



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS  
NATURALES - PERFORACIÓN

HERRAMIENTA DE FONDO APLICADA EN YACIMIENTOS ARENO  
ARCILLOSOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD COMO UNA ESTRATEGIA  
DE EXPLOTACIÓN.

TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
CARLOS ARTURO GONZÁLEZ LÓPEZ

TUTOR PRINCIPAL

JAIME ORTIZ RAMÍREZ  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

COMITÉ TUTOR

FERNANDO ASCENCIO CENDEJAS  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

LEONARDO CRUZ ESPINOZA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

OCTAVIO CAZAREZ CANDIA  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. FEBRERO 2015



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Fernando Ascencio Cendejas

Secretario: Dr. Edgar Ramírez Jaramillo

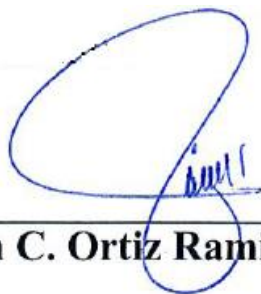
Vocal: M. en C. Jaime Ortiz Ramírez

1 er. Suplente: Ing. Leonardo Cruz Espinoza

2 d o. Suplente: Dr. Octavio Cazarez Candia

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: México, Distrito Federal

**TUTOR DE TESIS:**

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Jaime Ortiz Ramirez', is written over a horizontal line.

**M. en C. Ortiz Ramirez Jaime**

## **AGRADECIMIENTOS.**

*Doy gracias a Dios por darme la oportunidad de experimentar la plenitud de la vida con todas sus facetas, siempre cuidado, amado y protegido.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme la oportunidad de recibir una educación profesional.*

*A la Comisión Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por su valioso apoyo recibido durante mis estudios de maestría.*

*A toda mi familia por su apoyo, comprensión y amor durante este periodo de crecimiento personal: a mi mamá Martha López, mi hermana Ana Laura, mi sobrino Leonardo y en especial a mi hermana Ana Lilia que ha sido luz en los momentos más adversos de mi vida, gracias por tu amor, entrega y determinación. Gracias por darme vida.*

*A la memoria de mi padre mi gratitud, amor, cariño y admiración. Gracias por tu paciencia y compasión...*

*A mis amigos y compañeros del grupo SHAIIP por sus aportaciones que enriquecen día a día mi vida profesional, para todos y cada uno de ellos gracias.*

---

---

## ÍNDICE

<b>ÍNDICE</b> .....	1
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	6
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	10
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	11
<b>CAPITULO 1</b>	
<b>PROBLEMÁTICA DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD</b> .....	15
-1.1.Yacimientos areno-arcillosos en México .....	15
-1.1.1. Geología estructural.....	17
-1.1.2. Estratigrafía.....	17
-1.1.3.Trampa.....	18
-1.1.4. Roca generadora.....	19
-1.1.5.Sello.....	19
-1.1.6.Yacimiento.....	19
-1.2.Problemática de los yacimientos areno-arcillosos de baja productividad .....	20
<b>CAPÍTULO 2</b>	
<b>ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN PARA PROLONGAR LA VIDA FLUYENTE DE LOS POZOS</b> .....	24
-2.1.Fluido en el espacio anular.....	26
-2.2.Cambio de tuberías de producción.....	27
-2.3. Sartas de velocidad.....	30
-2.4. Sistemas artificiales de producción.....	33
-2.4.1 Bombeo neumático continuo (BN).....	35
-2.4.1.1 Ventajas del BN.....	35
-2.4.1.2 Desventajas del BN.....	36
-2.4.1.3 Aplicaciones.....	36
-2.4.1.4 Rango de aplicaciones .....	37
-2.4.2 Bombeo Mecánico.....	37
-2.4.2.1 Ventajas del bombeo mecánico .....	38

---

---

---

-2.4.2.2 Desventajas del bombeo mecánico.....	40
-2.4.2.3 Rango de aplicaciones.....	40
-2.4.3 Bombeo de cavidades progresivas .....	41
-2.4.3.1 Ventajas del PCP.....	40
-2.4.2.2 Desventajas del PCP.....	43
-2.4.2.3 Aplicaciones.....	43
-2.4.2.4 Rango de aplicaciones.....	43
-2.4.4 Bombeo electrocentrífugo sumergido (BEC).....	44
-2.4.4.1 Ventajas del BEC.....	46
-2.4.4.2 Desventajas del BEC.....	46
-2.4.4.3 Aplicaciones.....	46
-2.5 Estranguladores.....	47
-2.5.1 Definición y clasificación del estrangulador.....	47
-2.5.1.1 Principios teóricos.....	48
-2.5.1.2 Clasificación.....	50
-2.5.1.2.1 Estranguladores superficiales.....	50
-2.5.1.2.2 Estranguladores de fondo .....	50
-2.5.1.3 Fenómeno de estrangulamiento.....	51
-2.5.1.4 Diámetro del estrangulador .....	52
-2.5.2 Estranguladores de fondo .....	53
-2.5.2.1 Propósito para estrangular el fondo del pozo .....	53
-2.5.2.2 Influencia del diámetro y profundidad del estrangulador de fondo .....	55
-2.5.2.3 Uso conjunto de estrangulador de fondo con uno de superficie .....	57
-2.5.2.4 Desarrollo de estranguladores de fondo por compañías .....	58

### **CAPÍTULO 3**

#### **FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA DE FONDO (Dispositivo mejorador de patrón de flujo tipo Venturi MPFV en su versión compacta).....**

-3.1 Principio de funcionamiento del MPFV.....	61
-3.2 Descripción de los componentes del MPFV .....	65
-3.2.1 Sistemas del MPFV.....	67
-3.2.1.1 Sistema de anclaje.....	67
-3.2.1.2 Sistema de hermeticidad.....	68
-3.2.1.3 Sistema controlador de flujo.....	68
-3.3 Especificaciones técnicas del MPFV.....	69
-3.4 Tecnología del MPFV.....	70
-3.5 Procedimiento de instalación y retiro.....	74

---

-3.6 Programa operativo general.....	75
-3.6.1 Actividades previas.....	75
-3.6.2 Instalación del MPFV.....	75
-3.7 Ventajas y desventajas del MPFV.....	76

## **CAPÍTULO 4**

### **APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN CON LA HERRAMIENTA**

<b>DE FONDO.....</b>	<b>78</b>
-4.1 Metodología .....	78
-4.1.1 Recopilación de la información.....	81
-4.1.1.1 Objetivo.....	81
-4.1.1.2 Alcance .....	81
-4.1.1.3 Responsabilidades .....	81
-4.1.1.4 Requisitos .....	82
-4.1.1.5 Desarrollo .....	82
-4.1.1.6 Aplicación del procedimiento de recopilación de la información.....	84
-4.1.2 Selección de pozos candidatos .....	85
-4.1.2.1 Objetivo.....	85
-4.1.2.2 Alcance.....	86
-4.1.2.3 Responsabilidades .....	86
-4.1.2.4 Requisitos .....	86
-4.1.2.5 Desarrollo .....	86
-4.1.2.6. Aplicación del procedimiento de selección de pozos candidatos .....	89
-4.1.2.6.1 Objetivo.....	90
-4.1.2.6.2 Estado mecánico.....	91
-4.1.2.6.3 Registros de presión de fondo fluyendo (RPFF).....	94
-4.1.2.6.4 Histórico de producción y mediciones trifásica.....	94
-4.1.2.6.5 Análisis PVT.....	96
-4.1.2.6.6 Representación gráfica de la información.....	97
-4.1.3 Simulación.....	99
-4.1.3.1 Objetivo.....	99
-4.1.3.2 Alcance.....	99
-4.1.3.3 Responsabilidades .....	99
-4.1.3.4 Requisitos.....	100
-4.1.3.5 Desarrollo.....	100

---

---

-4.1.3.6 Aplicación del procedimiento de simulación.....	101
-4.1.3.7 Simulación del Pozo y propuesta de diámetro óptimo.....	103
-4.1.4 Diseño de Programa Operativo.....	107
-4.1.4.1 Objetivo.....	109
-4.1.4.2 Alcance.....	109
-4.1.4.3 Responsabilidades.....	109
-4.1.4.4 Requisitos.....	109
-4.1.4.5 Desarrollo.....	110
-4.1.4.6 Aplicación del diseño del programa operativo.....	112
-4.1.5 Diseño de la herramienta de fondo.....	115
-4.1.5.1 Objetivo.....	115
-4.1.5.2 Alcance.....	115
-4.1.5.3 Responsabilidades.....	115
-4.1.5.4 Requisitos.....	115
-4.1.5.5 Desarrollo.....	116
-4.1.5.6 Aplicación del procedimiento de diseño de la herramienta de fondo.....	116
-4.1.6 Fabricación de la herramienta de fondo.....	117
-4.1.6.1 Objetivo.....	117
-4.1.6.2 Alcance.....	117
-4.1.6.3 Responsabilidades.....	117
-4.1.6.4 Requisitos.....	118
-4.1.6.5 Desarrollo.....	118
-4.1.6.6 Aplicación del procedimiento de fabricación de la herramienta de fondo.....	119
-4.1.7 Ensamble y pruebas de laboratorio.....	121
-4.1.7.1 Objetivo.....	121
-4.1.7.2 Alcance.....	121
-4.1.7.3 Responsabilidades.....	121
-4.1.7.4 Requisitos.....	121
-4.1.7.5 Desarrollo.....	122
-4.1.7.6 Aplicación del procedimiento de ensamble y pruebas de laboratorio.....	124
-4.1.8 Instalación en campo.....	126
-4.1.8.1 Objetivo.....	126
-4.1.8.2 Alcance.....	126
-4.1.8.3 Responsabilidades.....	126
-4.1.8.4 Requisitos.....	126
-4.1.8.5 Desarrollo.....	127
-4.1.8.6 Aplicación del procedimiento de instalación en campo.....	128
-4.1.9 Seguimiento y análisis de resultados.....	131

---



---

-4.1.9.1 Objetivo.....	131
-4.1.9.2 Alcance.....	132
-4.1.9.3 Responsabilidades.....	132
-4.1.9.4 Requisitos.....	132
-4.1.9.5 Desarrollo.....	132
-4.1.9.6 Aplicación del procedimiento de seguimiento y análisis de resultados.....	133
-4.1.9.6.1 Seguimiento y análisis de resultados.....	134
-4.1.9.6.2 Análisis del comportamiento del pozo A con MPFV.....	138
-4.1.9.6.3 Conclusiones del comportamiento del pozo A con MPFV.....	141
-4.1.9.6.4 Análisis económico del pozo A con MPFV.....	143
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>145</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>150</b>

---

## LISTA DE FIGURAS.

Figura.1.1. Ubicación del Paleocanal de Chicontepec.....	15
Figura 1.2. Configuración de la erosión regional del Eoceno Inferior del Paleocanal de Chicontepec .....	16
Figura 1.3. Sección regional que muestra las areniscas depositadas bajo la discordancia regional del Eoceno Inferior.....	17
Figura 1.4. Índice de hidrocarburos donde se muestran las mejores áreas que se localizan en el borde Occidental del Paleocanal de Chicontepec.....	20
Figura 1.5. Grafica comparativa de la producción nacional.....	21
Figura. 2.1. Efecto del fluido en el espacio anular sobre la capacidad de flujo de una TP. (tomado de Garaicochea & Fuentes,1987).....	27
Figura. 2.2. Curvas de comportamiento del flujo vertical para tuberías de 2 y 4 pg. (tomado de Garaicochea & Fuentes,1987).....	28
Figura. 2.3. Variación de la presión de fondo para T.P. de diámetros diferentes. (tomado de Garaicochea & Fuentes, 1987) .....	29
Figura. 2.4. Determinación gráfica de la presión estática a la que dejara de fluir un pozo. (tomado de Garaicochea & Fuentes, 1987).....	29
Figura. 2.5. Ejemplo de un sistema de Sarta de Velocidad. (tomado de Garaicochea & Fuentes, 1987).....	30
Figura. 2.6. Configuraciones de flujo en tuberías concéntricas de producción. (tomado de Garaicochea & Fuentes, 1987).....	31
Figura 2.7. Comportamiento de flujo vertical en T. P. solas y con Sarta de Velocidad. (tomado de Garaicochea & Fuentes, 1987).....	32
Figura.2.8. Clasificación generalizada de los Sistemas Artificiales de Producción(SAP).....	34
Figura 2.9. Esquema de un Sistema de Bombeo.....	36
Figura. 2.10. Unidad de Bombeo Mecánico Convencional.....	39
Figura. 2.11. Unidad de Bombeo Mecánico Aerobalanceada .....	39
Figura. 2.12. Unidad de Bombeo Mecánico Mark II.....	40

---

Figura 2.13. Esquema de un Sistema de Bombeo Cavidades Progresivas (PCP).....	42
Figura. 2.14. Distribución de los componentes del aparejo de BEC.....	47
Figura 2.15 Limites de integración y líneas de flujo.....	48
Figura. 2.16. Esquema de flujo de un fluido pasando a través de un estrangulador.....	51
Figura 2.17. El grafico muestra el aumento de la capacidad de un estrangulador de fondo de ¼ de pulgada en un pozo en el campo Yates, Texas.....	57
Figura 2.18 Diseños de estranguladores de fondo.....	58
Figura 2.19 Tipos de instalaciones.....	60
Figura 3.1. Diagrama del MPFV versión compacta.....	62
Figura 3.2. Componentes del MPFV Versión Compacta.....	66
Figura 3.3. Operación del Sistema de Anclaje y Hermeticidad operando.....	68
Figura. 3.4. Sistema controlador de flujo.....	69
Figura. 3.5. Corte del flujo de fluidos dentro del MPFV.....	72
Figura 4.1. Diagrama de Flujo del Proceso de recopilación de información.....	84
Figura 4.2. Estructura del organigrama de especialistas.....	85
Figura 4.3 Diagrama de flujo del proceso de selección de pozos candidatos.....	89
Figura 4.4 Estado Mecánico del pozo A.....	92
Figura 4.5. Registro de presión de fondo fluyendo tomado el 10/Sep/2013 del pozo A.....	94
Figura 4.6 Histórico de producción pozo A.....	95
Figura 4.7 Comportamiento del gasto de líquido (Qliq) Vs. Tiempo.....	97
Figura 4.8 Comportamiento del gasto de (Qg) Vs tiempo del pozo A.....	98
Figura 4.9. Comportamiento de la RGL Vs t pozo A.....	98
Figura 4.10 Diagrama de flujo del proceso de simulación del pozo candidato.....	101
Figura 4.11 Ajuste de caídas de presión en la TP.....	104

---

---

Figura 4.12 Comportamiento actual del pozo A .....	105
Figura 4.13 Análisis de sensibilidad para diferentes diámetros en el fondo aplicables al pozo A .....	105
Figura 4.14 Presentación de diferentes propuestas de diámetro del MPFV .....	106
Figura.4.15 Comparativo de las caídas de presión con EDS y MPFV .....	106
Figura 4.16. Diagrama de flujo del proceso de diseño del Programa Operativo.....	112
Figura. 4.17 Programa operativo de instalación del MPFV con Línea de Acero.....	113
Figura 4.18. Diagrama de flujo para el diseño del MPFV.....	117
Figura 4.19 Diagrama de flujo para la fabricación de la herramienta de fondo.....	119
Figura 4.20 Solicitud de fabricación de la herramienta de fondo.....	120
Figura 4.21 Diagrama de flujo para el procedimiento de pruebas de laboratorio.....	123
Figura 4.22 Diagrama de prueba de hermeticidad y anclaje .....	124
Figura 4.23 Prueba de hermeticidad y anclaje con Bomba de Alta Presión y Sensor de Presión acoplado a la entrada de la TP de 2 7/8”.....	124
Figura 4.24 Formato de Prueba de laboratorio y verificación de fabricación.....	125
Figura 4.25 Diagrama de flujo para la instalación del MPFV en campo.....	128
Figura. 4.26 Representa el armado, activación del MPFV y comprobación de cuello de pesca con pescante tipo JDC.....	129
Figura 4.27 Representa el acoplamiento del MPFV a sarta de Línea de Acero.....	129
Figura.4.28 Bitácora de operación de instalación.....	130
Figura. 4.29 Comparativo del gasto de aceite Vs tiempo, antes y después de la instalación del MPFV.....	135
Figura. 4.30 Comparativo del gasto de gas Vs tiempo, antes y después de la instalación del MPFV.....	135
Figura. 4.31 Comparativo del gasto de la RGL Vs tiempo, antes y después de la instalación del MPFV.....	136

---

---

Figura 4.32 Registro de presión de fondo fluyendo tomado el 27/Sep/2013.....	137
Figura 4.33 Registro de presión de fondo fluyendo tomado el 04/Diciembre/2013.....	137
Figura 4.34 Registro de presión de fondo fluyendo tomado el 01/Febrero/2014.....	137
Figura 4.35 Comparativo de las caídas de presión antes y después de la instalación del MPFV.....	138
Figura 4.36. Comportamiento del pozo con MPFV instalado @ 1615 m con Nodo Solución en Fondo, mostrando el cambio en la RGA en los 7 aforos.....	139
Figura 4.37. Comportamiento de la Pwf estimada con MPFV de 11/64" instalado a 2,230 m .....	140
Figura 4.38. Comportamiento de la Presión de Fondo Fluyendo con MPFV y con EDS .....	141
Figura 4.39. Gráfica comparativa de la declinación de la producción con EDS y con MPFV.....	144
Figura 4.40 Gráfica comparativa de la producción acumulada con EDS y con MPFV.....	144
Figura 4.41 Diagrama de flujo plan de explotación con el MPFV.....	147
Figura 4.42 Continuación del diagrama de flujo plan de explotación con el MPFV.....	148

---

---

## LISTADO DE TABLAS.

Tabla 2.1. Rangos de aplicación para Bombeo neumático continuo.....	37
Tabla 2.2. Rangos de aplicación para bombeo mecánico.....	41
Tabla 2.3. Rangos de Aplicación para PCP.....	44
Tabla 2.4. Rangos de Aplicación para BEC.....	46
Tabla 2.5. Valores de las constantes para el cálculo del diámetro del estrangulador.....	53
Tabla 3.1. Parámetros recomendados para la aplicación de un MPFV.....	74
Tabla 4.1. Etapas para la Instalación del MPFV.....	78
Tabla 4.2. Lista de procedimientos establecidos.....	80
Tabla 4.3. Cronograma de actividades para la aplicación del MPFV.....	85
Tabla 4.4. Revisión y análisis de la información de pozos candidatos.....	90
Tabla 4.5. Tabla del Survey del pozo A, donde se obtiene los valores de inclinación y azimuth del pozo.....	93
Tabla 4.6. Medición trifásica por 24 horas del pozo A.....	96
Tabla 4.7. Tabla resumen de parámetros para simulación.....	103
Tabla 4.8. Fechas recomendadas para toma de información posterior a la instalación del MPFV.....	114
Tabla 4.9. Mediciones trifásicas realizadas al pozo A posteriores a la instalación.....	134
Tabla 4.10. Resultados de los análisis nodales realizados y la estimación de la presión de fondo fluyendo.....	140
Tabla 4.11. Comportamiento de la Presión de Fondo Fluyendo con MPFV.....	142

---

## INTRODUCCIÓN

Desde 1978 se sabe que el campo petrolero de Chicontepec consiste en un amplio recurso geológico continuo de hidrocarburos que constituye una de las mayores acumulaciones en América. Sin embargo, dadas sus complejas características geológicas, su explotación rentable puede ser difícil y costosa comparada con los grandes yacimientos en el sureste del país. Los yacimientos en Chicontepec son de baja permeabilidad, generalmente compartimentalizados, con alto contenido de arcillas. Adicionalmente, al iniciar la extracción de crudo se liberan importantes volúmenes del gas disuelto, los cuales restringen el paso del aceite hacia los pozos.

El proyecto de explotación de Chicontepec siempre fue pospuesto, no sólo por la baja productividad de sus pozos y la compleja estructura interna de sus yacimientos, sino por los retos técnicos y económicos que representaba para extraer los hidrocarburos, a pesar de su amplio potencial de recursos.

Con base en recomendaciones generadas a través de diversos estudios internos en Pemex Exploración y Producción (PEP), durante la década de los años ochenta Pemex perforó 79 pozos exploratorios de los cuales 61 resultaron productores. Durante esa década, se desarrollaron parcialmente los campos de Agua Fría y Tajín; y en 1990, el campo Escobal. En la década de los años noventa se llevaron a cabo estudios en los campos ya descubiertos, como Coapechaca, Corralillo y Coyula.

Es así que el campo petrolero de Chicontepec, y su sucesor, el proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), a pesar de haber iniciado actividades en 1952, hoy se encuentra en una etapa de inicio de producción, aún incipiente respecto al potencial productivo que pudiera obtenerse bajo las mejores condiciones de desarrollo a lo amplio de su largo ciclo de vida, de muchas décadas por venir. Es también una etapa inicial en el conocimiento de sus

---

recursos, si se considera que su producción acumulada hasta ahora es de tan solo el 0.14% del volumen original (vo) y que sus reservas probadas son inferiores al 0.5% del vo.

Para poder definir una estrategia de selección de tecnología es necesario llevar a cabo un análisis exhaustivo de información, las mejores prácticas internacionales en el diseño de proyectos de explotación se caracterizan por la realización de estudios para identificar las distintas alternativas tecnológicas, durante las etapas de visualización y conceptualización se identifican y se evalúan las distintas alternativas tecnológicas. Una vez seleccionada la alternativa tecnológica ésta se presenta para la aprobación de recursos antes de iniciar la etapa de ejecución. En el caso del proyecto ATG se considera que deben establecerse varios frentes de identificación de alternativas tecnológicas que surgirán de las pruebas piloto recientemente incluidas en los laboratorios de campo. Las áreas en las que se espera obtener información son:

- Diseño de la perforación y terminación de pozos.
- Reparaciones mayores y menores.
- Fracturamientos.
- Mantenimiento de presión, recuperación secundaria e inyección de fluidos.
- Sistemas Artificiales de Producción.
- Estranguladores de fondo (EDF).
- Instalaciones superficiales.
- Medición, monitoreo y automatización.

Por lo anterior, tanto para las nuevas actividades de explotación como para la reactivación de pozos viejos, debe establecerse una estrategia que permita la identificación de tecnología en los rubros mencionados, siendo la finalidad de este trabajo mostrar dentro de las alternativas tecnológicas, en la categoría de los estranguladores de fondo, una estrategia de explotación con la aplicación de una herramienta de fondo conocida como Mejorador de Patrón de Flujo Venturi (MPFV), contribuyendo a dar respuesta a una de las observaciones realizadas por la CND en el informe del proyecto ATG en su primera revisión realizada en abril del año 2010, donde se notifica la carencia de documentación



---

que justifique que el proyecto ATG haya seguido una metodología de selección y aplicación de EDF antes de multiplicar su instalación.

El tiempo requerido para explotar un yacimiento productor de aceite está directamente relacionado con el ritmo de producción, que a su vez repercute en la energía del yacimiento; es decir que el gasto depende de la presión de fondo fluyendo. Esta presión se controla, en cierto grado, por las condiciones de explotación impuesta al pozo, como son: presiones de separación, diámetros y longitudes de las líneas de descarga y producción, estranguladores, sistema artificial de producción empleado, etc.

La explotación de un yacimiento termina, generalmente, cuando deja de ser costeaable su producción de hidrocarburos; es decir, el gasto mínimo económico y la presión de abandono dependen de los costos de operación. Esto se debe a una mala explotación por factores económicos o simplemente por una declinación abrupta por las características del yacimiento. Por lo que se tiene que hacer una mejor administración de la energía del yacimiento. Atendiendo el problema antes mencionado el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) por medio del grupo de Sistemas y Herramientas para la Adquisición de Información de Pozos (SHAIP) diseño una herramienta de fondo de pozo para prolongar la vida fluyente de este, entre otras aplicaciones.

La presente tesis se desarrolla en cuatro capítulos que explican los fundamentos y aplicación de los estranguladores de fondo y una descripción de la tecnología Mejorador de Patrón de Flujo Venturi (MPFV). En el primer capítulo se presenta la problemática de la explotación de los yacimientos areno arcillosos de baja productividad desde un enfoque mundial hasta el particular como es Chicontepec.

El capítulo dos se centra en el entendimiento de las principales estrategias convencionales y no convencionales que en la actualidad se utilizan para prolongar la vida fluyente de los pozos; para posteriormente entrar en el tercer capítulo donde se menciona el principio de

---

funcionamiento e historia de los estranguladores convencionales de superficie y de fondo, para tener un mejor entendimiento y como introducción al estudio de la herramienta de fondo MPFV.

En el capítulo cuatro se presentan los procedimientos y su aplicación de la estrategia de explotación con la herramienta de fondo MPFV, se muestra y explica cada paso de dicha estrategia con la instalación de la herramienta en el pozo A perteneciente al campo petrolero de Chicontepec en el sector Miguel Alemán-Agua fría, su seguimiento así como el análisis de la aplicación técnico-económica y los beneficios que se tienen al implementar esta estrategia de explotación.

---

## CAPITULO I

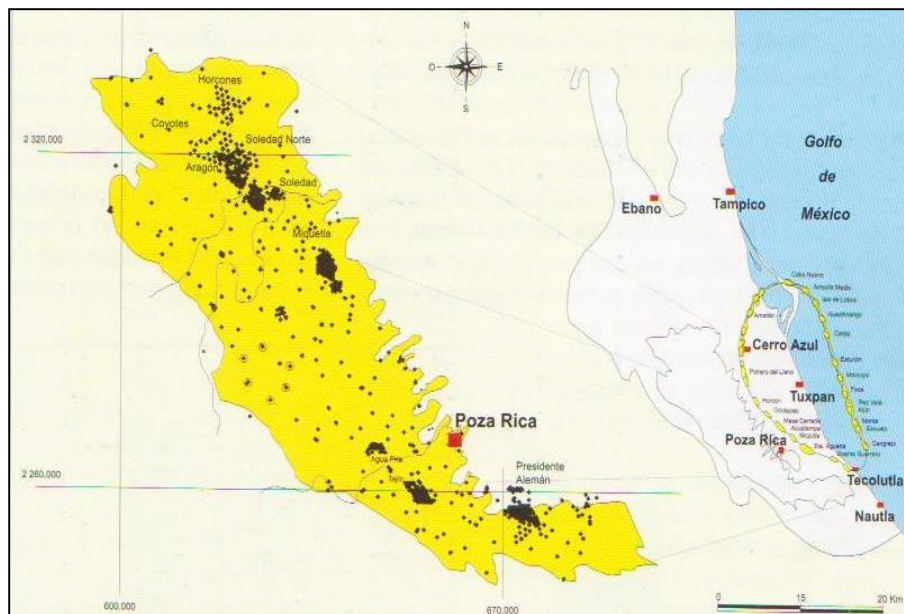
### PROBLEMÁTICA DE LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE BAJA PRODUCTIVIDAD

#### 1.1 Yacimientos areno arcillosos en México.

Los yacimientos areno-arcillosos, son yacimientos que por sus características geológicas, geofísicas, permeabilidad, porosidad, factores de recuperación y rápida declinación en la producción, son difíciles de explotar.

Al igual que muchos países, México cuenta con yacimientos areno-arcillosos, tal es el caso del yacimiento de Chicontepec que fue descubierto en 1931 en la parte norte de Veracruz, entre la plataforma de Tuxpan y la Sierra Madre Oriental. Este cubre un área de 3,815 Km<sup>2</sup>.

El Paleocanal de Chicontepec se ubica entre la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al oriente y la Sierra Madre Oriental al oeste. Es parte de la Cuenca de Chicontepec en la Provincia Geológica de Tampico-Misantla (Figura 1.1). Geográficamente, comprende una porción de los estados de Veracruz y Puebla. Su distribución y gran extensión origina que el Paleocanal de Chicontepec se administre desde el activo Altamira, y en mayor medida, desde el activo Poza Rica. Ambos forman parte de la Región Norte.

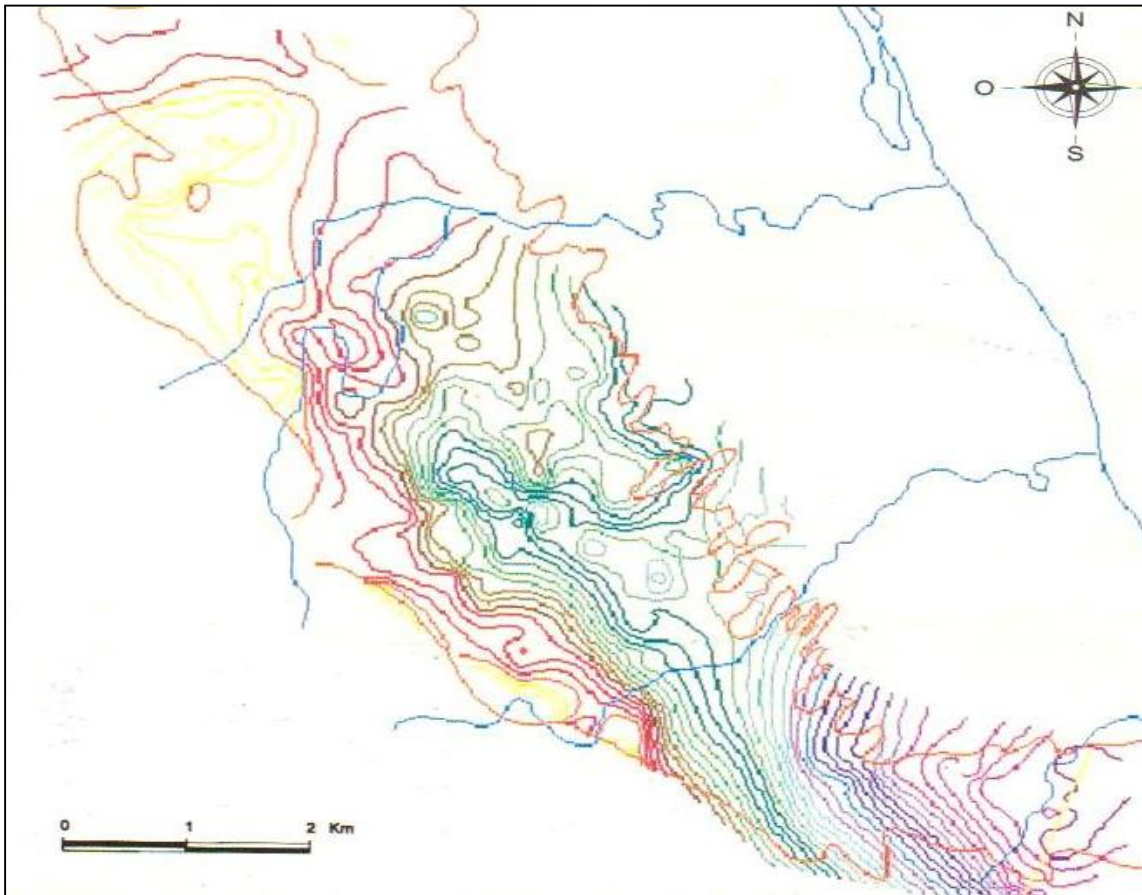


**Figura 1.1. Ubicación del Paleocanal de Chicontepec.**

---

La Cuenca de Chicontepec es de tipo antefosa, y contiene sedimentos terrígenos depositados en un ambiente marino profundo, en forma de lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior.

Su origen es consecuencia de la erosión (Figura 1.2) producida por corrientes submarinas que canalizaron sedimentos del Paleoceno, cretácico y Jurásico, generando una serie de canales que fueron rellenados por sedimentos arcillosos y arenosos, de manera alternada, en forma de turbiditas, definidos como formación Chicontepec.



**Figura 1.2. Configuración de la erosión regional del Eoceno Inferior del Paleocanal de Chicontepec.**

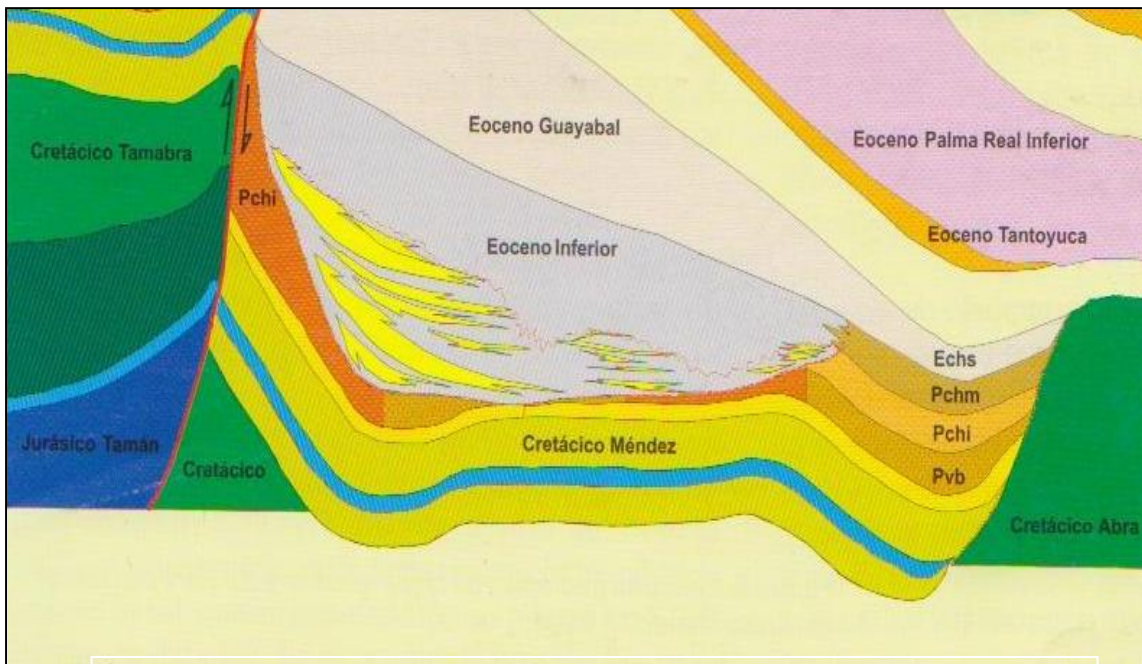
El Paleocanal de Chicontepec contiene aproximadamente el 25 por ciento de la reserva total de hidrocarburos del país, y el 85 por ciento de las reservas de la Región Norte. La calidad de sus aceites varía de 18 a 45 grados API. La porción noroeste se caracteriza por tener los aceites más ligeros.

---

Los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec cubren un área de 3731 kilómetros cuadrados. Se tiene 37 campos descubiertos.

### 1.1.1. Geología estructural.

Regionalmente, la geometría de las arenas está asociada en forma directa con el medio ambiente de depósito de abanicos submarinos superpuestos, conformando estructuras suaves y amplias en facies de abanico medio y distal. Las estructuras más pronunciadas se encuentran en la porción occidental del Paleocanal, en las facies de abanico superior o cercano a la fuente de aporte, situación por la que el aspecto estructural está subordinado al carácter estratigráfico (Figura 1.3).



**Figura 1.3. Sección regional que muestra las areniscas depositadas bajo la discordancia regional del Eoceno Inferior.**

### 1.1.2. Estratigrafía

Los estudios sedimentológicos coinciden en explicar que los sedimentos de Chicontepec son producto de la erosión del levantamiento de la Sierra Madre Oriental, y que han sido transportados y distribuidos por corrientes de turbidez, y depositados en ambiente de aguas profundas.

---

Posteriormente, con la descripción detallada de 390 núcleos y con el soporte de información sísmica tridimensional, se identificaron 11 facies correspondientes al modelo de abanico submarino, precisándose su distribución a lo largo del Paleocanal de Chicontepec.

Regionalmente, el modelo está conformado por varios abanicos, con sus canales alimentadores ubicados en la margen occidental del Paleocanal de Chicontepec. Estos depósitos de abanicos, fueron afectados por una serie de eventos erosivos, de los cuales sobresale regionalmente la discordancia del Eoceno Inferior, que forma un canal que se profundiza de noroeste hacia el sureste, donde sedimentos terciarios y del Jurásico Superior están en contacto. Esta discordancia es uno de los factores que regula la distribución de hidrocarburos en diferentes trampas estratigráficas. En la parte norte y centro del Paleocanal, la mayoría de los hidrocarburos se localizan por debajo de esta discordancia, mientras que en la porción sur, la producción se ubica en las arenas basales que la sobre yacen.

Las características de erosión y retrabajo de los sedimentos de Chicontepec, generan problemas locales de crono y bioestratigrafía, por lo que el estudio de caracterización geológica regional se optó por utilizar estratigrafía y facies sísmicas para agrupar paquetes sedimentarios con características similares, y con un propósito económico.

En el Paleocanal de Chicontepec se tienen definidos 3 horizontes productores:

- Horizonte productor Chicontepec de edad paleoceno-Eoceno Temprano.
- Horizonte productor Chicontepec Canal de edad Eoceno Inferior Tardío.
- Horizonte productor Tantoyuca de edad Eoceno Tardío.

### 1.1.3. Trampa

El paleocanal de Chicontepec está constituido por una gran cantidad de trampas donde predominan las del tipo estratigráfico, complejas, y controladas por la geometría debida a la superposición de abanicos y superficies de erosión, que muestran un componente estructural en los cuerpos localizados en la porción occidental.

---

#### 1.1.4. Roca Generadora

Los trabajos geoquímicos realizados en la Provincia Tampico-Misantla han demostrado que las rocas del Jurásico Superior, en especial las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta son las principales generadoras de los hidrocarburos que cargan a este horizonte productor.

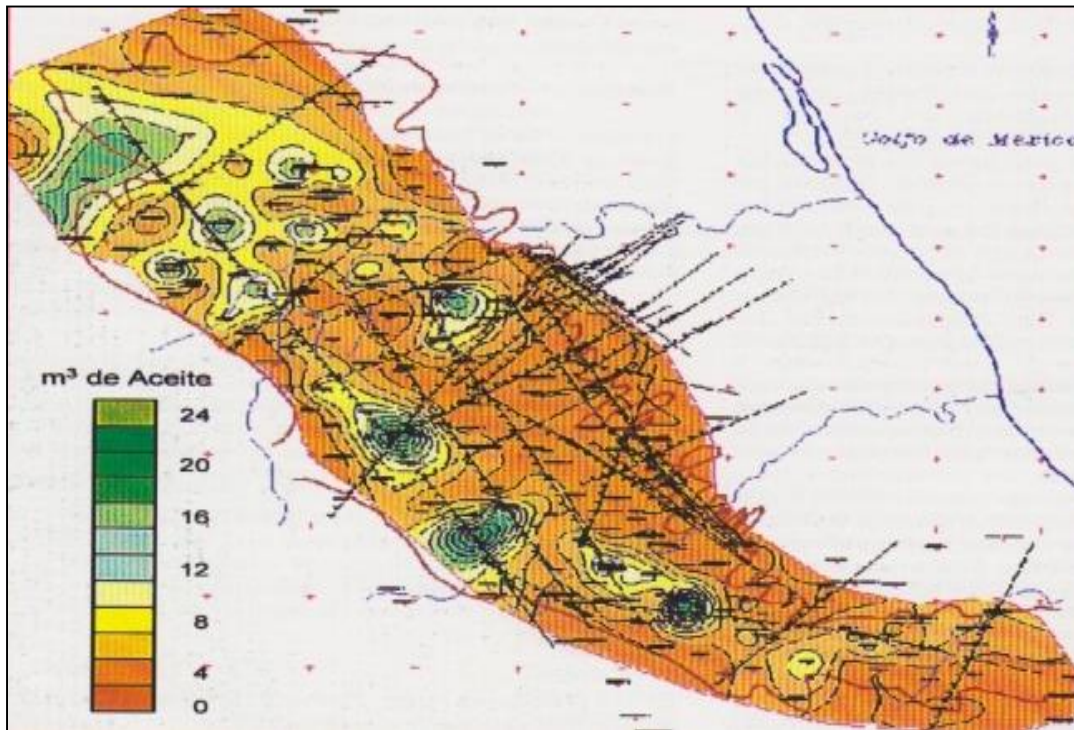
Se han identificado más de 2 focos de generación de hidrocarburos, varias etapas y vías de migración, y por lo menos una etapa de biodegradación por efectos de la erosión del Paleocanal. De aquí que se tenga un rango amplio en la calidad de los aceites.

#### 1.1.5. Sello

En las porciones norte y central del área, el sello lo componen sedimentos arcillosos localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que hacia el sureste lo establecen los sedimentos arcillosos de la formación Guayabal (Eoceno Medio). Es importante mencionar que debido a la naturaleza del depósito, las intercalaciones arcillosas entre los cuerpos arenosos constituyen sellos de carácter local.

#### 1.1.6. Yacimiento

Los cuerpos arenosos forman yacimientos independientes, que varían desde 800 a los 2400 metros de profundidad, según su posición dentro de la cuenca. La presión original en algunos yacimientos es de 220 Kg/cm<sup>2</sup>. La temperatura de fondo de los yacimientos varía de 65 a 75 grados centígrados. Una jerarquización de zonas con potencial de contener hidrocarburos, permitió establecer que la margen occidental del Paleocanal de Chicontepec presenta índices de hidrocarburos de hasta 24 metros cúbicos (Figura 1.4).



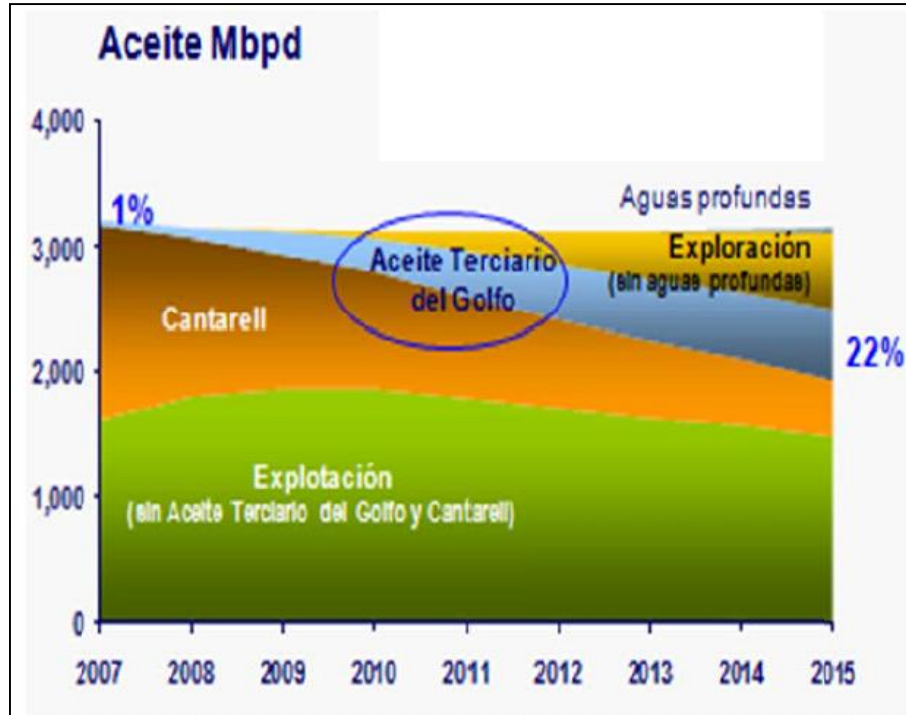
**Figura 1.4. Índice de hidrocarburos donde se muestran las mejores áreas que se localizan en el borde Occidental del Paleocanal de Chicontepec.**

## 1.2. Problemática de los yacimientos areno-arcillosos de baja productividad.

Como es sabido en los últimos años se han realizado proyectos y, se ha tenido la necesidad de implementar nuevas técnicas y tecnologías para poder explorar y explotar adecuadamente la Cuenca de Chicontepec, con el fin de poder recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos posibles.

Los yacimientos de Chicontepec se identifican por su baja permeabilidad, su bajo contenidos de hidrocarburos y baja presión, ocasionando problemas en la reducción de la productividad de los pozos y, la explotación de estos resulta ser compleja. Actualmente el proyecto de la Cuenca de Chicontepec contribuye con el 1% de la producción nacional, buscando incrementar este porcentaje para el año 2015 sea cerca del 20% de contribución de la producción nacional.





**Figura 1.5. Grafica comparativa de la producción nacional**

Uno de los mayores problemas de producción en la Cuenca de Chicontepec, es la baja productividad y la alta declinación durante la exploración de los pozos, lo cual origina tener bajos volúmenes de hidrocarburos y factores de recuperación bajos.

Los factores de recuperación se encuentran aproximadamente del 3% al 7%, en base a estos factores de recuperación, es necesaria la implementación prematura de sistemas artificiales de producción y de sistemas de mantenimiento de la presión.

Existen diversos factores que ocasionan la baja recuperación de los hidrocarburos, muchos de estos se generan desde el momento de la caracterización del yacimiento, ya que en esta cuenca la caracterización se ha mostrado insuficiente, ocasionando el desconocimiento del campo. La alta heterogeneidad del yacimiento, las altas declinaciones de la producción, las dificultades para poder mantener los niveles de producción y los altos costos de producción son los problemas que más repercuten.

---

Desde el punto de vista geológico, uno de los factores que ocasionan problemas de producción en la cuenca es que la presión inicial de los yacimientos, es muy cercana a la presión de burbuja, provocando una disminución de la producción de aceite debido a la alta producción de gas disuelto liberado.

En cuanto a los yacimientos turbidíticos altamente heterogéneos, se tienen procesos diagenéticos complejos y arenas discontinuas, así como yacimientos altamente estratificados de baja permeabilidad y de baja porosidad.

En la cuenca de Chicontepec los yacimientos en los cuales se encuentran localizados los hidrocarburos son los conocidos como yacimientos saturados, que son yacimientos donde la presión inicial ( $P_i$ ) o la presión estática del yacimiento es menor o igual a la presión de burbujeo ( $P_b$ ), es decir  $P_i < P_b$ . En estos tipos de yacimientos existen hidrocarburos en dos fases (líquida y gaseosa). En un yacimiento saturado, cuando la presión del yacimiento iguala o se acerca a la presión de burbuja, la parte gaseosa que se encuentra disuelta en el aceite se comienza a liberar, formando un casquete de gas con el gas libre localizado en el yacimiento.

La mayoría de los cambios del índice de productividad son causados por un incremento en la saturación del gas libre alrededor de la cara del pozo, lo cual incrementa la permeabilidad del gas y disminuye la permeabilidad del aceite.

Es por esto que en la cuenca de Chicontepec, cuando se abre un pozo a producción, este inicia a producir con cierto gasto. Al cabo del tiempo conforme la presión inicial se acerca a la presión de burbuja la producción se abate considerablemente ocasionando una disminución en el gasto de aceite obtenido por cada pozo perforado, teniéndose un mecanismo de empuje primordialmente por gas disuelto. Lo anterior hace que se tenga una declinación exponencial (presión-producción) con una rápida liberación del gas disuelto provocando una pérdida de energía en un corto lapso de tiempo, con una

---

contribución a la producción por expansión del sistema Roca-Fluidos del 10% y por la expansión del Gas disuelto el 90%, con factor de recuperación por explotación primaria del 3% al 7%, afectando las metas de producción y por lo tanto la rentabilidad de cualquier proyecto de explotación.

Para incrementar este factor y prolongar la vida fluyente de los pozos, se requiere el uso de tecnologías diversas, como pueden ser sistemas artificiales de producción y recuperación secundaria o mejorada, las cuales son implementadas muy prematuramente incrementando el costo por barril producido, no observándose una estrategia de aprovechamiento y optimización de este factor de recuperación primario. Una alternativa viable de solución que permitirá incrementos por recuperación primaria será la implementación de una estrategia de explotación mediante la implementación de una metodología del uso de herramientas de fondo como Estranguladores de Fondo (EDF) y dispositivos como Mejoradores de Patrón de Flujo Venturi (MPFV), que promueven un bombeo neumático natural y un flujo crítico.

Los EDF se han probado con éxito en algunos pozos y representa una oportunidad para mantener el flujo monofásico dentro del yacimiento, sin embargo no existe una documentación que justifique el la metodología de selección y aplicación de estos para atenuar la problemática en los yacimientos areno-arcillosos de baja productividad como es el caso de Chicontepec.

---

## CAPITULO II

### ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN PARA PROLONGAR LA VIDA FLUYENTE DE LOS POZOS

Existen diversas formas de presentar los resultados de las correlaciones establecidas sobre flujo multifásico en tuberías. La curva de comportamiento de flujo vertical representa la presión de fondo requerida para obtener diversos gastos. Se supone además que la relación gas-líquido se mantiene constante mientras que el gasto se varía. Cuando el gasto es pequeño, la situación en la parte más profunda de la tubería es la siguiente: el gasto de gas libre es pequeño, la columna de líquido está prácticamente estacionaria, a través de la cual el gas fluye lentamente en forma de burbujas. Por lo que la presión en el fondo es igual a la suma de la presión debida a la columna de líquido más la presión debida a las resistencias de flujo.

Si el gasto del pozo se incrementa ligeramente, pero la relación gas-líquido se mantiene constante, la velocidad del líquido aumentara, reduciéndose la posibilidad de que se presente el resbalamiento del gas a través del líquido. Al decrecer el resbalamiento del gas, consecuentemente se incrementa su capacidad para empujar el líquido, resultando en un decremento en la presión por pie de tubería, a pesar de que se maneje una gran capacidad volumétrica de líquido a través de la tubería por unidad de tiempo.

Todo esto nos muestra que, para cualquier diámetro de tubería, existe solamente un gasto de producción, para una relación gas-líquido constante, que proporciona la pérdida de presión mínima en la tubería. Este gasto se define como el gasto crítico.

A gastos menores que el crítico, las pérdidas de presión se incrementan conforme el gasto decrece, debido a que el resbalamiento del gas reduce su capacidad para empujar al líquido. A gastos mayores que el crítico, al aumentar el volumen de fluido (líquido más gas libre) que fluye a través de la tubería, por cada unidad de tiempo, se tienen velocidades altas y, consecuentemente, se incrementan las pérdidas de presión por resistencias de fricción al flujo. A gastos muy bajos, la caída de presión se aproxima a la presión

---

provocada por la columna estática, de tal forma que la pérdida de presión por fricción contra gasto de producción tiende a cero.

El objetivo principal es el de buscar diversas alternativas no convencionales que permitan prolongar la vida fluyente de los pozos. Para el adecuado estudio de estas alternativas, es esencial la selección del método de flujo multifásico y las correlaciones para el cálculo de las propiedades de los fluidos, que permitan realizar la mejor predicción posible del comportamiento del sistema.

El procedimiento empleado para obtener la capacidad de flujo de un pozo y las condiciones de terminación de su vida fluyente, es el propuesto por Nind. Este método consiste en la utilización de la curva de comportamiento de flujo vertical en combinación con la del comportamiento de flujo en el yacimiento. La intersección de ambas curvas determina el gasto y la presión de fondo fluyendo, correspondientes a una presión estática dada. Al disminuir la presión estática, se reduce la capacidad de flujo, hasta que se alcanza una presión estática ( $P_{ws2}$ ), a la que cesa el flujo al pasar de un gasto  $q_{o2}$  a cero.

A continuación se mencionan y describen algunas de las alternativas que se analizaron por Garaicochea, y Fuentes (1987) para prolongar la vida fluyente de los pozos. Estas son:

- 1) Fluido en el Espacio Anular
- 2) Cambio de Tuberías de Producción
- 3) Bombeo Neumático Continuo
- 4) Bombeo Mecánico
- 5) Bombeo de Cavidades Progresivas
- 6) Bombeo Electro centrífugo Sumergido
- 7) Sarta de Velocidad
- 8) Estranguladores de Fondo

---

## 2.1. Fluido en el espacio anular.

El flujo de hidrocarburos en tuberías de producción, comprende diversas características de fenómenos de transporte, que por su complejidad resultan muy difíciles de estudiar. Los fenómenos de transporte viscoso, de energía y de materia, están presentes en cualquier proceso de flujo multifásico en tuberías. El empleo de la ecuación de continuidad, de la ecuación de movimiento y de la energía como un medio de predecir los fenómenos que intervienen en el flujo multifásico, no es práctico; y puede asegurarse que hasta imposible, dada la gran cantidad de variables e interpretaciones de fenómenos involucrados.

El empleo de métodos empíricos constituye una solución práctica al problema. El punto de interés en este caso es estudiar el efecto del transporte de energía sobre el transporte viscoso y el de materia, en forma conjunta, para determinar su influencia sobre la vida fluyente de los pozos. Se elige un método para predecir la temperatura en los pozos; ésta se requiere para determinar las propiedades de los fluidos a condiciones de flujo, y estas propiedades, a su vez, determinan los resultados obtenidos en el método de flujo multifásico empleado. Lo anterior establece una interrelación, que permite estudiar el fenómeno deseado, o sea, la posibilidad de prolongar la vida fluyente al seleccionar el fluido en el espacio anular.

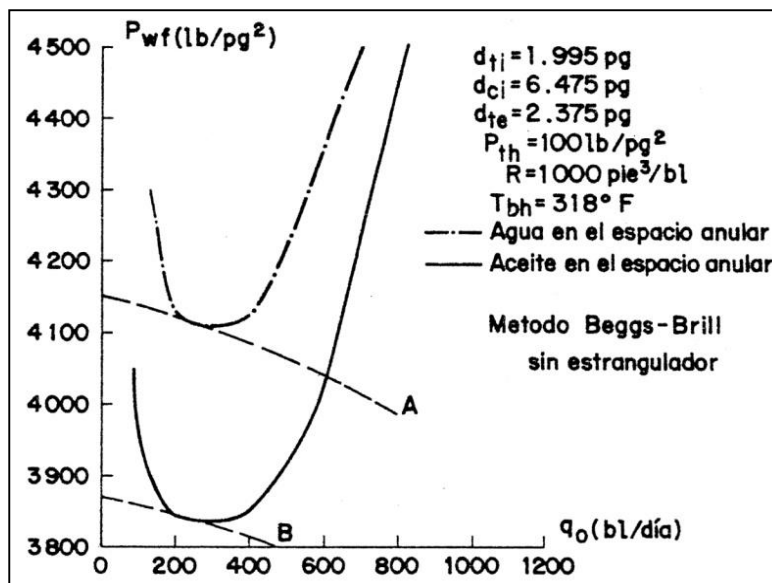
Se han realizado estudios del efecto del empleo de agua o aceite, mediante el uso de un programa de cómputo acoplado al de flujo multifásico. En estos estudios se efectúan diversas corridas, para una variedad de estados mecánicos y relaciones gas/aceite.

Los resultados son similares a los mostrados en la Figura 2.1, en la que se aprecia, para un gasto dado, menores caídas de presión cuando el espacio anular contiene aceite, en lugar de agua. Este comportamiento se explica al considerar que el aceite, por su menor conductividad térmica, permite que los hidrocarburos fluyan a mayor temperatura por el interior de la tubería de producción. A su vez la densidad de la columna de fluidos, será

---

menor al aumentar su temperatura, debido principalmente al efecto de la mayor liberación del gas disuelto.

La Figura 2.1 muestra que podría tenerse un gasto de aceite del orden de 600 (bl/día) cuando dejaría de fluir el pozo si contuviera agua en su espacio anular (Curva A). También se aprecia que la diferencia en las presiones estáticas, al cesar el flujo en ambos casos, es del orden de 250 (lb/pg<sup>2</sup>). En resumen, los resultados obtenidos indican que el empleo de aceite en el espacio anular, en lugar de agua, prolonga la vida fluyente de los pozos y permite obtener un gasto mayor.



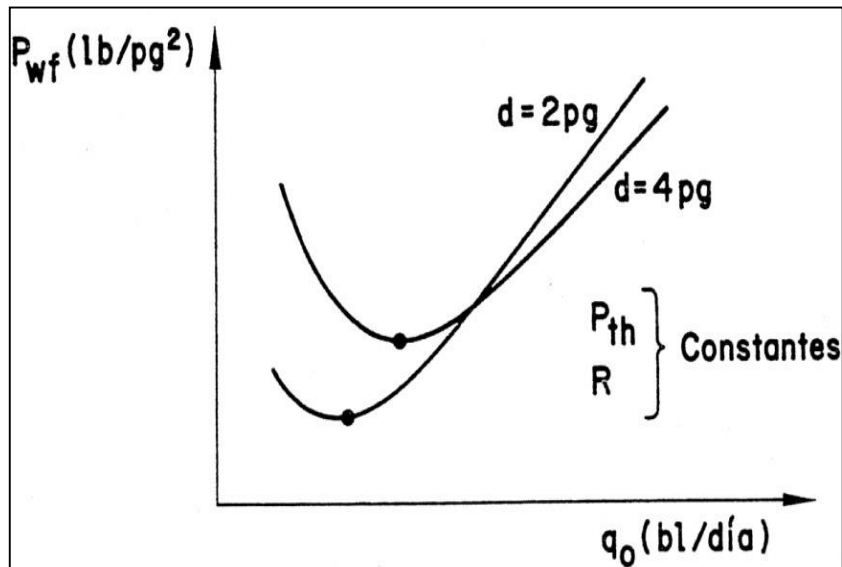
**Figura. 2.1. Efecto del fluido en el espacio anular sobre la capacidad de flujo de una TP. (tomado de Garaicochea & Fuentes,1987)**

## 2.2. Cambio de tuberías de producción

Como se muestra en la Figura 2.2, cada tubería presenta un comportamiento de flujo diferente. Los métodos de flujo multifásico muestran que el gasto crítico decrece al disminuir el diámetro de la tubería, además el método que sea seleccionado predice que la presión de fondo correspondiente al gasto crítico decrece al disminuir el diámetro de la

---

T.P. De acuerdo a esto, para un gasto existirá un diámetro de T.P., con el que se manifiesten las caídas mínimas de presión.



**Figura. 2.2. Curvas de comportamiento del flujo vertical para tuberías de 2 y 4 pg. (tomado de Garaicochea & Fuentes,1987).**

Entonces, el criterio para la selección del diámetro de tubería es: para el gasto deseado, utilizar la tubería que proporciona la menor presión de fondo posible; es decir, con la que se obtiene la mínima caída de presión.

Para comprender este criterio, en la Figura 2.3 se presentan los resultados de un estudio completo de comportamiento de un sistema vertical ficticio, considerando diferentes diámetros de T.P. La parte más oscura de las curvas indica la secuencia óptima de selección del diámetro de la tubería de producción. Si se generaran en esta figura las curvas de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo, es posible determinar el valor de la presión estática a la cual el pozo dejaría de fluir para cada tubería.

En la Figura 2.4 las curvas punteadas representan el comportamiento del flujo en el yacimiento. Para un caso de estudio hipotético, se observa que con una presión estática de 2,840 lb/pg<sup>2</sup>, si se tuviera una tubería de 2 pulgadas, la P<sub>wf</sub> sería de 2,000 lb/pg<sup>2</sup>. Si se aumenta el diámetro a 3 (pg.), la P<sub>wf</sub> que se tendría sería de 1,800 (lb/pg<sup>2</sup>), y el gasto



aumentaría a 1,260 (bl/día); pero si se cambiara por una de 4 (pg.), el pozo no fluiría. Se observa que la secuencia de selección del diámetro de la tubería es de diámetros mayores a menores, conforme se abate la energía del yacimiento. Si la tubería fuera de 2 (pg.), cuando la  $P_{ws}$  disminuya a 1,850 (lb/pg<sup>2</sup>), el pozo dejará de fluir.

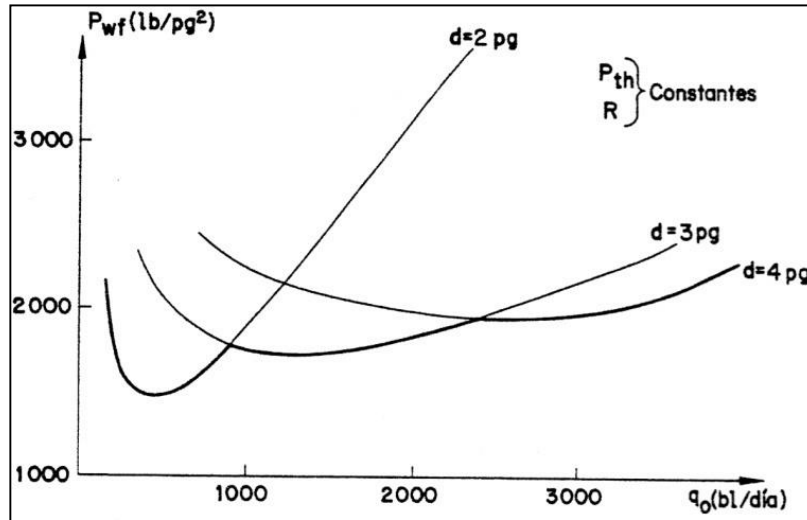


Figura. 2.3. Variación de la presión de fondo para T.P. de diámetros diferentes. (tomado de Garaicochea & Fuentes, 1987).

De lo expuesto se infiere la conveniencia e importancia de elaborar gráficas similares a la Figura 2.4, con la finalidad de predecir el comportamiento de los pozos y seleccionar las tuberías de producción para cada etapa de la vida fluyente.

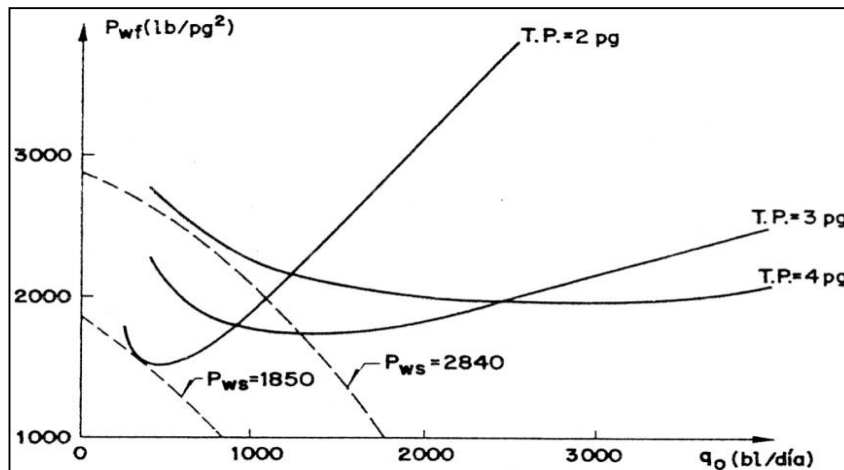
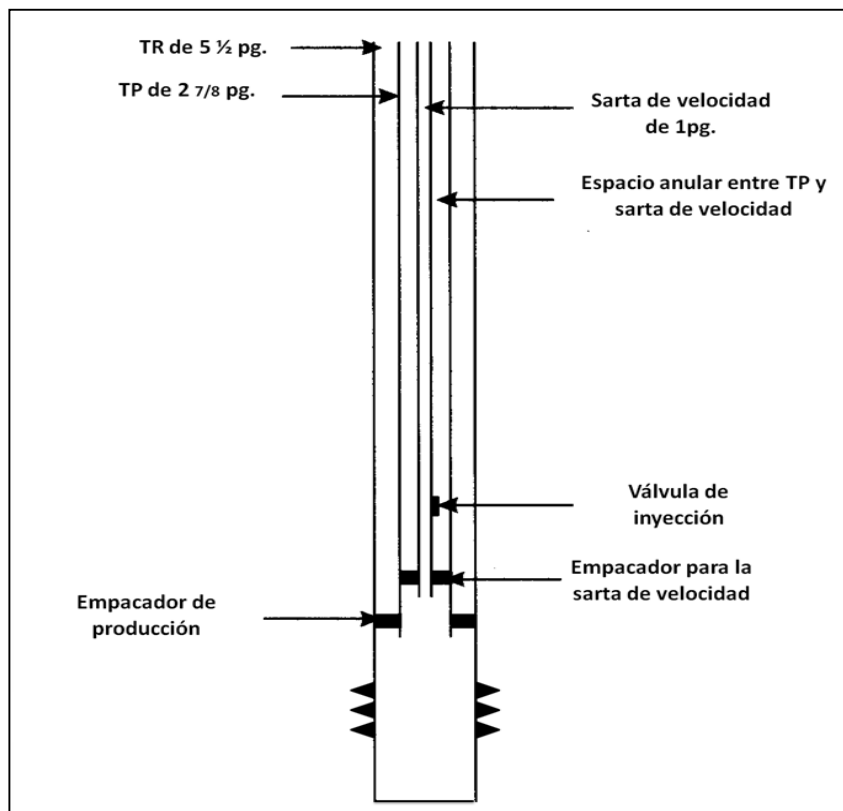


Figura. 2.4. Determinación gráfica de la presión estática a la que dejará de fluir un pozo. (tomado de Garaicochea & Fuentes, 1987)

---

### 2.3. Sarta de velocidad.

Una sarta de velocidad es una tubería de menor diámetro que el de la tubería de producción, ésta se introduce en el pozo con el fin de reducir el gasto de flujo para mantener la velocidad sobre un valor crítico (Figura 2.5). Se ha observado buen rendimiento en pozos con bajo volumen de producción, en los cuales, las pérdidas por fricción no son muy significantes.

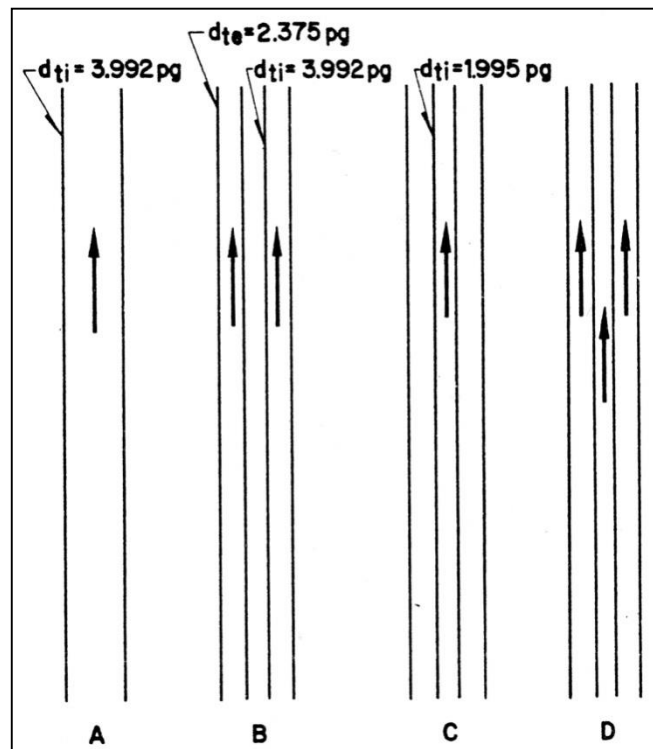


**Figura. 2.5. Ejemplo de un sistema de Sarta de Velocidad.  
(tomado de Garaicochea & Fuentes, 1987)**

El uso combinado de tuberías ofrece características ventajosas para prolongar la vida fluyente de los pozos. El empleo de una tubería de menor diámetro, colocada en el interior de la tubería de diámetro mayor, proporciona condiciones de flujo por demás singulares, ya que tanto el espacio anular como la tubería concéntrica interior pueden ser usadas como vías de flujo.

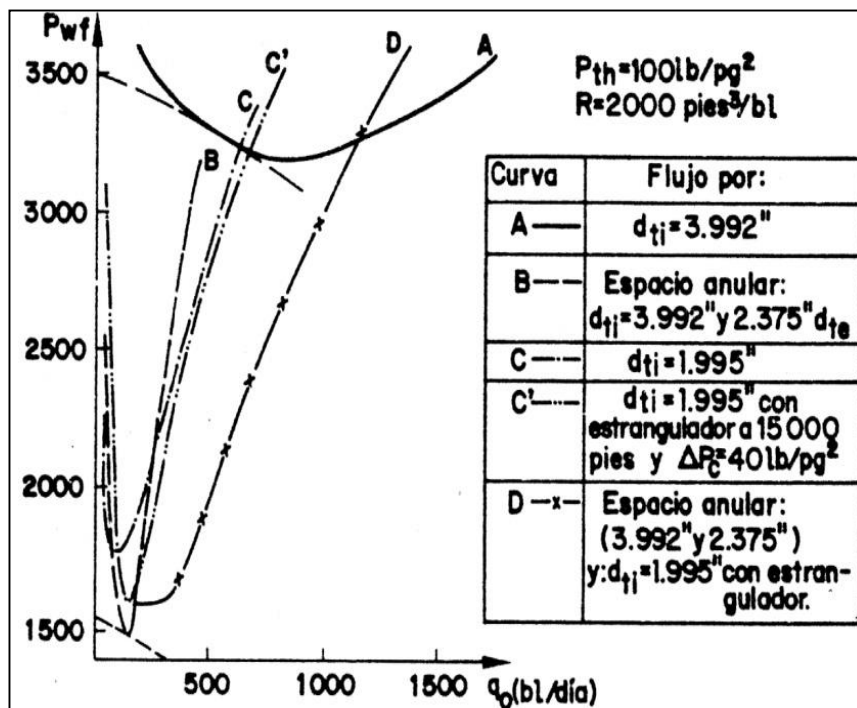
---

En el estudio, se consideran cuatro posibles condiciones de flujo (Figura 2.6), las cuales son: A) Flujo en la tubería actual; B) Flujo a través de la tubería de diámetro mayor; C) Flujo a través de la tubería de diámetro menor; y D) Flujo simultáneo a través de las tuberías concéntricas.



**Figura. 2.6. Configuraciones de flujo en tuberías concéntricas de producción. (tomado de Garaicochea & Fuentes, 1987).**

Como se puede observar en la Figura 2.7, indica que el empleo del espacio anular, como única vía de flujo (Curva B), es la opción que más prolonga la vida fluyente del pozo. En segundo lugar, se tiene el simple empleo de la tubería de diámetro menor (Curva C'), con un estrangulamiento de fondo.



**Figura 2.7. Comportamiento de flujo vertical en T. P. solas y con Sarta de Velocidad. (Tomado de Garaicochea & Fuentes, 1987).**

Resulta interesante entender lo que sucede en el espacio anular de la T.P. y la sarta de velocidad. En el flujo multifásico vertical, la mayor parte de las caídas de presión se deben a la densidad de la mezcla, y el efecto que sobre ésta tiene el resbalamiento de la fase de gas; al emplear el espacio anular como vía de flujo, se favorece el efecto de empuje del aceite por el gas liberado, pues tanto el gas como el aceite alcanzan velocidades mayores, principalmente por la menor área disponible al flujo, lo que favorece grandemente el desplazamiento del aceite por el gas liberado.

Por otra parte, las velocidades de las fases ayudan a la formación de una mezcla de fases más uniformes, lo que reduce el resbalamiento, con lo que el flujo es más estable y, por ende, las pérdidas de presión se reducen.

Una opción que además de prolongar la vida fluyente incrementa el gasto, es emplear como vías de flujo, tanto el espacio anular como la tubería interior concéntrica (sarta de

---

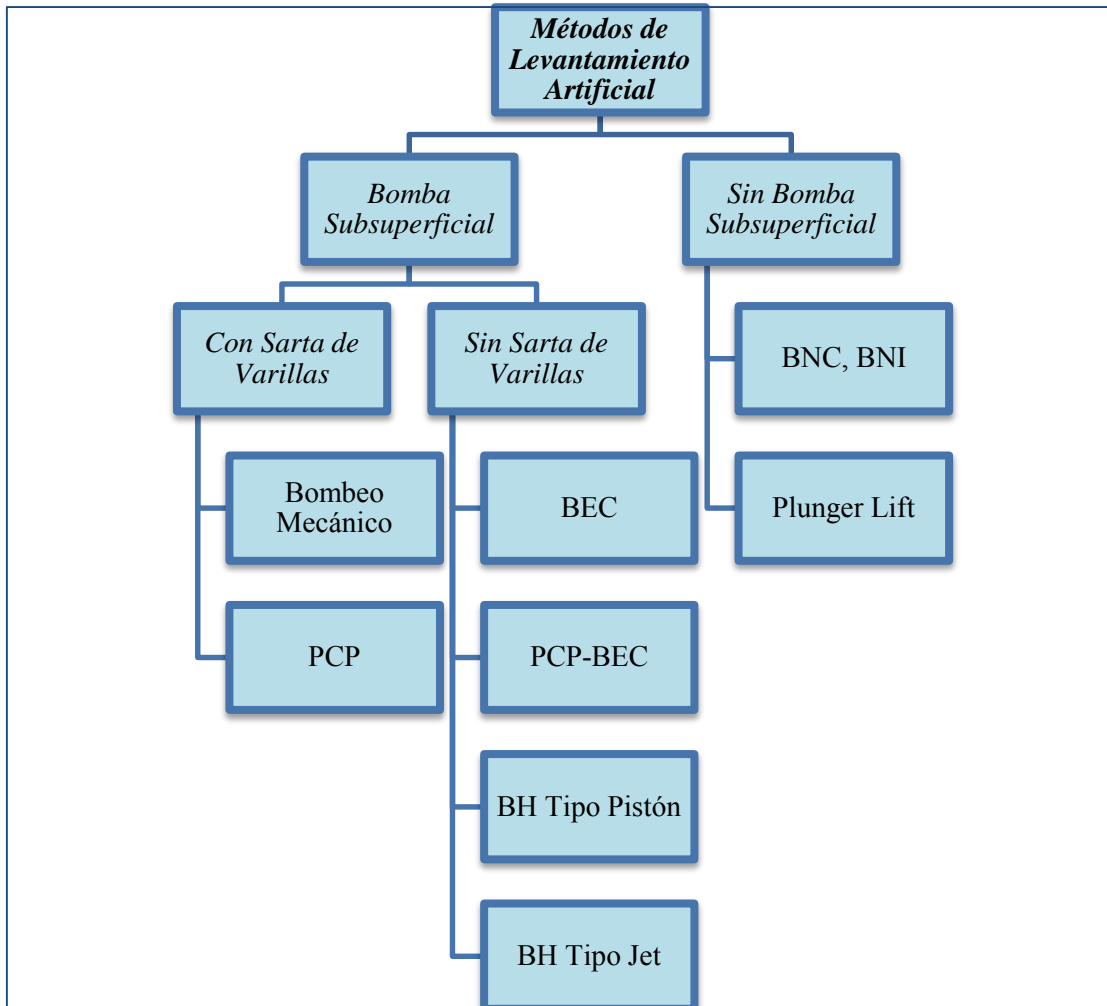
velocidad), teniendo ésta colocada un estrangulador de fondo (Curva D). Esto proporciona: mayor vida fluyente, gasto estabilizado (evita cabeceo), mayor gasto.

La principal desventaja de este sistema además de una producción inestable, es que deja de funcionar óptimamente a muy corto plazo por lo que si no se combina con otro sistema llega a ser una solución temporal.

#### **2.4. Sistemas artificiales de producción.**

El levantamiento artificial es la utilización de una fuente externa de energía en el pozo con el fin de levantar la producción desde el fondo hasta la superficie.

Por lo tanto podemos definir a los Sistemas Artificiales de Producción como: equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada hasta la superficie (Figura 2.8).



**Figura. 2.8. Clasificación generalizada de los Sistemas Artificiales de Producción (SAP).**

Los SAPs son otra asignatura de gran importancia en la producción de hidrocarburos en el proyecto Chicontepec. Debido a la baja energía de los yacimientos, éstos aportan cantidades bajas de crudo y en muchas ocasiones los fluidos no tienen la energía suficiente para llegar a la superficie. Esto hace que el nivel de fluido dentro del pozo genere una contrapresión que inhibe la producción del yacimiento y en muchas ocasiones la nulifique.

En este subtema hablaremos sobre los Sistemas Artificiales de Producción que se han reportado como exitosos en el proyecto ATG, así como otros sistemas que han sido o pueden ser aplicados en yacimientos en México, tales como:

- 
- Bombeo Neumático Continuo
  - Bombeo Mecánico
  - Bombeo de Cavidades Progresivas
  - Bombeo Electro centrífugo Sumergido

#### **2.4.1. Bombeo neumático continuo (BN)**

El bombeo neumático continuo es un medio de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie (Figura 2.9). En este sistema se inyecta gas al pozo a una cierta profundidad. El gas se mezcla con la columna de líquido haciéndola más ligera, debido a esto, la presión en el fondo ejercida por ésta se reduce provocando que la presión proveniente del yacimiento sea suficiente para empujar la columna hacia la superficie.

Debido a que el bombeo neumático continuo logra reducir la presión en el fondo del pozo, se considera que es un sistema artificial que destaca por su versatilidad, debido a que llega a ser un buen candidato para instalarlo a ciertas condiciones. Mientras otros sistemas de bombeo se vuelven ineficientes para altos valores de Relación Gas-Líquido (RGL), en este caso una gran cantidad de gas proveniente del yacimiento disminuirá directamente el volumen de gas a inyectar; no tiene problemas para manejar sólidos y puede utilizarse en pozos desviados aunque conforme éstos se vuelven más horizontales, la inyección de gas no reduce el peso de la columna de líquido y puede incrementar las pérdidas de presión por fricción.

##### *2.4.1.1. Ventajas del BN*

- Gran flexibilidad en gastos de diseño.
- Se puede recuperar con línea de acero.
- Maneja pozos con arena.
- Mínimo espacio requerido para conexiones superficiales.
- Un sólo compresor para varios pozos.
- Terminaciones múltiples o con diámetro reducido.

---

#### 2.4.1.2. Desventajas del BN

- Se necesita una alta presión para el gas de inyección.
- Aplicaciones de un sólo pozo pueden ser incosteables.
- No es muy recomendable para viscosidades altas.
- Se requieren niveles de líquido altos

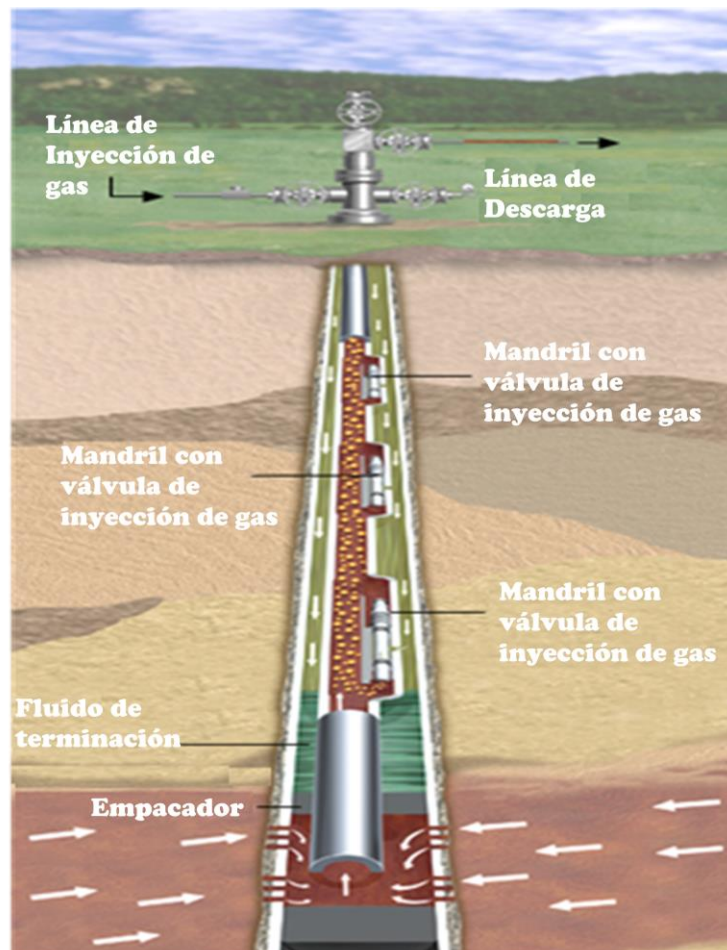


Figura 2.9. Esquema de un Sistema de Bombeo

#### 2.4.1.3. Aplicaciones

- BN continuo e intermitente.
- Flujo Anular o TP.
- Pozos donde hay disponible gas presurizado.



- Pozos con presiones de fondo insuficientes o muy profundos para desplazar la columna hidrostática de los fluidos.
- Para eliminar la carga de líquidos en pozos de gas.
- Incrementar la producción en pozos fluyentes.

#### 2.4.1.4. Rangos de aplicación

Para determinar los rangos de aplicación del bombeo neumático continuo, se presenta en la tabla 2.1 los valores máximos y mínimos de operación.

**Tabla 2.1. Rangos de aplicación para Bombeo Neumatico Continuo.**

	Rango Típico	Máximo
Profundidad	1000 – 3000 m	5000 m
Gasto	100 – 10000 bpd	30000 bpd
Temperatura	100 – 250 °F	400 °F
Desviación	0 - 50°	70° radio de bajo a medio
Presión	De 7 a más de 70 Kg/cm <sup>2</sup>	

- Resistente a corrosión.
- Bueno con manejo de sólidos.
- Propiedad del aceite >15°API.
- Eficiencia del sistema 10% - 30%.

#### 2.4.2. Bombeo Mecánico

El Bombeo Mecánico es un sistema artificial de producción (SAP) en el cual el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión. Debido a que se usa una bomba de émbolo, el movimiento de las varillas produce un vacío en el interior del barril de trabajo, ocasionando por la salida parcial del émbolo, haciendo que el líquido penetre al barril de trabajo a través de la válvula de pie ocupando el espacio vacío. El desplazamiento de

---

líquido y su descarga a través de la válvula viajera y de la tubería de descarga, se produce haciendo entrar nuevamente el émbolo.

El equipo se compone de: a) una bomba subsuperficial, impulsada por varillas; b) sarta de varillas de succión, que transmiten el movimiento de bombeo superficial y la potencia a la bomba subsuperficial; c) el equipo superficial de bombeo, que cambia el movimiento rotatorio del motor principal al movimiento oscilatorio lineal para bombear, se clasifica en dos clases de unidades de bombeo, CLASE I (Unidad Convencional, Figura 2.10) y CLASE III (Unidad Aerobalanceada, Figura 2.11, y Mark II, Figura 2.12), que es de acuerdo con la distribución y localización de los elementos que integran el equipos superficial, es decir, la localización de los cojinetes en el balancín con relación a la flecha de la manivela; d) la unidad de transmisión de potencia o reductor de engranes y e) el motor principal que proporciona la potencia necesaria al sistema.

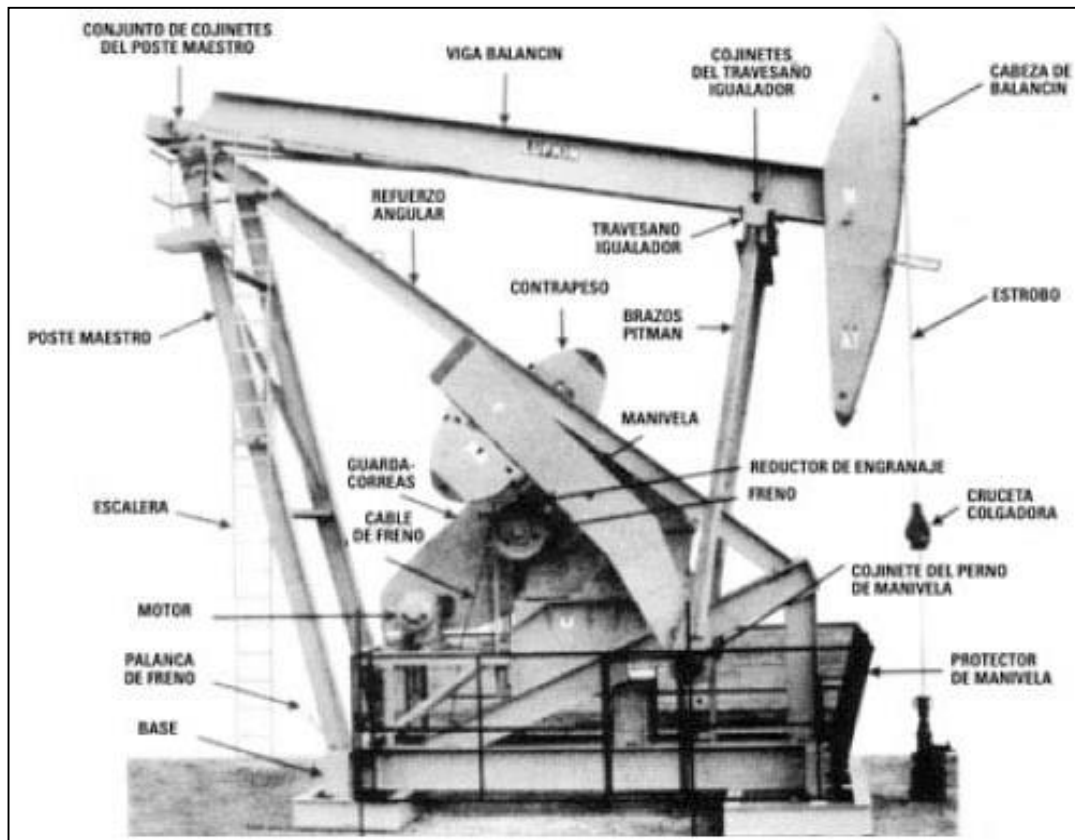
Su principal objetivo es producir una cierta cantidad de fluidos por día con un mínimo de:

- a) Torsión.
- b) Carga y rango de cargas en la varilla pulida.
- c) Requerimiento de potencia del motor principal.
- d) Costos de combustible o energía.
- e) Costo de mantenimiento de la unidad.
- f) Roturas de la varilla.
- g) Producción diferida por rotura de varillas o por reparación y mantenimiento de la unidad.
- h) Costo inicial

#### *2.4.2.1. Ventajas del BM*

- Fácil diseño
- Unidades pueden ser cambiadas a otros pozos
- Adaptable a agujeros reducidos





**Figura. 2.12. Unidad de Bombeo Mecánico Mark II.**

#### 2.4.2.2. Desventajas del BM

- No es posible manejar sólidos.
- No se adapta a grandes profundidades.
- En operaciones costa-afuera resulta pesado y estorboso
- Altas Relaciones Gas-Aceite
- Desgaste de varillas y T. P. en pozos desviados

#### 2.4.2.3. Rangos de Aplicación.

La tabla 2.2 muestra los rangos de aplicación para el bombeo mecánico

---

**Tabla 2.2. Rangos de aplicación para Bombeo Mecánico.**

	Rango Típico
Profundidad	Hasta 2400 m
Gasto	5 – 1500 bpd
Temperatura	38 - 288 °C

- Aplica para tuberías con corrosión.
- No es recomendable para pozos desviados.
- Aceite  $\geq 8$  °API.
- Aplicación marina limitada.
- Eficiencia del sistema 45% – 60%.

#### **2.4.3. Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)**

Desarrollado a finales de los años 20's por René J. Moineau. Se usa gradualmente en la industria petrolera desde 1979. Actualmente más de 30,500 pozos (aproximadamente un 5.7 % del total de pozos con sistemas artificiales en el mundo) están operando con PCP a nivel mundial.

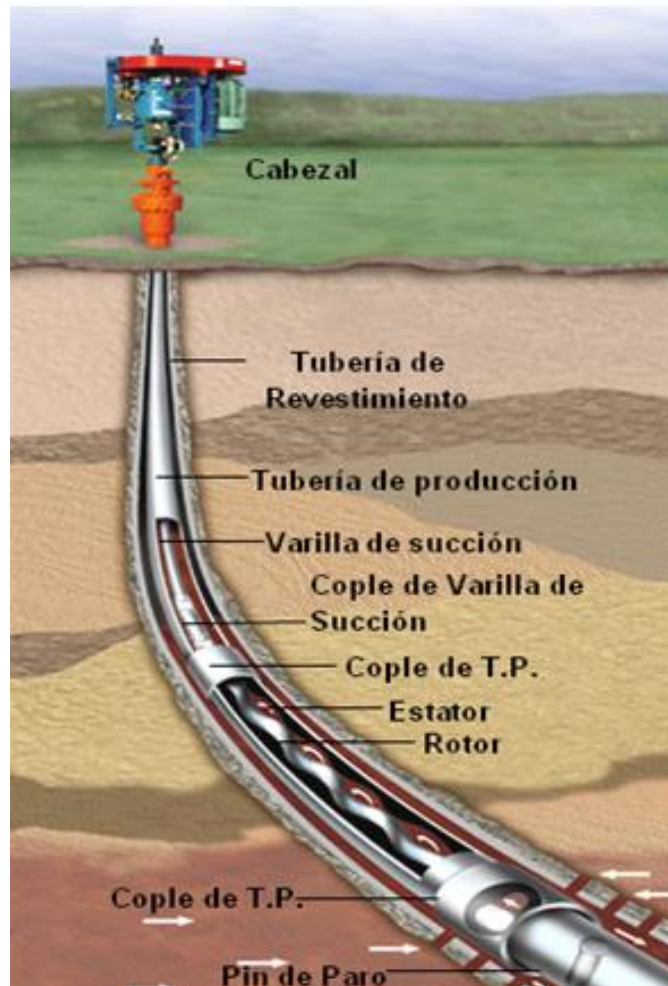
Es el método con mayor índice de crecimiento anual. Una de sus principales limitantes es su poca capacidad volumétrica, pero en ocasiones es fácilmente compensada por su eficiencia y bajo costo.

Este sistema consiste principalmente en un estator con forma de hélice interna, de doble entrada, y un rotor helicoidal que gira en el estator. La sección transversal del rotor es circular y en todos sus puntos excéntrica al eje; los centros de las secciones se apoyan a lo largo de una hélice, cuyo eje es el eje del rotor. Ambos se vinculan de tal forma que la sección del rotor tiene un movimiento de vaivén a través del conducto del estator.

---

Este movimiento hace que se vayan formando cavidades, que se encuentran delimitadas por una línea de ajuste entre ambos elementos. Al efectuar el rotor una vuelta, las mencionadas cavidades dispuestas en forma helicoidal se desplazan, incluyendo en ellas el líquido a transportar, quedando dicha cavidad por medio de la línea de ajuste independizada de la próxima a formarse, evitándose de esta forma el retorno de líquido.

Aunque este sistema fue diseñado en un principio para acarrear sólidos y fluidos viscosos también ha sido usado para la extracción de líquidos en pozos de gas.



**Figura 2.13. Esquema de un Sistema de Bombeo Cavidades Progresivas (PCP).**

---

#### 2.4.3.1. Ventajas del PCP

- Desplaza fluidos altamente viscosos, de alta concentración de sólidos y gas libre moderado.
- Las bajas proporciones interiores limitan la emulsificación por agitación.
- No tiene válvulas (no hay candado de gas o atascamiento).
- Bajos costos.
- Bajo perfil del cabezal.
- Bajo nivel de ruido.

#### 2.4.3.2. Desventajas del PCP

- Producción máxima: 800 m<sup>3</sup>/día.
- Profundidad máxima: 2,000 m.
- Temperatura máxima: 178°C.
- Sensibilidad a algunos fluidos; el elastómero puede inflarse o deteriorarse cuando está expuesto a ciertos fluidos.

#### 2.4.3.3. Aplicaciones

- Aceite pesado y bitumen hasta con 50% de arena.
- Capacidad de manejo de fracción de gas del 40%.
- Aceite medio limitado en el contenido de  $H_2S$ .
- Aceite dulce ligero limitado en el contenido de aromáticos.
- Extracción de agua de pozos productores de gas.
- Yacimientos maduros con flujo de agua.
- Áreas visualmente sensibles.

#### 2.4.3.4. Rangos de aplicación.

La tabla 2.3, muestra los rangos de aplicación para PCP.

**Tabla 2.3. Rangos de Aplicación para PCP.**

	Aceite Ligero	Aceite Mediano	Aceite Pesado
<b>Gravedad</b>	> 30°API	18 – 30 °API	< 18 °API
<b>Viscosidad</b>	< 20 (cp)	< 500 (cp)	500 – 15000 (cp)
<b>Profundidad</b>	> 1000 m	600 – 1400 m	300 – 800 m
<b>Gasto</b>	> 3144 bpd	> 3144 bpd	> 440 bpd
<b>Producción de arena</b>	Rastros de arena	< 2%	> 70 %
<b>% de Agua</b>	Hasta el 100%	Hasta 100%	Hasta 100%
<b>Otros factores</b>	Alta posibilidad de manejo de aromáticos, RGA, H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub>	Las mayores posibilidades de manejo de aromáticos, RGA, H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub>	Bajos aromáticos y RGA, Posible H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub>

#### 2.4.4. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC)

El bombeo Electrocentrífugo Sumergido desde su primera aplicación para un pozo petrolero en 1929, ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. En la industria petrolera, un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrocentrífugo sumergido, debe reunir características tales que no afecten su funcionamiento, como las altas relaciones gas-aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo, que son factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del aparejo.

Entre las características del sistema esta su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de



---

condiciones del pozo y particularmente se distingue porque, su unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo.

El aparejo de bombeo electrocentrífugo sumergido trabaja sobre un amplio rango de profundidades y gastos. Su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite. El sistema opera sin empacador inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de los disparos.

Anteriormente, para el diseño del aparejo del BEC se consideraba como único requisito, que la bomba debía colocarse por debajo del nivel dinámico del fluido en el pozo, de tal manera que estuviera garantizada la alimentación continua de líquidos de la succión de la bomba, previniendo posibles variaciones en las condiciones del pozo. En la actualidad, el diseño ha mejorado, incorporando en los cálculos la consideración de que el volumen y propiedades físicas de la mezcla, varían constantemente en el interior de la bomba; lo cual se traduce en reducciones importantes de su capacidad volumétrica, desde la presión de succión hasta la descarga.

Una unidad típica de BEC está constituida en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control y transformador.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable.

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido. En la Figura 2.14, se muestra la distribución de los componentes del aparejo en la forma tradicional como quedan en el pozo.

---

#### 2.4.4.1. Ventajas del BEC

- Buena capacidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias
- Baja inversión para profundidades someras
- Adaptable a la automatización
- Es aplicable a profundidades de 4200 m
- Maneja fluidos con altas viscosidades
- No utiliza empacador en el fondo

#### 2.4.4.2. Desventajas del BEC

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción
- Tiempos de cierre prolongados
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica
- Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación
- Difícil para manejar alto porcentaje de arena o gas

#### 2.4.4.3. Rangos de aplicación.

La tabla 2.4, muestra los rangos de aplicación para BEC.

**Tabla 2.4. Rangos de Aplicación para BEC.**

	Rango Típico
Profundidad	300 - 4500 m
Gasto	200 - 30000 bpd
Temperatura	38 - 204 °C
Densidad API	> 10°
Presión	De 7 a más de 70 Kg/cm <sup>2</sup>

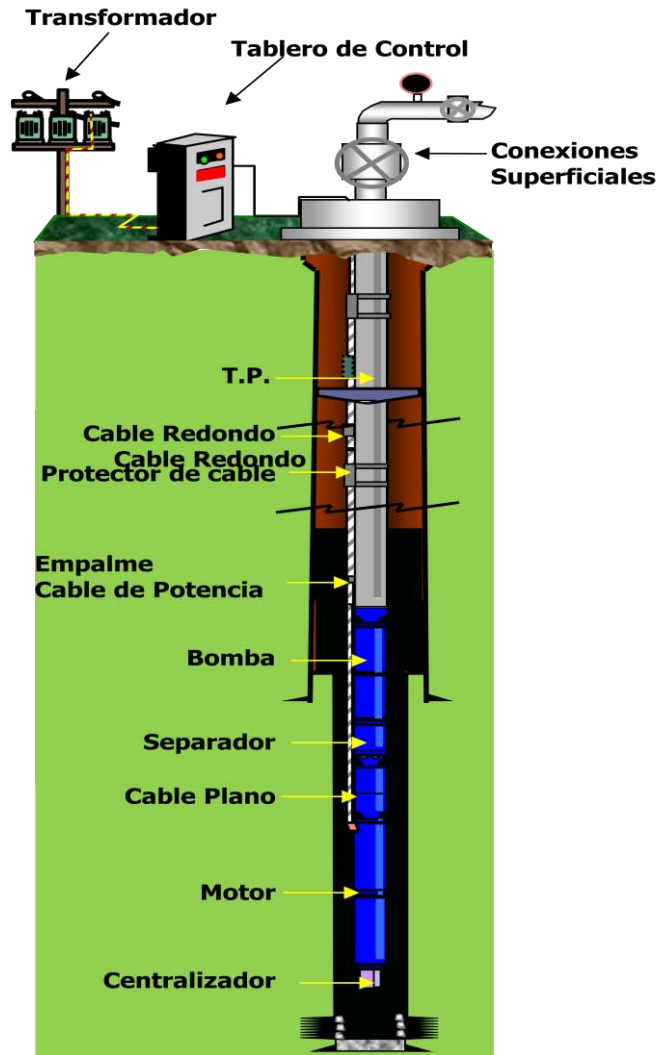


Figura. 2.14. Distribución de los componentes del aparejo de BEC.

## 2.5. Estranguladores.

### 2.5.1. Definición y clasificación de estranguladores.

Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Los estranguladores 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,

---

umentando 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.

### 2.5.1.1 Principios Teóricos

Los principios sobre los cuales se soporta esta teoría son los que se deducen de la ecuación general de balance de energía, que expresa lo siguiente: “para un fluido de una sola fase, que fluye normalmente entre cualesquiera dos puntos bajo condiciones estacionarias, la suma de la energía de expansión ( $v\Delta p$ ), energía potencial ( $\frac{g}{g_c} \Delta h$ ), energía cinética ( $\frac{1}{2} \frac{v^2}{g_c}$ ) y energía irreversible ( $\Delta W_s$ ) deberá ser constante”. Esto se resume en la siguiente expresión:

$$\int_1^2 \left( v dp + \frac{g}{g_c} dh + \frac{1}{2} \frac{dv^2}{g_c} + dW_s \right) = 0 \quad (2.1)$$

En el caso de flujo a través de un estrangulador, los límites de integración son: a la entrada (1) y a la parte central (2), como se muestra en la Figura 2.15

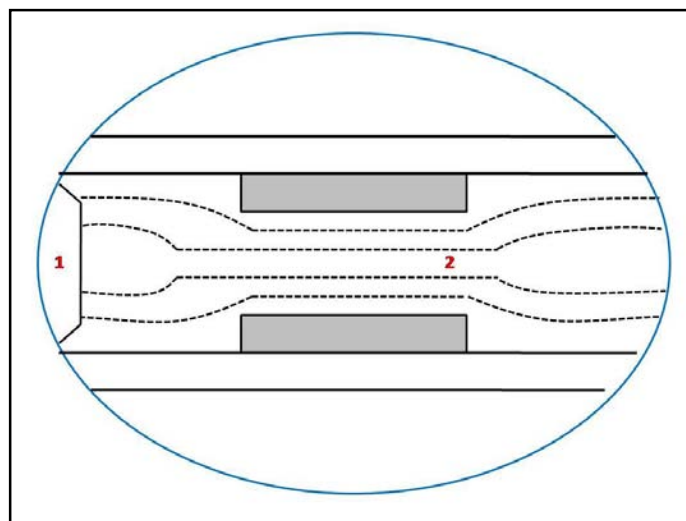


Figura 2.15 Límites de integración y líneas de flujo.

---

Como los estranguladores que se instalan a boca de pozo, para controlar la producción, están basados en el principio de flujo crítico, se pretende, al seleccionar uno de ellos, que la presión después de la restricción no afecte a la presión en la cabeza del pozo y como consecuencia su comportamiento. Un número Mach igual o mayor a la unidad asegurará esta pretensión.

El número de Mach se define como la relación de la velocidad real del fluido ( $v_f$ ) entre la velocidad de propagación de la onda acústica en el fluido en cuestión ( $v_p$ ).

$$M = v_f / v_p \tag{2.2}$$

En función de este número, se definen tres diferentes regímenes de flujo:

Para  $M < 1$ , el flujo es subsónico.

Para  $M > 1$ , el flujo es supersónico (supercrítico)

Para  $M = 1$ , el flujo es sónico (crítico).

Cuando  $M = 1$ , el área de flujo alcanza su valor mínimo y se dice que se ha logrado una condición de garganta a cuyas propiedades se les denomina “críticas” y a las anteriores a ella como relaciones críticas.

Como mencionamos en el primer capítulo el flujo crítico en el estrangulador ocurre cuando se cumple la siguiente igualdad:  $\frac{P_e}{P_{wh}} \leq 0.5283$ .

Donde:

$P_e$  = Presión corriente abajo (presión en la línea de descarga), (lb/in<sup>2</sup>).

$P_{wh}$  = Presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo), (lb/in<sup>2</sup>).

---

### 2.5.1.2. Clasificación

De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, cuya descripción la proporcionan en diversos manuales, sin embargo se pueden clasificar como se indica a continuación:

#### 2.5.1.2.1 Estranguladores superficiales

- a) Estrangulador Positivo. Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo (porta-estrangulador), del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro.
- b) Estrangulador ajustable. En este tipo, se puede modificar el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta-estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver.

Una variante de este tipo de estranguladores, es la llamada válvula de orificio múltiple. Tiene un principio de operación bastante sencillo, puesto que el simple desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

Dependiendo del tipo de estrangulador, se disponen con extremos roscados o con bridas y con presiones de trabajo entre 1500 y 15000 (lb/in<sup>2</sup>).

#### 2.5.1.2.2 Estranguladores de fondo

- a) Estranguladores que se alojan en un dispositivo denominado “niple de asiento”, que va conectado en el fondo de la TP. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con línea de acero operada desde la superficie.
- b) Estranguladores que se aseguran en la TP por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

### 2.5.1.3. Fenómeno de estrangulamiento

La función principal del estrangulador es liberar grandes cantidades de energía (pérdidas de presión) en una distancia muy corta. La geometría de un estrangulador provoca un disturbio súbito a través de un conducto circular, como se muestra en el esquema de flujo de un fluido pasando a través de un estrangulador (Figura 3.2), a medida que el fluido se acerca a la restricción, este se aleja de la pared de la tubería y converge tomando una alta velocidad, después de este se expande hacia la pared del estrangulador, posteriormente de salir del estrangulador, la corriente del fluido se expande y regresa a la forma geométrica similar a la que tenía antes de entrar al estrangulador.

Las pérdidas totales se generan de la siguiente manera:

- 1) Fricción a través del estrangulador y sección cercana a él.
- 2) Turbulencia cercana la entrada y salida del estrangulador.
- 3) Movimientos lentos de pequeños torbellinos entre la contracción del chorro y la pared de la tubería.

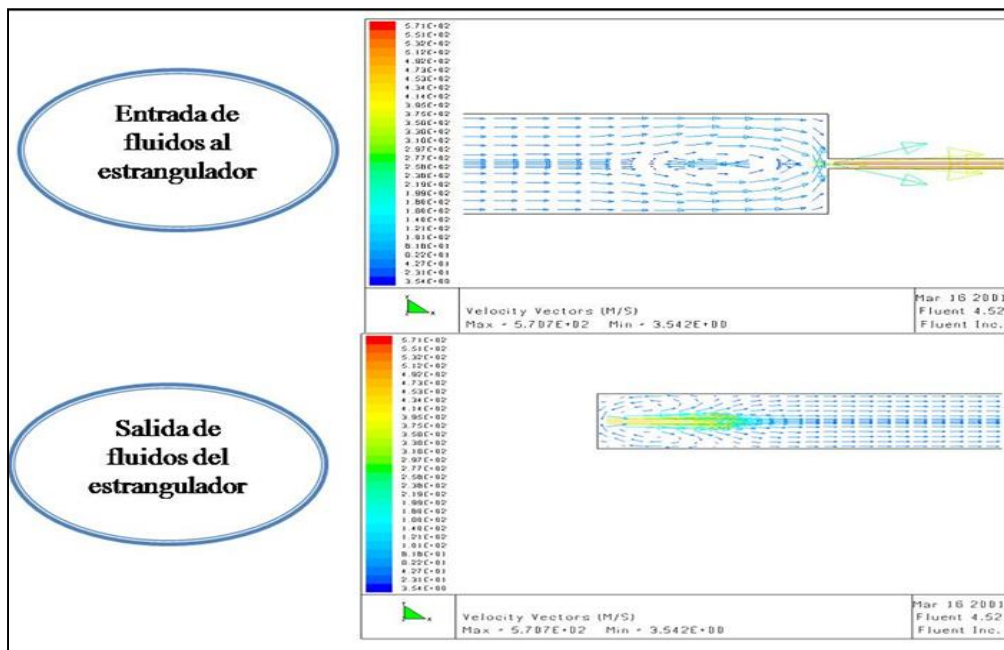


Figura. 2.16. Esquema de flujo de un fluido pasando a través de un estrangulador.

---

#### 2.5.1.4 Diámetro del estrangulador

Haciendo la combinación de una ecuación de estado con la ecuación de Bernoulli y considerando flujo adiabático sin fricción, se obtiene una expresión general para calcular el diámetro de estrangulador en 1/64 de pulgada, y puede aplicarse para flujo crítico o subcrítico. Tal expresión es:

$$q_g = \frac{C_d P_{wh} d_\phi^2}{(\gamma_g (\bar{T} + 460) Z)^{0.5}} \left[ \left( \frac{k}{k-1} \right) H \right]^{0.5} \quad (2.3)$$

Donde:

$$H = \left( \frac{P_e}{P_{wh}} \right)^{2/k} - \left( \frac{P_e}{P_{wh}} \right)^{(k+1)/k} \quad (2.4)$$

Para  $P_o = 14.7 \text{ (lb/in}^2\text{)}$  y  $T_o = 60 \text{ F}$ , el coeficiente de descarga,  $C_d = 1.9083 \times 10^{-4}$  y el resto de las variables se emplean en unidades prácticas. El valor de  $P_e$  es, en este caso, el correspondiente a la presión corriente abajo del estrangulador.

La forma general de las ecuaciones desarrolladas por los investigadores que han desarrollado correlaciones y mejoras sucesivas para el cálculo del flujo en estranguladores es:

$$P_e = \frac{A q_L R^B}{d_\phi^C} \quad (2.5)$$

Donde:

$P_e$  es Presión corriente arriba ( $\text{lb/pg}^2$ )

$q_L$  es Producción de líquido ( $\text{bl/día}$ )

$R$  es Relación Gas-Aceite ( $\text{ft}^3/\text{bl}$ )

$d_\phi$  es Diámetro del estrangulador (64avos de in.)



---

A, B, C = Constantes que dependen de la correlación y que toman los valores siguientes (tabla 2.5):

**Tabla 2.5. Valores de las constantes para el cálculo del diámetro del estrangulador.**

<b>Correlación</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>Gilbert</b>	10.0	0.546	1.89
<b>Ros</b>	17.4	0.50	2.0
<b>Baxendell</b>	9.56	0.546	1.93
<b>Achong</b>	3.82	0.65	1.88

## **2.5.2 Estranguladores de fondo**

Aunque desde los años 30's se conoce que al estrangular las condiciones de flujo en el fondo del pozo se incrementa la eficiencia de flujo, hasta la fecha su aplicación se ha venido limitando debido principalmente a que se han encontrado dificultades mecánicas en la fabricación de estos. Sin embargo, estrangular el fondo del pozo a través del desarrollo de un tipo de estrangulador semipermanente se ha venido aplicando exitosamente para varias condiciones de flujo en diversos campos. Las pruebas de campo indican que al estrangular el fondo del pozo, aunque no es aplicable para todas las condiciones de flujo, ocupa un lugar importante en el funcionamiento de los pozos de aceite y gas.

### **2.5.2.1 Propósito para estrangular el fondo del pozo**

En un pozo normal, la velocidad con la cual la corriente de gas se desplaza tiene una relación directa con la cantidad de aceite que puede levantar, principalmente el objetivo de estrangular el fondo del pozo es lograr un aumento en la velocidad de esta corriente

---

para levantar los fluidos a la superficie, sobre todo en la parte inferior de la tubería de producción. Esto lo hace en primer lugar, por la expansión del gas libre que acompaña al aceite, seguido, por la liberación y la expansión de gas disuelto en el aceite y, por último, por la atomización que da lugar a una mezcla de gas y aceite más uniforme. Es evidente, entonces, que si esta velocidad, sobre todo en la parte inferior de la tubería de producción da un gasto de producción ineficientemente bajo, ya sea debido a una disminución de la cantidad de la fase de gas o a que existe un estrangulamiento excesivo en la superficie y se lleva a cabo el resbalamiento, el estrangulamiento del fondo del pozo debería dar lugar a un aumento de la velocidad del gas y por lo tanto proporciona una capacidad de carga mayor. Si la velocidad de la corriente de gas a este mismo gasto de producción a través de un único estrangulador de superficie es igual o está por encima de la velocidad necesaria para levantar el aceite de manera eficiente, el aumento de la velocidad por el estrangulamiento en el fondo del pozo probablemente no debería de servir para el propósito, que no sea para estabilizar el flujo por el mejoramiento de la mezcla de aceite y gas, al igual que para disminuir la distribución de las presiones.

Bajo estas suposiciones, cuando se estrangula el fondo del pozo proporciona resultados positivos bajo condiciones de flujo de baja velocidad, ya sea causado por, una escasez real del gas disponible en el yacimiento o por un estrangulamiento excesivo en la superficie. Estrangular el fondo del pozo no, sin embargo, parece haber sido exitosa en la reducción de la RGA en pozos de velocidad de flujo relativamente alta.

Los beneficios obtenidos en los pozos de baja energía o velocidad son, estabilizar el flujo, prolonga la vida fluyente del pozo y en algunos casos donde se tiene bajas relaciones gas-aceite es aumentar la producción. Un caso de flujo estable y aumento del gasto de producción, se presenta en el campo Yates, Texas, donde el gasto de producción se ha más que duplicado. Resultados similares se obtuvieron en campos como: Cisco, Ranger y Van, campo de Texas, este último con un incremento apreciable en el gasto de producción. En algunos casos los pozos con bombeo no aguantan un estrangulamiento excesivo en la cabeza, sin carga arriba y se van muriendo. El campo del Este de Texas,

---

aunque en algunos aspectos es un campo difícil para manejar estranguladores de fondo, se beneficiaron a través de su aplicación. Una reciente instalación en un pozo el cual es típico de una etapa por la que atravesara una gran parte de los pozos en este campo sin duda será de interés. En la zona de Joinerville, después de producir una gran cantidad de aceite había alcanzado el punto donde no fluía sin que se le aplicara frecuentemente un swabeo. Se tenía contemplado aplicar equipos de bombeo, cuando se decidió experimentar con un estrangulador de fondo de 1/8 in., se instaló a una profundidad alrededor de 100 pies a partir del fondo, después de tres semanas el pozo siguió fluyendo con un gasto de 185 bpd y con una presión en la cabeza de 25 lb.

La función del estrangulador, en este caso particular, se piensa que es principalmente el de la liberación de gas disuelto, este gas liberado está actuando en vez del corte de agua como el mecanismo de empuje que ayuda a llevar a los fluidos a la superficie.

#### **2.5.2.2 Influencia del diámetro y profundidad del estrangulador de fondo.**

Al estrangular el fondo de pozos con altas relaciones de gas-aceite, es necesario elegir un tamaño adecuado del orificio por donde pasa el flujo dentro del estrangulador para proporcionar un gasto de producción óptimo, a menudo se puede estimar con gran precisión, siempre que la presión de fondo y el gasto del pozo seas conocidos. En dichos pozos, la cantidad de gas producido es generalmente mucho mayor que la cantidad de aceite, por lo que los cálculos para elegir el diámetro adecuado del estrangulador puede basarse en las leyes físicas del gas, el mejoramiento se realiza por la cantidad de aceite que se produce y la cantidad de gas disuelto en el aceite.

Estimar el tamaño adecuado del orificio en pozos con baja relación gas-aceite es mucho más complicado, por lo que la selección del tamaño correcto, en el pasado, se ha determinado en forma de ensayo-error y por la experiencia que se obtuvo en pozos con características similares. La experiencia ha demostrado que el tamaño del orificio del estrangulador de fondo, para un gasto de producción dado, debería ser menor que el tamaño del orificio en un estrangulador de superficie, considerando que en ambos se tiene el mismo gasto.

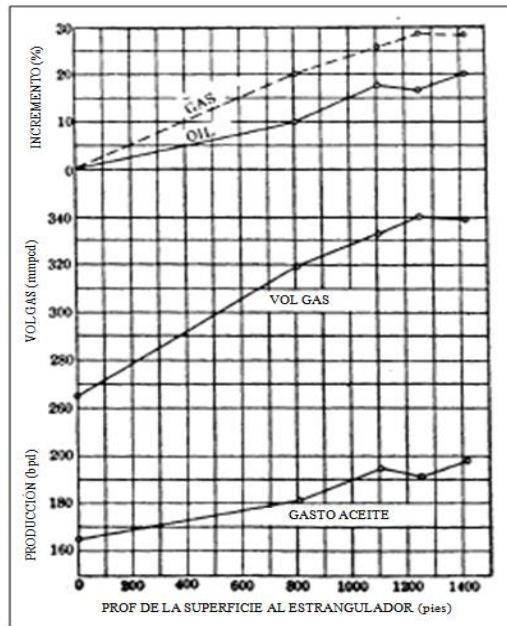
---

Un ejemplo ocurre en el campo Yates, Texas, en donde se probó con un tamaño de orificio de 5/32" en el fondo y posteriormente se estrangulo solo en la superficie con un orificio de 3/16", el resultado fue de qué se obtuvo el mismo gasto de producción. Cuando se cambió el tamaño del orificio en el fondo por el tamaño de 3/16, se obtuvo que la producción aumento 20 barriles de aceite más que teniendo el mismo diámetro de orificio en el estrangulador de superficie.

Los diámetros extremadamente pequeños que se pueden utilizar para estrangular el fondo del pozo se aplicaron en una prueba, donde se aplicaron desde 3/64" a 24/64" en uno de los pozos del campo Hobbs con una profundidad de 4000 pies, y otra prueba con un estrangulador de 1/32" en el campo Van. El diámetro de 3/64" en el fondo del pozo Hobbs produjo 60 barriles de aceite y 50,000 pies cúbicos de gas por día, mientras que el tamaño más pequeño de estrangulador en la superficie que se probó en este pozo fue de 1/8" de diámetro, produjo 52 barriles de petróleo y 43 mil pies cúbicos de gas.

Los cambios en los diámetros del orificio dentro de ciertos límites se pueden hacer en efecto subiendo o bajando el nivel de estrangulamiento. Esto se ilustra en la Figura 2.17, que muestra la capacidad de un orificio de 1/4" instalado en la superficie y después a varias profundidades en una tubería de producción de 2" en un pozo en el campo Yates.

En la parte superior de la tabla se presenta el porcentaje de aumento de la producción del aceite y del gas, para diferentes profundidades. La capacidad del estrangulador aumenta bastante uniforme con la profundidad, en el fondo del pozo a 1420 pies, el volumen de gas que pasa a través del estrangulador de 1/4" había aumentado un 30 por ciento y el 20 por ciento de aceite en sus respectivas cantidades a través del estrangulador en superficie.



**Figura 2.17.** El gráfico muestra el aumento de la capacidad de un estrangulador de fondo de ¼ de pulgada en un pozo en el campo Yates, Texas.

### 2.5.2.3 Uso conjunto del estrangulador de fondo con uno de superficie

Por lo general es necesario el uso de un estrangulador de superficie en relación con un estrangulador de fondo, para lograr una condición de flujo más eficiente. Dado que la función del estrangulador de fondo es aumentar las velocidades de flujo a través de la liberación o expansión de gas, o ambas. Se deduce que bajo muchas condiciones de flujo la velocidad puede por lo tanto aumentar más allá de un rango eficiente con consecuencias de una fricción excesiva. En estos casos el uso de un estrangulador de superficie disminuye el gasto de producción y por lo tanto disminuirá la velocidad del gas.

Esto se demuestra a través de la ecuación de Turner (Ecuación 2.6), en donde al aumentar la densidad del gas por una mayor compresión debido al incremento de la presión con ambos estranguladores, la velocidad de del gas disminuye evitando el resbalamiento de esta fase, con lo cual se mejora el desplazamiento del aceite a través de la TP.

$$V_t = \frac{1.593\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \quad (2.6)$$

Donde:

$\sigma$  es Tensión superficial (dinas/cm)

$\rho_l$  es Densidad del líquido (lb/ft<sup>3</sup>)

$\rho_g$  es Densidad del gas (lb/ft<sup>3</sup>)

$V_t$  es Velocidad de flujo (lb/ft<sup>3</sup>)

#### 2.5.2.4 Desarrollo de Estranguladores de Fondo por Compañías

Desde hace varias décadas diversas compañías han desarrollado estranguladores de fondo con diferentes características, como se muestra en la Figura 2.18.

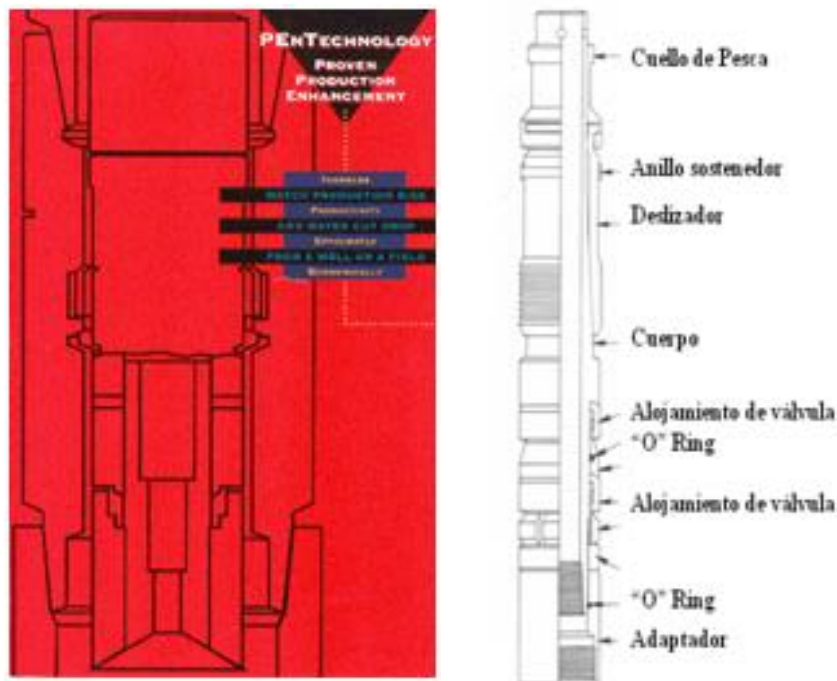


Figura 2.18 Diseños de estranguladores de fondo.

---

La compañía Petroenergy diseño un dispositivo aerodinámico que consiste básicamente en un juego de tubos Venturi, su instalación puede ser: permanente en la tubería de producción mediante cuñas de acción opuesta, su recuperación requiere sacar el aparejo de producción, o recuperable con empacador estándar o asentado en los coples, usando línea de acero. Para que la implementación de este estrangulador proporcione la mayor eficiencia requiere un rango de RGA entre los 106 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ) y los 1430 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ) al igual que necesita operar en condiciones de presión de formación mínima de 50 % con respecto a la presión hidrostática que ejerce los fluidos en la tubería de producción, los cortes de agua que puede manejar el dispositivo es hasta del 50% sobre el gasto bruto producido. El diseño de la herramienta es específico y toma en consideración información del yacimiento.

Las compañías Camco y Schlumberger realizaron una tecnología en conjunto, en la cual su diseño es una simple restricción y no considera los efectos que se causaran al yacimiento, su instalación puede ser permanente o recuperable. Se descarta bajar la herramienta en pozos desviados a mayor de 20 grados de inclinación, al igual que no pueden operar para generar presiones diferenciales mayores de 1500 psi.

Debido a que las condiciones de un pozo varían con respecto a otro, se necesita hacer la mejor selección del diámetro del estrangulador de fondo, por lo que se tiene que tener un rango amplio en la selección del tamaño, esto con el objetivo de elegir la mejor optimización de la producción del pozo. Por este lado las compañías se han limitado a utilizar un diámetro de estrangulador para cada diámetro de tubería, reduciendo las opciones de selección. Una condición de operación del estrangulador de fondo convencional, por las compañías, es la limpieza dentro de la tubería de producción, ya que se forman incrustaciones alrededor de la tubería o contenido de arena, que impiden la hermeticidad de la herramienta y por lo tanto reducen la aplicación del estrangulador en diferentes pozos. Los estranguladores de fondo se han instalado en el cople, niple o en empacador, ya sea de manera permanente o semipermanente como se ilustra en la Figura 2.19.

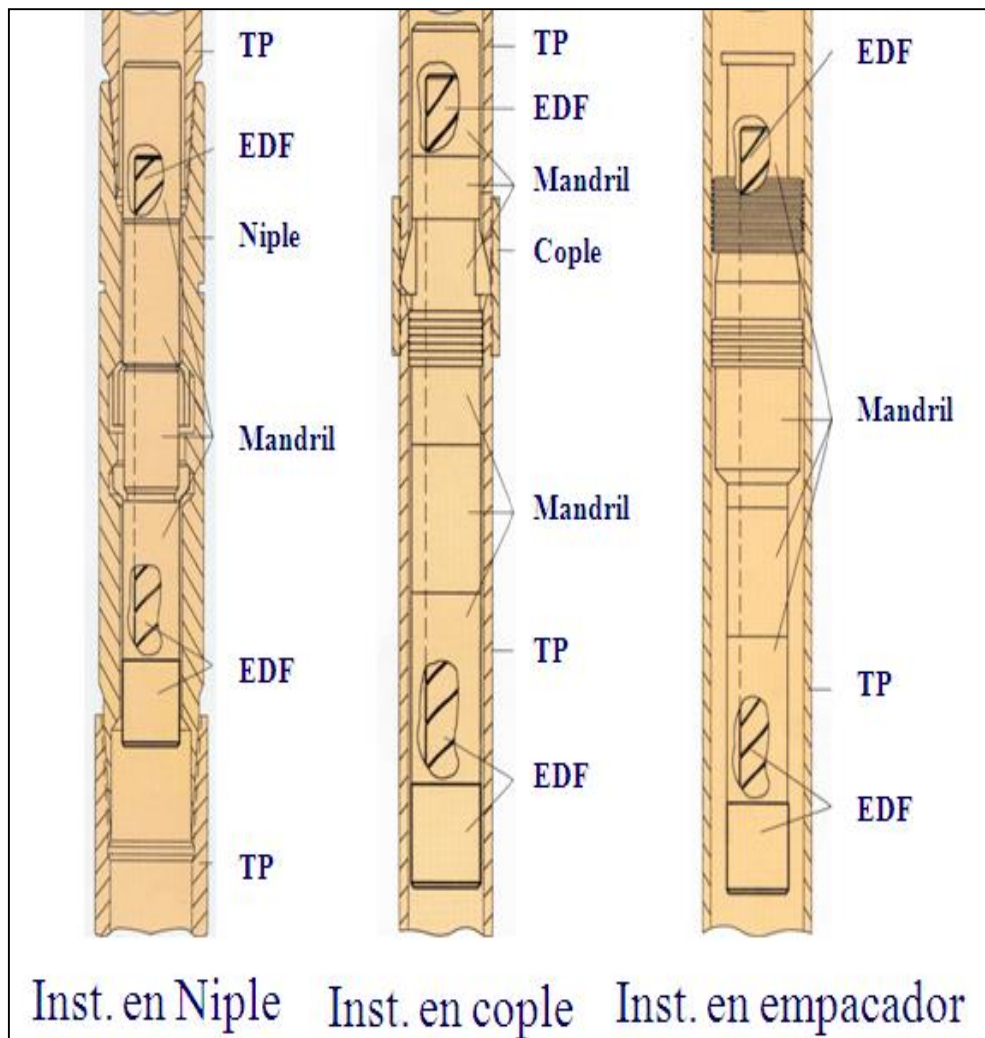


Figura 2.19 Tipos de instalaciones.



---

## CAPITULO III

### FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA DE FONDO

#### (Dispositivo Mejorador de Patrón de Flujo Venturi MPFV versión compacta)

##### 3.1 Principio de funcionamiento del MPFV

El principio de operación del Mejorador de Patrón de Flujo Venturi (MPFV) desarrollado por el grupo Sistemas y Herramientas para la Adquisición de Información en fondo del Pozo (SHAIP) del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), está basado en generar una caída de presión en la herramienta a la profundidad de instalación, incrementando la presión de fondo, efecto seguido, la conservación de la energía del yacimiento y con esto, prolongar la vida fluyente del pozo. Su campo de aplicación son los pozos productores de aceite que declinan su producción en corto tiempo, siendo la principal causa la caída prematura de la presión inicial ( $P_i$ ) y la producción temprana de agua y/o gas. Las causas se pueden encontrar en la naturaleza del mismo fluido y/o del yacimiento. Otros beneficios relacionados con el incremento presión de fondo provocado por el MPFV son: la disminución del corte de agua en pozos con problemas de conificación y la disminución de la RGA en pozos que han alcanzado la presión de saturación o presión de burbuja a nivel de yacimiento.

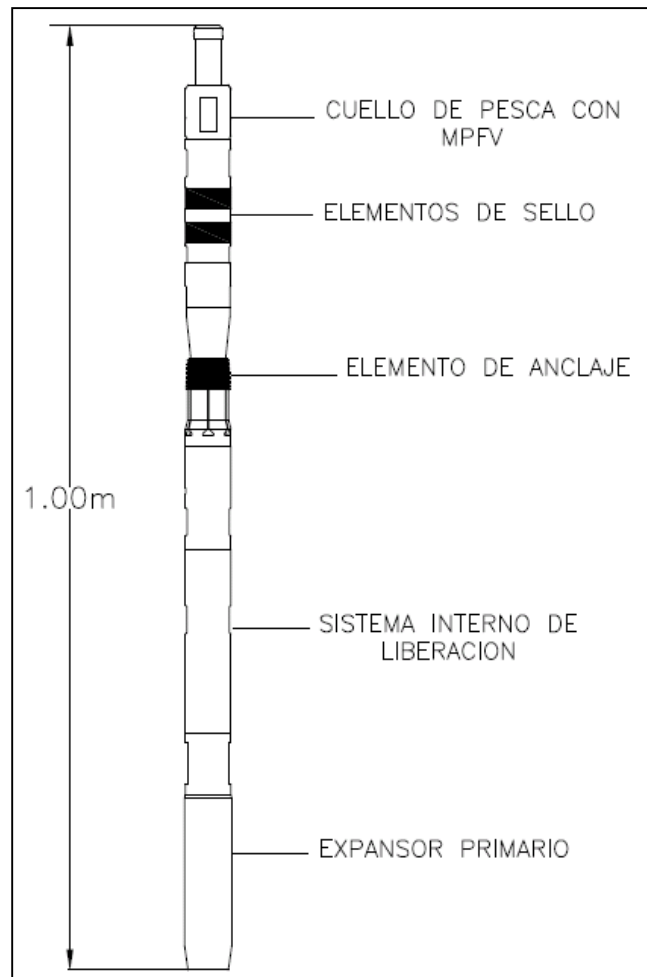
El Mejorador de Patrón de Flujo Venturi es un dispositivo de sencilla aplicación (Como se esquematiza en la Figura 3.1. Se instala fácilmente en el interior de la tubería de producción utilizando la unidad de línea de acero (ULA). El diseño del MPFV permite profundizar el punto de instalación, en tuberías de tipo "Tubing Less", hasta la cima del intervalo productor y en arreglos de pozos con empacador, hasta el extremo de la TP, de igual forma en sartas de velocidad, que va instalado en el extremo inferior de las mismas.

El sistema MPFV, opera en parte, como un eyector o bomba de chorro, estos son dispositivos que se apoyan en la transmisión de energía por impacto de un fluido a gran velocidad, contra otro fluido en movimiento o en reposo, para proporcionar una mezcla

---

de fluido a una velocidad moderadamente elevada, que luego disminuye hasta la salida del pozo.

La diferencia esencial del MPFV con un Estrangulador de fondo convencional está en la incorporación de un elemento innovador ubicado en el cuello de pesca, que realiza una mezcla homogénea del gas disuelto liberado con el aceite. A este nuevo diseño se atribuyen beneficios tales como: evita la formación de baches de gas y aceite en la tubería de producción (producción más estable), al cambiar el patrón de flujo se reducen las caídas de presión en la TP, y en conjunto con el aligeramiento de la columna hidrostática por la liberación de gas disuelto (efecto BN), se reduce considerablemente el requerimiento de energía para llevar los fluidos del yacimiento a la batería de separación.



**Figura 3.1. Diagrama del MPFV  
versión compacta.**

---

Algunos de los problemas que se aprecian en pozos productores de hidrocarburos son la producción de agua y congelamiento de líneas superficiales. El problema de congelamiento se debe a la composición física de cada una de las fases y sobre todo, a las características de presión y temperatura a las cuales fluyen. Existen pozos que producen a alta presión y temperatura, lo que obliga a realizar cambios en sus condiciones de flujo; sin embargo, estas modificaciones provocan efectos termodinámicos diversos como por ejemplo el fenómeno “Joule Thomson” el cual se presenta por elevados niveles de bióxido de carbono en la fase gaseosa y una caída de presión en el flujo al atravesar la restricción mecánica que se encuentra en la línea de conducción de superficie (instalado en la bajante del pozo o línea de descarga).

Derivado de las características, tipo de fluido y de las condiciones de operación prevalecientes en la vida productiva de los pozos, se observan diversas situaciones problemáticas como:

- Represionamiento y contrapresión al flujo en la red de ductos para transporte de hidrocarburos producidos por los pozos, provocada por cambios en las condiciones naturales de los ductos originada por la depositación de sustancias indeseables como incrustaciones por carbonatos, asfáltenos que reducen su diámetro interior incrementando las caídas de presión.
- Pozos productores con altas concentraciones de gas amargo natural, como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, incluso por arriba del 50% en la mezcla.
- Disminución de la producción por la sobre explotación de los yacimientos.
- Formación de hidratos y congelamiento total en bajantes, líneas de descarga, cabezales de pozos y colectores para el transporte de los hidrocarburos.

Cuando se presenta esta última situación, es decir el congelamiento en la línea de descarga o en cualquier otra instalación superficial, se procede a cerrar el pozo y a forzar la expulsión del tapón en forma mecánica a la presa de quema para restablecer las condiciones iniciales. Este problema de congelamiento en ductos, origina el paro o cierre

---

del pozo donde se inició el problema; posteriormente, el congelamiento se generaliza en la red hasta provocar el cierre de todos los pozos que concurren a un mismo cabezal de localización.

Expulsar los tapones o forzar el descongelamiento de líneas y ductos como práctica operativa, resulta muy peligrosa porque en muchas ocasiones las tuberías y el sistema de ductos se encuentran represionados y en condiciones estáticas, lo que no permite visualizar el riesgo; por ello, resultaba indispensable cerrar los pozos hasta lograr las condiciones de flujo óptimas. Es indudable que conseguir el descongelamiento de esta manera repercute enormemente sobre la producción de aceite y gas, en el medio ambiente y genera condiciones de alto riesgo en las instalaciones y para el personal operativo que realiza el trabajo, lo que se resume en pérdidas económicas.

Una de las alternativas para evitar el congelamiento de líneas es mediante la inyección de metanol, el cual es un producto químico que ayuda a eliminar la humedad de los gases; sin embargo, los volúmenes que se inyectan en pozos, cabezales y líneas, cada vez resultaban ser mayores y los únicos logros que se obtuvieron consistieron en prolongar el tiempo en operación, antes del cierre. La inyección de metanol es claro que no es la mejor solución, ya que se requiere el cierre de los pozos, para desalojar en forma mecánica los tapones generados o bien, descongelar los ductos obstruidos o taponados.

La presente invención del grupo SHAIIP del IMP, evita el congelamiento de líneas, debido a que aprovecha la temperatura natural de la roca (gradiente geotérmico) con la instalación del MPFV a la mayor profundidad posible que permita la operación con ULA , además de promover la formación de flujo estable en las tuberías, controla la producción de los pozos evitando que sean afectadas sus condiciones, administra la energía de los yacimientos, incrementando con ello el factor de recuperación, siendo esta una novedosa solución a la problemática planteada.

La aplicación de MPFV se ha realizado con buenos resultados en al Activo Integral Poza Rica Altamira para el control del corte de agua en pozos de crudo pesado (Altamira 1013H), en el Activo Integral Bellota-Jujo el MPFV se aplicó para controlar la producción

---

de gas (Santuario 208). En el año de 2007 la instalación de EDF's convencionales realizada en campo Chicontepec reveló un potencial de aplicación enorme para herramientas de fondo para el mantenimiento de presión y con ello prolongar la vida productiva de los pozos recién perforados (Pozo Tajín 79). A últimas fechas el MPFV se está evaluando en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG) como una estrategia integral para mantenimiento de la producción de los pozos (prolongar su vida fluyente y control de la producción de agua).

Por todo lo anteriormente descrito podemos citar que es un objetivo del MPFV el control e incremento de la producción de un pozo mediante el aprovechamiento de la energía del yacimiento por la liberación de gas en el fondo del pozo, provocada por una caída de presión brusca en este mecanismo, que mejora el patrón de flujo en la tubería de producción y línea de escurrimiento, reflejado en la disminución de las caídas de presión por elevación y fricción en estas tuberías.

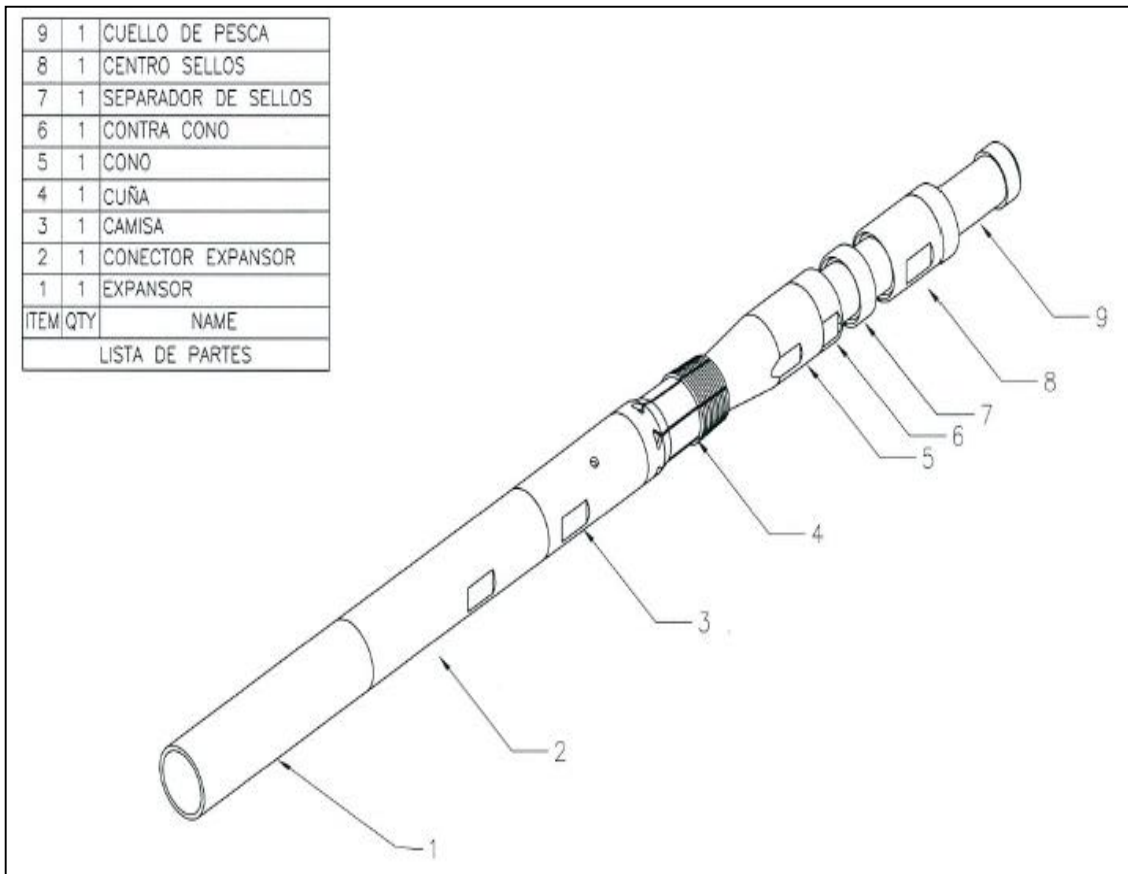
Otro objetivo del MPFV es promover el mantenimiento de presión del yacimiento, aumentar la vida productiva del pozo y como beneficios asociados controlar la producción de agua, ya que este novedoso sistema provoca que la energía del gas que se libera en el fondo del pozo modifique el patrón de flujo corriente arriba del sistema, promoviendo la redistribución de presión y la mejorando las condiciones de flujo en la vecindad del pozo.

### **3.2. Descripción de los Componentes del MPFV (Versión Compacta)**

El MPFV para el control de la producción de hidrocarburos, se constituye de los siguientes elementos conforme a la Figura 3.2:

- (1) Expansor.
- (2) Conector a expansor.
- (3) Camisa.
- (4) Cuña.
- (5) Cono.
- (6) Contra cono.

- (7) Separador de sello.
- (8) Centro sellos.
- (9) Cuello de pesca.



**Figura 3.2. Componentes del MPFV Versión Compacta.**

Estos componentes actúan de la siguiente manera: el Cuello de pesca, permite colocar el soltador o pescante para el anclaje o desanclaje de la herramienta en la tubería de producción, este se une a través de un núcleo que atraviesa toda la herramienta y que soporta los sellos, el cono y el contra cono y que a su vez transmiten el movimiento desde el cuello de pesca hasta el Vástago que corre dentro de la camisa conector a expansor.

---

La corona con cuñas así como la camisa con la que se une, se mantiene a una distancia fija antes de la activación de todo el sistema, la cual permite la apertura y cierre de esta corona con cuñas mediante el desplazamiento del cono en su interior de la corona con cuñas, esto permite fijar la herramienta en la tubería a la vez que activa el sistema de hermeticidad y que mediante un sistema de trinquete mecánico, el cual efectúa el trabajo de un swich mecánico, deja todo el sistema activado y fijo para evitar su retorno a la longitud original. Con esto, se obliga a pasar al flujo proveniente del fondo del pozo por la parte interior de la herramienta, llevándose el control del flujo por medio del expansor primario, siendo este quién regula la producción de hidrocarburos y la presión por el interior de la herramienta hasta la cabeza del pozo.

### **3.2.1. Sistemas del MPFV**

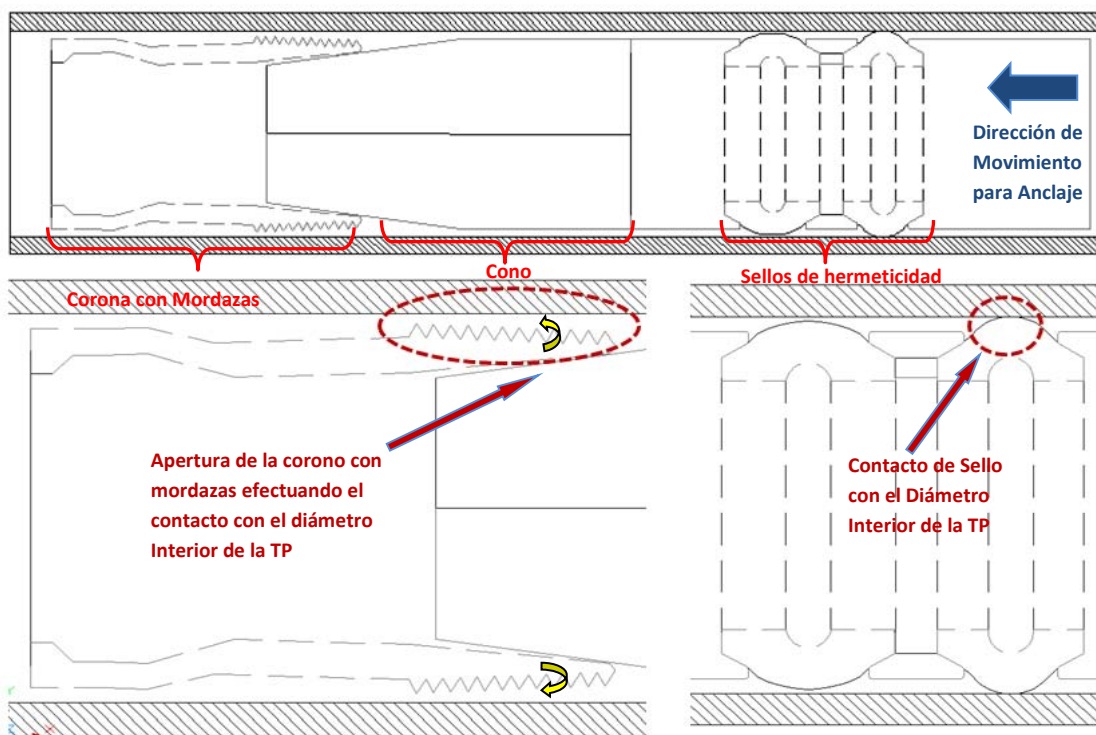
El Mejorador de Patrón de Flujo Venturi consta de tres sistemas, los cuales se describen a continuación.

#### *3.2.1.1. Sistema de Anclaje*

Se activa por medio de la Unidad de línea de acero (ULA) mediante un arreglo de barras de peso y tijera mecánica de eslabón unidas a una herramienta soltador tipo JDC (todo en conjunto conocido como sarta de instalación/recuperación) para anclarse en la tubería de producción y mediante un elemento mecánico de pesca conocido como cuello de pesca, con el cual se puede instalar y/o recuperar el MPFV. Contempla una corona con 8 cuñas de sujeción las cuales se fijan horizontalmente a la tubería de producción., están fabricados en material resistente al desgaste y corrosión con una dureza mayor de 60 Rockwell C, logrando con esto un anclaje eficiente (Figura 3.3) mediante la introducción del cono dentro de la corona.

### 3.3.2.2. Sistema de Hermeticidad

Está constituido por dos sellos de diámetro exterior de 2.250 pulgadas y con geometría interna circular, teniendo un área de contacto de 0.650 pulgadas, con la T.P, fabricados en material de vitón 80, resistentes a altas temperaturas y garantizando la hermeticidad evitando que el flujo del pozo pase por otra parte que no sea el interior del Mejorador en la operación del mismo (Figura 3.3).

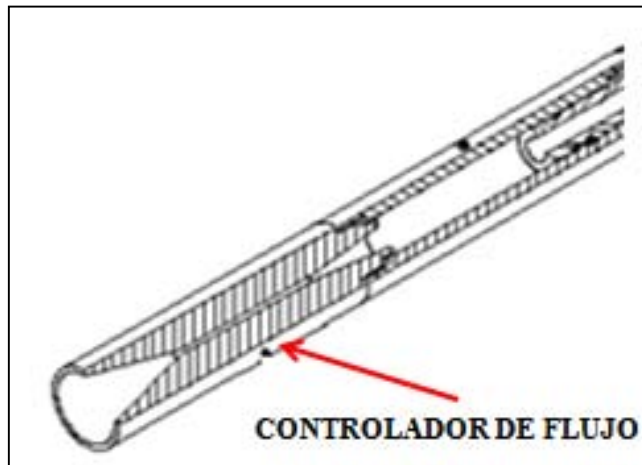


**Figura 3.3. Operación del Sistema de Anclaje y Hermeticidad operando**

### 3.2.1.3. Sistema Controlador de Flujo

Está alojado en el extremo inferior del mecanismo de anclaje, tiene una configuración aerodinámica que permite que se tenga una entrada y salida de fluidos homogénea que está en función de la composición de los fluidos, velocidad de flujo y presión de fondo a pozo fluyendo (Figura 3.4).





**Fig. 3.4. Sistema controlador de flujo expansor.**

### **3.3. Especificaciones técnicas del MPFV**

Las especificaciones técnicas de la herramienta son las siguientes:

- Resiste a 7500 psi de presión diferencial.
- Sus componentes tienen una presión de trabajo máxima de 10,000 psi.
- Es fijado mecánicamente y liberado con una operación de línea de acero.
- Mantiene la presión de arriba o abajo.
- Tiene un sistema de seguridad de liberación.
- Sus componentes son intercambiables y de fácil mantenimiento.
- En su interior cuenta con elementos de sello en cada ensamble para evitar fugas.
- Diámetro máximo de 2.750" para tuberías de producción de 3 1/2", 2.250" para tuberías de 2 7/8" y 1.750" para tuberías de 2 3/8".
- Longitud de 3.9 ft.
- Diámetro máximo del ancla mecánica stop 2.250".
- Tiene un sistema que efectúa la mezcla líquido-gas en la tubería de producción.
- Longitud del controlador de flujo 6 pg.
- Temperatura máxima en el interior del pozo 175 °C.

- 
- La instalación del Mejorador en el pozo ocupa el diámetro total, el cual impide bajar herramientas a la tubería de producción.
  - El porcentaje máximo de sólidos permisible es del 15 % en volumen.
  - Eficiencia máxima en pozos que solo producen menos del 70 % de agua.
  - La realización de estimulaciones con hidrocarburos aromáticos como el Benceno, Tolueno y Xileno no son recomendables con el uso de esta herramienta.

### **3.4. Tecnología del MPFV**

La tecnología del Mejorador de Patrón de Flujo Venturi, está fundamentada en aprovechar la energía del yacimiento mediante la liberación de gas en el fondo del pozo, provocada por una caída de presión brusca en este mecanismo, que mejora el patrón de flujo en la tubería de producción y línea de escurrimiento, reflejado en la disminución de las caídas de presión por elevación y fricción en estas tuberías, para evitar el riesgo de invasión súbita de gas o agua en un pozo, se puede promover un incremento en la presión de fondo fluyendo mediante la instalación de estranguladores de fondo.

La tecnología del MPFV basan su operación en el principio de conservación de la cantidad de movimiento de las corrientes involucradas, el Mejorador opera en parte, como un eyector o bomba de chorro, estos son dispositivos que se apoyan en la transmisión de energía por impacto de un fluido a gran velocidad, contra otro fluido en movimiento o en reposo, para proporcionar una mezcla de fluido a una velocidad moderadamente elevada, que luego disminuye hasta la salida del pozo.

El primer elemento (expansor o elemento primario) del MPFV permite la expansión de la corriente de gas o fluido motriz hasta un estado de alta velocidad. La cámara de eyección incluye la sección de entrada de la corriente de líquido o fluido eyectado (también llamado secundario); en esta cámara, el fluido (aceite-gas) eyectado es arrastrado por los fluidos provenientes del pozo. La cámara de mezcla permite el mezclado íntimo entre los fluidos motriz y eyectado, lo que implica la aceleración del fluido eyectado y la desaceleración del fluido motriz, con el consiguiente aumento de presión.

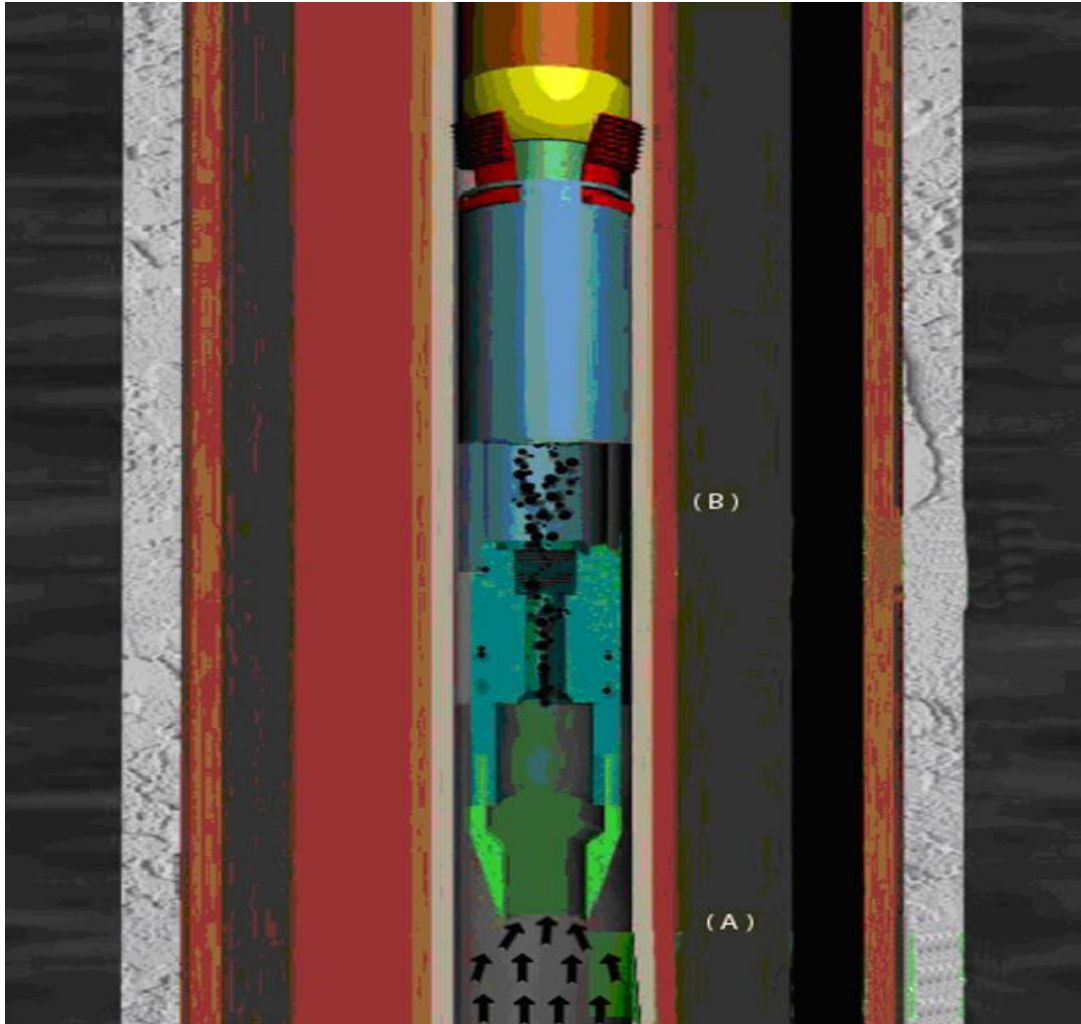
---

Los cálculos para el diseño del MPFV cumplen con el objetivo de lograr un aumento en la velocidad de la mezcla de los fluidos para levantarlos a la superficie. Esto lo hace en primer lugar, por la expansión del gas libre que acompaña al aceite, seguido, por la liberación y la expansión de gas disuelto en el aceite y, por último, por la atomización que da lugar a una mezcla de gas y aceite más uniforme. Los elementos que conforman la herramienta en su totalidad tiene una función específica para cumplir con el objetivo del estrangulador; el sistema de controlador de flujo es simplemente un expansor que permite aumentar la presión diferencial del MPFV; un Venturi que cuenta con una tobera, garganta y un difusor que permite una atomización de la mezcla de fluidos; una cámara estabilizadora que proporciona un mezclado y la reincorporación del escurrimiento de los fluidos.

Este sistema, 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. Está constituido por un subsistema de elementos mecánicos que se utilizan para succionar y atomizar la fase líquida dentro de la fase gaseosa, generando una mezcla homogénea de ambas fases.

El MPFV para el control de la producción de hidrocarburos provoca la liberación y expansión del gas disuelto en el aceite, proporcionando un incremento en la velocidad de elevación de la columna de aceite; la expansión del gas libre que fluye junto con el aceite, genera una mezcla gas-aceite uniforme y de menor densidad, reduciendo el gradiente de presión en la tubería de producción, alcanzándose la velocidad de arrastre tal que no se acumulen líquidos en el fondo del pozo (evita el resbalamiento del líquido), por lo tanto la energía de presión para desplazar del fondo del pozo a la superficie requerida con el sistema instalado será menor.

En la Figura 3.5, en la parte (A) se muestra que al colocar el sistema MPFV para el control de la producción de hidrocarburos se incrementa la presión del fondo. En la parte (B) Se observa como a través del sistema se libera el gas disuelto en el aceite, esto disminuye la densidad de la mezcla haciendo más continua la producción.



**Figura 3.5. Corte del MPFV con flujo de fluidos a través del expansor primario.**

El MPFV es una herramienta mecánica constituida principalmente de tres partes: empaquetador recuperable, capaz de instalarse en múltiples puntos dentro de la tubería de producción, fabricado de acero de alta resistencia mecánica y química, ideal para trabajar en las condiciones altamente agresivas que están presentes en los pozos productores. Cada componente cuidadosamente maquinado, al ser ensamblados por medio de las roscas especiales genera un ajuste y sello perfecto. Con la finalidad de reducir las pérdidas de energía del fluido al pasar por el interior del empaquetador ha sido horneado y recubierto con una capa de cromo duro, además de que en el diseño se han eliminado los cambios bruscos de diámetro. Las cuñas están fabricadas en acero resistente a los impactos, lo que les brinda una gran dureza y facilita su agarre en la tubería. Los sellos mecánicos son

---

manufacturados en vitón especial para soportar altas temperaturas y corrosión química; gracias a su alto grado de plasticidad, garantizan el sellado entre las propias piezas del empacador y la tubería.

La parte inferior ha sido fabricada en acero de alta resistencia química y mecánica, cuyo ángulo de entrada y canal de flujo han sido horneados y recubiertos con una capa de nitruro, disminuyendo así las pérdidas por fricción y aumentando su resistencia a la erosión. Gracias a su rosca especial, se acopla de forma segura al empacador y proporciona un sello para evitar el flujo por zonas no deseadas.

Para aplicaciones en pozos de gas y condensado, con la geometría optimizada para efectuar el arrastre y reincorporación de los líquidos que se depositan en el fondo pozo, el MPFV está constituido por dos elementos uno con geometría Venturi en extremo superior de la herramienta, con la finalidad de liberar una mayor cantidad de gas de la fase líquida y generar la fuerza de succión que reincorpora los líquidos nuevamente a la corriente de flujo principal en forma de pequeñas gotas de líquido, estas gotas son fácilmente transportables en el seno del gas hasta la cabeza del pozo, disminuyendo con esto las caídas de presión generadas en la TP. Al igual que con el expansor, sus canales internos son horneados y nitrurados para evitar corrosión y desgaste por alta velocidad de flujo.

En la selección de pozos candidatos para la aplicación del MPFV se identifican aquellos pozos con problemas de alta producción de agua, gas o los que en periodos muy cortos declinan su producción requiriendo el suministro de energía externa, como pueden ser los sistemas artificiales de producción. Posteriormente se revisan las condiciones mecánicas del pozo (diámetro interior de la TP, libraje, trayectoria, etc.) y las propiedades de los fluidos producidos como la densidad del aceite en grados API, el corte de agua, entre otras, debiéndose considerar las recomendaciones mostrados en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1. Parámetros recomendados para la aplicación de un MPFV**

<b>PARAMETRO</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>RANGO DE APLICACIÓN</b>
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.

Se realiza la revisión de la información del pozo proporcionada, donde se requiere las propiedades de los fluidos, una historia de producción, una medición trifásica que proporciona los valores de gasto de gas (Qg), de aceite (Qo) y de agua (Qw), registro de presión y estado mecánico del pozo. Es importante mencionar que esta información debe ser lo más actual. En el caso de que falte la información antes mencionada se procederá a requerirla o solicitar que se realice la medición o la prueba requerida, con el objetivo de que se cuente con los datos más actuales para realizar una simulación lo más confiable para la instalación del MPFV con ayuda del programa de flujo multifásico Pipesim® de la compañía Schlumberger, para escoger el diámetro óptimo y la profundidad de colocación del dispositivo de estrangulamiento.

### **3.5. Procedimiento de Instalación y Retiro**

El Mejorador de patrón de flujo Venturi (MPFV) para el control de la producción de hidrocarburos, es operado con una unidad de línea de acero, se baja con un soldador JDC y se ancla en la tubería de producción con un movimiento descendente con el que se rompen 2 pernos opresores fabricados en bronce, posteriormente se baja línea de acero con una caja ciega para golpear el empacador recuperable y garantizar la hermeticidad del sistema. La secuencia para recuperar el empacador es golpeando hacia arriba hasta romper los hilos del trinquete (swich mecánico) con un esfuerzo cortante sobre estos, liberando las cuñas adheridas a la TP.

Esta herramienta de fondo no permanente para el control de la producción de hidrocarburos, tiene la versatilidad de colocarse en cualquier parte de la tubería de

---

producción, el diámetro requerido es maquinado exclusivamente para las condiciones de un pozo, el tiempo de instalación es reducido (de 3 a 5 horas), dependiendo de la profundidad a través de una sencilla operación de la unidad de línea de acero.

### **3.6. Programa operativo general.**

El Programa Operativo de Instalación (P.O.), es un listado de las actividades y del personal involucrado para la ejecución de estas, ordenadas en un listado numerado, donde se indica el procedimiento para ejecutar la instalación del MPFV, dicho P.O. contempla en particular a personal técnico de la Unidad de Línea de Acero (ULA) ya sea del propio Pemex o compañía a cargo, personal de operación de pozos y personal del IMP requeridos para llevar a cabo la instalación del MPFV. Se presenta de la sección 3.6.1 un ejemplo generalizado de un programa operativo.

#### *3.6.1. Actividades Previas*

1. En la Base Operativa de Servicios a Pozos, Sección Línea de Acero, mostrar los componentes y la operación de instalación del MPFV, probar accesorios y herramientas requeridas. (Actividad a cargo de Línea de Acero e IMP)

#### *3.6.2. Instalación del Mejorador de Patrón de Flujo Venturi.*

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

- 3 Barras de peso de diámetro 1 1/2" X 5 ft. de longitud,
  - Tijera mecánica de diámetro 1 1/2" de 30 pg de carrera.
2. Con pozo cerrado calibrar tubería de producción a la profundidad de colocación del MPFV con cortador de parafinas 2.250" de diámetro. (De acuerdo al procedimiento de Línea de Acero).

- 
3. Instalar ancla mecánica a la profundidad de colocación del MPFV, utilizando un pescante tipo JDC de 2 1/2" nominal, a una velocidad de descenso de 30 m/min. (De acuerdo al procedimiento de línea de acero).
  4. Instalar MPFV a la profundidad de colocación solicitada, utilizando un pescante tipo JDC de 2 1/2" de diámetro nominal, a una velocidad de descenso de 30 m/min. (De acuerdo al procedimiento de línea de acero).
  5. Efectuar golpeo de fondo sobre el MPFV utilizando caja ciega de 2 1/8" de diámetro (Actividad a cargo de línea de acero e IMP).
  6. El número de golpes requeridos dependerá tanto de las condiciones del pozo, como de la operación misma y serán acordadas en el momento de la instalación del MPFV entre personal del IMP y Línea de Acero.
  7. Se desmantela equipo y accesorios de Línea de Acero. (De acuerdo a procedimiento de línea de acero).
  8. Abrir lentamente el pozo. (Actividad a cargo de operación de pozos-IMP).
  9. Monitorear presión en superficie hasta que el pozo se estabilice. (Actividad a cargo del IMP).

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

### **3.3.7. Ventajas y Desventajas del MPFV**

EL MPFV dispone del elemento Venturi ubicado en el cuello de pesca, que:

- Realiza una mezcla homogénea del gas disuelto liberado con el aceite.
- Mejora el patrón de flujo.
- Reducen las caídas de presión en la TP, y en conjunto con el aligeramiento de la columna hidrostática por la liberación de gas disuelto (efecto BN).
- Reduce considerablemente el requerimiento de energía para llevar los fluidos del fondo del pozo a la batería.



- 
- Tiene beneficios adicionales tales como: promueve tener producción más estable (evitar la formación de baches de gas y aceite en la tubería de producción).
  - Administra de la presión del yacimiento.
  - Controla la producción de agua y gas.
  - Previene la formación de hidratos.
  - Es fijado mecánicamente y liberado con una operación de línea de acero.
  - Sus componentes son intercambiables y de fácil mantenimiento.
  - Presenta un bajo costo con respecto a otros sistemas, como por ejemplo la sarta de velocidad, lo que lo hace aún más atractivo económicamente.

Entre sus limitaciones que presenta están las siguientes:

- Una vez instalado el estrangulador en el pozo no permite bajar herramientas por el interior de la tubería de producción.
- El porcentaje máximo de sólidos permisible es del 15 % en volumen.
- No es aplicable en pozos que producen con más del 70 % de agua.
- No es aplicable en pozos horizontales.
- No se deben realizar estimulaciones con hidrocarburos aromáticos como el benceno, tolueno y Xileno debido a que atacan a los sellos de vitón del sistema de hermeticidad.

---

---

## CAPITULO IV

### APLICACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN CON LA HERRAMIENTA DE FONDO

#### -4.1 Metodología

La explotación de campos de aceite con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática (Pws), reducen rápidamente la producción de los hidrocarburos como es el caso de los pozos de la cuenca de Chicontepec. Esta súbita caída de presión en fondo de los pozos requiere de la aplicación de una tecnología que permita la administración de la energía del yacimiento, a la vez de reducir las caídas de presión en la TP ya que una vez que el yacimiento haya disminuido su presión por debajo de la presión de saturación se tendrá la liberación de gas a nivel del mismo, perdiendo eficiencia en la recuperación del aceite con estranguladores de superficie convencionales. Una vez que el pozo se encuentra bajo estas condiciones, es necesario la implementación de sistemas artificiales de producción (SAP) como: bombeo neumático, cavidades progresivas, bombeo mecánico o bombeo electro- centrífugo que implican un aumento en el costo de cada barril de hidrocarburos producidos.

Para la aplicación de la estrategia de explotación con la herramienta de fondo MPFV, mostraré el conjunto de acciones (procedimientos) que se llevaran a cabo para la instalación del MPFV para pozos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo, con el objetivo de dar a conocer a los equipos de trabajo del Instituto Mexicano del Petróleo y personal involucrado por parte de Pemex la secuencia operativa, requisito para la realización de una instalación de la tecnología MPFV y la cual considera las siguientes etapas (Tabla 4.1)

**Tabla 4.1. Etapas para la Instalación del MPFV**

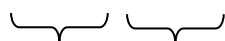
Recopilación de Información	de	Recopilación de información de pozos productores de hidrocarburos con problemas aceite con problemas de
-----------------------------	----	---

	alto decaimiento en la presión de fondo estática.
Selección de pozos candidatos	Analizar la información recopilada de pozos productores de hidrocarburos con problemas de aceite con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo.
Simulación.	Simular las condiciones de producción de pozos de aceite con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática para proponer las dimensiones del MPFV y su profundidad de colocación en el aparejo de producción.
Diseño de programa operativo.	Diseñar el programa operativo (PO) de la instalación en campo del MPFV en el pozo seleccionado
Diseño de la herramienta.	Realizar la secuencia de operaciones para el diseño del MPFV para pozos productores de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo.
Fabricación de herramientas	Realizar la secuencia de operaciones para la fabricación del MPFV para pozos productores con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo.
Ensamble y pruebas de laboratorio	Realizar la secuencia de operación para el ensamble y pruebas de laboratorio del MPFV para pozos de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo.
Instalación de MPFV en campo	Realizar la secuencia de operación para la instalación del MPFV en pozos de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo.
Seguimiento y análisis de Resultados	Realizar la secuencia de operación para el seguimiento a la instalación del MPFV en pozos de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo.

Con la lista de procedimientos (Tabla 4.2) mostrare la secuencia (objetivo, alcance, responsabilidades, requisitos y el desarrollo de estas) para cada una de las nueve etapas para la instalación del MPFV, donde explicaré de forma paralela la aplicación de este procedimiento con el ejemplo nombrado: “Pozo A”.

La codificación de los procedimientos será la siguiente y la cual será usada para referenciarse durante la aplicación de esta metodología:

F.000A•00•00



Número del proyecto    Número del procedimiento

**Tabla 4.2. Lista de procedimientos establecidos.**

<b>CODIGO</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>OBJETIVO</b>
F.000A-P-01	Recopilación de Información	Recopilar información de pozos productores de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática.
F.000A-P-02	Selección de pozos candidatos	Analizar la información recopilada de pozos productores de hidrocarburos con problemas alto decaimiento en la presión de fondo estática, para seleccionar pozos candidatos par instalación de MPFV.
F.000A-P-03	Simulación	Simular las condiciones de producción de pozos de aceite con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática, para proponer las dimensiones del MP FV, profundidad de colocación en el aparejo de producción.
F.000A-P-04	Diseño de Programa Operativo	Diseño de programa operativo (PO) de la instalación en campo del MPFV en el pozo seleccionado
F.000A-P-05	Diseño de la herramienta	Análisis secuencia de operaciones para el diseño del MPFV para pozos productores de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática.
F.000A-P-06	Fabricación de la herramienta	Realizar la secuencia de operaciones para la Fabricación del MPFV para pozos productores de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática.
F.000A-P-07	Ensamble y pruebas de laboratorio	Realizar la secuencia de operaciones para el Ensamblaje y Pruebas de Laboratorio del MPFV para pozos productores de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática.

F.000A-P-08	Instalación de MPF en campo	Realizar la secuencia de operaciones para la instalación del MPFV en pozos productores de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática.
F.000A-P-09	Seguimiento y análisis de Resultados	Realizar la secuencia de operaciones para el seguimiento y análisis de resultados del MPFV en pozos productores de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática.

#### **4.1.1 Recopilación de la información.**

##### *-4.1.1.1 Objetivo.*

Describir la secuencia de operaciones necesarias para recopilar información de pozos productores de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática.

##### *-4.1.1.2 Alcance.*

Este procedimiento es aplicable a la recopilación de información de pozos con problemas alto decaimiento en la presión de fondo estática y características que ameriten instalar mejoradores de patrón de flujo tipo Venturi (MPFV).

##### *-4.1.1.3 Responsabilidades.*

El jefe de proyecto. Es responsable de:

- Definir la información requerida.
- Solicitar información al Supervisor de proyecto.
- Validar la información recopilada.

El especialista. Es responsables de:

- Solicitar al Jefe de Proyecto información requerida en su campo de aplicación.
- Recabar información de campo.
- Organizar y resguardar la información en el servidor.

---

El supervisor de proyecto. Es responsable de:

- Proporciona la información requerida.

*-4.1.1.4 Requisitos.*

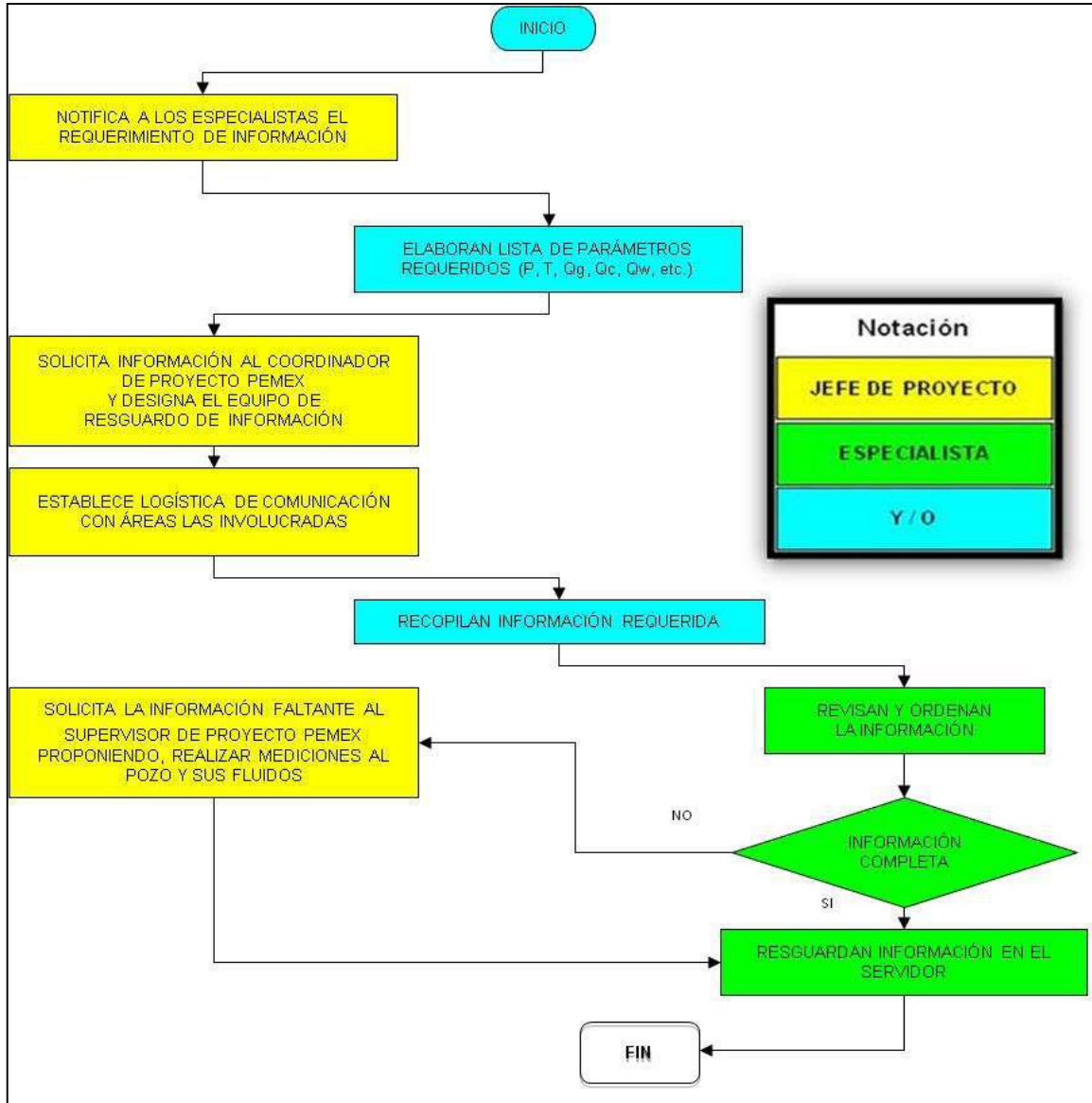
- Conocer contacto que proporcionará la información y su ubicación.
- Conocer y cumplir con los requerimientos para el acceso a las instalaciones donde se desea obtener información.
- Disponer de unidad de almacenamiento electrónico de datos.

*-4.1.1.5 Desarrollo.*

Para la el desarrollo de las actividades, a continuación las enumero en forma de lista y se representa en la figura 4.1 el diagrama de flujo del proceso de recopilación de información.

- 1) 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. (Estado mecánico del pozo, historia de producción, presiones de fondo y cabeza, registros de presiones estáticas y fluyentes, etc.).
- 2) El Jefe de Proyecto y/o especialista, programa reunión con el Supervisor de Proyecto de PEMEX, para solicitar formalmente la información requerida de los pozos o campos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática con interés para el Activo y establece la logística de comunicación hacia las áreas responsables de resguardo de la información (Diseño de Explotación, Línea de Acero-Unidad optativa y Operación de Pozos).

- 
- 3) El Jefe de Proyecto, y/o especialista, recopila electrónicamente la información requerida en las instalaciones PEMEX.
  - 4) Los Especialistas, revisa y ordena la información recopilada.
  - 5) Los Especialistas, identifica y listan la información faltante o con inconsistencias de los pozos.
  - 6) Los Especialistas; Solicitan al Jefe de proyecto la información faltante de los pozos, una vez definido como candidatos mediante el procedimiento F.000A-P-02
  - 7) El Jefe proyecto, solicita la información faltante al Supervisor de Proyecto de PEMEX y en conjunto definen la factibilidad de realizar mediciones al pozo y sus fluidos a fin de complementar la información requerida (medición trifásica a boca de pozo, toma registros fluvente y/o estático, análisis fisicoquímicos de los fluidos, actualización del estado mecánico, etc.).
  - 8) Los especialistas, resguardan la información recabada correspondiente a los pozos candidatos para la instalación del MPFV en el servidor designado.
  - 9) Los especialistas, difunden a todos los participantes del proyecto la ruta donde se localiza la información de los pozos candidatos recopilada anteriormente.



**Figura 4.1. Diagrama de Flujo del Proceso de recopilación de información.**

*-4.1.1.6. Aplicación del procedimiento de recopilación de la información.*

Para lograr una correcta coordinación, ejecución y comunicación con el supervisor del proyecto, debe establecerse un Jefe de Proyecto, quien con la ayuda de los especialistas adecuados (Figura 4.2. Estructura de especialistas), llevarán a cabo las actividades programadas.





**Figura 4.2. Estructura del organigrama de especialistas.**

Con el Jefe de proyecto, especialistas y supervisor del proyecto definidos, se procede a generar un programa de actividades donde se desglosan las actividades requeridas para la aplicación de la tecnología MPFV. Este es un programa generado en función de la disponibilidad de personal la duración de las actividades puede variar según la cantidad y calidad de la información proporcionada por el supervisor del contrato y la cual impacta en el inicio de las actividades posteriores.

**Tabla 4.3. Cronograma de actividades para la aplicación del MPFV.**

Descripción de la Actividad	Dias															
	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															█	█

#### -4.1.3 Selección de pozos candidatos.

##### -4.1.3.1 Objetivo.

Describir la secuencia de operaciones para realizar el análisis de la información recopilada de pozos productores de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática, para seleccionar pozos candidatos para la instalación de MPFV.

---

#### *-4.1.3.2 Alcance.*

Este procedimiento es aplicable al análisis de la información recopilada de pozos con problemas de problemas de alto decaimiento en la presión de fondo estática y con características operativas que ameriten instalar MPFV.

#### *-4.1.3.3 Responsabilidades.*

El Jefe de proyecto. Es responsable de:

- Elaborar los lineamientos para la selección de pozos candidatos
- Dar seguimiento Visto Bueno a la selección de pozos realizada por los especialistas.

El especialista. Es responsables de:

- Realiza análisis de la Información y selección de pozos candidatos.
- Reportar al Jefe de Proyecto los avances en el análisis de información.
- Reunir los avances en el formato electrónico preestablecido al servidor designado.
- Entregar resultados en tiempo y forma al jefe de proyecto.

#### *-4.1.3.4 Requisitos.*

- Realizar recopilación de información bajo el procedimiento F.000A-P-01 Disponer de información de pozos candidatos completa y veraz.

#### *-4.1.3.5 Desarrollo.*

Para el desarrollo de las actividades, a continuación las enumero en forma de lista y se representa en la figura 4.2 el diagrama de flujo del proceso de selección de pozos candidatos.

- 1) 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.
- 2) El especialista, Realiza revisión detallada de la información, en caso de detectar inconsistencias, las lista y notifica al jefe de proyecto.
- 3) El Jefe de Proyecto, Solicita la información (con inconsistencias) al Coordinador del Proyecto PEMEX y áreas involucradas.

---

4) El especialista, realiza el análisis de información selección de pozos candidatos como sigue.

4.1) Genera en el servidor una carpeta por pozo, que contenga:

4.1.1) Archivo de RPFV.

4.1.2) Archivo del estado mecánico

4.1.3) Archivo de la medición

4.1.4) Archivo del análisis pvt.

4.1.5) Genera una carpeta con el nombre "Información complementaria" y guarda toda la información adicional que se tenga.

4.2) Analiza el estado mecánico del pozo obteniendo la siguiente información:

4.2.1. Tipo de terminación del pozo, a fin de determinar si el pozo es tubing less, o con tubería de producción y empacador, etc.

4.2.2. 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 (2 7/8"; 6.5 lb/pie o 3 1/2"; 9.2 lb/pie), de no ser así el pozo queda descartada.

4.2.3. Profundidad del intervalo productor disparado, necesario para determinar la profundidad de colocación del MPFV.

4.2.4 Desviación del pozo, con las coordenadas, y su trayectoria y profundidad del intervalo productor.

4.3) Analiza del registro de presión de fondo fluyendo (RPFV).

4.3.1 Dentro del RPFV 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 kg/cm<sup>2</sup>/m; gradiente de la mezcla gas-liquido de 0.001 a 0.06 kg/cm<sup>2</sup>/m y un gradiente de 0.1 kg/cm<sup>2</sup>/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 estudia.

4.3.2 Determina el valor las caída de presión en la tubería de producción y cualitativamente la severidad del colgamiento de líquidos.

---

4.3.3 Analiza los históricos de los RPF, determinando el comportamiento de la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) así mismo para el comportamiento de la presión en cabeza ( $P_{wh}$ ).

4.4. Analiza el historial de producción medición trifásica actual:

4.4.1 Del historial producción, identifica si se tiene una disminución en la producción de aceite neto, incremento en el gasto de agua, gas, etc. y operaciones correctivas realizadas para su control (cambios de diámetro de estrangulador, etc.).

4.5.2. De la medición trifásica determina los gastos de los fluidos producidos (gas, aceite y agua).

5) El especialista, elabora una lista con los pozos pre-candidatos para la instalación del MPFV, que contenga la información suficiente para realizar la simulación.

6) Los Especialistas, de ser necesario, solicitan al Jefe de proyecto la información faltante de los pozos definidos como candidatos (registro giroscópico, RPF, RPF, medición trifásica actualizada, etc.).

7) 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:

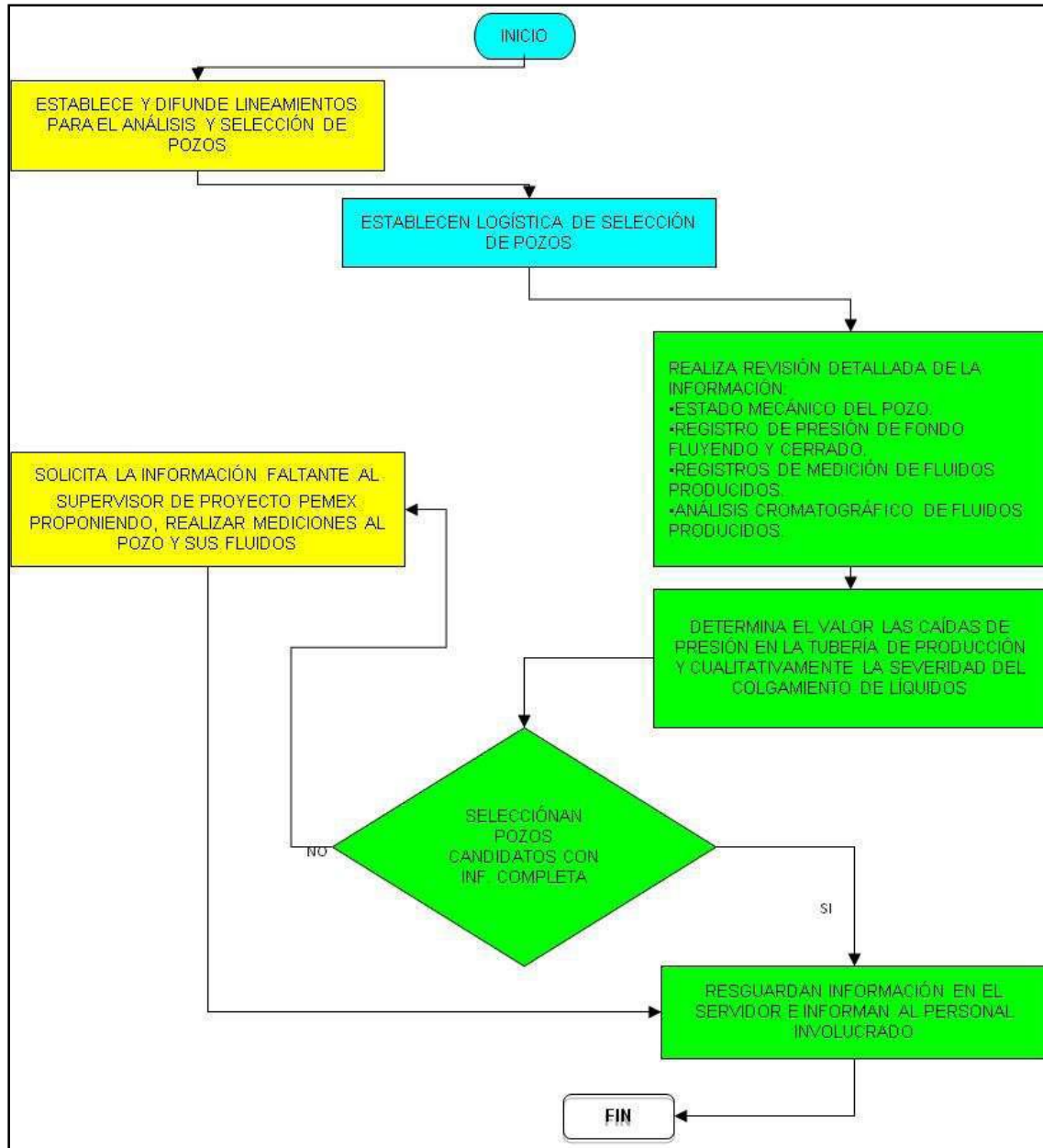
7.1 Se dispone del MPFV apropiado para la tubería del pozo.

7.2 Existe problema de un decaimiento en la presión de fondo.

7.3. La desviación del pozo permite el anclaje y desanclaje del MPFV.

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

9) 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.



**Figura 4.3 Diagrama de flujo del proceso de selección de pozos candidatos.**

*-4.1.2.6. Aplicación del procedimiento de selección de pozos candidatos.*

Con la recopilación de la información realizada, se lleva a cabo la selección del o de los pozos candidatos según sea el objetivo perseguido para cada uno de ellos con la instalación del MPFV (incremento de producción, mantenimiento de presión, detener la


producción excesiva de agua y gas o reducir la intermitencia o inestabilidad del pozo) para su posterior efectuar el análisis y simulación.

Para ejemplificar en la tabla 4.4 se presenta la revisión y el análisis de la información de cinco pozos candidatos proporcionada por parte de personal de productividad de pozos así como de las observaciones vertidas, como el requerimiento de una nueva toma de información de RPF y MT o la carencia de alguna otra información. Así mismo, se incluyen las fechas en las que se solicitó la información, la fecha de recepción de la información, la fecha de la revisión y análisis así como la fecha en la que se da respuesta vía correo electrónico de la revisión de toda esta.

**Tabla 4.4. Revisión y análisis de la información de pozos candidatos.**

POZO	ESTADO MECÁNICO	SURVEY	PVT	RPF	MEDICIÓN TRIFÁSICA	DATOS DE MEDICIÓN TRIFÁSICA							ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	OBSERVACIONES
						ØEDS	Presion Cabeza [psi]	Presion Linea [psi]	Qg [MMPCD] Promedio x12 hrs	Qw [bls] Acumulado x12 hrs	Qo [bls] Acumulado x12 hrs	RGa [m3/m3]		
1-Corralillo A	SI	SI	NO	SI 07/06/2013	26/06/2013	15/64"	1200	200	0.324	421	421	136.1	CANDIDATO	Se cuenta con RPF actual, así como toma de información MT reciente, sin embargo comenta personal de activo que se volverá a aforar por el alto incremento de producción presentado, se presenta nuevo aforo con fecha 7 Jun 13. se procede a simularlo.
2-Agua Fría B	SI	SI	SI	SI	12-jun-13	20/64"	50	35	1.12	5%	144	1458	DESCARTADO	Se efectuó el análisis nodal con base a la información proporcionada y se observa que la Py ha decaído más del 50% de la Pb, así como por su alta producción de gas, se corre el riesgo que al instalar un MPV de menor diámetro, se canaliza el gas más que los líquidos a nivel yacimiento.
3-Tajin C.	SI	SI	SI	SI 06/06/2013	10/04/2013 AL 11/04/2013 //// ACTUALIZADA AL 05/06/2013	16/64"	1023	173.75	1.385	0	196.7		CANDIDATO	Se cuenta con RPF y aforo actualizado, por lo que se procede a efectuar resimulación de pozo
4-Corralillo H	SI	SI	SI	SI 14/06/2013	15/06/2013	16/64"	710	170	0.479	0	88.1	967	NO SOLICITADO	Pozo descartado ya que tiene aparejo de producción de 2 3/8"
5-Pozo A	SI	SI	SI	SI 02/02/2013	04/04/2013 AL 05/04/2013	14/64"	927.1	159.9	0.681	14%	150.5	805	CANDIDATO	Se cuenta con histórico de RPF y aforos hasta el mes de abril, se observa incongruencias en el corte de agua del pozo tanto en las mediciones como en la base de datos de copia. Solicitar nuevo aforo de producción y se procede a simular con aforos proporcionados.

<b>ABREVIATURAS</b> N/P=Información No Proporcionada A.N.=Análisis Nodal MT= Medición Trifásica RPF= Registro de Presión de Fondo  Pozos con los que se cuenta con mayor información	Fecha de Solicitud de Información: 24/mayo/2013 Fecha de Recepción de Información: 25/mayo/2013 Fecha de Análisis y Revisión de Información: 25/mayo/2013 Fecha de Respuesta del Análisis y Revisión de Información: 25/mayo/2013
--	--

**-4.1.2.6.1 Objetivo.**

Una vez analizada la información se procede a determinar el objetivo a alcanzar con la instalación del MPFV, que para fines de ejemplificar este procedimiento con aplicado a

---

nuestro caso “pozo A” será: prolongar la vida productiva del pozo, cambiar la tendencia en la declinación del pozo, y obtener una reducción en las pérdidas de presión dentro de la TP.

#### *-4.1.2.6.2 Estado Mecánico.*

Se analiza el estado mecánico del pozo (Figura.4.4) y el Survey (Tabla 4.5) para obtener la siguiente información:

- Fecha de inicio y terminación del Pozo, así como la fecha de disparo de los intervalos y fracturamiento hidráulico.
- Tipo de terminación del pozo, a fin de determinar si el pozo es tubing less, o con tubería de producción y empacador o si cuenta el aparejo con mandriles y/o camisa de deslizamiento, así mismo si cuenta con accesorios para B.N. o B.M. etc.
- 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 (2 7/8; 6.5 lb-pie o 3 1/2”; 9.2 lb-pie).
- Profundidad del intervalo productor disparado, necesario para determinar la profundidad de colocación del MPFV, así como nombre de dicha arena para determinar la existencia de pozos productores en el mismo intervalo.
- Con el Survey se estima la severidad, la desviación del pozo (*Fig. 4.4*), así como la trayectoria para la prevenir posibles problemas en el anclaje y desanclaje del MPFV.

Equipo: 739  
Cia: Weatherford

Árbol de Válvulas : 10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2"(S-5M)

E.M.R = 97.94 m  
E.T. = 92.44 m

Coordenadas: UTM GEOGRÁFICAS  
Plataforma Objetivo  
X = 670 421.26 m X = 669 675.26 m  
Y = 2 249 449.42 m Y = 2 249 556.8 m  
Lat: 20° 20' 12.04" Lat: 20° 20' 15.78"  
Long. 97° 22' 03.04" Long. 97° 22' 28.78"

Inició Perf. : 21-Nov-09  
Term. Perf. : 02-Dic-09  
Inició Term. : 16-Feb-10  
Term. Oficial: 20-Jun-10

T.R. 10 3/4", J-55, 40.5 lb/pie BCN 107 m

T.R. 7 5/8", J-55, 26.5 lb/pie, BCN 1048 m

T.P. 2 7/8"

Zapata conectora  
Empacador D&L VSI-XW 5 1/2" 2250 m

2271 m Disparó: 31-May-10  
2288 m Fracturó: 03-Jun-10

FPR-5

P.I. Cople Flotador 2346.27 m

T.R. 5 1/2", N-80, 17 Lb/pie VAM-FJL 2359 m

P.T. 2360 m (2151 mv)

Fig. 4.4 Estado Mecánico del pozo A.



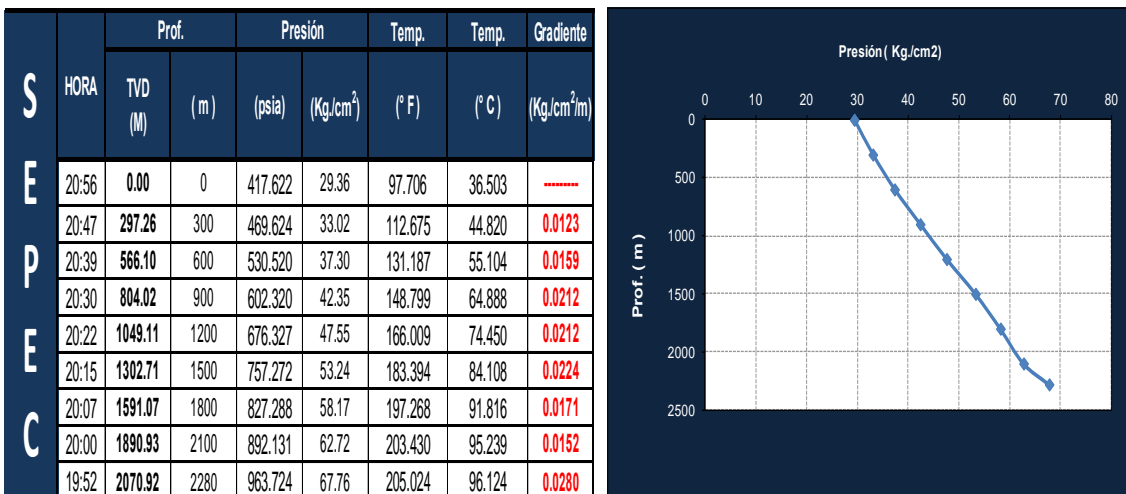
Tabla 4.5. Tabla del Survey del pozo A, donde se obtiene los valores de inclinación y azimuth del pozo.

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Vertical Section (m)
369.00	20.19	268.89	362.42	2.81	-51.65	51.51
398.00	22.88	270.39	389.39	2.76	-62.29	62.03
427.00	24.50	274.26	415.95	3.24	-73.93	73.61
441.92	24.24	274.51	429.54	3.71	-80.07	79.75
<b>E. S. Chapopote/Tantoyuca</b>						
456.00	24.00	274.76	442.39	4.18	-85.80	85.49
485.00	26.06	274.76	468.67	5.20	-98.03	97.74
514.00	28.25	276.26	494.47	6.47	-111.20	110.95
543.00	31.56	279.51	519.60	8.48	-125.51	125.40
572.00	36.19	281.14	543.68	11.38	-141.41	141.55
602.00	37.44	280.64	567.69	14.78	-159.06	159.51
630.00	37.75	280.01	589.88	17.84	-175.87	176.58
659.00	37.75	279.01	612.81	20.77	-193.38	194.34
687.00	37.19	278.26	635.03	23.33	-210.22	211.37
717.00	36.44	277.64	659.05	25.82	-228.02	229.34
746.00	37.19	278.14	682.27	28.21	-245.23	246.72
775.00	38.25	279.14	705.20	30.87	-262.77	264.46
803.00	39.00	278.39	727.08	33.54	-280.05	281.94
833.00	38.31	277.51	750.51	36.13	-298.61	300.68
862.00	37.88	277.81	773.33	38.51	-316.34	318.57
891.00	35.05	278.13	796.65	40.90	-333.41	335.80
920.00	35.44	278.39	820.33	43.31	-349.97	352.54
949.00	35.58	279.17	843.94	45.88	-366.61	369.38
978.00	34.94	279.26	867.62	48.56	-383.14	386.12
1,002.40	35.63	278.58	887.54	50.74	-397.06	400.22
<b>E. M. Guayabal</b>						
1,007.00	35.76	278.45	891.27	51.14	-399.72	402.90
1,036.00	35.63	279.18	914.82	53.73	-416.44	419.82
1,048.00	34.91	279.16	924.62	54.84	-423.28	426.75
<b>7 5/8"</b>						
1,066.00	33.84	279.12	939.48	56.45	-433.31	436.91
1,095.00	32.71	281.33	963.72	59.27	-448.97	452.81
1,124.00	32.51	285.35	988.16	62.87	-464.17	468.37
1,153.00	36.49	288.58	1,012.05	67.68	-479.87	484.60
1,182.00	38.70	284.16	1,035.03	72.65	-496.83	502.12
1,211.00	38.20	277.65	1,057.75	76.06	-514.52	520.11
1,240.00	35.02	275.24	1,081.03	78.02	-531.70	537.39
1,269.00	33.90	273.99	1,104.94	79.34	-548.05	553.76
1,298.00	32.77	277.10	1,129.17	80.87	-563.91	569.68
1,327.00	32.79	278.91	1,153.55	83.06	-579.46	585.37
1,356.00	31.89	279.49	1,178.06	85.54	-594.77	600.89
1,385.00	31.68	281.12	1,202.71	88.27	-609.80	616.15
1,414.00	31.99	280.02	1,227.34	91.08	-624.84	631.44
1,443.00	30.64	279.12	1,252.12	93.59	-639.70	646.51
1,472.00	26.91	277.43	1,277.53	95.61	-653.51	660.46
1,501.00	24.92	278.31	1,303.62	97.34	-666.06	673.13
1,530.00	23.28	277.30	1,330.09	98.95	-677.79	684.97
1,559.00	21.15	278.93	1,356.93	100.49	-688.64	695.94
1,588.00	19.70	279.59	1,384.11	102.12	-698.63	706.06
1,617.00	17.42	279.49	1,411.60	103.65	-707.74	715.28
1,646.00	15.93	278.36	1,439.38	104.94	-715.95	723.60
1,675.00	13.18	278.95	1,467.45	106.03	-723.16	730.89
1,704.00	10.76	275.06	1,495.81	106.79	-729.12	736.90
1,733.00	8.70	270.19	1,524.40	107.03	-734.01	741.77

-4.1.2.6.3 Registros de presión de fondo fluyendo (RPF)

Se analiza el registro de presión con pozo fondo fluyendo para determinar:

- Fecha de la toma del RPF y conocimiento de la Presión de Fondo Fluyendo Pwf al nivel medio de los disparos (NMD), ver Figura.4.5.
- Determinar el valor de las caídas de presión en la tubería de producción y cualitativamente la severidad del colgamiento de líquidos y cambios de fase dentro de estos, en donde se observa una caída de presión de 36.8 kg/cm<sup>2</sup> desde la profundidad de 2,230 mD hasta la cabeza del pozo.
- Dentro del RPF se 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 kg/cm<sup>2</sup>/m; gradiente de la mezcla gas-aceite-agua de 0.001 a 0.06 kg/cm<sup>2</sup>/m y un gradiente de 0.1 kg/cm<sup>2</sup>/m corresponde a la presión ejercida por una columna de agua); de acuerdo con estos valores se realizan las diferentes combinaciones que permitan obtener una interpretación cualitativa del fluido que se encuentra en el intervalo estudiado, que para el caso del pozo A, observamos un gradiente promedio de 0.0191 kg/cm<sup>2</sup>/m.

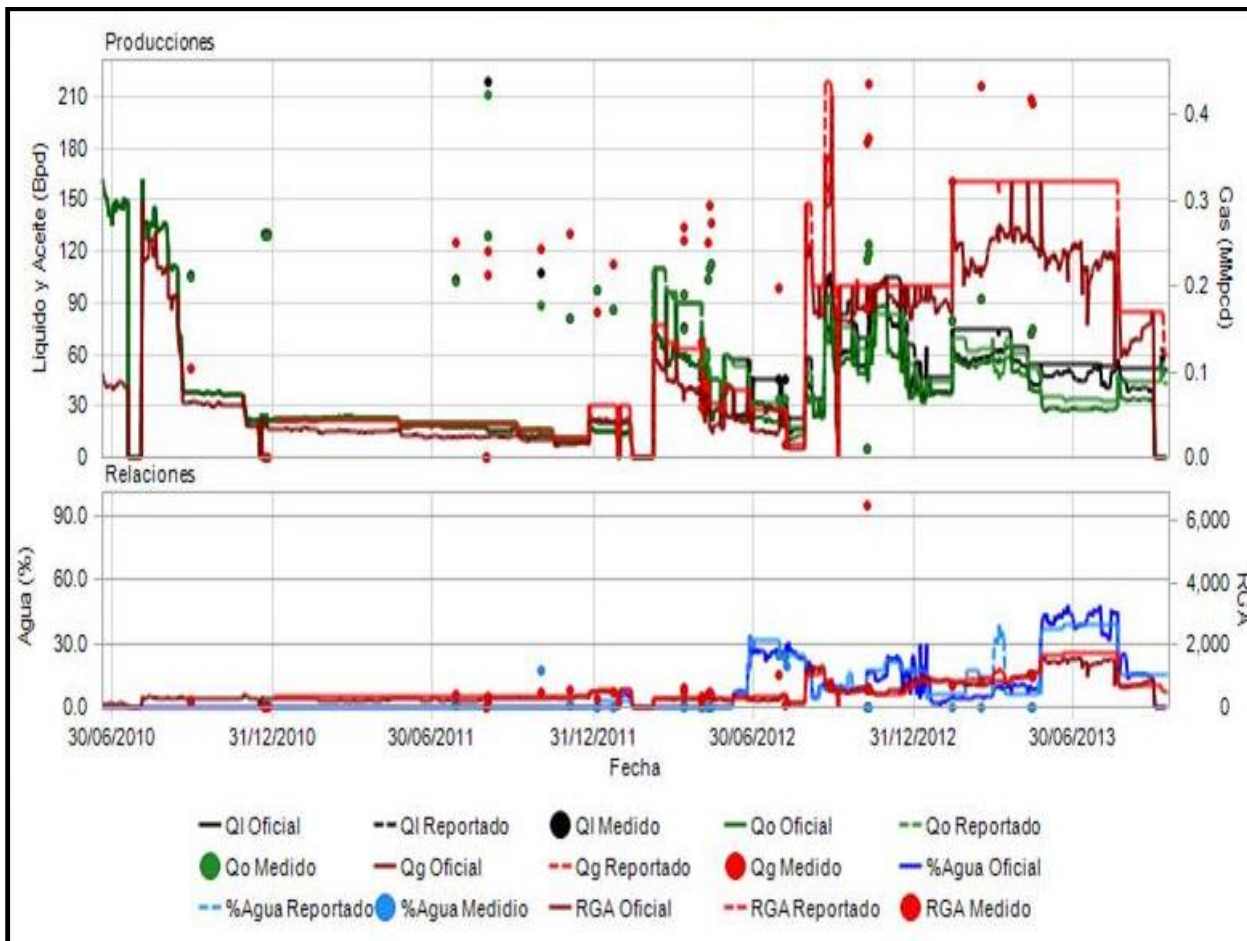


**Figura 4.5. Registro de presión de fondo fluyendo tomado el 10/Sep/2013 del pozo A.**

*-4.1.2.6.4 Histórico de Producción y Mediciones trifásica.*

Se analiza el historial de producción y/o medición trifásica actual para:

- Del historial de producción (Figura. 4.6), identificar si se tiene una variación de la producción de líquidos asociada a operaciones correctivas o de control realizadas (cambios de diámetro de estrangulador, refracturamientos, reparaciones mayores, exclusiones de agua, etc.). Se observa para el pozo A, un comportamiento de incremento en la RGA medida, así como una disminución del gasto de aceite medido, bajo el mismo estrangulador de superficie de 16/64”.
- De la medición trifásica se determinan los gastos de los fluidos producidos (gas, agua y aceite), para el cálculo de la RGA, RGL y el diámetro del Estrangulador de Superficie (EDS), así como también el conocimiento del comportamiento de la Pwh, Pld en un ciclo de 24hrs. A continuación se muestra la tabla 4.6 que representa el comportamiento de producción del pozo A como resultado de la medición trifásica del mismo, donde se obtuvo una producción de aceite 60 bpd, un gasto de agua de 0 bpd y un gasto promedio de gas de 0.370 MMPCD.



**Figura 4.6 Histórico de producción pozo A.**

**Tabla 4.6 Medición trifásica por 24 horas del pozo A.**

Hora	CABEZA						GAS						ACEITE				AGUA			
	Estrang. Pulg.	Presion Cabeza Psi.	Presion T R Psi.	Presion Linea Psi.	Presion Sep. Psi.	Temp. °C	Lectura Estatica	Lectura Difer hw "H2O	Placa de Orificio Pulg.	Factor K	Temp. °F	Gastos MMPCD	Medidor Bb/h	Gasto BFD	Acumulado Medidor bls	% ACEITE	Medidor Bb/h	Gasto BFD	Acumulado Medidor bls	% AGUA
01:00	16/64	400	-	110	120	26	3.3	2.0	1.625	57.432	79.06	0.379	3.06	73.4	15.35	100	0.00	0.00	0.00	0
02:00	16/64	390	-	110	130	26	3.3	2.0	1.625	57.432	79.06	0.379	3.00	72.0	18.35	100	0.00	0.00	0.00	0
03:00	16/64	390	-	110	130	26	3.3	2.0	1.625	57.432	79.06	0.379	2.85	68.4	21.20	100	0.00	0.00	0.00	0
04:00	16/64	390	-	110	130	26	3.3	2.0	1.625	57.432	79.06	0.379	2.73	65.5	23.93	100	0.00	0.00	0.00	0
05:00	16/64	390	-	110	120	26	3.3	2.0	1.625	57.432	79.06	0.379	2.61	62.6	26.54	100	0.00	0.00	0.00	0
06:00	16/64	370	-	90	100	26	3.1	2.0	1.625	57.432	79.06	0.356	2.36	56.6	28.90	100	0.00	0.00	0.00	0
07:00	16/64	370	-	100	110	26	3.2	2.0	1.625	57.432	79.06	0.368	1.80	43.2	30.70	100	0.00	0.00	0.00	0
08:00	16/64	350	-	100	110	26	3.2	2.0	1.625	57.432	79.06	0.368	1.53	36.7	32.23	100	0.00	0.00	0.00	0
09:00	16/64	350	-	95	105	27	3.2	2.0	1.625	57.432	80.87	0.368	1.67	40.1	33.90	100	0.00	0.00	0.00	0
10:00	16/64	360	-	95	105	27	3.2	2.0	1.625	57.432	80.87	0.368	1.71	41.0	35.61	100	0.00	0.00	0.00	0
11:00	16/64	360	-	95	105	28	3.2	2.0	1.625	57.432	82.68	0.368	2.50	60.0	38.11	100	0.00	0.00	0.00	0
12:00	16/64	360	-	100	110	30	3.2	2.0	1.625	57.432	86.3	0.368	2.92	70.1	41.03	100	0.00	0.00	0.00	0
13:00	16/64	360	-	100	110	30	3.2	2.0	1.625	57.432	86.3	0.368	2.15	51.6	43.18	100	0.00	0.00	0.00	0
14:00	16/64	370	-	95	105	30	3.2	2.0	1.625	57.432	86.3	0.368	2.57	61.7	45.75	100	0.00	0.00	0.00	0
15:00	16/64	370	-	95	105	30	3.2	2.0	1.625	57.432	86.3	0.368	2.76	66.2	48.51	100	0.00	0.00	0.00	0
16:00	16/64	370	-	95	105	30	3.2	2.0	1.625	57.432	86.3	0.368	2.79	67.0	51.30	100	0.00	0.00	0.00	0
17:00	16/64	370	-	95	105	30	3.2	2.0	1.625	57.432	86.3	0.368	2.71	65.0	54.01	100	0.00	0.00	0.00	0
18:00	16/64	370	-	95	105	27	3.2	2.0	1.625	57.432	80.87	0.368	2.00	48.0	56.01	100	0.00	0.00	0.00	0
19:00	16/64	370	-	95	105	27	3.2	2.0	1.625	57.432	80.87	0.368	2.13	51.1	58.14	100	0.00	0.00	0.00	0
20:00	16/64	370	-	95	105	26	3.2	2.0	1.625	57.432	79.06	0.368	2.53	60.7	60.67	100	0.00	0.00	0.00	0

VOLUMEN TOTAL BRUTO BLS	60.67		Diametro de tubo de medicion	4 x 3.828
VOLUMEN FINAL DE ACEITE BLS	60.67	100 %	Rango de presion diferencial	0 - 100
VOLUMEN FINAL DE AGUA BLS	0.00	0 %	Rango de presion estatica	0 - 1000
VOLUMEN FINAL DE GASTO DE GAS MMPCD	0.370		Factor de presa metalica	

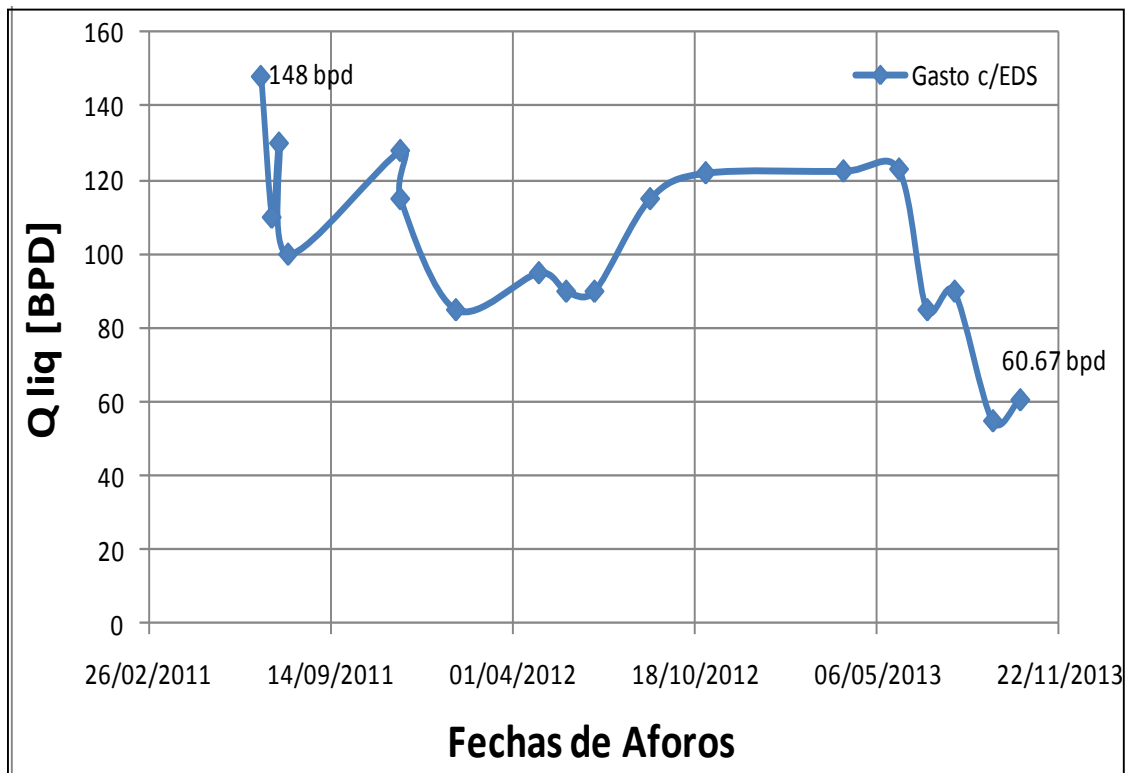
**-4.1.2.6.5 Análisis PVT.**

De los resultados obtenidos del análisis Presión-Volumen-Temperatura obtenidos del muestreo de los fluidos de fondo del pozo, se infiere si el yacimiento se encuentra bajo saturado o no, la gravedad API del aceite residual, así como los valores de los composicionales del Aceite y del Gas, y sus propiedades, siendo ampliamente recomendado la toma de dicho estudio por pozo. En caso de carecer de esta información, es posible apoyarnos en la información de pozos vecinos que produzcan por el mismo intervalo.

---

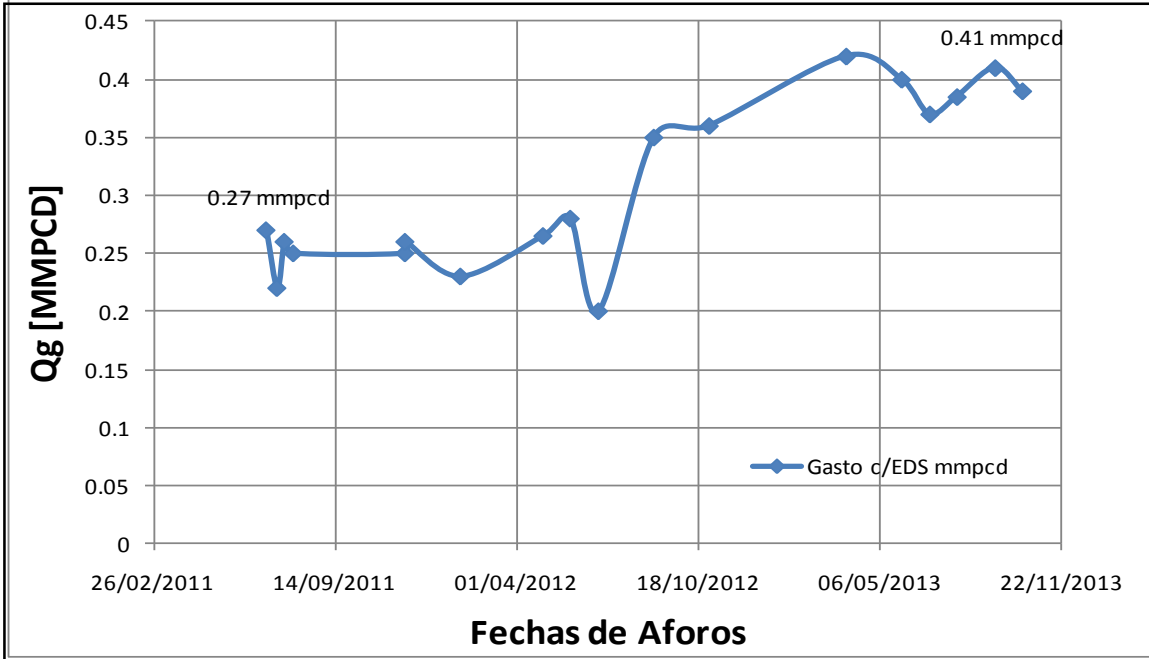
#### -4.1.2.6.6 Representación Gráfica de la Información.

Con la información recopilada y analizada del pozo A (estado mecánico, survey, RPF, mediciones trifásicas y pvt), se procede a su representación en forma de gráficos para observar el comportamiento del pozo analizado, donde podemos apreciar tendencias en la producción, variación en la RGA y en la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ). (Figura. 4.7 a figura 4.10).



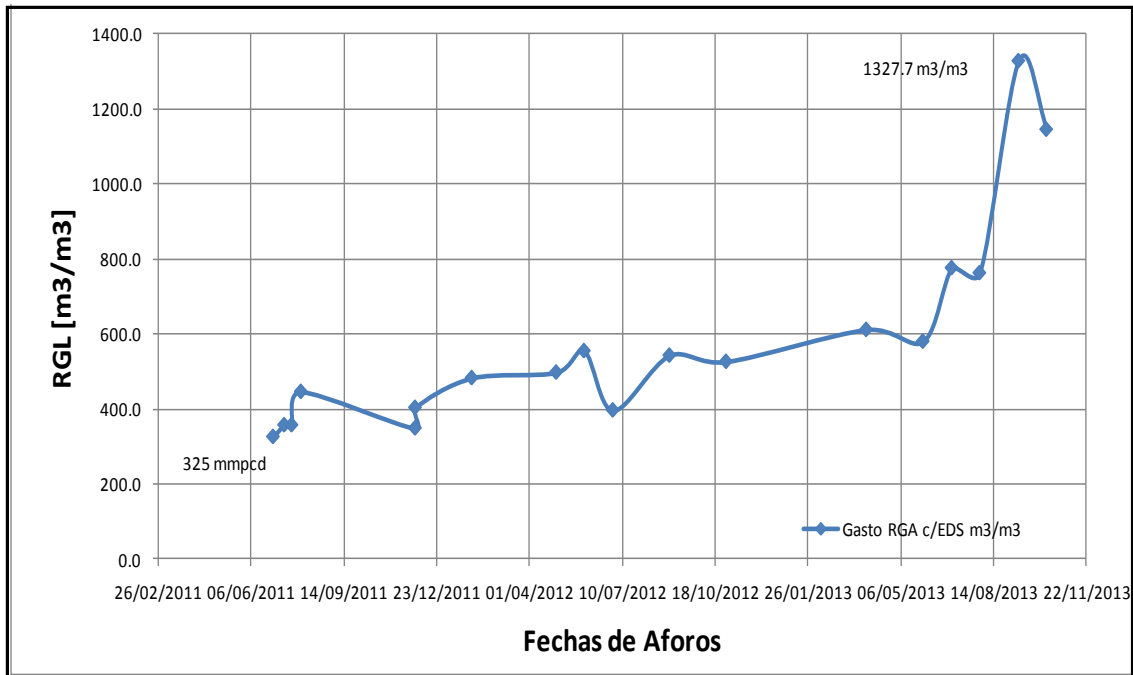
**Figura 4.7 Comportamiento del gasto de líquido (Qliq) Vs. Tiempo**

La grafica de Qliq Vs Aforos de producción (Figura 4.7) muestra una caída de la producción de aceite, esto debido a la caída de presión en fondo.



**Figura 4.8 Comportamiento del gasto de (Qg) Vs tiempo del pozo A.**

La grafica de Qg Vs Aforos de producción muestra un aumento en el gasto de gas, esto debido a la baja presión de fondo, ya que tenemos un yacimiento bajo saturado con una presión estática muy por debajo de la presión de burbuja, teniendo una liberación del gas a nivel de yacimiento con su correspondiente decremento en la producción.



**Figura 4.9. Comportamiento de la RGL Vs t pozo A.**

---

Una vez realizado el análisis de la información del pozo A, se está listo para continuar con la simulación para reproducir las condiciones de producción del pozo.

#### **4.1.3 Simulación.**

##### *-4.1.3.1 Objetivo.*

Describir la secuencia de operaciones necesarias para simular las condiciones de producción de pozos de aceite con alto decaimiento en la presión de fondo.

##### *-4.1.3.2 Alcance.*

Este procedimiento es aplicable a la simulación de pozos con problemas alto decaimiento en la presión de fondo estática con características operativas que ameriten instalar Mejoradores de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV).

##### *-4.1.3.3 Responsabilidades.*

El jefe de proyecto. Es responsable de:

- Conseguir la información necesaria alimentar el Formato-Resumen MPFV.
- Asignar los tiempos de entrega seguimiento a las simulaciones a realizar.
- Validar la selección de los pozos candidatos establecida por los Especialistas.
- Conseguir las licencia necesarias de los simuladores a utilizar.
- Validar la simulación desarrollada por los Especialistas.
- Validar la selección del diámetro del MPFV.

El especialista. Es responsable de:

- Revisar información contenida en el Formato-resumen MPFV para su introducción al simulador PIPESIM.xls"
- Desarrollar caso base de producción en PIPESIM.
- Desarrollar caso futuro de producción en PIPESIM.
- Proponer diámetro y profundidad de colocación del MPFV.
- Entregar en tiempo y forma las simulaciones solicitadas.

---

#### -4.1.3.4 Requisitos.

- Formato-resumen MPFV completo.
- Licencias vigentes.
- Personal; Jefes de Proyecto, Especialista
- Equipo de Computo con características necesarias para efectuar la simulación.

#### -4.1.3.5 Desarrollo.

- 1) El Jefe de Proyecto verificara el Formato-resumen MPFV se encuentre completo y validará la información vertida en él.
- 2) El Especialista revisará el formato MPFV, y en caso de modificarlo, deberá notificar al Jefe de Proyecto.
- 3) Definición la composición de análisis presión-volumen-temperatura (pvt).
- 4) Seleccionar la Medición Trifásica (MT) que concuerde en tiempo y condiciones con el Registro de Presión a Fondo Fluyente (RPF) más reciente; en caso de no existir, seleccionar el más aproximado, así como solicitar la información de presión de fondo estática más reciente.
- 5) Generar el archivo con la Información para PIPESIM.
- 6) Reproducción del comportamiento de producción actual del pozo.
  - 6.1. Generar el Caso Base de Producción en PIPESIM.
- 7) Predicción del comportamiento de producción posterior a Instalación del MPFV.
  - 6.2 Generar el Caso Futuro de Producción en PIPESIM.
- 8) Actualizar Ficha Técnica con la propuesta de instalación.
- 9) Resumen de resultados obtenidos en la simulación.
  - 9.1. Crear una presentación Power Point llamada "Gráficas" con la siguiente información
    - 9.1.1. Diapositiva 1: presentación del perfil de presión a lo largo de la tubería.
    - 9.1.2. Diapositiva: Análisis Nodal especificando los datos de entrada al simulador.
    - 9.1.3. Diapositiva 3: Sensibilización de diámetro del MPFV.
    - 9.1.4. Diapositiva 4: Propuesta de instalación y comparativo de situación actual y esperada.
    - 9.1.5. Diapositiva 5: Consideraciones, dificultades, comentarios,

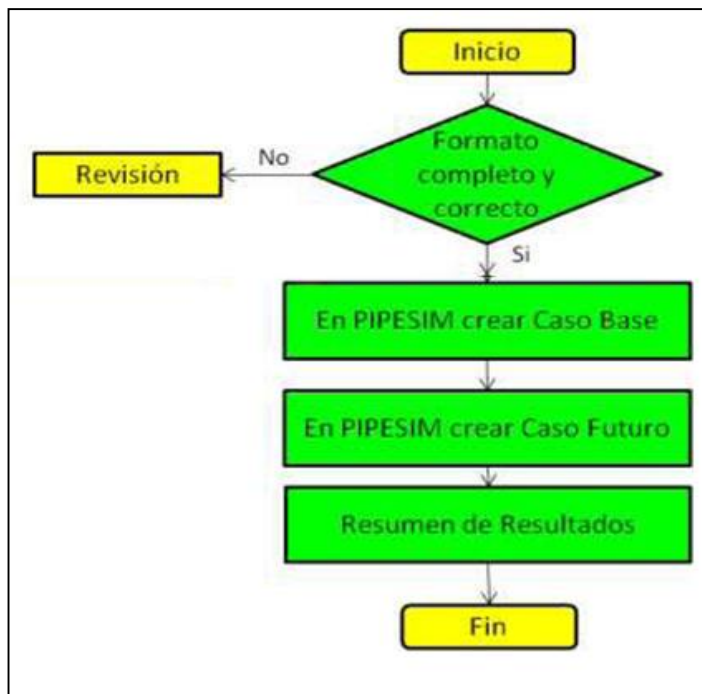


---

aclaraciones y sugerencias que se presenten en el proceso de simulación.

10) Entregar resultados al Jefe de Proyecto.

La figura 4.10 representa el diagrama de flujo del proceso de simulación.



**Figura 4.10 Diagrama de flujo del proceso de simulación del pozo candidato.**

#### *-4.1.3.6 Aplicación del procedimiento de 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 de la herramienta de fondo.

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.

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, además de respaldar y actualizar el trabajo realizado en el servidor designado.

El Formato-Resumen es un archivo de Excel que reúne la información necesaria para la simulación y consta de:

- 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 presión-volumen-temperatura: proporcionado por el Supervisor del Proyecto.

En la tabla 4.7, se muestra un resumen de los parámetros requeridos para efectuar el proceso de simulación, así mismo se complementa con la tabla 4.4.

**Tabla 4.7. Tabla resumen de parámetros para simulación.**

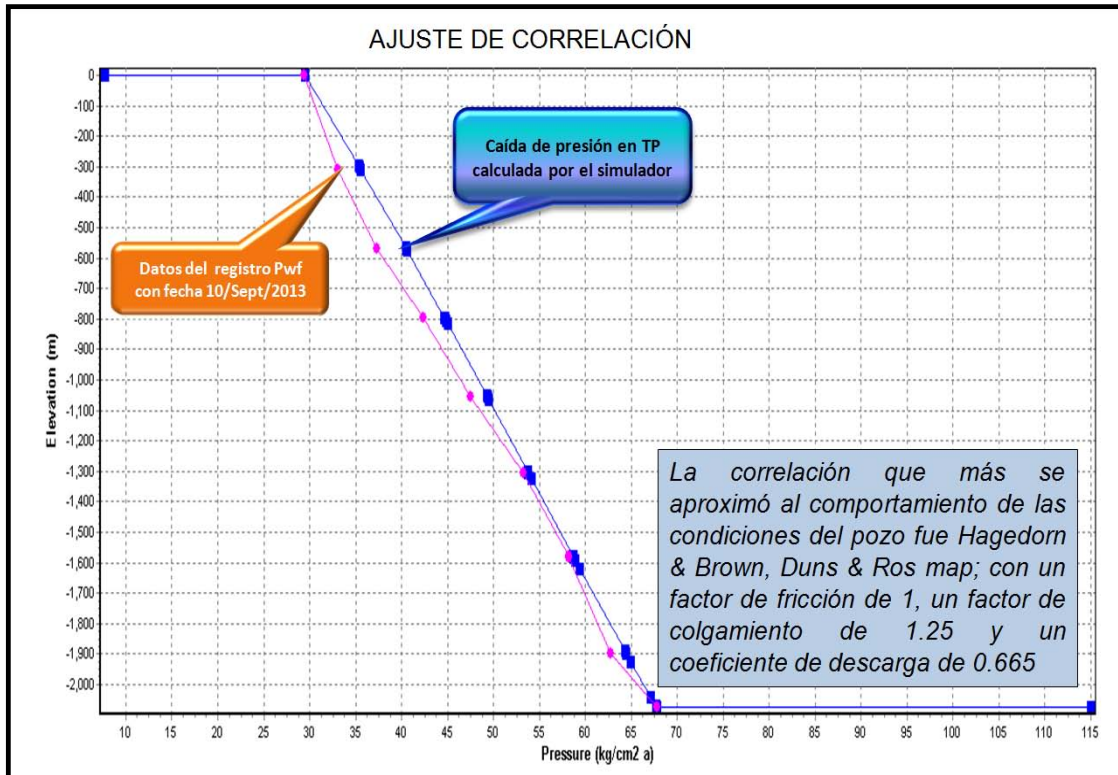
PRIORIDAD DE INSTALACIÓN	POZO	Fecha Recepción de Información	Fecha de Aforo Medición Trifásica	CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL POZO								
				Ø EDS	Q liq [BPD]	Qo [BPD]	Qg [MMPCD]	WC [%]	RGA [m3/m3]	Fecha de toma de RPF	Pwf [kg/cm2]	Pwh [kg/cm2]
2	Tajin C	25-may-13	10/04/2013 AL 11/04/2013	6 mm	212	212	1.07	0	1361	Estimado	155	80
		21-jun-13	06/06/2013	18/64"	211.8	211.8	0.914	0	1165	06/06/2013	102.3 kg/cm2 @ 1630 m	80
E*	Tajin C	25-may-13	<u>(24/05/2013)</u> *	18/64"	223	142	1.614	36	2024	Estimado	170 kg/cm2	108
DESCARTADO	Corralillo H	21-jun-13	<u>(20/06/2013)</u> *	16/64"	109	68	0.214	38	552	16/06/2013	91.3 kg/cm2 @ 1821 m	45.5
DESCARTADO	Agua Fría B	21-jun-13	12/06/2013	20/64"	144	136.8	1.12	5	1458	13/06/2013	69.93 kg/cm2 @ 1647 m	50
1	Pozo A	21-jun-13	05/04/2013	14/64"	175	150.5	0.681	14	0.681	Estimado	115.8	65.2
3	Corralillo A	05-jul-13	26/06/2013	15/64"	421	421	0.324	0	136.2	07-jun-13	142.16 kg/cm2 @ 2027 m	88.9

<u>(dd/mm/aaaa)</u> *	Datos Proporcionados por personal del Activo
Estimado	Valos Estimados para la elaboración del Análisis Nodal.
E*	En espera de toma de información para actualización de modelos

**-4.1.3.7 Simulación del Pozo y propuesta de diámetro óptimo.**

Se procede a reproducir el comportamiento actual de producción del pozo mediante un simulador de análisis nodal. (Figura. 4.11), determinando que la correlación de flujo multifásico que más ajusto al comportamiento del pozo a través de la tubería de producción fue Hagedorn & Brown, Duns & Ros Map, con un factor de fricción de 1, un factor de colgamiento de 1.25 y un coeficiente de descarga de 0.665, la cual se validó con el análisis de otros pozos pertenecientes al mismo campo.



**Figura 4.11 Ajuste de caídas de presión en la TP**

Así mismo, se procede a efectuar el caso base de producción, el cual representa las condiciones de presión-producción del comportamiento del pozo con las mediciones y registros de fondo, (Figura 4.12), se incluye también un cuadro resumen donde se indican los principales parámetros usados para la simulación de este, teniendo para el pozo A una producción de 60.6 bpd, con una presión de fondo fluyendo (Pwf) de 67.76 kg/cm<sup>2</sup> y los valores de la presión de fondo estática de 115 kg/cm<sup>2</sup>.

Posteriormente se realiza la predicción del comportamiento de producción con la instalación del MPFV (figura 4.13) en base a una sensibilización de diferentes diámetros a la profundidad de instalación obtenida del análisis del estado mecánico, con la finalidad de realizar una propuesta de geometría en el MPFV para el mantenimiento de la presión de fondo que es el objetivo específico.

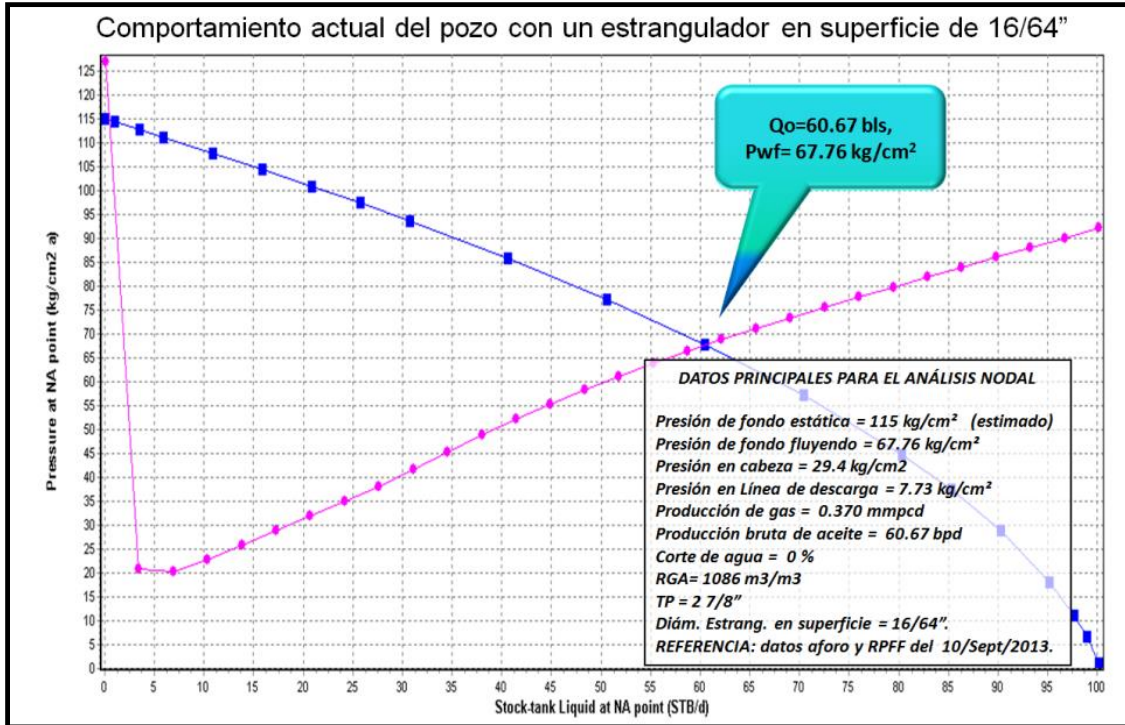


Figura 4.12 Comportamiento actual del pozo A.

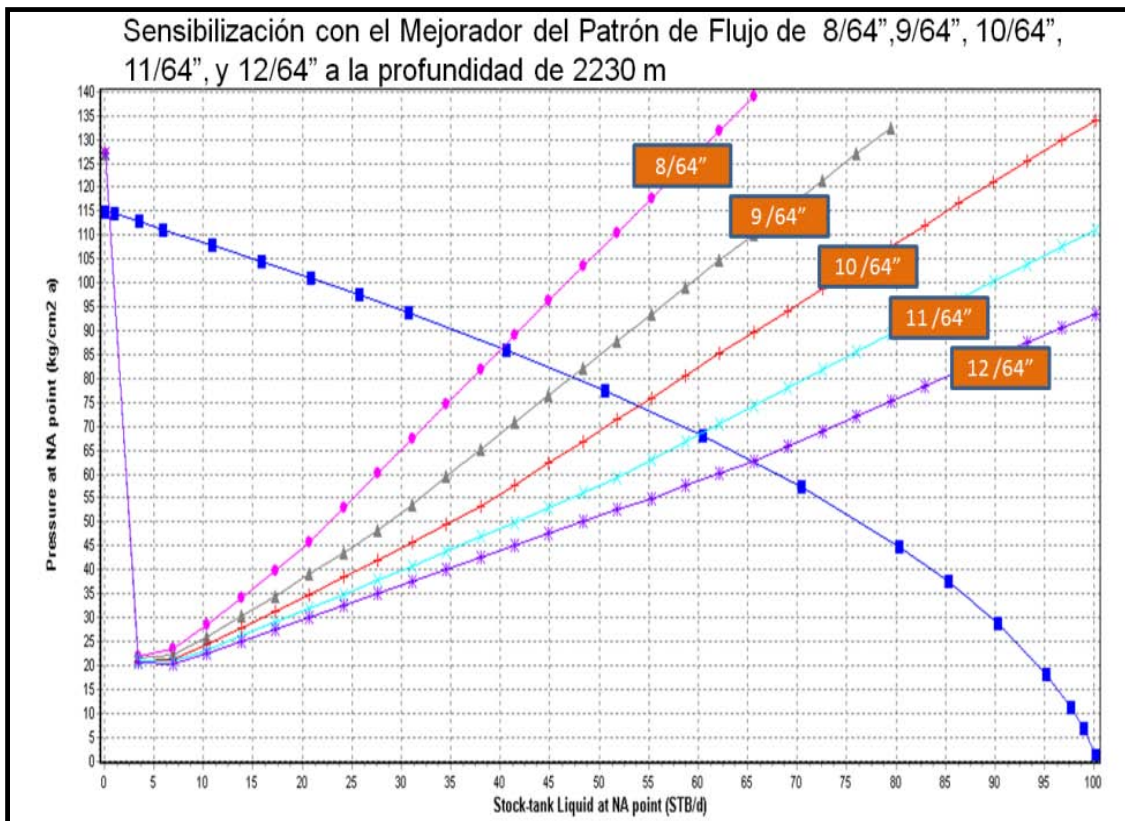
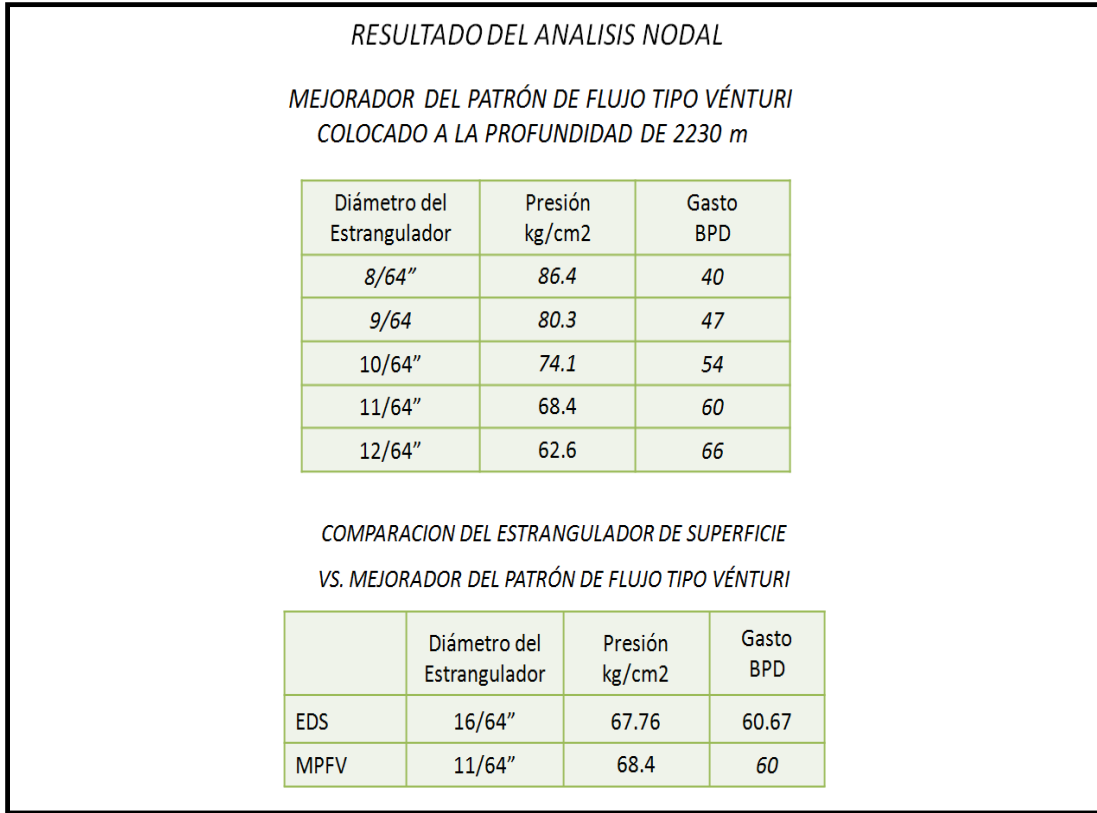
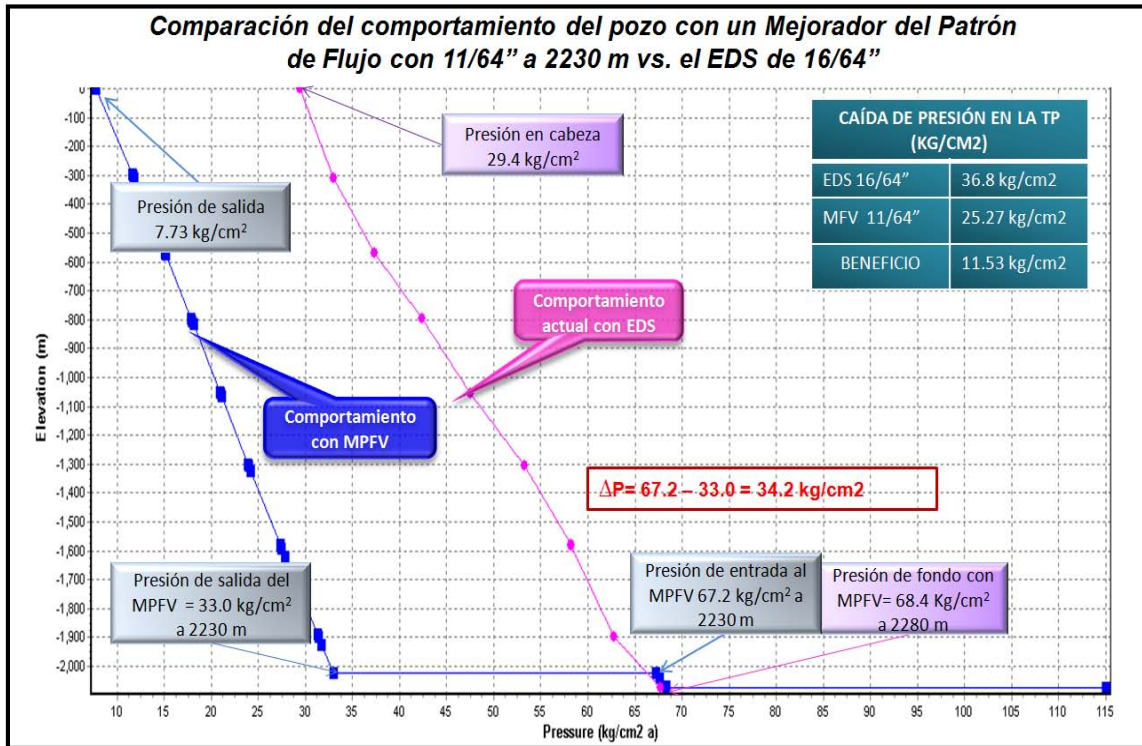


Figura 4.13 Análisis de sensibilidad para diferentes diámetros en el fondo aplicables al pozo A.



**Figura 4.14 Presentación de diferentes propuestas de diámetro del MPFV.**



**Figura.4.15 Comparativo de las caídas de presión con EDS y MPFV.**

---

Los criterios que se toman en cuenta para la selección de un diámetro de orificio, depende de la problemática que aqueja al pozo, es decir si el pozo presenta tendencia a incrementar su corte de agua o incremento de la RGA o si se quiere incrementar o mantener su producción, e incluso a necesidades muy específicas del cliente como simplemente mantener las condiciones actuales de producción.

En la simulación de un pozo, se obtiene varios diámetros de orificio y cada uno corresponde a cierta producción con su correspondiente presión de fondo fluyendo para así determinar cuál es el más conveniente.

De la gama de propuestas de diámetros mostrados en la (Fig. 4.14) y con base a los objetivos buscados, (reducir el ritmo de declinación de la producción del pozo y disminución de las caídas depresión) implica un aumento en la presión en fondo, por lo tanto, bajo estas condiciones, el diámetro de 11/64" sería el más viable, ya que conservaría las condiciones de producción y presión de fondo fluyendo, buscando la reducción en las caídas de presión por fricción y elevación debidas al mejoramiento del patrón de flujo en la tubería de producción (Figura. 4.15).

Aunado a dicha selección de diámetro del MPFV®, se tendrá una mejora en el patrón de flujo en el pozo (el patrón de flujo se obtiene del reporte que arroja el resumen del archivo del Análisis Nodal. Hay diferentes patrones de flujo que resultan en los análisis y estos dependen de las características de los fluidos del pozo, de sus presiones, gastos, etc.) Lo que permitirá la reducción de caídas de presión en la TP, beneficiando directamente al yacimiento, alargando la vida productiva de éste.

#### **4.1.4 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.

#### *4.1.4.1 Objetivo.*

Describir la secuencia de operaciones necesarias para diseñar el Programa Operativo (PO) para la instalación en campo del Mejorador del Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV) en el pozo seleccionado.

#### *4.1.4.2 Alcance.*

Este procedimiento es aplicable al diseño del PO necesario para la instalación, recuperación y/o mantenimiento del MPFV en campo en el pozo seleccionado.

#### *4.1.4.3 Responsabilidades.*

El jefe de Proyecto. Es responsable de:

- Definir la operación a realizar (instalación, recuperación y/o mantenimiento de MPFV).
- Proporcionar la información necesaria para el diseño del PO.

El especialista. Es responsable de:

- Revisar información proporcionada por el Jefe de Proyecto.
- Definir las características necesarias en las actividades del PO con el fin de lograr una operación exitosa.

#### *4.1.4.4 Requisitos.*

- Formato de solicitud de suministro de MPFV.
- Estado Mecánico del pozo en cuestión.
- Personal. (Jefe de Proyecto y especialista).
- Herramienta y/o Equipo.
- Computadora

---

#### 4.1.4.5 Desarrollo.

1) 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:

- 1.1. Profundidad y tipo de herramientas a empleados para calibración de acuerdo al estado mecánico del pozo.
- 1.2. Número, profundidad y tiempo de cada estación para la toma de registro de presión de fondo fluyendo.
- 1.3. Resultados de la simulación que incluya:
  - Profundidad de instalación del ancla mecánica.
  - Profundidad de instalación del MPFV.
- 1.4. 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.

2) El especialista. Revisará la información y procederá a realizar el diseño del PO, especificando la siguiente información de acuerdo a la operación a realizar.

##### 2.1. Instalación

- 2.1.1. Diámetro exterior del cortador de parafinas para la calibración del pozo.
- 2.1.2. Longitud de la sarta de barras de peso.
- 2.1.3. Diámetro exterior de la sarta de barras de peso.
- 2.1.4. Longitud de la carrera de la tijera.
- 2.1.5. Diámetro nominal del pescante JDC.
- 2.1.6 Velocidad de descenso del ancla mecánica y del MPFV.
- 2.1.7 Diámetro de la caja ciega para golpear el MPFV.
- 2.1.8 Elevación de la caja ciega sobre el cuello de pesca para golpear el MPFV.

##### 2.2. Recuperación

- 2.2.1. Diámetro exterior del sello de plomo para la calibración del pozo.
- 2.2.2. Longitud de la sarta de barras de peso.
- 2.2.3. Diámetro exterior de la sarta de barras de peso.
- 2.2.4. Longitud de la carrera de la tijera.
- 2.2.5. Diámetro nominal del pescante JDO.

##### 2.3. Mantenimiento

- 2.3.1. Diámetro exterior del sello de plomo para la calibración del pozo.

- 
- 2.3.2. Longitud de la sarta de barras de peso.
  - 2.3.3. Diámetro exterior de la sarta de barras de peso.
  - 2.3.4. Longitud carrera de la tijera.
  - 2.3.5. Diámetro nominal del pescante JDC.
  - 2.3.6. Diámetro de la caja ciega para golpear el MPFV.
  - 2.3.7. Elevación de la caja ciega sobre el cuello de pesca para golpear el MPFV.

3) El jefe de proyecto y/o especialista revisarán el PO, una vez validado, será enviado al Coordinador del proyecto de Pemex para su programación.

4) El Jefe de proyecto y/o especialista resguardarán el PO en el servidor en la carpeta de "Instalación" del pozo correspondiente.

La figura 4.16 representa el diagrama de flujo para el diseño del programa operativo de instalación, mantenimiento y recuperación.



**Figura 4.16. Diagrama de flujo del proceso de diseño del Programa Operativo.**

*-4.1.4.6 Aplicación del diseño del programa operativo.*

Para efecto de la instalación del MPFV en campo, se diseñó el Programa Operativo (Figura. 4.17) donde se especifica profundidad y tipo de herramientas a emplear en la calibración así como el arreglo de la sarta a emplear, esto basado en el estado mecánico del pozo, así mismo se indica la profundidad de instalación del ancla mecánica y de instalación del MPFV con la Unidad de Línea de Acero, que a continuación se muestra.

## PROGRAMA OPERATIVO

### INSTALACION DE MEJORADOR DEL PATRON DE FLUJO VENTURI (MPFV)

#### Actividades previas:

En Servicios a Pozos APATG, en coordinación con personal de Línea de Acero, probar accesorios y herramientas requeridas para la instalación del MPFV, que serán utilizadas en el pozo Pdte. Alemán 2098 y revisar sus condiciones mecánicas, definiendo la fecha de instalación. (Actividad a cargo de Línea de Acero e IMP)

#### Instalación del sistema mejorador del patrón de flujo

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

- Barras de peso de diámetro 1 7/8" X 10 ft de longitud
- Tijera mecánica de diámetro 1 7/8" X 30" de longitud de carrera.
- Juntas articuladas
- Pescante JDC de 2 1/2" nominal con perno de bronce.
- Caja ciega de 2 1/8".
- Sello de plomo de 2 5/16"

1. Reunión de seguridad. (Todo el personal que asiste a la instalación del MPFV)
2. Calibrar TP de 2 7/8" con sello de plomo de 2 5/16" por encima de la zapata conectora, esto es aproximadamente a los 2245 metros desarrollados. (De acuerdo al procedimiento de Línea de Acero)

**NOTA:** En caso de encontrar resistencia, obtener evidencia con sello de plomo y de considerarse necesario programar limpieza de pozo. (Actividad a cargo de Línea de Acero y Operación de Pozos).

3. Instalar ancla mecánica o collar stop en su caso, a la profundidad de 2230 md con pescante JDC de 2 1/2" **activado con perno de bronce.**
4. Instalar MPFV de diámetro de 1 1/64", asentándose sobre el ancla mecánica o collar stop, utilizando un pescante tipo JDC de 2 1/2" nominal, **activado con perno de bronce**, a una velocidad de descenso de 30 m/min. (De acuerdo al procedimiento de Línea de Acero)
5. Bajar caja ciega de 2 1/8" de diámetro con línea de acero y golpear un mínimo de 10 veces el cuello de pesca del MPFV para activar los sistemas de anclaje y hermeticidad.

**Figura. 4.17 Programa operativo de instalación del MPFV con Línea de Acero.**

NOTA: El número de golpes puede variar de acuerdo a las condiciones del fluido, del pozo y de acuerdo con la facilidad de romper el pemo del pescante JDC 2 ½" al soltar el MPFV, los cuales serán acordados entre el personal de Línea de Acero e IMP. (De acuerdo al procedimiento de Línea de Acero).

6. Se desmantela equipo y accesorios de Línea de Acero. (De acuerdo a procedimiento de Línea de Acero)
7. Retirar estrangulador de superficie (Actividad a cargo de Operación de Pozos)
8. Abrir lentamente el pozo a producción. (Actividad a cargo de Operación de Pozos-IMP).
9. Monitorear presión en superficie hasta que el pozo se estabilice. (Actividad a cargo del IMP)
10. Alinear el pozo a medición. (De acuerdo al procedimiento de Operación de Pozos)

**Actividades adicionales:**

Con el objetivo de evaluar los beneficios que ofrece el MPFV se deberá hacer un programa de toma de información a partir de la estabilización del pozo.

**Figura. 4.17 Continuación del programa operativo de instalación del MPFV con Línea de Acero.**

De igual forma, se debe proponer en paralelo y de forma conjunta con personal de Productividad el programa operativo para la toma de información posterior a la instalación del MPFV (mediciones trifásicas y RPF) para evaluar los resultados del MPFV en el pozo (Tabla 4.8).

**Tabla 4.8 Fechas recomendadas para toma de información posterior a la instalación del MPFV**

14/10/2013	Medición Trifásica.	Registro de presión de fondo fluyendo
21/10/2013	Medición Trifásica.	
28/10/2013	Medición Trifásica.	
11/11/2013	Medición Trifásica.	
25/11/2013	Medición Trifásica.	
9/12/2013	Medición Trifásica.	
23/12/2013	Medición Trifásica.	Registro de presión de fondo fluyendo

---

#### **-4.1.5 Diseño de la herramienta de fondo.**

##### *-4.1.5.1 Objetivo.*

Describir la secuencia de operaciones para el diseño del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV) para pozos productores de hidrocarburos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo.

##### *-4.1.5.2 Alcance.*

Este procedimiento es aplicable al Diseño del MPFV para pozos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo.

##### *-4.1.5.3 Responsabilidades.*

El jefe de proyecto. Es el responsable de:

- Dar seguimiento de la entrega de información mínima necesaria (F.000A-P-01), para el área de mecánica.

El especialista en Simulación. Es el responsable de:

- Enviar la información obtenida de la simulación, requerida por el especialista mecánico para el diseño del MPFV.

El especialista mecánico. Es el responsable de:

- Revisar la información proporcionada, que sea la mínima necesaria.
- Detecta que la información este actualizada.
- Seleccionar la información requerida para el diseño.

##### *-4.1.5.4 Requisitos.*

- Obtener la licencia del Software requerido para el diseño. Auto-Cad o Cad-Mehanical.
- *Personal* (Ingeniero Mecánico).
- Equipo de Cómputo.
- *Materiales.*

- 
- Material de papelería.

#### *-4.1.5.5 Desarrollo.*

- 1) El Ingeniero Mecánico, requiere como información mínima para el diseño:
  - 1.1. Estado mecánico del pozo para el cual se va a diseñar el MPFV.
  - 1.2. Diámetro del Expansor Primario.
  - 1.3. Diámetro del Venturi.
- 2) El Ingeniero Mecánico, con las dimensiones obtenidas de la simulación (PIPESIM), realizará:
  - 2.1. Bosquejo de la herramienta MPFV (Figura 4.5).
  - 2.2. Con el software seleccionado diseñar:
    - 2.2.1. Expansor primario.
    - 2.2.2. Empacador.
    - 2.2.3. Sistema de anclaje y hermeticidad.
    - 2.2.4. Venturi (Figura 4.5).

#### *-4.1.5.6 Aplicación del procedimiento de diseño de la herramienta de fondo*

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 (Figura 4.18).

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





Figura 4.18 Diagrama de flujo para el diseño del MPFV.

#### -4.1.6 Fabricación de la herramienta de fondo.

##### -4.1.6.1 Objetivo.

Describir la secuencia de operaciones para la Fabricación del Mejorador de Patrón de flujo tipo Venturi (MPFV) para pozos productores de hidrocarburos con problemas alto decaimiento en la presión de fondo.

##### -4.1.6.2 Alcance.

Este procedimiento es aplicable a la Fabricación del MPFV para pozos con problemas de alto decaimiento en la presión de fondo.

##### -4.1.6.3 Responsabilidades.

El Jefe de Proyecto. Es el responsable de:

- 
- Dar la autorización en los diferentes formatos de solicitud interna de servicio, fondo fijo, para la maquila y fabricación del MPFV.

El especialista mecánico. Es el responsable de:

- Realizar las cotizaciones.
- Seleccionar al mejor proveedor.
- Realizar solicitud de servicio, compra, etc.
- Inspección de fabricación.

#### *-4.1.6.4 Requisitos.*

- Formato de solicitud de servicio interno, fondo fijo, etc. (Anexo A)
- Personal. (Ingeniero Mecánico)
- Herramienta y/o Equipo. (Computadora).

#### *-4.1.6.5 Desarrollo.*

- 1) El ingeniero mecánico, realiza la cotización de:
  - 1.1. Materiales.
  - 1.2. Manufactura.
  - 1.3. Tratamientos Térmicos.
  - 1.4. Recubrimientos Mecánicos.
  - 1.5. Fabricación de sellos especiales (o-ring y sellos vulcanizados).
- 2) Una vez cotizado el MPFV y seleccionado a los proveedores, se solicita la autorización del jefe de proyecto para la elaboración de los formatos correspondientes para la adquisición de los materiales y/o servicios correspondientes para la fabricación del MPFV, sean internos o externos.
- 3) Teniendo la autorización de las áreas de adquisiciones, se llenan los formatos correspondientes, y se manda a fabricar el MPFV con el o los proveedores correspondientes, internos o externos.
- 4) El ingeniero mecánico se mantiene en constante comunicación con los fabricantes ya sean internos o externos supervisando la maquila de las diferentes piezas o herramienta.
- 5) El ingeniero 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.
- 6) 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.

---

La figura 4.19 representa el diagrama de flujo del proceso de manufactura de la herramienta de fondo.

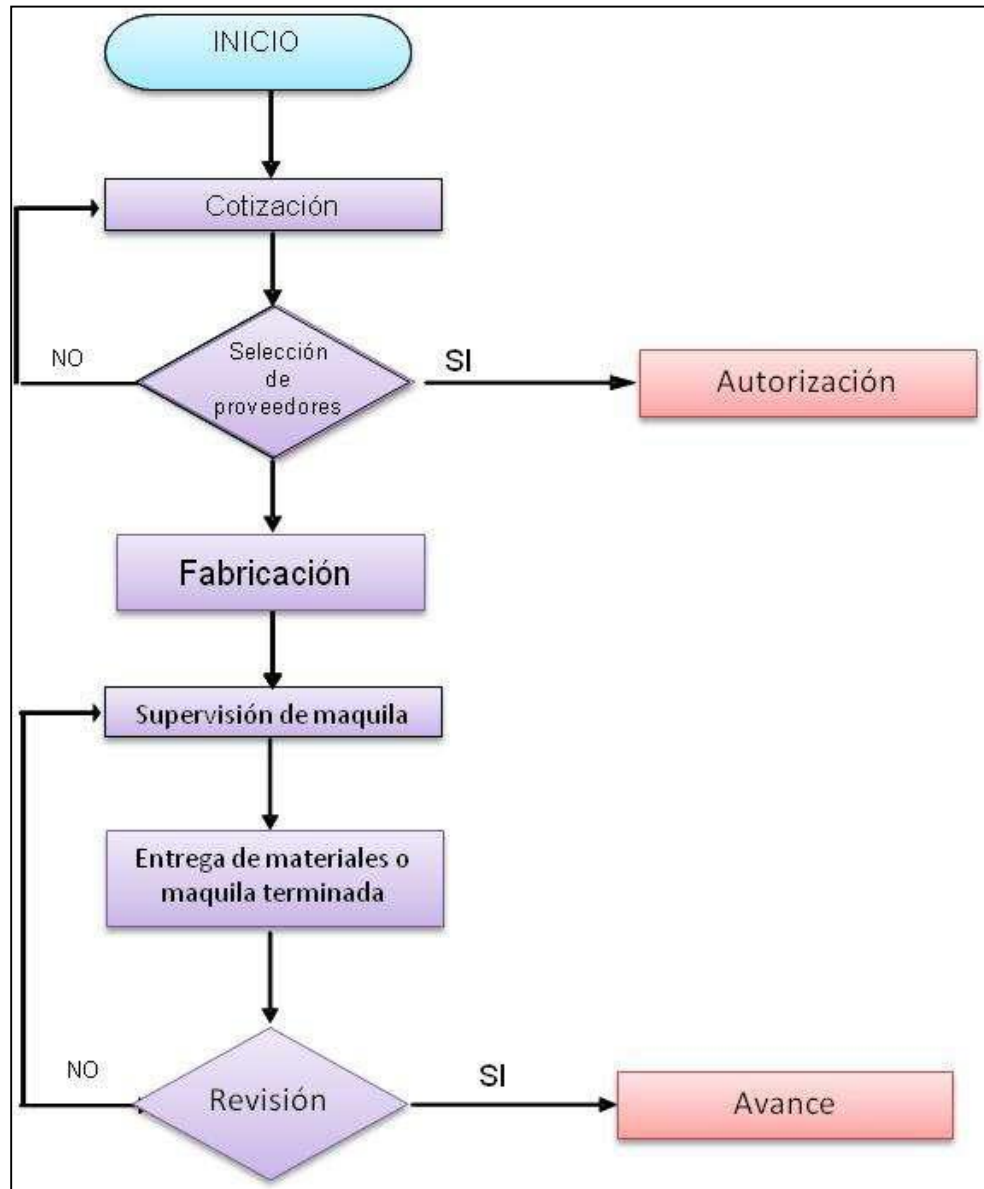


Figura 4.19 Diagrama de flujo para la fabricación de la herramienta de fondo.

#### -4.1.6.6 Aplicación del procedimiento de fabricación de la herramienta de fondo.

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 del expansor y Venturi. 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.

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 (figura 4.20).

 <small>SERVICIO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN PERFORACIÓN Y OPERACIÓN DE POZOS</small>	<b>CLIENTE: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</b>										
<b>ASIGNACIÓN DE FABRICACIÓN</b>											
<b>F.42451. "SERVICIO DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE MEJORADOR DEL PATRÓN DE FLUJO TIPO VÉNTURI, PARA POZOS DEL ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO"</b>											
<b>ASIGNACIÓN</b>											
Fecha de Asignación: <u>03/10/2013</u>											
Responsable de la Asignación: <u>CARLOS ARTURO GONZALEZ LOPEZ</u> <small>Nombre</small>	 <small>Firma</small>										
Responsable de Fabricación: <u>JORGE HERNANDEZ ROJO</u> <small>Nombre</small>	 <small>Firma</small>										
Número de Plano: <u>F.42451.451.02</u>											
Entrega <input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO											
Plano <input checked="" type="checkbox"/> ( X ) <input type="checkbox"/> ( )											
Material <input checked="" type="checkbox"/> ( X ) <input type="checkbox"/> ( )											
Otros: _____											
<b>NOTA:</b> Al término de la fabricación el técnico entregará las piezas físicas, el plano de fabricación, junto con el presente formato.											
<b>ENTREGA</b>											
Fecha de Entrega: <u>04/10/2013</u>											
Maquinaria Utilizada:	<table border="0"> <tr> <td>1 ( )</td> <td>2 ( )</td> <td>3 (X)</td> <td>4 ( )</td> <td>5 ( )</td> </tr> <tr> <td>6 ( )</td> <td>7 ( )</td> <td>8 ( )</td> <td>9 ( )</td> <td></td> </tr> </table>	1 ( )	2 ( )	3 (X)	4 ( )	5 ( )	6 ( )	7 ( )	8 ( )	9 ( )	
1 ( )	2 ( )	3 (X)	4 ( )	5 ( )							
6 ( )	7 ( )	8 ( )	9 ( )								
Observaciones de Fabricación: _____											
No de Identificación: <u>F.42451.451.02</u>											
Responsable de Entrega: <u>JORGE HERNANDEZ ROJO</u> <small>Nombre</small>	 <small>Firma</small>										
Responsable de Recepción: <u>CARLOS ARTURO GONZALEZ LOPEZ</u> <small>Nombre</small>	 <small>Firma</small>										
<small>Revisión 02- 09/2008 SHAIP F-02</small>											

**Figura 4.20 Solicitud de fabricación de la herramienta de fondo.**

---

#### **-4.1.7 Ensamble y pruebas de laboratorio.**

##### *-4.1.7.1 Objetivo.*

Describir la secuencia de operaciones para el Ensamblaje y Pruebas de Laboratorio del Mejorador de Patrón de Flujo Venturi (MPFV) para pozos productores de hidrocarburos con problemas alto decaimiento en la presión de fondo.

##### *-4.1.7.2 Alcance.*

Este procedimiento es aplicable al Ensamblaje y Pruebas-de Laboratorio del MPFV para pozos productores de hidrocarburos con problemas alto decaimiento en la presión de fondo.

##### *-4.1.7.3 Responsabilidades.*

El Jefe de Proyecto es el responsable de:

- Supervisión de las actividades así como de resultados del ensamble y pruebas de laboratorio realizadas al MPFV.

El Especialista Mecánico. Es el responsable de:

- Realizar el ensamble de la herramienta MPFV
- Realizar las pruebas de laboratorio al MPFV.
- Dar el visto bueno a los resultados obtenidos de las pruebas practicadas al MPFV.

El especialista de campo. Es el responsable de:

- Realiza la instalación de campo

##### *-4.1.7.4 Requisitos.*

- Planos de Fabricación del MPFV.
- Equipo de seguridad personal.
- *Personal* Ingeniero Mecánico, Jefe de Proyecto ,Técnico especialista).
- Herramienta y/o Equipo. (Segueta, Pinzas de cadena , Martillo, Martillo de goma, Pinzas (Perico), Desarmador, Pinzas de Banda).

---

#### -4.1.7.5 Desarrollo.

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 maquinada para su ensamble (Figura 4.21).

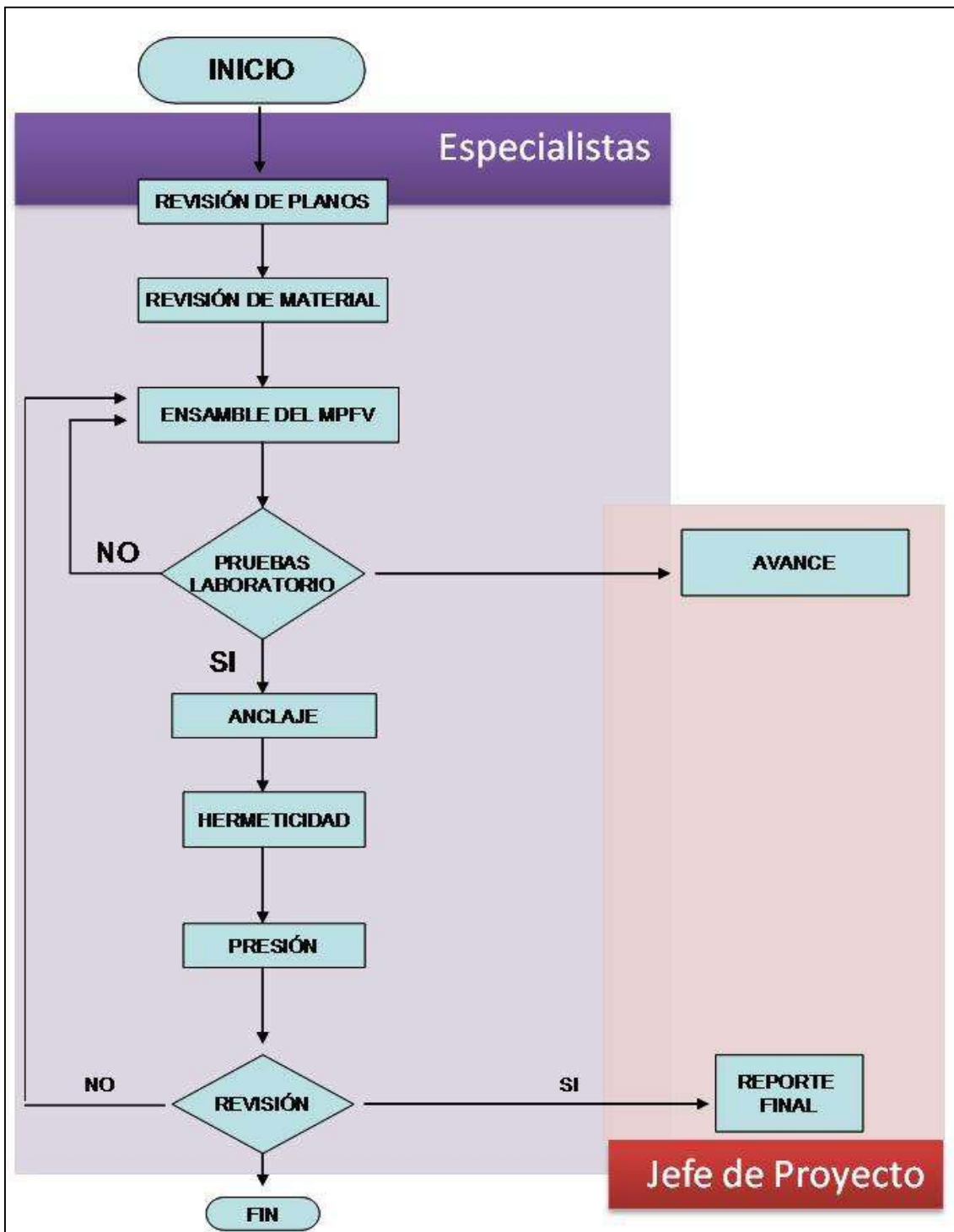


Figura 4.21 Diagrama de flujo para el procedimiento de pruebas de laboratorio.

---

-4.1.7.6 Aplicación del procedimiento de ensamble y pruebas de laboratorio.

Una vez que se ha armado la herramienta, se procede a efectuar las pruebas de hermeticidad, anclaje y presión dentro de un circuito que se muestra en la figura 4.22 y figura 4.23.

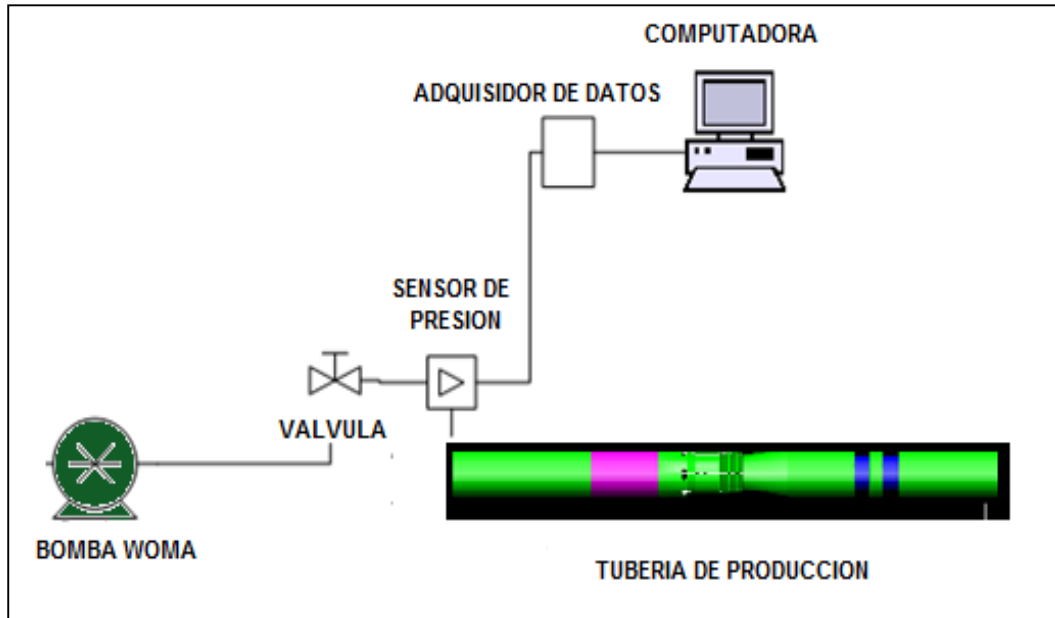


Figura 4.22 Diagrama de prueba de hermeticidad y anclaje



Figura 4.23 Prueba de hermeticidad y anclaje con Bomba de Alta Presión y Sensor de Presión acoplado a la entrada de la TP de 2 7/8".



Posterior a la prueba se entrega un formato de verificación de fabricación y prueba de laboratorio, llenado por el responsable de la prueba, figura 4.24, donde se vierten todas las observaciones referentes al ensamble y a los resultados de la prueba.

<p>INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO DIRECCION EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</p>	<p>CLIENTE: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</p>												
	<p><b>VERIFICACIÓN DE FABRICACIÓN Y PRUEBAS DE LABORATORIO</b></p> <p>PROYECTO: "F.42451SERVICIO DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE MEJORADOR DEL PATRÓN DE FLUJO TIPO VÉNTURI, PARA POZOS DEL ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO"</p>												
<p><b>VERIFICACIÓN</b></p>													
<p>Fecha de Verificación: <u>14-06-13</u></p> <p>No de Piezas Verificas: <input type="text" value="1"/></p> <p>Verificación de:</p> <table border="0"> <tr> <td></td> <td>CUMPLE</td> <td>NO CUMPLE</td> </tr> <tr> <td>Tolerancias</td> <td>( X )</td> <td>( )</td> </tr> <tr> <td>Acabados</td> <td>( X )</td> <td>( )</td> </tr> <tr> <td>Interferencias</td> <td>( X )</td> <td>( )</td> </tr> </table> <p>Equipo utilizado: <u>Calibrador Vernier</u></p> <p>Observaciones <u>Todo cumple de acuerdo al plano</u></p> <p>(Anotar No de pieza que no cumple y el criterio)</p>		CUMPLE	NO CUMPLE	Tolerancias	( X )	( )	Acabados	( X )	( )	Interferencias	( X )	( )	<p>No de ID: 42451.451.01</p>
	CUMPLE	NO CUMPLE											
Tolerancias	( X )	( )											
Acabados	( X )	( )											
Interferencias	( X )	( )											
<p><b>PRUEBA DE LABORATORIO</b></p>													
<p>TIPO DE PRUEBA: <input type="checkbox"/> PRESIÓN      <input type="checkbox"/> TEMPERATURA      <input checked="" type="checkbox"/> HERMETICIDAD      <input checked="" type="checkbox"/> OTROS</p> <p>OTROS: <u>Anclaje y desanclaje de la herramienta</u></p> <p>DURACIÓN DE LA PRUEBA: <u>50 min</u></p> <p>DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA: <u>Anclaje, hermeticidad y desanclaje de la herramienta</u></p> <p>PERSONAL PARTICIPANTE: <u>Rogelio Aldana, Gabino Macario, Miguel López López</u></p> <p>EQUIPO EMPLEADO: <u>Bomba de presión, barras de peso, pescante JDC y cámara de hermeticidad</u></p> <p>RESULTADOS: <u>Satisfactorios sin presentar fugas de líquido</u></p> <p>(Anotar No de pieza que no cumple y el criterio)</p> <p style="text-align: center;">  Miguel A. López López Responsable de la Prueba         </p>													
<p>Revisión 02-09/2006 SHAIP F-04</p>													

**Figura 4.24 Formato de Prueba de laboratorio y verificación de fabricación.**

---

#### **-4.1.8 Instalación en campo.**

##### *-4.1.8.1 Objetivo.*

Describir la secuencia de operaciones para la instalación en campo del Mejorador de Patrón de Flujo Venturi (MPFV) para pozos productores de hidrocarburos con problemas alto decaimiento en la presión de fondo.

##### *-4.1.8.2 Alcance.*

Este procedimiento es aplicable a la instalación en campo del MPFV para pozos productores de hidrocarburos con problemas alto decaimiento en la presión de fondo.

##### *-4.1.8.3 Responsabilidades.*

El Jefe de Proyecto. Es el responsable de:

- Generar el contrato con el gerente superintendente o encargado del pozo donde se vaya a instalar el MPFV.
- Comisionar a los o el ingeniero de campo responsable para realizar la maniobra de instalación del MPFV.
- Dar seguimiento de las actividades realizadas, así como a los informes previos y final de la instalación.

El especialista de campo. Es el responsable de:

- Transportarse al lugar donde se instalará el MPFV.
- Realizar el ensamblaje en campo de dicha herramienta, instalación de sondas, si es que se bajará con sondas, anclar herramienta.
- Supervisa el anclaje de herramienta.
- Toma de datos y observaciones en el momento de bajar la herramienta MPFV.

##### *-4.1.8.4 Requisitos.*

- Planos de Fabricación del MPFV.
- Equipo de seguridad.
- Personal (Jefe de Proyecto, Ingeniero Mecánico, Técnico especialista).
- Herramienta y/o Equipo (Segueta, Pinzas de cadena, Martillo)

---

#### -4.1.8.5 Desarrollo.

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 utilizaran 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 ó RPFC), 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 4.25 Diagrama de flujo para la instalación del MPFV en campo.

#### -4.1.8.6 Aplicación del procedimiento de instalación en campo.

Para la instalación en campo del MPFV, se coordinan las actividades en pozo con el personal de Unidad de Línea de Acero, Enlace Operativo y de Operación de Pozos con base al Programa Operativo. Así mismo se lleva a cabo la supervisión de las operaciones por parte del personal de ingenieros especialistas del IMP y encargado de ULA (ya sea de

---

compañía o Pemex), teniéndose registro de las actividades en una bitácora (Fig. 4.28) y la memoria fotográfica (Fig.4.26 y Figura 4.27) mostradas a continuación.



**Figura. 4.26** Representa el armado, activación del MPFV y comprobación de cuello de pesca con pescante tipo JDC.



**Figura 4.27** Representa el acoplamiento del MPFV a sarta de Línea de Acero.

<b>REPORTE DE OPERACIÓN</b>					
<b>MPFV</b>					
PROGRAMA:	INSTALACION MPFV				
FECHA:	07-Oct-13	POZO:	Pozo A		
CONDICIONES DEL POZO ANTES DE LA OPERACIÓN					
Ø NOM TP:	2 7/8" 6.4 LB	Ø MPFV:	1 6/64"	PRESIÓN CABEZA:	29.4 KG/CM2
		PROF MPFV (MTS)		PRESIÓN LINEA:	7.73KG/CM2
CONDICIONES DEL POZO DESPUÉS DE LA OPERACIÓN					
Ø MPFV:	1 1/64"		PRESIÓN SUP:	10.0 KG/CM2	Qiny [mmpcd]
TIEMPOS DE POZO					
HORA DE CIERRE:	12:50		HORA DE APERTURA:	19:00	
EQUIPO UTILIZADO					
U.D.LA:	SEPEC		TIJERA:	MECANICA DE 30" DE CARRERA	
Ø LINEA:	0.125"		PESCANTE:	JDC 2 1/2"	
LUBRICADORES:	3 DE 7 FT		Ø CAJA CIEGA:	2 1/8"	
BARRAS DE PESO:	10 FT DE 1 7/8"		Ø Cortador de Parafinas:	SELLO DE PLOMO:	2.312"
PERSONAL PARTICIPANTE					
I M P			SEPEC		
TANIA IZAGUIRRE GALLEGOS					
ENRIQUE HERNANDEZ LECOURTOIS					
BITÁCORA					
DESCRIPCIÓN					
12:15-13:10 SE ARMA UNIDAD DE LINEA DE ACERO DE LA COMPAÑIA SEPEC AL 100%					
13:20-13:55 SE CALIBRA POZO CON SELLO DE PLOMO DE 2.312" HASTA LA PROFUNDIDAD DE 2245 md SIN ENCONTRAR RESTRICCIÓN EN TP					
14:40-16:15 CON JDC DE 2 1/2" Y PERNO DE BRONCE, SE INSTALA COLLAR STOP A UNA PROFUNDIDAD DE 2230 md					
16:46-18:00 CON PESCANTE JDC DE 2 1/2" Y PERNO DE BRONCE, 10 FT DE BARRA DE PESO DE 1 7/8" Y TIJERA DE 30 in, SE BAJA MPFV DE 1 1/64" HASTA UNA PROFUNDIDAD DE 2230 md, CON 1 GOLPE DE TIJERA SE ROMPE PERNO DE BRONCE DE JDC LIBERANDO EL MPFV A LA PROFUNDIDAD MENCIONADA					
18:10-18:40 CON CAJA CIEGA DE 2 1/8", 10 FT DE BARRAS DE PESO DE 1 7/8" Y TIJERA DE 10 in SE GOLPEA MPFV EN 10 OCASIONES PARA GENERAR ANCLAJE Y HERMETICIDAD.					
18:40-18:55 SE RETIRA ESTRANGULADOR DE SUPERFICIE DE 1 6/64" POR PERSONAL DE PRODUCCION DE PEMEX					
19:00-19:10 SE ABRE POZO POR PERSONAL DE PRODUCCION DE MANERA LENTA SEGÚN EL PROGRAMA OPERATIVO REGISTRANDO UNA PRESION EN CABEZA DE 10 KG/CM2. LA PRESION EN EL CABEZAL ES DE 5.2 KG /CM2.					

**Fig.4.28 Bitácora de operación de instalación.**

---

#### **-4.1.9 Seguimiento y análisis de resultados.**

Para poder realizar una buena evaluación del dispositivo es recomendable:

- La medición de los pozos con equipo trifásico antes y después de la instalación del MPFV.
- 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 con cada medición el análisis nodal de los pozos y estar en posibilidades de detectar cuando el diámetro instalado ya no sea el adecuado para los objetivos perseguidos y por lo tanto, reevaluar las nuevas condiciones del pozo y determinar las acciones pertinentes.

##### ***-4.1.9.1 Objetivo.***

Describir la secuencia de operaciones para efectuar el seguimiento del comportamiento del pozo con la instalación en campo del Mejorador de Patrón de Flujo Venturi (MPFV) para pozos productores de hidrocarburos con problemas alto decaimiento en la presión de fondo.

---

#### *-4.1.9.2 Alcance.*

Este procedimiento es aplicable para el seguimiento del comportamiento del pozo con la instalación en campo del MPFV para pozos productores de hidrocarburos con problemas alto decaimiento en la presión de fondo.

#### *-4.1.9.3 Responsabilidades.*

El Jefe de Proyecto. Es el responsable de:

- Comisionar a ingeniero de campo responsable para realizar el seguimiento del comportamiento del pozo con la instalación del MPFV.
- Dar seguimiento de las actividades realizadas, así como a los informes previos y final de la instalación y la programación de toma de información.

El especialista. Es el responsable de:

- Elaborar y enviar el programa de toma de información posterior a la instalación del MPFV.
- Dar seguimiento en campo de la toma de información.
- Conjuntar la información y analizarla.
- Efectuar la resimulación del caso base con los nuevos valores de medición.
- Realizar una presentación del comportamiento del pozo posterior a la instalación del MPFV

#### *-4.1.9.4 Requisitos.*

- Programa Operativo de toma de información.
- Equipo de seguridad.
- Personal ( Jefe de Proyecto, Ingeniero Químico-petrolero, ingeniero de campo).
- Herramienta y/o Equipo (manómetros, pinzas y llaves españolas)
- Equipo de cómputo requerido para la resimulación.

#### *-4.1.9.5 Desarrollo.*

- 1) El Jefe de Proyecto elaborará las solicitudes de orden de comisión para el especialista con base a un programa de toma de información.
- 2) El especialista dará seguimiento al programa de toma de información previamente enviado a personal de producción, así mismo deberá notificar al Jefe de Proyecto del mismo.
- 3) Agrupará y analizará la información recabada en campo de las Mediciones Trifásicas (MT) y registro de presión a fondo fluyente (RPF).



- 
- 5) Realizará el análisis comparativo de las condiciones antes y después de la instalación del MPFV.
  - 6) Generará el archivo con la Información para PIPESIM, reproduciendo el comportamiento de producción actual del pozo con la instalación del MPFV instalado a la profundidad de diseño para cada aforo.
  - 7) Resumen de resultados obtenidos en la simulación.
    - 7.1. Crear una presentación Power Point llamada "Seguimiento" con la siguiente información:
      - 7.1.1 Diapositiva 1: presentación de la nueva condición del estado mecánico con el diagrama del MPFV que indique la profundidad de instalación, el diámetro y la fecha de la instalación.
      - 7.1.2. Diapositiva 2: Gráficas comparativas de las condiciones de producción antes y después de la instalación del MPFV.
      - 7.1.3 Diapositiva 3: Presentación del comparativo del perfil de presión a lo largo de la tubería antes y después de la instalación del MPFV.
      - 7.1.4. Diapositiva 4: Análisis Nodal con el nuevo caso base especificando los datos de entrada al simulador.
      - 9.1.3. Diapositiva 5: Sensibilización con la RGA de las mediciones trifásicas realizadas posterior a la instalación del MPFV.
      - 9.1.4. Diapositiva 4: comportamiento de la presión en fondo.
      - 9.1.5. Diapositiva 5: Consideraciones, comentarios, aclaraciones y sugerencias que se presenten en el proceso de seguimiento y análisis de resultados.
      - 9.1.6 Diapositiva 6: Evaluación económica de la aplicación del MPFV.
  - 8) Entregar resultados del seguimiento al Jefe de Proyecto.

#### *-4.1.9.6 Aplicación del procedimiento de seguimiento y análisis de resultados.*

Para evaluar los resultados de la instalación del MPFV, se efectuó el seguimiento con base al programa de toma de información previamente establecido, mediciones trifásicas y RPFV realizados después de la instalación del MPFV®, cuidando siempre que sea la misma compañía quien efectúe las mediciones antes y después de la instalación del MPFV.

---

---

#### -4.1.9.6.1 Seguimiento y análisis de resultados.

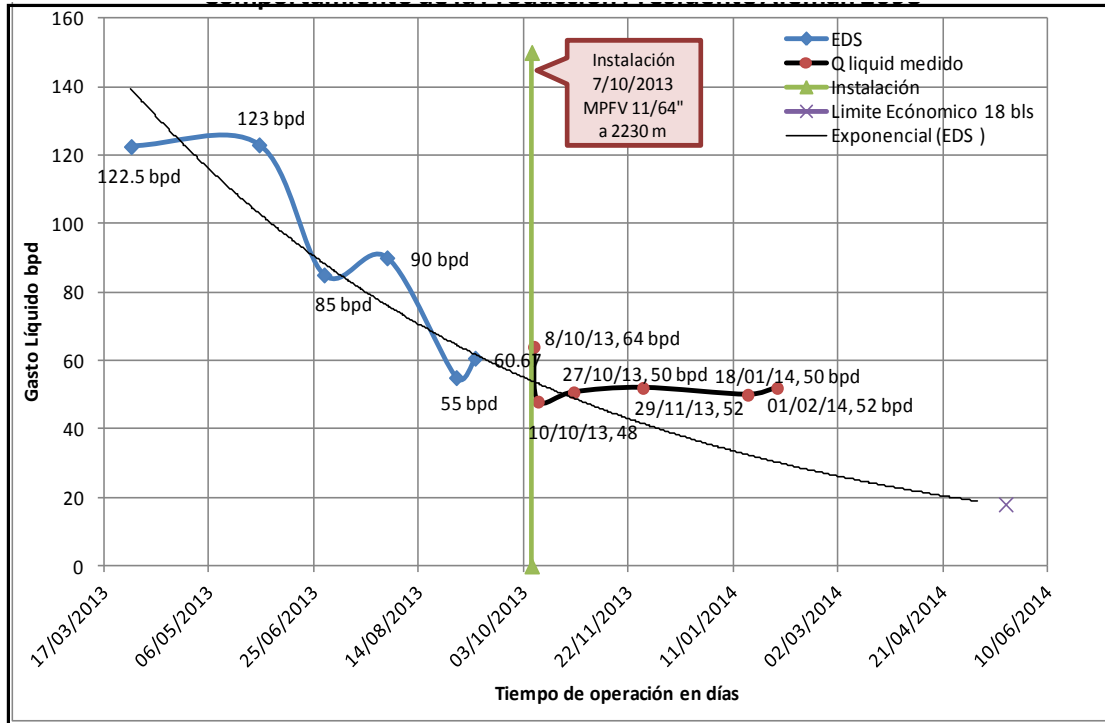
A continuación en la tabla 4.9, se presenta el seguimiento de la producción, con los valores promedios de las mediciones posteriores a la instalación del MPFV para dar paso a la representación gráfica de los gastos de aceite, de gas y el comportamiento de la RGA y realizar la comparativa entre un estrangulador de superficie (EDS) y un MPFV.

**Tabla 4.9 Mediciones trifásicas realizadas al pozo A posteriores a la instalación.**

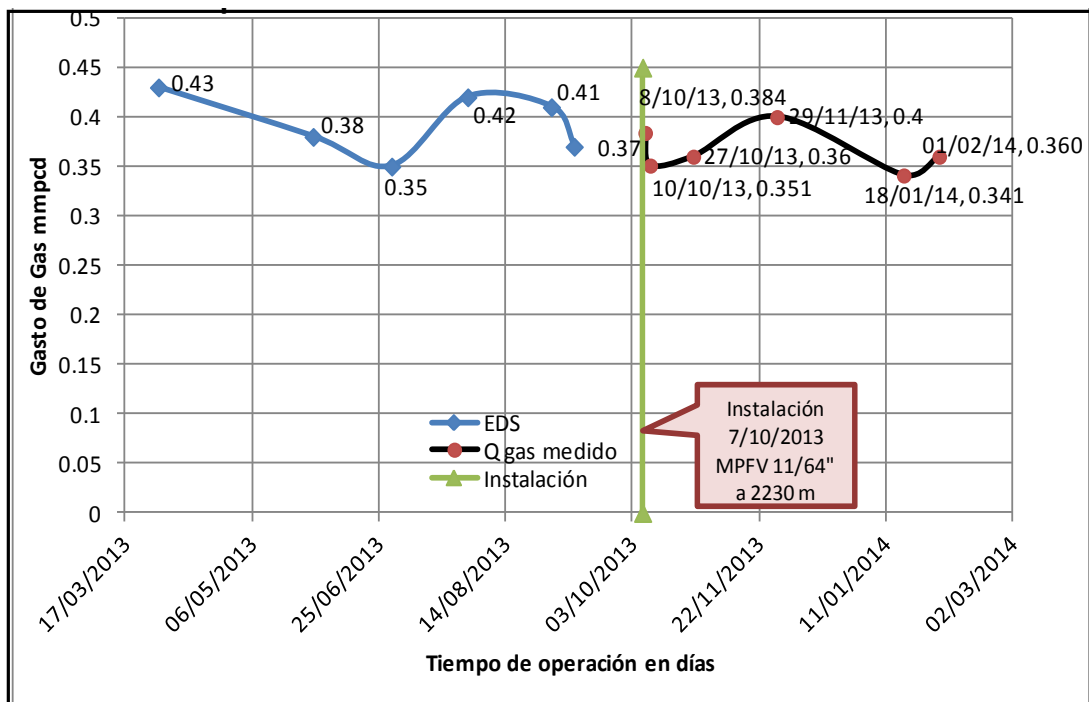
Fecha	Días de operación MPFV	Pwh kg/cm <sup>2</sup>	Gasto líquido bpd	Gasto gas mmpcd	Agua %	RGA m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Compañía Fluidora
08/10/2013	1	7	64	0.385	0	1071.4	MTTM
10/10/2013	3	6.33	48	0.350	0	1298.7	MTTM
27/10/2013	20	7	50.7	0.360	0	1264.6	SEPEC
29/11/2013	53	7.1	52	0.401	0	1373.5	MTTM
18/01/2014	102	7.0	50	0.341	0	1214.7	FYRESA
01/02/2014	116	8	52	0.360	0	1233	FYRESA

En la figura 4.29 se tiene el gráfico del comportamiento de la producción de líquidos con un EDS de 16/64" con una tendencia a la baja y el comportamiento de los líquidos posterior a la instalación del MPFV de 11/64" instalado a 2,230 mD, donde se observa una estabilización de la producción de líquidos con un valor promedio de 52.7 bpd.

De igual forma, se procede a efectuar los gráficos del comportamiento del gasto de gas (Qg) Vs fechas de aforo (Figura 4.30) y el gráfico de la RGL Vs fecha de aforo (Figura 4.31), donde se puede apreciar una estabilización de la producción de gas y su correspondiente comportamiento de la RGL, la cual presentaba una tendencia a incrementarse a medida que pasaba el tiempo con el EDS de 16/64".



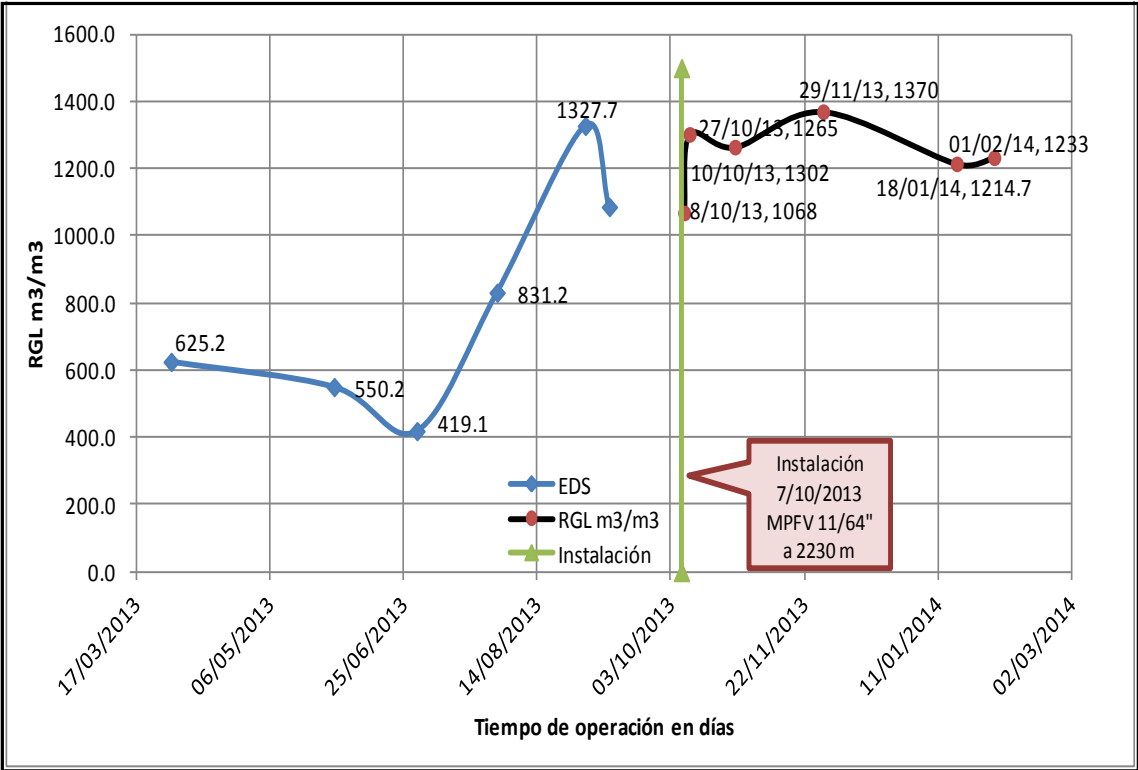
**Fig. 4.29 Comparativo del gasto de aceite Vs tiempo, antes y después de la instalación del MPFV.**



**Figura. 4.30 Comparativo del gasto de gas Vs tiempo, antes y después de la instalación del MPFV.**

Así mismo, con la toma de los registros de presión de fondo fluyente (RPFF) (Figuras 4.32 a la Figura 4.34) de acuerdo al programa de toma de información, es posible determinar el beneficio del ahorro de energía en las caídas de presión a lo largo de la TP y conocer la presión a la salida de la herramienta.

La figura 4.27 muestra la comparativa en las caídas de Presión entre un EDS de 16/64" de diámetro y un MPFV de 11/64" de los tres diferentes RPFF efectuados en el programa de toma de información solicitado, donde se calculó un beneficio de 13.03 kg/cm<sup>2</sup> de reducción de caídas de presión en la TP desde el punto de instalación a 2,230 mD hasta la cabeza del pozo, esto con respecto al último RPFF tomado con fecha del 1 de febrero del 2014.



**Figura. 4.31 Comparativo del gasto de la RGL Vs tiempo, antes y después de la instalación del MPFV.**

S E P E	HORA	TVD	Prof.		Presión		Temp.	Temp.	Gradiente
			(m)	(psia)	(Kg/cm <sup>2</sup> )	(° F)	(° C)	(Kg/cm <sup>2</sup> /m)	
	20:07	0.00	0	99.46	6.99	77.774	25.43	-----	
	20:15	297.26	300	111.39	7.83	86.892	30.50	0.0028	
	20:23	566.10	600	116.52	8.19	105.456	40.81	0.0013	
	20:31	804.02	900	143.06	10.06	122.156	50.09	0.0078	
	20:37	1049.11	1200	202.35	14.23	139.322	59.62	0.0170	
	20:46	1302.71	1500	263.33	18.51	158.622	70.35	0.0169	
	20:53	1591.07	1800	351.26	24.70	175.499	79.72	0.0214	
	21:00	1890.93	2100	416.87	29.31	187.167	86.20	0.0154	
	21:20	2010.92	2220	463.04	32.56	187.247	86.25	0.0271	

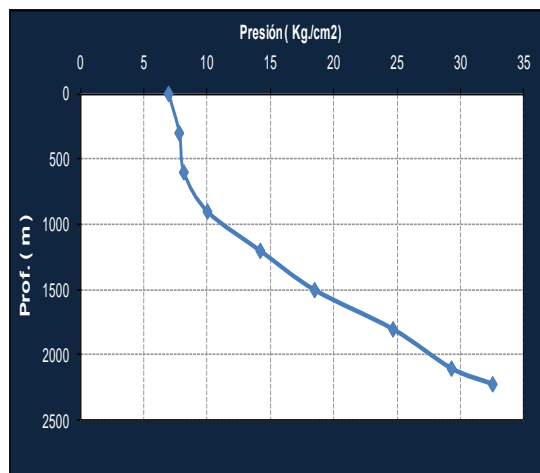


Figura 4.32 Registro de presión de fondo fluyendo tomado el 27/Sep/2013.

HORA	Prof.		Presión		Temp.	Temp.	Gradiente
	TVD	(m)	(psia)	(Kg/cm <sup>2</sup> )	(° F)	(° C)	
16:16	0.00	0	97.930	6.89	93.182	33.990	-----
16:24	297.29	300	127.572	8.97	95.958	35.532	0.0070
16:32	566.28	600	151.717	10.67	107.395	41.886	0.0063
16:39	804.02	900	197.902	13.91	123.075	50.597	0.0137
16:47	1049.08	1200	249.920	17.57	141.332	60.740	0.0149
16:55	1302.50	1500	312.295	21.96	160.306	71.281	0.0173
17:02	1591.07	1800	356.978	25.10	177.166	80.648	0.0109
17:08	1890.93	2100	390.129	27.43	186.534	85.852	0.0078
17:14	2010.92	2220	414.542	29.15	189.547	87.526	0.0143

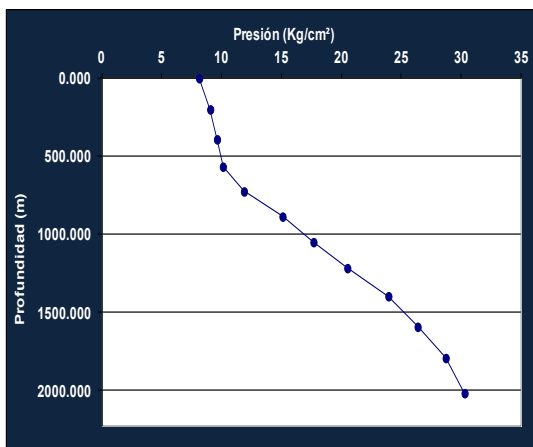


Figura 4.33 Registro de presión de fondo fluyendo tomado el 04/Diciembre/2013

DATO	PROF.		PRESION		GRADIENTE	TEMPERATURA		
	HH:MM	(mts)	(PSI)	(Kg/cm <sup>2</sup> )		(Kg/cm <sup>2</sup> /m)	°C	°F
	13:06	0	0.000	115.644	8.13	-----	32.694	90.85
	13:13	200	199.717	128.809	9.06	0.0046	33.580	92.44
	13:20	400	391.233	136.846	9.62	0.0030	37.496	99.49
	13:26	600	566.102	143.796	10.11	0.0028	42.155	107.88
	13:33	800	724.749	168.860	11.87	0.0111	48.025	118.45
	13:39	1000	885.590	214.574	15.09	0.0200	54.784	130.61
	13:46	1200	1049.106	251.330	17.67	0.0158	61.422	142.56
	13:53	1400	1215.466	291.541	20.50	0.0170	68.145	154.66
	13:59	1600	1395.408	340.268	23.93	0.0190	74.690	166.44
	14:07	1800	1591.073	374.982	26.37	0.0125	81.370	178.47
	14:13	2000	1790.949	408.286	28.71	0.0117	85.683	186.23
	14:25	2225	2015.920	430.727	30.29	0.0070	87.077	188.74

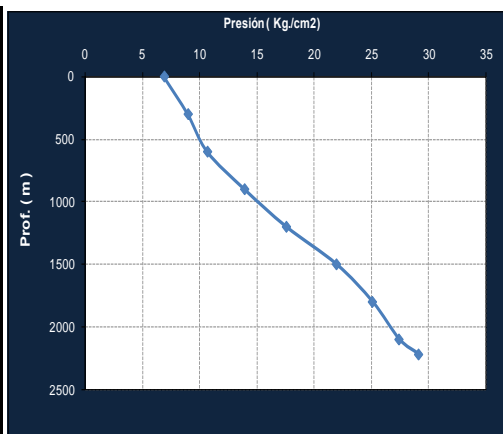
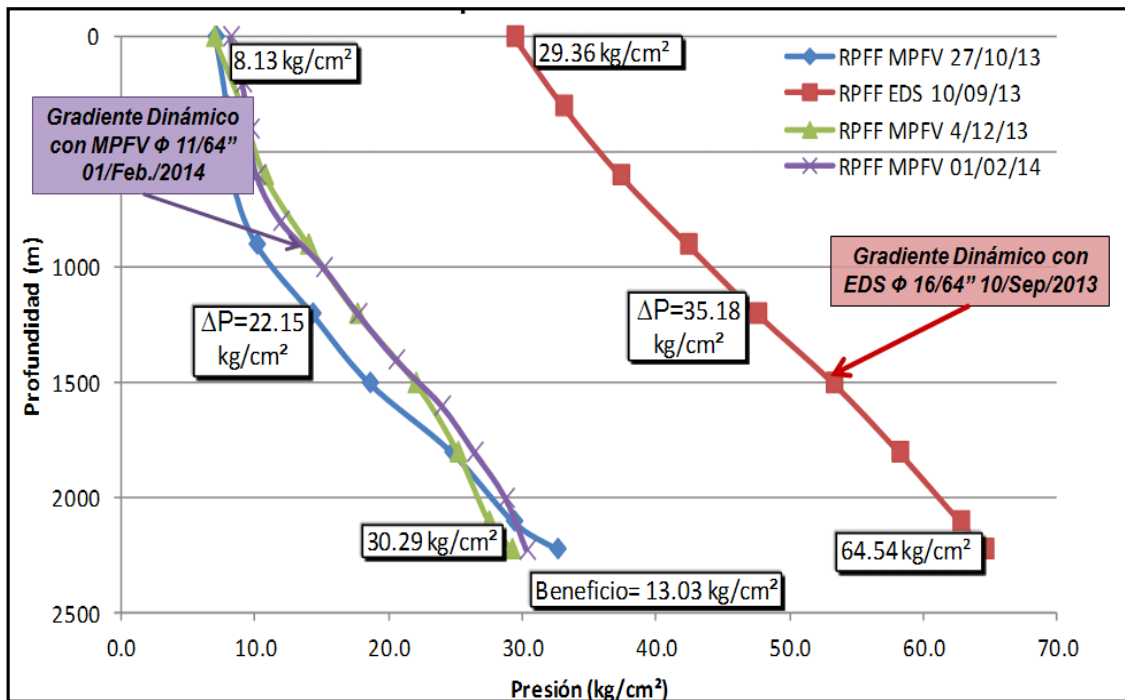


Figura 4.34 Registro de presión de fondo fluyendo tomado el 01/Febrero/2014.

Para el análisis de los RPF, se muestra la comparativa en las caídas de presión entre un EDS de 16/64" de diámetro y un MPFV de 11/64", observándose para el RPF con fecha 27 de septiembre 2013 (Figura 4.32) una caída de presión de 15.57 kg/cm<sup>2</sup> y en comparación con la caída de presión por un EDS de 16/64" con un valor de 35.18 kg/cm<sup>2</sup>, se tiene un beneficio de 19.61 kg/cm<sup>2</sup> por la instalación del MPFV.

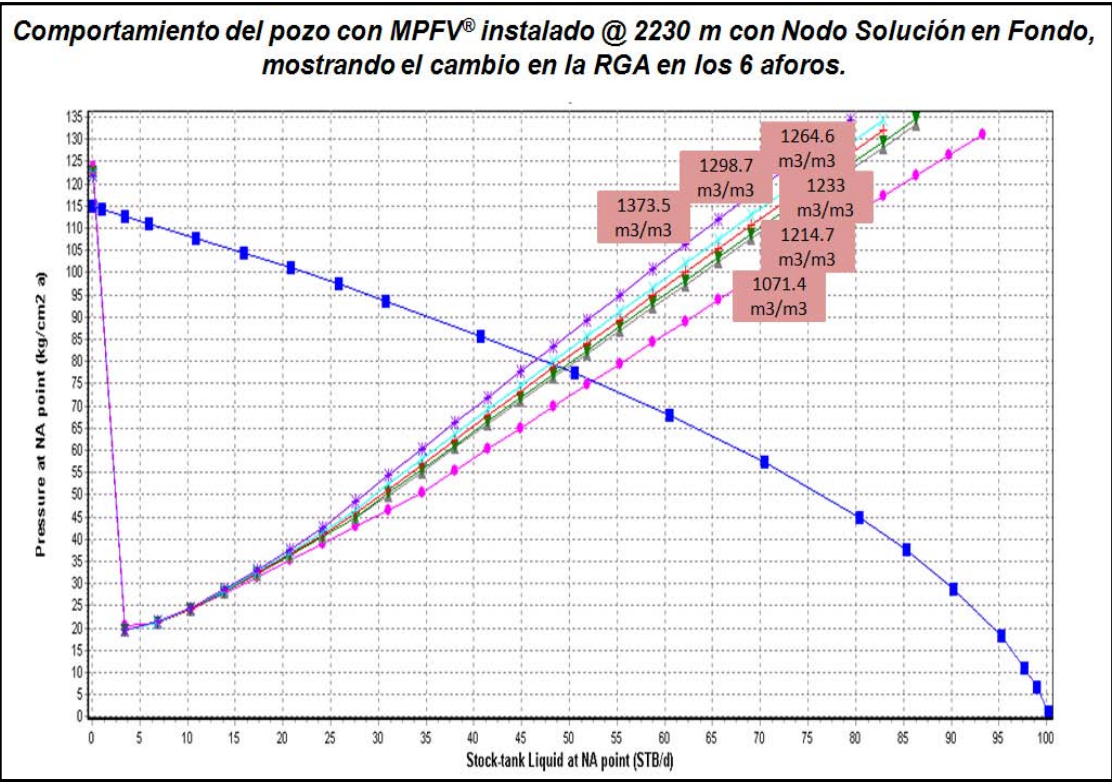


**Fig. 4.35 Comparativo de las caídas de presión antes y después de la instalación del MPFV.**

*-4.1.9.6.2 Análisis del Comportamiento del Pozo A con MPFV.*

Se realizó un análisis del comportamiento del pozo A en base a las 6 mediciones trifásicas que se programaron en el programa de toma de información, ajustando con la toma de RPF la presión a la salida de la herramienta, la presión en cabeza así como con la medición trifásica la producción de líquidos del pozo, manteniendo constante la curva del comportamiento de afluencia; para el análisis de la obtención de la presión de fondo fluyente (Pwf) se tomaron las RGA de las diferentes mediciones (Figura 4.36). Esta sensibilización se realizó con la intención de conocer la variación de la presión de fondo

fluyendo a través del tiempo, posterior a la instalación del MPFV el 07/10/2013, a 2,230 m de profundidad, en donde se deja ver una vez más el mantenimiento de presión logrado con la herramienta.



**Figura 4.36. Comportamiento del pozo con MPFV instalado a 2,230 m con Nodo Solución en Fondo, mostrando el cambio en la RGA en los 7 aforos.**

En la tabla 4.10 se muestra un resumen de los resultados obtenidos de estos análisis nodales, para diferentes mediciones, sobre el comportamiento del pozo A, en la cual se muestra la presión de fondo fluyendo con el gasto correspondiente a cada una de los aforos y sus correspondientes RGA.

Tabla 4.10 Resultados de los análisis nodales realizados y la estimación de la presión de fondo fluendo.

<b>RESULTADO DE LOS ANALISIS NODALES REALIZADOS Y ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN EN FONDO FUYENDO.</b>				
	Fecha Aforos de Producción	Diámetro [1/64"]	Pwf Calculada [kg/cm <sup>2</sup> ]	Gasto [bpd]
EDS	10-Sep-13	16/64"	67.76	60.67
MPFV	08/10/2013	11/64"	64.3	64
MPFV	10/10/2013	11/64"	79.6	48
MPFV	27/10/2013	11/64"	77	50.7
MPFV	29/11/2013	11/64"	75.9	52
MPFV	18/01/2014	11/64"	78.2	50
MPFV	01/02/2014	11/64"	75.9	52

\*MPFV COLOCADO A 2230 m DE PROFUNDIDAD

En la Figura 4.37 se muestra el comportamiento de la Pwf después de la instalación del MPFV. En esta figura se puede observar que a medida que avanza el tiempo la RGA se estabilizaba, hasta la última medición del 01/02/2014.

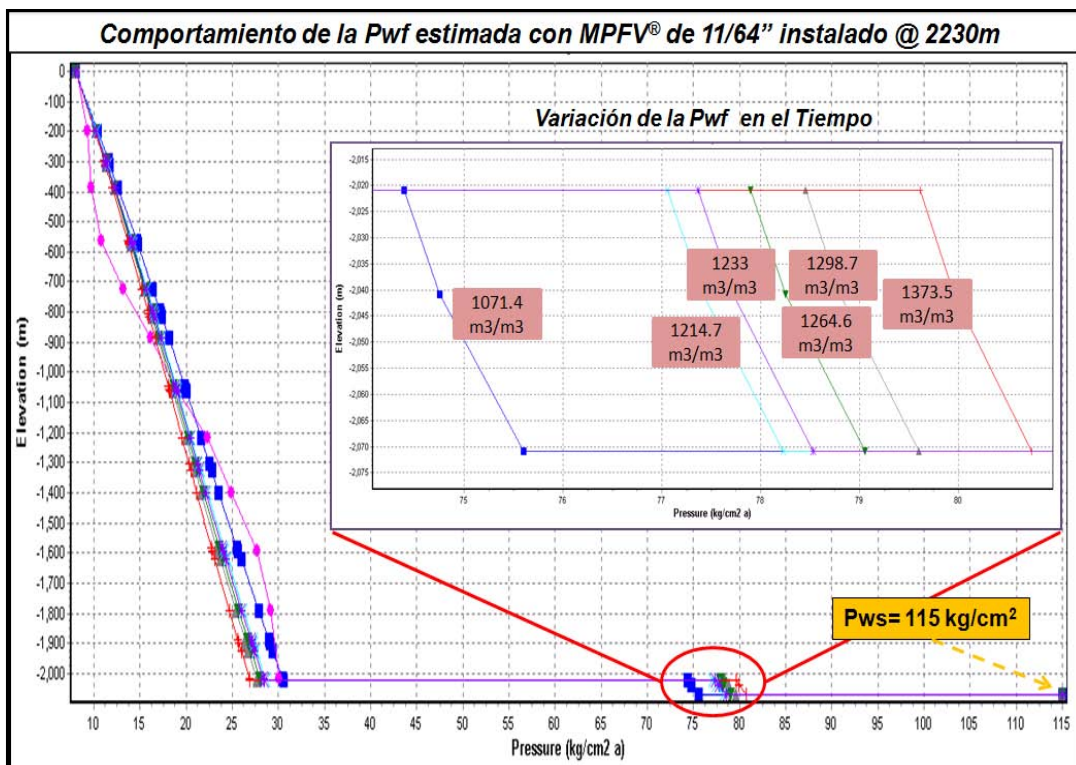


Figura 4.37. Comportamiento de la Pwf estimada con MPFV de 11/64" instalado a una profundidad de 2,230 mD.



Es así que en la Figura 4.38, se graficó el comportamiento de las presiones de fondo fluyendo con el uso del EDS de 16/64" donde se observa una tendencia a la baja de 105 kg/cm<sup>2</sup> a 67.7 kg/cm<sup>2</sup> contra el comportamiento de la Pwf con el uso del MPFV de 11/64" instalado a 2,230 mD, el cual muestra un comportamiento estable de la Pwf en un valor promedio de 74 kg/cm<sup>2</sup>.

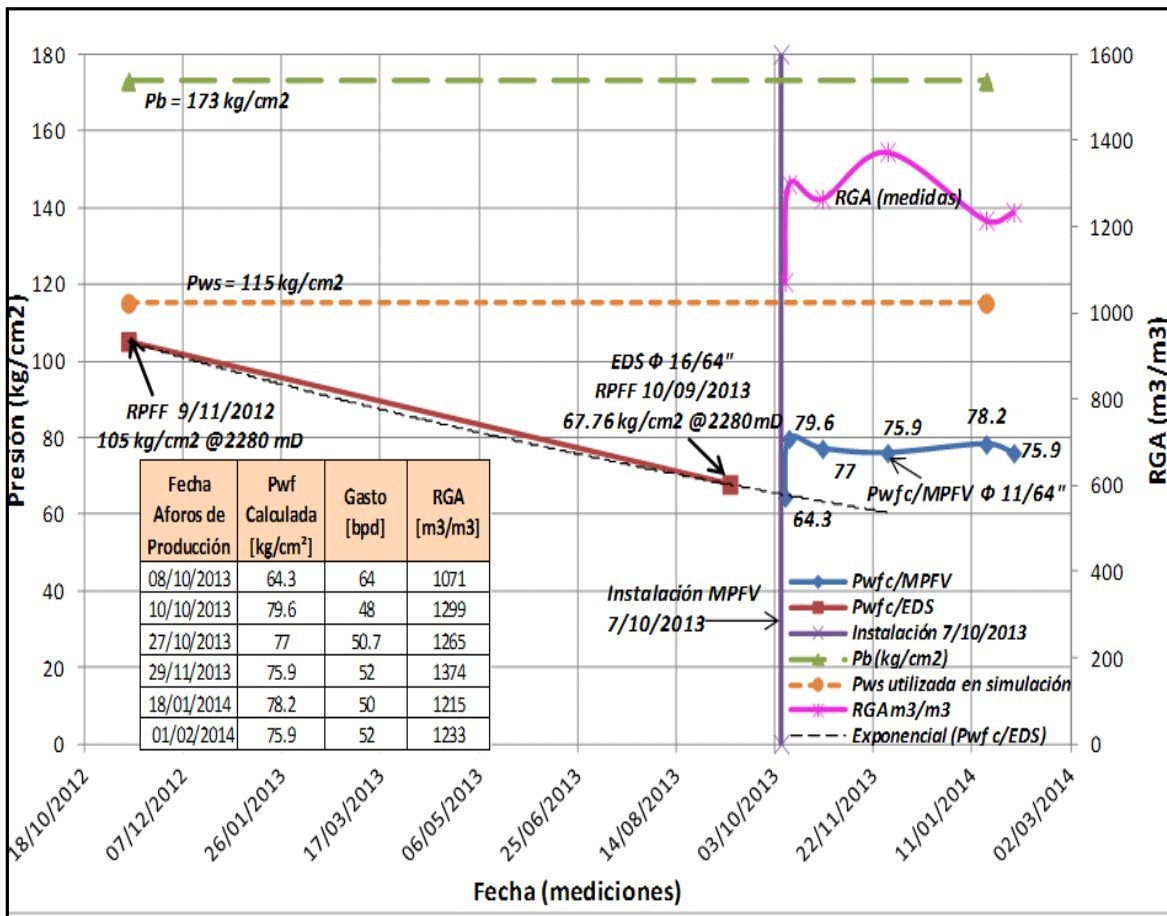


Figura 4.38. Comportamiento de la Presión de Fondo Fluyendo con MPFV y con EDS.

#### -4.1.9.6.3 Conclusiones del Comportamiento del Pozo A con MPFV.

De acuerdo al histórico de mediciones trifásicas reportadas, a los RPFV y a la medición posterior a la instalación del MPFV, a continuación presentamos en la tabla 4.31 un resumen donde se observa el comportamiento del pozo posterior a la instalación del MPFV (7/Oct/2013) donde se reportan un total de 6 mediciones, calculando en base a las

mediciones trifásicas (Q<sub>liq</sub>, RGA), el porcentaje de error entre el gasto de líquidos medido y el calculado por el modelo ajustado en el simulador.

**Tabla 4.11 Comportamiento de la Presión de Fondo Fluyendo con MPFV.**

VALORES MEDIDOS		VALORES CALCULADOS			
Q liquid bpd	RGA m3/m3	Q liquid calculado	Pwf calculada	Δqo	%Error
64	1071.4	64	64.3	0	0.00
48	1298.7	47.97	79.6	0.03	0.06
50.7	1264.6	48.6	77	2.1	4.14
52	1373.5	52.1	75.9	-0.1	-0.19
50	1214.7	49.54	78.2	0.46	0.92
52	1233	52.16	75.9	-0.16	4.01

Se puede observar en el análisis del seguimiento del pozo que se cuenta con un modelo ajustado que permite reproducir el comportamiento de la producción en base a la RGA medida con un error máximo del 4.14%; esto nos permite calcular y predecir el comportamiento de la Pwf con una mayor confiabilidad. Así también se puede observar que el comportamiento de la Pwf se maneja en un rango de oscilación entre 79 kg/cm<sup>2</sup> como máxima y de 64 kg/cm<sup>2</sup> como mínima, logrando administrar (incrementar) la presión de fondo y manteniéndose un comportamiento con una declinación de presión con una tendencia a la baja más suave que con EDS.

Cabe mencionar que debido a que la presión de fondo fluyendo se encuentra muy debajo de la presión de burbuja, es decir, a nivel de yacimiento ya existe una liberación del gas disuelto, dando consecuentemente el incremento de la RGA. Sin embargo con el uso continuo del MPFV se está controlando la RGA, estabilizando y mejorando el patrón de flujo del pozo.

Así mismo se observa que el pozo ha mantenido su producción en sus 116 días de operación en 50 bls a 52 bls, por lo tanto se concluye que ha cumplido el objetivo en su totalidad, ya que aumento la Pwf (de 67.76 kg/cm<sup>2</sup> con EDS a 75.9 kg/cm<sup>2</sup> con MPFV, con

---

lo que resulta 8.14 kg/cm<sup>2</sup> de ganancia que se traduce en la administración con el ahorro de energía para transportar los hidrocarburos del punto de instalación del MPFV a superficie y con ello prolongar la vida fluyente del pozo y cambiar la tendencia de la declinación de la producción con un ahorro de energía en las caídas de presión por fricción y elevación en la tubería de producción de 13 kg/cm<sup>2</sup> de acuerdo al RPF del día 01/02/2014..

*-4.1.9.6.4 Análisis económico del Pozo A con MPFV.*

Finalmente como parte de la estrategia de aplicación de la herramienta en fondo MPFV, se realizó el comparativo en las curvas de declinación de producción del EDS contra el MPFV (Figura 4.39), donde se estimó un beneficio de 660 bls con 116 días de operación al 01 de Febrero del 2014 equivalente a un monto de \$59,400 USD (\$789,687 MX), considerando 90 USD/bl.

Así mismo se estimó a 216 días de operación al 30 de Abril del 2014, un beneficio de 1732 bls, correspondiente a la suma de \$115,880 USD (\$2, 072,331MX), por lo que se recomienda continuar con el MPFV instalado hasta su período de mantenimiento para obtener mayor beneficio económico (Figura 4.40).

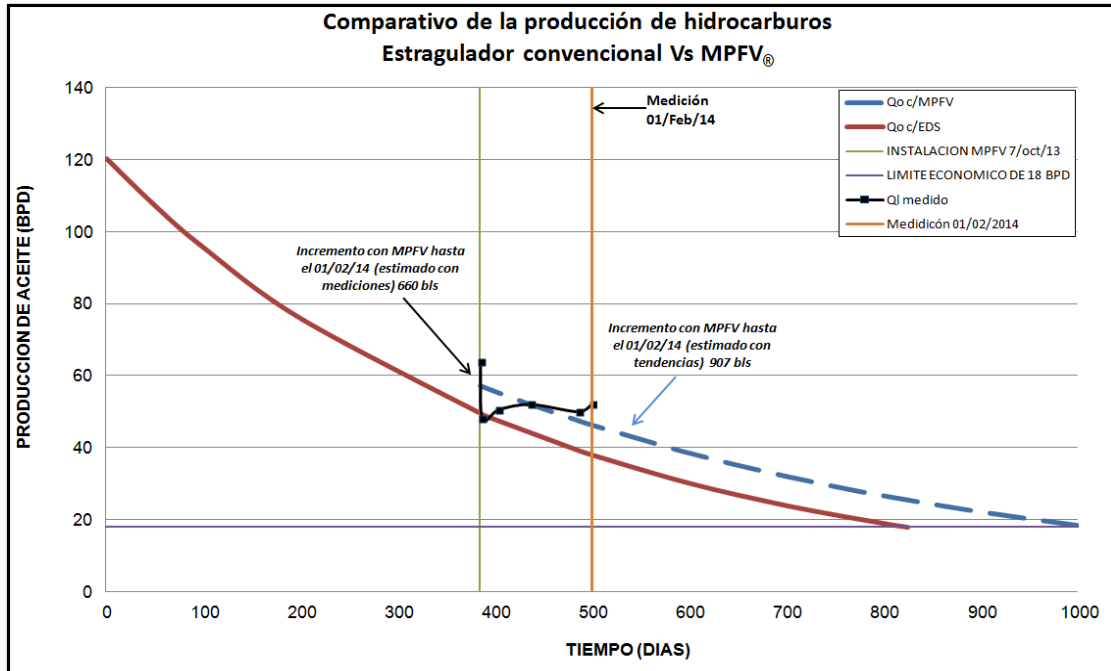


Figura 4.39 Gráfica comparativa de la declinación de la producción con EDS y con MPFV.

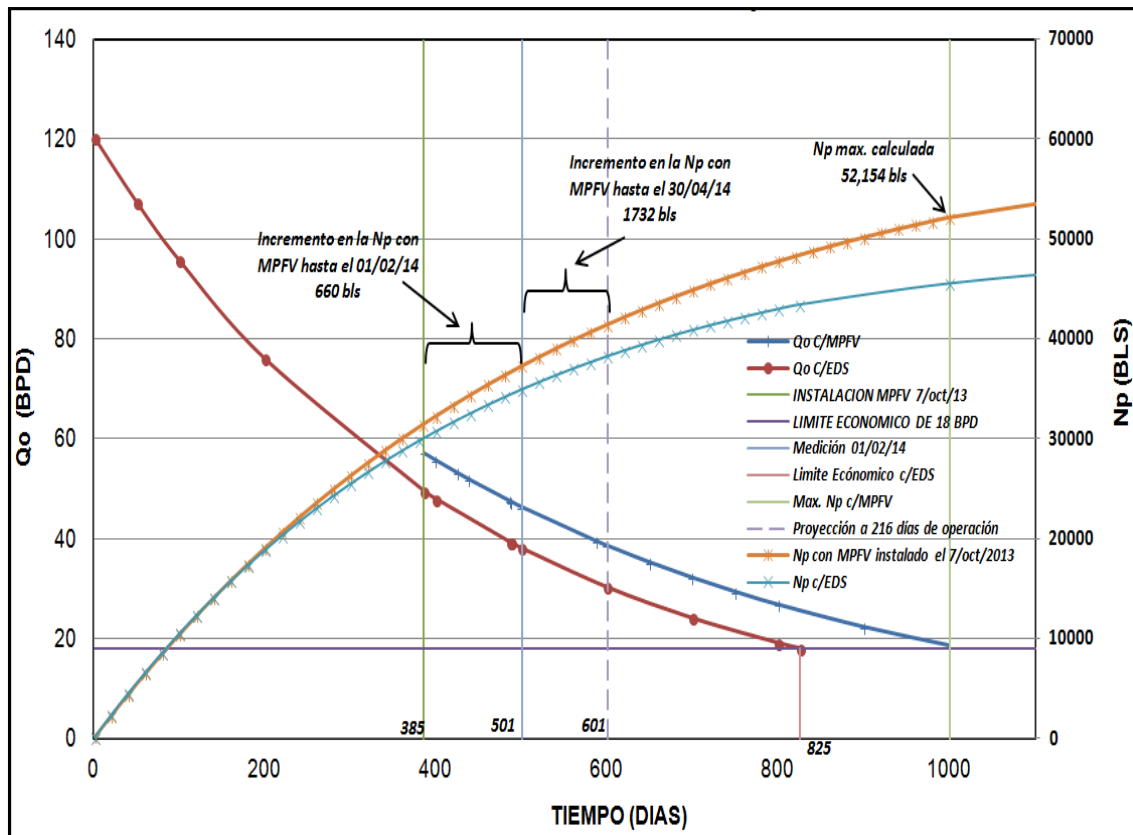


Figura 4.40 Gráfica comparativa de la producción acumulada con EDS y con MPFV.

---

## CONCLUSIONES

Debido a las características de los yacimientos areno-arcillosos de baja productividad como son los pertenecientes a la región de Chicontepec, los cuales son estratificados y lenticulares, bajosaturados, con baja permeabilidad y con mecanismo de empuje por gas disuelto, se recomienda la aplicación de la herramienta de fondo MPFV en pozos que se encuentren en su etapa de inicio de explotación (pozos recién terminados y fracturados), como una herramienta que administrando la energía del yacimiento (aumento de la presión en fondo), hará factible, incrementar la vida fluvente de los pozos y permitirá la expansión del gas disuelto de forma controlada a nivel de yacimiento, maximizando el factor de recuperación por explotación primaria.

El uso apropiado del MPFV en el fondo del pozo, puede resultar de gran utilidad cuando se están manejando relaciones gas-aceite altas, ya que en este caso la cantidad adicional de gas liberado ayuda a bombear el aceite a la superficie. Lo anterior se explica debido a que, si la presión de fondo cae por debajo de la presión de saturación en el caso de altas RGA, el coeficiente de la permeabilidad relativa del aceite disminuye debido al aumento de la saturación del gas, que a su vez es el resultado de la liberación del gas disuelto en el aceite, por lo que la viscosidad del aceite aumenta debido a la desgasificación del mismo; por lo tanto, esto conduce a una disminución del índice de productividad.

Como consideración adicional, la disminución de presión de fondo aumenta aún más la relación gas-aceite debido al aumento de la permeabilidad relativa del gas. Esto causa que el gas se presente de forma prematura en el yacimiento, que a su vez acelera la caída de presión en este y en consecuencia reduce el factor de recuperación del aceite.

La aplicación del MPFV en conjunto con un estrangulador superficial, solo se recomienda cuando el gasto de aceite o gas se incrementa demasiado, tanto que se tiene que ejercer

---

una contrapresión para disminuirlo y tener un flujo más estable, esto se debe a la excesiva velocidad que se puede generar en el fondo del pozo.

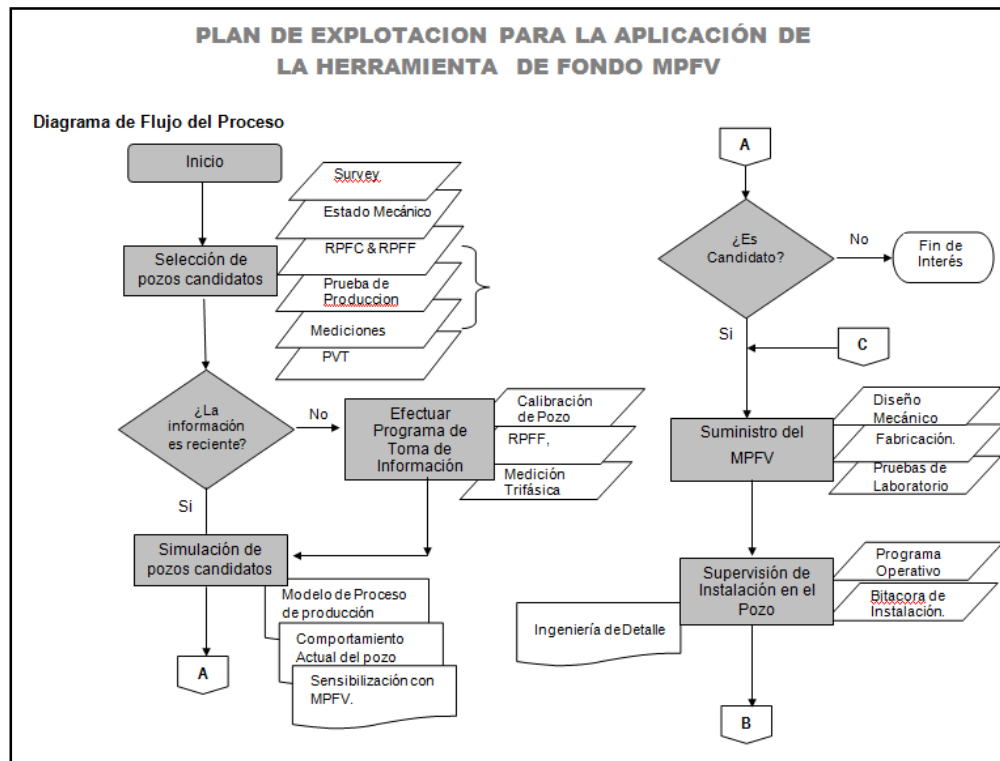
Aunque para controlar el gasto del flujo se ocupa el estrangulador de superficie, no reemplaza al MPFV, debido a que cuando se emplean estranguladores superficiales, la energía de expansión del gas se gasta en la línea de descarga, después del estrangulador, debido a que el fluido alcanza la superficie al mismo tiempo que llega a la restricción. De hecho los diámetros de estranguladores de fondo, requeridos para controlar el gasto, son menores que cuando se emplean estranguladores superficiales.

Con la instalación del MPFV en el pozo A se logró estabilizar el flujo, permitir una producción continua en el pozo. La producción de aceite se mantuvo debido a que se seleccionó un diámetro equivalente en fondo, teniendo un incremento de la presión de fondo ocasionada por la reducción en las caídas de presión debidas a las pérdidas por elevación y fricción, así mismo el pozo no presentó producción de agua y redujo la producción de gas. Por lo anterior, el dispositivo de estrangulamiento se posiciona ventajosamente respecto a las otras tecnologías descritas en este documento, siendo así una tecnología en conjunto con la aplicación de una estrategia de explotación podría incorporarse a la solución de los problemas que en su conjunto no han podido resolver las otras.

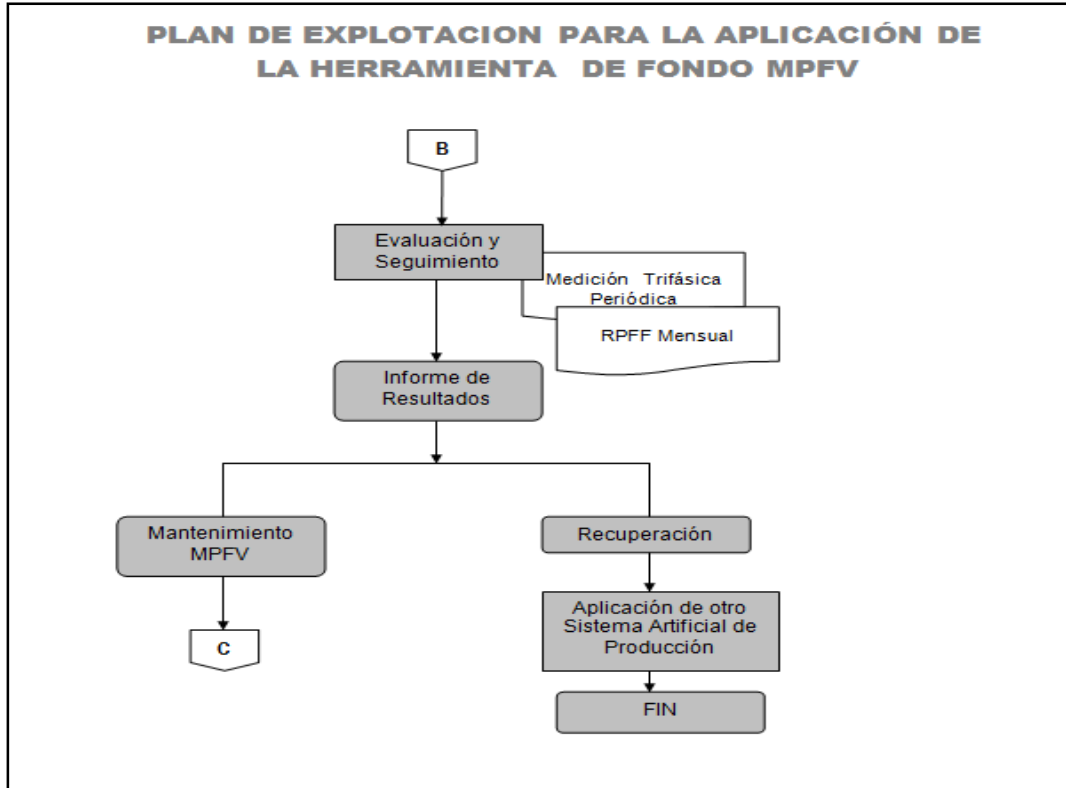
El seguimiento y análisis que se realizó después de la instalación del MPFV en el pozo A reporta la disminución paulatina de la relación gas-aceite que a su vez refleja el buen funcionamiento de la herramienta y afirma que el concepto principal del MPFV radica en el descubrimiento de que existe un nivel óptimo de presión de fondo que permita aprovechar al máximo la producción de aceite y que esta presión de fondo óptima no tiene por qué ser la presión de fondo más baja.

Los resultados demuestran que el aplicar una estrategia de explotación con procedimientos, actores y responsabilidades bien definidos para la implantación de la herramienta de fondo MPFV arrojan beneficios que se observan en extender la vida fluyente de los pozos, administrando la energía en el yacimiento gracias a la disminución de las caídas de presión a lo largo de la TP y el incremento en la presión de fondo, además de permitir la evaluación del comportamiento del pozo para planear las acciones que permitan tener una producción estable y continua, para ello se propone en las figuras 4.41 y en la figura 4.42 un plan de explotación para la aplicación de la herramienta de fondo MPFV que contempla en forma condensada el flujo del proceso que se desarrolló en el capítulo cuatro de este trabajo.

La instalación del MPFV es la mejor opción para que sea evaluado en pozos de aceite con problemas de producción de agua y gas, antes de que se considere la implementación de un sistema artificial, entre más rápido sea la aplicación del dispositivo, mayores beneficios económicos se tendrán en un futuro.



**Figura 4.41 Diagrama de Flujo Plan de Explotación con el MPFV**



**Figura 4.42** Continuación del diagrama de Flujo Plan de Explotación con el MPFV

### RECOMENDACIONES

Debido a la gran dificultad que se presenta en los yacimientos de Chicontepec, no sólo por la baja productividad de sus pozos y la compleja estructura interna de sus yacimientos, sino por los retos técnicos y económicos que representa para extraer los hidrocarburos, a pesar de su amplio potencial de recursos y de acuerdo con el objetivo de esta tesis, se propone lo siguiente:

Para este tipo de yacimientos al iniciar la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; por lo que los pozos llegan a producir con altas relaciones gas-aceite, por lo que el coeficiente de la permeabilidad relativa del aceite disminuye debido al aumento de la saturación del gas, que a su vez es el resultado de la liberación del gas disuelto en el aceite. La viscosidad del aceite aumenta



---

debido a la desgasificación. Por lo que se recomienda que se haga un estudio para determinar si la aplicación del MPFV puede modificar el daño de la formación por: migración de finos, la acumulación de incrustaciones, la acumulación de parafinas, asfaltenos u otros materiales orgánicos, cambios de mojabilidad y emulsiones.

Los resultados favorables que se obtienen con la instalación del MPFV se mantienen por un determinado tiempo, por lo que se debe realizar un monitoreo del pozo para identificar el momento donde cambien las condiciones de este, para posteriormente contemplar una reducción en el diámetro de la herramienta, o el uso combinado de EDS y MPFV. Sin embargo se llegara a un diámetro mínimo de fabricación, por lo que se tiene que tomar en cuenta que a gastos de producción menores que el crítico, las pérdidas de presión se incrementaran conforme el gasto decrece, debido a que el resbalamiento del gas reduce su capacidad para empujar al líquido. Por lo tanto, se recomienda contemplar la posibilidad de instalar el MPFV en el aparejo de producción después de la terminación y fracturamiento, con el objetivo de aumentar el rango del diámetro de estrangulamiento, que proporcionaría una amortización en la tendencia exponencial del decremento del gasto y el incremento de la relación gas-aceite, para tener la pérdida de presión mínima en la tubería de producción.

---

## BIBLIOGRAFÍA

1. NÁJERA MORENO, César Eugenio. *Conceptos Básicos para la Técnica de Análisis Nodal*. PEMEX Exploración - Producción, Región Sur, 2006.
2. GARAICOCHEA PETRIRENA, Francisco y colaboradores. *Transporte de hidrocarburos por ductos*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., 1991.
3. HANDBOOK TAREK, Ahmed. *Reservoir Engineering*. Gulf Professional Publishing, 2001.
4. NIND, T.E.W. *Principles of Oil Well Production*. McGraw Hill, 1964.
5. MC CAIN, Jr. William D. *The properties of petroleum fluids*. The Petroleum Company, 1978.
6. RAMÍREZ SABAG, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares, *Productividad de pozos petroleros*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
7. BEGGS H., Dale, *Production Optimization Using NODAL Analysis*. OGCI Publications, Tulsa 1991.
8. ASHFORD, F.H. y Beck, R.L. *An Evaluation of Critical Multiphase Flow Performance Through Well-Head Chokes*. J.P.T., Agosto, 1974.
9. OMAÑA, R. *Multiphase Flow Through Chokes*. SPE 2682, septiembre - octubre, 1969.
10. HAGERDON, A.R. and Brown, K.E. *Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits*. J.P.T., abril, 1965.
11. BROWN, Kermit E y Beggs, H. Dale. *The Technology of Artificial Lift Methods*. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma, 1977.
12. CRAFT, B.C. y colaboradores. *Drilling and Production*. Prentice-Hall, Inc. New Jersey, 1962.
13. ZERTUCHE, Díaz Héctor. *Bombeo Electrocentrífugo Sumergido*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., 2009.

- 
14. CLARK, W.A. *Bottom-Hole Beans-Theory, Methods and Effects of Their Use*. Trans. AIME, 1931.
  15. Ross, J.S. *Recent Development and Use of Bottom-Hole Choking*. Trans. AIME, 1932.
  16. GARAICOHEA PETRIRENA, Francisco. *Cálculo de la Distribución de la Temperatura en Tuberías*. Ingeniería Petrolera, marzo, 1984.
  17. INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO, Informe de instalación de MPFV pozo Tajín 196, Agosto 2013.
  18. INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO, Informe de instalación de MPFV pozo Presidente Alemán 2098, Octubre 2013.
  19. INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO, Informe de instalación de MPFV pozo Corralillo 303, Septiembre 2009.
  20. INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO, Informe de instalación de MPFV pozo Presidente Alemán 1397, Septiembre 2009.
  21. JORNADAS TÉCNICAS DEL AIPM, Evaluación del comportamiento de Macropera Corralillo 337 con respecto al Estrangulador de Fondo en el pozo Corralillo 303, 2010.
  22. JORNADAS TÉCNICAS DEL AIPM, Toma de información con herramienta de cierre en fondo pozo Tajín 10, 2006.
  23. INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO, Procedimientos Operativos para la Instalación del Mejorador de Patrón de Flujo Venturi AIB, Diciembre 2009.