



87ª REUNIÓN ARPEL A NIVEL DE EXPERTOS  
**SEGURIDAD DE PROCESOS EN  
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN  
DE PETRÓLEO Y GAS**

9 y 10 de marzo de 2016 | Bogotá, Colombia



## “Aplicación de la tecnología Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®) para la reducción de riesgos en pozos e instalaciones”

### Contenido

- Problemática
- Descripción del Sistema MPFV®
- Casos de Aplicación de MPFV®
- Resultados Obtenidos

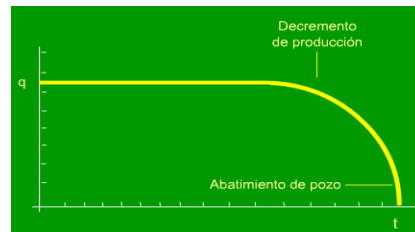
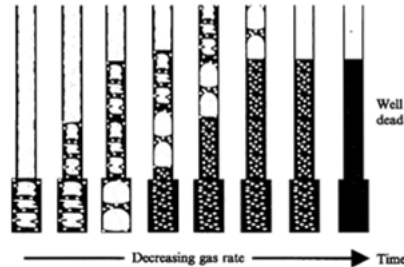


## Sistema MPFV®



### Problemática de los pozos productores de hidrocarburos

- Acumulación de líquido en el pozo.
- Abatimiento prematuro de la producción de gas y aceite.
- Congelamiento por formación de hidratos.
- Producción de sólidos.
- Alta producción de agua congénita.

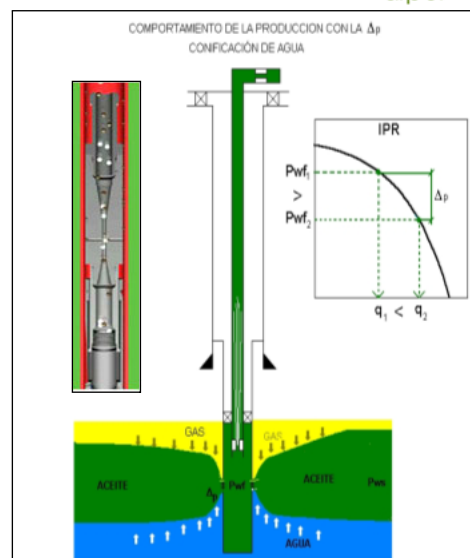


## Sistema MPFV®



Los MPFV® son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos para provocar una restricción al flujo, son empleados en pozos productores de hidrocarburos para:

- Administrar la energía del yacimiento.
- Prolongar la vida fluyente del pozo.
- Mejorar las condiciones de flujo y disminuir las caídas de presión en la tubería vertical.
- Controlar la producción de agua y/o arena.
- En pozos de gas con alto contenido de CO<sub>2</sub> evita el congelamiento de líneas.



# Sistema MPFV®



## Características

- Herramienta mecánica desarrollado en el IMP.
- No añade energía adicional al pozo
- Modifica los patrones de flujo para reducir las pérdidas de presión a lo largo de la TP
- Administra la energía del yacimiento
- Alarga la vida productiva del pozo.

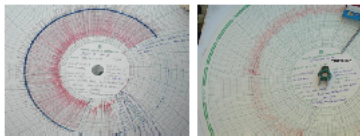
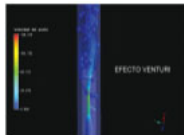


Diagrama de flujo con MPFV

Diagrama de flujo sin MPFV



## Especificaciones técnicas

- Se instala y libera de TP con línea de acero.
- Máxima presión diferencial de 7500 psi.
- Diámetro máximo:
  - 2.750" para TP de 3 1/2" -9.2 lb/ft
  - 2.500" para TP de 3 1/8" -12.7 lb/ft
  - 2.250" para TP de 2 7/8" -6.4 lb/ft
  - 1.750" para TP de 2 3/8" -4.6 lb/ft.
- Temperatura máxima 175°C.
- Componentes intercambiables y fácil mantenimiento.
- Sellos en cada ensamble para evitar fugas.
- Acero de baja aleación para soportar las condiciones mecánicas de instalación y recuperación.

PARAMETRO	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 30
Presión de fondo fluyendo	Kg/cm <sup>2</sup>	Pwf mayor al 50% del peso de la columna hidrostática de líquido en la TP.

## Parámetros de diseño

- Estado mecánico del pozo
- Comportamiento presión-producción
- Registros giroscópicos (Survey)
- Análisis PVT.

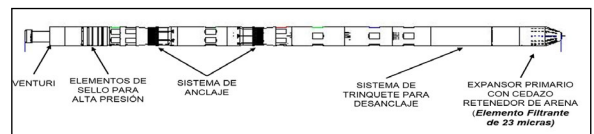
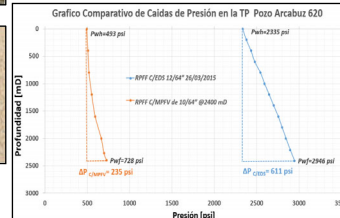
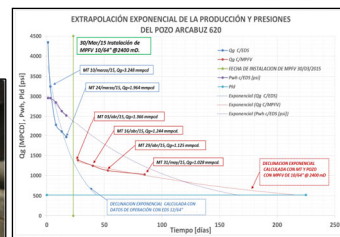
# Casos de Aplicación de MPFV®

## Para reducir la producción de arena.



## Producción de arena.

- Acumulación de sólidos en equipos de superficie.
- Acumulación de sólidos en equipos de fondo.
- Erosión en equipos de superficie generando fallas mecánicas con la consecuente fuga de hidrocarburos.
- Pérdidas económicas.
- Riesgo para el personal e instalaciones.



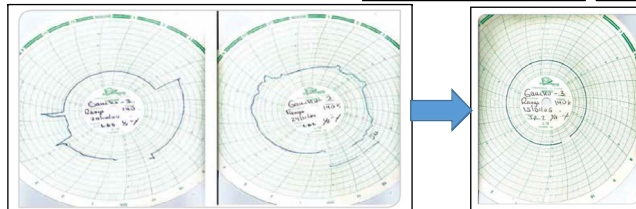
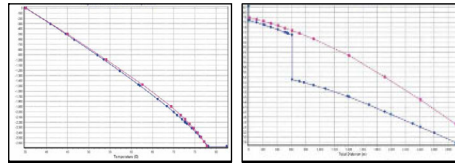
Pwf [psi]	Presión [psi] @ 2400 ml	ΔP [psi]	Beneficio [psi]
493	225	268	376

## Casos de Aplicación de MPFV® Para evitar el congelamiento por formación de hidratos de metano.



### Congelamiento

- Taponamiento de bajantes, cabezales, líneas de descarga y colectores.
- Suspensión de operaciones
- Represionamiento
- Fugas por fallas mecánicas causadas por la contracción y expansión del material.
- Pérdidas económicas
- Riesgo para el personal e instalaciones
- Daño al ambiente

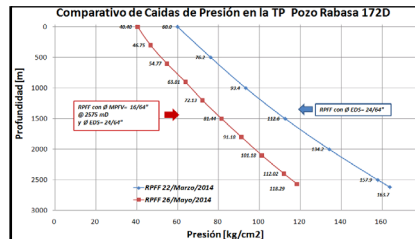
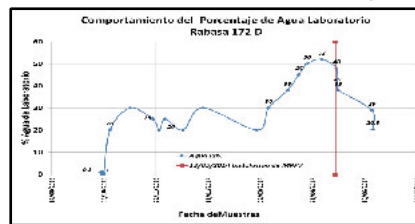
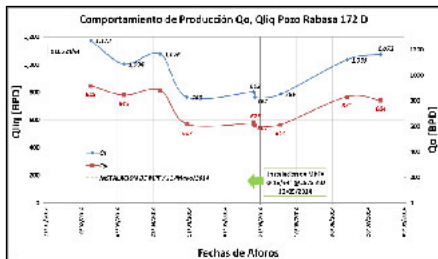


## Casos de Aplicación de MPFV® Para el control de agua congénita.



### Control en la producción de agua congénita.

- Suspensión de operaciones por el manejo inadecuado del agua producida
- Pérdidas económicas por cierre de pozos.
- Daño al ambiente



MPFV	Pañ [psi/cm2]	Presión [psi/cm2] @ 2667 ft	ΔP [psi/cm2]	Beneficio [Bbl/cm2]
MPFV	100	110	10	24.211
Control	100	100	0	0



## Resultados Obtenidos



### Beneficios

- Reducción de las caídas de presión en la TP.
- Cambio en la declinación de la producción.
- Incremento de la vida fluyente del pozo.

### Mejores continuas al MPFV.

- Optimización del diseño del sistema MPFV.
- Recomendación de mejores prácticas operativas.
- Recomendación de aplicar la tecnología del MPFV en la etapa de inicio de explotación del pozo



### Impacto

#### • *Prevención de riesgo*

- ❖ Disminución en la producción de sólidos.
- ❖ Disminución y/o eliminación del riesgo a la integridad física del personal e instalaciones.

#### • *Ecológico*

- ❖ Control de producción de agua congénita.
- ❖ Reducción y/o eliminación de agentes inhibidores de formación de hidratos (metanol y glicol).

#### • *Económico*

- ❖ Mas de 500 sistema MPFV® instalados
- ❖ Incr. prom. 0.3 MMpcd de gas por pozo
- ❖ Incremento promedio de 50 bpd en pozos de aceite.
- ❖ Costo de recuperación aprox. 10 días.
- ❖ 425 MM usd/año incr. producción.



# GRACIAS



[www.arpel.org](http://www.arpel.org)

