



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERÍA



---

**METODOLOGÍA PARA LA INSTALACIÓN DE DISPOSITIVO DESARROLLADO EN  
EL GRUPO SHAIK PERTENECIENTE AL IMP**

INFORME ESCRITO

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

PRESENTA:

**ADRIANA URIBE BOTELLO**

MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, ENERO 2012

## CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS.....	4
RESUMEN.....	6
INTRODUCCIÓN.....	8
A. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	10
1. Propiedades de los Fluidos.....	10
a. Densidad.....	11
b. Viscosidad.....	13
c. Gradiente de Presión.....	15
d. Factor de Volumen.....	16
e. Relación Gas-Aceite.....	17
f. Relación de Solubilidad.....	18
g. Presión de Saturación.....	19
2. Sistema Integral de Producción.....	19
3. Análisis Nodal.....	21
a. Comportamiento de Afluencia al Pozo.....	24
b. Flujo en Tuberías.....	29
c. Flujo en Estranguladores.....	37
d. Selección del Nodo de Solución.....	38
B. DISPOSITIVO IMP.....	40
1. Descripción General.....	40
2. Especificaciones Técnicas.....	44
C. METODOLOGÍA DE INSTALACIÓN.....	45
1. Programa de Actividades.....	45
2. Estructura Funcional.....	45
3. Recopilación de Información.....	46
4. Selección de Pozos Candidatos.....	50
5. Simulación.....	54
6. Diseño de Programa Operativo.....	58
7. Diseño Personalizado del Dispositivo.....	62
8. Fabricación.....	65
9. Ensamble y Pruebas de laboratorio.....	68

10.	Instalación .....	71
11.	Mantenimiento.....	73
12.	Seguimiento.....	74
13.	Forma, Frecuencia y Medios de Comunicación.....	75
D.	CASO DE APLICACIÓN .....	76
	CONCLUSIONES .....	92
	REFERENCIAS .....	95

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Densímetro o Hidrómetro API .....	13
Figura 2. Comportamiento de la Viscosidad del Aceite. ....	14
Figura 3. Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión. ....	15
Figura 4. Comportamiento del Factor de Volumen del Aceite .....	16
Figura 5. Forma común del factor de volumen de gas de formación. ....	17
Figura 6. Comportamiento de la Relación de Solubilidad .....	18
Figura 7. Esquema General del SIP. ....	19
Figura 8. Esquema de Caídas de Presión Evaluadas en un Análisis Nodal ( <i>Beggs, 2003</i> ) .....	23
Figura 9. Distribución de Presiones en un Sistema de Producción. ....	24
Figura 10. Modelo de Darcy .....	25
Figura 11. Curvas de Comportamiento de Presión - Producción .....	27
Figura 12. Curva de Afluencia para Pozos sin Daño .....	28
Figura 13. Patrones de flujo horizontales. ....	35
Figura 14. Transición de patrón de flujo vertical. ....	37
Figura 15. Estranguladores de Flujo .....	37
Figura 16. Dispositivo IMP .....	40
Figura 17. Diagrama de un Tubo Venturi. ....	41
Figura 18. Diagrama de Dispositivo IMP. ....	43
Figura 19. Diagrama del Expansor Secundario. ....	44
Figura 20. Estructura Funcional para la Implementación del Dispositivo (MPFV®). ....	46
Figura 21. Responsabilidades en la Recopilación de Información. ....	46
Figura 22. Diagrama de flujo para la Recopilación de Información. ....	49
Figura 23. Responsabilidades en la Selección de pozos candidatos. ....	50
Figura 24. Diagrama de flujo para la Selección de Pozos Candidatos. ....	53
Figura 25. Responsabilidades en la Simulación. ....	54
Figura 26. Diagrama de Flujo de la Simulación. ....	57
Figura 27. Responsabilidades en el Diseño de Programa Operativo. ....	59
Figura 28. Diagrama de Flujo del Diseño de Programa Operativo. ....	61
Figura 29. Responsabilidades en el Diseño del Dispositivo .....	62
Figura 30. Diagrama de Flujo para el Diseño del Dispositivo. ....	64
Figura 31. Responsabilidades en la Fabricación del Dispositivo .....	65
Figura 32. Diagrama de Flujo para la Fabricación del Dispositivo. ....	67
Figura 33. Responsabilidades de las Pruebas de Laboratorio .....	68
Figura 34. Diagrama de Flujo para las Pruebas de Laboratorio. ....	70
Figura 35. Responsabilidades en la Instalación del Dispositivo. ....	71
Figura 36. Diagrama de Flujo para la Instalación en Campo. ....	72
Figura 37. Responsabilidades en la Recuperación y Mantenimiento del Dispositivo .....	73
Figura 38. Estado Mecánico del Pozo Florentino .....	76
Figura 39. RPF del pozo Florentino .....	77
Figura 40. Histórico de Producción del pozo Florentino .....	78

Figura 41. Análisis Cromatográfico de una muestra de gas del pozo Florentino.....	78
Figura 42. Ajuste de Correlación de Flujo Multifásico.....	79
Figura 43. Comportamiento actual del pozo Florentino.....	80
Figura 44. Sensibilización de MPFV <sup>®</sup> .....	80
Figura 45. Comparación de Gradientes de Presión.....	81
Figura 46. Diagrama del dispositivo.....	85
Figura 47. Prueba de Andaje.....	86
Figura 48. Prueba de Hermeticidad.....	86
Figura 49. Instalación del dispositivo.....	87
Figura 50. Efecto del dispositivo en el perfil de presión del pozo.....	90
Figura 51. Efecto del dispositivo en el ritmo de producción del gas.....	90
Figura 52. Impacto del MPFV <sup>®</sup> en el Ingreso Global del Grupo SHAIP.....	92

## RESUMEN

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), a través del grupo de Sistemas y Herramientas para la Adquisición de Información en Pozos (SHAIP), realizó la investigación y desarrollo tecnológico para optimizar el transporte de los fluidos a través de la tubería de producción, obteniendo un dispositivo mejorador de patrón de flujo (MPFV®) que se coloca en el extremo inferior de la tubería de producción de los pozos productores de gas con problemas de carga de líquido, para desplazar a la superficie los líquidos acumulados en el fondo del pozo. También ha mostrado buenos resultados en el control de agua para pozos de aceite.

Esta herramienta de fondo está constituida por elementos mecánicos que representan una restricción al flujo, los cuales tienen una geometría que elevan la velocidad del flujo, contribuyendo a la reincorporación y atomización de la fase líquida en la fase gaseosa, generando una mezcla homogénea de ambas fases, lo cual modifica el patrón de flujo y promueve mejores condiciones de producción, debido a que se reducen las caídas de presión por fricción y elevación en la tubería de producción, generadas por el flujo de fluidos a través de ella y por el efecto de la contrapresión provocada por la columna de líquido acumulada.

En el presente trabajo se expone **La Metodología** que el grupo SHAIP ejecuta para aplicar esta tecnología, la cual contempla todas las facetas de la prestación del servicio, desde la recopilación de información y selección de pozos candidatos, el diseño, fabricación y

adecuación del dispositivo, hasta la instalación, mantenimiento y seguimiento de la herramienta para garantizar su correcto funcionamiento.

Esta Metodología fue desarrollada con el objeto de ofrecer un servicio integral que cumpla las necesidades y expectativas del cliente, la cual, en la práctica, ha mostrado resultados positivos.

## INTRODUCCIÓN

La acumulación de líquidos en los pozos se presenta de manera natural por la disminución de la energía del yacimiento durante su etapa productiva; esto es debido al decremento de la presión del yacimiento y por consecuencia del gasto que el pozo produce. Mientras el gasto de producción se mantenga por arriba del gasto crítico, los líquidos serán transportados hacia la superficie y no se acumularán en el fondo del pozo; sin embargo, cuando el gasto de producción sea menor al gasto crítico y la presión de la columna de líquido sea menor que la presión del yacimiento en el fondo del pozo, el pozo seguirá produciendo, pero debajo de su gasto óptimo.

PEMEX ha propuesto 15 iniciativas estratégicas como alternativas de solución a la declinación de los hidrocarburos, las cuales están en proceso de instrumentación, siendo el incremento de la producción, una de las más importantes y que se pretende lograr a través de la aplicación de nuevas tecnologías e incorporación de reservas.

Dado que es primordial revertir esta declinación de la producción, el IMP se avocó a buscar alternativas técnicas que permitieran apoyar a la Industria Petrolera Nacional, incrementar la producción y contribuir a revertir su declinación.

En México, para resolver la problemática de explotación de yacimientos de hidrocarburos gaseosos con problemas de carga de líquidos, actualmente se aplican sistemas de recuperación de líquidos que permiten extraer los líquidos del fondo de los pozos. La selección adecuada de éstos dependerá principalmente de las características del pozo, aunque todos se encaminan a resolver el mismo problema no funcionan bajo las mismas condiciones; en general, los sistemas artificiales de producción tienen un rango técnico y temporal de uso por lo que siempre se buscará aquel que funcione durante más tiempo, de forma óptima y al menor costo, sin ser esto un impedimento para que durante la vida productiva del pozo se utilicen diferentes sistemas.

La situación actual para resolver la problemática de explotación de pozos con problemas de carga de líquidos, reporta principalmente las siguientes tecnologías:

- Sarta de velocidad
- Barras espumantes /Reactivos líquidos
- Émbolo viajero
- Compresores instalados a boca de pozo
- Bombeo Neumático

Las tecnologías anteriores no se relacionan con el principio de operación del sistema mejorador del patrón de flujo (MPFV®) que se aplica en pozos productores de hidrocarburos con problemas de carga de líquidos, ya que este sistema aprovecha la energía del yacimiento y sus fluidos, se basa en la transmisión de energía por impacto de un fluido a gran velocidad (gas), contra otro fluido en movimiento o en reposo (condensados y/o agua), para proporcionar una mezcla de fluido a una velocidad moderadamente elevada, que luego disminuye hasta obtener una presión final mayor que la inicial del fluido de menor velocidad. Con esta transmisión de energía se logra inducir, desde el fondo del pozo, un cambio en el patrón de flujo de las fases de líquido y gas, es decir, modifica la velocidad de las fases y su distribución relativa a lo largo de la tubería de producción, mejorando el transporte del líquido hasta la superficie. Estos efectos se ven principalmente reflejados en una producción de fluidos más estable.

La mejora de la productividad de los pozos, el incremento del factor de recuperación, la prolongación de su vida fluyente, la disminución de costos por producción y la reducción de volúmenes de producción de agua, son algunos de las premisas de diseño, que ofrece el MPFV® desarrollado en su totalidad en el IMP, para Petróleos Mexicanos.

El MPFV® como condición necesaria de diseño no requiere el uso de sistemas artificiales de producción, ni tampoco inyección de productos químicos y barras espumantes. En el mercado existen herramientas que compiten por fundamentos con este innovador sistema del IMP, como lo es el estrangulador de fondo convencional, pero éste basa su eficiencia en la generación de una restricción del flujo en el fondo, no dispone del diseño que permite homogeneizar el flujo del fondo a la superficie, ni permite su funcionamiento con un requerimiento mínimo de energía para hacer producir los pozos en etapa marginal.

En el presente trabajo se describe **La Metodología** que el grupo SHAIIP aplica durante la ejecución de la secuencia de operaciones necesarias para instalar el citado dispositivo, el cual contempla desde la recopilación de información y selección de pozos candidatos, el diseño, fabricación y adecuación del mecanismo, hasta la instalación, mantenimiento y seguimiento de la aplicación de la tecnología, con el objeto de garantizar su correcto funcionamiento.

**Ésta Metodología** fue desarrollada con el objeto de ofrecer un servicio integral que cumpla las necesidades y expectativas del cliente, la cual en la práctica, ha mostrado resultados positivos, principalmente en el aspecto técnico y de desarrollo de personal, así como beneficios en el rubro económico para el cliente y el Instituto.

## A. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

Las condiciones a las cuales estará sometido el MPFV® son consideradas un aspecto fundamental que debe conocerse, pues en función de estas se realiza la toma de decisiones apropiadas para lograr un desempeño óptimo y la integridad de la herramienta. Para ello es importante contar con las especificaciones de los fluidos propios del yacimiento, los cuales también son elementales para realizar un análisis nodal que nos permita evaluar el comportamiento del pozo.

A continuación se describen los conceptos básicos que se requieren para realizar el análisis previo para instalar el dispositivo desarrollado en el IMP.

### 1. Propiedades de los Fluidos

A la descripción de las propiedades físico-químicas de los fluidos se le llama caracterización. Es primordial caracterizar el aceite, gas y agua de formación, pues constituye información básica para entender, modelar y predecir su comportamiento.

Dependiendo de las propiedades de interés, éstas pueden determinarse mediante distintos procedimientos:

- Análisis de Laboratorio: Análisis de Presión, Volumen y Temperatura.
- Correlaciones empíricas: son desarrolladas con base en experimentos bajo condiciones específicas, sin embargo su uso se ha generalizado, debido a que emplean información disponible y suelen presentar aceptable aproximación.
- Análisis composicional: pueden generarse mediante simuladores computacionales, los cuales emplean diversas ecuaciones de estado.

#### *Ecuaciones de Estado*

Una ecuación de estado es una ecuación que describe la relación entre el volumen de un gas a distintas condiciones de presión y temperatura. Algunas también involucran la densidad, la energía interna y posiblemente otras funciones de estado asociadas con la materia.

La más simple es la Ley de Gases Ideales, porque desprecia el volumen ocupado por las moléculas y las fuerzas intermoleculares. Las ecuaciones de estado empleadas con más frecuencia se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 1. Ecuaciones de Estado más comunes

Nombre	Ecuación	Constantes y Funciones	
<b>Ley de los Gases Ideales</b>	$P = \frac{RT}{v}$	Ninguna	...1
<b>Generalizada</b>	$P = \frac{ZRT}{v}$	$Z = \{P_r, T_r, Z_c, \omega\}$	...2
<b>Redlich – Kwong</b>		$b = 0.08664RT_c/P_c$ $a = 0.42748R^2T_c^{2.5}/P_cT^{0.5}$	...3
<b>Soave – Redlich – Kwong</b>	$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v^2 + bv}$	$b = 0.08664RT_c/P_c$ $a = 0.42748R^2T_c^2[1 + f_\omega(1 - T_r^{0.5})]^2/P_c$ $f_\omega = 0.48 + 1.574\omega - 0.176\omega^2$	...4
<b>Peng Robinson</b>	$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v^2 + 2bv - b^2}$	$b = 0.07788RT_c/P_c$ $a = 0.45724R^2T_c^2[1 + f_\omega(1 - T_r^{0.5})]^2/P_c$ $f_\omega = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$	...5

En la ecuación Generalizada se introduce el Factor de Compresibilidad Z, que es función de la presión y temperatura reducidas y el factor de compresibilidad crítico, Z<sub>c</sub>, o el factor acéntrico, ω, que es determinado de datos experimentales PVT.

A continuación, se presentan las propiedades primordiales de los fluidos.

#### a. Densidad

Es la relación de la masa entre el volumen. Cantidad de masa contenida en un volumen. La densidad de los fluidos depende fundamentalmente de su composición.

$$\rho = \frac{m}{V}, \left[ \frac{g, Kg, lb}{cm^3, m^3, pie^3} \right] \quad \dots 6$$

Donde:

m = masa [g, Kg, lb]

V = volumen [cm<sup>3</sup>, m<sup>3</sup>, pie<sup>3</sup>]

La densidad relativa se define como la relación que existe entre el peso de un volumen dado de líquido a una temperatura definida, con el peso de un volumen igual de agua pura ( $\gamma = 1.0$ ) a la misma temperatura. Generalmente se mide a condiciones estándar, o sea, a una temperatura de 60/60°F y 1 atmósfera de presión. Cuando las condiciones a las que se mide son diferentes a las mencionadas (principalmente la temperatura) es necesario corregir el valor para obtener las condiciones estándar.

La densidad relativa del gas producido es la que generalmente se tiene como dato, de lo contrario, se puede calcular de la siguiente manera:

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g} \quad \dots 7$$

Donde:

n = número de etapas de separación

$\gamma_{gi}$  = densidad relativa del gas a la salida del separador i

$q_{gi}$  = gasto de gas a la salida del separador i [pies<sup>3</sup> @ c.s. /día]

En la industria petrolera es usual manejar la densidad relativa del aceite con la escala de grados API (American Petroleum Institute), la cual se obtiene con la siguiente fórmula:

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \quad \dots 8$$

Para obtener la densidad relativa ( $\gamma$ ) del crudo se usa un densímetro o hidrómetro, el cual se basa en el principio de Arquímedes y se ejemplifica en la Figura 1. La escala del mismo varía de acuerdo al tipo de crudo que se va a analizar y puede estar graduado en grados API o en la escala de gravedad específica.

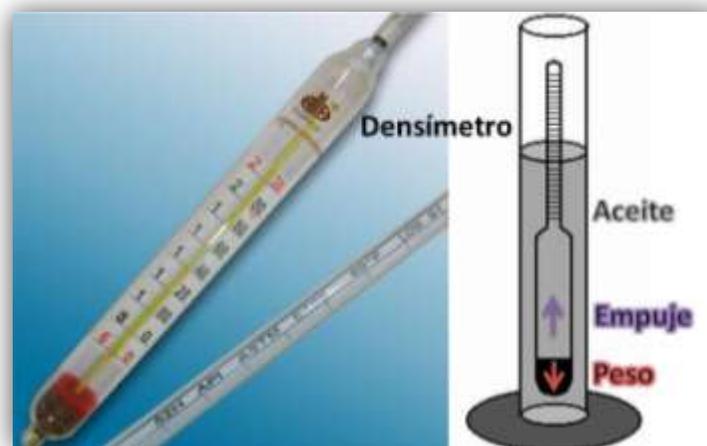


Figura 1. Densímetro o Hidrómetro API

Para efectuar el análisis de ( $\gamma$ ) se puede usar un recipiente de metal o vidrio, con una marca de aforo; su diámetro interior debe ser por lo menos 5 cm mayor al diámetro exterior del densímetro así como la altura debe 2.5 cm mayor a la del densímetro cuando éste alcanza el punto de equilibrio (Ver Figura 1).

Se vacía el crudo en el recipiente (metal o vidrio) hasta su marca de aforo, evitando la formación de burbujas. Después se introduce el densímetro hasta un nivel en el que flote libremente, cuidando que no roce las paredes del recipiente. Cuando se equilibre totalmente se toma la lectura en la que el nivel del crudo marque la escala del densímetro. El valor obtenido se reporta como lectura del hidrómetro a la temperatura de trabajo. La temperatura de la muestra debe leerse en un termómetro sumergido en ella, o en un termómetro que haga parte del hidrómetro (termohidrómetro). Este será el valor de ( $\gamma$ ) a la temperatura del crudo.

## b. Viscosidad

La viscosidad es la propiedad que representa la resistencia al esfuerzo cortante. Puede entenderse como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto, depende en gran medida de la densidad y la composición. La unidad de medida de la viscosidad  $\mu$  normalmente referida como viscosidad dinámica es el centipoise o el poise.

$$\mu = \nu \rho, [cp] \quad \dots 9$$

donde:

$\mu$  = Es la viscosidad dinámica o absoluta. [cp]

$\nu$  = Viscosidad cinemática. [m<sup>2</sup>/s]

$\rho$  = Densidad del fluido. [Kg/m<sup>3</sup>]



Figura 2. Comportamiento de la Viscosidad del Aceite.

La viscosidad del aceite bajosaturado se obtiene de la manera siguiente:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left( \frac{P}{P_b} \right)^m \quad \dots 10$$

$$m = C_1 P^{C_2} \exp(C_3 + C_4 P)$$

donde:

$$C_1 = 2.6 \quad C_2 = 1.187 \quad C_3 = -11.513 \quad C_4 = -8.98 \times 10^{-5}$$

La viscosidad del gas se obtiene con la correlación de Lee

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp \left( X \left[ \frac{\rho_g}{62.428} \right]^Y \right) \quad \dots 11$$

donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794 \gamma_{gf})(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4 \gamma_{gf} + (T + 460)}$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897 \gamma_{gf}$$

La siguiente figura muestra la forma de la viscosidad del gas como una función de la presión del yacimiento para tres temperaturas diferentes de yacimiento.

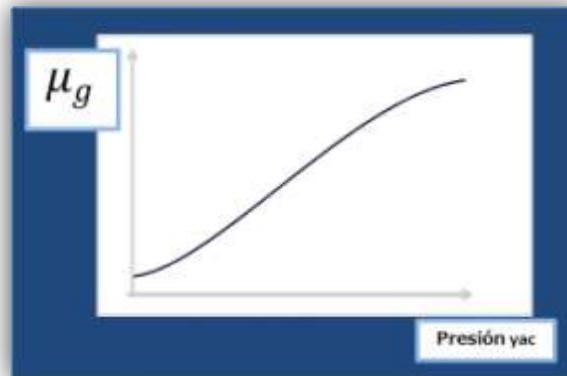


Figura 3. Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión.

Se observa que a presiones bajas la viscosidad del gas se incrementa, sin embargo, a presiones altas la viscosidad del gas decrece conforme la temperatura se incrementa.

### c. Gradiente de Presión

Está definido como la relación entre la presión ejercida por un fluido por unidad de longitud. Esto es:

$$G_P = \frac{dP}{dL} \left[ \frac{\text{Kg/cm}^2}{m} \right] \quad \dots 12$$

Donde:

$dP$  = diferencial de presión [ $\text{Kg/cm}^2$ ]

$dL$  = diferencial de longitud [m]

Esta relación suele ser medida y graficada a lo largo de la tubería de producción, con el objeto de ser empleado como indicador de presencia de líquidos, lo cual puede identificarse mediante cambios de pendiente en dicha gráfica. El gradiente de presión es un importante elemento de análisis de las condiciones de la tubería de producción, como se ejemplificará en el caso de aplicación.

#### d. Factor de Volumen

El factor de volumen del aceite se define como el volumen de aceite (más su gas en solución) en el yacimiento, requerido para producir un metro cubico de aceite medido a condiciones de superficie.

Al pasar el aceite del yacimiento a la superficie sufre disminución en presión y temperatura y ocurre liberación de gas presente en el aceite. Este proceso conduce a una merma del volumen de aceite del yacimiento al pasar a superficie.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite+su gas disuelto @ c.y.}}{\text{Volumen de aceite @ c.s.}} \left[ \frac{m^3}{m^3} \right] \quad \dots 13$$



Figura 4. Comportamiento del Factor de Volumen del Aceite

Algunas correlaciones para su cálculo:

- **Curvas de Katz:** Requiere la temperatura y presión del yacimiento, el gas en solución y la densidad relativa en grados API del crudo.
- **Standing:** desarrollada para fluidos de California.

$$B_o = RGA \frac{\gamma_g^{0.5}}{\gamma_o} + 1.25T_y \quad \dots 14$$

El factor de volumen del gas, es definido como el volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, dividido entre el volumen de la misma masa de gas medida a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ c.y.}}{\text{Volumen de gas @ c.s.}} \left[ \frac{m^3}{m^3} \right] \quad \dots 15$$

El comportamiento isotérmico del  $B_g$  con respecto de la presión del yacimiento se muestra a continuación:

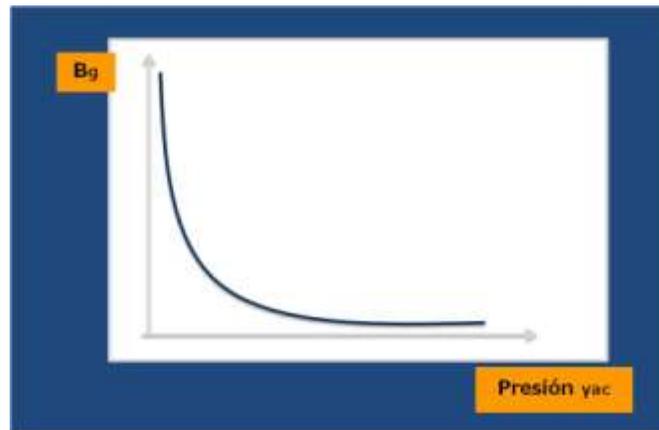


Figura 5. Forma común del factor de volumen de gas de formación.

De la ecuación de los gases reales se obtiene:

$$B_g = \frac{0.02825 Z (T+460)}{p} \left[ \frac{pie^3@c.e.}{pie^3@c.e.} \right] \quad \dots 16$$

Donde:

Z = Factor de compresibilidad

T = Temperatura del yacimiento [°F]

p = presión del yacimiento [lb/pg<sup>2</sup> abs]

#### e. Relación Gas-Aceite

Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar.

Las condiciones de separación como presión, temperatura y etapas de separación, afectan el valor de dicha relación.

$$RGA = \frac{V_g(ft^3)@c.s.}{V_o(bbl)@c.s.} \quad \dots 17$$

#### f. Relación de Solubilidad

Es el volumen de gas disuelto a ciertas condiciones de presión y temperatura medido a condiciones estándar, entre el volumen de aceite medido a condiciones estándar.

$$R_s = \frac{V_g \text{ disuelto en el aceite a } p \text{ y } T @ c.s.}{V_o \text{ muerto @ c.s.}} \quad \dots 18$$

El comportamiento de la  $R_s$  con respecto de la presión y bajo condiciones de temperatura constante se representa como sigue:

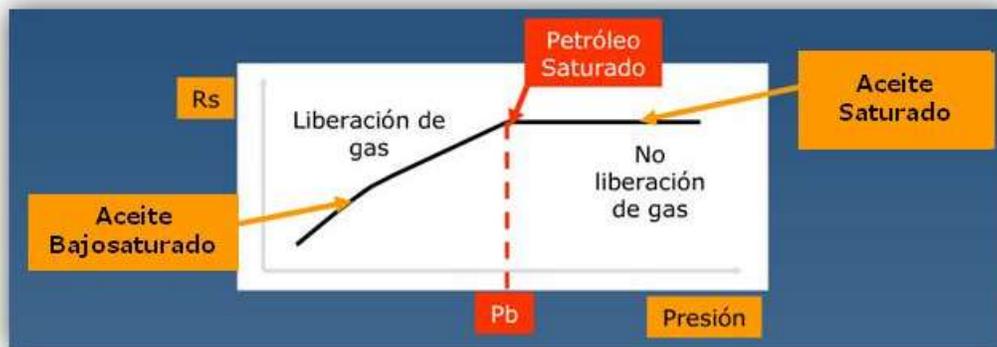


Figura 6. Comportamiento de la Relación de Solubilidad

La relación de solubilidad se puede obtener a partir de correlaciones entre las cuales se tienen:

- La correlación de M. B. Standing.
- Correlación de Vázquez.
- Correlación de Oistein.
- Correlación de J. A. Lasater.

### g. Presión de Saturación

La presión de vapor o más comúnmente presión de saturación es la presión a la que a cada temperatura las fases líquida y vapor se encuentran en equilibrio; su valor es independiente de las cantidades de líquido y vapor presentes mientras existan ambas. En otras palabras, es el punto en el cual aparece la primera pequeña cantidad de moléculas de vapor, formando una pequeña burbuja de gas.

## 2. Sistema Integral de Producción

Un sistema integral de producción (SIP) es el conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, posteriormente los separa en aceite, gas y agua, y los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización.

El esquema general del SIP, con sus componentes principales, se muestra a continuación:

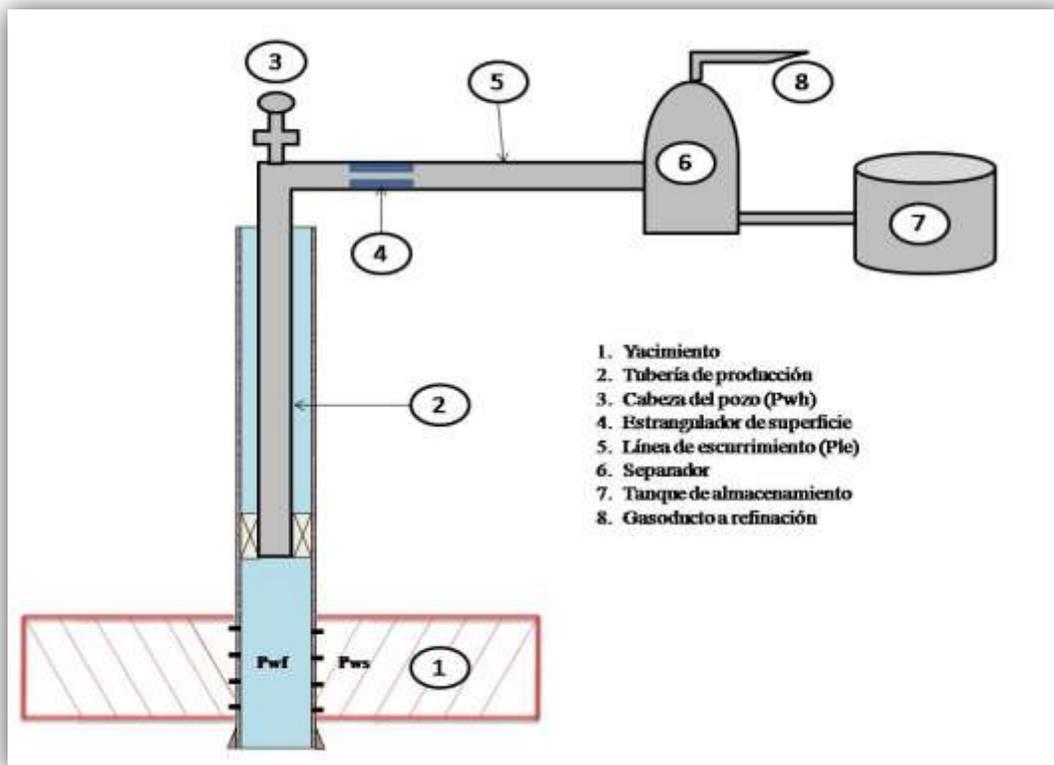


Figura 7. Esquema General del SIP

Donde:

- 1) **Yacimiento.** Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) Fuente, (2) Migración, (3) Trampa, (4) Almacenaje/porosidad, (5) Permeabilidad.
- 2) **Pozo.** Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.
- 3) **Cabeza de pozo.** En la cual se coloca un árbol de válvulas que permiten abrir o cerrar la producción de hidrocarburos, además de ser un elemento de seguridad para las instalaciones
- 4) **Estrangulador.** Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.
- 5) **Línea de escurrimiento o descarga.** Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar el gas, aceite y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.
- 6) **Separadores.** Representan una restricción al flujo. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).
- 7) **Tanque de almacenamiento.** Son recipientes de gran capacidad para almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o bien, buque- tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera.

- 8) **Ducto.** Es la tubería que cumple la función de conducto para transportar a los hidrocarburos, en este caso, desde el separador hacia un tanque de almacenamiento o la refinería correspondiente. Según el fluido que transporta puede denominarse como: oleoducto, gasoducto u oleogasoducto; si contiene aceite, gas o una mezcla de ambos, respectivamente.

### 3. Análisis Nodal

El objetivo del análisis nodal (AN) de un sistema de producción o inyección de fluidos, es combinar los distintos componentes de un pozo de gas, petróleo o agua (revestidores, tubería de inyección/producción, cabezal del pozo, reductores, líneas de flujo y estaciones entre otros), con el propósito de controlar la tasa de flujo y optimizar los elementos del sistema. Además, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos.

Consiste en dividir al SIP en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

El procedimiento del AN ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción.

En el AN se evalúa un sistema de producción dividiéndole en cuatro componentes básicos:

1. Comportamiento del flujo de entrada, es decir, el flujo de aceite, agua y gas a través de la formación (medio poroso) hacia el fondo del pozo, se tipifica en cuanto a la producción de líquidos se refiere, por el índice de productividad (IP) el pozo o en términos generales por el IPR.

2. Flujo a través de la tubería vertical (Aparejo de producción), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
3. Comportamiento del flujo a través del estrangulador superficial.
4. Flujo a través de la tubería horizontal, también conocida como Línea de descarga, hasta el separador.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema. Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ) y la presión de separación en la superficie ( $P_{sep}$ ). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

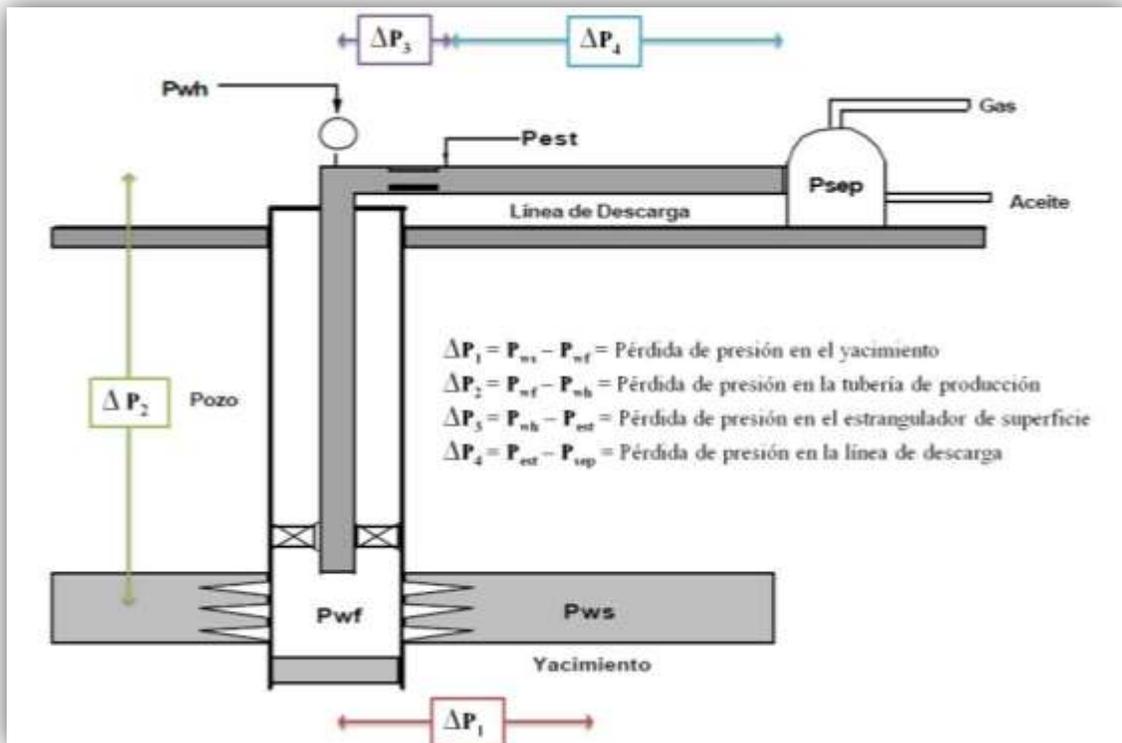


Figura 8. Esquema de Caídas de Presión Evaluadas en un Análisis Nodal (Beggs, 2003)

En la Figura anterior se muestran las pérdidas de presión, donde los porcentajes correspondientes están contenidos en la siguiente tabla:

Tabla 2. Caídas de Presión en un Análisis Nodal

Pérdida de presión	Porcentaje de la $\Delta P$ total [%]
$\Delta P_1 =$ En el medio poroso	10 - 50
$\Delta P_2 =$ En la tubería vertical	30 - 80
$\Delta P_3 =$ En la línea de descarga	5 - 30

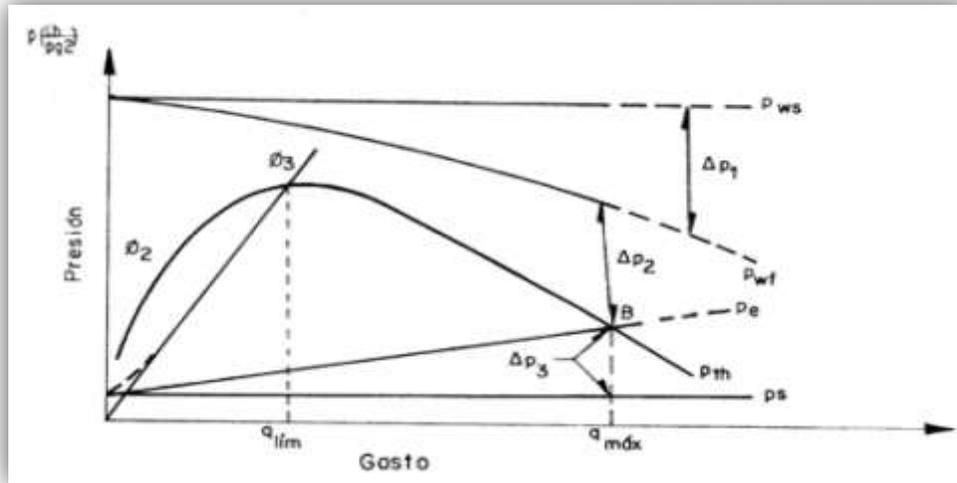


Figura 9. Distribución de Presiones en un Sistema de Producción

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

#### a. Comportamiento de Afluencia al Pozo

Corresponde al movimiento de los fluidos a través del yacimiento hacia el pozo productor. El flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo. La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, declinación de presión, turbulencia y mecanismos de empuje.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- Porcentaje de agua producido

- Relación gas-líquido
- Longitud de las tuberías.
- Temperatura
- Características de los fluidos a manejar
- Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
- Grado de desviación del pozo.

Para modelar el flujo a través de medios porosos, la ecuación más empleada es la establecida por Henry Darcy (1856) a partir de diversos experimentos, en los cuales tomó las siguientes consideraciones:

- Medio homogéneo e isotrópico.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante.
- Flujo laminar.
- Fluido 100% agua, "monofásico"
- Condiciones estacionarias
- Fluido incompresible
- El fluido no reacciona con el medio

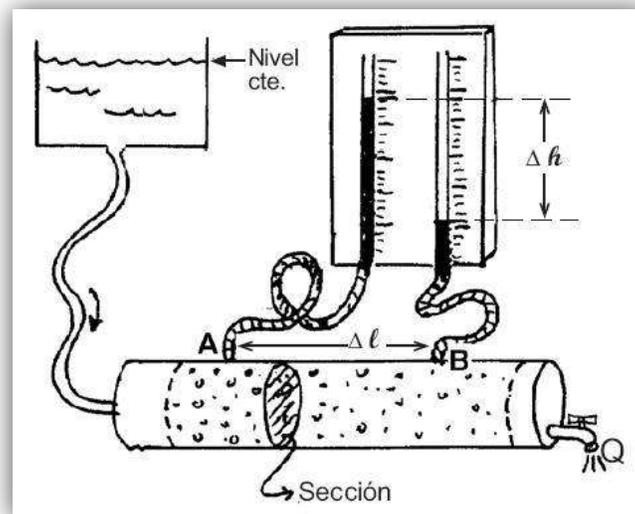


Figura 10. Modelo de Darcy

Con los resultados, generó la ecuación conocida como la Ley de Darcy:

$$q = v \cdot A = -\frac{K \cdot A}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad \dots 19$$

Donde:

A	:	Área total transversal al flujo,	[cm <sup>2</sup> ]
K	:	Permeabilidad absoluta del medio poroso,	[Darcy]
q	:	Gasto volumétrico a condiciones de flujo,	[cm <sup>3</sup> /s]
v	:	Velocidad del fluido,	[cm/s]
$\frac{dP}{dx}$	:	Gradiente de presión en la dirección de flujo	[atm/cm]
μ	:	Viscosidad del fluido,	[cp]

El signo negativo asociado a la ecuación de la Ley de Darcy se debe a que si dx es medido en la dirección de flujo, la presión P declina conforme x se incrementa. Esta declinación dará como resultado un valor negativo para  $\frac{dP}{dx}$ . Es por esto que el signo deberá ser incluido en la ecuación para asegurar que la velocidad v, sea positiva.

### Índice de productividad

Un requisito indispensable para deliberar si un pozo produce adecuadamente es conocer su potencial, éste corresponde al gasto máximo que aportaría un pozo bajo las mejores condiciones. Posteriormente, el potencial se compara contra la producción actual del pozo, es decir, en las condiciones en que se encuentra.

En la siguiente Figura se muestran las curvas típicas que representan el comportamiento del flujo del yacimiento a un pozo.

Observamos que la curva varía si la presión de fondo es mayor o menor que la presión de saturación o burbuja. Conforme se depresiona el yacimiento, se espera una disminución en el gasto máximo.

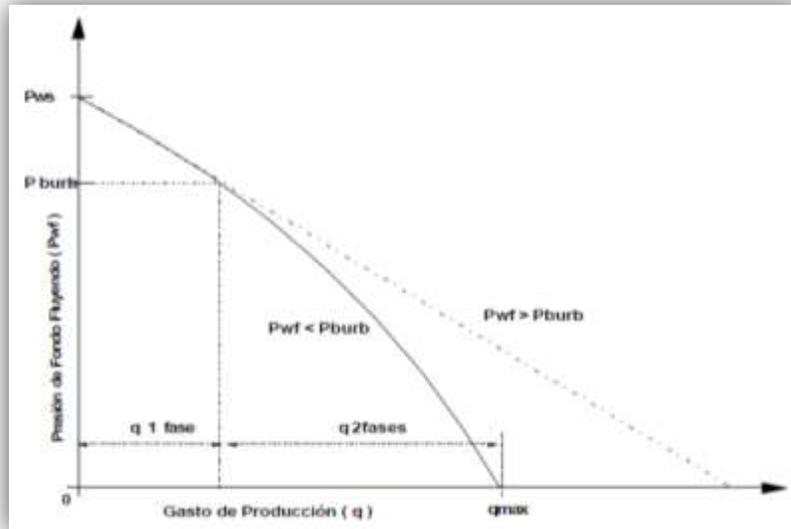


Figura 11. Curvas de Comportamiento de Presión - Producción

Al evaluar la productividad de un pozo, el flujo de aceite hacia el mismo es directamente proporcional a la diferencia de presiones, entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyendo:

$$q = J(P_{ws} - P_{wf}) \quad \dots 20$$

A esta constante de proporcionalidad se le denomina Índice de Productividad (IP), cuya ecuación es como sigue:

$$J = IP = \frac{q}{(P_{ws} - P_{wf})} \quad \dots 21$$

El IP es una medida de la capacidad productiva de los pozos, se define como el gasto del pozo por unidad de abatimiento de presión. En este caso el IP está en función de la variación del gasto de producción con el abatimiento de presión.

En la práctica común se evalúa el IP en las primeras etapas de la explotación y se continúa utilizando este valor en etapas posteriores, siempre y cuando la  $P_{wf}$  sea mayor a  $P_b$  y el yacimiento esté sometido a empuje hidráulico. Por lo que podemos definir que para un yacimiento con empuje hidráulico y con una  $P_{wf}$  mayor a  $P_b$  en IP será constante.

Para un yacimiento con empuje por gas disuelto y con  $P_{wf}$  menor a  $P_b$  el IP cambiara en función de la recuperación acumulada, describiendo un comportamiento no lineal (IPR),

en función del abatimiento de presión. Por lo tanto, el IP será la primera derivada del gasto con respecto del abatimiento de presión:

$$IP = IPR = \frac{dq}{dP_{wf}} \quad \dots 22$$

Existen diversos métodos para determinar el IPR:

- Vogel
- Fetkovich
- Eickmer
- Harrison
- Standing

El método de Vogel es el más empleado, que es para yacimientos productores por empuje de gas disuelto liberado, supone flujo radial, saturación de agua constante en un medio poroso uniforme e isotrópico; no contempla efectos gravitacionales y de compresibilidad del sistema roca-fluido.

La relación empírica de Vogel para determinar la curva de comportamiento de afluencia:

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \dots 23$$

La siguiente Figura representa una solución general para yacimientos con empuje por gas disuelto:

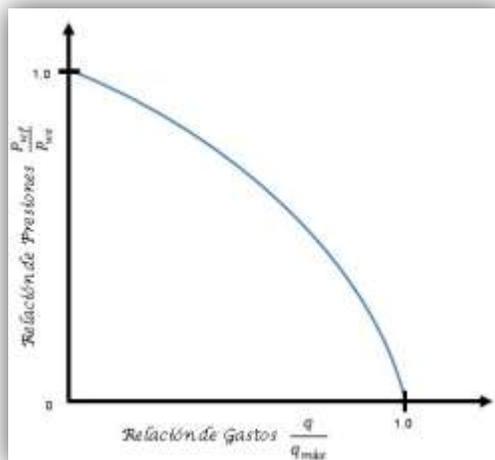


Figura 12. Curva de Afluencia para Pozos sin Daño

Para minimizar el error, es recomendable evitar realizar las pruebas de presión a gastos bajos y abatimientos de presión pequeños.

También ha mostrado buenos resultados para flujo trifásico y empujes combinados.

## b. Flujo en Tuberías

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones de la industria petrolera, principalmente debido a que en la tubería de producción, se consume la mayor parte de presión disponible para llevar a los fluidos del yacimiento a las baterías de separación.

Diversos investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría, condiciones de flujo y relaciones gas – líquido.

Las diversas correlaciones existentes para calcular la distribución de presiones en tuberías multifásicas se clasifican en tres grandes grupos:

### Grupo 1:

- No considera resbalamiento entre fases.
- La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura.
- Las pérdidas por fricción y efectos del colgamiento se expresan por un factor de fricción correlacionado empíricamente.
- No distingue patrones de flujo
  - *Poettman y Carpenter*
  - *Fancher y Brown*
  - *Baxendell y Thomas*

### Grupo 2

- Considera resbalamiento entre fases.
- La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento.
- El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido.

- No distingue regímenes de flujo.
  - *Hagedorn y Brown*

### Grupo 3

- Considera resbalamiento entre fases.
- La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento.
- El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua.
- Distingue patrones de flujo.
  - *Duns y Ros*
  - *Orkiszewski*
  - *Aziz*
  - *Beggs y Brill*
  - *Chierici*
  - *Gould y Tek*

La siguiente tabla contiene un resumen las correlaciones de flujo más empleadas que aparecen en la literatura. Sin embargo, algunas compañías petroleras desarrolladoras de software también crean sus propias revisiones y/o modificaciones de correlaciones, que pueden predecir el comportamiento de gas condensado, petróleo volátil, pesado y espumoso en una misma correlación.

Tabla 3. Correlaciones de Flujo

Correlación	Datos	Diámetro [pg]	Fluido	Observaciones
<b>Poettman &amp; Carpenter</b>	Campo y experimental	2, 2.5, 3	Aceite, agua y gas	Desarrollada para $q > 420$ [bpd] y $RGA < 1500$ [pie <sup>3</sup> /bl]
<b>Baxendell &amp; Thomas</b>	Campo y experimental	2.5, 3, 3.5	Aceite y gas	Para altos ritmos de producción
<b>Fancher &amp; Brown</b>	Campo y experimental	2	Agua y gas	Datos de un solo pozo, $RGA > 1500$ [pie <sup>3</sup> /bl]
<b>Hagedorn y Brown</b>	Experimental	1, 1.25, 1.5	Aceite, agua y gas	Para amplio rango de cortes de agua y viscosidad del aceite
<b>Duns y Ros</b>	Experimental y laboratorio	1.5, 2, 2.5, 3	Aceite, agua y gas	Alta RGA. Pozos de gas y condensado. De 13 a 56 °API
<b>Beggs y Brill</b>	Laboratorio y experimental	1, 1.5	Agua y aire	Cualquier ángulo de inclinación

Gray	Experimental y campo	< 3.5	Gas y condensado	
Orkiszewski	Experimental y campo	1, 1.5, 2, 3	Aceite, agua y gas	Puede sobreestimar perfil de presión entre 13 y 30 °API. Para amplio rango de cortes de agua
Lockhart - Martinelli	Laboratorio	0.0586 – 1.1017	Aceite, agua y gas	
Eaton	Campo y laboratorio	2 - 4	Aceite, agua y gas	
Dukler	Laboratorio		Aceite, agua y gas	
Mukherjee - Brill	Laboratorio	1.5	Keroseno, aceite lubricante y gas.	

No existe una correlación que sea la más adecuada para utilizarla en todas las aplicaciones. Cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en las cuales está basado, es decir, si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación.

### Colgamiento

Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de dicha sección. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en la tubería}}{\text{Volumen de la tubería}} \quad \dots 24$$

Donde:  $0 \leq H_L \leq 1$

Generalmente la velocidad con que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido, propiciando un resbalamiento entre las fases.

El relativo volumen in-situ del líquido y gas en ocasiones se expresa en términos de la fracción de volumen ocupada por el gas, llamada colgamiento del gas, el cual está expresado por:

$$H_g = 1 - H_L \quad \dots 25$$

### Resbalamiento

El término “resbalamiento” se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las fases.

La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el flujo es ascendente o descendente, actúa la segregación gravitacional ocasionando que el líquido viaje a menor velocidad que el gas, para el primer caso, y a mayor velocidad para el segundo caso.

Si se mantiene fijo el gasto de gas en un conducto vertical y se varía el volumen de líquido, variando la relación gas-líquido, se tendrá por efecto del resbalamiento el siguiente comportamiento:

- Para bajos gastos de líquido (altas relaciones gas-líquido), el resbalamiento será grande y la diferencia de presiones entre dos puntos del conducto, se deberá principalmente a la carga del líquido.
- Al aumentar el gasto de líquido (disminuyendo la relación gas-líquido) tenderá a disminuir el resbalamiento, lo que se traducirá en una disminución en la carga de líquido y una reducción en las pérdidas de presión.
- Para gastos grandes de líquido (bajas relaciones gas-líquido), las pérdidas por fricción compensarán la reducción de la carga hidrostática, incrementándose las caídas de presión.

### Velocidad Superficial

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería.

$$V_{sl} = \frac{q_l}{A_p} = \frac{0.01191(q_o B_o + q_w B_w)}{d^2} \quad \dots 26$$

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A_p} = \frac{0.002122 q_o (R - R_s) B_g}{d^2} \quad \dots 27$$

$$V_m = \frac{q_l + q_g}{A_p} = V_{sl} + V_{sg} \quad \dots 28$$

Donde:

$V_{sl}$  = Velocidad superficial del líquido

$V_{sg}$  = Velocidad superficial del gas

$V_m$  = Velocidad de la mezcla

### Gasto Crítico

Muskat define al gasto crítico como el ritmo de producción para el cual las fuerzas de gravedad y las fuerzas viscosas son iguales, lo cual permite que el contacto de fluidos permanezca estable, es decir, el gasto máximo permisible para evitar la conificación de fluidos en un pozo.

Existen diversos estudios que proponen metodologías de cálculo, sin embargo, no contamos con una fórmula aplicable para todos los casos. Algunas correlaciones empíricas empleadas para la predicción del gasto crítico son:

#### Método de Craft y Hawkins

Ésta correlación puede ser poco exacta debido a que no considera la diferencia de densidad entre el aceite y el agua, además de considerar un yacimiento isotrópico.

$$Q_{oc} = \frac{0.007078 k_o h (p'_{ws} - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} PR \quad \dots 29$$

$$PR = b' \left[ 1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2b'h}} \cos(b'x90^\circ) \right]$$

Donde:

$p'_{ws}$  = Presión estática corregida a la mitad del intervalo productor [psi]

PR = Relación de Productividad

$p_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo a la mitad del intervalo productor [psi]

$k_o$  = permeabilidad efectiva al aceite [mD]

$r_e, r_w$  = radio de drene y del pozo, respectivamente [ft]

$b'$  = relación de penetración [hp/h]

h = espesor de la columna de aceite [ft]

hp = espesor del intervalo perforado [ft]

$\mu_o$  = viscosidad del aceite [cp]

$B_o$  = factor de volumen del aceite [bl@yac./bl@C.E]

### Correlación Meyer-Garder

Considera un yacimiento homogéneo e isotrópico:

$$Q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[ \frac{\rho_w - \rho_o}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \left( \frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) [h^2 - h_p^2] \quad \dots 30$$

Donde:

$\rho_w$  = densidad del agua [lb/ft<sup>3</sup>]

$h_p$  = espesor del intervalo perforado [ft]

Se recomienda realizar el cálculo de gasto crítico para prolongar la vida productiva de los yacimientos, pues beneficia la segregación gravitacional de los fluidos y permite incrementar el factor de recuperación, beneficios que impactan a largo plazo.

Las metodologías citadas involucran información relativa a la caracterización del yacimiento, la mayoría de las correlaciones requieren de mucha información que no es de fácil adquisición.

Los pozos actualmente no suelen ser explotados a un ritmo correspondiente a su gasto crítico debido a que, por lo general, éste es muy bajo, lo cual impacta negativamente en la evaluación económica de los proyectos, pues estos yacimientos suelen ser de alta productividad.

### Patrón de flujo

En un flujo multifásico, es la configuración de la distribución relativa de una fase con respecto de otra, a lo largo de una tubería, constituyendo un patrón o tipo de flujo. Es decir, está determinada por la forma de la interfaz, que es la superficie que separa las fases.

Es importante determinar el patrón de flujo porque:

- Afecta el fenómeno de colgamiento.
- Modifica la transferencia de calor.
- Determina qué fase está en contacto con la pared.
- Afecta las condiciones de operación en las instalaciones de proceso por el comportamiento de los oleogasoductos.

Algunos factores que impactan en el patrón de flujo:

- Gasto de crudo y RGA.
- Presión (expansión del gas  $W_g = \rho_g q_g B_g$ ).
- Geometría de la línea (diámetro y ángulo de inclinación).
- Propiedades de fluidos transportados (densidad relativa del crudo, viscosidad, tensión superficial principalmente).

A continuación se esquematizan los patrones de flujo horizontales:

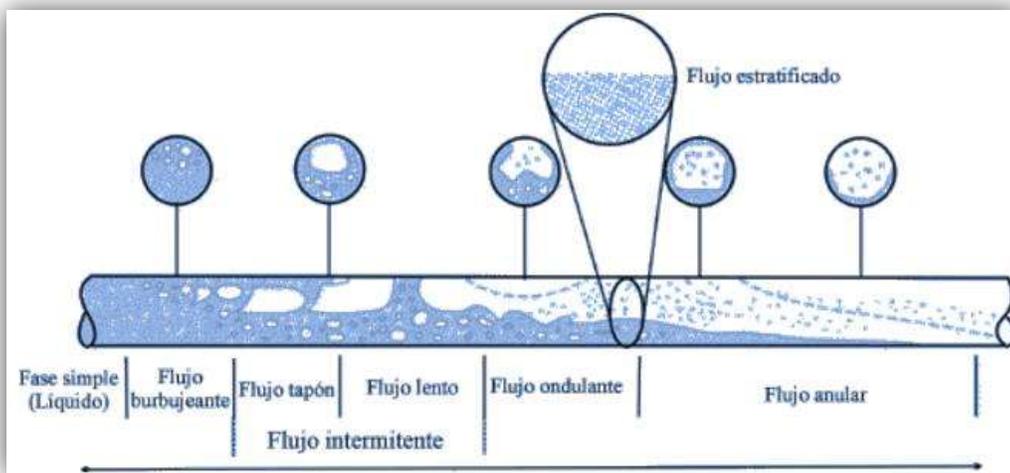
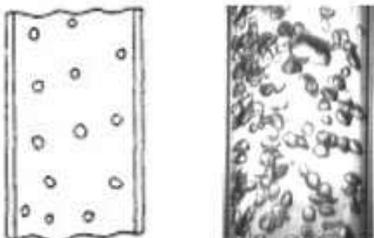
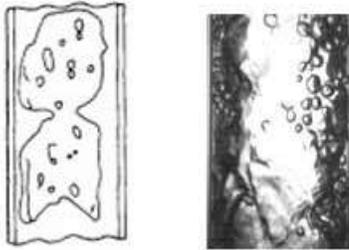


Figura 13. Patrones de flujo horizontales.

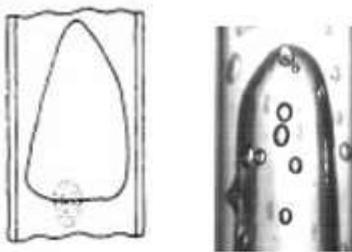
En el flujo vertical existen los siguientes patrones de flujo:

Tabla 4. Patrones de Flujo Vertical

Patrón de Flujo	Descripción
<p><b>Burbuja</b></p> 	<p>La tubería está casi completamente llena con líquido y la fase de gas libre está presente en pequeñas burbujas. Las burbujas se mueven a lo largo de la tubería a diferentes velocidades y con excepción de su densidad, tienen poco efecto en el gradiente de presión. La pared de la tubería está siempre en contacto con la fase líquida.</p>

**Transición**

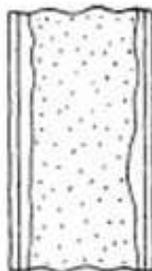
Este flujo ocurre en el cambio de una fase líquida continua a una fase gaseosa continua. Los baches de gas pueden unirse y el líquido puede viajar en los baches. Aunque los efectos del líquido son insignificantes, los efectos de la fase gaseosa son predominantes.

**Bache**

El volumen de líquidos sigue aumentando, las gotas de líquido se unirán formando un tapón de líquido que impide el flujo de gas, las burbujas de gas se hacen más grandes hasta ocupar prácticamente toda el área de flujo y empujan el bache de líquido a través de la tubería de producción. La velocidad de los baches de gas es mayor que la del líquido, forma una película que puede moverse hacia abajo a velocidades bajas. Ambos el gas y el líquido tienen efectos significativos en el gradiente de presión. Una característica de este patrón de flujo es la alternancia de las fases líquido y gas, lo que provoca la mayor caída de presión en la tubería para un gasto de gas  $Q_g$ .

**Anular**

Cuando el volumen de líquidos se incrementa la fase de gas ocupará la parte central de la tubería de producción, y la fase de líquidos fluirá a través de las paredes. La adherencia del líquido en las paredes del tubo forma un anillo que se transporta a una velocidad menor a la del gas por el efecto de las fuerzas viscosas, esto provoca una caída de presión adicional a la que se obtendría en un flujo neblina.

**Neblina**

Con una velocidad de flujo relativamente alta de gas (4-6 m/s), la estructura del flujo es continua y homogénea. La fase gas es continua y hay gotas de líquido dispersas en ella. El gasto de gas es suficiente para levantar el líquido (agua y condensado) hacia la superficie. Las gotas de líquido fluyendo en la misma dirección que el gas, tienen una apariencia de flujo nebuloso, y de ahí del nombre del patrón. El patrón de flujo neblina es el patrón que transporta un gasto de gas  $Q_g$ , provocando la menor caída de presión posible en la tubería.

Conforme la velocidad del gas disminuye, existe una transición en el tipo de flujo presente en una tubería vertical:

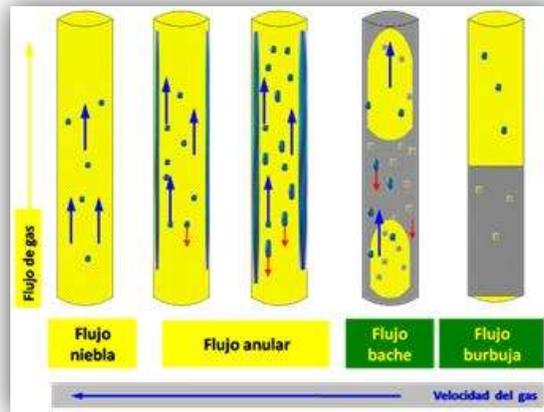


Figura 14. Transición de patrón de flujo vertical.

### c. Flujo en Estranguladores

Los estranguladores, orificios o reductores, son dispositivos mecánicos que implican un estrechamiento en la tubería para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo. Sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente.

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

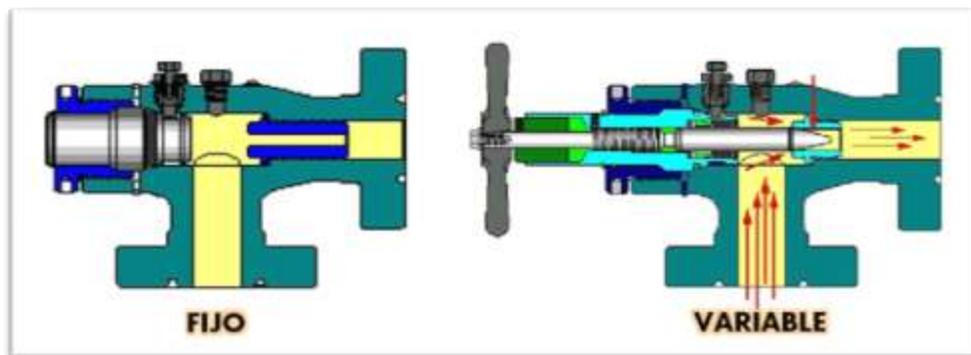


Figura 15. Estranguladores de Flujo

Las presiones presentes en un estrangulador son:

$$P_e = \text{Presión corriente abajo (presión en la línea de descarga), } \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$P_{wh} = \text{Presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo), } \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

Cuando un gas o una mezcla de gas- líquido fluyen a través de un estrangulador, el fluido es acelerado de tal manera que alcanza la velocidad del sonido en el interior del estrangulador. Cuando esto ocurre, el flujo es llamado “flujo crítico”.

Cuando se tiene flujo crítico en el estrangulador, las perturbaciones de presión corriente abajo del estrangulador no afectan a los componentes que están corriente arriba.

El flujo crítico ocurre cuando se cumple la siguiente igualdad:

$$\frac{P_e}{P_{wh}} \leq 0.5283 \quad \dots 31$$

Para flujo crítico, el gasto es una función de la presión corriente arriba, de la relación gas-líquido y del diámetro del estrangulador.

Las principales razones para instalar un estrangulador superficial en el pozo son:

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Mantener una producción razonable.
- Proteger el equipo superficial.
- Mantener suficiente contrapresión para prevenir la entrada de arena.
- Prevenir la conificación de gas y/o agua.
- Obtener el gasto de producción apropiado o conveniente.

#### d. Selección del Nodo de Solución

La selección del nodo o nodos iniciales depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución

confiable. Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada. Algunos nodos frecuentemente usados como solución son:

- **Fondo del pozo:** se localiza a la profundidad media de disparos. Se divide al SIP en dos: yacimiento y sistema total de tuberías. Al aislar al yacimiento del resto del SIP puede observarse el efecto del abatimiento de presión estática sobre el ritmo de producción.
- **Cabeza del pozo:** divide al SIP en dos: el primer componente corresponde al separador y línea de descarga; el segundo está conformado por el yacimiento y la TP. Permite evaluar el efecto del diámetro de la línea de descarga sobre el ritmo de producción.
- **Yacimiento:** Permite obtener el ritmo de producción posible para diferentes presiones estáticas. Su utilidad es relativa si no se considera la variación de la relación gas aceite.

## B. DISPOSITIVO IMP

En este capítulo se encuentra una explicación detallada de las cualidades del dispositivo MPFV®, el cual representa la parte medular de la tecnología desarrollada en el IMP por parte del grupo SHAIP.

### 1. Descripción General

El dispositivo es un sistema que modifica el patrón de flujo, lo cual promueve mejores condiciones de producción. Se coloca en extremo inferior de la tubería de producción de los pozos productores de hidrocarburos, principalmente de gas con problemas de carga de líquido, para desplazar a la superficie los líquidos acumulados en el fondo del pozo.

Está constituido por elementos mecánicos que se utilizan para reincorporar y atomizar la fase líquida en la fase gaseosa, generando una mezcla homogénea de ambas fases reduciendo las caídas de presión por fricción y elevación en la tubería de producción por el flujo de fluidos a través de ella y por el efecto de la contrapresión generada por la columna de líquido acumulada. Como beneficios asociados se obtiene una disminución en el requerimiento de presión para desplazar los fluidos del fondo del pozo a la superficie optimizando la energía del yacimiento, se prolonga la vida fluyente, se promueve el control de la producción de agua y evita la formación de hidratos en las instalaciones superficiales.



Figura 1. Dispositivo IMP

El dispositivo está basado en la transmisión de energía por impacto de un fluido a gran velocidad (gas), contra otro fluido en movimiento o en reposo (condensados y/o agua), para proporcionar una mezcla de fluido a una velocidad moderadamente elevada, que

luego disminuye hasta obtener una presión final mayor que la inicial del fluido de menor velocidad.

La geometría Venturi consiste en una reducción de la sección transversal de la tubería de producción, lo cual ocasiona una disminución de presión en el fluido y un aumento en la velocidad real de las fases, logrando un reacomodo de la distribución relativa de las mismas a través de la TP.

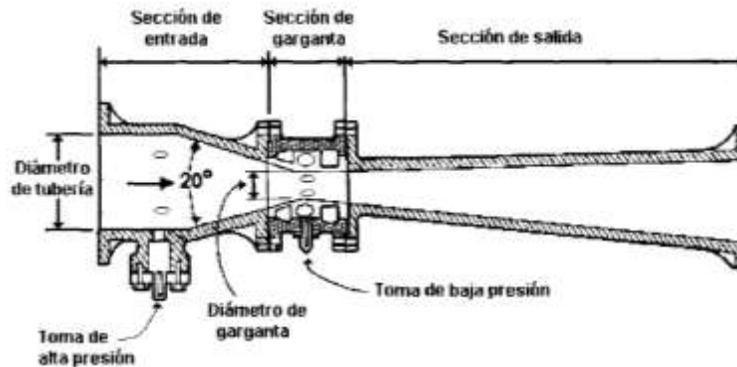


Figura 2. Diagrama de un Tubo Venturi

En la Sección de garganta, ilustrada en la figura previa, se produce un efecto de succión provocado por el aumento de la energía cinética del fluido, lo cual coadyuva a la remoción de los líquidos acumulados en el fondo del pozo y facilita su movilidad hasta la superficie.

Los efectos antes mencionados se manifiestan en las condiciones de producción, pues se reduce el bacheo y estabiliza o incrementa el ritmo de producción de líquidos.

El sistema MPFV® está constituido por cinco elementos mecánicos:

1. **Expansor primario o actuante:** permite la expansión de la corriente de gas proveniente del pozo, que es el fluido motriz, hasta un estado de alta velocidad. Está fabricado en acero 4140 tratado con recubrimiento superficial con una dureza de 97 RWC, su diámetro interior tiene la función de provocar la primera caída de presión a través de una restricción controlada de flujo, lo cual favorece la expansión de gas proveniente del pozo, que es el fluido motriz, hasta un estado de alta velocidad, originada por la energía de presión del yacimiento, la expansión súbita de gas incrementa la velocidad, que en presencia de líquido, promueve la formación de una mezcla homogénea.
2. **Cámara de homogeneización:** está conectado al expansor primario y en su interior se realiza la estabilización y homogeneización del flujo de gas y líquido

proveniente de la primera etapa de expansión, y los fluidos son transportados a través de la cámara hasta el tercer elemento. Fabricado en acero 4140 tratado, dispone de un diámetro interior mayor al del expansor primario con el cual está conectado en la parte inferior y con el expansor secundario en la parte superior.

3. **Expansor secundario:** Fabricado en acero 4140 tratado con recubrimiento superficial con una dureza de 97 RWC, se acopla a la cámara de homogeneización, teniendo la función provocar una segunda restricción al flujo, dispone de una geometría tal que incrementa la velocidad del gas, formándose zonas baja presión donde aloja las venas de succión, en la parte superior dispone de un cuello de pesca, que es el mecanismo que permite la instalación y recuperación del sistema MPFV® en el interior de la tubería de producción a través de una unidad de línea de acero mediante una herramienta soldadora JDC denominada pescante.
4. **Venas de succión:** que son las que comunican las zonas de baja presión del interior del expansor secundario con el líquido acumulado en el exterior del sistema, tienen la función succionar y disminuir el tamaño de partícula de líquido (proceso de atomización) utilizando la alta velocidad de la corriente de gas alcanzada en el expansor secundario en las zonas de baja presión.
5. **Sistema de anclaje y hermeticidad:** se acopla en su parte interior al expansor primario y cámara de homogeneización y en su extremo superior al expansor secundario, permite instalar el sistema mejorador del patrón de flujo en cualquier parte de la tubería de producción del pozo y al mismo tiempo obliga a que el flujo se realice únicamente por el interior de todos los elementos anteriormente mencionados, dispone de anclas mecánicas que se agarran a la tubería y sellos de elastómero que permiten anclar el sistema y provocan hermeticidad en su exterior.

En la siguiente figura se describe la distribución de los componentes del sistema MPFV®.

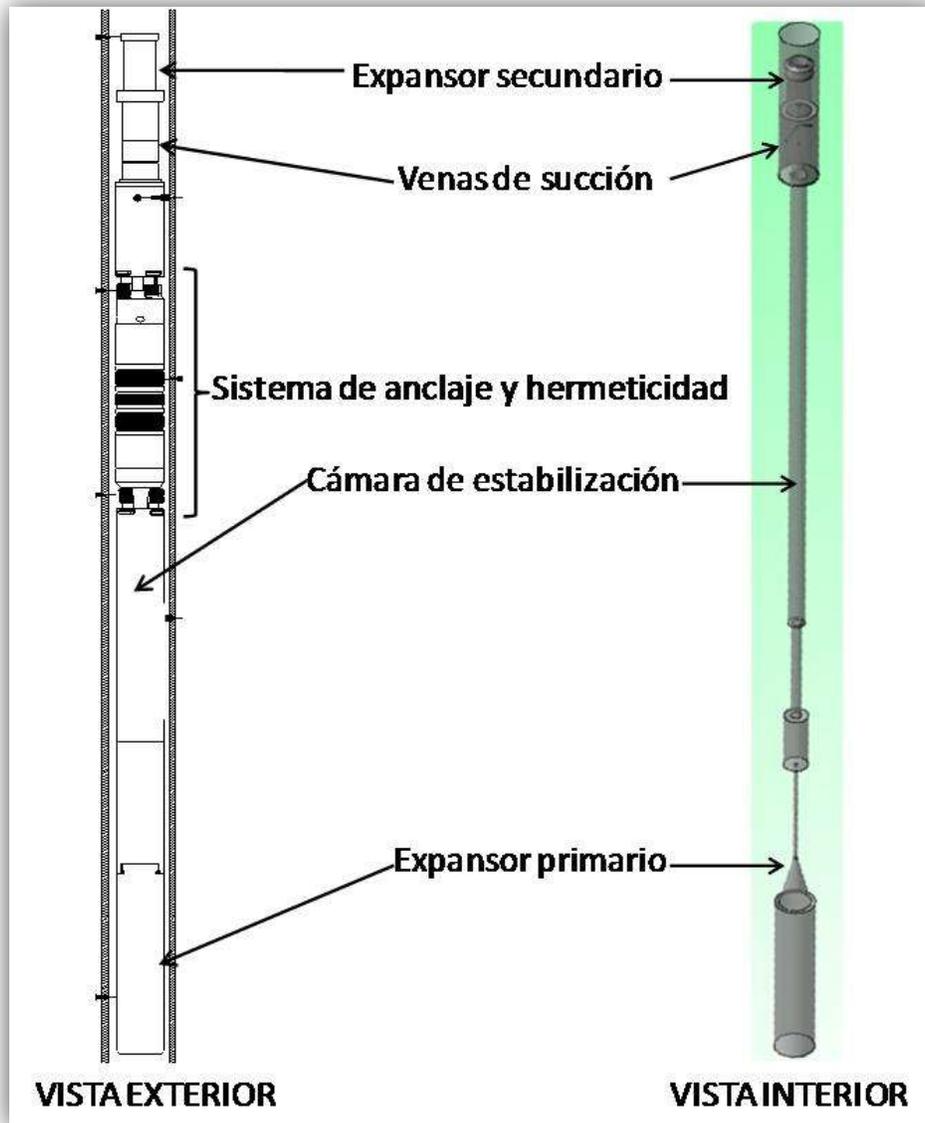


Figura 3. Diagrama de Dispositivo IMP

El sistema MPFV® en su conjunto, promueve la expansión de gas en el fondo del pozo incrementando su velocidad a la necesaria para incorporar los líquidos existentes en forma atomizada a través de la tubería de producción hasta superficie, de esta manera las gotas de líquido se mueven dentro de la corriente de gas estando sujetas a las fuerzas de arrastre y de gravedad, fragmentando las partículas de líquido por los efectos de la incorporación a través las venas de succión y expansor secundario, mientras que la tensión superficial del líquido actúa para evitar su fragmentación (presión de superficie).

Los cálculos para el diseño, consideran tres procesos distintos: expansión, compresión y mezclado, por lo que hay métodos específicos para cada tipo de elemento, que consisten fundamentalmente en determinar las áreas de flujo y su geometría. Una vez diseñado el equipo, éste debe operar a las condiciones estacionarias para las cuales se diseñó y el cálculo fundamental es del coeficiente de arrastre:

$$\text{Coeficiente arrastre} = \frac{\text{Flujo motriz}}{\text{Flujo arrastrado}}$$

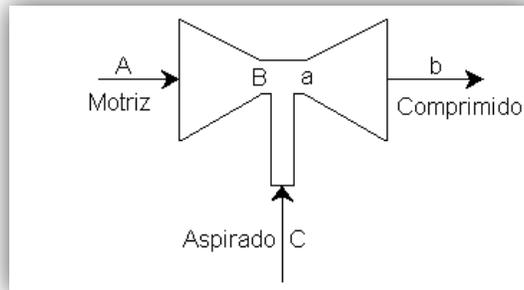


Figura 4. Diagrama del Expansor Secundario.

## 2. Especificaciones Técnicas

- Resiste 7000 psi de presión diferencial.
- Soporta una presión de trabajo máxima de 11, 000 psi.
- Es instalado en el extremo de la tubería de producción y liberado con línea de acero.
- Sus componentes son intercambiables y de fácil mantenimiento.
- Su interior genera un sello hermético para evitar fugas.
- Tiene un diámetro máximo de 2.250 pg y Longitud de 2.10 metros.
- Temperatura máxima en el interior del pozo 177°C.
- El sistema es aplicable en pozos desviados hasta 35º (3º por cada 100 metros).
- Resistente en ambientes agresivos con presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S
- Dispone de dos expansores y venas de succión que mejoran que forman un patrón de flujo burbuja, que evita que los líquidos se acumulen en el fondo del pozo.

## C. METODOLOGÍA DE INSTALACIÓN

En este capítulo se desglosan las actividades requeridas para la aplicación de la tecnología relacionada con el dispositivo (MPFV®), explicando cada fase de la Metodología a seguir para proveer un servicio integral de calidad y obtener resultados satisfactorios para el cliente.

### 1. Programa de Actividades

La instalación depende de la solicitud del cliente y su programa de actividades se ejecutará bajo el siguiente esquema:

Tabla 1. Diagrama de Gantt para la Instalación de la Tecnología MPFV®

Descripción de la Actividad	Días															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Recopilación de Información y Selección de Pozos candidatos	■	■														
Simulación del sistema de producción y comportamiento del pozo			■	■												
Diseño del sistema mejorador de patrón de flujo (MPF) y diseño del programa operativo					■	■	■									
Fabricación y tratamiento del MPF							■	■	■	■	■					
Pruebas de laboratorio												■				
Instalación del MPF													■	■	■	
Evaluación y Seguimiento																■

Este es un programa generado en función de la disponibilidad de personal del grupo SHAIPI, sin embargo, la duración de las actividades puede variar según la cantidad y calidad de la información proporcionada por el cliente, lo cual impacta en el inicio de las actividades posteriores.

### 2. Estructura Funcional

Para lograr una correcta coordinación, ejecución y comunicación con el cliente, principalmente, debe establecerse un Jefe de Proyecto, quien con la ayuda de los especialistas adecuados, llevarán a cabo las actividades programadas.



Figura 1. Estructura Funcional para la Implementación del Dispositivo (MPFV®)

### 3. Recopilación de Información

Este procedimiento es aplicable a la recopilación de información de pozos con problemas de carga de líquidos, con características operativas necesarias para instalar mejoradores de patrón de flujo tipo venturi (MPFV®).

En esta etapa intervienen:



Figura 2. Responsabilidades en la Recopilación de Información.

Los requisitos para cumplir adecuadamente ésta etapa son:

- Conocer el contacto que proporcionará la información y su ubicación.
- Conocer y cumplir con los requerimientos para el acceso a las instalaciones donde se desea obtener información.
- Disponer de unidad de almacenamiento de datos electrónica.

La información recopilada será usada con discreción y respaldada para su seguridad y buen uso, con el único fin de obtener los mejores resultados para la realización del proyecto, de acuerdo con la Normateca del Instituto Mexicano del Petróleo.

Para el óptimo cumplimiento de esta fase, esta es la sucesión de actividades que deben ejecutarse:

**El Jefe de Proyecto**, notifica a los especialistas el requerimiento de información y en conjunto realizan una lista de los parámetros del yacimiento, fluidos producidos, terminación e instalaciones superficiales necesarios para seleccionar pozos candidatos para la instalación del MPFV®, y designa el equipo donde será resguardada la información.

**El Jefe de Proyecto y/o Especialista**, programa reunión con el Supervisor de Proyecto PEMEX, para solicitar formalmente la información requerida de los pozos o campos con problemas de carga de líquido de interés para el Activo y establece la logística de comunicación hacia las áreas responsables del resguardo de la información (Diseño de Explotación, Línea de Acero-Unidad Operativa y Operación de Pozos).

**El Jefe de Proyecto y/o Especialista**, recopila en las instalaciones de PEMEX, la información requerida de manera electrónica:

- Estado mecánico del pozo
- Perfil de desviación
- Historia de producción
- Medición trifásica
- Presiones de fondo y cabeza
- Presión y temperatura del yacimiento
- Registros de presión cerrado y fluyente
- Perfil geotérmico
- Análisis cromatográfico o PVT

**Los Especialistas**, revisan y ordenan la información recopilada. Posteriormente, identifican y listan la información faltante o con inconsistencias de los pozos, la cual deberá ser solicitada al Jefe de Proyecto, una vez definidos como pozos candidatos.

**El Jefe de Proyecto**, solicita la información faltante al Supervisor de Proyecto PEMEX y en conjunto definen la factibilidad de realizar mediciones al pozo y sus fluidos a fin de complementar la información requerida.

**Los Especialistas**, resguardan la información recabada en el servidor designado, de los pozos candidatos para la instalación del MPFV® y difunden a todos los participantes del proyecto la ruta donde se localiza la información recopilada de los pozos candidatos.

Como resultado se obtiene:

- Lista de información faltante
- Trazabilidad de la información de pozos candidatos
- Bitácora del proyecto, donde es asentada la fecha de solicitud de información al Coordinador PEMEX y el medio por el que se realizó (oficio, E-mail, telefónicamente)

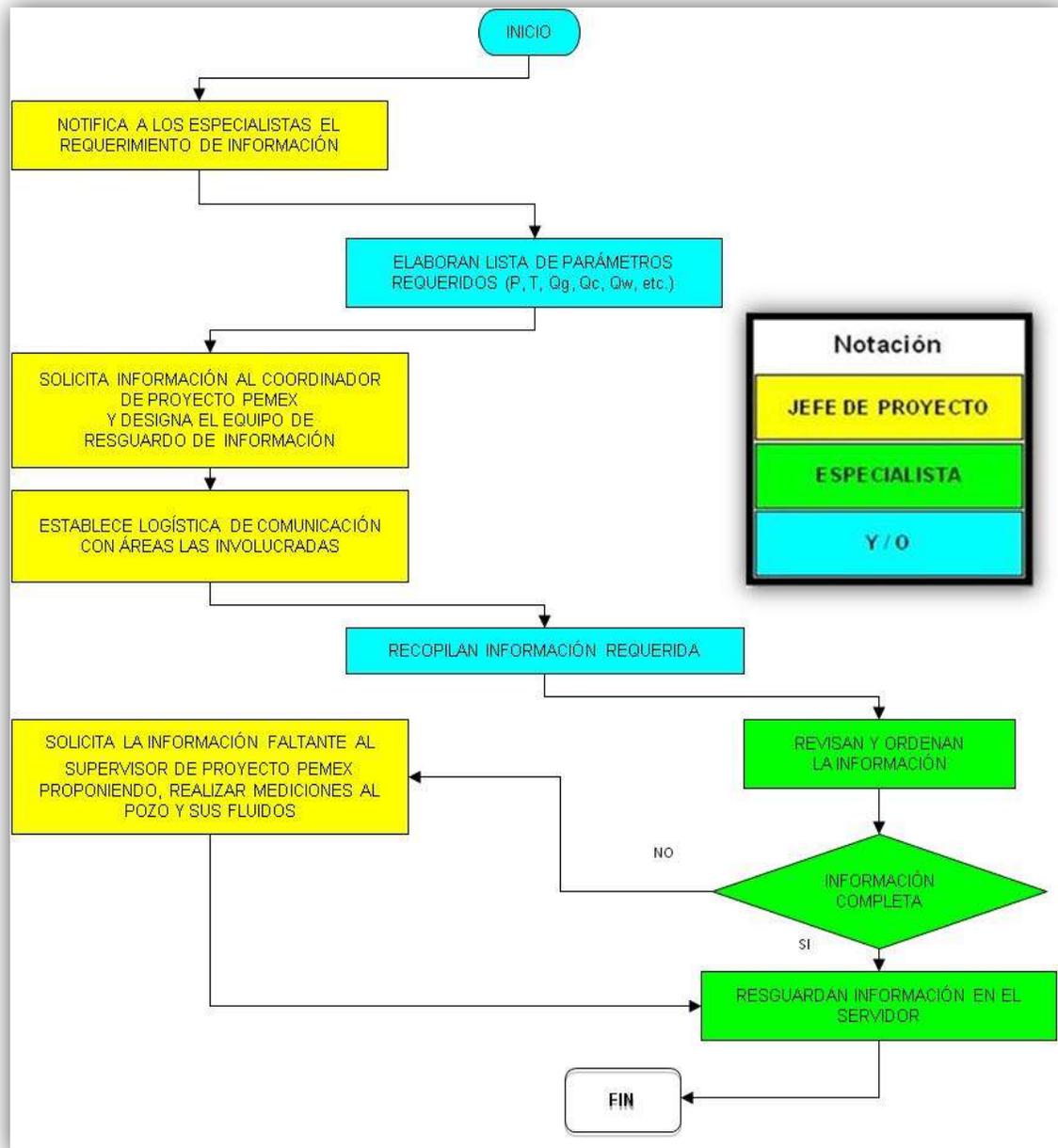


Figura 3. Diagrama de flujo para la Recopilación de Información.

#### 4. Selección de Pozos Candidatos

A continuación, se muestra la secuencia de operaciones para realizar el análisis de la información recopilada de pozos productores de hidrocarburos con problemas de carga de líquidos, para seleccionar pozos candidatos para la instalación de MPFV®.

En esta etapa intervienen:



Figura 4. Responsabilidades en la Selección de pozos candidatos

Para lograr el correcto cumplimiento de esta etapa, es necesaria la realización del procedimiento de recopilación de información, la cual conste de datos completos y veraces. La información analizada y los resultados obtenidos serán resguardados, protegidos y utilizados de acuerdo al código de conducta del IMP.

El óptimo cumplimiento de esta etapa se logrará siguiendo el consecutivo de actividades como se lista:

**El Jefe de Proyecto**, establece los lineamientos a seguir para el análisis de la información (selección de pozos para incremento de producción, mantenimiento de

presión, detener producción excesiva de agua y gas, etc.) y los difunde a los especialistas.

**El especialista,** Realiza revisión detallada de la información, en caso de detectar inconsistencias, las lista y notifica al jefe de proyecto.

**El Jefe de Proyecto,** Solicita la información (con inconsistencias) al Coordinador del Proyecto PEMEX y áreas involucradas.

**El especialista,** realiza el análisis de información para selección de pozos candidatos como sigue.

- Genera una carpeta en el servidor por pozo, que contenga:
  - Archivo de RPF
  - Archivo del estado mecánico
  - Archivo de la medición
  - Archivo del análisis cromatográfico o PVT
- Genera una carpeta con el nombre “Información complementaria” y guardar toda la información adicional que se tenga.
- Analiza el estado mecánico del pozo obteniendo la siguiente información:
  - Tipo de terminación del pozo
  - Diámetro y peso de la tubería de producción, con el objetivo de obtener su drift (diámetro máximo permisible para bajar una herramienta al pozo) y determinar si se dispone de la herramienta apropiada.
  - Profundidad del intervalo productor disparado, necesario para determinar la profundidad de colocación del MPFV®.
  - Desviación del pozo, con las coordenadas, nomenclatura “D” después del número de pozo y objetivo, determina si el pozo es desviado.
- Analiza el registro de presión con pozo fondo fluyendo (RPF):
  - Dentro del RPF ubica la gráfica de gradiente de presión y detecta cambios de pendiente y los cambios en los valores correspondientes de gradiente (gradiente de gas menor a  $0.001 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ ; gradiente de la mezcla gas-condensados-agua de  $0.001$  a  $0.06 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  y un gradiente de  $0.1 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  corresponde a la presión ejercida por una columna de agua); de acuerdo con estos valores realizar las diferentes combinaciones que permitan obtener una

interpretación cualitativa del fluido que se encuentra en el intervalo estudiado.

- Determina el valor las caídas de presión en la tubería de producción y cualitativamente la severidad del colgamiento de líquidos.
- Analiza el historial de producción y/o medición trifásica actual:
  - Del historial de producción, identifica si se tiene una disminución asociada a la producción de líquidos y operaciones correctivas realizadas para su control (cambios de diámetro de estrangulador, empleo de barras efervescentes, etc.)
  - De la medición trifásica determina los gastos de los fluidos producidos (gas, agua y condensados).

**El especialista,** Elabora una lista con los pozos pre-candidatos para la instalación del MPFV®, que contenga la información suficiente para realizar la simulación.

**El Jefe de Proyecto y/o los especialistas,** con base en el análisis de la información determinan si los pozos son candidatos para la instalación del MPFV®, basados en que:

- Se dispone de un MPFV® apropiado para la tubería del pozo.
- La desviación del pozo permite el anclaje y desanclaje del MPFV®.
- Se cumple con los rangos de aplicación de la herramienta

Tabla 2. Rangos de Aplicación de la Herramienta

Parámetro	Unidades	Rango de aplicación
RGL	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	100 a 1000
Corte de agua	%	Menor del 70
Profundidad de colocación	m	Mayor de 800
Densidad del aceite	° API	Mayor de 15
Desviación máxima	grados	Menor de 60
Presión de fondo fluyendo	Kg/cm <sup>2</sup>	Pwf mayor al 50% del peso de la columna hidrostática de líquido en la TP

**El especialista,** Guarda en el servidor la información de los pozos seleccionados mediante la ruta preestablecida para su simulación.

**El Jefe de Proyecto,** notifica al especialista responsable de la simulación que se dispone de información de pozos candidatos y que puede iniciar con la simulación de los pozos.

El diagrama de flujo para este proceso corresponde como sigue:

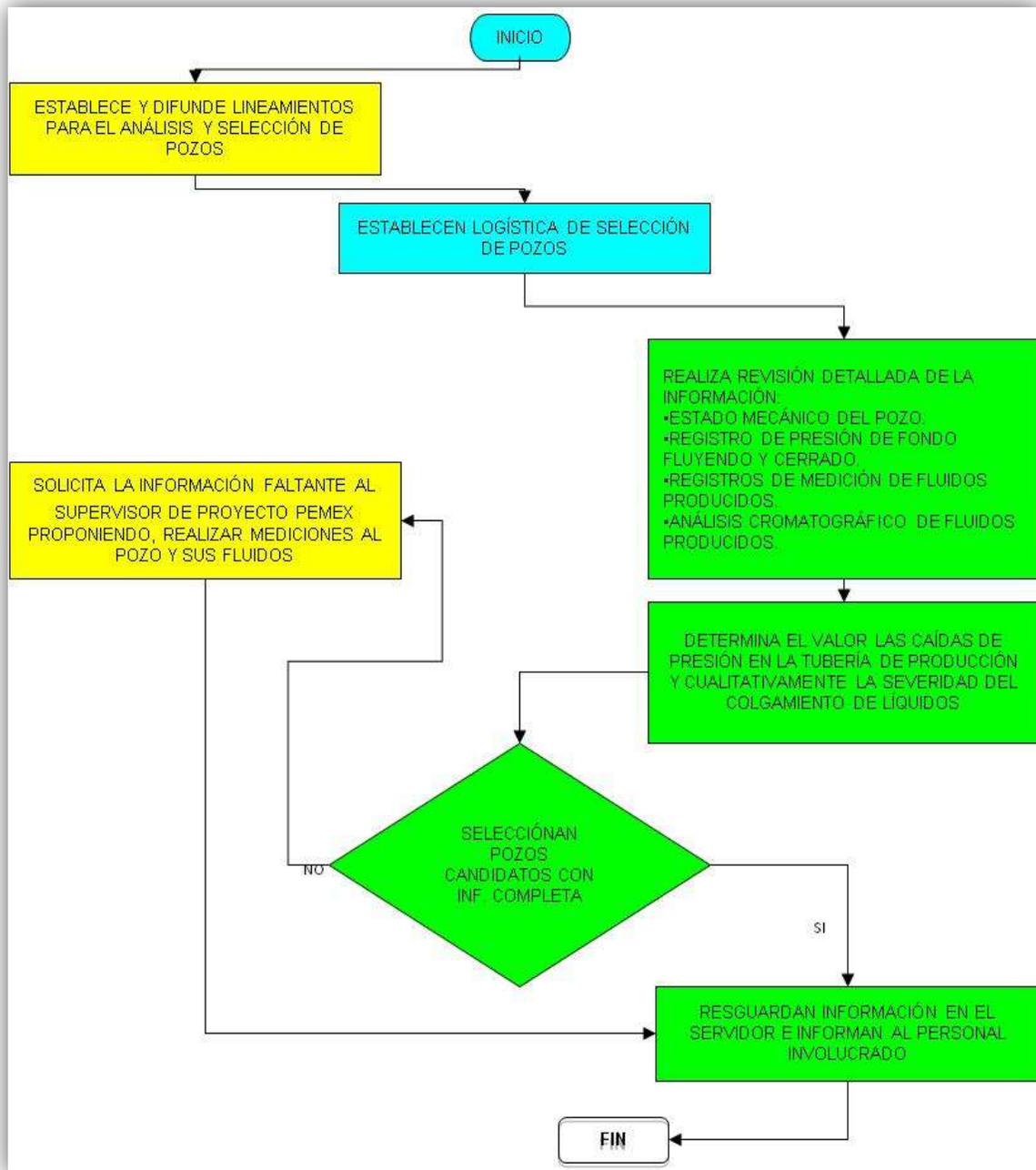


Figura 5. Diagrama de flujo para la Selección de Pozos Candidatos.

## 5. Simulación

El objetivo inicial es modelar las condiciones actuales de producción del pozo, posteriormente realizar una predicción de diversos escenarios esperados con la instalación del MPFV®. Esto permite evaluar el efecto que tendría el dispositivo en la producción del pozo, además de efectuar un análisis de sensibilidad del diámetro, lo cual posibilita la selección del más apropiado, según el propósito que se busque con la implementación del dispositivo.

Esta fase se lleva a cabo empleando el programa de análisis del sistema de producción PIPESIM, desarrollado por Schlumberger, en el cual se realiza el Análisis Nodal pertinente, usando como nodos de solución el fondo y la cabeza del pozo, para distinguir las condiciones de aporte de fluidos y las de transporte de los mismos, respectivamente.

Cuando se analizan pozos de gas adicionalmente se utiliza el programa de cómputo PRO-II, desarrollado por Invensys. En este programa se realiza la caracterización del fluido, mediante la cromatografía del gas. Se emplea para simular la envolvente de fase y tener una mejor idea acerca del comportamiento del fluido. La información obtenida será alimentada para generar el modelo correspondiente en PIPESIM.

Es primordial que el especialista cuente con un equipo de cómputo personal, con las características necesarias para efectuar la simulación, así como una licencia vigente de los programas necesarios. Deberá mantenerse el acceso a la información manipulada dentro del grupo SHAIP, además de respaldar y actualizar el trabajo realizado en el Servidor.

En la simulación intervienen:



Figura 6. Responsabilidades en la Simulación.

El Formato-Resumen es un archivo de Excel que reúne la información necesaria para la simulación. Consta de seis pestañas:

- 1) **Datos:** Nombre del pozo, parámetros operativos (ritmos de producción, presiones, diámetro de estrangulador, relación gas aceite y corte de agua), características del aparejo de producción y de los fluidos. Pueden incluirse datos adicionales como IPR o permeabilidad promedio, además de indicar posibles obstrucciones en la TP y la profundidad a la cual se encuentran.
- 2) **Estado mecánico:** proporcionado por el Supervisor del Proyecto.
- 3) **Historial de producción:** proporcionado por el Supervisor del Proyecto.
- 4) **Registro de presión de fondo fluyendo:** proporcionado por el Supervisor del Proyecto.
- 5) **Análisis cromatográfico:** cuando el pozo en cuestión sea productor de gas.
- 6) **Simulación:** se coloca el resultado obtenido en PRO-II, de Invensys.

El óptimo cumplimiento de esta etapa se logrará siguiendo el consecutivo de actividades como a continuación se indica:

El **Jefe de Proyecto** verificará que el Formato-resumen MPFV® se encuentre completo y validará la información vertida en él.

El **Especialista** revisará el Formato MPFV®, y en caso de modificarlo, deberá notificar al Jefe de Proyecto.

Definición la composición de la mezcla de producción.

- Seleccionar la Medición Trifásica (MT) que concuerde en tiempo y condiciones con el Registro de Presión a Fondo Fluyente (RPFV) más reciente; en caso de no existir, seleccionar el más aproximado.
- Si en la MT seleccionada se reporta gasto de condensado, utilizar éste junto con el gasto de gas para determinar la fracción volumen de cada componente tanto en estado gaseoso como líquido. En caso contrario, calcular el volumen de condensado como lo indica el Análisis Cromatográfico (AC) a partir del valor del gasto de gas.
- Introducir en PRO-II las fracciones volumen de los componentes en cada una de las tres corrientes: agua, condensado y gas.

Actualizar el Formato MPFV® con las fracciones volumen de la mezcla de salida.

Generar el archivo con la Información para PIPESIM de Schlumberger.

Reproducción del comportamiento de producción actual del pozo, generando el Caso Base de Producción y Predicción del comportamiento de producción posterior a la instalación del MPFV® en PIPESIM.

Actualizar Ficha Técnica con la propuesta de instalación.

Resumen de resultados obtenidos mediante la simulación.

Crear una presentación en Power Point llamada “Gráficas” con la siguiente información:

Diapositiva 1: Reproducción del perfil de presión a lo largo de la tubería.

Diapositiva 2: Análisis Nodal especificado los datos de entrada al simulador.

Diapositiva 3: Sensibilización de diámetro del MPFV®.

Diapositiva 4: Propuesta de instalación y comparativo de situación actual y esperada.

Diapositiva 5: Consideraciones, dificultades, comentarios, aclaraciones y sugerencias que se presenten en el proceso de simulación.

Entregar resultados al Jefe de Proyecto

Cabe destacar que la aproximación de los modelos de simulación está en función de la calidad de la información. Cuando nos proporcionan datos confiables y actualizados el modelo suele tener un porcentaje de error menor al 10%.

Como resultado de esta etapa se obtiene la propuesta de instalación, con base en los análisis realizados en PIPESIM y PRO-II.

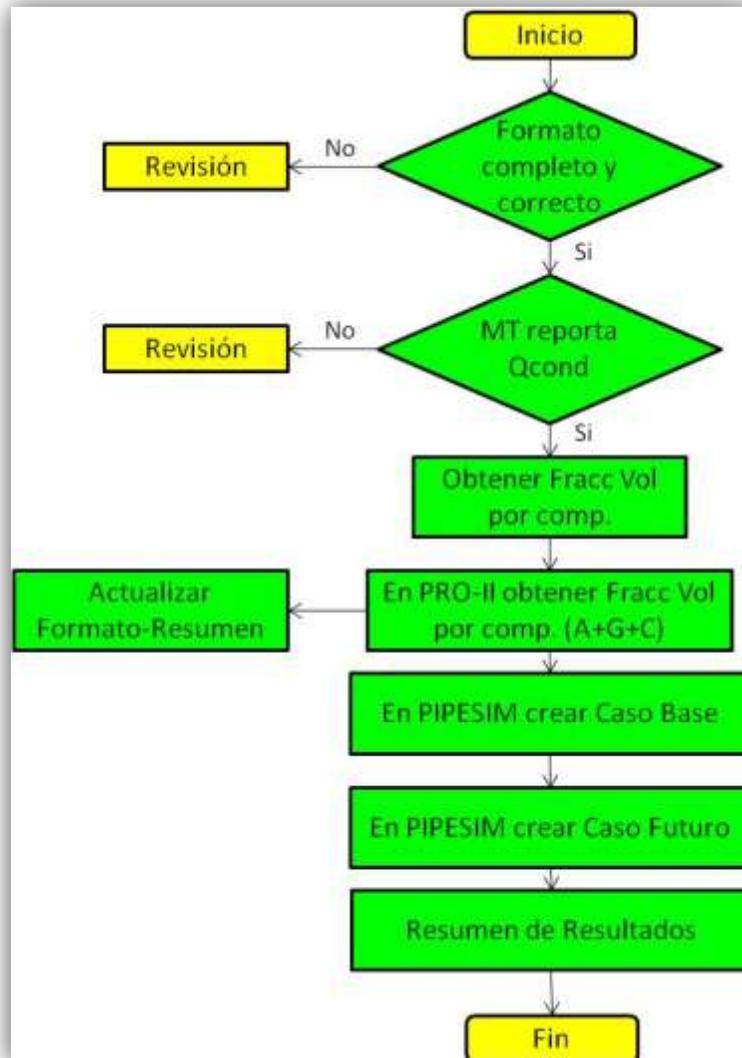


Figura 7. Diagrama de Flujo de la Simulación.

## 6. Diseño de Programa Operativo

El Programa Operativo (PO) consiste en un documento que contiene la secuencia detallada de las operaciones para efectuar la instalación en campo del Mejorador del Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®) en el pozo seleccionado. Se contemplan las actividades correspondientes para el Especialista de Campo y el Personal de Línea de Acero, principalmente.

Este documento cumple con la normatividad interna especificada en el Reglamento de Seguridad e Higiene del IMP. Además, para estar en posibilidades de proporcionar cualquier servicio, es nuestra obligación y responsabilidad acatar, en todo caso aplicable, la normatividad del cliente, la cual se encuentra especificada mediante:

- Anexo S de Obligaciones de seguridad, salud en el trabajo y protección ambiental de los proveedores o contratistas que realicen actividades en instalaciones de PEMEX Exploración y Producción.
- Lineamientos Internos de Seguridad Industrial y Protección Ambiental para el desarrollo de Actividades de Perforación y Operación de Pozos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-115-ECOL-1998, que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-117-ECOL-1998, que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía terrestres existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
- Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos.

Tiene como objetivo puntualizar las acciones que garanticen el éxito de la operación en cuestión, así como salvaguardar la integridad del dispositivo. Por ejemplo, para la Instalación, la instrucción inicial consiste en una reunión de seguridad y en la calibración del pozo, para respaldar que efectivamente se encuentre despejado y con el diámetro apropiado para alojar el dispositivo según lo programado.

Las actividades de las partes implicadas se muestran a continuación:

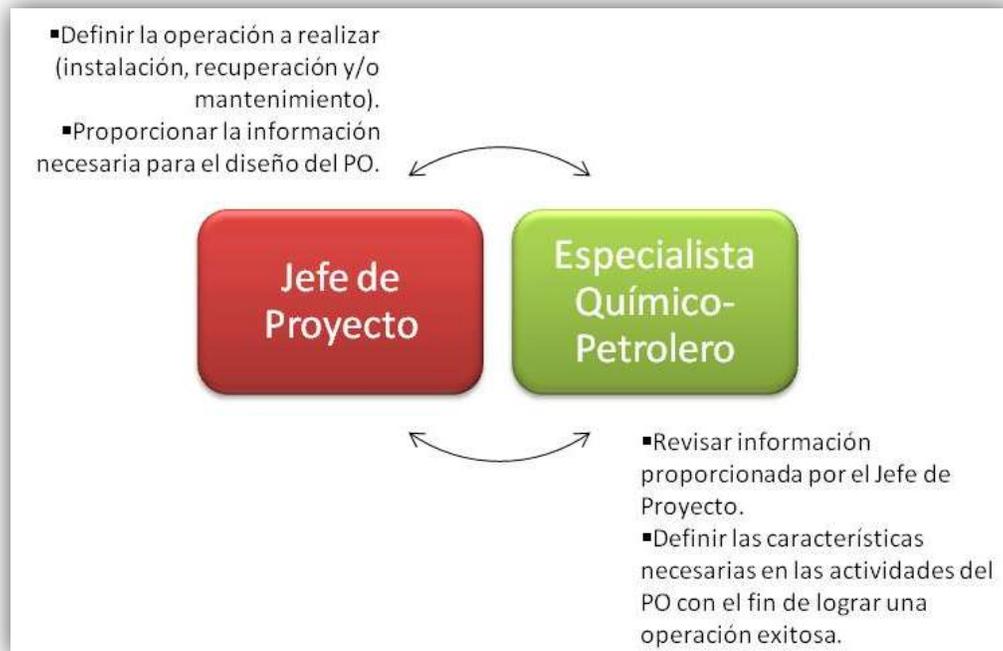


Figura 8. Responsabilidades en el Diseño de Programa Operativo.

Es necesaria la continua comunicación del Jefe de Proyecto y los especialistas, quienes deberán contar con el estado mecánico actual del pozo en cuestión. Posteriormente, los documentos generados deben ser respaldados y actualizados en el Servidor asignado.

Para cumplir adecuadamente esta etapa, las tareas deben ejecutarse en el orden que sigue:

**El Jefe de Proyecto.** Elaborará el formato de solicitud de suministro de MPFV® y lo entregará junto con el estado mecánico del pozo a un Especialista del Área Mecánica. Para efecto del diseño del PO, el formato de solicitud de suministro de MPFV® debe contener la siguiente información:

- Profundidad y tipo de herramientas a emplear para calibración de acuerdo al estado mecánico del pozo.
- Número, profundidad y tiempo de cada estación para la toma de registro de presión de fondo fluyendo.
- Resultados de la simulación que incluya:
  - Profundidad de instalación del ancla mecánica.
  - Profundidad de instalación del MPFV®.

- Tipo de estimulación a realizar en caso de que el pozo no se active en las primeras 24 horas posteriores a la instalación del MPFV®.

**El Especialista.** Revisará la información y procederá a realizar el diseño del PO, especificando la siguiente información de acuerdo a la operación a realizar:

- Instalación:
  - Diámetro exterior del cortador de parafinas para calibrar el pozo. Con el fin de asegurar que efectivamente el pozo tenga el diámetro permisible apropiado y se encuentre libre de obstrucciones hasta la profundidad de anclaje.
  - Longitud de la sarta de barras de peso.
  - Diámetro exterior de la sarta de barras de peso.
  - Longitud de la carrera de la tijera.
  - Diámetro nominal del pescante JDC.
  - Velocidad de descenso del ancla mecánica y del MPFV®.
  - Diámetro de la caja ciega y elevación sobre el cuello de pesca para golpear el MPFV®.
- Recuperación:
  - Diámetro exterior del sello de plomo para la calibración del pozo, para identificar que no exista ningún objeto extraño que obstruya el camino hasta el cuello de pesca.
  - Longitud de la sarta de barras de peso.
  - Diámetro exterior de la sarta de barras de peso.
  - Longitud de la carrera de la tijera.
  - Diámetro nominal del pescante JDC.
- Mantenimiento:
  - Diámetro exterior del sello de plomo para la calibración del pozo.
  - Longitud de la sarta de barras de peso.
  - Diámetro exterior de la sarta de barras de peso.
  - Longitud de la carrera de la tijera.
  - Diámetro nominal del pescante JDC.
  - Diámetro de la caja ciega y elevación sobre el cuello de pesca para golpear el MPFV®.

**El Jefe de Proyecto y/o Especialista** revisarán el PO y una vez validado será enviado al Coordinador del proyecto Pemex para su programación.

**El Jefe de Proyecto y/o Especialista** resguardarán el PO en el servidor en la carpeta de “Instalación” del pozo correspondiente.



Figura 9. Diagrama de Flujo del Diseño de Programa Operativo.

## 7. Diseño Personalizado del Dispositivo

Una vez que el Especialista Químico-Petrolero determina los requerimientos y condiciones del dispositivo, previa validación del Jefe de Proyecto, el Especialista Mecánico procede a diseñar la herramienta, en función de la información proporcionada, incluyendo las necesidades particulares y filosofía operativa del cliente, experiencia de campo y en cumplimiento de la Norma de dimensionado y tolerado ASMEY14.5M-1994.

El personal involucrado en esta etapa es:

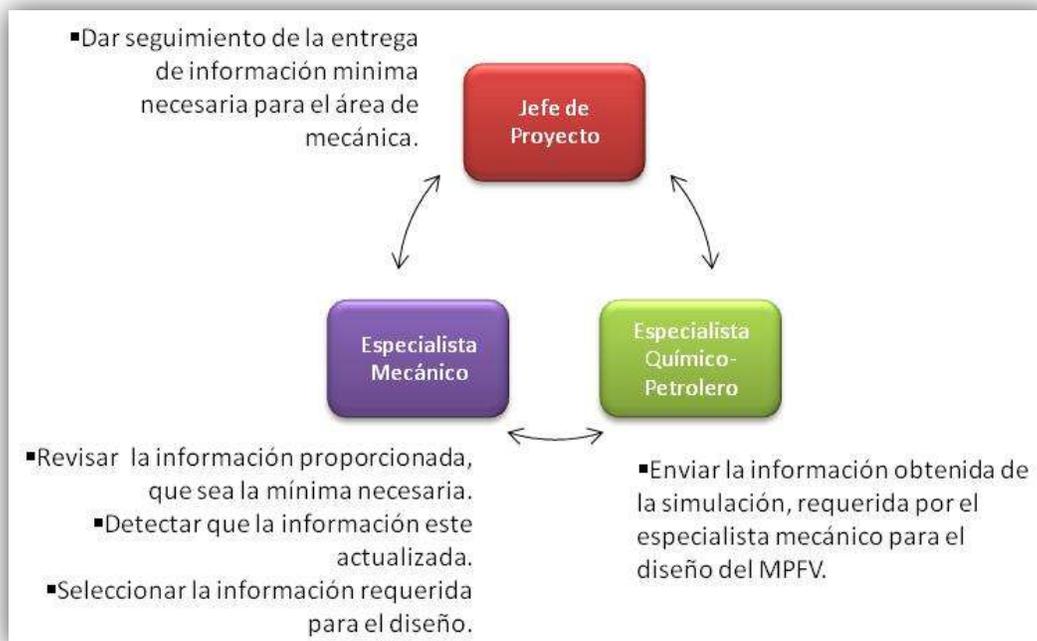


Figura 10. Responsabilidades en el Diseño del Dispositivo

Para cumplir con sus actividades, el Especialista Mecánico requiere de un equipo de cómputo adecuado y una licencia vigente del software Auto-Cad ó Cad-Mechanical. El manejo de esta información debe llevarse a cabo de acuerdo al código de conducta (Confidencialidad) del IMP.

El adecuado desarrollo de esta etapa se logrará cumpliendo el siguiente procedimiento:

**El Ingeniero Mecánico**, requiere como información mínima para el diseño:

- Estado mecánico del pozo para el cual se va a diseñar el MPFV®.
- Diámetro del Expansor Primario.
- Diámetro del Venturi.

**El Ingeniero Mecánico**, con las dimensiones obtenidas de la simulación (PIPESIM), realizará:

- Bosquejo de la herramienta MPFV®.
- Con el software seleccionado diseñar:
  - Expansor Primario.
  - Empacador.
  - Sistema de anclaje y hermeticidad.
  - Venturi.

El especialista en simulación ANSYS. Analiza el comportamiento del MPFV® y determina si el diseño es el adecuado al realizar una comparación con la simulación obtenida por PIPESIM.

- Si no es apropiado, se rediseña desde el análisis en PIPESIM.
- Si es el apropiado, se manda a fabricación.

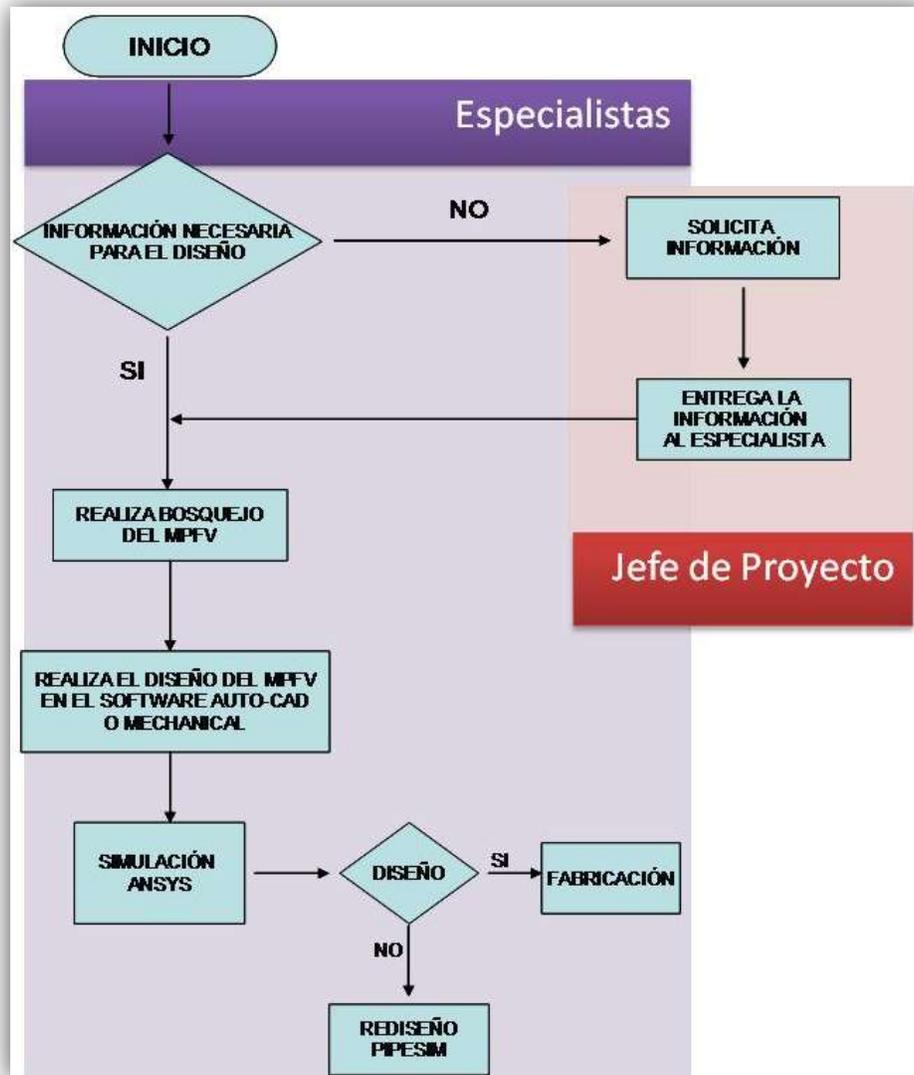


Figura 11. Diagrama de Flujo para el Diseño del Dispositivo.

## 8. Fabricación

Inicia el proceso de construcción con la revisión de la información vertida en los planos de fabricación. Una vez validados, se maquina el material con las diferentes máquinas y herramientas.

Posteriormente se procede a la revisión dimensional (Norma de dimensionado y tolerado ASMEY14.5M-1994), tomando como referencia las especificaciones del plano.

Según las condiciones bajo las cuales operará el dispositivo, se realiza un tratamiento de protección del material, que en este caso corresponde al nitrurado de las cuñas superiores e inferiores.

Los materiales y tratamientos empleados corresponden a lo estipulado en la Especificación ANSI/API 16A, para la Industria del Petróleo y Gas Natural, para equipos de perforación y producción.



Figura 12. Responsabilidades en la Fabricación del Dispositivo

Para completar esta etapa es necesario que se ejecuten en tiempo y forma las solicitudes correspondientes para justificar las compras necesarias y/o los servicios de fabricación.

La ejecución de las actividades propias de esta fase se numera a continuación:

El **Especialista mecánico**, realiza la cotización de:

- Materiales.
- Manufactura.
- Tratamientos Térmicos.
- Recubrimientos Mecánicos.

→ Fabricación de sellos especiales (o-ring y sellos vulcanizados).

NOTA: Todos los proveedores deben disponer de certificación nacional o internacional.

Una vez cotizado el MPFV® y seleccionado a los proveedores, se solicita la autorización del jefe de proyecto y se elaboran los formatos correspondientes para la adquisición de los materiales y/o servicios correspondientes para la fabricación del MPFV®, sean internos o externos.

El **Especialista mecánico** se mantiene en constante comunicación con los fabricantes, ya sean internos o externos, supervisando la maquila de las diferentes piezas o herramienta.

El **Especialista mecánico** es el encargado de recibir las piezas o herramienta, con el proveedor así como de revisarlas, probarlas y dar visto bueno a la maquila o fabricación correspondiente.

Mantendrá informado al **Jefe del Proyecto** del avance de la fabricación de la herramienta hasta el momento de entrega de todas las piezas o herramientas solicitadas.

Al término de esta fase, el **Especialista mecánico** dará el visto bueno a las piezas o herramienta maquilada para su ensamble.

La siguiente tabla describe con mayor detalle las partes del sistema MPFV®, así como el material de cada uno de ellos.

CANTIDAD	COMPONENTE	MATERIAL
1	Cuello de pesca ciego	AISI 4140 T
1	Resorte	AISI
2	Anillo	AISI 4140 T
3	Sello	Viton 70, 80
4	Cuña inferior	P- 20 y nitrurado
3	Cuña superior	P- 20 y nitrurado
1	Camisa de sello	AISI 4140 T
1	Camisa ranurada	AISI 4140 T
1	Porta cuña inferior	AISI 4140 T
1	Cilindro opresor	AISI 4140 T
1	Conexión de cilindro opresor	AISI 4140 T
1	Tapón de porta sello	AISI 4140 T

1	Tubo porta sellos	AISI 4140 T
1	Tubo opresor	AISI 4140 T
1	Porta cuñas superior	AISI 4140 T
1	Camisa 1	AISI 4140 T
1	Vástago sello	AISI 4140 T
1	Núcleo del empacador	AISI 4140 T
1	Tapón inferior	AISI 4140 T
1	Cuello de pesca	AISI 4140 T

Tabla 3. Componentes del MPFV®

En el caso de aplicación, específicamente en la Figura 46, correspondiente al diagrama del dispositivo se encuentran claramente señalados cada uno de los componentes citados en la Tabla 6.

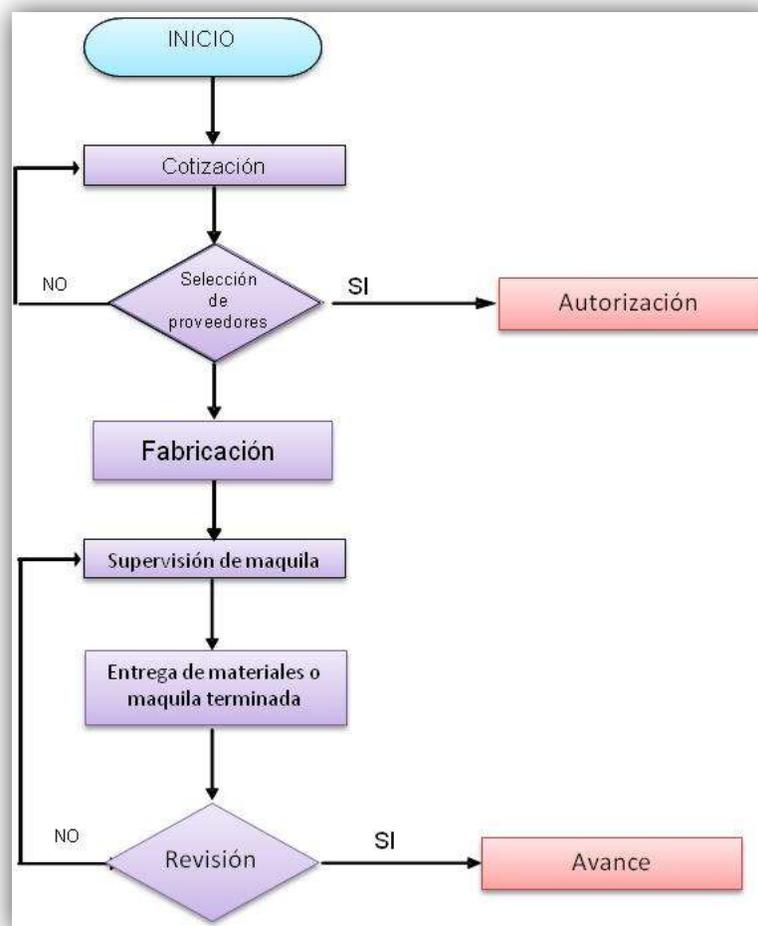


Figura 13. Diagrama de Flujo para la Fabricación del Dispositivo.

## 9. Ensamble y Pruebas de laboratorio

Los componentes son evaluados por el Especialista Mecánico, de acuerdo con la Norma de dimensionado y tolerado ASMEY14.5M-1994. Una vez que se valida el cumplimiento de las tolerancias y especificaciones se procede al ensamble de la herramienta.

Posteriormente, el dispositivo es sometido pruebas de laboratorio que dependerán de las características de la herramienta, así como llevarla a condiciones similares a las que estará expuesta, con el fin de identificar su correcto estado físico y garantizar un óptimo desempeño.

El personal participante y sus respectivas actividades son:



Figura 14. Responsabilidades de las Pruebas de Laboratorio

Es indispensable que durante la ejecución de las pruebas de laboratorio todo el personal involucrado porte el equipo de seguridad, además de tener disponible el equipo y herramienta necesarios:

- Segueta
- Pinzas de cadena
- Martillo
- Martillo de goma
- Pinzas (Perico)

- Desarmador
- Pinzas de banda.

Las tareas a desarrollar deben completarse de la siguiente manera:

El **Especialista mecánico**, una vez dado el visto bueno a la fabricación de piezas y/o herramientas prosigue a ensamblar el MPFV® de la siguiente forma:

- Se arma el núcleo del empacador.
- Se une el portacuñas superior el cual consta de 3 cuñas que van unidas a los 3 flejes que contiene.
- Se engrasa el resorte que va entre el núcleo y el portacuñas.
- Porta sellos se une al cono con cople (hembra-macho), se meten los 3 empaques y 2 anillos en el siguiente orden empaque-anillo-empaque, a continuación se anexa el cople superior (en cual lleva 2 o-ring en su parte interior), con el tubo opresor.
- Se acopla al resorte en la parte interior.
- Se acopla la camisa ranurada y camisa de sello.

Finalizando el ensamble se prosigue con las pruebas de laboratorio las cuales se realizan en una tubería de producción (TP), a tamaño escala y se describen a continuación:

- **Anclaje:** Las cuñas superiores e inferiores deben, valga la redundancia, anclarse perfectamente a la tubería de producción y los empaques deben permitir el sello entre el interior de la tubería y la herramienta. Se verifica dentro de TP el anclaje del MPFV® con golpes de arriba hacia abajo rompiendo pernos de seguridad, lo que permite posicionarnos en cualquier punto en aparejos de producción.
- **Hermeticidad:** Con los golpes recibidos en el cuello de pesca, una vez anclada la herramienta se expanden tres sellos empacadores los cuales hacen la función de sellar el MPFV® con la TP, y para verificar este comportamiento se verifica llenando únicamente el tramo de TP para pruebas.
- **Presión:** Se verifica sometiendo la herramienta a presiones por arriba y por debajo de la misma a una presión máxima reportada en el registro de presión a pozo fluyendo del pozo en cuestión, durante un tiempo mínimo de 10 minutos por prueba, para cerciorarse de no tener fugas dentro de la tubería de producción. Se somete a presión uno de los extremos para, poder constatar que se encuentra anclada y sellando, el

MPFV®. Esta prueba requiere de seguridad, es por este motivo que se instalaron tapas en los extremos de la TP con cuerdas ACME truncadas a 60°, las cuales soportan presiones de hasta 20 000 PSI.

Como resultado, el ingeniero mecánico dará el visto bueno a las piezas o herramienta maquilada para su ensamble.

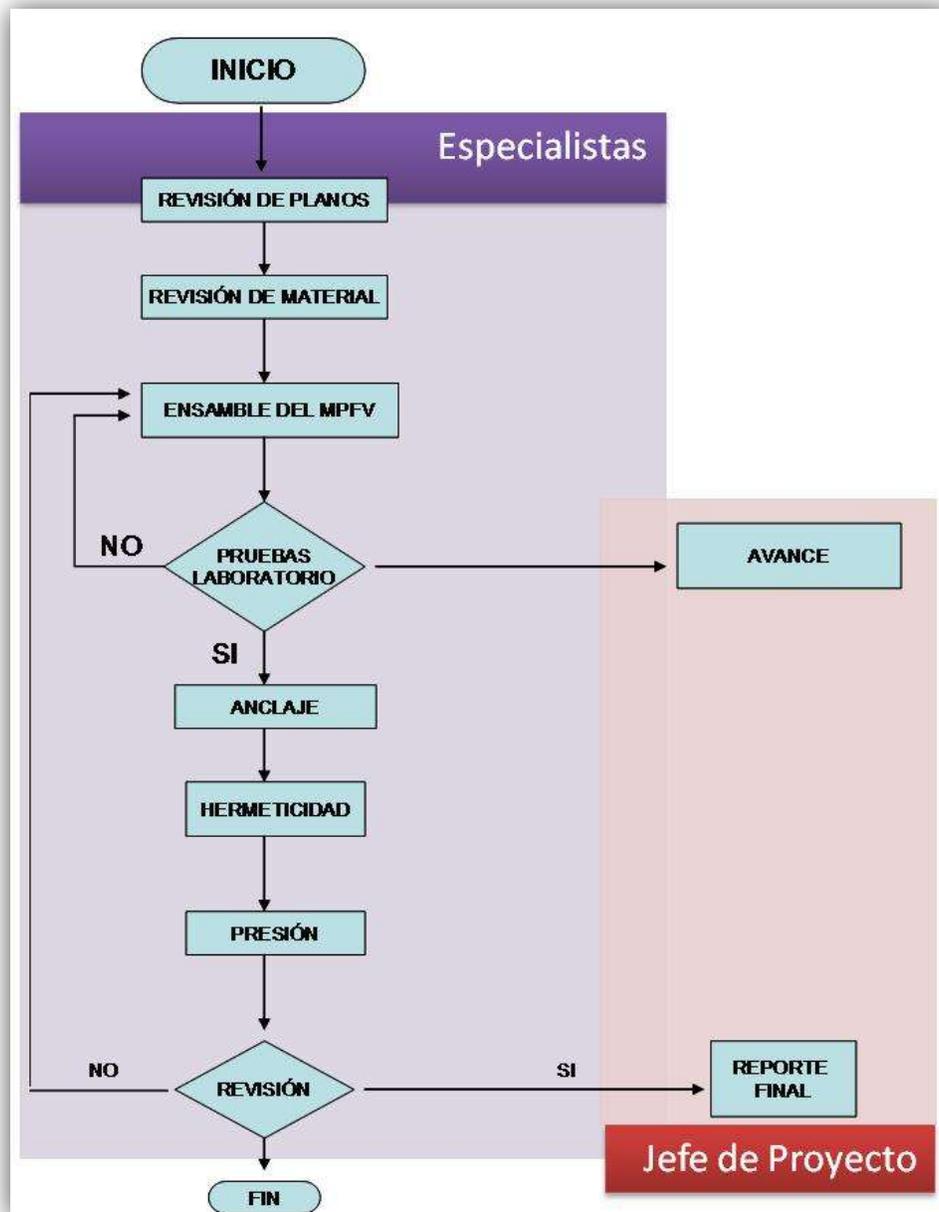


Figura 15. Diagrama de Flujo para las Pruebas de Laboratorio.

## 10. Instalación

Personal participante y actividades:



Figura 16. Responsabilidades en la Instalación del Dispositivo

El especialista de campo debe llevar un ejemplar impreso del Programa Operativo, además de portar su equipo de seguridad. A continuación el procedimiento para completar la instalación del dispositivo:

El personal comisionado en conjunto con la gente de PEMEX, realizarán un programa operativo para la instalación del Dispositivo, de acuerdo a lo siguiente:

Se reúne el personal operativo de PEMEX y el personal comisionado el IMP para revisar las actividades a realizar así como los accesorios y herramientas que se utilizarán durante la instalación de la herramienta.

Se realiza la calibración de la tubería de producción con una herramienta de igual o mayor diámetro que el Dispositivo, esta se realiza por medio de un registro de presión de fondo fluyendo o de fondo cerrado (RPF o RPF), dependiendo de las condiciones que mantengan la gente encargada del complejo. (Lo más común es realizar las calibraciones a fondo cerrado). Se cierra el pozo para la instalación de la herramienta, aproximadamente la operación es de 4 horas.

Una vez calibrado el pozo se sigue con el armado de la herramienta al 100%.

Una vez armada la herramienta y lista la sarta de la ULA, se baja la herramienta con el pescante programado, barras de peso de 15", tijeras mecánicas; a una velocidad de 30

metros por minuto hasta la profundidad de colocación programada anteriormente por la gente de PEMEX.

Se ancla la herramienta, posteriormente se baja la caja ciega, se golpea la herramienta hacia abajo para asegurar el anclaje y hermeticidad de la misma.

Una vez instalada la herramienta se abre el pozo de forma lenta en superficie se toma lecturas en un manómetro instalado previamente en superficie y se programa medición en batería o en un separador trifásico a la boca del pozo durante 24 horas para analizar el comportamiento después de la instalación se pueden tomar muestras para su análisis.

La hora de comienzo y término de la operación, observaciones realizadas a lo largo de la operación, datos, etc. Deben quedar registradas en bitácora de campo personal. Posteriormente, realizar un informe de operación el cual será entregado al jefe de proyecto y gente de PEMEX.



Figura 17. Diagrama de Flujo para la Instalación en Campo

## 11. Mantenimiento

Este capítulo consiste en las acciones fundamentales para garantizar el desempeño prolongado del dispositivo, es decir, cuidar la integridad de la herramienta para que esté en condiciones de producir los efectos esperados.

Dado que cada campo (y en muchas ocasiones cada pozo) tienen peculiaridades específicas, por lo que se realiza un análisis particular de las propiedades de los fluidos y las condiciones de producción para determinar el periodo adecuado para el mantenimiento. Los periodos de mantenimiento oscilan entre los tres y seis meses, según el pronóstico generado por el análisis de los fluidos.

Los sellos representan la parte más sensible del sistema, sin embargo, cuando los fluidos del yacimiento arrastran altos contenidos de sólidos, pueden erosionar algunas zonas de los componentes e incluso deformar el diámetro del dispositivo, motivo por el cual el monitoreo efectuado en el Seguimiento de la herramienta es de vital importancia.

El personal participante y sus actividades son:

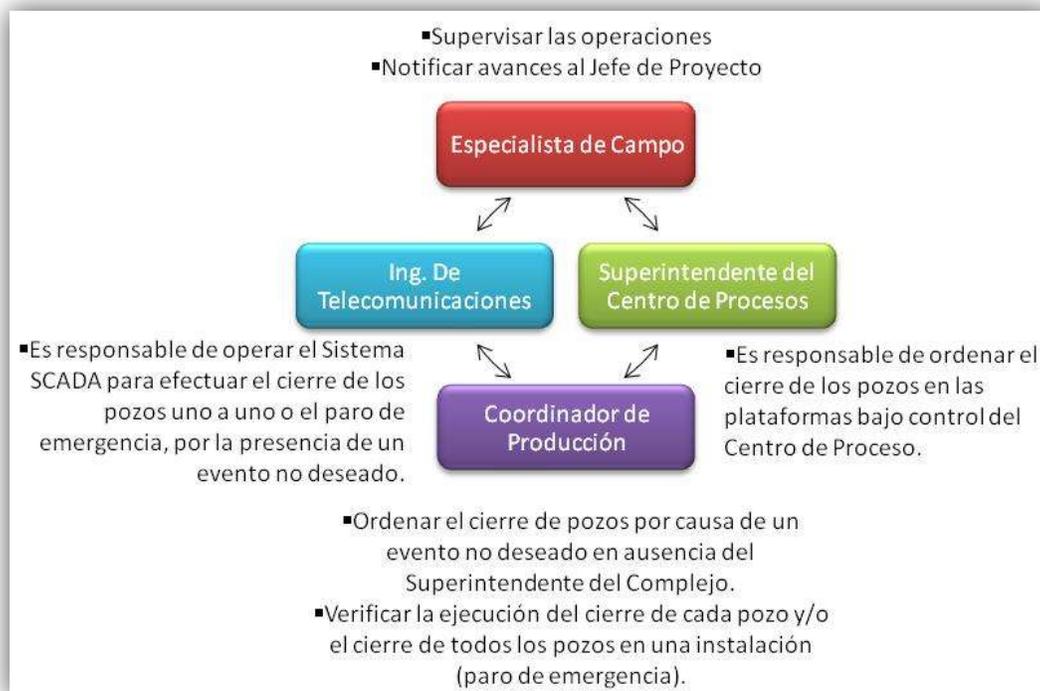


Figura 18. Responsabilidades en la Recuperación y Mantenimiento del Dispositivo

El proceso para cumplir esta etapa debe realizarse de la siguiente manera:

**El Coordinador de Producción**, dará aviso a los responsables de las Plataformas y Complejos del Sistema del cierre de pozos, así como la hora de inicio de la operación.

**El Coordinador de Producción y/o el Ing. de Operación** indican al Ing. de Telecomunicaciones la secuencia de cierre a seguir de acuerdo con un plan preestablecido.

Paro de Emergencia (Cierre Total).

Cierre de pozo por pozo.

En la Bitácora del Departamento de Operación se anota:

- La hora de inicio y fin de la operación.
- Las razones que motivaron el cierre.
- Se elabora un reporte al Superintendente con los pormenores del evento.

## 12. Seguimiento

Para poder consumir una buena evaluación del dispositivo es recomendable:

- la medición de los pozos con equipo trifásico antes y después de la instalación del MPFV®
- la toma de registros de presión de fondo fluyente

Es importante considerar la importancia de llevar estas acciones a cabo al menos de manera mensual, además de llevar un monitoreo en campo para la toma de decisiones en caso de algún percance que esté fuera de programa.

Cuando se cuenta con la información es posible documentar el impacto de la implementación del MPFV® y constatar el (los) beneficio(s) inherentes a la instalación, mediante gráficas comparativas de las condiciones previas y actuales del pozo.

Esta información es crucial para ir actualizando mes con mes el análisis nodal de los pozos y estar en posibilidades de detectar cuando el diámetro instalado ya no sea el adecuado para remover los líquidos, por lo tanto, reevaluar las nuevas condiciones del pozo y determinar las acciones pertinentes.

### 13. Forma, Frecuencia y Medios de Comunicación

Para lograr un cumplimiento satisfactorio al proveer el servicio que ofrecemos, la comunicación desempeña un papel sumamente importante, motivo por el cual es primordial establecer las líneas adecuadas para notificar las actividades correspondientes.

Responsable	Destinatario	Tipo de información	Medio/Forma	Frecuencia
<b>Jefe de Proyecto</b>	Gerente de Atención a Clientes	Propuesta Técnico Económica	Archivo electrónico en Formato Institucional PS-EP	Única al inicio del proyecto
<b>Jefe de Proyecto</b>	Gerente de Atención a Clientes	Anexos contrato	Archivo electrónico	Única al inicio del proyecto
<b>Jefe de Proyecto</b>	Supervisor PEMEX	Pozos candidatos	Correo electrónico o llamada telefónica	Conforme el proyecto lo requiera
<b>Especialistas / Jefe de Proyecto</b>	Jefe de Proyecto / Especialistas	Avance de actividades del proyecto	Archivo electrónico, vía correo electrónico / Reunión	Conforme a previo acuerdo
<b>Jefe de proyecto / Especialistas</b>	Supervisor PEMEX	Certificado de Entrega Recepción de Servicios y Anexos	Documento impreso	Al término de cada operación
		Informe de Servicios	Documento impreso	Al término de cada operación
		Informe de nuevas necesidades	Correo electrónico, Minutas, Notas Informativas, Información Adicional	Posterior a visita o reunión de trabajo
		Informe final	Documento impreso	Única al termino de las actividades del Contrato.
<b>Gerente de Atención a Clientes</b>	Supervisor PEMEX	Aviso de Terminación de los trabajos	Oficio	Al término del Contrato
<b>Jefe de Proyecto</b>	Supervisor PEMEX / Gerente de Atención a Clientes	Acta de Entrega-Recepción y/o finiquito	Archivo electrónico con formato IMP / PEMEX conforme acuerdo con Supervisor PEMEX y/o GAC	Al término del Contrato

## D. CASO DE APLICACIÓN

En este capítulo ejemplifico el empleo de la Metodología anteriormente descrita. Corresponde a un pozo de gas en el cual se buscaba optimizar el requerimiento de energía para el transporte de los fluidos hasta la superficie. Después de analizar la información proporcionada por el cliente se determinó como candidato para la implementación de la tecnología MPFV®.

### Recopilación de la Información

El pozo Florentino tiene una terminación con TL de 3 1/2"; la Profundidad Interna se encuentra a 2200 mts desarrollados. Disparándose un intervalo productor a la profundidad de 2181 – 2189 m con una Pistola 2", 20 c/m, F-60º observándose un incremento en la presión, produciendo por un estrangulador de 24/64".

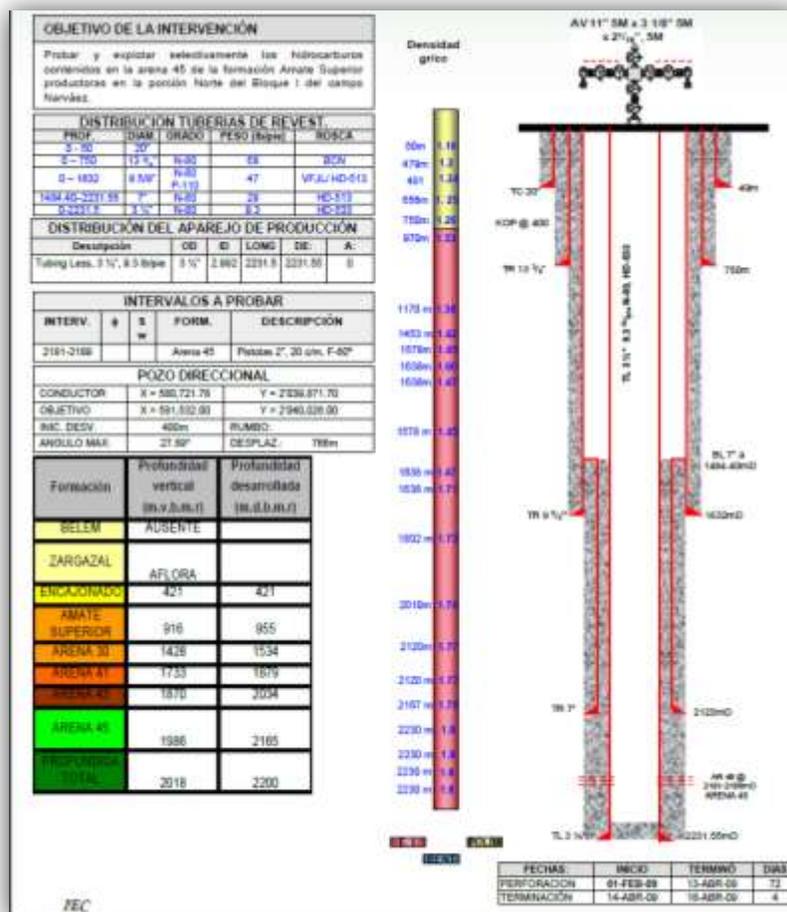


Figura 1. Estado Mecánico del Pozo Florentino

La medición y el registro de presión de fondo fluyendo más recientes corresponden a datos tomados el 20 y 25 de Mayo del 2010, respectivamente:

Tabla 1. Medición del Pozo Florentino

Estrangulador	Qg [MMPCD]	Qo [BPD]	Qw [BPD]	Pwf [Kg/cm <sup>2</sup> ]	Pws [Kg/cm <sup>2</sup> ]
24/64"	3.99	0	821.18	140.1	73.77

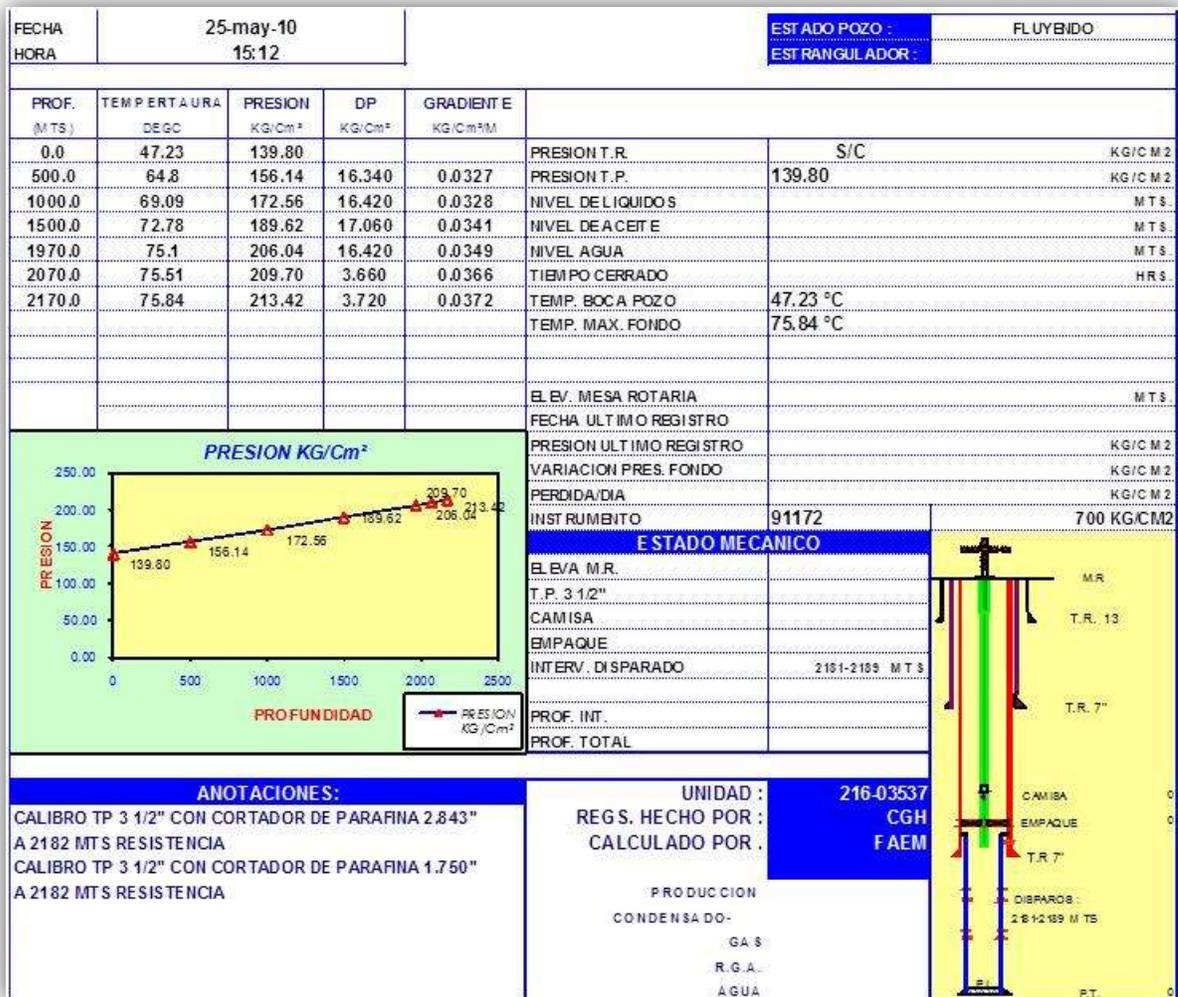


Figura 2. RPFF del pozo Florentino

El perfil de producción, según un histórico de aforos, se muestra a continuación:

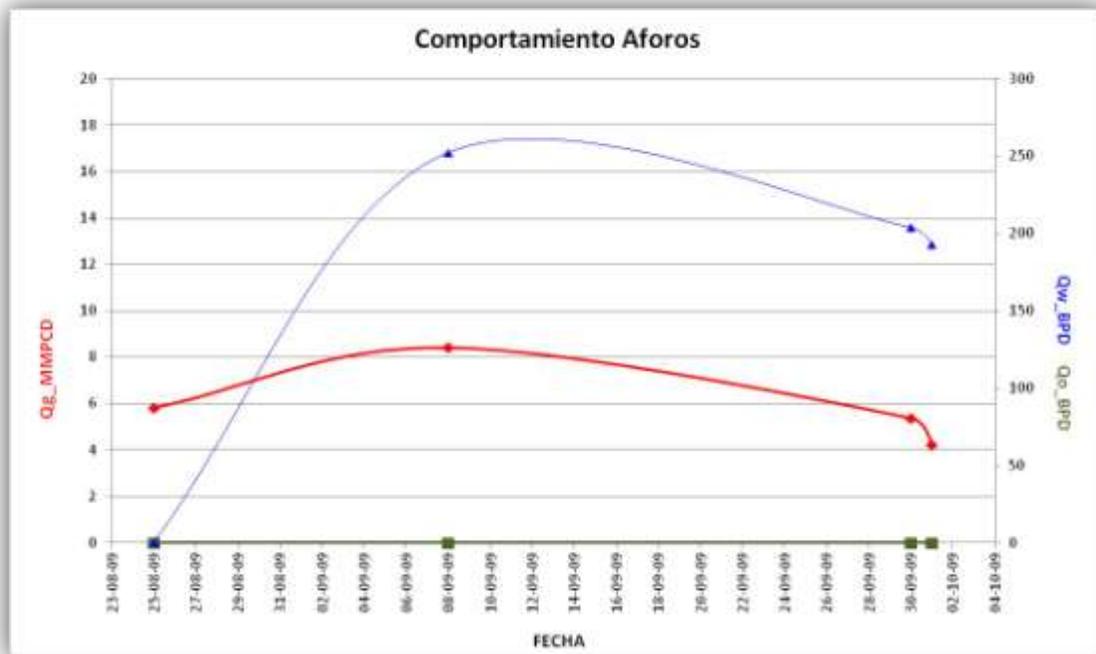


Figura 3. Histórico de Producción del pozo Florentino

Del análisis cromatográfico de una muestra del gas, se obtuvieron los siguientes resultados:

Componente	Peso Molecular	Global Wt %	Global Mol %	Grupo Mol %
CO2	44.01	0.33	0.12	0.12
H2S	34.08	0.00	0.00	0.00
N2	28.01	0.70	0.40	0.40
C1	16.04	98.46	99.24	99.24
C2	30.07	0.29	0.16	0.16
C3	44.10	0.23	0.09	0.09
i-C4	58.12	0.00	0.00	0.00
n-C4	58.12	0.00	0.00	0.00
i-C5	72.15	0.00	0.00	0.00
n-C5	72.15	0.00	0.00	0.00
C6	85.00	0.00	0.00	0.00
Metil-Ciclo-C5	84.16	0.00	0.00	
Benceno	78.11	0.00	0.00	
Ciclo-C6	82.15	0.00	0.00	0.00
C7+	99.00	0.00	0.00	
Metil-Ciclo-C6	98.19	0.00	0.00	
Tolueno	92.14	0.00	0.00	
C8	113.00	0.00	0.00	
Etil-Benceno	106.17	0.00	0.00	
M&P-Xileno	106.17	0.00	0.00	
O-Xileno	106.17	0.00	0.00	
C9	128.30	0.00	0.00	0.00
C10	134.00	0.00	0.00	
C11	147.00	0.00	0.00	
C12	161.00	0.00	0.00	
C13	175.00	0.00	0.00	
C14	190.00	0.00	0.00	0.00
C15	206.00	0.00	0.00	
C16	222.00	0.00	0.00	
C17	237.00	0.00	0.00	
C18	251.00	0.00	0.00	
C19	263.00	0.00	0.00	0.00
C20	275.00	0.00	0.00	
C21	291.00	0.00	0.00	
C22	305.00	0.00	0.00	
C23	318.00	0.00	0.00	
C24	331.00	0.00	0.00	
C25	345.00	0.00	0.00	
C26	359.00	0.00	0.00	
C27	374.00	0.00	0.00	
C28	388.00	0.00	0.00	
C29	402.00	0.00	0.00	0.00
C30+	580.00	0.00	0.00	0.00
<b>Peso Molecular</b>			16.17	
<b>Densidad=</b>	0.039	g/cc a 30.0 °C	995	psi
<b>Fracción mas pesada =C3</b>		<b>PM del C3 = 44.1</b>		<b>PE del C3 = -42.2 °C</b>
<b>Presión Pseudocrítica (psia) =</b>			667.60	
<b>Temperatura Pseudocrítica (°R) =</b>			343.06	
<b>Densidad Relativa ( AIRE = 1) =</b>			0.56	
<b>E tano Líquido Recuperable ( GPM ) =</b>			0.04	
<b>E tano Líquido Recuperable ( Bis/106P3 ) =</b>			0.94	
<b>Propano y más Pesados Líquidos Recuperables ( GPM ) =</b>			0.04	
<b>Propano y más Pesados Líquidos Recuperables ( Bis/106P3 ) =</b>			0.94	
<b>Poder Calorífico ( BTU/P3 ) =</b>			1007.19	
<b>Poder Calorífico ( Kcal/m3 ) =</b>			8963.17	

Figura 4. Análisis Cromatográfico de una muestra de gas del pozo Florentino

### Simulación

Mediante el simulador comercial PIPESIM, se reprodujeron las condiciones dinámicas de presión a lo largo del pozo y se realizó un análisis nodal considerando las presiones de fondo estático y fluyente. De la información disponible del pozo Florentino conoce que produce por una tubería de 3 ½" de diámetro, con un estrangulador de superficie de 24/64". Con una medición trifásica 4.47 mmpcd de gas, y 835 bpd de agua.

La presión de fondo fluyendo se consideró de 200 kg/cm<sup>2</sup> y la estática de 226 kg/cm<sup>2</sup>, tomando como referencia el aforo efectuado el 21 de abril de 2010, proporcionados por el cliente.

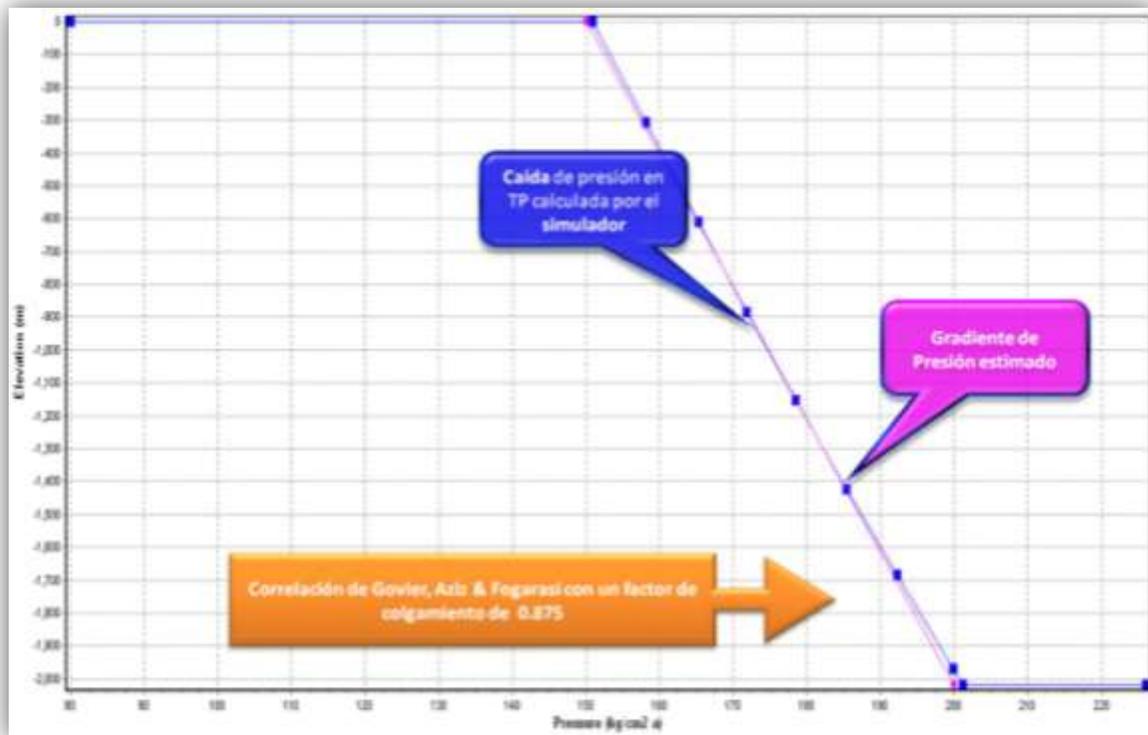


Figura 5. Ajuste de Correlación de Flujo Multifásico

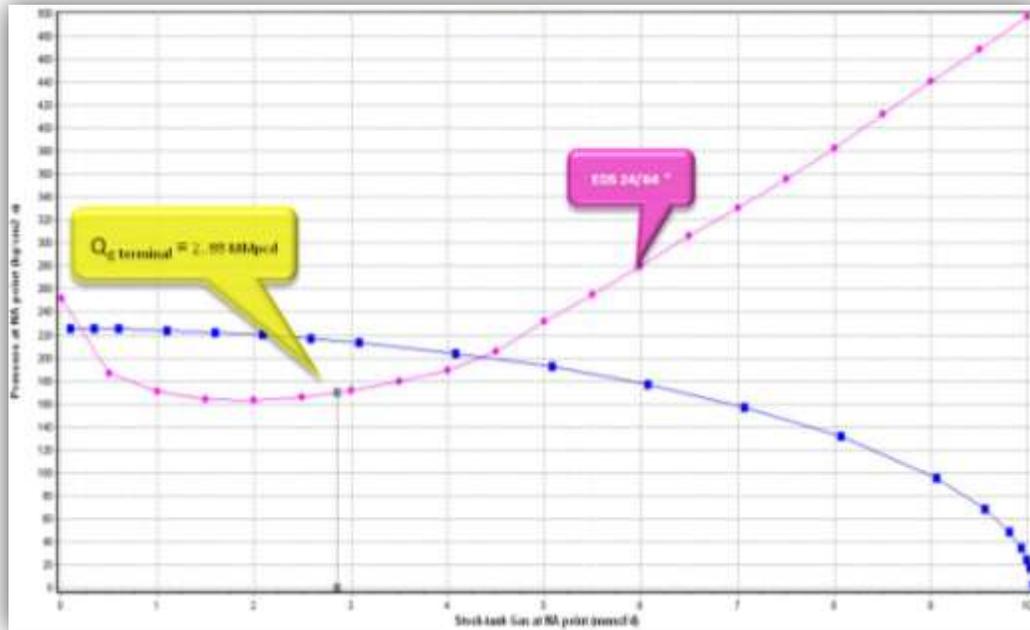


Figura 6. Comportamiento actual del pozo Florentino

Posteriormente se realizó una sensibilización del impacto que tendría la instalación del MPFV®

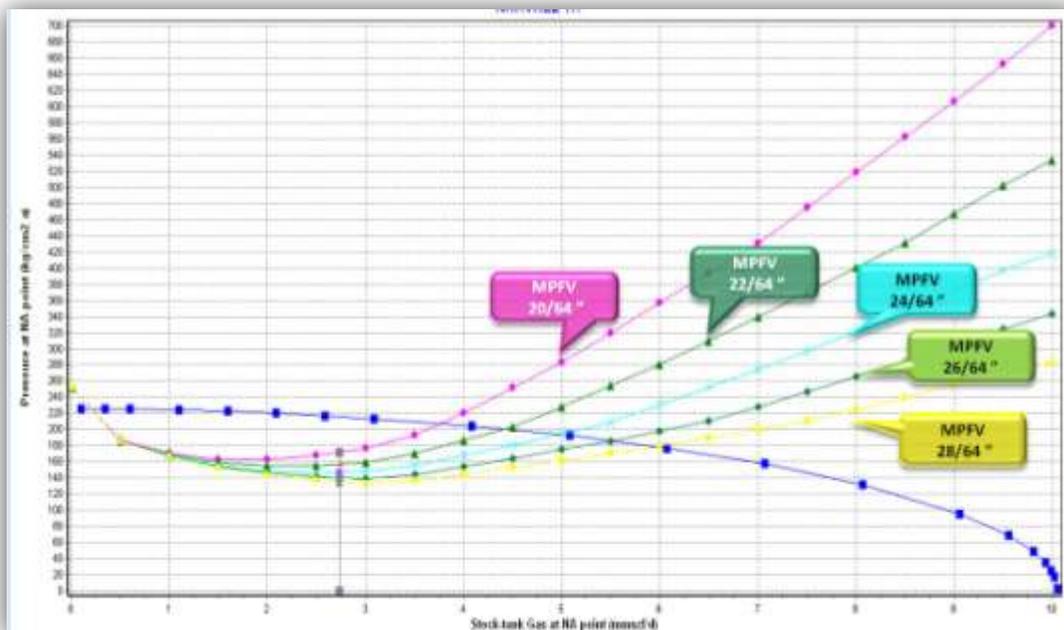


Figura 7. Sensibilización de MPFV®

Se observa el comportamiento de la curva de afluencia (azul rey) y las curvas de transporte para MPFV® de 20, 22, 24 y 28/64", respectivamente, instalados a una profundidad de 2160 metros.

En la siguiente figura se realiza una comparación del gradiente de presión del pozo, bajo las condiciones de producción actuales y el comportamiento esperado con la instalación del dispositivo:

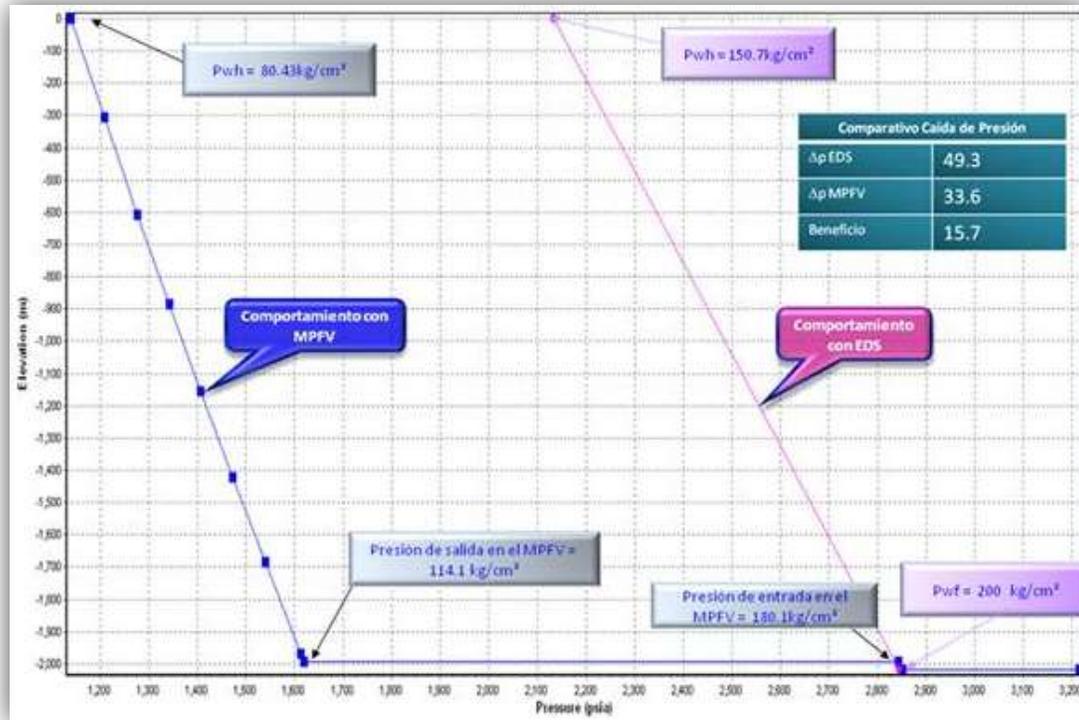


Figura 8. Comparación de Gradientes de Presión

La correlación que más se ajustó para modelar la producción fue la de Govier, Aziz & Fogarasi, con un factor de colgamiento de 0.875. Para la correlación de flujo Subcrítica y crítica en el estrangulador se selecciona la Mecanicista con un coeficiente de descarga de 0.74.

Con la información obtenida de la simulación en PIPESIM, se generó una serie de escenarios y una propuesta de diámetro óptimo del dispositivo a instalar:

Tabla 2. Escenarios de producción con el MPFV®

<b>Diámetro del MPFV 1/64"</b>	<b>Presión Kg/cm<sup>2</sup></b>	<b>Gasto MMpcd</b>
20	206.1	3.75
22	200.1	4.41
24	194.2	4.95
26	185.6	5.49
28	179.1	5.96

Tabla 3. Diámetro propuesto de MPFV®

	<b>Diámetro 1/64"</b>	<b>Presión Kg/cm<sup>2</sup></b>	<b>Gasto MMpcd</b>
<b>EDS</b>	24	178.8	4.47
<b>MPFV</b>	22	200.1	4.41

Se propone un dispositivo con las siguientes dimensiones:

- Diámetro de expansor primario: 26/64"
- Diámetro de Venturi: 24/64"
- Diámetro de venas de succión: 5/64"

### **Programa Operativo**

#### **PROGRAMA OPERATIVO PARA LA INSTALACIÓN DEL MEJORADOR DE PATRÓN DEL FLUJO VENTURI EN EL POZO FLORENTINO**

##### **Actividades previas:**

1. En la Base Operativa de Servicio a Pozos, coordinar con Línea de Acero las herramientas y pescantes que se utilizarán para anclar el Mejorador de Flujo Tipo Venturi, así como analizar el estado mecánico del pozo. **(Actividad a cargo de Línea de Acero e IMP)**

##### **Instalación del MPFV:**

**NOTA:** Para esta operación se requiere una sarta para Línea de Acero con el siguiente arreglo:

- Barras de peso de diámetro 1 7/8" X 15 ft de longitud.
- Tijera mecánica de diámetro 1 7/8" X 30" de longitud de carrera

2. Calibrar TP de 3 1/2" con cortador de parafinas de diámetro 2.843" a la profundidad de **2130** metros desarrollados. **(De acuerdo a procedimiento de Línea de Acero)**

**Nota:** En caso de encontrar resistencia, obtener evidencia y de considerarse necesario programar limpieza de pozo.

3. Instalar ancla mecánica a la profundidad de **2130** metros desarrollados, utilizando un pescante tipo JDC de 2 ½" nominal con perno de bronce, bajar la herramienta a una velocidad de descenso de 30 m/min. **(De acuerdo a procedimiento de Línea de Acero)**
4. Instalar MPFV de 24/64" X 26/64" asentándose sobre el ancla mecánica, utilizando un pescante tipo JDC de 2 ½" nominal con perno de bronce, bajar la herramienta a una velocidad de descenso de 30 m/min. **(De acuerdo a procedimiento de Línea de Acero)**
5. Bajar caja ciega de 2 1/2" de diámetro, para golpear el MPFV. **(Actividad a cargo de Línea de Acero e IMP)**

**Notas:**

- Para dicho golpeo elevar la sarta 10 metros por arriba del cuello de pesca del MPFV.
  - El número de golpes requeridos dependerá tanto de las condiciones del pozo, como de la operación misma y serán acordadas en ese momento.
6. Se desmantela equipo y accesorios de Línea de Acero. **(De acuerdo a procedimiento de Línea de Acero)**

**Actividades adicionales o complementarias:**

- Retirar estrangulador de superficie **(Actividad a cargo de Operación de Pozos)**
- Instalar transmisor de presión en la cabeza del pozo (T.P.) **(Actividad a cargo del IMP)**
- Abrir lentamente el pozo. **(Actividad a cargo de Operación de Pozos-IMP)**
- Continuar con el monitoreo de la presión en superficie hasta que el pozo se estabilice. **(Actividad a cargo del IMP)**
- Programar RPFF, medición trifásica y toma de muestras. **( Actividad a cargo Línea de Acero)**

**Nota:** El programa estará sujeto a cambios dependiendo de las condiciones del pozo.



### **Fabricación**

Se ejecutaron las actividades correspondientes, generando el dispositivo en tiempo y forma. Un Especialista Mecánico se asegura de que los componentes mecánicos cumplan las especificaciones de tolerancias y acabados, empleando un calibrador Vernier, probador de cuerdas y compás de interiores.

### **Ensamble y Pruebas de Laboratorio**

El sistema es armado en su totalidad, posteriormente se ejecutan pruebas de anclaje en una tubería de 3 ½" 9.2 lb/ft con una longitud 2 metros. Para lograr el anclaje se emplea una sarta como la que posee una típica Unidad de Línea de Acero.



Figura 10. Prueba de Anclaje

Para la prueba de hermeticidad, la herramienta se somete a 3000 y 5000 psi mediante el bombeo de agua. Esto permite identificar que los sellos funcionan adecuadamente, evitando fugas en el sistema.



Figura 11. Prueba de Hermeticidad

### Instalación

Se arma el sistema, instalando los pernos correspondientes para activar los mecanismos necesarios para su anclaje y desanclaje.



Figura 12. Instalación del dispositivo

Se genera un reporte de operación, que contiene una bitácora con el detalle de las actividades ejecutadas, así como el personal participante en las mismas.

### Mantenimiento

Se recomienda realizar un mantenimiento en un período de 3 a 6 meses, para verificar el desgaste físico y posible arenamiento de incrustaciones que puedan afectar el desempeño de la herramienta.

La instalación del MPFV® fue efectuada el 25 de mayo de 2010, por lo que la recuperación para mantenimiento fue programada para octubre de 2010, de acuerdo al Programa Operativo correspondiente:

#### **PROGRAMA OPERATIVO para la Recuperación del MPFV**

1. Armar equipo de control de presión de Tubería Flexible, así como sarta para bajar los siguientes arreglos **(De acuerdo a procedimiento de Tubería Flexible)**
2. Calibrar TP de 3 1/2" con sello de plomo de diámetro 2.843" a la profundidad de **2130** metros desarrollados, profundidad donde se ubica el mejorador de patrón de flujo venturi **(De acuerdo a procedimiento de Tubería Flexible)**

3. En caso de encontrar resistencia orgánica solicitar los fluidos para limpieza de aparejo de producción **(De acuerdo a procedimiento de Tubería Flexible)**
4. Bajar pescante JDC de 2 1/2" con perno de acero y martillo hidráulico a la profundidad de 2130 metros desarrollados y recuperar venturi a superficie **(De acuerdo a procedimiento de Tubería Flexible)**
5. Bajar pescante JDC de 2 1/2" con perno de acero y martillo hidráulico a la profundidad de 2130 metros desarrollados y recuperar tubing-stop a superficie **(De acuerdo a procedimiento de Tubería Flexible)**
6. Se desmantela equipo y accesorios de tubería flexible **(De acuerdo a procedimiento de Tubería Flexible)**

**Actividades adicionales o complementarias:**

- **Cerrar pozo (Actividad a cargo de Operación de Pozos)**
- Colocar estrangulador de superficie según indicaciones del activo **(Actividad a cargo de Operación de Pozos)**
- Instalar transmisor de presión en la cabeza del pozo (T.P.) **(Actividad a cargo del IMP)**
- Abrir lentamente el pozo. **(Actividad a cargo de Operación de Pozos-IMP)**
- Continuar con el monitoreo de la presión en superficie hasta que el pozo se estabilice. **(Actividad a cargo del IMP)**
- Programar RPF, medición trifásica y toma de muestras. **( Actividad a cargo Línea de Acero)**

**Nota: El programa estará sujeto a cambios dependiendo de las condiciones del pozo.**

---

Nota 1: En caso de que el pozo no produzca por efecto de la columna de líquido acumulado, se sugiere alinearlos a quemador.

Nota 2: En caso de que el pozo no produzca alineado a quemador por efecto de la columna de líquido acumulado, se sugiere la inducción del pozo con TF.

---

### Seguimiento

En función de los aforos de producción y de los RPFf posteriores a la instalación del dispositivo, podemos observar el impacto provocado en el ritmo de producción de gas, además del beneficio en la optimización de presión en la tubería de producción.

Tabla 4. Aforos de Producción

FECHA	Est. (1/64")	Pf (kg/cm <sup>2</sup> )	Qg (mmpcd)	Qw (bpd)	RAG (BlS/MMPC)
25/08/09	24	189.45	5.83	0.91	0.2
08/09/09	24	186	8.42	256.77	30.5
20/02/10	24	154.5	4.9	519	105.9
20/04/10	24	150.78	4.47	835	186.8
19/05/10	24	140.1	3.99	821.18	205.8
30/05/10	MPFV (24)	139.80	3.11	705.6	226.9
01/06/10	MPFV (24)	141.94	4.21	1009	239.7
03/06/10	MPFV (24)	141.94	3.57	985	275.9
16/06/10	MPFV (24)	141.94	3.49	1025	293.7
23/07/10	MPFV (24)	146.35	4.26	1153	270.7
31/08/10	MPFV (24)	146.35	3.88	1630	334.0
12/09/10	MPFV (24)	145.05	3.94	1298	329.4
21/09/10	MPFV (24)	145.05	3.77	1324	351.2

Tabla 5. RPFf posteriores a la instalación

FECHA HORA	17-jul-10 11:50				FECHA HORA	14-sep-10 14:03			
PROF. (MTS.)	TEMPERATURA DEGC	PRESION KG/Cm <sup>2</sup>	DP KG/Cm <sup>2</sup>	GRADIENTE KG/Cm <sup>2</sup> /M	PROF. (MTS.)	TEMPERATURA DEGC	PRESION KG/Cm <sup>2</sup>	DP KG/Cm <sup>2</sup>	GRADIENTE KG/Cm <sup>2</sup> /M
0.0	43.55	86.55			0.0	50.98	84.34		
500.0	65.1	100.74	14.186	0.0284	500.0	70.26	98.04	13.701	0.0274
1000.0	68.8	114.28	13.542	0.0271	1000.0	75.18	112.07	14.030	0.0281
1500.0	71.84	128.61	14.331	0.0287	1500.0	78.57	126.70	14.626	0.0293
1900.0	73.62	140.53	11.922	0.0298	1900.0	80.71	138.65	11.958	0.0299
2000.0	74.01	143.27	2.742	0.0274	2000.0	81.39	141.95	3.297	0.0330
2100.0	74.35	146.35	3.079	0.0308	2100.0	81.83	145.05	3.095	0.0310

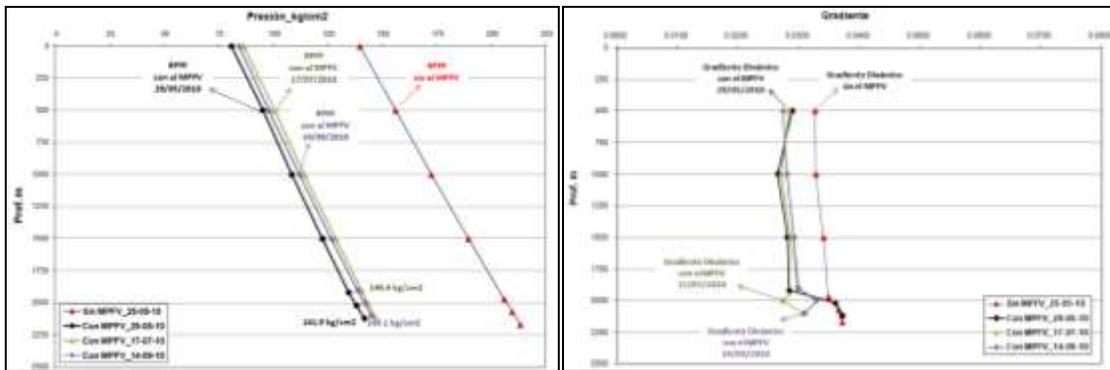


Figura 13. Efecto del dispositivo en el perfil de presión del pozo.

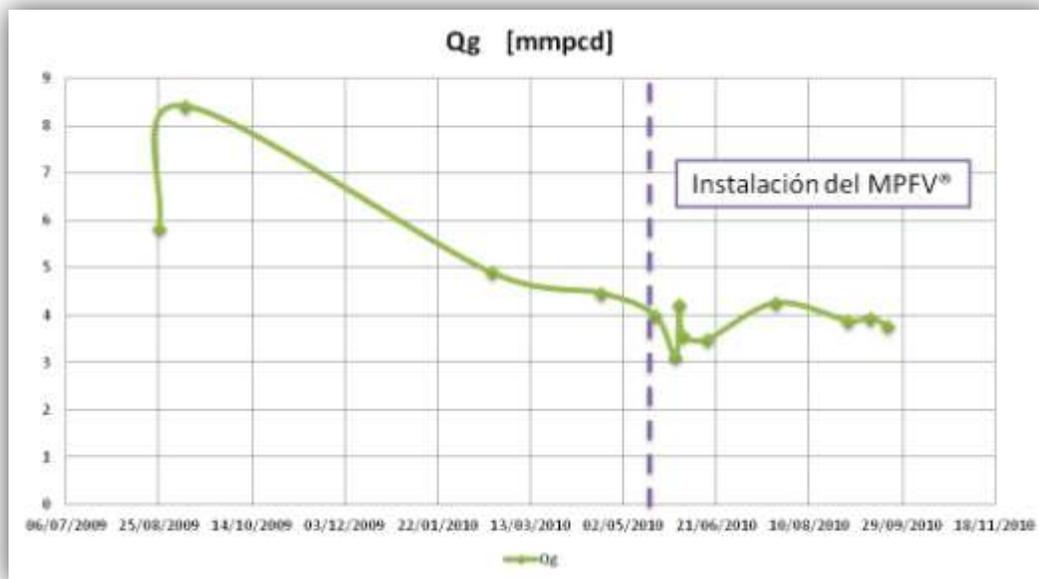


Figura 14. Efecto del dispositivo en el ritmo de producción del gas.

Debido a la reducción del diámetro en el fondo de la tubería de producción causado por la herramienta, se provoca un aumento en la velocidad del gas, efecto que permite de forma simultánea un mayor desalojo de líquidos por lo consiguiente nos ayuda a evitar que exista colgamiento de fluidos evitando que el pozo deje de producir y aumenta su vida productiva, incrementando el factor de recuperación.

A pesar de que no se presenta un incremento en la producción, podemos observar que la tendencia cambia drásticamente, pues ya no presenta el marcado descenso, sino un mantenimiento en la producción, lo cual representa un gran beneficio en los perfiles de presión y permite alargar la vida útil del pozo, incrementando su factor de recuperación.

## CONCLUSIONES

Como beneficios técnicos, se observa que la implementación de la tecnología relacionada con el dispositivo MPFV® tiene los siguientes impactos:

- ✓ Administra y conserva la energía en el yacimiento gracias a la disminución de las caídas de presión a lo largo de la tubería de producción, misma que fue identificada por el registro de presión de fondo fluyendo tomados después de la instalación.
- ✓ Como consecuencia del punto anterior, puede prolongar la vida fluyente de los pozos.
- ✓ Evitó la formación de hidratos, ya que se incrementó la temperatura en la cabeza del pozo, debido a la expansión y calentamiento del gas que provoca el MPFV® ubicado a 2000 m promedio.
- ✓ Logra retardar la invasión del cono de agua proveniente del yacimiento.
- ✓ Adicionalmente el MPFV® evita el represionamiento de líneas superficiales por acumulación de hidratos de metano, que reducen el área de flujo hacia la batería.

Como impacto interno adicional se tienen los siguientes aspectos:

- Desarrollo de especialistas en el área.
- Creación de infraestructura.
- Metodologías de trabajo
- Acervo tecnológico
- Patente y derechos de autor

Esta tecnología innovadora recibió el **Premio Anual IMP 2010** a la Aplicación Industrial, y obtuvo el segundo lugar del **Premio ADIAT 2011** en la categoría de empresa grande, concedido por la Asociación Mexicana de Directivos de la Investigación Aplicada y el Desarrollo Tecnológico. Actualmente se encuentra en la tercera etapa del proceso para obtener el **Premio Nacional de Innovación y Tecnología 2011**, el cual es otorgado por la Fundación Premio Nacional de Tecnología, A.C.

El MPFV® ha sido un desarrollo de gran impacto no sólo técnico, sino también económico, en primera instancia para el grupo “Sistemas y Herramientas para Adquisición de

Información Técnica de Pozos e Instalaciones”, en donde su incidencia sobre los ingresos en los años 2009, 2010 y lo que va del 2011 ha estado en franco crecimiento.



Figura 1. Impacto del MPFV® en el Ingreso Global del Grupo SHAIIP

Se puede concluir, que éste ha sido un desarrollo rentable y de alto impacto en el mercado, para el cual fue diseñado y se espera en proyecciones para los siguientes años continuar con esta tendencia.

Adicionalmente, se puede mencionar los beneficios que recibe nuestro cliente principal PEMEX Exploración y Producción en los diferentes activos en donde se ha instalado el MPFV®. Los principales logros en este rubro se reflejan en incrementos en la producción de los pozos de aceite y gas, en términos generales en la siguiente tabla.

Tabla 1. Beneficios económicos para el Cliente

Activo integral	No instalaciones	Incremento en producción		Beneficio (miles de dólares)	
		Aceite (BDP)	Gas (MMPCD)	Por día	Por año
Burgos	162		50	195	71,175
Bellota	24	4,000		329	120,012
Muspac (Gas)	10		10	39	14,235
Samaria	15	2,000		164	60,006
Macuspana	10		10	39	14,235
Veracruz	4	200		16	6,001
Aceite Terciario del Golfo	10	100		8	3,000
<b>Total</b>	<b>235</b>	<b>6,300</b>	<b>70</b>	<b>791</b>	<b>288,664</b>

Nota: Precio de Barril de 82.2 USD  
 Precio de Gas 3.9 USD mn BTU

Como efecto de la aplicación del sistema MPFV® se han tenido, de manera general, los siguientes beneficios ambientales:

- Reducir la posibilidad de impacto ambiental, resultado del menor número de operaciones de instalación y mantenimiento al pozo.
- Reducción del manejo y disposición de agua congénita producida por los pozos.
- Disminuir el uso de productos químicos o en algunos casos eliminarlos.
- Reducir la quema de gas a la atmósfera.

Desde la visión propia del área de producción existen algunas recomendaciones para este robustecer el sustento teórico de este sistema:

- Rediseñar el circuito de prueba del MPFV® empleando una mezcla de líquido y gas, con el objeto de modelar un flujo bifásico que permita identificar los patrones de flujo antes y después del dispositivo, para lo cual podría ser conveniente un modelo fabricado en acrílico.
- Con base en estas experimentaciones, desarrollar un modelo matemático particular, correspondiente al fenómeno descrito antes, a través y después del sistema MPFV®.
- Redactar la normatividad específica para el Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi®.

## REFERENCIAS

**ANSI/API Specification 16A.** (2004). Specification for Drill-through Equipment. *International Organization for Standardization - American National Standards Institute – American Petroleum Institute.*

**ASMEY14.5M-1994** Norma de dimensionado y tolerado. *American Society of Mechanical Engineers*

**Amyx J. W., Bass D. M., Whiting R. L.** (1988). Petroleum Reservoir Engineering. *McGraw-Hill Book Company.*

**Beggs D. H.** (2003). Production Optimization Using Nodal Analysis. *OGCI, Inc., Petroskills, LLC. And H. Dale Beggs*

**Garaicochea F. P., Huicochea C. B., López O. O.** (1991). Transporte de Hidrocarburos por Ductos. *Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C.*

**Instituto Mexicano del Petróleo.** (2007). Especificación de Producto "Modelado de Herramientas para Pozos e Instalaciones"

**Instituto Mexicano del Petróleo.** Planes de Calidad de los Proyectos.

**McCain W. Jr.** (1990). The Properties of Petroleum Fluids. *PennWell Publishing Company.*

**NOM-115-ECOL-1998** Norma Oficial Mexicana.

**NOM-117-ECOL-1998** Norma Oficial Mexicana.

**Normateca IMP** Página web [www.imp.mx](http://www.imp.mx)

**Petróleos Mexicanos.** Página web [www.pemex.com](http://www.pemex.com)

Anexo S - "Obligaciones de seguridad, salud en el trabajo y protección ambiental de los proveedores o contratistas que realicen actividades en instalaciones de PEMEX Exploración y Producción". (2008).

Procedimiento para la administración de contratistas y proveedores en materia de seguridad, salud y protección ambiental, clave: PG-AF-TC-001-2007

Lineamientos Internos de Seguridad Industrial y Protección Ambiental para el desarrollo de Actividades de Perforación y Operación de Pozos.

Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos.

**Ramírez S. J.** (2007). Productividad de Pozos Petroleros. *Facultad de Ingeniería, UNAM.*

**Satter A., Thakur G. C.** (1994). Integrated Petroleum Reservoir Management. *PennWell Publishing Company.*

**Schlumberger** (2007). PIPESIM Fundamentals Training and Exercise Guide. *Schlumberger Information Solutions.*