ejemplo) cae dentro de un rango de  $\pm 10\%$  el 80% de las veces

Tabla N° 1: Clases de Estimados

Por ser los estimados de carácter definitivo su confiabilidad se encuentra alrededor de un 90% de probabilidad de que el costo final este dentro del 10% (error) del estimado.

DEFINICIÓN PROYECTOS	CLASES DE ESTIMADOS				
	V	IV	III	II	I
Localización	P	S	F	F	F
Capacidad	P	S	F	F	F
Especificaciones del Producto	P	S	F	F	F
Manejo del Producto	P	S	F	F	F
Requerimientos de Almacén	P	S	F	F	F
Fecha de Inicio y Finalización	P	S	S	F	F
Alcance del Proyecto	P	P	S	F	F
Criterios / Base de Diseño	P	S	F	F	F
Plan de Ejecución	P	P	S	F	F
Condiciones y Capacidad de Equipos Existentes	P	S	F	F	F
Acceso y Vialidad	P	P	S	F	F
Requerimientos de Edificaciones	P	S	F	F	F
Selección de Tecnología	P	S	F	F	F
Estrategia de Diseño	-	P	S	F	F
Estrategia de Procura	-	P	S	F	F
Estrategia de Construcción	-	P	S	S	F
Estrategia de Control de Procesos	-	P	S	F	F
Datos de Suelos y Topografía	-	P	S	S	F
Disponibilidad de Recursos	P	P	S	F	F
Sistemas de Control, Alarma y protección	-	P	S	F	F
Servicios Industriales	P	P	S	F	F
Definición y dimensionamiento de Equipos	-	P	S	F	F
Diagrama Unificar	-	P	S	F	F
Disposición de Equipos en Planta	-	P	S	F	F
Dimensionamiento Tuberías	-	-	P	S	F
Especificaciones Equipos Principales	-	P	S	F	F
Diagramas de Flujo	-	P	S	F	F
P&ID'S	-	-	P	F	F
Lista de Válvulas	-	-	P	S	F
Lista de Instrumentos	-	-	P	S	F
Lista de Materiales de Construcción	-	-	P	S	F

## LEYENDA:

P = Preliminar  
S = Semifinal  
F = Final

Tabla N° 2: Requerimientos de Información para Estimados de Costos de Proyectos y/o Programas

DEFINICIÓN PROYECTOS	CLASES DE ESTIMADOS				
	V	IV	III	II	I
Número de Planos y Especificaciones de Diseño por Especialidad (Mecánica, Eléctrica, Civil, Instrumentación)	-	-	P	F	F
Diseño Civil (Fundaciones, Estructuras, etc.)	-	-	P	S	F
Diseño Mecánico y de Tuberías	-	-	P	S	F
Especificaciones de Aislamiento y Pintura	-	-	P	S	F
Diseño Eléctrico y de Instrumentación	-	-	P	S	F
Costos de Arranque	-	-	P	S	F
Lista de Repuestos	-	-	P	S	F
Estrategia de Contratación	-	P	S	F	F

**LEYENDA:**

P = Preliminar

S = Semifinal

F = Final

Tabla N° 2 (Cont.): Requerimientos de Información para Estimados de Costos de Proyectos y/o Programas

## 2.4 Contingencia

Es un elemento de costo que se agrega para compensar desviaciones desfavorables en el estimado de costo por imprevistos e intangibles producidos por imperfecciones de los métodos de estimación, errores de información y de cálculos, condiciones económicas, accidentes durante la construcción, desfase en la ejecución y baja productividad.

Es importante señalar que las contingencias no cubren cambios en el alcance del proyecto ni eventos mayores como desastres ambientales y huelgas. Para determinar el monto de contingencias y el grado de precisión del estimado se recurre a los análisis de riesgo, utilizando herramientas matemáticas. Adicionalmente, con el análisis de riesgo se maximiza la probabilidad de éxito de un proyecto debido a que se identifica, analiza y se establece un plan de acción para mitigar los riesgos de un proyecto.

## 2.5 Escalación

Es una provisión económica para cubrir las variaciones de costo debido al continuo cambio en los precios causados por efectos inflacionarios y paridad cambiaria. Generalmente, la fecha base del estimado es la que corresponde a la fecha de elaboración del mismo. Para el cálculo de la escalación en Venezuela se utiliza los índices de precios emitidos por el Banco Central de Venezuela (ver Anexo V). En Estados Unidos se tienen diferentes fuentes como: *Construction Cost Indexes*, *Oil and Gas Journal*, *Engineering News Records*.

## 2.6 Técnicas de Estimación de Costos Clase V

El método más utilizado en PDVSA para la Estimación de Costos Clase V es la Curva Costo/Capacidad. Sin embargo existen otros métodos de estimación de costos como: Costo por unidad de producto, estimación paramétrica, Factores de Lang<sup>11</sup>, Chilton<sup>12</sup>, y otras técnicas paramétricas.

### 2.6.1 Curvas ajustada de Costo/ Capacidad

Este método, cuyo fundamento está en el uso de datos históricos, se basa en un modelo matemático potencial para obtener un estimado de costo aproximado para diferentes tamaños de una planta de un mismo tipo de producto o servicio. La ecuación de regresión establece una correlación entre la variable dependiente (costo) y una o más variables independientes (capacidad, peso, etc.). Esta relación matemática refleja el incremento no lineal del costo con el tamaño de la instalación o equipo, y muestra la economía de escala donde el costo por unidad de capacidad decrece cuando incrementa el tamaño del proyecto.

---

<sup>11</sup> Lang, H., Chem. Eng., 54, No.10, 117-121 (1947).

<sup>12</sup> Chilton, C., Chemical Engineering, Junio 1949, p. 100.

$$C = K \cdot Q^n$$

Fórmula N° 1: Ecuación Costo/Capacidad

Donde,

C = costo de una planta

Q = capacidad de la planta

K ,n = coeficiente y exponente respectivamente

### 2.6.2 Estimación Paramétrica

Esta técnica se basa en la utilización de las características físicas de un sistema para determinar su costo.

Los parámetros de una planta de procesos están típicamente relacionados con las características físicas de los procesos tales como área, volumen, capacidad y peso, por ello esta técnica involucra una base de información. Para determinar los efectos de varias características sobre los costos, deben utilizarse las técnicas estadísticas de regresión lineal, regresión multivariable y la correlación de coeficientes.

Una vez que las variables a ser incluidas en la ecuación paramétrica han sido seleccionadas, el análisis debe orientarse a la búsqueda de una ecuación que exprese el costo con mayor exactitud, utilizando los modelos matemáticos de forma lineal de ecuaciones aritméticas, logarítmicas y semilogarítmicas.

En los estimados paramétricos las relaciones de costo normalmente presentan la variable dependiente del costo y dos o más variables independientes.

A continuación se presentarán los modelos matemáticos empleados para determinar la ecuación paramétrica.

### a) Regresión Lineal

Se basa en la siguiente expresión matemática que relaciona dos variables: Y como variable dependiente y X como variable independiente:

$$Y = A + X \cdot B$$

Fórmula N° 2: Regresión Lineal

Los valores "A" y "B" son constantes que deben calcularse previamente y posteriormente reemplazarse en la ecuación general, para así poder determinar los valores de las variables "Y" y "X".

Esta relación se resuelve a través de la solución de las siguientes ecuaciones normales, donde las incógnitas son las variables "A" y "B":

$$\begin{aligned} \sum Y &= nA + B \sum X \\ \sum XY &= A \sum X + B \sum X^2 \end{aligned}$$

Fórmula N° 3: Ecuación Normal

De la Fórmula N° 3 se obtienen los valores numéricos de "A" y "B" se pueden hallar con las siguientes fórmulas:

$$A = \frac{(\sum Y)(\sum X^2) - (\sum X)(\sum XY)}{n(\sum X^2) - (\sum X)^2} \quad ; \quad B = \frac{n(\sum XY) - (\sum X)(\sum Y)}{n(\sum X^2) - (\sum X)^2}$$

Fórmula N° 4: Ecuaciones para A y B

### b) Regresión Potencial

Teniendo los datos históricos o la variable que se quiera proyectar, podemos graficar la nube de puntos y poder apreciar la distribución de los mismos. De esta manera se puede determinar si los puntos se aproximan a alguna función, en el caso de que la función sea exponencial se puede recurrir a la siguiente relación:

$$Y = a \cdot X^b$$

Fórmula N° 5: Ecuación Potencial

Para linealizar esta función se aplican logaritmos a ambos miembros, para obtener mediante este procedimiento una ecuación logarítmica lineal:

$$\text{Log } Y = \text{Log } A + B \text{ Log } X$$

Fórmula N° 6: Ecuación Logarítmica del modelo matemático potencial

Sustituyendo los valores se tiene:

$$Y = \text{Log } Y \quad A = \text{Log } A \quad X = \text{Log } X$$

Fórmula N° 7: Valores a sustituir en la Ecuación Logarítmica de la

Función Potencial

Una vez realizada la sustitución, los resultados se escriben en la forma lineal:

$$Y = A + B \cdot X$$

Fórmula N° 8: Ecuación Potencial Linealizada

La ecuación logarítmica puede resolverse también a través de las siguientes ecuaciones normales:

$$\begin{aligned} \sum \text{Log}Y &= n\text{Log}A + B \sum \text{Log}X \\ \sum \text{Log}X \text{Log}Y &= \text{Log}A \sum \text{Log}X + B \sum \text{Log}X^2 \end{aligned}$$

Fórmula N° 9: Ecuaciones Normales

### c) Regresión Exponencial

Otro tipo de Función que tiene aplicación en el análisis de Regresión, es la función exponencial que esta por la expresión:

$$Y = a \cdot b^X$$

Fórmula N° 10: Función Exponencial

En todo caso, al igual que la Función Potencial, la Regresión Exponencial puede también ser linealizada aplicando logaritmos a ambos miembros, resultado de ello se tiene la relación siguiente:

$$\text{Log}Y = \text{Log}A + \text{Log}B(X)$$

Fórmula N° 11: Relación Logarítmica de la Función Exponencial

Sustituyendo valores:

$$Y = \text{Log}Y \quad A = \text{Log}A \quad X = \text{Log}X$$

Fórmula N° 12: Valores a sustituir en la Relación Logarítmica de la Función

Recordemos que la ecuación exponencial logarítmica puede resolverse también a través de ecuaciones normales:

$$\begin{aligned} \sum \text{Log}Y &= n\text{Log}A + \text{Log}B \sum X \\ \sum X \text{Log}Y &= \text{Log}A \sum X + \text{Log}B \sum X^2 \end{aligned}$$

Fórmula N° 13: Ecuaciones Normales

#### d) Regresión Parabólica o Curva Cuadrática

Este tipo de regresión es empleada cuando no se observa relación alguna en el comportamiento de los datos y al no poder aplicar los otros métodos de regresión.

La Regresión Parabólica se expresa así:

$$Y = A + B + C \cdot X^2$$

Fórmula N° 14: Regresión Parabólica

Donde:

Y = Estimación de la variable dependiente

X = Valores de la variable independiente.

A, B, C = constantes numéricas

Los valores "A", "B" y "C" se encuentran resolviendo un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas, como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} nA + B\sum X + C\sum X^2 &= \sum Y \\ A\sum X + B\sum X^2 + C\sum X^3 &= \sum XY \\ A\sum X^2 + B\sum X^3 + C\sum X^4 &= \sum X^2Y \end{aligned}$$

Fórmula N° 15: Sistema de Ecuaciones para la  
Rearesión Parabólica

Pero cuando se recurre a la codificación de la variable independiente, el cálculo también se efectúa con las siguientes fórmulas de mínimos cuadrados:

$$\begin{aligned} A &= \frac{(\sum Y)(\sum X^4) - (\sum X^2)(\sum X^2Y)}{n(\sum X^4) - (\sum X^2)(\sum X^2)} \\ B &= \frac{\sum XY}{\sum X^2} \\ C &= \frac{n(\sum X^2Y) - (\sum Y)(\sum X^2)}{(\sum X^4) - (\sum X^2)(\sum X^2)} \end{aligned}$$

Fórmula N° 16: Fórmulas de Mínimos Cuadrados  
para la Rearesión Parabólica

### 2.6.3 Programas Computarizados

Hoy en día los estimados de costos son elaborados utilizando como herramienta de cálculo programas computarizados. Los programas emplean técnicas

de estimación paramétrica para estimación de costos de plantas o equipos de proceso con un mínimo de 3 % de ingeniería ejecutada.

Con los datos de diseño de los equipos mayores los programas generan, a través de modelos matemáticos, las cantidades de materiales para las fundaciones de concreto, acero estructural, tubería, pintura y aislamiento. Cuando se dispone de los P&ID's<sup>13</sup>, la información con que se cargan los programas darán una mejor precisión al estimado de costos. A través de una interfase electrónica con el sumario, los datos generados por estos programas son cargados para compilación y resultados finales.

Adicionalmente a los cálculos de materiales y costos de los equipos, agrega los costos y horas de ingeniería, fundaciones de concreto, estructuras metálicas, tubería, trabajos eléctricos e instrumentación junto con el cronograma de ejecución.

En PDVSA los programas de estimación de costos más utilizados son ICARUS y EXXON aunque de limitado uso debido a los altos costos de licencia. Programas como SICOST han sido desarrollados dentro de PDVSA para la elaboración de estimados de costos y ha servido de plataforma para el desarrollo de otros y programas pero con alcances de los estimados limitados.

Programas como SAF, SIC y SIBYC fueron desarrollados dentro de la industria petrolera nacional para la ejecución de estimado de costo.

Las características principales de los programas son:

- a) El programa SAF - Sistemas de Almacenamiento de Fluido, permite estimar los costos de los recipientes a presión y de almacenamiento. El programa basa sus operaciones de cálculo en la técnica de estimación paramétrica, las normas que se utilizan para el diseño paramétrico son normas API-620, API-650 y Código ASME Sección VIII. División. I, según sea el caso.

---

<sup>13</sup> Process and Instruments Diagrams

- b)** El Sistema de Intercambiadores de Calor (SIC) es un programa utilizado en PDVSA para calcular los costos de hornos y calentadores de crudo. Su metodología de cálculo es la misma que utiliza el programa S.A.F.
- c)** El programa SIBYC: Sistemas de Bombeo y Compresión, sirve de herramienta para la estimación de los costos de bombas y compresores. Su metodología de cálculo es la misma empleada en los otros programas.

## **CAPÍTULO III**

### **ESTACIONES RECOLECTORAS DE FLUJO**

---

### Capítulo III

## ESTACIONES RECOLECTORAS DE FLUJO

### 3.1 Estaciones de Flujo en Venezuela<sup>14</sup>

La capacidad de producción total de PDVSA al año 2001, fue de 3,5 millones de barriles diarios de crudo y condensado y 6,4 millones de pies cúbicos de gas por día. El 81% de la capacidad de producción de crudo corresponde a esfuerzo propio, 14% a los convenios operativos y 5% a las asociaciones estratégicas suscritas por PDVSA con consorcios privados. La producción de crudo y gas proviene de unos 2.540 yacimientos. A continuación se describen las cuencas petroleras:



Figura N° 7: Cuencas Petrolíferas de Venezuela<sup>15</sup>

<sup>14</sup> Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos13/elpetven/elpetven.shtml#LOCAL>, [www.petrolatin.com.ve](http://www.petrolatin.com.ve)

<sup>15</sup> Fuente: [www.pdvsa.com.ve](http://www.pdvsa.com.ve)

- *Cuenca Maracaibo-Falcón:* Comprende la subcuenca de Maracaibo, con una superficie de 67.000 Km<sup>2</sup>. Están separadas por la región montañosa comprendida al este del Zulia y al oeste de Falcón y Lara. Es la más importante en la producción nacional de petróleo, con el 76.6 %. En esta cuenca los campos petroleros más importantes son: La Rosa, La Tía Juana, Lagunillas, Bachaquero, La Paz, Mara, Concepción, Boscán, Mene Grande, Motatán, Los Manueles, El Cubo, etc. La subcuenca de Falcón contribuye con el 0,02 % de la producción nacional de crudo.
- *Cuenca Oriental:* Es la más extensa, con más de 150.000 Km<sup>2</sup>; comprende regiones de los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Sucre y Delta Amacuro. Es la segunda en importancia por su producción y reservas, ya que produce más de 1/5 de la producción nacional. Los campos petroleros que tuvieron importancia fueron los de Quiriquire, Jusepín, Tucupita, Temblador, Tucupido, Las Mercedes y El Área de Oficina.
- *Cuenca Tuy-Cariaco:* Situada al norte de la cuenca oriental de Venezuela. Tiene una superficie aprox. de 18.000 Km<sup>2</sup>. Se extiende desde Barlovento hasta el Golfo de Cariaco. Con el programa exploratorio costa afuera se han hecho dos hallazgos importantes: Uno de gas, hecho por LAGOVEN en Paria, y otro de petróleo, en el pozo "MTC-IX", hecho por MARAVEN, ambas ex - filiales de PDVSA. Este pozo tiene un flujo de 1.000 a 1.200 barriles de crudo liviano diariamente.
- *Cuenca Apure-Barinas:* Su extensión no está aún determinada; sin embargo, se estima en unos 87.000 Km<sup>2</sup>. Está integrada por los estados Apure, Barinas y Portuguesa. Desde el punto de vista de la producción, contribuye con cerca del 1,5 % de la producción nacional de petróleo.
- *Faja Petrolífera del Orinoco:* Desde el punto de vista geográfico es una región situada en el extremo sur de la cuenca oriental, comprendida entre el norte del río Orinoco y las porciones meridionales de Anzoátegui, Monagas

y Delta Amacuro. Tiene una extensión aprox. de 650 Km. de este a oeste y unos 70 Km. de norte a sur, lo que hace una superficie de 45.000 Km<sup>2</sup>.

PDVSA cuenta con activos por valor de US\$ 22,12 millardos (Diciembre 2001) en plantas, propiedades y equipos asociados a sus operaciones de exploración y producción. En la siguiente figura se identifican los principales activos de PDVSA para garantizar su operación comercial, entre los que debemos destacar la existencia de 714 Estaciones de Flujo a nivel nacional que permiten la recepción, procesamiento y bombeo del crudo hacia los patios tanque y refinerías. Seguidamente se muestran los diferentes distritos operacionales en cada región del país: Occidente, Oriente y Sur.

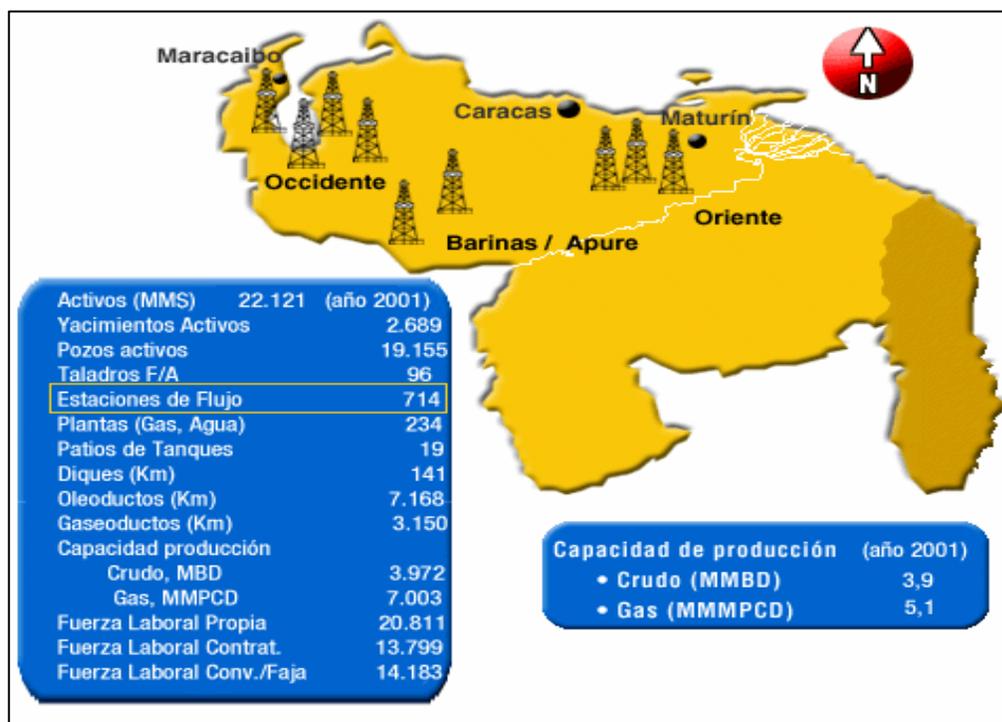


Figura N° 8: Activos de PDVSA<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Fuente: [www.pdvsa.com.ve](http://www.pdvsa.com.ve)

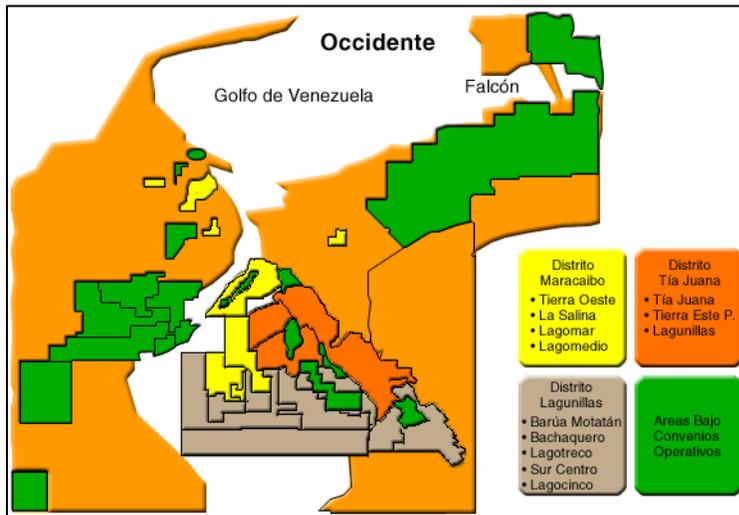


Figura N° 9: Distrito Occidente<sup>3</sup>



Figura N° 10: Distrito Oriente<sup>3</sup>

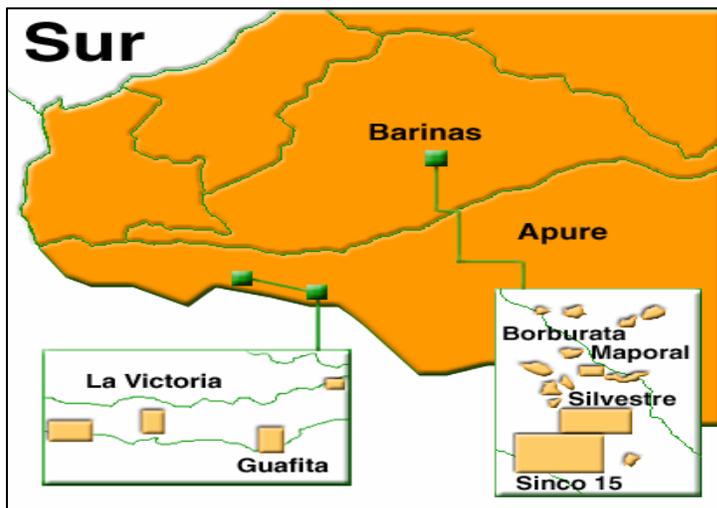


Figura N° 11: Distrito Sur<sup>3</sup>

### **3.2 Estaciones de Flujo**

Una Estación de Flujo es un conjunto de equipos interrelacionados que reciben los fluidos provenientes de los pozos (hidrocarburos, agua, arenas y contaminantes) con el propósito de procesarlos.

Los equipos de proceso o equipos mayores se encargan de recibir, procesar y bombear el petróleo crudo y gas provenientes de los pozos asociados a la Estación de Flujo, para que posteriormente pasen a otras instalaciones y sean tratados y comercializados hacia los mercados nacionales e internacionales.

Los equipos auxiliares son equipos que están dentro de las instalaciones, y proporcionan los servicios industriales y de seguridad requeridos en una instalación Petrolera o Petroquímica.

Otra función de las Estaciones de Flujo, es el tratamiento de efluentes y contaminantes que se encuentra asociados al crudo y gas, para su posterior devolución al medio ambiente de tal manera que no contaminen ocasionen daños al ecosistema.

### **3.3 Proceso de Manejo del Petróleo dentro de una Estación de Flujo**

El proceso de manejo se divide en ocho (8) etapas generales, las cuales se explican a continuación:

- Etapa de recolección
- Separación
- Depuración
- Medición de Crudo
- Deshidratación
- Calentamiento
- Almacenamiento
- Bombeo

Todas las etapas no se llevan a cabo en todas las Instalaciones, esto es por su diseño el cual es realizado tomando en consideración las características del crudo (ver Anexo I) que se trate en la Estación de Flujo. Las etapas son descritas a continuación:

### 3.3.1 Etapa de Recolección

Esta es una de las etapas más importantes del proceso, que consiste en recolectar la producción de los diferentes pozos o clusters (grupo de pozos) de una determinada área a través de tuberías tendidas desde el pozo hasta la estación de flujo respectiva.



Figura N° 12: Múltiple de Tuberías<sup>17</sup>

### 3.3.2 Etapa de Separación

Una vez recolectado, el crudo o mezcla de fases (líquida/ gas) se somete al proceso de separación de fases en los separadores liquido/gas, dentro de los equipos destinados para tal fin. La separación ocurre a distintos niveles de presión y temperatura, establecidas por las condiciones del pozo en productor de crudo.



Figura N° 13: Separadores de Producción/ Prueba<sup>18</sup>

<sup>17</sup> Fuente: propia

Después de completado el proceso de separación, el gas sale por la parte superior y el líquido por la inferior del recipiente, posteriormente el crudo se envía hacia los Tanques de Almacenamiento y el gas pasa al gasoducto, plantas compresoras o alimentar los servicios auxiliares de la Estación.

Es importante señalar que las presiones de trabajo son mantenidas por los instrumentos de control del separador.

### 3.3.3 Etapa de Depuración

Por esta etapa pasa únicamente el gas que proviene de la etapa de separación, su objetivo es extraer de la corriente de gas remanente de petróleo que viaja en forma de suspensión, además de eliminar los elementos tóxicos y corrosivos que puedan haber en el gas como lo son H<sub>2</sub>S<sup>19</sup> y CO<sub>2</sub><sup>20</sup>. Los líquidos recuperados en esta etapa son reinsertados a la línea de líquido que va hacia los tanques de lavado o de almacenamiento según sea el caso.

### 3.3.4 Etapa de Medición de Petróleo

El proceso de medición de fluidos y posterior procesamiento de datos, se hace con la finalidad de conocer la producción general de la estación y/o producción individual de cada pozo. Hay que mencionar que la fiscalización del almacenamiento y despacho de volúmenes de petróleo es obligatoria por disposiciones del Ministerio de Energía y Minas, MINFRA<sup>21</sup>, Defensa, etc., para los fines de control de la producción, exportación, refinación y consumo interno, regalías e impuestos.

---

<sup>18</sup> Fuente: propia

<sup>19</sup> Ácido sulfúrico

<sup>20</sup> Dióxido de Carbono

<sup>21</sup> Ministerio de Infraestructura

### 3.3.5 Etapa de Deshidratación del Petróleo

Esta etapa consiste en separar las dos fases líquidas, compuesta por petróleo y agua en forma de emulsión. Después de separar la fase líquida de la fase gaseosa, la emulsión de petróleo/ agua es tratada en el Tanque de Lavado para e deshidratar y separar la emulsión líquido/ líquido (agua-petróleo) en donde por diferencias de gravedad y mediante un arreglo de planchas o Baffles, separan la emulsión.

Luego el petróleo pasa a los tanques de almacenamiento, y el agua se envía a un sistema de tratamiento de efluentes con el objetivo de terminar de extraer de ella el remanente de petróleo, y devolverla limpia en determinadas condiciones de temperatura para no causar impactos negativos en el medioambiente.



Es importante mencionar que el remanente de crudo extraído por medio del sistema de efluentes es reenviado por medio de bombas hacia los tanques de almacenamiento.

Figura N° 14: Tanques de Lavado<sup>22</sup>

### 3.3.6 Etapa de Almacenamiento del Petróleo

Diariamente en las Estaciones de Flujo es recibido el crudo producido por los pozos asociados a las estaciones.



Figura N° 15: Tanques de Almacenamiento<sup>23</sup>

<sup>22</sup> Fuente: Propia

Después de pasar por las distintas etapas del proceso de tratamiento, se almacena temporalmente para bombearlo.

### 3.3.7 Etapa de Calentamiento

El calentamiento de petróleo tiene como objetivo aumentar su temperatura para disminuir su viscosidad, de esta forma se mejora las condiciones de operación del crudo dentro de la estación de flujo. Este proceso de calentamiento es llevado a cabo



únicamente en las Estaciones de Flujo construidas en tierra y donde se opere con crudos que presenten ciertas características físicas y químicas (ver Anexo I) que justifiquen la instalación de un calentador

Figura N° 16: Calentador de Crudo<sup>24</sup>

### 3.3.8 Etapa de Despacho

Finalmente el petróleo después de pasar por las distintas etapas del proceso de tratamiento, es enviado al patio de tanque, por medio de un sistema de bombeo que lo bombea a través de



Figura N° 17: Bombas de Transferencia<sup>25</sup>

<sup>23</sup> Fuente: propia

<sup>24</sup> Fuente: propia

<sup>25</sup> Fuente: propia

Kilómetros de tuberías hasta su destino final.

Las bombas que normalmente se emplean en la Estaciones de Flujo son del tipo reciprocante o centrífugas, que son accionadas por motores de combustión interna o eléctricos. Normalmente cuando se diseña el sistema de bombeo, se instala una bomba mas al numero mínimo requerido ya que son sistemas sometidos a estrictos servicios de manteniendo y así mantener los niveles de producción.

### **3.4 Clases de Estaciones de Flujo**

Las Estaciones de Flujo se clasifican según su lugar de construcción, estas son:

- Estaciones en tierra
- Estaciones construidas en el Lago de Maracaibo

Las diferencias entre las dos clases de Estaciones son el costo de instalación y el tamaño. La construcción de Estaciones de Flujo en el Lago de Maracaibo requiere de una inversión mayor que las construidas en tierra, porque las operaciones son de mayor riesgo en el Lago y esto implica mayor costo en estructura y equipos. En cuanto al tamaño, las instaladas sobre el Lago son menor tamaño. Pero en general ambas cumplen con lo mismo proceso, recepción, tratamiento, almacenamiento y bombeo de petróleo.

### **3.5 Componentes Principales de una Estación de Flujo**

- Múltiple de producción/ prueba
- Separadores de gas de producción general / prueba
- Depuradores de gas
- Calentadores

- Tanques de lavado
- Tanques de almacenamiento
- Bomba de transferencia

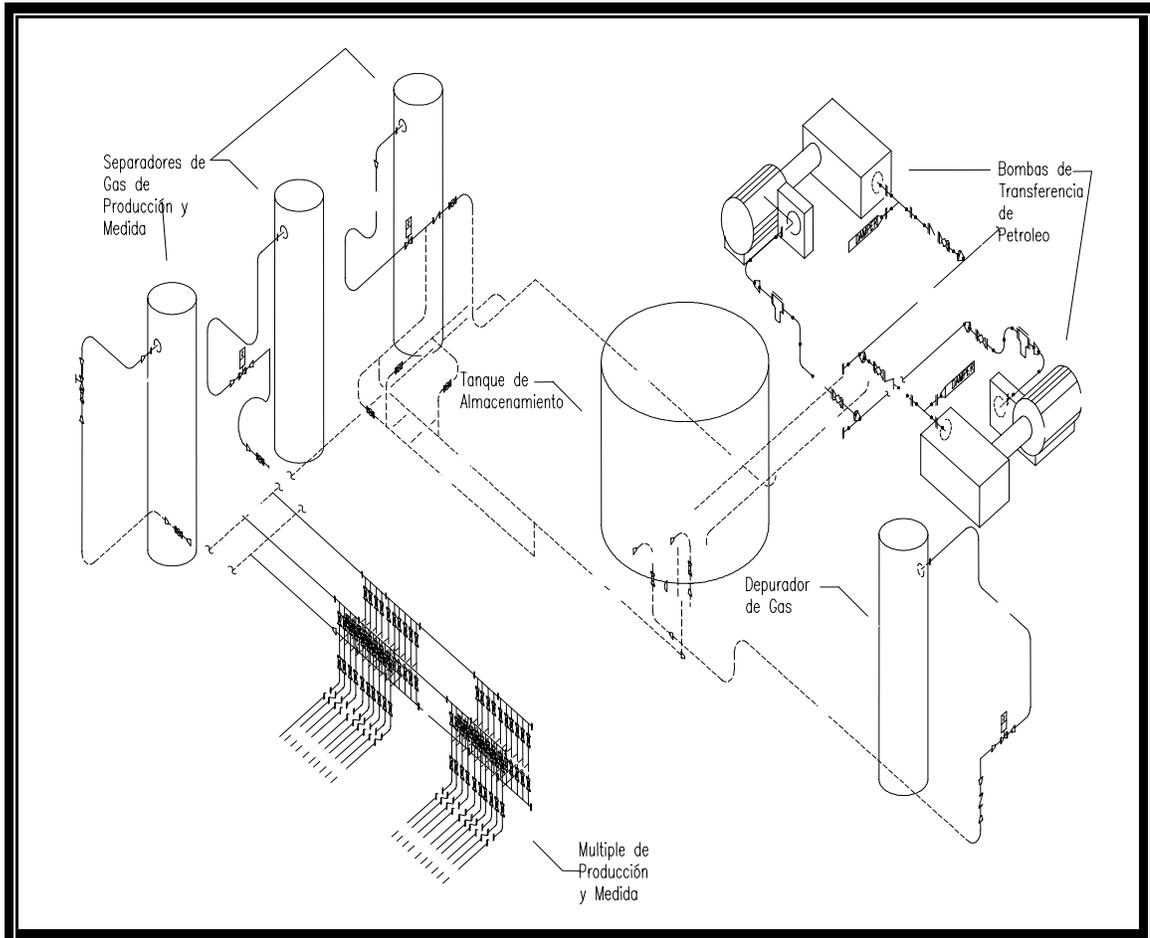


Figura N° 18: Estación de Flujo en Tierra<sup>26</sup>

<sup>26</sup> Fuente: elaboración propia

### 3.5.1 Múltiple

Son un conjunto de tuberías y válvulas que reciben la mezcla de fases (líquido/agua) provenientes de los pozos, y permiten las facilidades de manejo del crudo, garantizando la selección de la dirección deseada del flujo a través del múltiple.

#### a) Componentes del Múltiple

- Múltiple de producción

Es la línea o tubo en el cual se recolecta la producción de los pozos que son enviados a los separadores de producción. Esta línea tiene la característica de ser la de mayor diámetro debido a los volúmenes de fluido que ella maneja.

De acuerdo a la presión de operación a la entrada de la estación, el múltiple de producción se clasifica en dos tipos: Alta presión y baja presión

- Múltiple de Prueba

Se caracteriza por ser de menor diámetro que la línea de producción general, los diámetros que comúnmente son empleados son 2, 4, 6 y 8 pulgadas y tiene la función de aislar la producción de un (1) pozo a cual se le deba medir su producción individual.

#### b) Accesorios del Múltiple (Válvulas)

Son dispositivos contruidos de diferentes diámetros, series y rangos de trabajo que tienen la función de regular el paso del flujo. Las válvulas se clasifican en:

- *Manuales*

El funcionamiento de estas válvulas requiere de un operador para realizar las operaciones de cierre y apertura.

Las válvulas más usadas en una estación de flujo son de compuerta, bola y tapón; la operación de estas válvulas permite, cuando están completamente abiertas que el fluido pase a través de ella con mínima restricción o pérdida de presión.

- *Automáticas*

Tienen igual función que el resto de las válvulas, pero en forma automática, son accionadas por energía auxiliar y consta de dos partes que son: Parte motriz o actuador y cuerpo de la válvula.

La parte motriz o llamada a veces accionador, puede ser neumático, eléctrico o hidráulica aunque los más usados son los del tipo eléctrico o neumático, por ser los más sencillos y de rápida actuación. Aproximadamente el 90% de las válvulas utilizadas en la industria petrolera son accionadas neumáticamente. Los actuadores neumáticos usados en Estaciones de Flujo son a diafragma y a pistón.

### **3.5.2 Separadores de Gas-Líquido**

Son recipientes a presión que tienen la función de separar la mezcla de dos fases (líquido/gas) dependiendo del producto que se maneje. Los separadores reciben la mezcla a través del múltiple. Este proceso se lleva en cabo a las condiciones de presión y temperatura del crudo.

#### **a) Tipos de separadores**

Existen tres (3) tipos de separadores que se diseñan, de acuerdo a las necesidades del proceso y las condiciones de operación. Los principales parámetros en el diseño de un separador son la presión, la temperatura y el flujo de líquido y gas que determinan el tipo de separador y sus componentes internos, pero en general todos son fabricados para cumplir con la función de separar fases. Los más comunes son los diseñados para separar fases líquido/gas.

Los separadores se clasifican por su forma (vertical, horizontal o esférico) y por el número de fases que separan dentro de ellos (separadores bifásicos y trifásicos):

- De acuerdo a la forma que presenta el separador

1. *Vertical*

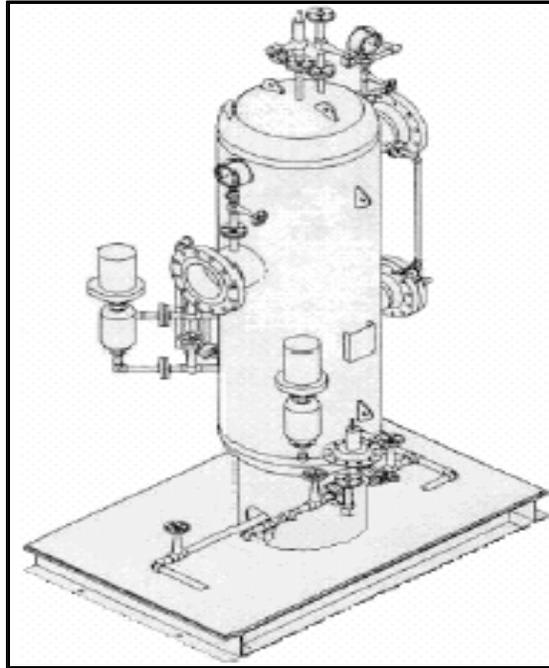


Figura N° 19: Separador Vertical<sup>27</sup>

---

<sup>27</sup> Fuente: [http://www.Fuel\\_Gas\\_Scrubber\\_with\\_Drain\\_Tank.jpg](http://www.Fuel_Gas_Scrubber_with_Drain_Tank.jpg)

## 2. Horizontal

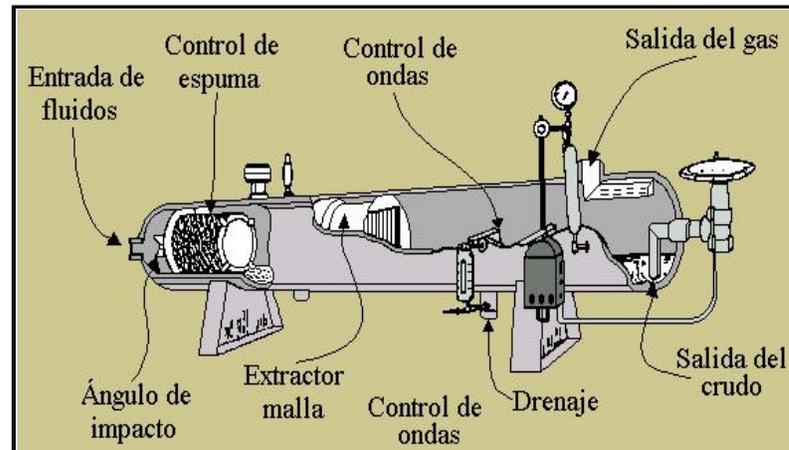


Figura N° 20: Separador Horizontal<sup>28</sup>

## 3. Esférico

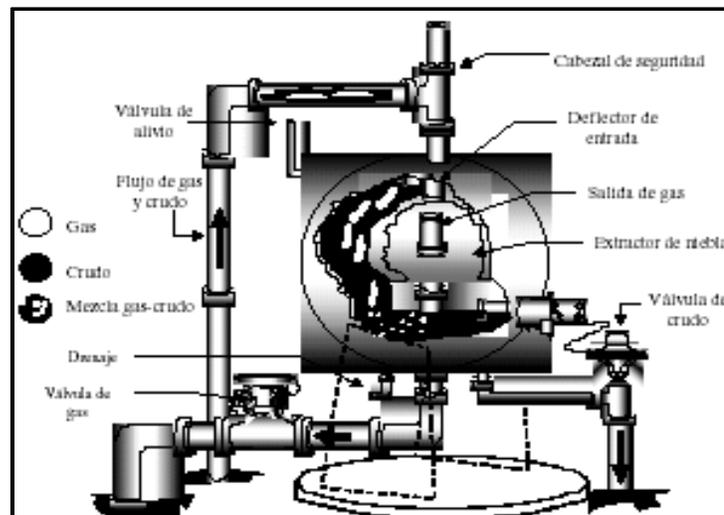


Figura N° 21: Separador Esférico<sup>29</sup>

<sup>28</sup> Fuente: [http://www.gas-training.com/art\\_tecnico/ds\\_03.jpg](http://www.gas-training.com/art_tecnico/ds_03.jpg)

<sup>29</sup> Fuente: [http://www.gas-training.com/art\\_tecnico/ds\\_06.jpg](http://www.gas-training.com/art_tecnico/ds_06.jpg)

A continuación se presenta una tabla en donde se nombran las ventajas y desventajas del uso de separadores del tipo vertical u horizontal

**a) Verticales**

VENTAJAS	DESVENTAJAS
El control de nivel es menos crítico	Para una capacidad dada su costo es superior al de un separador horizontal
El aumento de la capacidad de los separadores verticales es menos costosa	Su instalación es menos costosa
La mayoría de los tipos de fluidos provenientes de los pozos arrastran lodos, piedras y arsénicos, el manejo es más complejo en los horizontales debido a la cantidad de drenajes existentes	Dificultades con el manejo de petróleos crudos espumosos

Tabla N° 3: Ventajas-Desventajas de Separador Vertical

**b) Horizontales**

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Para una capacidad fija su costo es menor que el de un separador vertical	Problemas de espacio para su instalación en estaciones ubicadas en el Lago de Maracaibo debido al espacio disponible
Su instalación mudanza y servicios resultan menos complejos	
La superficie para el proceso de la separación de la fase líquida y gaseosa es mayor	

Tabla N° 4: Ventajas-Desventajas de Separador Horizontal

- De acuerdo a las fases que separa

### 1. Separador Bifásico

Este es el separador más empleado en las estaciones de flujo. Las fases de separación que se llevan a cabo dentro del mismo son:

#### a) Separación Primaria

Esta fase recibe la mayor cantidad de los fluidos provenientes del pozo. Esta provista de piezas desviadoras o Baffles cuyo objetivo es desviar el fluido para que efectúe un mayor recorrido dentro del separador, aprovechando al máximo el espacio disponible. Esto junto con la fuerza centrífuga y el cambio abrupto de dirección, ayuda a una mejor separación del gas y el líquido.

#### b) Separación Secundaria

Esta diseñada para usar la fuerza de gravedad en la separación del gas y líquido. Consta de una serie de vasos, a través de los cuales el gas se mueve a baja velocidad y con poca turbulencia.

#### c) Extracción de Neblina

En esta fase se usa un extractor de neblina o *Demister*, el cual puede ser de varios diseños: una serie de aspas, un colchón de mayas de alambre. Dicho extractor de neblina remueve las gotas muy pequeñas de líquido en una separación final, antes que el gas salga de los vasos.

#### d) Acumulación de Líquidos

Actúa como recolectora de todo el líquido removido del gas en las tres fases anteriores. Esta provista de un instrumento de control de nivel de líquido.

Las partes de un Separador Bifásico son:

1. El cuerpo o carcasa de acero cuyo tamaño depende de la capacidad requerida. El espesor de este casco de acero depende de la presión a la cual se ha diseñado
2. Sección de acumulación de líquidos
3. Se tiene un espacio en la parte superior del recipiente para que el gas fluya después que ocurre la separación de los líquidos
4. Salida de líquidos que se encuentra cerca del fondo del separador. En esta salida se instala una válvula automática (válvula de control de nivel), la cual puede abrirse o cerrarse cuando el nivel de líquido llega a un nivel predeterminado dentro del separador
5. Conexión de drenaje en el fondo del recipiente con una válvula manual. Al abrirse la válvula, se drenan las acumulaciones de agua, arena y sedimentos del fondo del recipiente
6. Visor de nivel en el exterior del separador para observar en donde se encuentra el nivel de líquido dentro del recipiente
7. Línea de salida de gas en la parte superior del recipiente que va al sistema colector de gas. En esta línea se encuentran una válvula de control de presión y una válvula de venteo
8. Válvula de seguridad o alivio, que se encuentra en la parte superior del equipo, también llamada de relevo, y un disco rompible
9. Conexiones para la inyección de química antiespumante y desesmulsificante
10. Conexiones para manómetros y termómetros
11. El extractor o eliminador de niebla
12. Sección de separación secundaria
13. Entrada de mezcla
14. Sección de separación primaria
15. Válvula de control de nivel

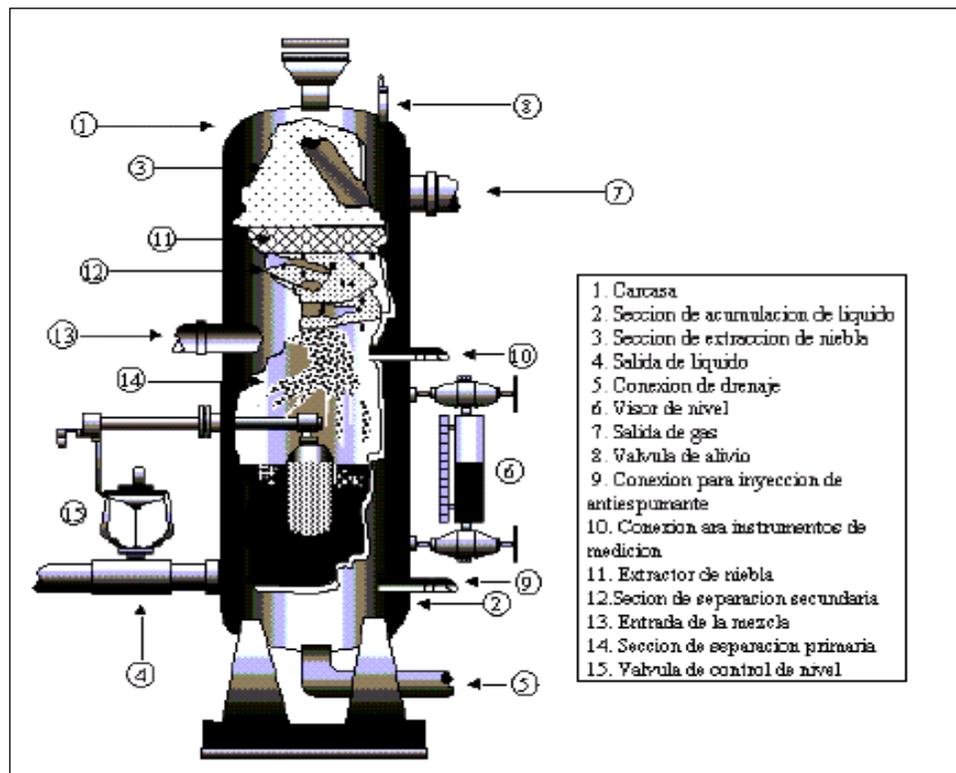


Figura N° 22: Separador Vertical Bifásico<sup>30</sup>

### 3.5.3 Sistemas de Medición de Petróleo

La fiscalización del almacenamiento y despacho de volúmenes de petróleo es obligatoria por disposiciones del ministerio de energía y minas, MINFRA y Ministerio de la Defensa, para los fines de control de la producción, exportación, refinación y consumo interno, regalías e impuestos.

Estos registros permiten cuantificar la tasa de producción de un pozo, así como, las mediciones de temperatura y porcentaje de agua disuelta en el crudo; parámetros necesarios para determinar la gravedad específica real del petróleo y el volumen neto producido.

<sup>30</sup> Fuente: [www.pdvsa.com.ve](http://www.pdvsa.com.ve)

Para la medición de los fluidos provenientes de un pozo, se usa un separador-medidor llamado separador de prueba o medida, que posee un sistema registrador de las descargas de fluido, hechas por el separador en un tiempo determinado o un contador mecánico o de desplazamiento positivo, que contabiliza la cantidad del fluido que pasa a través de él, en un tiempo determinado. En uno u otro caso, el número de descargas dependerá de la producción del pozo.

Para la medición del gas de cada pozo individualmente, se utiliza un medidor instalado en la tubería de gas del separador-medidor, el cual tiene conexiones a ambos lados de una placa de orificio variable. El diámetro de la placa de orificio a ser usado para cada pozo depende de la cantidad de gas producido por éste.

Para la medición del contenido de agua en la mezcla de fluidos provenientes de los pozos, se utiliza un toma-muestras automático el cual se instala en la tubería de entrada de los fluidos al separador-medidor.

#### **3.5.4 Depuradores de Gas**

Son recipientes a presión de similares características a los separadores. La diferencia entre el separador de líquido/gas y el Depurador de gas, son los elementos físicos instalados en el depurador, que permitan purificar el gas y eliminar diminutas partículas de petróleo en suspensión, provenientes de los separadores de producción y medida.

Los depuradores de gas son diseñados para trabajar a volumen y presión constante, de tal manera que el gas sea más seco, evitando así el posible envío de líquido a las plantas compresoras.

##### a) Clasificación de los Depuradores de Gas

Según la función que cumplen dentro de la estación los podemos clasificar en:

- Depuradores de Gas General

Recibe gas proveniente del separador de producción general y del separador de medida.

- Depurador de Gas de Instrumentos

Recibe el gas bien sea de los separadores de gas o de los depuradores generales, esto con la finalidad de utilizarlo como alimentación o energía en la distribución que va a los instrumentos.

b) Componentes de un depurador

- Cuerpo

Es la estructura metálica en forma de cilindro donde se realiza el proceso de depuración, son de tamaños variados de acuerdo con el diseño.

- Entrada de gas

Es el punto de conexión con la línea de salida de gas de los separadores de producción general y medida, también se conoce como la línea de entrada o succión del depurador.

- Salida de gas

Es el punto de conexión con el Depurador, instalado en la parte más alta del mismo, permitiendo así la salida del gas más seco, para luego dirigirse a sus diferentes destinos, también se conoce como línea de descarga.

- Válvula by-pass

Permite desviar el líquido a drenar en el depurador.

- Válvula de seguridad

Esta válvula está colocada en la parte superior del depurador y su función es garantizar la seguridad del sistema y los operadores. Está calibrada para abrir a una determinada presión crítica de funcionamiento, evitando daños en el casco de un incremento abrupto de presión.

- Disco de ruptura

Está diseñado para romperse a una determinada presión, la cual debe ser ligeramente superior a la presión de apertura de la válvula de seguridad pero siempre inferior a la presión de trabajo del equipo.

- Ventana o tapa de inspección

Permite la inspección o realización de trabajos de limpieza en el interior del Depurador.

- Válvula de drenaje manual

Está conectada en la parte inferior del Depurador, la cual permite drenar manualmente el líquido hacia el tanque y fosa.

- Válvula automática

Funciona dependiendo de un control de cierre por alto nivel y solo tiene dos posiciones, abierta o cerrada y se conoce como válvula on-off. Controla el nivel de líquidos en el depurador.

- Controlador de nivel

Controla la válvula de salida de gas, permitiendo que esta cierre en caso de alto nivel, para evitar el envío de líquidos o de partículas líquidas hacia las plantas de compresión.

- Válvula de entrada de gas al depurador

Esta válvula permite el bloqueo de la entrada de gas al Depurador en caso de ocasionarse fallas en el sistema.

- Control de presión.

Está acoplado a una altura de control neumática que se coloca en la línea de gas hacia el venteo o mechurrio de la estación.

- Válvula de retención o check.

Esta válvula esta instalada en la línea de salida de gas del Depurador, para evitar el retorno de flujo.

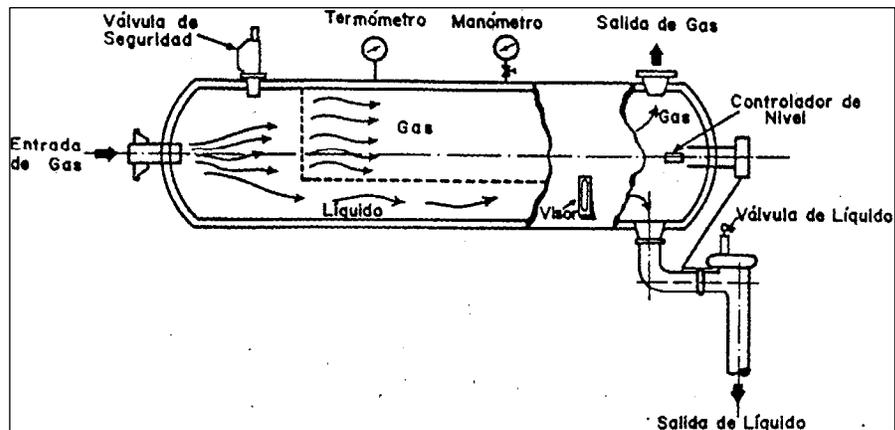


Figura N°23: Depurador de Gas Horizontal<sup>31</sup>

### 3.5.5 Tanques de Almacenamiento

Son recipientes cilíndricos que están destinados al almacenamiento temporal del petróleo y proporcionar la altura de succión mínima necesaria para la operación de las bombas de transferencia de crudo ubicadas inmediatamente después del tanque.

El número tanques y la capacidad total de almacenamiento deben ser suficientes para la recolección de la producción de varios días, una de las principales razones es la prevención de posibles fallas en el sistema de recolección de crudo, que puedan presentarse en cualquier momento. Es por esa razón que el número y su capacidad es uno de los principales requerimientos de diseño y de esta forma garantizar la producción por un determinado período de tiempo hasta llegar al tope de los inventarios, momento en el cual se paran operaciones en la Estación de Flujo.

<sup>31</sup> Fuente: [www.pdvsa.com.ve](http://www.pdvsa.com.ve)

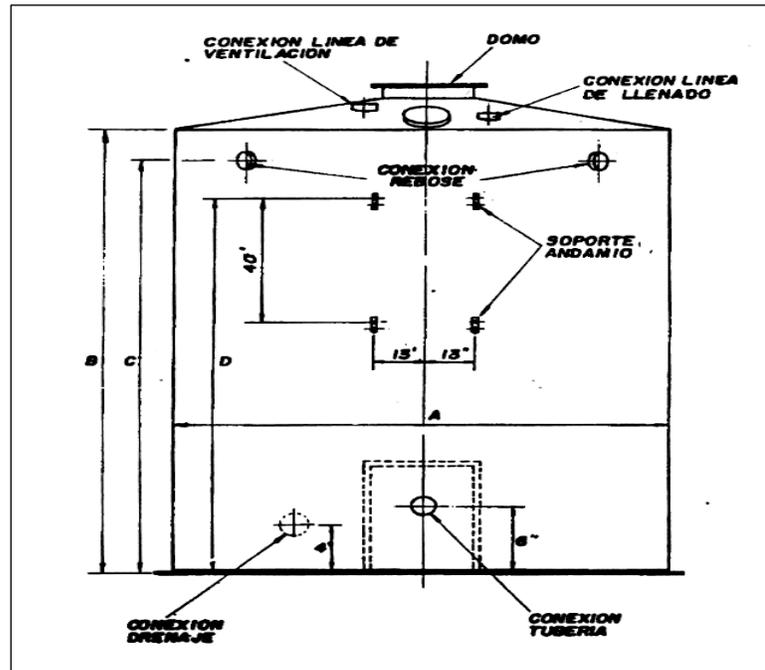


Figura N°24: Tanque de Almacenamiento<sup>32</sup>

#### a) Clasificación de los tanques

En la industria petrolera se construyen dos tipos de tanques para las operaciones de almacenamiento de crudo en la Estaciones de Flujo, estos son empernados y soldados.

- Los tanques empernados  
Son utilizados para pequeñas capacidades de almacenamiento.
- Los tanques soldados

Por el contrario, los tanques soldados son usados para grandes volúmenes de petróleo.

<sup>32</sup> Fuente: [www.pdvsa.com.ve](http://www.pdvsa.com.ve)

### 3.5.6 Bombas de transferencia

Las bombas de transferencia tienen la tarea de enviar el petróleo ya tratado que se encuentra en los tanques de almacenamiento hacia el Patio de Tanque u otras Plantas. El tipo de equipo a implementar está en función de la viscosidad del petróleo que se maneje; si es pesado el crudo, se recomienda el uso de bombas reciprocantes, para los crudos livianos se emplean bombas del tipo centrífugas.

Las bombas de transferencia forman parte de un conjunto de elementos, los elementos en conjunto forman parte del sistema de bombeo de la Estación, los tres (3) elementos que lo componen son:

1. Múltiple de succión

Es la tubería proveniente de los tanques de almacenamiento para alimentar la succión del tren de bombas.

2. Conjunto motor-bomba

Este conjunto es el sistema impulsor del petróleo hacia la red de oleoductos. La bomba es el elemento hidráulico del conjunto y el motor es el elemento motriz.

3. Múltiple de descarga

Es el sistema de tuberías donde convergen las descargas del conjunto de bombas, la cual finalmente se une con un oleoducto que va hacia su destino final.

- a) Clasificación de las bombas de transferencia de crudo

En las Estaciones de Flujo se utilizan dependiendo del tipo de crudo que se maneje en ella distintos tipos de bombas, estas son:

- Bombas Reciprocantes
- Bombas Centrífugas

- Bombas de Tornillo

La fuerza motriz por medio de la cual se impulsa a las bombas también varía, aunque esto depende ya del tipo de bomba que se tenga, esas son:

- Bombas impulsadas por motor eléctrico
- Bombas impulsadas por motores de combustión
- Bombas impulsadas por presión de gas

Es importante señalar que algunas bombas que requieren mayor presión de succión se les anexa una bomba de menor tamaño del tipo centrífuga a su línea de entrada o de succión, las cuales son llamadas bombas de carga.

### 3.5.7 Tanques de Lavado

Los tanques de lavado se han usado desde hace muchos años en la deshidratación de petróleos emulsionados. Su objetivo es proveer el tiempo de residencia necesario para el tratamiento de la emulsión agua en petróleo y demás componentes asociados a la mezcla (lodo o arenas) que vienen con el petróleo desde los pozos. Su funcionamiento se basa en el principio gravedad diferencial.

En Venezuela, la práctica de usos de tanques de lavado ha sido corriente para crudos pesados (18 °API<sup>33</sup>). Por ejemplo, en algunos campos petroleros ubicados 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°C (140 y 180 °F) y con un tiempo de residencia en el tanque de lavado entre 10 y 20 horas.

---

<sup>33</sup> American Petroleum Institute

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.

El proceso de deshidratación ocurre de la siguiente forma: El líquido entra al tanque por medio de un distribuidor que hace que la emulsión se divida lo más finamente posible, permitiendo la coalescencia de las partículas del agua. La emulsión fluye a través del tanque siguiendo una trayectoria inclinada, ascendente y en zig-zag provocada por el arreglo de baffles o desviadores, los cuales permiten incrementar el tiempo de residencia de la emulsión dentro del tanque. Seguidamente penetra en una zona de emulsión donde el agua libre remanente se asienta. Seguidamente como consecuencia del principio de gravedad diferencial, el petróleo por ser más liviano que el agua pasa a la zona superior, donde finalmente el petróleo libre desde la mayor cantidad de agua (las exigencias de refinación son de un 0.5%) y arenas, sale por la parte superior del tanque hacia los tanques de almacenamiento y el agua pasa a un sistema de tratamiento de efluentes para luego ser reinsertados al medio ambiente.

En cuanto al 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, sin embargo antes de entrar al tanque existen unos separadores de gas atmosféricos o “botas” que hacen funciones de separadores de gas.

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.

### a) 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.

#### ▪ 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:

1. La superficie formada por petróleo deshidratado
2. La zona media constituida por emulsiones
3. La zona inferior que contiene agua de lavado

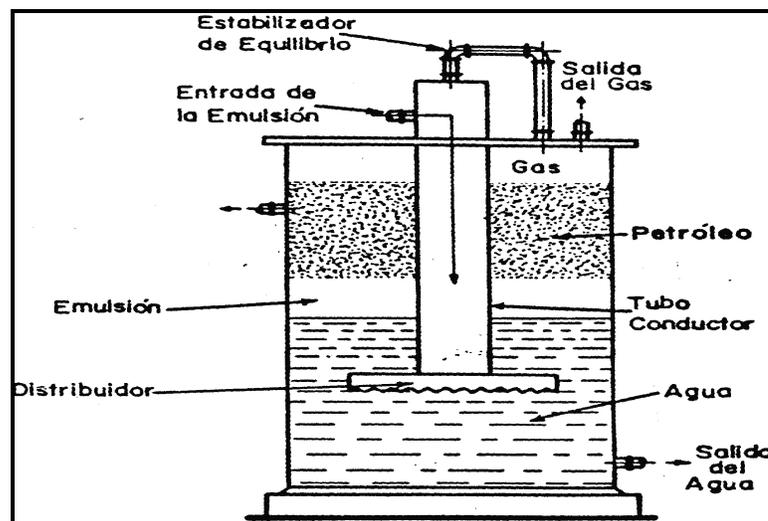


Figura N°25: Zonas de Separación de Fases

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

- **Los sistemas deflectores o baffles**

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:

1. Evitar la canalización de la emulsión y, por lo tanto, mejorar la separación crudo-agua
2. Minimizar los problemas de turbulencia
3. Mejorar el grado de coalescencia
4. Orientar el sendero óptimo que deben seguir los fluidos dentro del tanque,
5. 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.

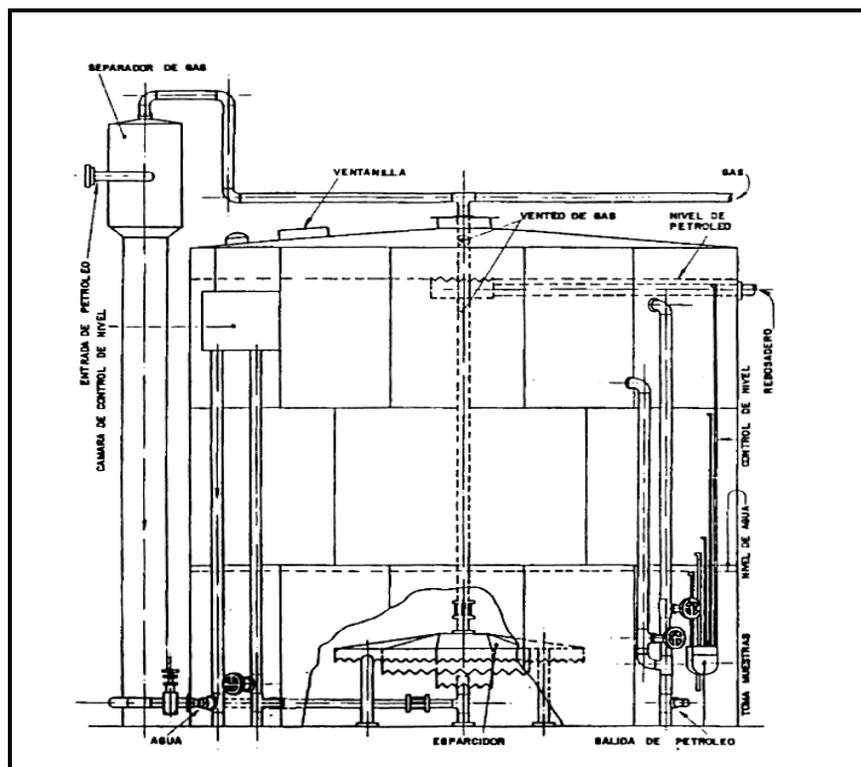


Figura N°26: Tanque de Lavado<sup>34</sup>

<sup>34</sup> Fuente: [www.pdvsa.com.ve](http://www.pdvsa.com.ve)

### 3.5.8 Calentadores

Los Calentadores son equipos instalados en las Estaciones de Flujo en tierra los cuales generan energía calorífica (BTU<sup>35</sup>) para calentar las tuberías o serpentines por donde fluye petróleo, para de esta manera elevar y/o mantener la temperatura deseada del mismo. Su uso esta limitado a estaciones en donde se maneje crudos pesados o de ° API menores a 14.

#### a) Tipos de Calentadores

Los tipos de calentadores que son instalados en las Estaciones de Flujo que manejan crudos pesados son:

- Calentadores a fuego directo. En la industria petrolera se usan cuatro tipos de calentadores a fuego directos, estos son:
  1. Calentadores de tipo tubular
  2. Calentadores de fluido de tipo camisa
  3. Calentadores de volumen
  4. Calentadores tipo caja de fuego interno o Fogón

#### b) Componentes de un calentador de petróleo

##### 1. Pilotos de encendido.

Los pilotos son boquillas colocadas al lado de cada quemador, cuya finalidad es mantener una llama permanente capaz de prender el quemador, cada vez que este se apague por acción de la válvula reguladora de temperatura evitando así la acumulación de gas en el hogar. El suministro de gas a los pilotos se hace por una línea independiente, tomada antes de la válvula reguladora. El número de pilotos varían desde 9 hasta 21 pilotos en los diferentes calentadores instalados.

---

<sup>35</sup> British Thermal Unit

## 2. Quemadores de gas.

Generalmente están colocados en el piso del calentador, y su función es producir la cantidad de calor necesario para calentar el crudo, preparando una mezcla de combustible adecuada con el aire que entre por los registros, y el gas suplido a cada uno y quemándola. El número de quemadores es igual al número de pilotos por lo que también varían desde 9 hasta 21 quemadores.

## 3. Cámara de combustión.

Es una cámara o caja que tiene un revestimiento refractario internamente, con el fin de evitar la dispersión o pérdida de calor. El material aislante que reviste a la cámara de combustión, puede ser de ladrillos refractarios, cartón, y cemento refractario.

## 4. Serpentes.

Son tubos de una aleación de acero especial para soportar altas temperaturas, los más comúnmente usados son los de tipo horizontal con llama externa a los tubos.

## 5. Tapas o ventanas de ventilación.

Están colocadas en las partes laterales del calentador y como su nombre los indica sirven para airear el calentador.

## 6. Mirillas.

Están situadas en las paredes laterales y en dirección a cada quemador y permiten observar la condición de la llama de cada quemador.

## 7. Chimenea.

Esta situada en la parte mas alta del calentador y su función es canalizar el tiro de los productos de la combustión, el tiro se regula por medio de *Dampers*, el

cual consiste en un regulador en la mitad de la altura de la chimenea y cuya función es ajustar el tiro de los gases de la combustión.

#### 8. Línea y válvulas Instaladas en la Entrada de gas combustible.

Las líneas de entrada de gas combustible varían entre 3" y 8" y presión de 15 a 25 psig<sup>36</sup> las válvulas instaladas difieren de 5 a 9 por calentador y pueden ser operadas de cualquiera de las modalidades que se dispongan (eléctricas, automáticas, etc.)

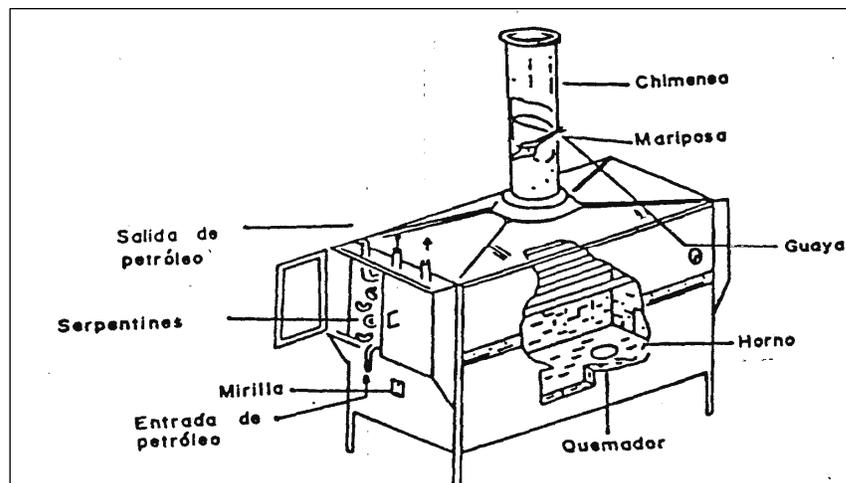


Figura N27: Calentador de Crudo<sup>37</sup>

### 3.6 Equipos y Sistemas Auxiliares de una Estación de Flujo

Una estación recolectora de flujo debe estar equipada además de los equipos de proceso por equipos auxiliares, los cuales realizan tareas de soporte dentro de la instalación. Entre los equipos o sistemas auxiliares se encuentran comúnmente instalados en una estación son los siguientes:

- **Equipos para medición**

Son aquellos utilizados en la medición de gas, petróleo y contenido de agua.

<sup>36</sup> Pound Square Inches

<sup>37</sup> Fuente: [www.pdvs.com.ve](http://www.pdvs.com.ve)

- **Sistema eléctrico**

El sistema eléctrico de una estación de flujo está constituido básicamente por cables de distribución, transformadores, rectificadores, generadores, motores primarios y el alumbrado.

- **Equipos para bombear y controlar la inyección de química para prevenir la formación y/o eliminar la espuma.**

Este equipo está constituido por un recipiente que contiene una mezcla de silicón y gasoil, una bomba con su respectivo contador acoplado al recipiente, la cual inyecta esa mezcla en un sitio previamente determinado como el más adecuado para inyectar y contrarrestar la formación de espuma en los tanques de la estación.

- **Equipos para bombear y controlar la inyección de química para deshidratación del crudo**

Están constituidos básicamente, por los mismos equipos mencionados en el caso anterior (recipiente, bomba y contador), pero es conveniente tener un recipiente que posea suficiente capacidad y una bomba que pueda ser regulada fácilmente, a las diferentes tasas de inyección requeridas.

- **Sistemas para prevenir la contaminación (sumideros y fosas)**

Debido a la necesidad de evitar la contaminación y mantener el equilibrio ecológico, son muchas las modificaciones hechas y que actualmente se hacen a instalaciones ya existentes y nuevas, para eliminar totalmente los desbordamientos de sustancias contaminantes.

- **Sistemas de Telemetría para detectar fallas en equipos**

Son detectores de fallas, instalados en los sitios de interés, las señales de tales detecciones pueden ser recogidas, ampliadas y enviadas a lugares bastante distantes de la instalación, a través de cables telefónicos, radio o por micro-ondas.

- **Sistemas de para-rayos**

Su función primordial es la de atraer los rayos producidos por descargas eléctricas que podrían originar incendios de gran magnitud en cualquiera de las

instalaciones. Para ello y dependiendo de la instalación, se colocan simétricamente y a una cierta altura superior a la de los equipos de la estación, si hay cuatro tanques se instalan cinco; si hay seis tanques se instalan siete; y así sucesivamente.

- **Tanques Auxiliares**

Además de los tanques utilizados para el almacenamiento temporal de los fluidos provenientes de los pozos pertenecientes a una estación de flujo, existen otros tanques de menor capacidad cuyo propósito es el de almacenar en ellos diferentes sustancias utilizadas en la operación en la estación tales como: gasoil, aceite, silicón, agua, química deshidratadora y otros solventes.

- **Equipos de Seguridad**

Para desarrollar todas y cada una de las operaciones que se realizan en las Estaciones de Flujo de manera más segura; en la mayoría de ellas es necesario instalar ciertos equipos de seguridad tales como: equipo de niebla, llovizna o de primeros auxilios equipos de protección contra gases nocivos tales como H<sub>2</sub>S y otros.

- **Protección Catódica**

Son sistemas usados comúnmente en las instalaciones del lago y tierra para controlar la corrosión. Mediante un rectificador, se suministra la corriente necesaria a los ánodos instalados en las diferentes estructuras, tuberías, que van a ser protegidas. El suministro de corriente es variable y depende del tipo de estructura o equipo y del voltaje propio del metal a proteger.

## **CAPÍTULO IV**

# **METODOLOGIA PARA ELABORAR CURVAS COSTO/CAPACIDAD**

---

*Capítulo IV***METODOLOGIA PARA ELABORAR CURVAS  
COSTO/CAPACIDAD**

En este capítulo se presenta la metodología que se desarrolló para la elaboración de la Curva Costo/ Capacidad para ejecutar Estimado de Costos Clase V para Estaciones de Flujo en tierra (ver capítulo II). La misma se describe a continuación:

**4.1. Recopilación de Información**

La recopilación de la información permite documentar y proporcionar la información teórica y técnica necesaria para el desarrollo del proyecto, el cual se realizó de la siguiente manera:

- a) Consulta a Bibliotecas y Centros de Información.** Con la finalidad de documentar el proyecto se consultaron referencias bibliográficas y documentos referidos a Estaciones de Flujo.
- b) Visitas a las Estaciones de Flujo.** Con el objetivo de conocer los procesos y los diferentes componentes de una Estación de Flujo, se realizaron visitas a instalaciones en tierra que se encuentran ubicadas en los distritos operacionales Oriente, Occidente y Sur.
- c) Entrevistas con el personal especializado en Estaciones de Flujo.** Debido a la diversidad de diseños de Estaciones de Flujo en tierra, se realizaron entrevistas con el personal especializado en su diseño y construcción, con el fin de establecer los criterios de selección para la Estación de Flujo objeto de estudio.

**4.2. Selección de la Estación de Flujo**

En base a los criterios establecidos a partir de las entrevistas realizadas con el personal especializado, se seleccionó la Estación de Flujo en tierra.

#### **4.3. Aplicación del Procedimiento Seleccionado para la Ejecución de los Estimados de Costo Clase V**

Una vez seleccionada la Estaciones de Flujo, se procedió a la ejecución de los estimados de Costo Clase V, siguiendo las pautas establecidas en el procedimiento de Estimado de Costos empleado en PDVSA. Para el desarrollo de esta etapa se emplearon programas de Estimación de Costos de PDVSA: S.A.F.<sup>62</sup> y S.I.B.Y.C.<sup>63</sup> (ver Capítulo II).

#### **4.4. Obtención de la Curva Costo/ Capacidad**

Con los Costos obtenidos a partir de la aplicación del procedimiento para la ejecución del Estimado de Costo Clase V, se elaboró la Curva de Costo/ Capacidad para Estaciones de Flujo en tierra.

#### **4.5. Actualización de la Curva**

Con el objetivo de Escalar (ver Capítulo II) los Costos y obtener resultados actualizados a partir de la Curva Costo/ Capacidad, se desarrollo la fórmula la formula escalatoria.

---

<sup>62</sup> Sistemas de Almacenamiento de Fluidos

<sup>63</sup> Sistemas de Bombeo y Compresión

**CAPÍTULO V**  
**DESARROLLO DE CURVA COSTO/ CAPACIDAD**

---

*Capítulo V***DESARROLLO DE CURVA COSTO/ CAPACIDAD**

Como resultado de la aplicación de la metodología planteada se obtuvieron los siguientes resultados:

**5.1 Información Recopilada****5.1.1 Entrevistas realizadas al personal especializado en Estaciones de Flujo**

Antes de la reestructuración de PDVSA, cada empresa filial trabajaba bajo sus propias filosofías y criterios operacionales. Sin embargo, una vez iniciado el proceso de transformación e integración de PDVSA y sus empresas filiales en el año 1.998, PDVSA como casa matriz reestructuró su organización y lineamientos operativos en búsqueda de un mayor aprovechamiento de las oportunidades de mercado, reducción de los Costos, efectiva utilización de los activos y el establecimiento de planes de negocio en concordancia con las políticas de desarrollo nacional.

En el caso particular del diseño de Estación de Flujo construidas en tierra, PDVSA en su continuo proceso de integración y estandarización de criterios, ha venido desarrollando nuevos proyectos para estandarizar el diseño de Estación de Flujo.

La estandarización del diseño modular de Estación de Flujo tiene como objetivo de modernizar, estandarizar y adaptar las instalaciones existentes al nuevo esquema de diseño.

Como resultado de las entrevistas realizadas con el personal especializado en Estación de Flujo de la Gerencia de Ingeniería y Proyectos de Oriente de PDVSA, se propuso que para el desarrollo de las Curvas Costo/Capacidad de Estimación de Costos Clase V, se tomara como estación para el estudio el proyecto “Estación de

*Flujo Modular*<sup>66</sup> desarrollado por PDVSA Oriente para la estandarización de Estación de Flujo construidas en tierra en el Distrito Operacional Morichal, Estado Monagas. (ver Anexo IV)

### 5.1.2 Estación de Flujo Seleccionada

La Estación de Flujo Modular es un proyecto desarrollado para estandarizar el diseño y construcción de las áreas de proceso de las futuras Estaciones de Flujo en tierra, para el Distrito Morichal, Estado Monagas.

La principal característica de la Estación de Flujo Modular es su versatilidad de aumentar su capacidad de producción, sin necesidad de detener el proceso productivo, debido a que está diseñada en módulos o paquetes. Los módulos que conforman la estación son:

- Módulo de múltiple de producción/ prueba: Conformado por el múltiple de producción y prueba
- Módulo de producción/ depuración: Integrado por los separadores de producción y depuradores de gas
- Módulo de prueba: Formado por los separadores de prueba y el calentadores de gas
- Módulo de tanques: Contiene los tanques de almacenamiento
- Módulo de bombas: Conformado por las bombas de transferencia

La Estación de Flujo Modular se diseñó para un rango de capacidad de operación desde de 14 MBFD<sup>67</sup> hasta 28 MBFD.

---

<sup>66</sup> PDVSA

<sup>67</sup> Miles de Barriles de Fluido por Día

Las premisas utilizadas en el diseño son:

CRUDO	13,3 API
PRODUCCIÓN POR POZO	1000 Barriles./ día
AGUA Y SEDIMENTOS	55%
RELACIÓN DE GAS-PETRÓLEO (RGP)	3000
TASA DE PRODUCCIÓN DE GAS	1,35 MMPCND <sup>68</sup>

Tabla N° 5: Premisas de Diseño para Estaciones de Flujo Modular

Cuando la tasa de producción de los pozos asociados a la Estación sobrepase la producción de 28 MBFD, se deberá instalar otra Estación de Flujo modular para satisfacer la producción requerida.

Las ventajas de una Estación de Flujo diseñada en módulos son las siguientes:

- Máxima seguridad de operación
- Facilidad al ampliar los rangos de capacidad de los módulos
- Máxima operabilidad y simplicidad de operación
- Máximo factor de servicio
- Mínimo costo

## 5.2 Resultados obtenidos al aplicar el procedimiento para Estimar Costos Clase V

### 5.2.1 Bases y alcance

Antes de comenzar la ejecución de los Estimados de Costos se deben establecer las bases y los alcances.

<sup>68</sup> Millones de Pies Cúbicos Normales de Gas

- La fecha base establecida como base de los Estimados de costo fue diciembre de 2002 y los índices del Banco Central de Venezuela (ver Anexo V) correspondientes a la fecha base del Estimado

Los alcances de los Estimados clase V para Estación de Flujo son:

1. Suministro e instalación de equipos principales
2. Suministro e instalación de materiales a granel
3. Transporte y nacionalización de equipos y materiales
4. El Costos del proyecto está asociado únicamente al límite de batería interno (área de proceso)
5. Servicios de ingeniería, procura y gerencia
6. Impuestos
7. Están excluidos valor del terreno, el costo de las facilidades como subestación eléctrica, carreteras de acceso y otros servicios

### **5.2.2 Resultados**

Para la ejecución de los Estimado de Costos se utilizó el procedimiento para ejecutar Estimado de Costos clase V (Anexo III).

El primer paso fue identificar los parámetros de diseño de los equipos de la Estación de Flujo Modular. Luego estos parámetros se utilizaron para obtener los Costos en fábrica de los equipos de proceso a través de los programas de Estimación de Costos.

A partir de los Costos en fábrica, se calcularon los Costos directos e indirectos empleando los factores de cálculo obtenidos del procedimiento de Estimación de Costos Clase V.

Los parámetros de diseño de los equipos de la Estación de Flujo Modular, son:

EQUIPOS	TIPO	CAPACIDAD	TEMP. DE DISEÑO (°F)	PRESIÓN DE DISEÑO (PSIG)	PODER CALORIFICO MMBTU/HR	CABEZAL DE DESCARGA (' DE H2O)	POT. (HP)
Sep. de producción	Horizontal	14 MBFPD	250	150			
Sep. de medida	Vertical	2,3 MBFD	250	150			
Depuradores de gas	Vertical	20 MMPCG	250	150			
Calentador de crudo	Indirecto		350	150	3		
Tanque de almacenamiento	Techo Cónico	5 MBLS	210	0,071			
Bombas	Recprcncte	12 MBPD	100			692	200

Tabla N° 6: Parámetros de Diseño de los Equipos

A continuación se presentan los resultados de los Estimados de costo.

#### a) Estimado de Costo para Separador de Producción

Para el cálculo del costo del separador de producción se utilizó el programa de Estimación de Costos S.A.F., para ello se seleccionó el Código ASME<sup>69</sup>, Sección VIII.



Figura N° 28: Programa S.A.F

Para iniciar los cálculos, el programa solicita los parámetros de diseño del equipo, ya que en base a ellos se determinan las cantidades de materiales y luego en base a estas cantidades, determina el costo.

<sup>69</sup> American Society of Mechanical Engineers

-CODIGO ASME-		
PRESION	(KPA)	: 1034.22
TEMPERATURA	(°C)	: 100
DIMENSIONES o CAPACIDAD :		
DIAMETRO	(H)=	2.29
LONGITUD	(H)=	8.53
CAPACIDAD	(M3)=	41.42
FLUIDO o MATERIAL :		
FLUIDO	=	
MATERIAL	=	A-516

Figura N° 29: Parámetros de Diseño de Separador de Producción, Programa S.A.F.

Después de cargados los datos de los parámetros del diseño del equipo, el programa comienza su rutina de cálculo, antes de dar los resultados finales aparece en pantalla la opción de escalar los Costos a la fecha que se deseen. El programa tiene como fecha base Agosto de 1990, así que se escalaron los Costos hasta Diciembre de 2002. A continuación se presenta la pantalla del programa, donde se solicitan los índices del Banco Central de Venezuela, la paridad cambiaria y la tarifa promedio de mano de obra según el contrato petrolero, todos ellos necesarios para el calculo.

TABLA DE ESCALACION	
-MES	: 12
-AÑO	: 2002
-INDICE DEL ACERO	: 36853,7
-INDICE PROMEDIO	: 23385,2
-TARIFA PROMEDIO	: 33600
-CAMBIO DEL DOLAR	: 1400

Figura N° 30: Escalación, Programa S.A.F

Finalmente se obtiene el Estimado total para el separador de producción. De los resultados obtenidos sólo se tomará el costo del equipo sin incluir labor de instalación.

RECIPIENTE HORIZONTAL SIMPLE PARED								
DESCRIPCION	DATOS GENERALES		MATERIALES		LABOR		TOTAL	
	UND.	CANT.	MMBs.	M\$	HH	MMBs.	MMBs.	M\$
EQUIPO	M-Kg	8.0	26.4		900.4	30.3	56.7	
TUBERIA	H	80.0	4.6	10.5	559.7	18.8	23.3	10.5
INSTRUMENTACION	Pza.	9.0		28.5	61.7	2.1	2.1	28.5
REVESTIMIENTO	M <sup>2</sup>	100.2		3.8	272.4	9.2	9.2	3.8
CIVIL	M3	6.5	3.2		194.7	6.5	9.7	
TOTAL			34.1	42.8	1988.9	66.8	100.9	42.8
ESTIMADO TOTAL : 160821400.00 Bs								

Figura N° 31: Costo de Separador de Producción, Programa S.A.F.

El costo para el separador de producción horizontal es de 26,4 MMBs. Seguidamente se procedió a calcular los Costos Directos, Indirectos y Costo Total.

Para determinar el Costo Total Instalado se debe multiplicar por los factores de conversión para Costos indirectos, para los Costos indirectos asociados al equipo, se multiplica el Costo Total Instalado por factores para estimar Costos indirectos (demostrados en el anexo 3), y finalmente la suma de todos los Costos proporcionará el Estimado Total del Separador de Producción.

Tipos de Equipos	Costo Equipo (MMBs)	Factor	CTI (MMBs)	Transporte, seguros (MMBs)	Procura, Gerencia (MMBs)	Estimado Total (MMBs)
Separador de Producción	26,4	4,0	105,6	12,7	34,8	153,1

Tabla N° 7: Estimado Total Separador de Producción

### b) Estimado de Costo para Separador de Prueba

El procedimiento de cálculo para los separadores de prueba es el mismo que se aplicó para el separador de producción, esto es debido a que se utiliza el mismo programa, la diferencia en el procedimiento está en la selección de la forma del recipiente, dado que los separadores de prueba son verticales mientras que los de producción son horizontales. Los resultados que se obtuvieron fueron los siguientes:

RECIPIENTE VERTICAL SIMPLE PARED								
DESCRIPCION	DATOS GENERALES		MATERIALES		LABOR		TOTAL	
	UND.	CANT.	MMBs.	M\$	HH	MMBs.	MMBs.	M\$
EQUIPO	M-Kg	2.9	9.7		414.1	13.9	23.6	
TUBERIA	M	88.0	4.5	18.5	559.7	18.8	23.3	18.5
INSTRUMENTACION	Pza.	9.0		28.5	61.7	2.1	2.1	28.5
REVESTIMIENTO	M <sup>2</sup>	52.9		2.2	222.7	7.5	7.5	2.2
CIVIL	M3	2.7	1.3		79.7	2.7	4.0	
TOTAL			15.6	41.2	1337.8	45.0	68.5	41.2
ESTIMADO TOTAL : 118179300.00 Bs								

Figura N° 32: Costo de Separador de Vertical, Programa S.A.F

El costo asociado al equipo es de 9,7 MMBs. Al igual que se realizó anteriormente para los separadores de producción, se aplican los mismos factores de costo.

Para determinar los Costos indirectos asociados al equipo, se multiplica el CTI por los factores, y finalmente la suma de todos los Costos es el Estimado Total del Separador de Prueba.

Tipos de Equipos	Costo Equipo	Factor	CTI (MMBs)	Transporte, seguros (MMBs)	Procura, Gerencia (MMBs)	Costo Equipo (MMBs)
Separador de Prueba	9,7	4,00	38,8	4,656	12,804	56,26

Tabla N° 8: Estimado Total De Separador De Prueba

### c) Estimado de Costo para Depurador de Gas

Para los depuradores se aplica el mismo procedimiento empleado en los dos casos anteriores, se utiliza el programa S.A.F y se emplean los mismos factores para determinar los Costos directos e Indirectos. Los resultados que obtuvieron fueron los siguientes:

RECIPIENTE VERTICAL SIMPLE PARED								
DESCRIPCION	DATOS GENERALES		MATERIALES		LABOR		TOTAL	
	UND.	CANT.	MMBs.	M\$	HH	MMBs.	MMBs.	M\$
EQUIPO	M-Kg	1.4	4522.8		273.3	9.2	13.7	
TUBERIA	M	80.0	4533.0	10.5	559.7	18.8	23.3	10.5
INSTRUMENTACION	Pza.	9.0		28.5	61.7	2.1	2.1	28.5
REVESTIMIENTO	M <sup>2</sup>	41.4		1.8	210.5	7.1	7.1	1.8
CIUIL	M3	1.7	859.1		49.5	1.7	2.5	
TOTAL			9914.9	40.8	1154.7	38.8	40.7	40.8
			ESTIMADO TOTAL : 10577900.00 Bs					

Figura N° 33: Costo de Depurador de Gas, Programa S.A.F.

El costo asociado al depurador de gas vertical es de 4.52 MMBs. Al igual que se realizó anteriormente para los separadores de producción, se aplican los mismos factores de costo. Los Costos indirectos asociados al equipo, se multiplica el CTI por los factores de costo, y finalmente la suma de todos los costos es igual al Estimado Total del Depurador de Gas.

Tipos de Equipos	Costo Equipo (MMBs)	Factor	CTI (MMBs)	Transporte, seguros (MMBs)	Procura, Gerencia (MMBs)	Estimado Total (MMBs)
Depurador de Gas	4,5	4,0	18,1	2,2	6,0	26,2

Tabla N°9: Estimado Total de Depurador de Gas

#### d) Cálculo para el Tanque de almacenamiento

Para el cálculo de los Estimados de costo del tanque de almacenamiento, se empleó el programa S.A.F., la opción de Norma API-650 es la que se emplea para el calculo de los tanques de almacenamiento. Seguidamente se desplegará la ventana mostrada a continuación en la que deben introducirse los parámetros de diseño del tanque.



Figura N°34 : Selección de Norma, Tanque de Almacenamiento, Programa S.A.F.

Una vez seleccionada la norma, el programa solicita los parámetros de diseño del tanque.

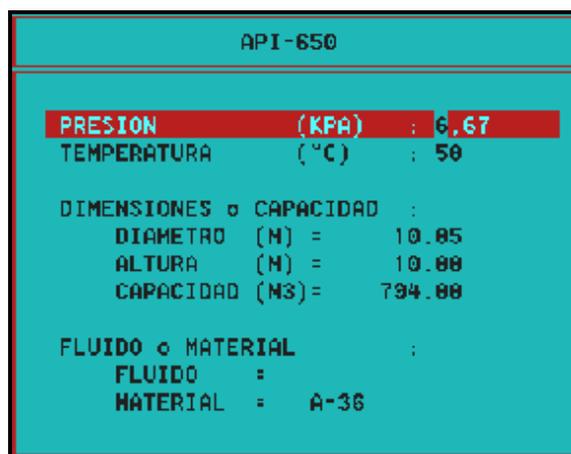


Figura N° 35: S.A.F. Parámetros de Diseño de Tanque de Almacenamiento, Programa S.A.F.

El procedimiento de ejecución del Estimado para los Tanques de Almacenamiento es el mismo, una vez introducidos los parámetros de diseño, el programa calcula los resultados finales como se muestra:

TANQUE TECHO CONICO AUTO-SOPORTADO								
DESCRIPCION	DATOS GENERALES		MATERIALES		LABOR		TOTAL	
	UND.	CANT.	MMBs.	M\$	HH	MMBs.	MMBs.	M\$
EQUIPO	M-Kg	33.1	113.9		2532.7	85.1	199.0	
TUBERIA	M	130.0	6.0	7.5	717.2	24.1	30.1	7.5
INSTRUMENTACION	Pza.	5.0		20.6	36.6	1.2	1.2	20.6
REVESTIMIENTO	M <sup>2</sup>	450.2	1.4		598.4	20.1	21.5	
CIUIL	M3	7.6	29.9		780.8	26.2	56.2	
TOTAL			151.2	28.1	4665.7	156.8	308.0	28.1
ESTIMADO TOTAL : 347327900.00 Bs								

Figura N° 36.: Costo Tanque de Almacenamiento. Programa S.A.F

El costo asociado al Tanque de Almacenamiento es de 113,9 MMBs. Para el caso particular del tanque de almacenamiento, el factor de conversión cambia, este es igual a 1,50

Para determinar los Costos indirectos asociados al equipo, se multiplica el Costo Total Instalado por los factores, y finalmente la suma de todos los Costos es el Estimado Total del Tanque de Almacenamiento.

Tipos de Equipos	Costo Equipo (MMBs)	Factor	CTI (MMBs)	Transporte, seguros (MMBs)	Procura, Gerencia (MMBs)	Estimado Total (MMBs)
Tanque de Almacenamiento	113,9	1,5	170,9	20,5	56,4	247,7

Tabla N° 10: Costos Total Tanque de Almacenamiento

### e) Estimados de Costos para Bombas de transferencia de crudo

Para el Estimado de costo de las bombas de transferencia se utilizó el programa de Estimación de Costos S.I.B.Y.C. A continuación se presenta el

procedimiento de cálculo del programa para estimar el costo de las bombas de transferencia de crudo.

Como en los casos anteriores, el programa solicita los parámetros de diseño del equipo.

TABLA DE DATOS	
-PRESION DE TRABAJO (KPA)	: 2120.15
-TEMPERATURA (°C)	: 37.70
-ALTURA DE ELEUACION (m)	: 211.13
-CAUDAL (m <sup>3</sup> /h)	: 80.52

Figura N° 37: Parámetros de Diseño de Bomba Reciprocante. Programa S.I.B.Y.C.

Una vez establecidos los parámetros de diseño, el programa S.I.B.Y.C. ejecuta sus tareas de cálculo, al igual que el programa S.A.F. se escalaron los resultados, para finalmente obtener los Estimados para la fecha base, Diciembre 2002. Los resultados que se obtuvieron fueron:

BOMBA RECIPROCANTE DOBLE ACCIONADA POR VAPORES								
DESCRIPCION	DATOS GENERA.		MATERIALES		LABOR		TOTAL	
	UND.	CANT.	MNBs	M\$	NHH	HMBs	MMBs	N\$
EQUIPOS	Pza	2.0		69.4	0.09	3.0	3.0	69.4
TUBERIA	in	50.0	44.9	9.7	0.4	12.7	57.6	9.1
INSTRUMENTACION	Pza	11.0		31.7	0.06	1.9	1.9	31.7
REVESTIMIENTO	m <sup>2</sup>	12.0	0.03		0.006	0.2	0.2	
CIVIL	m <sup>3</sup>	1276.5	775.5		33.9	1138.7	1914.3	
<b>TOTAL</b>			<b>820.5</b>	<b>110.2</b>	<b>34.4</b>	<b>1156.6</b>	<b>1977.1</b>	<b>118.2</b>
			<b>ESTIMADO TOTAL : 2131367000.0 Bs.</b>					

Figura N° 38: Estimado Total, Bomba Reciprocante, Programa S.I.B.Y.C.

El costo de la Bomba de Transferencia en Bolívares equivalentes a 34,7 MUS\$ fue de 48,5 MMBs. Tomando en consideración que la paridad cambiaria utilizada fue 1.400 Bs/US\$ (Diciembre 2002).

Para obtener el Estimado total de la bomba, se empleó el mismo procedimiento que en los casos anteriores; se multiplicó el costo del equipo en fábrica por el factor de conversión para determinar el costo de instalación (3,50).

Para determinar los Costos directos asociados al equipo, se multiplica el CTI por los factores (0,12 y 0,33), y finalmente la suma de todos es igual al Estimado Total de la Bomba de Transferencia.

Tipos de Equipos	Costo Equipo (MMBs)	Factor	CTI (MMBs)	Transporte, seguros (MMBs)	Procura, Gerencia (MMBs)	Estimado Total (MMBs)
Bomba de Transferencia	97,7	3,00	293,10	35,17	96,72	425,00

Tabla N° 11: Estimado Total Bomba Reciprocante

#### f) Cálculo para el calentador de gas

Para el Estimado del calentador de gas no se pudo emplear el programa destinado para intercambiadores de calor, debido a determinados parámetros de diseño que no están especificados en el proyecto de la Estación de Flujo Modular. Por tal motivo se buscó otra fuente de información para obtener el costo del calentador de gas.

Para el cálculo del costo de instalación se utilizó el factor de costo de instalación para intercambiadores de calor (3,00), y se aplicaron los mismos factores empleados en los casos anteriores para determinar los Costos indirectos. Los resultados que se obtuvieron fueron los siguientes:

Tipos de Equipos	Costo Equipo (MMBs)	Factor	CTI (MMBs)	Transporte, Seguros (MMBs)	Procura, Gerencia (MMBs)	Costo Equipo (MMBs)
Calentador de Gas	532	3,00	1596,00	191,52	526,68	2314,20

Figura N° 12: Costo Total de Calentador de Gas

### 5.3 Curva Costo/Capacidad

Para determinar la ecuación de la Curva Costo/ Capacidad, se calcularon las variables del modelo matemático de la curva, a partir de un análisis de ajuste de datos (capacidad-cotos).

La selección de las capacidades de las Estaciones de Flujo de diseño modular, se basó en la propuesta hecha por el personal especializado en Estaciones de Flujo de PDVSA Oriente, debido a que no existen criterios para la selección de capacidades cuando se realiza este tipo de estudios, además la capacidad de diseño corresponde exclusivamente a las características y volumen de crudo a ser extraído (ver Anexo I).

Las capacidades propuestas para el estudio fueron 14, 21 y 28 MBFD. Seguidamente se establecieron el número de equipos de proceso, en función de la capacidad de las tres (3) Estaciones de Flujo seleccionadas. Los resultados fueron los siguientes:

CAPACIDAD (MBD)	14	21	28
<b>RECIPIENTES</b>			
Separador de Producción (14 MBD)	1	2	2
Separador de Prueba (2,3 MBD)	1	1	1
Depurador de Gas (20 MMPCND)	1	1	2
Tanque de Almacenamiento (5 MBLS)	1	1	1
<b>BOMBAS</b>			
Bomba Reciprocante (12 MBD)	2	3	4
<b>INTERCAMBIADOR DE CALOR</b>			
Calentador de gas (2 MMBTU/HR)	1	1	1

Tabla N°13: Cantidades de equipos

Luego en base al número de equipos (tabla N° 13), se estimaron los Costos asociados a cada Estación de Flujo. Dado que los Estimados de cada equipo se obtuvieron anteriormente, el costo total de cada estación se calculó multiplicando el número de equipos por su Estimado de costo, de esta manera se obtuvo el Estimado

total de cada una de las estaciones de Flujo. A continuación se presenta de manera detallada, todos los Estimado de Costos Clase V.

CAPACIDAD (MBD)	14	21	28
<b>COSTOS DIRECTOS (MMBs)</b>			
I.- Costo Total Instalado	2641,3	3321,4	3672,3
<b>COSTOS INDIRECTOS (MMBs)</b>			
I.- Transporte, Seguro e Impuestos	317	398,6	440,7
II.- Gerencia, Ingeniería, Procura y Construcción	871,6	1096,1	1211,9
<b>CONTINGENCIA (25% del Costo total)</b>	660,3	830,3	918,1
<b>ESTIMADO TOTAL (MMBs)</b>	<b>4490,2</b>	<b>6020,0</b>	<b>6656,0</b>

Tabla N°14: Estimados Totales de las Estaciones de Flujo

Los Costos totales correspondientes a las capacidades, que fueron usados en el ajuste de datos para determinara las variables de la ecuación de la curva costo/ capacidad son:

CAPACIDAD (MBFD)	COSTO TOTAL (MMBS)
14	4490,2
21	6020,0
28	6556,0

Tabla N°15 Base de Datos para Elaborar la Curva Costo/ Capacidad

Luego de definidos la base de datos que se emplearía para determinar los valores a y b de la ecuación de la Curva Costo/ Capacidad, se programó la hoja de cálculo.

El procedimiento se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 \text{data} &:= \begin{pmatrix} 14 & 4490.2 \\ 21 & 6020.0 \\ 28 & 6656.0 \end{pmatrix} \\
 x &:= \text{data} \langle 0 \rangle & y &:= \text{data} \langle 1 \rangle \\
 F(x, a, b) &:= a \cdot x^b \\
 i &:= 0 \dots \text{last}(x) \\
 \text{SSE}(a, b) &:= \sum_i (y_i - F(x_i, a, b))^2 \\
 a &:= 1 \\
 b &:= 2 \\
 \text{Given} \\
 \text{SSE}(a, b) &= 0 \\
 \text{Minerr}(a, b) &= \begin{pmatrix} 1.07 \times 10^3 \\ 0.554 \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

Figura N°39 : Valores de a y b, Programa Mathcad

Los valores calculados de a y b, fueron:

a	1,07 x 10 <sup>3</sup>
b	0,554

Tabla N°16 : Resultados de a y b, Programa Mathcad

Finalmente, La ecuación de la Curva Costo/ Capacidad, al sustituir los valores queda de la siguiente manera:

$$CT = 1,07 \times 10^3 (\text{Capacidad})^{0,554}$$

Formula N° 17: Ecuación de Curva Costo/ Capacidad para Estaciones de Flujo en tierra

La ecuación que representa la correlación existente entre la capacidad y el Costo Total de las Estaciones.

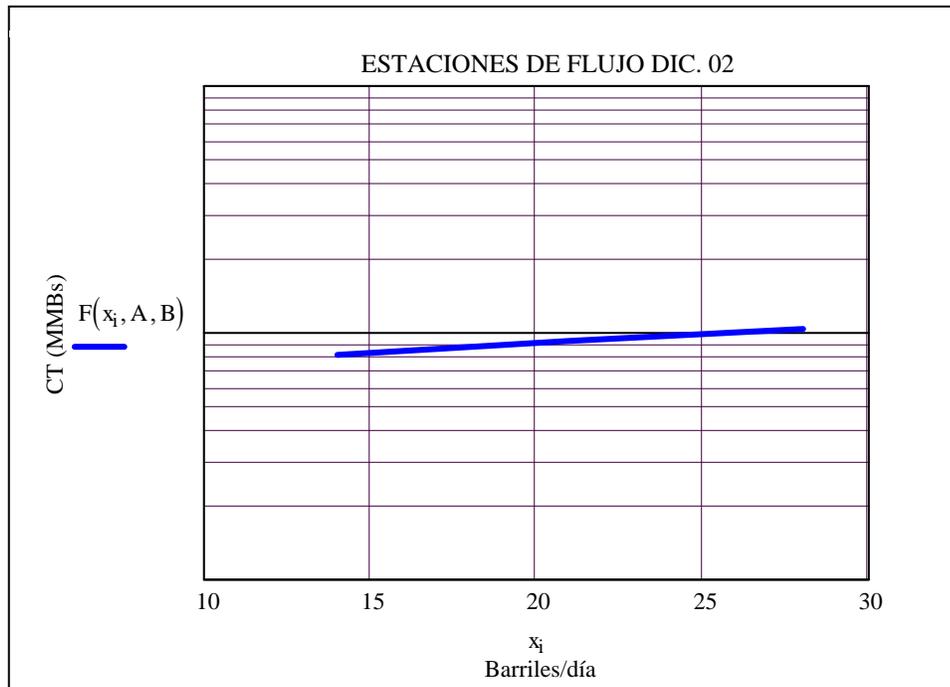


Figura N° 40: Curva Costo/Capacidad para Estaciones de Flujo en tierra, Dic. 02

El gráfico correspondiente a la Curva Costo/Capacidad que correlaciona las capacidades de diseño versus el Costo Total de la Estaciones de Flujo en tierra.

#### 5.4 Estructura de Costo

La estructura de Costos correspondiente al Estimado de las Estación de Flujo modular, permite establecer los porcentajes correspondientes a los diferentes elementos de costo tanto directos como indirectos, los cuales son coeficientes en la fórmula escalatoria. Es importante mencionar que los valores de materiales importados y nacionales corresponden a los promedios aritméticos en cada renglón de la estructura de las tres Estaciones de Flujo objeto de estudio. De esta forma se

garantiza que la formula escalatoria opere para todos los rangos de capacidades que se encuentran entre las propuestas (14, 21 y 28 MBFD).

Los porcentajes correspondientes a los componentes nacionales e importados se establecieron en base a la experiencia adquirida de proyectos anteriores, los valores que se establecieron fueron:

EQUIPOS	% IMPORTADO	% NACIONAL
Recipientes (separadores, depuradores, tanque de almacenamiento)	75%	25%
Calentador de Crudo	90%	10%
Bombas	80%	20%
Múltiple	25%	75%

Tabla N°17: Porcentajes Correspondientes a Materiales Nacionales e Importados

Los valores promedios aritméticos de los diferentes renglones de la estructura de costo, utilizados para determinar los porcentajes correspondientes a equipos y materiales nacionales e importados, se presentan a continuación:

DESCRIPCIÓN	CAPACIDADES EN MBFD			Promedio Aritmético
	14	21	28	
<b>I. Equipos Principales / Materiales</b>				
Recipientes	185,3	376,2	406,8	322,7
Calentadores	665,0	665,0	665,0	665,0
Bombas	244,3	441,4	533,5	406,4
Múltiples de tuberías	165,0	282,6	338,9	262,2
<b>Total Equipos y Materiales</b>	<b>1259,5</b>	<b>1765,1</b>	<b>1944,2</b>	<b>1656,3</b>
Materiales, mano de obra e insumos	2042,0	2385,3	2646,5	2357,9
<b>Costo total instalado ( CTI )</b>	<b>3301,6</b>	<b>4151,7</b>	<b>4590,4</b>	<b>4014,6</b>
<b>II. Costos Indirectos</b>				
Impuestos, Transporte y Seguros	396,2	498,2	550,8	481,7
Ing. Gerencia y Supervisión	1089,5	1370,1	1514,8	1324,8
<b>Total Indirectos</b>	<b>1485,7</b>	<b>1868,3</b>	<b>2065,7</b>	<b>1806,6</b>
<b>Estimado Total</b>	<b>4490,2</b>	<b>6020,0</b>	<b>6656,0</b>	<b>5722,1</b>

Tabla N°18: Estimado total de las Estaciones de Flujo

La estructura de costo que se empleo para el cálculo de los coeficientes de la fórmula escalatoria para Estación de Flujo en tierra es:

DESCRIPCIÓN	Factor IMPORTADO	Factor NACIONAL	Factor Total
<b>I. Equipos Principales / Materiales</b>			
Múltiple	0,06	0,01	0,07
Recipientes	0,06	0,01	0,07
Calentadores	0,03	0,01	0,04
Bombas	0,01	0,03	0,04
<b>Total Equipos y Materiales</b>	<b>0,16</b>	<b>0,06</b>	<b>0,22</b>
Costos de Construcción y Mano de Obra		<b>0,48</b>	<b>0,48</b>
<b>II. Total Costos Directos</b>			<b>0,70</b>
Impuestos, Transporte y Seguros		0,08	0,08
Ing. Gerencia y Supervisión		0,22	0,22
<b>III. Total Costos Indirectos</b>			<b>0,30</b>
<b>Total Directos</b>	<b>0,15</b>	<b>0,84</b>	<b>1</b>

Tabla N°19: Porcentajes de Materiales Nacionales e Importados

## 5.5 Fórmula Escalatoria

Los Costos en la actualidad son parámetros dinámicos que varían en el tiempo. Con el objetivo de mantener la curva actualizada se desarrolló la fórmula escalatoria (ver Capítulo II).

La forma general que presenta la formula escalatoria para componentes nacionales e importados.

$$P_n = P_0 \left( \% MV \left( \frac{EMN_n}{EMN_o} \right) + \% C \left( \frac{CON_n}{CON_o} \right) + \% CI \left( \frac{IN_n}{IN_o} \right) + \% MI \left( \frac{EMI_n}{EMI_o} \right) \left( \frac{PAR_n}{PAR_o} \right) \right)$$

Formula N°18: Formula Escalatoria en su forma general

Donde

$P_n$	Costo de la Estación de Flujo escalado
$P_o$	Costo de la Estación de Flujo que va a ser escalado
EMN	Índice para Equipos Nacionales ( Índice renglón " Productos de Acero" Boletín BCV)
%MV	% peso porcentual de materiales nacionales
CON	Índice para Construcción ( Índice de precios a nivel de mayorista de" insumos de la construcción" Boletín BCV )
%C	% peso porcentual Costo de Instalación de equipos y materiales
IN	Índice para los Costos indirectos ( Índice de precios a nivel de mayorista de" insumos de la construcción" Boletín BCV)
%CI	% peso porcentual de Costos indirectos (Índice de remuneraciones-Sector Privado)
EMI:	Índice para equipos y materiales importados (Promedio de equipos misceláneos. Índices de Costos Nelson - Farar Oil Gas & Journal)
%MI	% peso porcentual de materiales importados
PAR	Paridad cambiaria ( dic 02: 1400 Bs / \$ )
n	Fecha en la cual se desea obtener el Estimado de costo
o	Fecha base

Tabla N°20: Leyenda de formula escalatoria

Al sustituir los valores de los pesos porcentuales de los diferentes renglones de costo de la estructura de costo, en la formula escalatoria general, nos queda:

$$P_n = P_o \left( 0,06 \left( \frac{EMN_n}{EMN_o} \right) + 0,48 \left( \frac{CON_n}{CON_o} \right) + 0,30 \left( \frac{IN_n}{IN_o} \right) + 0,16 \left( \frac{EMI_n}{EMI_o} \right) \left( \frac{PAR_n}{PAR_o} \right) \right)$$

Formula N°19: Formula Escalatoria

## CONCLUSIONES

La metodología de estimación de costos clase V basado en las curvas costo capacidad, ha sido establecida considerando el alcance de los proyectos que desarrolla PDVSA con el fin de construir en el futuro instalaciones de proceso estandarizadas para estaciones de flujo. Para lograr este objetivo general se siguieron y analizaron las siguientes etapas:

1. **Clase de Instalaciones:** Para el año 2001, PDVSA tenía 710 estaciones de flujo entre los Distritos Occidente, Sur y Oriente para una capacidad de producción de 3,9 MMBD. En el estudio se determinó que no existe un modelo estándar o común de instalación, ya que las estaciones han sido diseñadas y construidas contemplando condiciones particulares donde se encuentra localizada, tales como ubicación, condiciones del suelo y tipo de crudo.

2. **Estación de flujo objeto de estudio:** Al determinar que no existe un modelo único de estación, este estudio se realizó considerando el alcance de tres (3) estaciones modulares de 14, 21 y 28 MBFD respectivamente. Dicho alcance corresponde a un proyecto que desarrolla PDVSA, para la estandarización de instalaciones de proceso para la construcción de futuras estaciones de flujo con el objetivo de construir instalaciones de menor inversión, bajo costo operacional, más seguras, eficientes y capaces de ampliar sus capacidades de producción. El rango de producción de 14, 21 y 28 MBFD respectivamente, es considerado por PDVSA como de alta capacidad.

3. **Clasificación de las estaciones de flujo:** Se determinó que PDVSA no clasifica las estaciones según sus condiciones de operación y ubicación.

**4. Metodología de Estimación de Costos:** El diseño de la metodología tuvo como objeto, establecer una serie de pasos que se ejecutaron sistemáticamente para producir resultados confiables. Para garantizar la confiabilidad, se empleó el procedimiento de cálculo de estimados Clase V utilizado por los grupos de estimación de PDVSA.

## RECOMENDACIONES

1. Empleando la metodología desarrollada, se recomienda elaborar las curvas costo capacidad para estaciones de flujo con capacidad superior a 28 MBFD y para estaciones de flujo ubicadas en el Lago de Maracaibo.
2. En base a información de proyectos ejecutados, se recomienda crear una base datos de los equipos principales que componen las estaciones, incluyendo hojas de especificaciones técnicas, costos de los equipos y datos de los fabricantes, considerando si es nacional o importado.
3. Con los criterios desarrollados, se propone elaborar un programa computarizado para reducir el tiempo de estimación de costos.

## BIBLIOGRAFÍA

- BACA URBINA G. *Evaluación de Proyectos*, Editorial Mc Graw Hill, México 1995.
- BARBERII, E. *La Industria Venezolana de los Hidrocarburos, Tomo I*, Ediciones del CEPET (Centro de Información y Adiestramiento de PDVSA y sus Empresas Filiales), Caracas 1989.
- CEPET: Centro de Formación y Adiestramiento de PDVSA y sus Empresas Filiales. *Estaciones Recolectoras de Flujo*. Maracaibo S/F.
- DAMODAR G. *Econometría*. Editorial McGraw-Hill, México 1997
- GOSSELIN-RINO-MCMULLA “Parametric Estimating: In Search of Expert Systems”. En [www.aacei.org](http://www.aacei.org). AACE Transactions. [On Line]. 1989. Disponible en: <https://www.aacei.org/bookstore/cgi-bin/litsearch.pl?CustomerID=625776655>
- HACKNEY J. *Control and Managment of Capital Project*, Editorial Mc Graw Hill , México 1992
- <http://finanzasurl.tripod.com/FINAN/costos/costos.htm>
- <http://ocw.mit.edu/10/10.34/f01/tools/index.html>
- <http://www.aacei.org>
- <http://www.cenamec.org.ve/Olimpiadas/Petrol/pruebas/prueba03/prueba09.htm>
- <http://www.civ.org.ve>
- <http://www.fao.org/DOCREP/003/V8490S/v8490s05.htm>
- [http://www.geocities.com/evalproy\\_act/princ.htm](http://www.geocities.com/evalproy_act/princ.htm)
- <http://www.geocities.com/maf140369/geografia/EIPetroleo1.htm>
- <http://www.isiven.com>
- [http://www.pdvsa.com/eyp/espanol/eyp\\_i\\_ref\\_es.html](http://www.pdvsa.com/eyp/espanol/eyp_i_ref_es.html)
- <http://www.petrofinanzas.com.ve/gas220802.htm>
- <http://www.pmi.com>
- <http://www.pmi-v.org.ve/3congreso/programa/laminas.htm>

- [http://www.superiortank.com/brochure/pdf/brochure\\_in\\_spanish.pdf](http://www.superiortank.com/brochure/pdf/brochure_in_spanish.pdf)
- <http://www.umss.edu.bo/epubs/etexts/downloads/18/alumno.html>
- <http://www.ur.mx/cursos/post/obarraga/unidades/material6.htm>
- LACOURLY N.-JACQUET L. *Libro Orgánico de Estadística*. [On line]. Disponible en: <http://im.ideamas.cl/estat/estat0.html#estat0ch6.html>
- MONTGOMERY C -RUNGER C. *Probabilidad y Estadística Aplicadas a la Ingeniería*, Editorial McGraw-Hill, México 1996.
- NATCOGROUP. *Water & Oil Treatment Course*. Caracas. 2001
- NOVALES. *Econometría*. Editorial Mc Graw Hill, México 1992
- PDVSA, *Guías de Gerencia para la Ejecución de Proyectos de Inversión de Capital (GGPIC)*, Caracas 1996
- Universidad Mayor de San Simón (UMSS)-Facultad de Ciencias y Tecnología. "Capítulo II: Estudio de Mercado y Estimación de Costos". [On line]. Disponible en: <http://www.umss.edu.bo/epubs/etexts/downloads/18/alumno/cap2.html>
- WALPOLE R.-MYERS H. *Probabilidad y Estadística para Ingenieros*. Editorial McGraw-Hill/Interamericana, México 1994