



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Caso de aplicación del Mejorador de Patrón de Flujo Tipo Venturi para la optimización de la producción y extender la vida fluyente en un pozo productor de gas y condensado de la región sur de México**

**TESINA**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Misael García Rodríguez

**DIRECTOR DE TESINA**

Dr. Erick Emanuel Luna Rojero



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Caso de aplicación del Mejorador de Patrón de Flujo Tipo Venturi para la optimización de la producción y extender la vida fluyente en un pozo productor de gas y condensado de la región sur de México**

**TESINA**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Misael García Rodríguez

**DIRECTOR DE TESINA**

Dr. Erick Emanuel Luna Rojero

**CODIRECTOR DE TESINA**

Ing. Juan Antonio Castro Rodarte



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

# Agradecimientos

A Dios.

A mi madre, por todo el apoyo, dedicación y amor que me has dado incondicionalmente para hacer de mí una persona de bien y permitir que cumpla con este objetivo. Todo tu esfuerzo ha valido la pena. Te amo y te agradezco infinitamente todo lo que has hecho por mí, este logro también es tuyo.

A mi padre, por todo tu cariño y apoyo que me has brindado durante toda tu vida, te agradezco todo lo que has hecho por mí para cumplir este objetivo. Te amo

A mis hermanos Emiliano y Diego, mis compañeros de toda la vida, gracias por apoyarme siempre que los necesito, los quiero mucho.

A mi tita, gracias por el amor y apoyo que me has dado en todo momento, te amo con todo mi corazón.

A mi tío Enrique, por tu cariño y apoyo que me has dado toda la vida, te quiero mucho.

A mi tía Laura, por tu amor y apoyo que me has brindado durante toda mi vida, te quiero mucho.

A mi primo Juan, por ser como un hermano, te agradezco tu amistad y cariño, sabes que cuentas conmigo siempre.

A mis amigos Enrique, Jessica y Joselyn, por su amistad y cariño.

Al ingeniero Juan Castro, por darme la oportunidad de formar parte del grupo y tener mi primer acercamiento con la vida profesional. Le agradezco la confianza que me ha brindado para desarrollarme profesionalmente, gracias por su apoyo y su tiempo para realizar este trabajo. Es una persona a la que admiro mucho y un gran ejemplo como persona y como ingeniero.

Al ingeniero Edmundo López, por su amistad, apoyo y consejos durante esta etapa tan importante de mi vida.

A Emmanuel, Daniel, Miguel, David, César y Nancy, por su apoyo, amistad y confianza que me han dado durante este tiempo. Son un equipo extraordinario.

Al Dr. Erick Luna, muchas gracias por su apoyo y el tiempo dedicado durante este proceso.

A mis sinodales, por su apoyo y contribuciones tan valiosas en la revisión de este trabajo.

# Índice

<b>Capítulo 1. Antecedentes</b> .....	<b>1</b>
1.1. Formación de líquidos en el yacimiento .....	1
1.1.1. Importancia de la extracción de líquidos.....	3
1.1.2 Bases teóricas.....	4
<b>Capítulo 2. Marco conceptual</b> .....	<b>7</b>
2.1. Propiedades de los fluidos .....	7
2.1.1 Ecuaciones de estado .....	8
2.1.1.1 Ecuación de estado de gas ideal .....	8
2.1.1.2 Ecuación de estado de gas real .....	10
2.1.2 Factor z .....	10
2.1.3 Densidad ( $\rho$ ) .....	11
2.1.4 Presión (P) .....	11
2.1.5 Presión de saturación ( $P_s$ ) .....	12
2.1.6 Volumen (V) .....	12
2.1.7 Aceite saturado .....	12
2.1.8 Aceite bajosaturado .....	12
2.1.9 Yacimiento saturado.....	12
2.1.10 Yacimiento bajosaturado .....	12
2.1.11 Viscosidad ( $\mu$ ) .....	12
2.1.12 Densidad relativa ( $\rho_r$ ) .....	12
2.1.13 Gradiente de presión ( $G_p$ ) .....	13
2.1.14 Relación gas-aceite (RGA) .....	13
2.1.15 Diagrama de fases .....	14
2.1.16 Yacimientos de gas y condensado .....	16
2.2. Propiedades de la roca .....	17
2.2.1 Porosidad .....	17
2.2.2 Permeabilidad .....	17
2.2.2.1 Clasificación de los yacimientos por su permeabilidad .....	18
2.2.3 Saturación .....	18
2.2.4 Saturación crítica ( $S_c$ ).....	18
2.2.5 Presión estática ( $P_{ws}$ ) .....	19
2.2.6 Presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) .....	19

2.2.7 Índice de productividad (J).....	19
2.2.8 Índice de productividad para yacimientos bajosaturados .....	19
2.2.9 Índice de productividad para yacimientos saturados .....	20
2.3. Comportamiento de afluencia en pozos de gas .....	20
2.3.1 Pruebas de potencial .....	21
2.3.1.1 Método clásico (empírico).....	22
2.3.1.2 Método teórico.....	24
2.4. Sistema Integral de Producción (SIP) .....	25
2.4.1 Definición de sistema integral de producción.....	25
2.4.2 Análisis del sistema integral de producción.....	26
2.5. Análisis nodal.....	27
2.5.1. Objetivo del análisis nodal .....	27
2.5.2. Elección del nodo solución.....	29
2.5.2.1 Fondo del pozo como nodo solución .....	29
2.5.2.2 Cabeza del pozo como nodo solución .....	31
2.6. Flujo multifásico en tuberías .....	32
2.6.1. Criterio en el desarrollo de las correlaciones para flujo vertical.....	33
2.6.2. Características experimentales en el desarrollo de correlaciones para flujo vertical.....	35
2.6.3. Colgamiento ( $H_L$ ) .....	36
2.6.4. Resbalamiento.....	36
2.6.5. Gasto crítico .....	37
2.6.5.1 Método de Craft y Hawkins (1965) .....	37
2.6.5.2 Correlación de Meyer-Garder (1954).....	37
2.6.6. Patrón de flujo .....	38
2.6.6.1 Patrones en flujo vertical.....	38
2.6.7. Flujo a través de estranguladores .....	39
2.6.7.1 Flujo crítico .....	40
2.6.8. Efecto Venturi .....	41
2.6.8.1 Fenómeno de cavitación .....	42

<b>Capítulo 3. Principio de funcionamiento del MPFV®</b> .....	<b>42</b>
3.1. Componentes del MPFV® .....	44
3.2. Funcionamiento de los componentes del MPFV® .....	45
3.3. Parámetros de operación del MPFV® .....	46
3.4. Sistemas de operación del MPFV® .....	47
3.4.1 Sistema de hermeticidad .....	47
3.4.2 Sistema de anclaje.....	47
3.5. Especificaciones y características técnicas del MPFV® .....	49
3.6. Diseño del MPFV® .....	50
<b>Capítulo 4. Caso de aplicación del MPFV®</b> .....	<b>51</b>
4.1. Estado mecánico del pozo "A" .....	52
4.2. Medición trifásica del pozo "A" .....	53
4.3. Análisis composicional de la muestra de gas .....	54
4.4. Análisis de la muestra de aceite .....	55
4.5. Simulación del pozo "A" (caso base).....	55
4.6. Análisis nodal del pozo "A" (caso base) .....	56
4.7. Análisis nodal del pozo "A" implementando el sistema MPFV® .....	57
4.7.1 Cálculo de nuevo IPR del pozo "A" .....	61
4.8. Análisis del pozo "A" para el reemplazo del MPFV® provisional.....	63
4.9. Programa operativo para instalación del MPFV® .....	65
4.9.1 Pruebas de laboratorio.....	65
4.9.1.1 Pruebas de hermeticidad del MPFV® .....	65
4.9.1.2 Pruebas de anclaje y desanclaje del MPFV® .....	66
4.9.2 Actividades previas .....	67
4.9.3 Actividades de campo .....	67
4.9.4 Memoria fotográfica .....	68
4.10. Seguimiento al comportamiento del pozo "A" posterior al reemplazo del MPFV® de 22/64" a 18/64" .....	69
Conclusiones.....	72
Referencias.....	73

# Índice de figuras

Figura 1.1 Cambio de la envolvente de fase durante el abatimiento de presión del yacimiento (Solesa, 2006). .....	1
Figura 1.2 Cambio de la composición de gas durante la producción (Solesa, 2006) .....	2
Figura 1.3. Saturación y movilidad en una prueba de decremento de presión en un yacimiento de gas y condensado (Solesa, 2006) .....	2
Figura 1.4 Esquema del comportamiento gas/condensado durante la producción (Solesa, 2006) ...	2
Figura 1.5 Comportamiento del agua condensada respecto a la presión estática del yacimiento (Coleman et al, 1991) .....	2
Figura 1.6 Comportamiento del gasto de gas crítico con respecto a la presión en la cabeza del pozo (Solesa, 2006) .....	2
Figura 1.7 Modelo de movimiento de arrastre de partículas (Solesa, 2006). .....	6
Figura 2.1 Comportamiento del volumen de un gas ideal vs Presión.....	8
Figura 2.2 Comportamiento del volumen de un gas ideal vs temperatura .....	9
Figura 2.3 Comportamiento típico de $z$ (P) .....	10
Figura 2.4 Presión .....	11
Figura 2.5 Diagrama de presión-temperatura para un fluido multicomponente.....	14
Figura 2.6 Diagrama típico de presión-temperatura para un mismo fluido en diferentes yacimientos (Rubio Méndez, 1985) .....	15
Figura 2.7 Yacimientos de gas y condensado (Islas Castelán 2006) .....	16
Figura 2.8 Curva de IPR para yacimientos bajosaturados .....	20
Figura 2.9 Curva de IPR para yacimientos saturados.....	20
Figura 2.10 Variación de gastos para una prueba de potencial (Ramírez Sabag, 2007). .....	22
Figura 2.11 Gráfica de una prueba de potencial convencional (Ramírez Sabag, 2007).....	22
Figura 2.12 Caídas de presión en los componentes del Sistema Integral de Producción (SIP) .....	25
Figura 2.13 Nodos en el sistema integral de producción .....	28
Figura 2.14 Fondo del pozo como nodo solución .....	30
Figura 2.15 Cabeza del pozo como nodo solución.....	21
Figura 2.16 Patrones de flujo vertical .....	39
Figura 2.17 Representación gráfica de las líneas de flujo a través de un Venturi, una tobera y un orificio .....	40



Figura 2.18 Efecto Venturi.....	42
Figura 3.1 Diagrama del MPFV® .....	44
Figura 3.2 Sistema de hermeticidad del MPFV® .....	47
Figura 3.3 Sistema de anclaje del MPFV® .....	48
Figura 3.4 Ancla mecánica.....	29
Figura 4.1 Estado mecánico del pozo “A” .....	51
Figura 4.2 Medición trifásica del pozo “A” .....	54
Figura 4.3 Análisis composicional de la muestra de gas del pozo “A” .....	54
Figura 4.4 Análisis de la muestra de aceite del pozo “A” .....	55
Figura 4.5 Análisis nodal del pozo "A" sensibilizando EDS y cálculo de IPR futuro .....	56
Figura 4.6 Perfil presión profundidad del pozo “A” .....	57
Figura 4.7 Comportamiento de la condición esperada del pozo con MPFV 22/64” y EDS 18/64” y 20/64” .....	58
Figura 4.8 Comportamiento de la condición actual del pozo con MPFV 22/64” y EDS 18/64” y 20/64” .....	58
Figura 4.9 Medición oficial en el pozo “A” posterior a la instalación del MPFV® de 22/64” .....	60
Figura 4.10 RPF posterior a la instalación del MPFV® de 22/64” .....	60
Figura 4.11 IPR del pozo “A” con información actualizada .....	62
Figura 4.12 Simulación de la condición actual del pozo “A” basado en la medición.....	62
Figura 4.13 Simulación con MPFV® de 18/64" y 20/64" a 2,500 md con EDS de 28/64" .....	63
Figura 4.14 Perfil de presión del pozo “A” MPFV de 18/64” y 20/64” a 2,500 md con EDS 28/64” ..	64
Figura 4.15 Pruebas de hermeticidad del MPFV® .....	65
Figura 4.16 Pruebas de anclaje y desanclaje del MPFV® .....	66
Figura 4.17 Sello de plomo de 2.250” utilizado para calibración de TP de 2 7/8” del pozo “A” .....	68
Figura 4.18 Herramienta MPFV® de 18/64” .....	68
Figura 4.19 Herramienta MPFV® de 18/64” acoplada al pescante JDC .....	68
Figura 4.20 RPF posterior a la instalación del MPFV de 18/64" .....	70
Figura 4.21 Manógrafo del pozo "A" posterior a la instalación del MPFV® de 18/64" .....	71

## Índice de tablas

Tabla 2.1 Clasificación de los yacimientos por su permeabilidad .....	18
Tabla 2.2 Criterio en el desarrollo de correlaciones grupo I .....	33
Tabla 2.3 Criterio en el desarrollo de correlaciones grupo II .....	33
Tabla 2.4 Criterio en el desarrollo de correlaciones grupo III .....	34
Tabla 2.5 Características de las correlaciones de flujo vertical .....	35
Tabla 3.1 Componentes del MPFV® (Exteriores) .....	44
Tabla 3.2 Componentes del MPFV® (Interiores) .....	44
Tabla 3.3 Parámetros de operación del MPFV® .....	46
Tabla 3.4 Características técnicas del ancla mecánica .....	49
Tabla 3.5 Características técnicas del MPFV® .....	50
Tabla 3.6 Ventajas y desventajas del MPFV® .....	50
Tabla 4.1 Medición trifásica del pozo "A" .....	53
Tabla 4.2 Datos utilizados para la simulación del pozo "A" .....	55
Tabla 4.3 Condición esperada en el pozo "A" de acuerdo a la simulación con MPFV® 22/64" y EDS 20/64" .....	59
Tabla 4.4 Medición oficial en el pozo "A" posterior a la instalación del MPFV® de 22/64" .....	59
Tabla 4.5 Medición oficial en el pozo "A" posterior a la instalación del MPFV® de 22/64" .....	61
Tabla 4.6 Comportamiento de la producción actual del pozo "A" basado en las mediciones.....	63
Tabla 4.7 Condición del pozo "A" de acuerdo a la simulación con MPFV® de 18/64" y 20/64" a 2,500 md con EDS de 28/64" .....	64
Tabla 4.8 Caída de presión en la TP, MPFV de 18/64" y 20/64" a 2,500 md y EDS 28/64" .....	64
Tabla 4.9 Comportamiento de la producción del pozo "A" posterior a la instalación de MPFV® 18/64" .....	69
Tabla 4.10 Caída de presión en la TP posterior a la instalación del MPFV® 18/64" .....	71

## Resumen

La acumulación de líquidos en el fondo del pozo es un problema que se debe corregir para evitar afectar la vida productiva de los pozos de gas y condensado. El líquido acumulado ejerce una contrapresión hacia la formación, directamente proporcional a la altura de la columna acumulada, reduciendo la producción. Se requiere entonces resolver esta problemática para evitar que la producción del pozo decline completamente.

Identificando el problema anterior, en este trabajo se presenta un caso de aplicación de un sistema diseñado para resolver el problema de la acumulación de líquidos en pozos de gas y condensado. Asimismo, el dispositivo ha mostrado excelentes resultados en el control del corte de agua y en la prevención de la formación de hidratos, para este último caso, es posible eliminar el problema de congelamiento de las líneas superficiales evitando el taponamiento de las líneas de transporte de los hidrocarburos. El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) a través del grupo de Sistemas y Herramientas para la Adquisición de Información en Pozos (SHAIP), diseñó y construyó el Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®), una herramienta de fondo para eliminar los problemas descritos anteriormente, optimizando el transporte de los fluidos a través de la tubería de producción. En este trabajo se desarrolla el proceso llevado a cabo para la implementación del dispositivo MPFV® en pozos de gas y condensado con problemas de carga de líquidos en el fondo, alto corte de agua y congelamiento de líneas superficiales. Con la ayuda de un modelo de simulación y aplicación del análisis nodal es posible pronosticar el comportamiento del flujo de fluidos a través del sistema integral de producción (SIP) y tener una estimación acertada del comportamiento del pozo una vez que se coloca este dispositivo dentro de la tubería de producción, planteando para dicho análisis el fondo del pozo como nodo solución. Será indispensable incorporar el diseño mecánico que ofrezca las características necesarias para el correcto funcionamiento del dispositivo en el pozo, considerando las particularidades del mismo.

Dado el principio de funcionamiento del MPFV® se plantea que es posible reincorporar el líquido (condensados y agua) acumulado en el fondo del pozo a la corriente de gas. Para evaluar la factibilidad de instalar el Mejorador de patrón de flujo tipo Venturi (MPFV®) en un pozo, se requiere realizar un cuidadoso análisis del pozo. Para dicho análisis se requiere de información específica como: registros de presión de fondo fluyendo y cerrado, histórico de producción, mediciones trifásicas, análisis cromatográfico del gas, estado mecánico del pozo y perfil de desviación (Survey) que sirven como base para realizar el análisis nodal con el fin de predecir el comportamiento del pozo y a su vez generar el diseño mecánico, adecuando la geometría más óptima. El caso de aplicación analizado mostró resultados favorables.

## Introducción

Para realizar un análisis de esta naturaleza es fundamental el estudio detallado del comportamiento de los fluidos transportados a través del Sistema Integral de Producción, las propiedades de los fluidos, el flujo multifásico a través de la tubería de producción así como los patrones de flujo, con ayuda de estos elementos se plantea el modelo inicial para realizar el análisis nodal de producción y definir el método con el cual se resolverán los problemas que presenta el pozo.

Para efectuar correctamente el análisis es necesario contar con la información suficiente y sobre todo representativa de las condiciones reales en las que se encuentra produciendo el pozo.

Debido a que el transporte de los hidrocarburos del fondo a la superficie requiere del consumo de una considerable cantidad de energía, esta debe ser optimizada y administrada eficientemente ya que, de no ser así se provoca la declinación prematura de la presión en el yacimiento, lo que podría afectar la capacidad de aporte de hidrocarburos del pozo productor. Para lograr optimizar y administrar dicha energía y dado que las mayores caídas de presión se generan en la tubería de producción, al mejorar el patrón de flujo en esta parte del sistema integral de producción, se optimiza el transporte de los hidrocarburos a superficie.

La problemática de carga de líquidos en fondo para pozos productores de gas y condensado se hace presente cuando existe una diferencia de velocidad de flujo entre el líquido y el gas que fluyen a través de una tubería, un fenómeno conocido como resbalamiento de fases. Debido a la contrapresión generada en la cara de la formación, la caída de presión del yacimiento al pozo ocasiona que la presión de fondo fluyendo necesaria para producir los fluidos aumente causando problemas como:

- Disminución del gasto de hidrocarburos producido.
- Producción del pozo en forma intermitente.
- Requerir más presión de la que tiene el yacimiento para vencer las caídas de presión en todo el sistema.

Dicho lo anterior, se presentará una descripción de una nueva alternativa tecnológica, su principio de funcionamiento, selección del pozo candidato, su diseño, fabricación y adecuación del mecanismo, hasta la instalación y seguimiento para la evaluación de resultados, con el objetivo de garantizar su correcto funcionamiento. Se presentará un caso de aplicación en el pozo "A", mencionando sus beneficios técnicos.

# 1. Antecedentes

## 1.1 Formación de líquidos en el yacimiento

En los yacimientos de gas existirán dos tipos de líquidos: agua e hidrocarburos condensados.

El agua se presentará de dos formas: agua congénita y agua proveniente de un acuífero asociado, la primera se refiere a un volumen natural de agua que se encuentra en los poros de la roca al inicio de la explotación del yacimiento; la segunda se refiere al empuje hidráulico. Ambas formas pueden presentarse tanto en yacimientos de gas seco como en yacimientos de gas y condensado.

Los hidrocarburos condensados se formarán solamente en los yacimientos de gas y condensado; cuando la presión en la formación cae por debajo de la presión de rocío, empieza a formarse líquido, reduciendo la permeabilidad relativa a la fase gaseosa, y por consecuencia el gasto de gas en la formación. Si se quiere aumentar el gasto de gas incrementando el diámetro del estrangulador, se ocasiona que la  $p_{wf}$  disminuya, incrementándose la cantidad de líquido en el yacimiento; además de la presión, otros factores como el incremento de la viscosidad del gas, la compresibilidad del gas, el cambio de composición y la turbulencia, pueden ocasionar que la presión del pozo disminuya y la cantidad de líquido aumente.

El cambio en la composición del gas se interpreta con la modificación del diagrama de fases como se muestra en la Fig. 1.1

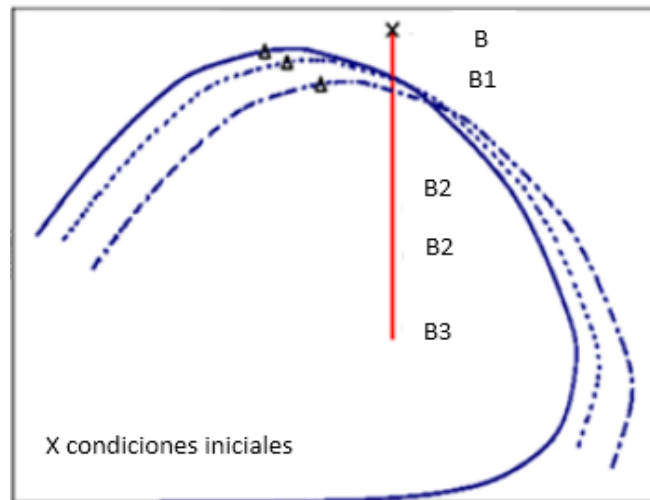


Figura 1.1 Cambio de la envolvente de fase durante el abatimiento de presión del yacimiento (Solesa, 2006).

Con la explotación del yacimiento la presión en él decrece, cuando se llega a la región de dos fases, los componentes más pesados de la mezcla gaseosa se condensan, al aligerarse la mezcla gaseosa, la envolvente de fases se recorre a la izquierda. Este cambio se observa a partir de la región 2 en el yacimiento en la Fig. 1.2

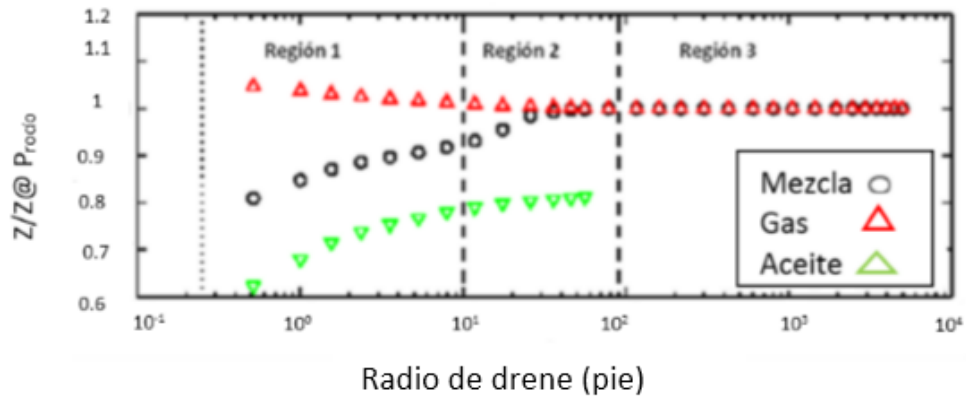


Figura 1.2 Cambio de la composición de gas durante la producción (Solesa, 2006)

En la Fig. 1.3 se muestra el perfil de saturación de los condensados y de las movilidades de los condensados y del gas a lo largo del radio de drenaje en una prueba de decremento de presión. A medida que la mezcla fluye hacia el pozo, la movilidad del gas se incrementa ligeramente en la región 3 (la viscosidad del gas disminuye en función de la disminución de la presión) y decrece significativamente cuando empieza a formarse condensado en la región 2. Finalmente permanece baja en la región 1, donde el condensado empieza a fluir.

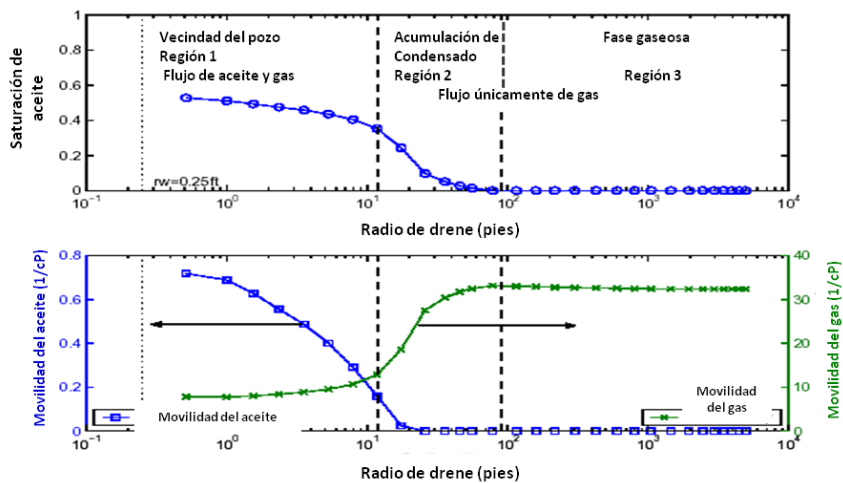


Figura 1.3 Saturación y movilidad en una prueba de decremento de presión en un yacimiento de gas y condensado (Solesa, 2006)

Aunque la producción de condensado en el pozo sea muy baja, la movilidad del gas disminuye y con ella el comportamiento de afluencia del pozo. Además de la reducción de la movilidad del gas, también se provoca un factor de daño debido a la alta saturación de condensado; la región 1 constituye la principal resistencia al flujo de gas y el efecto de bloqueo dependerá principalmente de la permeabilidad relativa al gas y el tamaño de la región 1, este fenómeno se define como bloqueo por condensado o “condensate blockage”. La resistencia en la región 2 es mucho menor que en la región 1. Fevang (1996) estudió el comportamiento de afluencia y el efecto de bloqueo por condensado (Fig. 1.4).

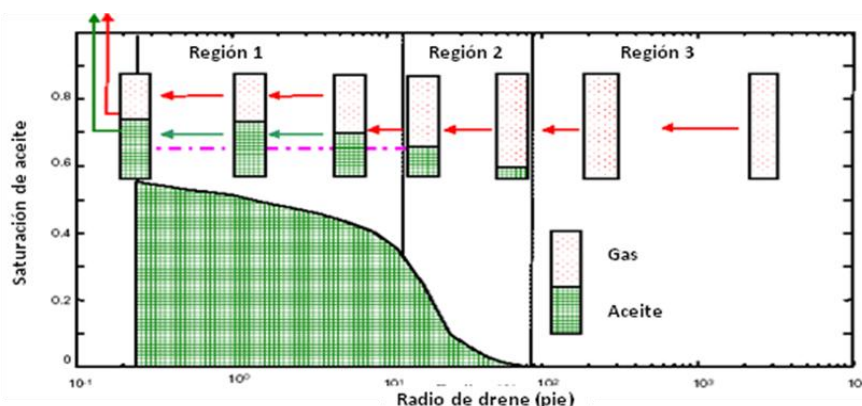


Figura 1.4 Esquema del comportamiento gas/condensado durante la producción (Solesa, 2006)

### 1.1.1 Importancia de la extracción de líquidos

Durante la vida productiva de un pozo de gas, los líquidos que se encontrarán en él, pueden o no incluir parte de los ya formados en el yacimiento, pero, invariablemente existirá cierta cantidad debido a la caída de presión y temperatura que ocurre en el cambio de flujo del medio poroso al pozo. Es decir, siempre habrá líquidos en un pozo de gas a ciertas condiciones, pero no siempre serán los provenientes del yacimiento. Son muy pocos los pozos que producen gas totalmente libre de líquido.

La presencia de líquidos en un pozo no es un problema hasta que éstos forman una columna hidrostática que ejerce una presión tal en el fondo del pozo, que impide la producción del gas. A este fenómeno se le conoce como carga de líquidos.

Hoy en día, la carga de líquidos en pozos de gas es un problema para los ingenieros de producción y un factor de mayor control en el abandono por agotamiento de la presión de yacimientos de gas y de gas y condensado. Es esencial mantener los pozos de gas libres de líquido, de lo contrario, sufrirá una gran reducción, tanto de la producción del gas por la contrapresión de los líquidos acumulados, como de la permeabilidad relativa del gas en la zona del pozo; además, si la formación contiene arenas hidrófilas, el agua condensada puede causar daño a ésta.

### 1.1.2 Bases teóricas

Las influencias más significativas en la carga de líquidos en un pozo de gas son las siguientes:

- Presión estática del yacimiento.
- Temperatura del pozo.
- Presión en la cabeza del pozo.
- Diámetro de la tubería de producción.

Cuando la presión estática del yacimiento declina, la cantidad de líquido requerida para balancear el yacimiento hidrostáticamente, también declina. Como se observa en la Fig. 1.5, mientras la cantidad de agua condensada se incrementa exponencialmente, la presión estática del yacimiento declina.

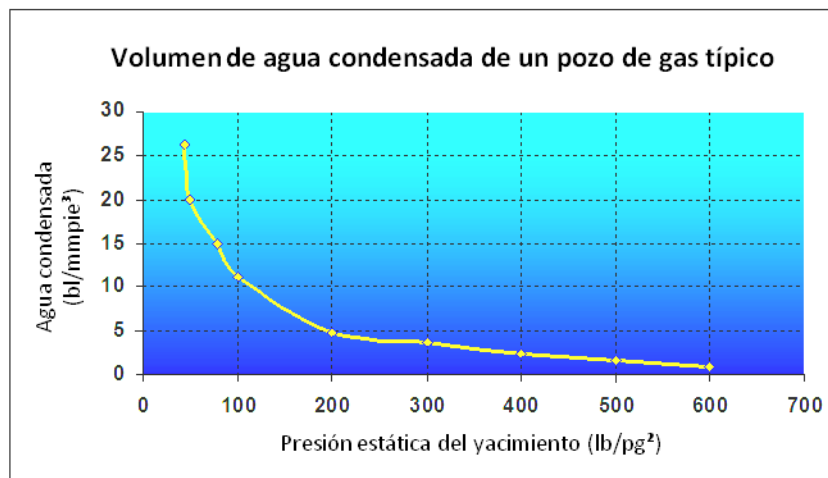
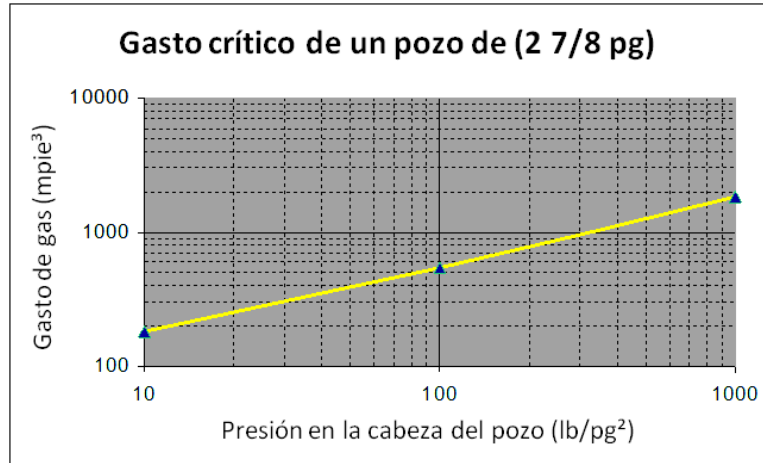


Figura 1.5 Comportamiento del agua condensada respecto a la presión estática del yacimiento (Coleman et al, 1991)

En cuanto a la temperatura del pozo se refiere, ésta controla la cantidad de líquido que se tendrá que llevar a superficie, mientras disminuya la temperatura, la cantidad de líquido aumentará.

La relación entre la presión en la cabeza del pozo y el gasto crítico (gasto de gas mínimo necesario para que transporte líquidos), es directamente proporcional; como se ilustra en la Fig. 1.6, conforme aumente la presión en la cabeza del pozo, se necesitará un gasto de producción más alto para prevenir la acumulación de líquidos.





*Figura 1.6 Comportamiento del gasto de gas crítico con respecto a la presión en la cabeza del pozo (Solesa, 2006)*

El diámetro de la tubería de producción es una de las variables más importantes en el cálculo del gasto crítico de gas. El gasto de producción del pozo influye en la velocidad con que el gas se desplaza en la tubería y ésta es un factor clave para evitar la formación de carga de líquidos en el pozo. Las tuberías de diámetro pequeño tienen mejor capacidad de levantamiento debido a que la velocidad de transporte de gas se incrementa.

La velocidad adecuada del gas proveniente de un determinado yacimiento estará determinada principalmente por la selección del diámetro óptimo de la tubería de producción. “Adecuada” se refiere a la velocidad suficiente para levantar los líquidos existentes a través del pozo y hasta superficie, a esto se le conoce como velocidad crítica. La calidad dinámica de las condiciones en el yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, ocasionan que el diámetro óptimo de la tubería varíe a través de la vida productiva del pozo.

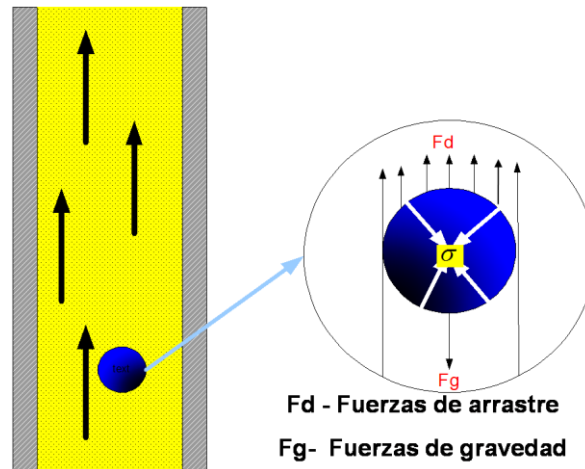
El gasto crítico de flujo de gas es uno de los aspectos más importantes en las investigaciones del fenómeno de carga de líquidos, la clave es predecir para geometrías del agujero, presiones, temperaturas y volúmenes, este gasto para un gasto de producción determinado de líquido.

Turner y colaboradores presentaron una gran contribución sobre este tema en 1968. Ellos predijeron empíricamente y de forma general, el gasto crítico de gas. Su modelo está basado en el hecho de que la caída libre de una partícula (gotas de líquido) en un fluido (gas), tendrá una velocidad terminal o crítica, que será la velocidad máxima que pueda alcanzar cuando las fuerzas de arrastre sean iguales a las fuerzas gravitacionales; teóricamente, a esta velocidad, la gota de líquido se encuentra suspendida en la corriente de gas.

Turner mostró que la velocidad terminal de una partícula cayendo libremente en un fluido es una función de:

- La forma y tamaño de las partículas
- La densidad de la partícula
- La densidad y la viscosidad del fluido que sirve como medio.

Debido a que la gota de líquido que se mueve en el seno del gas, se encuentra dentro del campo gravitacional, se puede emplear la Mecánica Clásica para determinar el gasto mínimo de gas. Como se muestra en la Fig. 1.7, el diagrama de cuerpo libre muestra las fuerzas involucradas.



*Figura 1.7 Modelo de movimiento de arrastre de partículas (Solesa, 2006)*

Las gotas de líquido moviéndose relativamente hacia un gas están sujetas a que las fuerzas (de arrastre y de gravedad) las fragmenten (presión de velocidad), mientras que la tensión superficial del líquido actúa para evitar su fragmentación (presión de superficie). El antagonismo de las dos presiones determina la máxima medida que una gota puede lograr.

El problema de acumulación de líquidos en el fondo del pozo, entrada de agua en el pozo productor y el congelamiento de líneas superficiales afecta directamente la producción de hidrocarburos. Con la implementación del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®) se busca eliminar la presencia de dichos fenómenos, administrando de esta manera la energía del yacimiento, extendiendo la vida fluyente del pozo y disminuyendo la caída de presión en la tubería de producción, logrando así, un ahorro importante en la energía necesaria para el transporte de los hidrocarburos del yacimiento a la superficie.

Al cuestionar y analizar la problemática que presenta el pozo la cual interfiere en su óptima producción se identifican los problemas que presenta y se determina si es candidato a la implementación de la tecnología Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®).

Con la instalación del dispositivo MPFV® se espera que se eliminen los siguientes problemas:

- Acumulación de líquidos en el fondo del pozo.
- Aumento del corte de agua.
- Formación de hidratos provocando el congelamiento de líneas superficiales.

Definiendo la factibilidad de la instalación del MPFV® en el pozo “A” se puede pronosticar que los resultados obtenidos serán favorables. Dado que esta tecnología ha tenido aplicación anteriormente en diferentes pozos con problemas similares se cuenta con un antecedente a favor muy importante, en donde se ha logrado una mejora en el patrón de flujo dentro del Sistema Integral de Producción (SIP) mejorando las condiciones de aporte de hidrocarburos a la superficie.

Se debe determinar la factibilidad de implementar el Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®) en el pozo “A” con el fin de eliminar los problemas mencionados anteriormente. A su vez se pretende una mejora en la productividad del pozo, extender su vida fluyente, incrementar el factor de recuperación, disminuir costos de producción y reducir volúmenes de producción de agua.

Con la información reportada y el estado actual de la producción del pozo se determinó que existe acumulación de líquidos en el fondo del pozo, el corte de agua ha incrementado y se presenta congelamiento de las líneas superficiales en las cuales hay presencia de hidratos.

Asimismo, se busca mostrar el estado de la producción del pozo posterior a la instalación del MPFV® para lo cual será necesario realizar el análisis de producción del pozo así como el modelo de simulación que describirá el comportamiento actual y futuro del pozo, dicho análisis es fundamental para determinar el diámetro de flujo óptimo del dispositivo, la profundidad más conveniente a la que debe ser instalado y los materiales adecuados dadas las condiciones del pozo de interés.

## **2. Marco conceptual**

### **2.1 Propiedades de los Fluidos**

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

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

- Análisis de laboratorio: Análisis de presión, volumen y temperatura.
- Correlaciones empíricas: Son desarrolladas con base en experimentos bajo condiciones específicas, sin embargo su uso se ha generalizado, debido a que emplean información disponible y suelen presentar aceptable aproximación.
- Análisis composicional: Pueden generarse mediante simuladores computacionales, los cuales emplean diversas ecuaciones de estado.

### 2.1.1 Ecuaciones de Estado

Se llama ecuación de estado a cualquier relación que se establezca entre presión, volumen y temperatura.

#### 2.1.1.1 Ecuación de Estado de Gas Ideal

Para un gas ideal (hipotético):

- El volumen ocupado por las moléculas es insignificante con respecto al volumen ocupado por el gas, para toda P y T.
- No hay fuerzas de atracción o repulsión entre las moléculas, o entre las moléculas y las paredes del contenedor.
- No hay pérdida de energía interna por colisión entre moléculas.

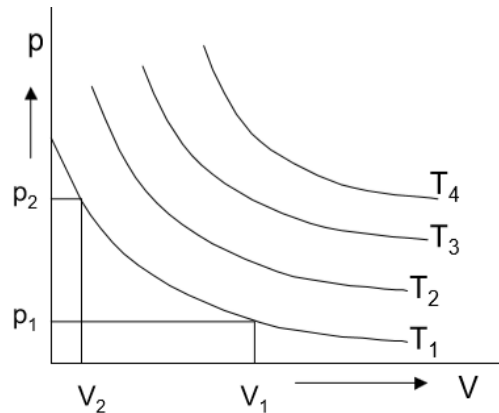


Figura 2.1 Comportamiento del volumen de un gas ideal vs Presión

Charles, descubrió que el volumen de un gas ideal es directamente proporcional a la temperatura para una masa dada de gas cuando  $p = \text{cte}$ .

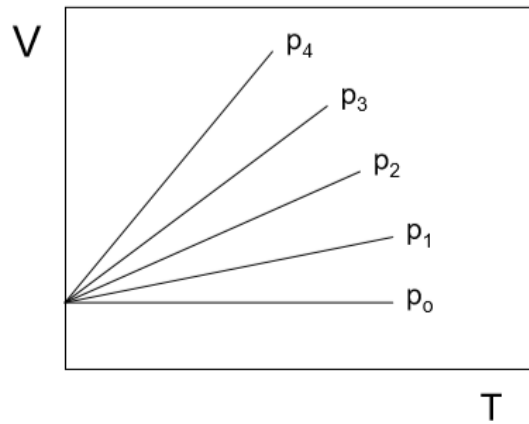


Figura 2.2 Comportamiento del volumen de un gas ideal vs temperatura

La ley de gases ideales es obtenida de la combinación de las ecuaciones de Boyle y de Charles, con la cual es posible describir el comportamiento de un gas ideal cuando ambas P y T son cambiadas. Así:

- Un cambio de presión de  $P_1$  a  $P_2$  con  $T = \text{cte.}$  causa cambios en el volumen de  $V_1$  a  $V_2$ . Esto es:

$$V = \frac{P_1 V_1}{P_2} \dots\dots\dots 2.1$$

La presión es mantenida constante a un valor de  $P_2$ . La temperatura cambia a un valor  $T_2$  causando esto, cambios de volumen.

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \dots\dots\dots 2.2$$

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2} \dots\dots\dots 2.3$$

Donde:

1= condiciones iniciales

2= condiciones finales

Si las condiciones finales son referidas a las condiciones estándar,  $P_2 = 14.7 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$  y  $T_2 = 60^\circ F = 520^\circ R$ .

Luego, considerando que 1 lb-mol de un gas ideal @ c.s. (60°F y 14.7 psia) ocupa un volumen de 379.4 ft<sup>3</sup>, entonces:

para cualquier condición de P, V, T y n:

$$PV = nRT \dots\dots\dots 2.5$$

La ecuación 2.5 es conocida como ley general de los gases

Dónde:

n = número de moles (lb-mol)

P = presión (psia)

V= volumen (ft<sup>3</sup>)

R = constante universal de los gases [10.73 lb/pg2-pie3/lb-mol -°R].

**2.1.1.2 Ecuación de Estado de Gas Real**

A presiones altas existe efecto de las fuerzas de atracción, así mismo el gas se vuelve más compresible. Entonces se hace necesario introducir el concepto de factor de desviación (compresibilidad, supercompresibilidad o z), con el cual se podrá medir la desviación del comportamiento ideal (z=1).

Si  $z = \frac{V_R}{V_i}$ , entonces de la ecuación de gas ideal (ec. 2.5) (con  $V_i = V$ ) se tiene que:

$$PV = ZnRT \dots\dots\dots 2.6$$

La cual es conocida como la ecuación de estado del gas real.

**2.1.2 Factor z**

El factor z es la relación del volumen real ocupado por un gas a una P y T dadas, al volumen que dicho gas ocuparía a las mismas condiciones de P y T si este se comportara como un gas ideal.

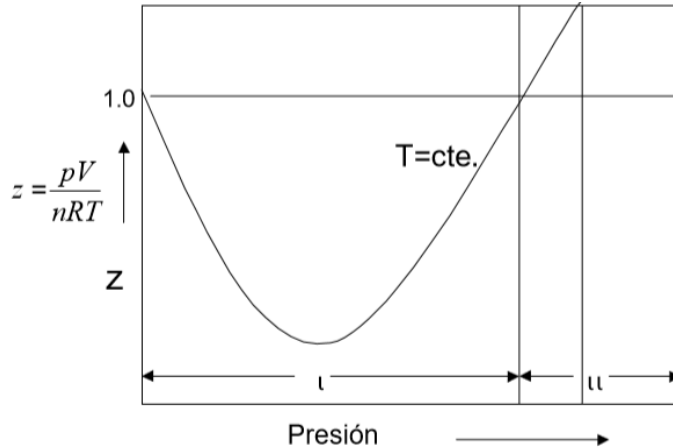


Figura 2.3 Comportamiento típico de z (P)

## Observaciones respecto a Z vs P

1. Z no es constante
2. Z varía con cambios de P y T, y por lo tanto con la composición del gas
3. A bajas presiones  $Z \rightarrow 1$  (gas ideal)
4. A presiones moderadas  $V_R < V_i \Rightarrow Z < 1$
5. A presiones altas  $V_R > V_i \Rightarrow Z > 1$  (líquido)

### 2.1.3 Densidad ( $\rho$ )

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

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}} = \frac{M}{V} = \frac{gr}{cm^3}, \frac{kg_m}{m^3}, \frac{lb_m}{pie^3} \dots \dots \dots 2.7$$

### 2.1.4 Presión (P)

Está definida por la relación de la fuerza entre la unidad de área.

$$P = \frac{\text{fuerza}}{\text{área}} \left( \frac{kg_f}{cm^2}, \frac{lb_f}{pie^2} \right) \dots \dots \dots 2.8$$

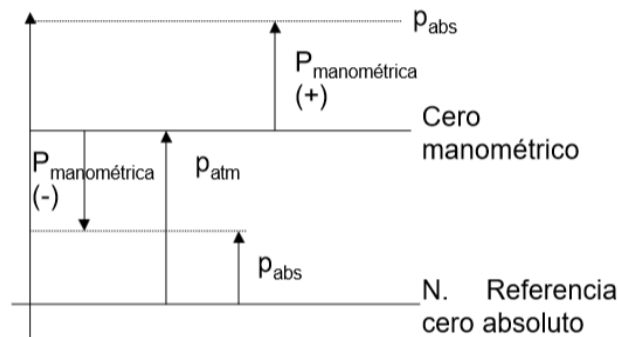


Figura 2.4 Presión

$$P_{abs} = P_{man} + P_{atm}$$

$$P_{atm} = 14.7 \text{ psia} = 1.033 \frac{kg}{cm^2}$$

$$1 \text{ atm} = 0 \frac{lb}{pg^2} \text{ manométricas} = 760 \text{ mm Hg}$$

### 2.1.5 Presión de saturación ( $P_s$ )

Condiciones de presión y temperatura a las cuales se libera la primera burbuja del gas en solución del aceite.

### 2.1.6 Volumen ( $V$ )

Es el espacio ocupado por un cuerpo cualquiera.

### 2.1.7 Aceite saturado

Es el aceite que a condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre, está en equilibrio con su gas.

### 2.1.8 Aceite bajosaturado

Es el aceite que a condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre, es capaz de disolver más gas.

### 2.1.9 Yacimiento saturado

Aquel yacimiento en donde la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) es menor que la presión de saturación.

### 2.1.10 Yacimiento bajosaturado

Aquel yacimiento en donde la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) es mayor que la presión de saturación.

### 2.1.11 Viscosidad ( $\mu$ )

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

$$\mu = \rho v, [cp] \dots\dots\dots 2.9$$

$\mu$ =viscosidad dinámica o absoluta [cp]

$v$ =viscosidad cinemática [ $m^2/seg$ ]

$\rho$  = densidad del fluido [ $Kg/m^3$ ]

### 2.1.12 Densidad relativa ( $\rho_r$ )

Está representada por la relación de la densidad del fluido, respecto a la densidad de referencia, p.e. aire o agua. Va a depender del fluido en cuestión.



$$\rho_{rl} = \frac{\rho_l}{\rho_{H_2O}} \dots\dots\dots 2.10$$

$$\rho_{rg} = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \dots\dots\dots 2.11$$

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

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \dots\dots\dots 2.12$$

Donde  $\gamma$ =densidad relativa del aceite

### 2.1.13 Gradiente de Presión ( $G_p$ )

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

$$G_p = \frac{dp}{dL} \left[ \frac{kg}{cm^2} \right] \dots\dots\dots 2.13$$

Donde:

$dp$  = Diferencial de presión [ $Kg/cm^2$ ]

$dL$  = Diferencial de longitud [m]

Esta relación suele ser medida y graficada a lo largo de la tubería de producción, con el objeto de ser empleado como indicador de presencia de líquidos, lo cual puede identificarse mediante cambios de pendiente en dicha gráfica.

### 2.1.14 Relación Gas-Aceite (RGA)

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

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

$$RGA = \frac{V_g(ft^3@c.s.)}{V_o(bbl@c.s.)} \dots\dots\dots 2.14$$

Donde:

$V_g @ c.s.$  = Volumen de gas a condiciones estándar [pies cúbicos]

$V_o @ c.s.$  = Volumen de aceite a condiciones estándar [barriles]

### 2.1.15 Diagrama de fases

Una fase es una de las partes macroscópicas de composición química y propiedades físicas homogéneas que forman un sistema y que está separada por superficies fronterizas de otras partes del sistema. No es necesario que una fase sea continua.

El cambio que existe entre las fases se llama comportamiento de fase, y describe las condiciones de temperatura y presión para las cuales pueden coexistir las diferentes fases. En estudios de comportamiento de fase se incluyen el manejo de cuatro variables: presión, temperatura, composición y volumen. Las diferentes fases se identifican por su volumen o densidad.

Las determinaciones experimentales y matemáticas del comportamiento de las fases se expresan en diferentes tipos de gráficas llamados diagramas de fases. Los diagramas de fases son gráficas o diagramas (por ejemplo, presión vs temperatura, presión vs volumen específico, densidad vs temperatura, presión vs composición, temperatura vs composición, etc.), que definen las condiciones bajo las cuales se pueden presentar las diferentes fases de uno o varios componentes.

El comportamiento de fases en una mezcla de hidrocarburos gaseosos se representa mediante sistemas multicomponentes; el diagrama presión-temperatura es el más utilizado. En un diagrama de fases presión-temperatura típico para un fluido de un yacimiento, ilustrado en la Fig. 2.5, se tienen tres regiones:

- La fase de aceite, comprendida en la región por encima de los puntos de burbuja (curva BC).
- La fase de gas, comprendida en la región hacia la derecha de la curva de puntos de rocío (curva CA).
- La región de dos fases, comprendida entre las curvas de burbujeo y de rocío, en esta región coexisten, en equilibrio, la fase líquida y gaseosa, las cuales intersecan en el punto crítico.

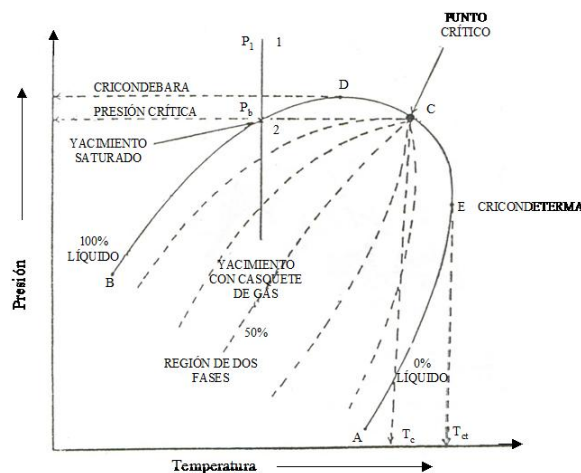


Figura 2.5 Diagrama de presión-temperatura para un fluido multicomponente (Cautli Hernández, 2005)

El punto D representa la presión máxima a la cual el líquido y el vapor pueden coexistir en equilibrio, conocida como cricondenbara. Similarmente, la cricondenterma es la temperatura máxima a la cual el líquido y el vapor pueden coexistir en equilibrio y está representada por el punto E.

El punto crítico (punto C) es el estado a condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas (aquellas que son independientes de la cantidad de materia) de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

La localización del punto crítico, así como la forma y tamaño del diagrama de fases son función de la composición del gas natural. Normalmente para mezclas ligeras se observa que existe una gran separación entre la presión crítica y la cricondenbara.

La predicción exacta de la envolvente de fases para un sistema multicomponente de hidrocarburos gaseosos es casi imposible. Las mejores aproximaciones se logran con un análisis composicional y con las correlaciones y métodos de predicción.

En la Fig. 2.6 se muestra un diagrama de fase presión-temperatura para una mezcla de hidrocarburos de composición conocida. Considera cuatro yacimientos con la misma mezcla pero con diferentes condiciones iniciales. Para el interés de este trabajo, sólo se analizará el yacimiento de gas y condensado, representado por las condiciones iniciales 3i. De este parten dos líneas segmentadas; la vertical ilustra la declinación de la presión en el yacimiento a temperatura constante, la curvada, los cambios de presión y temperatura impuestos a los fluidos desde el yacimiento, su ascenso a la superficie en la tubería de producción, hasta la cabeza del pozo.

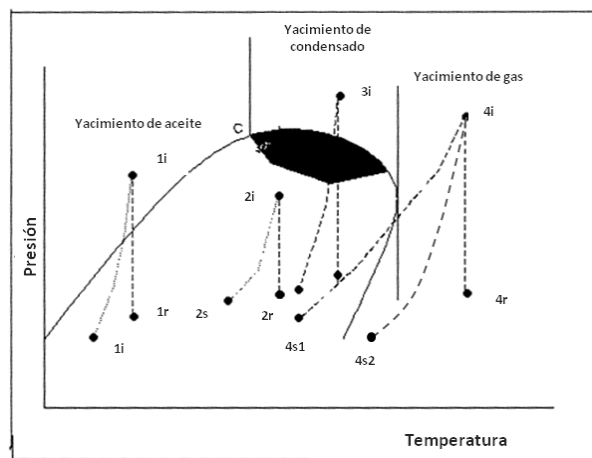


Figura 2.6 Diagrama típico de presión-temperatura para un mismo fluido en diferentes yacimientos (Rubio Méndez, 1985)

### 2.1.16 Yacimientos de gas y condensado

Los fluidos se encontrarán en el yacimiento en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura excede la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío. En este momento se iniciará la condensación del líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, en consecuencia, la relación gas-aceite producido. Aquellos yacimientos cuya temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma se denominan yacimientos de gas y condensado.

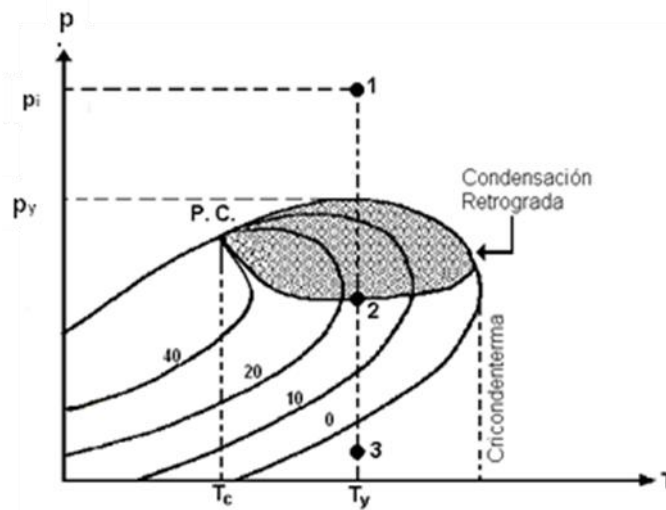


Figura 2.7 Yacimiento de gas y condensado  
(Islas Castelán, 2006)

Como se observa en la Fig.2.7, la temperatura del yacimiento (punto 1) se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente se ubica a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos que entran al pozo, en su trayecto hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en temperatura, como en presión y se introducen rápidamente en la región de dos fases. Los yacimientos de gas y condensado producen un líquido ligeramente café, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.780 y con relaciones gas-aceite instantáneas que varían, de 1500 a 12000 ( $m^3_g/m^3_o$ ).

Cuando se produce en el yacimiento una reducción isotérmica de la presión y se cruza la curva de presiones de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la condensación retrógrada (aquella en la cual al bajar la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación) de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos, ya

que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada consiste en el depósito de las fracciones más pesadas de la mezcla y con ello la pérdida de la parte de mayor valor en el fluido, por lo que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en cuanto a su contenido de tales fracciones.

La presión en el punto 1, indica que el sistema se encuentra en la fase gaseosa y a medida que la presión disminuye y alcanza la curva de rocío, se comienza a formar el líquido. El punto 2 en el sistema indica aproximadamente 17% de líquido y 83% de gas; después la presión sigue disminuyendo hasta el punto 3 donde no hay líquido.

## 2.2 Propiedades de la roca

### 2.2.1 Porosidad ( $\phi$ )

Es la relación del volumen de poros al volumen de roca. La roca o el volumen de fase sólida, en el volumen de roca menos el volumen de poro. Este parámetro es reportado en por ciento, sin embargo para cuestiones de cálculo es utilizado como fracción. Es típico que los valores de la fase roca ocupe el mayor volumen en algún medio.

$$\phi = \frac{V_p}{V_R} [\text{fracción}] \dots\dots\dots 2.15$$

En donde:

$V_p$ =Volumen de poro

$V_R$ = Volumen de roca

La porosidad ( $\phi$ ) va a depender de la distribución del tamaño de poro y del tamaño de grano.

### 2.2.2 Permeabilidad (k)

Es una propiedad básica del medio poroso. Este parámetro es utilizado en la determinación de la transmisibilidad y la capacidad de flujo. Matemáticamente, la permeabilidad representa una constante de proporcionalidad entre el gasto de flujo y el gradiente de potencial o de presión. Para flujo lineal de una fase en estado estacionario:

$$q = -\frac{k}{\mu} A \frac{dP}{dL} \dots\dots\dots 2.16$$

La permeabilidad como una propiedad básica y fundamental de un medio poroso:

- Es función de la saturación de fluidos
- Depende de la porosidad

- Depende de la distribución del tamaño de grano
- Es función de la presión de sobrecarga
- Depende de la dirección (tensor)
- Depende del grado de heterogeneidad del medio

### 2.2.2.1 Clasificación de yacimientos por su permeabilidad

Tabla 2.1 Clasificación de los yacimientos por su permeabilidad

Yacimiento	mD	
	Mínima	Máxima
Muy baja	0	0.01
Baja	0.01	1
Media	1	100
Alta	100	10000
Muy Alta	10000	100000

### 2.2.3 Saturación ( $S_f$ )

La saturación ( $S$ ) de un fluido ( $f$ ) en un medio poroso se define como el volumen del fluido ( $V_f$ ) a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso entre su volumen de poros, esto es:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots \dots \dots 2.17$$

Donde  $f$  puede representar aceite ( $o$ ), gas ( $g$ ) o agua ( $w$ ):

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}; \quad S_g = \frac{V_g}{V_p}; \quad S_w = \frac{V_w}{V_p} \dots \dots \dots 2.18$$

Donde:  $S_o + S_g + S_w = 1$

### 2.2.4 Saturación crítica ( $S_c$ )

Es el valor de saturación ( $S$ ) a partir del cual, el fluido ( $f$ ) puede empezar a moverse (fase continua). Un ejemplo clásico es el de un yacimiento bajosaturado ( $p > p_b$ ), el cual al llegar a la presión de saturación ( $p = p_b$ ) aparece la burbuja de gas, considerándose bajo estas condiciones como un sistema saturado; al continuar bajando la presión, la  $S_g$  se incrementa, no pudiendo moverse hacia el pozo y por efectos de gravedad hacia la parte

alta de la estructura, sino hasta que alcanza el valor de  $S_{gc}$ , valor que va a depender de las características del sistema roca-fluido.

### 2.2.5 Presión estática ( $P_{ws}$ )

Este valor se obtiene después de un tiempo de cierre (pozo) suficientemente grande. El tiempo de cierre depende de la transmisibilidad del medio, tal que a medida que éste disminuye el tiempo aumenta.

### 2.2.6 Presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ )

Representa la presión en el fondo del pozo a una posición media de la zona productora o de disparos cuando el pozo está fluyendo, la cual varía con el tiempo.

### 2.2.7 Índice de productividad (J)

Un parámetro del yacimiento comúnmente usado es el índice de productividad (J), el cual representa una relación gasto-caída de presión ( $\Delta P$ ), el índice de productividad (J) es definido como sigue:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots\dots\dots 2.27$$

Donde:

q= gasto [bpd]

$P_{ws}$ = presión estática del yacimiento [psia]

$P_{wf}$ = presión de fondo fluyendo [psia]

Esta ecuación relaciona el gasto aportado por un pozo dada una caída de presión ( $\Delta P$ ), desde la presión media del yacimiento hasta la presión de fondo fluyendo.

### 2.2.8 Índice de productividad para yacimientos bajosaturados

El índice de productividad (J) puede ser constante o variable, esto dependerá si la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) se encuentra por arriba o por debajo de la presión de burbuja. Un yacimiento de aceite bajosaturado se tiene cuando la  $P_{wf} > P_b$  y la curva de IPR que representa el comportamiento del flujo en el yacimiento (relación entre q y  $P_{wf}$ ), se comporta como en la siguiente gráfica (Figura 2.8).

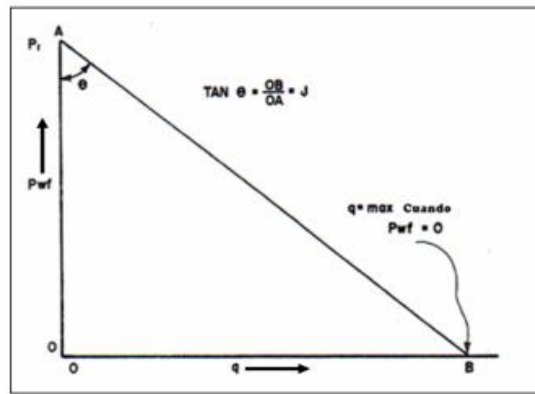


Figura 2.8 Curva de IPR para yacimientos bajosaturados

### 2.2.9 Índice de productividad para yacimientos saturados

Cuando la presión de fondo flujo ( $P_{wf}$ ) es menor a la presión de burbuja ( $P_b$ ), la curva de IPR presentará el comportamiento mostrado en la figura 2.9

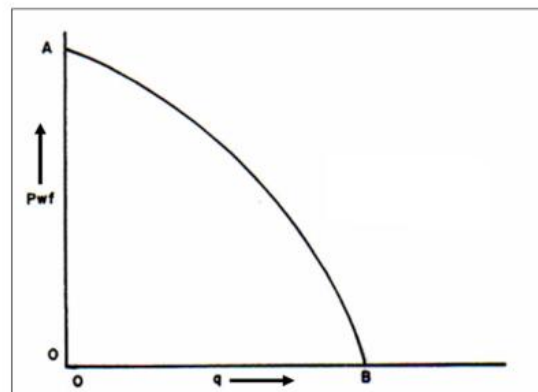


Figura 2.9 Curva de IPR para yacimientos saturados

Dadas las condiciones de presión de un yacimiento de aceite saturado encontraremos dos fases moviéndose dentro del yacimiento (aceite y gas).

Como se puede observar en la figura 2.9, el índice de productividad no es constante a lo largo del tiempo de explotación de este tipo de yacimientos, por lo que no podemos recurrir a la ecuación 2.27 para pronosticar gastos futuros de aceite para diferentes  $P_{wf}$ .

### 2.3 Comportamiento de afluencia en pozos de gas

El comportamiento de afluencia IPR (Inflow Performance Relationship) es el método mediante el cual se determina la relación entre el flujo de fluidos ( $q$ ) y la presión de fondo flujo del pozo ( $P_{wf}$ ) y representa la capacidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos en un pozo a un tiempo dado. El comportamiento de afluencia indicará la



respuesta de la formación en flujo a una diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo, incluyendo la eficiencia de la terminación.

Conociendo la capacidad de producción de los pozos se puede calcular el gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender su vida fluyente.

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

- Características del yacimiento
- Características de la tubería de producción y línea de descarga
- Presión en el nodo inicial y final del sistema
- Porcentaje de agua producido
- Relación gas-líquido (RGL)
- Longitud de las tuberías
- Temperatura
- Características de los fluidos a producir
- Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga
- Grado de desviación del pozo.

En campo, los valores de  $P_{wf}$  y  $q$  necesarios se obtienen mediante las pruebas de potencial.

### **2.3.1 Pruebas de potencial**

Las pruebas de potencial en los pozos de gas se realizan para determinar la capacidad productiva teórica de los mismos, bajo condiciones de flujo abierto. Anteriormente estas pruebas se realizaban poniendo el pozo en producción con una presión en la cabeza de pozo igual a la atmosférica. Actualmente, con el fin de evitar desperdicios y daño a la formación, la capacidad a flujo abierto de los pozos de gas se obtiene extrapolando los resultados de las pruebas hechas a diferentes gastos moderados, en lugar de abrir los pozos a flujo total. En este método, un pozo se pone a producción a un gasto constante seleccionado hasta que la presión de fondo fluyendo se estabiliza. El gasto estabilizado y la presión de fondo son registrados simultáneamente y posteriormente se cambia el gasto, fluyendo así, a un nuevo gasto hasta alcanzar la estabilización de la presión en fondo. Se recomienda usar cuatro gastos diferentes como se muestra en la Fig. 2.10 donde  $\emptyset$  representa el diámetro de apertura del estrangulador del pozo.

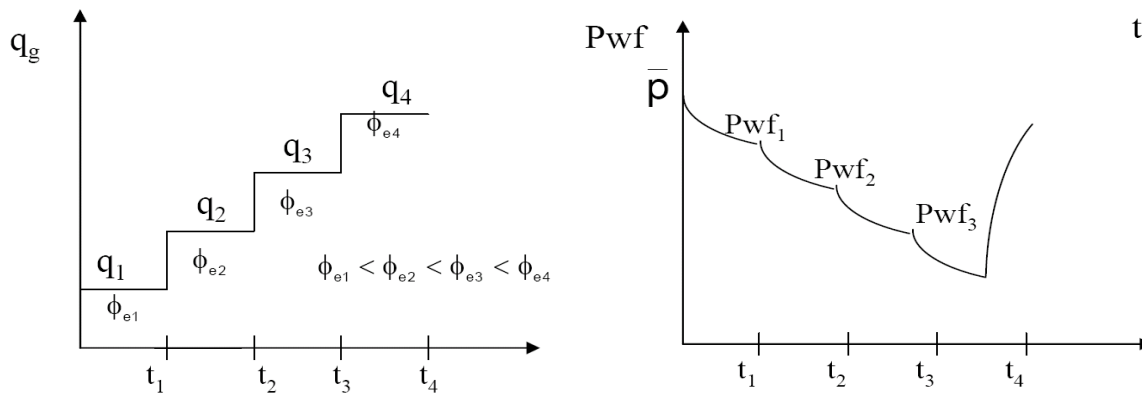


Figura 2.10 Variación de gastos para una prueba de potencial (Ramírez Sabag, 2007).

Los métodos existentes para analizar éstas pruebas son los siguientes:

### 2.3.1.1 Método clásico (empírico)

Consideraciones:

1. Prevalecen las condiciones isotérmicas a lo largo del yacimiento
2. Los efectos gravitacionales son despreciables
3. El flujo de fluidos se lleva a cabo en una sola fase
4. El medio es homogéneo e isotrópico
5. La permeabilidad es independiente de la presión
6. La viscosidad y compresibilidad del fluido son constantes
7. Los gradientes de presión y la compresibilidad son pequeños
8. El modelo cilíndrico radial es aplicable

Rawlins y Schellhardt presentaron la siguiente ecuación, en el año 1935.

$$q_g C (p_{ws}^2 p_{wf}^2)^n \dots \dots \dots 2.28$$

Donde:

$q_g$ : Gasto de gas [Mpcd]

$P_{ws}$ : Presión estática del yacimiento en el área de drene [psia]

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyendo [psia]

La ecuación anterior representa la Ley de Darcy para un fluido compresible.

La constante  $C$  involucra términos tales como la viscosidad del gas, permeabilidad al flujo de gas, espesor neto de la formación y temperatura de formación. El exponente  $n$  representa el índice de turbulencia, usualmente presente en pozos productores de gas,

éste puede variar desde 1.0 para flujo completamente laminar hasta 0.5 para flujo completamente turbulento. El flujo turbulento se presenta cuando éste no obedece al comportamiento planteado por Darcy; para flujo de gas, el efecto del flujo turbulento es significativo y no debe ser ignorado.

Cuando el gas se traslada a través del yacimiento, conforme se acerca al pozo se incrementa su velocidad de flujo (incluso con un gasto de producción constante), provocándose una turbulencia mayormente pronunciada en la cercanía del pozo, provocando una caída de presión adicional similar al efecto de daño, aunque ésta no es constante, depende directamente del gasto de producción.

Si se escribe la ec. 2.28 de la siguiente forma:

$$\log(p_{ws}^2 - p_{wf}^2) = \frac{1}{n} (\log q_g \log C) \dots \dots \dots 2.29$$

Donde:

$P_{ws}$  = Presión estática [psia]

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo [psia]

$q_g$  = Gasto de gas [mmpcd]

$1/n$  = pendiente

Graficando en una escala logarítmica se obtendrá una línea recta como se muestra en la Fig. 2.11, con el inverso de la pendiente de esta línea recta se obtiene n.

$$n = \frac{1}{m} \dots \dots \dots 2.30$$

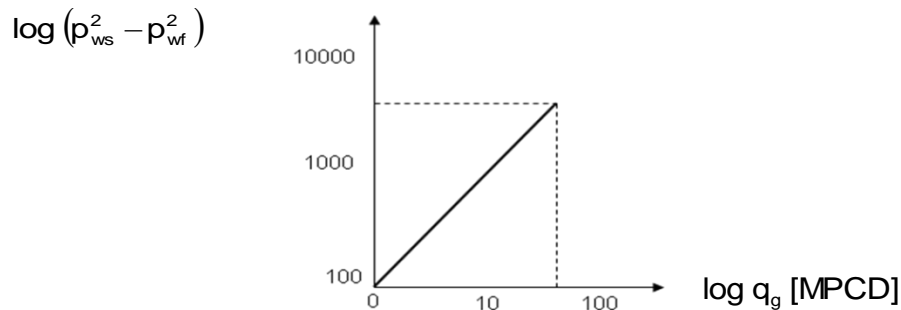


Figura 2.11 Gráfica de una prueba de potencial convencional (Ramírez Sabag, 2007)

Por definición, el potencial absoluto ocurre cuando la contrapresión o presión de fondo fluyendo se reduce a la presión atmosférica, se llama así porque a esta presión se obtiene

un gasto máximo teórico. Así mismo la prueba de contrapresión o la curva de capacidad de flujo permitirán determinar la velocidad de flujo de gas. Mientras que los factores que se incluyen en C no cambien apreciablemente, la misma gráfica de potencial de flujo puede ser utilizada. Sin embargo, n y los factores en C cambian durante el tiempo de operación del pozo, requiriendo por lo tanto, realizar la prueba en el pozo periódicamente. Los factores que pueden cambiar, afectándose C, son: El factor de compresibilidad del gas z, compresibilidad del gas  $C_g$ , viscosidad del gas  $\mu_g$ , permeabilidad efectiva al gas  $K_g$ , daño en el pozo S, radio de drenaje y posiblemente el radio del pozo.

### 2.3.1.2 Método teórico

Para flujo estabilizado, Lee (1982) propone la siguiente expresión:

$$p_{ws}^2 - p_{wf}^2 = a q_g b q_g^2 \dots \dots \dots 2.31$$

Donde:

$$a = 1422 \frac{\mu_g z T}{k h} \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 S \right] \dots \dots \dots 2.32$$

$$b = 1422 \left( \frac{T}{k h} D \right) \dots \dots \dots 2.33$$

D= Constante de flujo no darciano (referido a la turbulencia),  $\left( \frac{1/\text{miles pie}^3}{\text{día}} \right)$

h= Espesor neto de la formación, [pie]

k= Permeabilidad del medio poroso, [mD]

$r_e$ = Radio de drenaje, [pie]

$r_w$ = Radio del pozo, [pie]

S= Factor de daño (referido al daño del pozo), [adim]

T= Temperatura del yacimiento, [°R]

z= Factor de compresibilidad a la  $P_{ws}$ , [adim]

$\mu_g$ = Viscosidad del gas a la  $P_{ws}$ , [cp]

## 2.4 Sistema Integral de Producción

### 2.4.1 Definición de sistema integral de producción

El sistema integral de producción (SIP) es el conjunto de elementos que proporcionan el medio para transportar los fluidos del yacimiento hasta la superficie, posteriormente los separa en aceite, gas y agua, y los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización. El SIP incluye no solo al pozo perforado (conducto físico), también considera todos los otros componentes que son relevantes para la producción, tales como el yacimiento, perforaciones, líneas de flujo, equipos para producción artificial, equipos de suministro de potencia, estranguladores y cualquier otro equipo que pueda interactuar con los fluidos desde el yacimiento hasta el separador final.

El análisis del SIP se puede efectuar calculando las caídas de presión que ocurren en los elementos del sistema, a fin de determinar la distribución de presiones en los nodos.

A través del análisis nodal se analiza el SIP, permitiendo el determinar por ejemplo la capacidad de producción de un pozo y el efecto del cambio de la TP, de la línea de descarga, del estrangulador o de alguna restricción sobre el gasto.

Un sistema de producción está dividido en tres componentes básicos:

- Flujo a través de medios porosos
- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.)
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.)

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

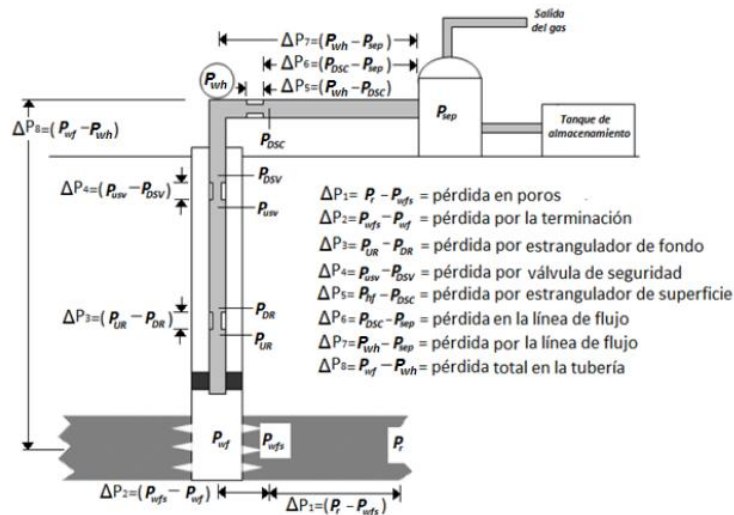


Figura 2.12 Caídas de presión en los componentes del Sistema Integral de Producción (SIP)

Es importante tener presentes los siguientes conceptos para entender el comportamiento del Sistema Integral de Producción (SIP):

- **Yacimiento.** Porción de una trampa geológica porosa y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso, la cual se comporta como un sistema conectado hidráulicamente.
- **Pozo.** Agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento y en el cual se instalan tuberías y otros elementos con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados desde el yacimiento hasta la superficie.
- **Cabeza de pozo.** Sistema en el cual se coloca un árbol de válvulas que permite abrir o cerrar la producción de hidrocarburos, es un elemento de seguridad para las instalaciones ya que proporciona el control de la presión de un pozo de producción.
- **Estrangulador.** Aditamento instalado en pozos productores para establecer una restricción al flujo de fluidos y así obtener el gasto deseado, además previene la conificación de agua, producción de arena y ofrece seguridad a las instalaciones superficiales.
- **Línea de escurrimiento o descarga.** Conducto de acero cuya finalidad es transportar la mezcla de hidrocarburos y agua desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.
- **Separadores.** Representan una restricción al flujo. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).
- **Tanque de almacenamiento.** Son recipientes de gran capacidad para almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o bien, buque- tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera.
- **Ducto.** Es la tubería que cumple la función de conducto para transportar a los hidrocarburos, en este caso, desde el separador hacia un tanque de almacenamiento o la refinería correspondiente. Según el fluido que transporta puede denominarse como: oleoducto, gasoducto u oleogasoducto; si contiene aceite, gas o una mezcla de ambos, respectivamente.

#### 2.4.2 Análisis del Sistema Integral de Producción (SIP)

Importancia:

- Permite realizar análisis y diagnósticos presentes y futuros

- Permite determinar caídas de presión
- Facilita el proceso de optimización
- Permite identificar oportunidades de incremento del gasto
- Permite ejecutar sensibilidades a parámetros físicos
- Permite analizar pozos fluyentes, intermitentes o con algún sistema artificial de producción (SAP)

Aplicación:

- Selección del aparejo óptimo
- Diámetro óptimo del estrangulador (de superficie o de fondo)
- Longitud y diámetro de la línea de descarga/flujo/escurrecimiento
- Presión en el separador
- Técnicas de terminación de pozos, incluyendo empaques con grava y pozos perforados en forma convencional
- Predecir daño de formación
- Optimización de los SAP.

## 2.5 Análisis Nodal

### 2.5.1 Objetivo del análisis nodal

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

La razón fundamental de someter un SIP a la técnica de análisis nodal es porque éste involucra en sus cálculos todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte y tener una imagen en conjunto del comportamiento del pozo. Desde la perspectiva de evaluación esto es posible; sin embargo en condiciones de diseño es factible dimensionar el SIP en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida o bien, la capacidad de transporte idónea, teniendo como límite tan sólo la capacidad de afluencia del yacimiento.

Las principales pérdidas de presión en el sistema integral de producción son las siguientes:

- **Pérdidas de presión en el medio poroso.** Representan entre el 10% y el 50% de las pérdidas totales.

- **Pérdidas de presión en la tubería de producción (T.P).** Representan entre el 30% y 80% de las pérdidas totales.
- **Pérdidas de presión en la línea de descarga (L.D).** Representan entre el 5% y 30% de las pérdidas totales.

El procedimiento para realizar el análisis nodal a un sistema integral de producción, requiere primero de seleccionar un nodo y después calcular la presión en éste, empezando con las presiones constantes que son usualmente presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ) y presión del separador ( $P_{sep}$ ). El nodo puede ser seleccionado en cualquier punto del sistema.

En la figura 2.13 se muestra un sistema integral de producción, en el que se aprecian los nodos y su respectiva posición.

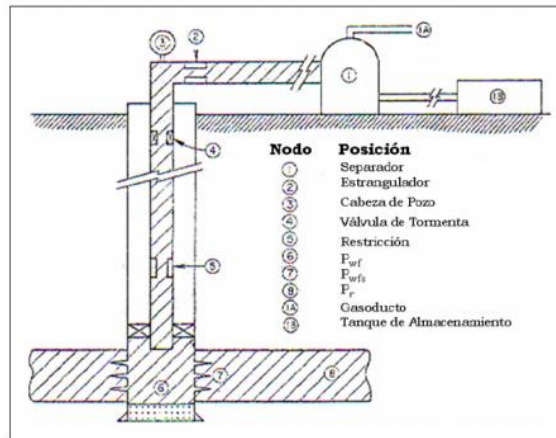


Figura 2.13 Ubicación de nodos en el Sistema Integral de Producción

Las ecuaciones para el cálculo de la presión en un nodo se muestran a continuación:

**Curva de Inflow**

$$P_{yac} - \Delta P = \text{Presión del nodo} \dots\dots\dots 2.19$$

En donde  $\Delta P$  representa los elementos corriente abajo que generan una caída de presión en el sistema.

**Curva de Outflow**

$$P_{sep} + \Delta P = \text{Presión del nodo} \dots\dots\dots 2.20$$



En donde  $\Delta P$  representa los elementos corriente arriba que generan una caída de presión en el sistema.

Los dos criterios que se deben de satisfacer son los siguientes:

1. El gasto de entrada en el nodo debe ser igual al gasto de salida
2. Únicamente una presión puede existir en el nodo para un gasto determinado

El gasto y la presión que satisfacen los requerimientos previos pueden ser concluidos de la gráfica de presión (P) vs gasto en el nodo (q). La intersección de las curvas de inflow y outflow se conoce como punto óptimo de operación y se presenta en el gasto que satisface los criterios anteriores. El gasto será la capacidad de producción del sistema para un conjunto particular de componentes. Si deseáramos conocer el efecto que tiene modificar algún componente sobre la capacidad de producción del sistema, sería necesario generar nuevas curvas de inflow y outflow.

Si el cambio se realiza en un componente corriente abajo del nodo solución, es decir, los cálculos de  $\Delta P$  están en la ecuación de presión de la curva de inflow, la curva de outflow no sufrirá ningún cambio, por lo tanto no será necesario recalcularla. Por el contrario, si el cambio es hecho en un componente corriente arriba del nodo, la curva de inflow permanecerá sin cambios. Esto nos permite aislar los efectos del cambio de cualquier componente en el SIP. Este método nos permite determinar si el SIP está funcionando correctamente.

## **2.5.2 Elección del nodo solución**

La elección del nodo solución para pozos fluyentes o inyectores depende del componente que se desee evaluar, es decir, el análisis debe ir encaminado a obtener la respuesta del sistema a ciertas condiciones, esto con la finalidad de identificar la problemática y proponer una solución adecuada al respecto. Una vez seleccionado el nodo solución, se le sumarán o restarán las caídas de presión ( $\Delta P$ ) que existen en el sistema integral de producción con la finalidad de determinar la presión de operación en dicho nodo.

Para el caso de aplicación de este trabajo, se tomará el fondo del pozo como nodo solución, sin embargo se incluye una breve descripción de la cabeza del pozo como nodo solución, al ser este un punto muy importante para un análisis que se requiera a futuro.

### **2.5.2.1 Fondo del pozo como nodo solución**

En la realización del análisis nodal, frecuentemente se considera como nodo solución el fondo del pozo, considerando este punto a la profundidad media del intervalo productor.

El sistema entero se divide en dos componentes, el yacimiento y el sistema total de tuberías (tubería de producción + línea de descarga). El esquema cuando se considera el fondo del pozo como nodo solución, se presenta a continuación (Fig. 2.14).

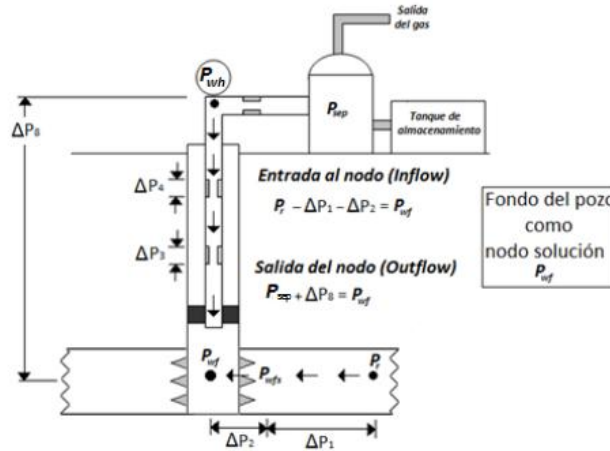


Figura 2.14 Fondo del pozo como nodo solución

Las ecuaciones para determinar las caídas de presión y generar las curvas de inflow y outflow se muestran a continuación:

$$P_{nodo} = P_{wf} \dots\dots\dots 2.21$$

**Inflow:**

$$P_{nodo} = P_{ws} - \Delta P_{yac} \dots\dots\dots 2.22$$

**Outflow:**

$$P_{nodo} = P_{separador} + \Delta P_{LD} + \Delta P_{TP} \dots\dots\dots 2.23$$

En este trabajo, el motivo de elegir el fondo del pozo como nodo solución es que el yacimiento se está separando del resto del sistema (tubería de producción y línea de descarga), de manera que un cambio en la presión estática del yacimiento se verá reflejado en el cambio del gasto que aportará el pozo, un parámetro de gran importancia a la hora de efectuar el análisis nodal al pozo en estudio. Además, se debe considerar que con la caída de la presión estática cambian parámetros como la RGA y el corte de agua ( $W_c$ ), debido a que cuando la presión sea menor a la presión de burbuja ( $P_b$ ) la RGA incrementará, por otra parte, el corte de agua aumentará cuando exista un acuífero

activo. Estos parámetros son de gran relevancia al analizar el comportamiento del pozo y se deben considerar para realizar un modelo más aproximado a las condiciones reales del pozo. Dicho lo anterior, se vuelve necesario generar una nueva curva de inflow, cuando la presión estática del yacimiento decline.

### 2.5.2.2 Cabeza del pozo como nodo solución

El nodo solución más comúnmente usado después del fondo del pozo es la cabeza del pozo. El sistema es dividido en dos componentes, la línea de descarga (L.D.) y el separador se consideran un componente y la tubería de producción (TP) y el yacimiento conforman otro componente. El esquema cuando se considera la cabeza del pozo como nodo solución, se presenta a continuación (Fig. 2.15).

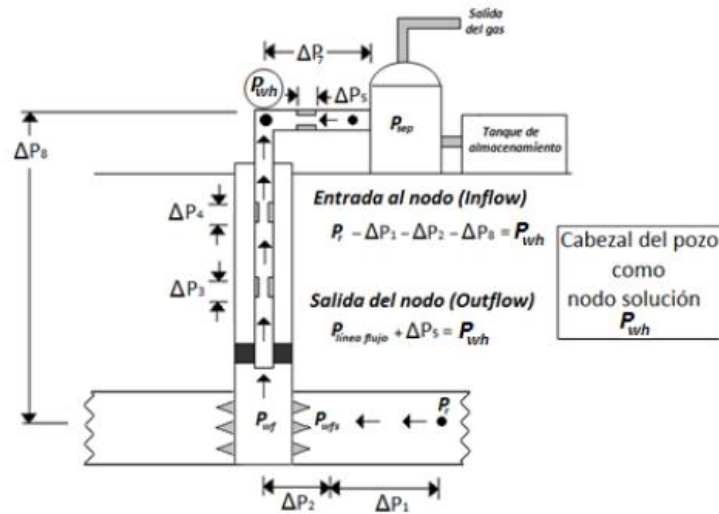


Figura 2.15 Cabeza del pozo como nodo solución

Las ecuaciones para determinar las caídas de presión y generar las curvas de inflow y outflow se muestran a continuación:

$$P_{nodo} = P_{wh} \dots\dots\dots 2.24$$

**Inflow:**

$$P_{nodo} = P_{ws} - \Delta P_{yac} - \Delta P_{TP} \dots\dots\dots 2.25$$

**Outflow:**

$$P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P_{LD} \dots\dots\dots 2.26$$

Considerar la cabeza del pozo como nodo solución, suele ser útil cuando se desea evaluar el efecto que tendrá un cambio en el diámetro de la línea de descarga, ya que es esta la que se aísla del resto del sistema.

## **2.6 Flujo multifásico en tuberías**

El flujo bifásico es un fenómeno muy común en la industria petrolera. Este se da en pozos que producen aceite, gas o en pozos inyectores y en líneas de producción.

En algunos casos, se puede encontrar el flujo simultáneo de aceite, gas y agua. En algunos otros casos, se puede tener también el flujo de varias fases fluidas y una fase sólida, como por ejemplo los hidratos, asfaltenos o arenas.

En el flujo bifásico, la distribución espacial de las fases al interior de la tubería, juega un papel extremadamente importante en la determinación de la caída de presión y en las características del flujo.

La distribución espacial de las fases, o patrón de flujo, depende fuertemente de la orientación de la tubería en relación al campo gravitacional.

Los efectos de la distribución espacial de las fases, podrá afectar tanto a las velocidades de las fases como a los gradientes de presión.

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

### 2.6.1 Criterios en el desarrollo de las correlaciones para flujo vertical

Las diversas correlaciones existentes para calcular la distribución de presiones en tuberías que conducen fluidos pueden clasificarse en tres grupos en base al criterio utilizado en su desarrollo:

*Tabla 2.2 Criterio en el desarrollo de correlaciones grupo I*

<b>Grupo I</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• No se considera resbalamiento entre las fases</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidos por presión y temperatura</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento, se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• No se distinguen patrones de flujo</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• En este grupo están incluidos los métodos de Poettmann y Carpenter, Fancher y Brown, y Baxendell y Thomas</li></ul>

*Tabla 2.3 Criterio en el desarrollo de correlaciones grupo II*

<b>Grupo II</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido</li><li>• No se distinguen patrones de flujo</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Un ejemplo de este grupo lo constituye el método de Hagedorn y Brown</li></ul>

*Tabla 2.4 Criterio en el desarrollo de correlaciones grupo III*

<b>Grupo III</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Se considera resbalamiento entre las fases</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Se distinguen diferentes patrones de flujo</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Las principales correlaciones que se identifican con este grupo son las de Duns y Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs y Brill, Chierici, Gould y Tek, etc.</li></ul>

## 2.6.2 Características experimentales en el desarrollo de correlaciones para flujo vertical

A continuación se hace una descripción de las características de los datos experimentales en las que estas correlaciones fueron desarrolladas, lo cual ayuda en la preselección de aquellas más adecuadas a las características de nuestros pozos.

*Tabla 2.5 Características de las correlaciones para flujo vertical*

Correlación	Características experimentales
<b>Poettman y Carpenter</b>	Supone flujo con alto grado de turbulencia, lo que lo hace independiente de los efectos de viscosidad Se usa para tuberías de diámetros de 2", 2.5" y 3" Viscosidades de menos de 5 cp y RGL menor de 1500 ft <sup>3</sup> /bl Gasto de flujo mayor a 400 bpd
<b>Baxendell y Thomas</b>	Desarrollada para mejorar la correlación de Poettman y Carpenter para gastos más altos.
<b>Fancher y Brown</b>	Se utilizaron datos de un pozo experimental de 8000 ft y una tubería plástica de de 2 3/8" recubiertas RGL menor de 5000 ft <sup>3</sup> /bl y gastos de flujo menores a 400 bpd Tuberías de 2 7/8"
<b>Hagedorn y Brown</b>	Se utilizó una tubería de 1500 ft con diámetro de 1", 1.25" y 1.5" RGL menor a 10000 ft <sup>3</sup> /bl
<b>Orkiszewski</b>	Desarrollada utilizando como base los trabajos de Hagedorn y Brown y Duns y Ros. Esta correlación fue desarrollada para eliminar discontinuidades de presión
<b>Duns y Ros</b>	Usó datos de laboratorio donde se observó el colgamiento. Se utilizaron los patrones de flujo para medir la velocidad de resbalamiento y consecuentemente el colgamiento y el factor de fricción. Se recomienda para altas RGL
<b>Aziz</b>	Presenta nuevas correlaciones para flujo bache y burbuja. Utilizan las correlaciones de Duns y Ros para flujo transición y burbuja.
<b>Beggs y Brill</b>	Esta correlación fue desarrollada experimentalmente usando tuberías de 1" y 1.5" a diferentes ángulos de inclinación. Recomendada para pozos inclinados y horizontales
<b>Mukherjee y Brill</b>	Se desarrolló experimentalmente, utilizando tuberías inclinadas a diferentes ángulos. Incluye flujo cuesta abajo. Es recomendada para flujo inclinado u horizontal

### 2.6.3 Colgamiento ( $H_L$ )

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

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \dots\dots\dots 2.34$$

$$0 < H_L < 1$$

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

$$H_g = 1 - H_L \dots\dots\dots 2.35$$

### 2.6.4 Resbalamiento

El término “resbalamiento” se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las fases. La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido.

Cuando el flujo es ascendente o descendente, actúa la segregación gravitacional ocasionando que el líquido viaje a menor velocidad que el gas, para el primer caso, y a mayor velocidad para el segundo caso.

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

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



### 2.6.5 Gasto Crítico

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

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

#### 2.6.5.1 Método de Craft y Hawkins (1965)

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

$$Q_{oc} = \frac{0.007078k_o h(P_{ws}'' - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} PR \dots\dots\dots 2.36$$

$$PR = b'' [1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2b''h} \cos(b'' \times 90^\circ)}] \dots\dots\dots 2.37$$

En donde:

$P_{ws}''$  = presión estática corregida a la mitad del intervalo productor [psia]

PR = relación de productividad

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyendo a la mitad del intervalo productor [psia]

$k_o$  = permeabilidad efectiva al aceite [mD]

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

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

$h$  = espesor de la columna de aceite [ft]

$h_p$  = espesor del intervalo perforado [ft]

$\mu_o$  = viscosidad del aceite [cp]

$B_o$  = factor de volumen del aceite [bl@c.y./bl@c.s.]

#### 2.6.5.2 Correlación Meyer-Garder (1954)

Considera un yacimiento homogéneo e isotrópico:

$$Q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[ \frac{\rho_w - \rho_o}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \left( \frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) [h^2 - h_p^2] \dots\dots\dots 2.38$$

En donde:

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

$\rho_o$  = densidad del aceite [lb/ft<sup>3</sup>]

$k_o$  = permeabilidad al aceite [md]

$\mu_o$ = viscosidad del aceite [cp]  
 $B_o$ = factor de volumen del aceite [adim]  
 $h_p$  = espesor del intervalo perforado [ft]  
 $h$  = espesor del yacimiento [ft]  
 $r_e$ = radio de drene [ft]  
 $r_w$ = radio del pozo [ft]

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

### 2.6.6 Patrón de Flujo

Al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a la otra.

El término patrón de flujo se refiere a la configuración geométrica de las fases líquido y gas en la tubería. Los patrones de flujo existen en flujo multifásico.

La existencia de patrones de flujo es debido a:

- Gastos de líquido y gas
- Geometría de flujo (diámetro y ángulo de inclinación)
- Propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad y tensión superficial)

El impacto que tiene el patrón de flujo se lista a continuación:

- Afecta el fenómeno de colgamiento
- Transferencia de calor
- Determina qué fase está en contacto con la pared
- Afecta condiciones de operación en las instalaciones de producción

#### 2.6.6.1 Patrones en flujo vertical

**Burbuja.** La fase de gas se dispersa en burbujas pequeñas en la fase líquida continua. En este caso la distribución es aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería.

**Bache.** El volumen de líquidos aumenta, las gotas de líquido se unirán formando un tapón de líquido que impide el flujo de gas, las burbujas de gas se hacen más grandes hasta ocupar prácticamente toda el área de flujo y empujan el bache de líquido a través de la tubería de producción. La velocidad de los baches de gas es mayor que la del líquido, forma una película que puede moverse hacia abajo a velocidades bajas. Ambos el gas y el

líquido tienen efectos significantes en el gradiente de presión. Una característica de este patrón de flujo es la alternancia de las fases líquido y gas, lo que provoca la mayor caída de presión en la tubería para un gasto de gas  $Q_g$ .

**Transición.** Este patrón del flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio. Es similar al flujo bache, pero más caótico, sin límites claros entre las dos fases. Ocurre en caudales más altos del gas.

**Niebla.** Es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayor parte de la fase gas es localizada en una burbuja en forma de bala con un diámetro igual al de la tubería. El flujo consiste en sucesivas burbujas de gas y baches de líquido. Una fina película de líquido fluye entre la burbuja de gas y la pared de la tubería.

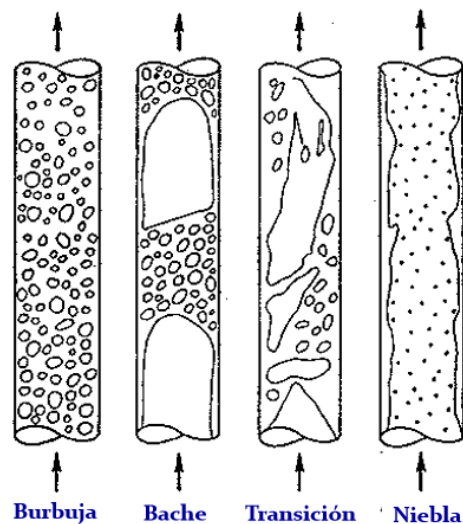


Figura 2.16 Patrones de flujo vertical

### 2.6.7 Flujo a través de estranguladores

Los estranguladores son restricciones en una línea de flujo que provoca una caída de presión con el objetivo de controlar las condiciones de producción del pozo.

Razones para instalar un estrangulador en un pozo (Gilbert 1954).

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

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en fondo en algún punto de la tubería de producción. Algunos estudios de flujo en dos fases involucran el concepto de flujo “crítico” o “sónico”, que es una consecuencia deseada del uso de estranguladores cuya óptima operación se tiene en condiciones de flujo crítico. La mayoría de las restricciones ocasionadas por la medición de flujo son conocidas como Venturi, boquillas y medidores de orificio.

Las restricciones comúnmente encontradas en tuberías son los estranguladores de fondo y válvulas subsuperficiales de seguridad. Los estranguladores normalmente son instalados para restringir el flujo y controlar el gasto.

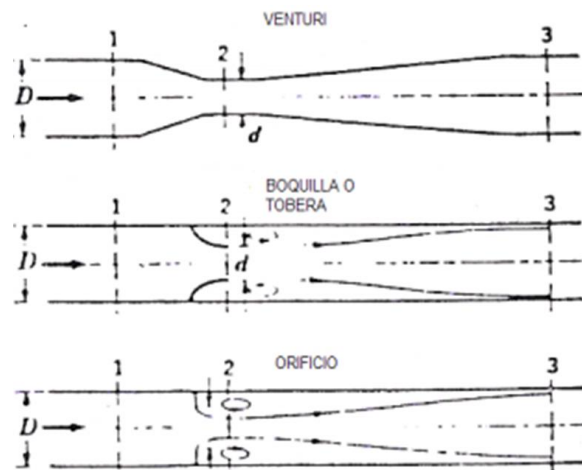


Figura 2.17 Representación gráfica de las líneas de flujo a través de un Venturi, una tobera y un orificio

### 2.6.7.1 Flujo crítico

El flujo crítico es un fenómeno que se presenta en fluidos compresibles. Frecuentemente se presenta cuando el flujo incrementa su velocidad al pasar a través de una garganta o reducción y la velocidad alcanza la velocidad del sonido. Esta condición es conocida como “Mach 1”.

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 este planteamiento.

El número 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 ( $V_p$ ).

$$M = \frac{V_f}{V_p} \dots\dots\dots 2.39$$

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.

Para  $M = 1$  el flujo es sónico o 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, entonces el flujo comienza a ser independiente de los cambios en la presión corriente abajo, de la temperatura o de la densidad, debido a que dichos cambios no pueden viajar corriente arriba.

El flujo crítico para gases ocurre aproximadamente a las mismas condiciones donde la relación de la presión corriente abajo a la presión corriente arriba sea de aprox. 0.528.

### 2.6.8 Efecto Venturi

El efecto Venturi consiste en que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión al aumentar la velocidad después de pasar por una zona de sección menor. Cuando se genera el aumento de la velocidad de flujo, se llega a reducir la presión y entonces, si en este punto del conducto se introduce el extremo de otro conducto, se produce una aspiración del fluido, que se mezclará con el que circula por el primer conducto. Este efecto fue demostrado por el físico italiano Giovanni Battista Venturi (1746-1822).

El efecto Venturi se explica por el principio de Bernoulli y el principio de continuidad de masa. Si el caudal de un fluido es constante pero la sección disminuye, necesariamente la velocidad aumenta tras atravesar esta sección. Por el teorema de la energía si la energía cinética aumenta, la energía determinada por el valor de la presión disminuye forzosamente.

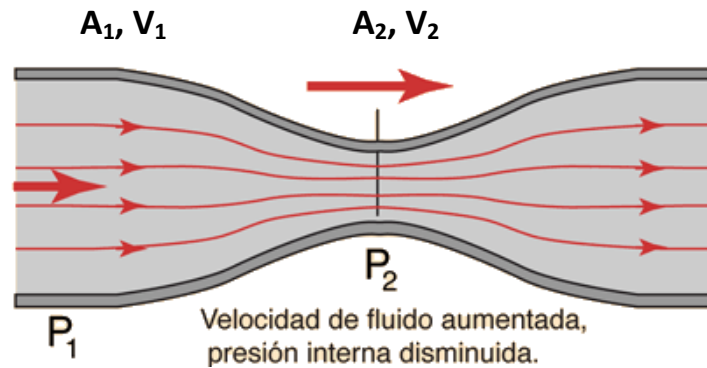


Figura 2.18 Efecto Venturi

Donde:

$P$  = presión,  $P_2 < P_1$

$A$  = área de flujo,  $A_2 < A_1$

$V$  = velocidad del fluido,  $V_2 > V_1$

### 2.6.8.1 Fenómeno de cavitación

Cuando se utiliza un tubo de Venturi hay que tener en cuenta un fenómeno que se denomina cavitación. Este fenómeno ocurre si la presión en alguna sección del tubo es menor que la presión de vapor del fluido. Para el tubo Venturi en particular, el riesgo de cavitación se encuentra en la garganta del mismo, ya que aquí, al ser mínima el área y máxima la velocidad, la presión es la menor que se puede encontrar en el tubo. Cuando ocurre la cavitación, se generan burbujas localmente, que se trasladan a lo largo del tubo. Si estas burbujas llegan a zonas de presión más elevada, pueden colapsar produciendo así picos de presión con el riesgo potencial de dañar la pared del tubo.

## 3. Principio de funcionamiento del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®)

El principio de operación del MPFV® desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), está fundado en generar una caída de presión en el fondo del pozo la cual permita incrementar la presión de fondo, como consecuencia de este fenómeno es posible alargar la vida fluyente del pozo y preservar la energía propia del yacimiento para aportar hidrocarburos. El dispositivo MPFV® se enfoca en la solución de problemas de carga de líquidos, pozos que presentan conificación de agua y pozos con problemas de congelamiento de líneas superficiales a causa de la formación de hidratos. El dispositivo MPFV® es aplicable a pozos de gas seco, gas húmedo o gas y condensado que presenten

los problemas descritos anteriormente. Este aditamento se coloca en el extremo inferior de la tubería de producción.

El principio del dispositivo MPFV® está basado en transmitir energía de un fluido (gas) al fluido que se encuentra estático y que actúa como tapón restringiendo el flujo de fluidos (condensados y agua). Esta transmisión de energía se genera al momento de la interacción (impacto) de la corriente de gas con el volumen de líquido dando inicio a la formación de una mezcla homogénea.

El MPFV® realiza su funcionamiento en un proceso de estrangulamiento en dos etapas, la primera se lleva a cabo en la sección llamada expansor primario en el cual se logra incrementar la velocidad de los fluidos hacia el interior de la cámara de homogeneización. Para la segunda etapa tiene lugar la sección llamada Venturi (cuello de pesca), en donde se eleva la fuerza cinética del fluido, derivado de ello se genera la fuerza de succión que reincorpora los líquidos nuevamente a la corriente de flujo principal formando una mezcla homogénea. La velocidad suministrada a la mezcla de fluidos será suficiente para evitar que se quede en el fondo un volumen de líquido que pudiera afectar el flujo de fluidos provenientes del yacimiento.

El MPFV® está integrado por diferentes elementos mecánicos que estarán en contacto directamente con los fluidos que aporta el yacimiento y que conjuntamente lograrán realizar una reincorporación y atomización de la fase líquida en la fase gaseosa, dando como resultado una mezcla homogénea de ambas fases, logrando una producción de hidrocarburos estabilizada al eliminar la presencia de baches de gas o de líquido.

Se sabe que la mayor pérdida de energía al transportar los hidrocarburos del yacimiento a la superficie se genera en la tubería de producción, gracias a este diseño es posible trasladar el líquido acumulado a la superficie dentro de la corriente de gas, teniendo como resultado un flujo homogéneo (gas-líquido), la densidad de la mezcla será menor y con ello, se disminuye la pérdida de presión a través de la TP.

Con la modificación en el patrón de flujo es posible mejorar las condiciones de producción ya que se logran reducir las caídas de presión por fricción en la tubería de producción generadas por el flujo de fluidos a través de ella y por el efecto de la contrapresión generada por la columna de líquido acumulada.

El MPFV® aumenta su utilidad al ser una tecnología de fácil instalación, al anclarse en cualquier parte de la tubería de producción con uso de línea de acero. Su diseño está preparado para instalarse en pozos con terminación "Tubing Less" y en pozos que cuenten con empacador hasta el extremo inferior de la tubería de producción.

Lo que diferencia al MPFV® de un estrangulador de fondo tradicional, es que tiene una geometría interior en la parte superior de la herramienta que le permite impulsar los líquidos hasta la superficie, aquellos líquidos que resbalan por la tubería de producción, son reincorporados a la corriente de gas, gracias al efecto “Jet” generado por la propia geometría Venturi.

### 3.1 Componentes del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®)

El MPFV® se compone de los siguientes elementos:

Tabla 3.1 Componentes del MPFV® (Exteriores)

Exteriores	
1	Expansor primario
2	Camisa expansor
3	Camisa ratcher
4	Anillo separador
5	Cono
6	Mordaza (cuña)
7	Sello empacador
8	Venturi (cuello de pesca)

Tabla 3.2 Componentes del MPFV® (Interiores)

Interiores	
9	Aro sello flecha ratcher
10	Resorte de tensión para trinquete
11	Trinquete
12	Aro sello camisa ratcher
13	Flecha ratcher
14	Aro sello Venturi

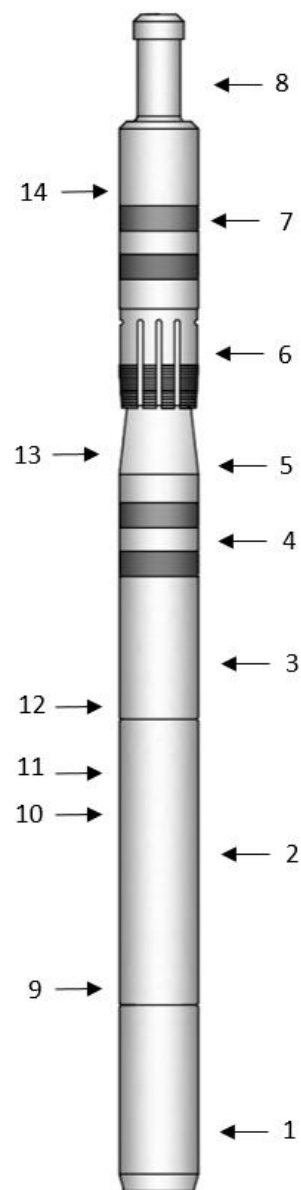


Figura 3.1 Diagrama del MPFV®



### **3.2 Funcionamiento de los componentes del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®)**

**Expansor primario.** Permite la expansión de la corriente de gas proveniente del pozo, que es el fluido motriz, hasta un estado de alta velocidad. Está fabricado de un material que lo provee de una gran dureza y resistente a la corrosión, su diámetro interior y geometría Venturi tiene la función de provocar la primera caída de presión a través de una restricción controlada de flujo, lo cual favorece la expansión de gas proveniente del pozo, hasta un estado de alta velocidad, originada por la presión del yacimiento, la expansión del gas incrementa la velocidad, que en presencia de líquido, promueve la formación de una mezcla homogénea.

**Cámara de homogeneización.** En su interior se realiza la estabilización y homogeneización del flujo de gas y líquido proveniente de la primera etapa de expansión, los fluidos son transportados a través de la cámara hasta el cuello de pesca del dispositivo.

**Aro sello flecha ratcher.** Proporciona el sello interior correcto del expansor primario, puesto que este elemento es el primero en tener contacto con el fluido del yacimiento, es de vital importancia que el aro sello esté en perfectas condiciones para garantizar que no haya pérdida de fluidos.

**Camisa expansor.** Está unido con el expansor primario, en su interior se encuentra la flecha ratcher, el sistema de trinquetes y resortes de tensión.

**Trinquete.** Permite el correcto posicionamiento del sistema de anclaje del sistema MPFV® en la tubería de producción.

**Resorte de tensión para trinquete.** Mantiene al sistema de trinquetes en la posición adecuada de funcionamiento.

**Camisa ratcher.** Camisa unida a la camisa expansor, la cual funciona como asentamiento de los sellos empacadores.

**Aro sello camisa ratcher.** Proporciona el sello correcto al roscar la camisa expansor y la camisa ratcher. Es importante que el aro sello esté en perfectas condiciones para garantizar que no haya pérdida de fluidos.

**Flecha ratcher.** Es el elemento principal para el acoplamiento del sistema de trinquetes y resortes de tensión. Se fija en su posición correcta al acoplarse con el Venturi.

**Sello empacador.** Proporciona el sello correcto con la tubería de producción cuando la herramienta está anclada en el interior de ésta, garantizando que todo el fluido proveniente del yacimiento pase a través de la cámara de homogeneización.

**Anillo separador.** Funciona como base para el correcto asentamiento de los sellos empacadores, evitando pérdida de fluido del interior de la herramienta.

**Cono.** Proporciona la apertura de la mordaza al momento de los impactos para que ésta pueda anclarse en la tubería de producción.

**Mordaza (cuña).** Permite el anclaje del sistema MPFV® en el interior de la tubería de producción.

**Aro sello Venturi.** Proporciona el sello correcto entre el cuello de pesca y la flecha ratcher.

**Venturi (Cuello de pesca).** Es el elemento que acelera el flujo de gas para la reincorporación de líquidos a la corriente de gas; asimismo el cuello de pesca permite colocar el pescante para el anclaje o desanclaje de la herramienta en la tubería de producción.

### 3.3 Parámetros de operación del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®)

Dichos parámetros se muestran en la tabla 3.3

*Tabla 3.3 Parámetros de operación del MPFV®*

PARÁMETRO	UNIDADES	RANGO DE APLICACIÓN
Profundidad de instalación	m	Mayor a 700
Desviación máxima	grados	Menor de 45
$P_{wf}$	kg/cm <sup>2</sup>	$P_{wf}$ mayor al 50% de la presión hidrostática en la tubería
Densidad del aceite	°API	Mayor a 15
Ambiente corrosivo		Opera bajo ambientes corrosivos
Corte de agua	%	Menor a 70

### 3.4 Sistemas de operación del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®)

El MPFV® está constituido por los siguientes sistemas principales.

#### 3.4.1 Sistema de hermeticidad

El sistema de hermeticidad del MPFV® resiste altas temperaturas y grandes diferencias de presión, estas características garantizarán el funcionamiento adecuado de la herramienta.

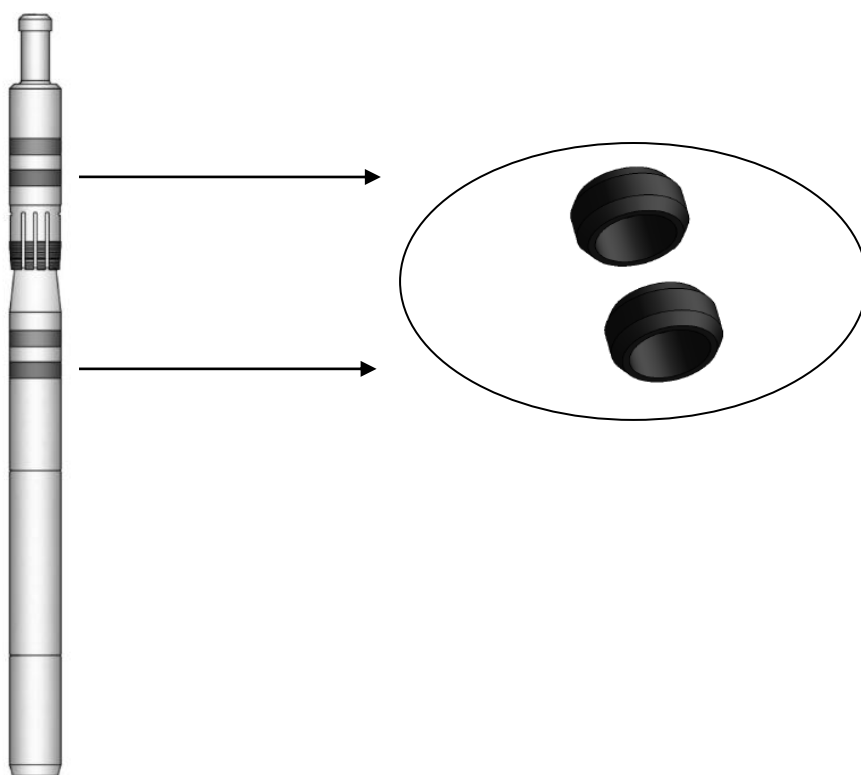


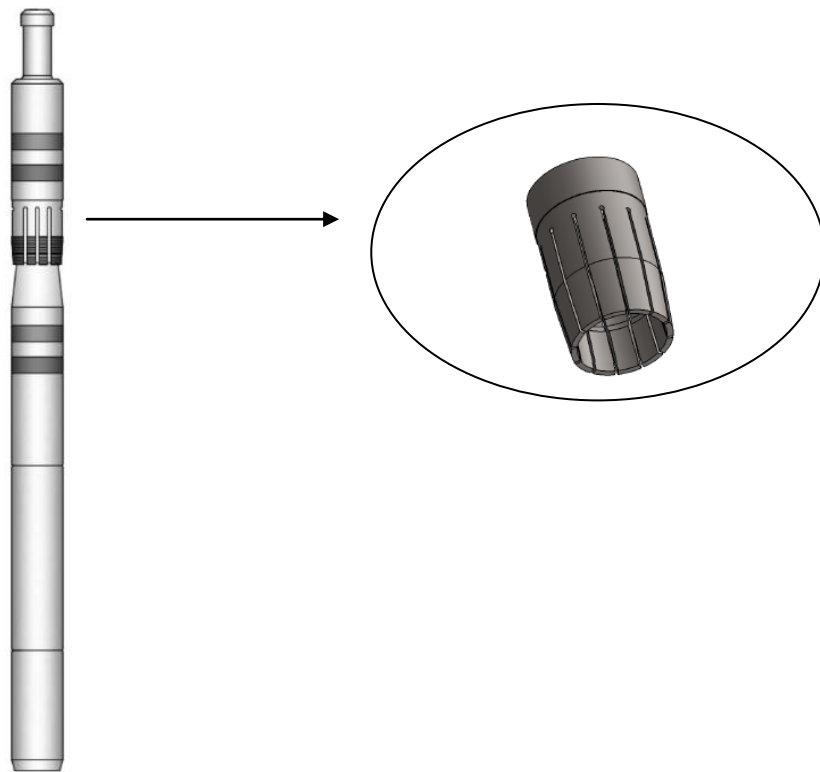
Figura 3.2 Sistema de hermeticidad del MPFV®

#### 3.4.2 Sistema de anclaje

Una vez que la herramienta desciende hasta la profundidad de interés, se asienta sobre un ancla mecánica, una vez que está asentada será posible activar su sistema de anclaje mediante una serie de impactos efectuados con ayuda de la sarta para línea de acero la cual cuenta con los siguientes componentes:

- Barras de peso
- Tijera mecánica
- Caja ciega

Dichos elementos serán operados desde superficie con ayuda del malacate. La mordaza está fabricada en un material resistente al desgaste y a la corrosión con una gran dureza y adicionalmente es tratada con un proceso térmico que le proporciona una mayor resistencia e incrementa su dureza.



*Figura 3.3 Sistema de anclaje del MPFV®*

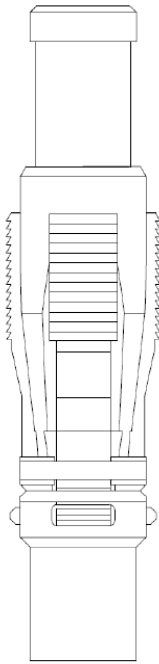


Tabla 3.4 Características técnicas del ancla mecánica

Características técnicas	
Diámetro externo máximo	2.250"
Longitud extendido	1.208'
Peso	7.716 lbf
Sistema de anclaje	Tri-cuña unidireccional
Cuello de pesca	Exterior de 1.750" para pescante JDC de 2 ½"
Medio de anclaje/desanclaje	Operada con línea de acero

Figura 3.4 Ancla mecánica

El ancla mecánica posee un cuerpo de acero de alta resistencia con un acabado químico anticorrosivo, anillo metálico fabricado en un material de alta calidad que extiende su vida útil, las cuñas cuentan con un tratamiento superficial que las provee de propiedades anticorrosivas y de alta resistencia metálica.

### 3.5 Especificaciones y características técnicas del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®)

- Soporta 7,000 psi de presión diferencial.
- Está dotado de una geometría Venturi en dos etapas y barrenos de succión que forman un patrón de flujo burbuja, que evita que los líquidos se acumulen en el fondo del pozo.
- Diámetro Venturi sobre pedido.
- Diámetro del expansor sobre pedido.
- Es instalado en el extremo inferior de la tubería de producción.
- Es instalado y recuperado con línea de acero.
- Sistema de anclaje unidireccional.
- Sus componentes son intercambiables y de fácil mantenimiento.
- Su interior genera un sello hermético para evitar fugas.
- Tiene un diámetro máximo de 2.250 pg y longitud de 1.08 metros.
- Temperatura máxima en el interior del pozo 180°C.
- El sistema es aplicable en pozos desviados hasta 45°.

- Resistente en ambientes agresivos con presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

*Tabla 3.5 Características técnicas del MPFV®*

<b>Diámetro de la Herramienta</b>	<b>Diámetro ext. máximo (in)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Peso (Kg)</b>	<b>Presión diferencial de trabajo</b>
2 7/8"	2.250	1.08	20	Presión diferencial de trabajo: 7,000 psi

### **3.6 Diseño del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®)**

El diseño del MPFV® se realiza con base en la información del pozo y el análisis de la misma, la información necesaria para realizar el análisis consta del estado mecánico, histórico de producción, mediciones trifásicas, análisis cromatográfico del gas, perfil de desviación del pozo, registros de presión de fondo fluyendo y cerrado, análisis composicional de la mezcla.

Esta es información indispensable para realizar el análisis nodal y el modelo de simulación. Dicho modelo será fundamental para evaluar las condiciones bajo las cuales opera el pozo antes de la instalación del sistema MPFV® y un pronóstico de las condiciones en las que va a operar posterior a la instalación del sistema MPFV®, esto con el propósito de determinar la factibilidad y certidumbre de instalar el sistema considerando las mejoras que se esperan una vez que el pozo es puesto a producción. Es importante señalar que el diseño del sistema se realiza particularmente para cada pozo, aumentando con ello la certidumbre de éxito del mismo, con ello se pretende valorar las condiciones de producción de cada pozo, ya que existen diferentes escenarios en el flujo de fluidos, propiedades de los fluidos y características mecánicas que se tienen que tomar en cuenta antes de la instalación del sistema MPFV® y lograr que se cumpla el objetivo al operar el pozo con el sistema instalado. Dicho lo anterior, en la tabla 3.6 se muestran algunas ventajas y desventajas del dispositivo.

*Tabla 3.6 Ventajas y desventajas del MPFV®*

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Instalación en cualquier punto de la TP	Desviación del pozo limitada
Resistente a ambientes corrosivos	No es recomendable para aceites extra pesados
Por su geometría se optimiza tiempo en su instalación y recuperación	No es recomendable en pozos con alto corte de agua

## **4. Caso de aplicación del Mejorador de Patrón de Flujo Tipo Venturi (MPFV®) en el pozo “A”**

El pozo “A” se determinó como pozo candidato a la aplicación del Mejorador de Patrón de Flujo Tipo Venturi (MPFV®) debido a que presenta una declinación en su producción por la acumulación de líquidos en el fondo del pozo, además la producción de agua se ha incrementado y existe congelamiento en las líneas superficiales debido a la formación de hidratos.

La información general del pozo debe ser representativa de las condiciones bajo las cuales opera actualmente, esta parte es fundamental para el análisis del mismo, ya que de ello depende en gran medida obtener un pronóstico acertado del comportamiento del pozo y al efectuar el análisis nodal, la condición del pozo se aproxime a lo que sucede realmente en el pozo.

La información requerida para el análisis del pozo es la siguiente:

- Estado mecánico del pozo
- Medición trifásica actual
- Histórico de producción
- Perfil de desviación o registro giroscópico
- Registro de presión de fondo fluyendo (RPFF)
- Registro de presión de fondo cerrado (RPFC)
- Análisis composicional de la mezcla

El análisis inicia con el estudio del estado mecánico del pozo para verificar que no exista alguna restricción que represente un problema a la hora de la instalación del sistema. Se determina el tipo de terminación del pozo, el diámetro de la tubería de producción, presencia de empacadores, camisa deslizable, tapón mecánico, etc. Asimismo se observan datos importantes como el inicio y término de la perforación del pozo, fecha de fracturamiento y por último la profundidad del intervalo productor el cual será útil para determinar la profundidad de instalación del MPFV®.

Se requiere que la tubería este libre lo más cerca posible del intervalo productor, tomando como referencia para este caso 56 m arriba del empacador hidráulico. Así mismo se observa el diámetro y peso de la tubería de producción, con el objetivo de obtener el drift (diámetro máximo permisible para bajar una herramienta al pozo). Dadas estas condiciones se determinará si se dispone de la herramienta apropiada, en este caso de aplicación se considera un MPFV® para tubería de producción de diámetro 2 7/8” 6.4 lb/ft, este punto de análisis es fundamental para valorar la posibilidad de la instalación o descartar al pozo como candidato.

Cuando el pozo en estudio presenta desviación se debe analizar y observar el ángulo máximo de desviación con ayuda del registro giroscópico, de ser mayor a 45° no sería posible realizar la instalación. Es posible obtener información valiosa del estado mecánico, como profundidad del intervalo productor y presencia de aditamentos, además si se conoce la fecha de inicio en que produjo sabemos el tiempo aproximado que el pozo tiene aportando fluidos. El pozo "A" tiene una terminación 3 1/2" TRC-95 12.7 lb/ft - 2 7/8" L-80 6.4 lb/ft, es un pozo direccional tipo "J"; fue terminado en los intervalos 2,863-2,874, 2,886-2,897, 2,906-2,921 md. El pozo se puso a producir por un estrangulador de 18/64", bajo esta condición se registró una presión en línea de descarga de 164 psia, presión en la cabeza del pozo de 2,059 psia, la presión estática es de 3,154.6 psia, gasto de gas de 3.5 [mmpcd], gasto de condensado de 83 [bpd] y gasto de agua de 13 [bpd].

#### 4.1 Estado mecánico del pozo "A"

A continuación, se presenta el estado mecánico del pozo "A".

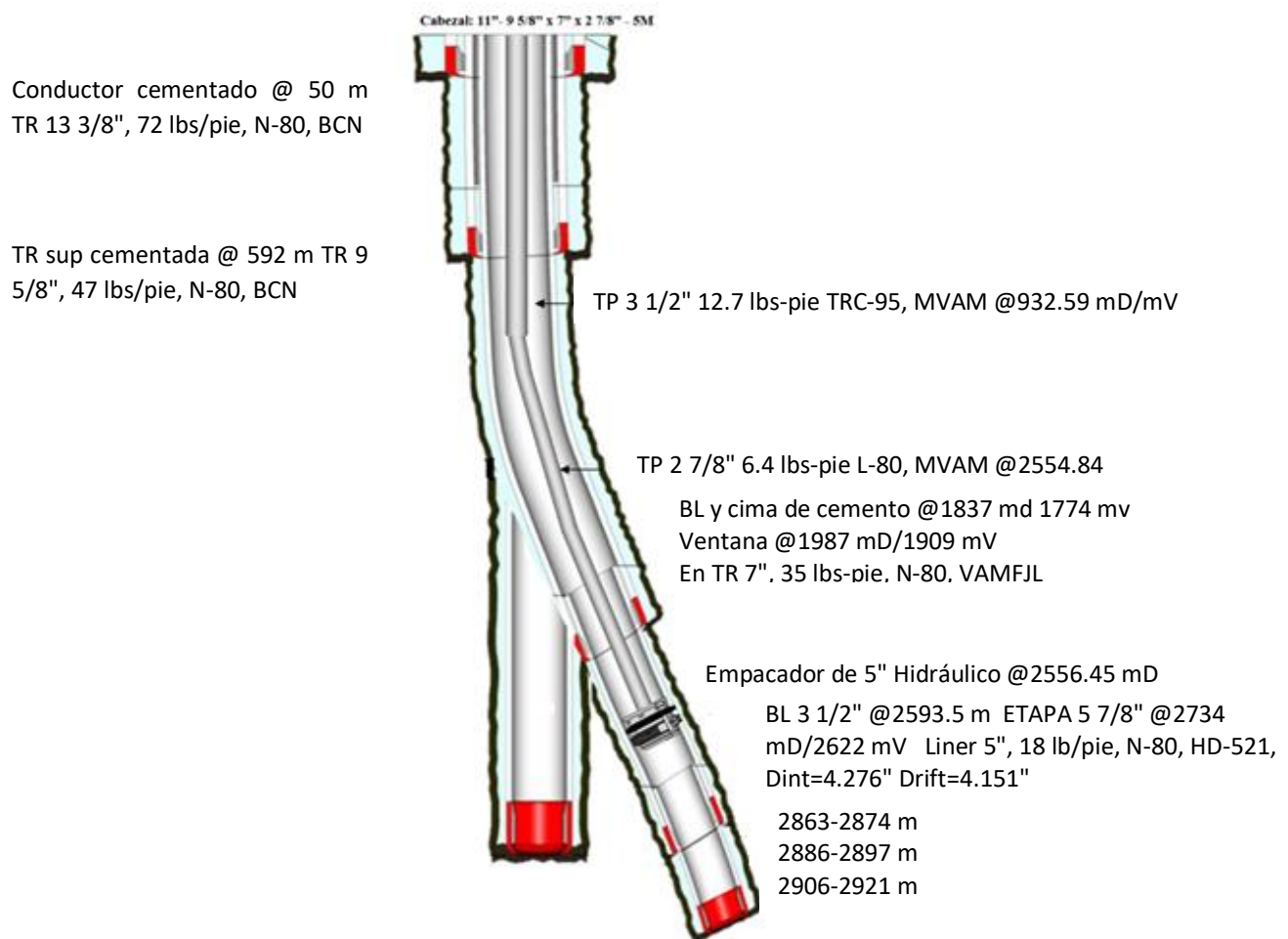


Figura 4.1 Estado mecánico del pozo "A"



## 4.2 Medición trifásica del pozo "A"

Para realizar el análisis del pozo "A" se consideraron los datos de producción registrados en la medición trifásica. Los datos obtenidos se muestran en la tabla 4.1

*Tabla 4.1 Medición trifásica del pozo "A"*

Hora	Diámetro del estrangulador 1/64"	Q <sub>g</sub> (mmpcd)	Q <sub>o</sub> (bpd)	Q <sub>w</sub> (bpd)
24:00	18	3.401	82.1	12.1
1:00	18	3.422	83.2	12.3
2:00	18	3.433	83.4	12.1
3:00	18	3.466	84.5	12.0
4:00	18	3.496	84.9	12.5
5:00	18	3.518	84.8	12.6
6:00	20	3.985	100.1	20.1
7:00	20	4.024	100.4	20.4
8:00	20	4.035	100.5	20.2
9:00	20	4.18	100.8	21.0
10:00	20	4.18	100.8	21.0
11:00	20	4.27	102.2	22.8
12:00	20	4.27	102.2	22.8
13:00	20	4.24	102.2	22.8
14:00	22	4.95	118.2	27.9
15:00	22	4.914	118.6	27.6
16:00	22	4.945	121.1	27.3
17:00	22	4.956	121.8	26.6
18:00	22	4.984	120.2	27.7
19:00	22	4.991	120.4	27.1
20:00	22	4.982	120.6	26.8
21:00	22	4.971	120.3	27.5
22:00	22	4.942	121.2	26.4
23:00	22	4.960	121.1	26.7

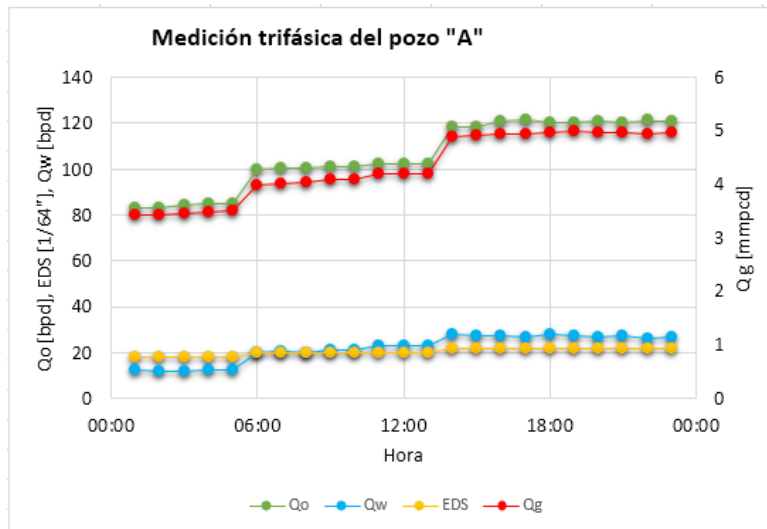



Figura 4.2 Medición trifásica del pozo "A"

### 4.3 Análisis composicional de la muestra de gas

En la figura 4.3 se muestra el análisis composicional de la muestra de gas, proporcionado por el cliente, el cual se utilizó como base para generar el modelo del fluido en el simulador.

**POZO "A"**

  
 INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO


PARÁMETRO	RESULTADOS (BASE SECA)		UNIDADES
Nitrógeno	2.4650		%mol
Bióxido de Carbono	4.0000		%mol
Metano	79.6850		%mol
Etano	6.9000		%mol
Ácido Sulfhídrico	3.3100		%mol
Propano	2.3250		%mol
Isobutano	0.2400		%mol
N-Butano	0.6000		%mol
Isopentano	0.1600		%mol
N-Pentano	0.2350		%mol
N-Hexano +	0.0800		%mol
TOTAL	100.0000		%mol
Peso Molecular promedio	20.3051 a 15.56°C	20.3052 a 20°C	Kg/kmol
Presión Pseudocrítica	49.1929	49.1929	Kg/cm2
Temperatura Pseudocrítica	-58.2331	-58.2331	°C
Densidad Relativa	0.7029a 15.56°C	0.7026 a 20°C	Aire=1
Poder Calorífico Bruto	45.8000 a 15.56°C	38.7500 a 20°C	MJ/m3
Poder Calorífico Bruto	1229.2349 a 15.56°C	1040.0186 a 20°C	BTU/ft3
Poder Calorífico Neto	41.4300 a 15.56°C	35.0700 a 20°C	MJ/m3
Poder Calorífico Neto	1111.9477 a 15.56°C	941.2504 a 20°C	BTU/ft3
Factor de Compresibilidad	0.9971 a 15.56°C	0.9972 a 20°C	
Índice de Woobe	46.9600 a 15.56°C	46.2200 a 20°C	MJ/m3

Figura 4.3 Análisis composicional de la muestra de gas del pozo "A"

#### 4.4 Análisis de la muestra de aceite

En la figura 4.4 se muestra el análisis de la muestra de aceite, proporcionado por el cliente, el cual se utilizó como base para generar el modelo del fluido en el simulador.

**POZO "A"**



PARÁMETRO	UNIDADES	RESULTADOS
Grados °API*	°API	56.9
Agua y sedimento*	% Vol	5.33
Viscosidad saybolt a 37.8°C	SUS	28.1511
Densidad	g/cm <sup>3</sup>	0.7395
Azufre total	% m/m	0.0552
Salinidad	Lb/1000bbl	1.0

*Figura 4.4 Análisis de la muestra de aceite del pozo "A"*

#### 4.5 Simulación del pozo "A" (caso base)

La simulación del pozo "A", se realizó haciendo uso del software especializado "Pipesim", con el objetivo de modelar el estado actual de producción del pozo y posteriormente efectuar el análisis nodal que permita definir el diámetro adecuado del MPFV® para las condiciones de flujo que presenta el pozo. Para realizar el análisis se utilizó la información disponible descrita anteriormente.

En la tabla 4.2 se muestran los datos utilizados para realizar el modelo de simulación:

*Tabla 4.2 Datos utilizados para la simulación del pozo "A"*

$P_{ws}$	$P_{wf}$	$P_{wh}$	$P_{ld}$	$Q_g$	$Q_o$	$Q_w$	$W_c$	TP	EDS
(psia)	(psia)	(psia)	(psia)	(mmpcd)	(bpd)	(bpd)	(%)	(in)	(1/64")
3,154.6	2,882.87	2,059	164	3.505	82	12	13	2 7/8	18

## 4.6 Análisis nodal del pozo "A" (caso base)

A continuación, se muestra el análisis nodal del pozo "A". En este análisis se presenta el comportamiento actual del pozo, el cual nos servirá como base para aproximar el modelo a las condiciones de producción reales, esto con la finalidad de validar el modelo de simulación. Adicionalmente, se realizó el análisis del pozo con una sensibilización para diferentes diámetros en el estrangulador de superficie (EDS) de 18/64", 20/64" y 22/64" y con el cálculo del IPR futuro, considerando para ello una  $P_{ws}$  de 2,600 psi.

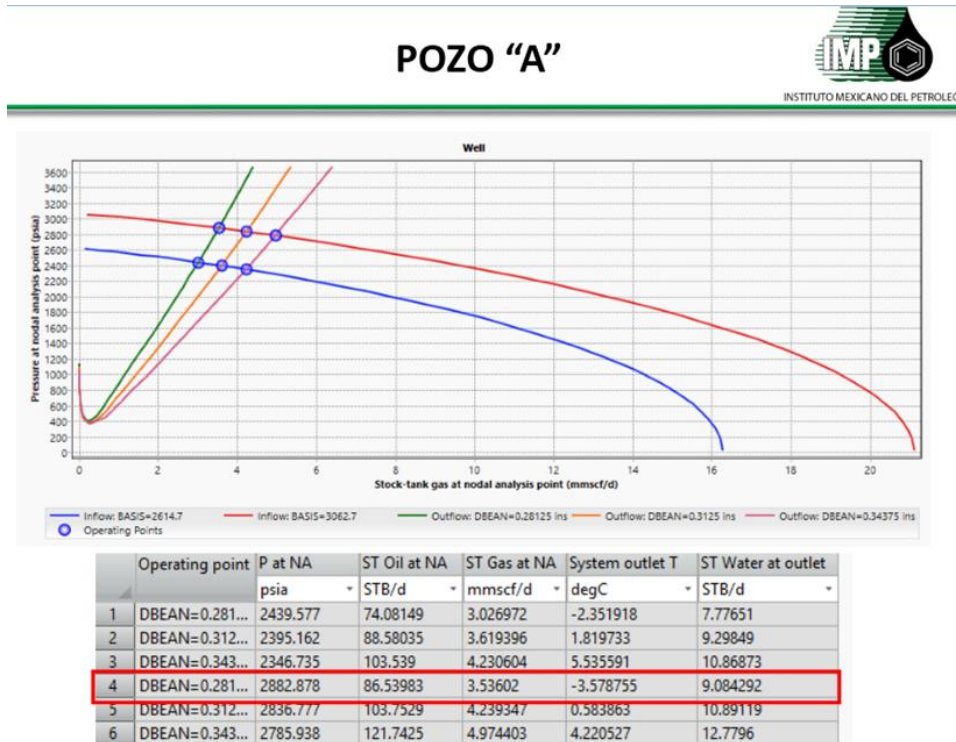


Figura 4.5 Análisis nodal del pozo "A" sensibilizando EDS y cálculo de IPR futuro

Como se observa en la figura 4.5, el modelo se ajusta adecuadamente a la condición actual del pozo "A", con un  $Q_g = 3.5360$  [mmpcd],  $Q_o = 86.53$  [bpd] y  $Q_w = 9.08$  [bpd].

Asimismo, se observa que la temperatura en la línea de descarga es muy baja ( $-3.57$  °C), lo cual da lugar a la formación de hidratos de metano.

En la figura 4.6, se muestra el perfil presión- profundidad de la condición actual del pozo, en la cual se observa el ajuste correcto del comportamiento del pozo, considerando una presión estática de 3,154.6 [psia] con un estrangulador en superficie de 18/64". Además se puede observar el perfil correspondiente para las sensibilizaciones que se realizaron, tomando en cuenta el estrangulador de superficie (EDS) de 20/64" y 22/64" y a su vez el cálculo del IPR futuro considerando una  $P_{ws} = 2,600$  psi.

## POZO "A"

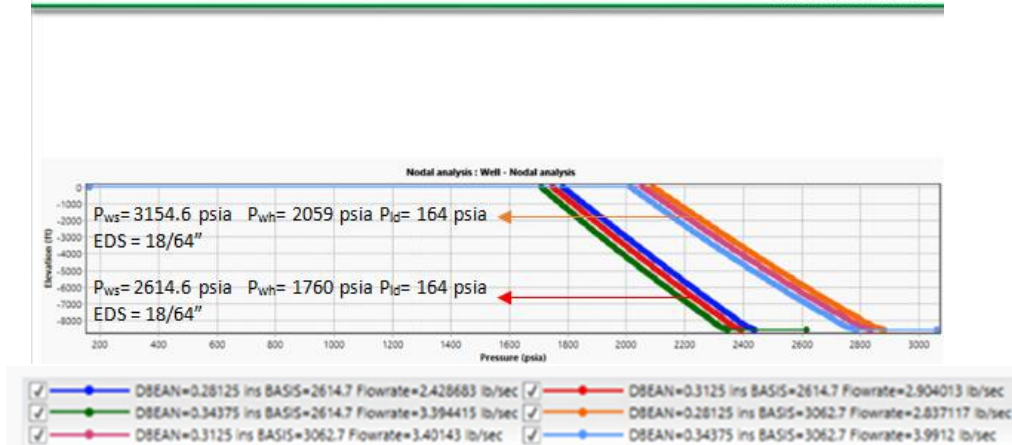


Figura 4.6 Perfil presión-profundidad del pozo "A"

### 4.7 Análisis nodal del pozo "A" implementando el sistema MPFV®

Una vez que se finaliza la representación del comportamiento actual del pozo (caso base), es posible implementar en el análisis el sistema MPFV® en el software Pipesim. El MPFV® se instaló a una profundidad de 2,500 md, considerando 56 m arriba del empacador hidráulico.

El sistema MPFV® en este caso se instaló de manera provisional, ya que la compañía operadora en el activo solicitó realizar una prueba de presión- producción para el cálculo de una curva nueva de IPR, de manera que el análisis nodal se actualizó posterior a la toma de la información, en este trabajo se presentan ambos análisis.

Se seleccionó el MPFV® provisional con la geometría adecuada para las características del pozo y en base al objetivo que se persigue en este momento el cual es eliminar el líquido acumulado en el fondo del pozo y evitar el congelamiento de las líneas superficiales. Se busca que la profundidad de instalación del MPFV® sea lo más cerca posible al intervalo productor, el cual se encuentra a la profundidad 2,886-2,897 md, esto con el fin de optimizar el beneficio proporcionado por el MPFV® en la atomización de los líquidos y reduciendo la caída de presión en la tubería de producción.

A continuación se muestra la simulación de la condición esperada del pozo una vez que es implementado el sistema MPFV® con un diámetro de 22/64" a la profundidad de 2,500 md. Se realizó una sensibilización con EDS de 18/64" y 20/64". En este modelo se modificó el AOF (Absolute Open Flow) del pozo el cual fue proporcionado por el cliente.

# POZO "A"



INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO



Figura 4.7 Comportamiento de la condición esperada del pozo con MPFV® 22/64" y EDS 18/64" y 20/64"

# POZO "A"



INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

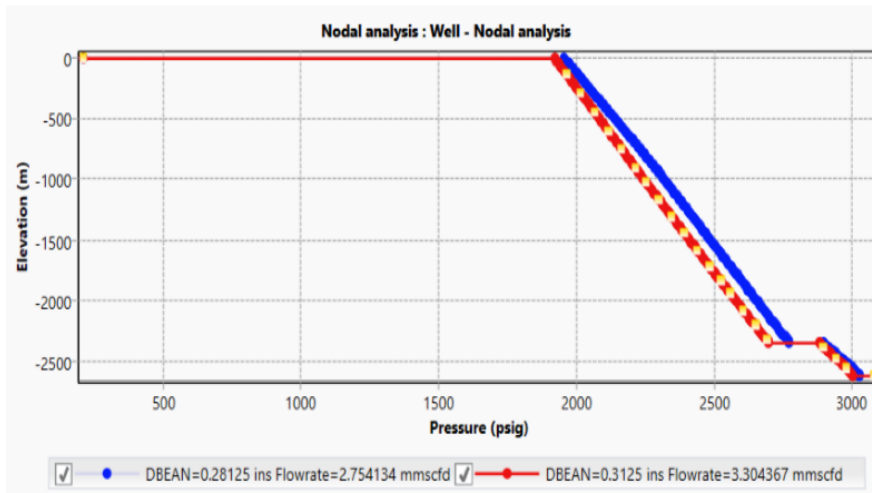


Figura 4.8 Comportamiento de la condición esperada del pozo con MPFV® 22/64" y EDS 18/64" y 20/64"

En la figura 4.7 se puede observar la producción esperada en el pozo "A" una vez instalado el dispositivo MPFV® de 22/64" y proponiendo un EDS de 20/64". De acuerdo al modelo de simulación los resultados esperados se muestran en la tabla 4.3

Tabla 4.3 Condición esperada en el pozo "A" de acuerdo a la simulación con MPFV® 22/64" y EDS 20/64"

Estrangulador de superficie	Qg	Qo	RGA	Wc	P at WH
[1/64"]	[mmpcd]	[bpd]	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	[%]	psi
20	3.304367	150.1173	3,920.484	41	1,920.376

A continuación, se presenta la medición realizada en el pozo, cinco días después de la instalación del MPFV® de 22/64". Como se puede observar, los resultados de la simulación (Tabla 4.3) son muy aproximados a los de la medición realizada en el pozo (Tabla 4.4).

Tabla 4.4 Medición oficial en el pozo "A" posterior a la instalación del MPFV® de 22/64"

Pozo "A"	
	Medición oficial
Estrangulador superficie (pulg)	20/64
MPFV a 2499.8 md (pulg)	22/64
PTP medición oficial (psi)	1939.2
Temperatura cabeza (°C)	46.05
Presión sep (psi)	214.5
Q <sub>g</sub> (mmpcd)	3.263
Q <sub>cond</sub> (bpd)	152.394
Q <sub>w</sub> (bpd)	101.596
Q <sub>liq</sub> (bpd)	253.99
%AyS	40
RGA (pc/bl)	21,411.60
RGA(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	3,814.18
Water gas ratio (bbl/MMpcd)	31.14

En la siguiente gráfica (Fig. 4.9) se muestra el comportamiento del pozo "A".

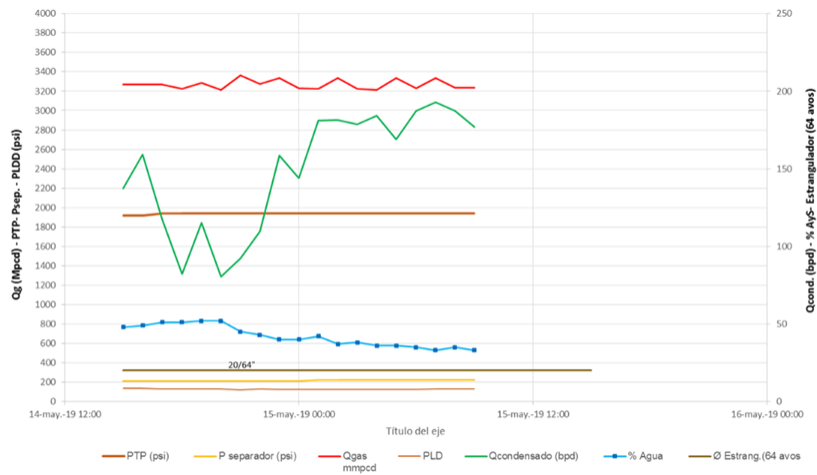


Figura 4.9 Medición oficial en el pozo "A" posterior a la instalación del MPFV® de 22/64"

El siguiente registro de presión de fondo fluyendo (Fig. 4.10) se tomó posterior a la instalación del MPFV®, el pozo se encuentra produciendo con un MPFV® con diámetro 22/64" a la profundidad de 2,500 md y un estrangulador en superficie de 20/64".

**POZO "A"**

**DESCENDENTE**

REGISTRO PRESION-TEMPERATURA A POZO FLUYENTE							
Prof.	Prof.	Presión		Temp.		Gradiente	Gradiente
(md)	(mv)	(psia)	(Kg./cm <sup>2</sup> )	(° F)	(° C)	(Kg./cm <sup>2</sup> /m)	(°C/m)
0	0	1923.297	135.253	87.76	30.976	-----	
500	500	2076.122	146.000	126.08	52.265	0.0215	0.0426
1001	1000	2229.033	158.753	148.63	64.793	0.0215	0.0251
1534	1500	2395.398	168.453	167.51	75.286	0.0234	0.0210
2092	2000	2567.769	180.574	185.207	85.115	0.0242	0.0197
2450	2295	2679.722	188.447	194.781	90.434	0.0267	0.0180

**POZO "A"**

**ASCENDENTE**

REGISTRO PRESION-TEMPERATURA A POZO FLUYENTE							
Prof.	Prof.	Presión		Temp.		Gradiente	Gradiente
(md)	(mv)	(psia)	(Kg./cm <sup>2</sup> )	(° F)	(° C)	(Kg./cm <sup>2</sup> /m)	(°C/m)
0	0	1927.032	135.516	136.15	57.880	-----	
500	500	2078.297	146.153	151.79	66.550	0.0213	0.0174
1001	1000	2231.786	156.946	166.31	75.729	0.0216	0.0184

Figura 4.10 RPF posterior a la instalación del MPFV® de 22/64"



De acuerdo al RPF se determinó que el pozo presentó una caída de presión en la TP de 756.42 psi con un gradiente promedio de 0.02317 Kg/cm<sup>2</sup>/m, el cual es indicativo de flujo homogéneo de líquido y gas.

#### 4.7.1 Cálculo de nuevo IPR del pozo "A"

Posteriormente, la compañía proporcionó información adicional con la cual fue posible calcular el nuevo IPR del pozo. Se realizó el análisis nodal del pozo "A" considerando el cálculo de la nueva curva de IPR. Para este nuevo análisis se tomó como base la medición más reciente realizada en el pozo "A". En la tabla 4.5 se muestran los resultados de dicha medición.

*Tabla 4.5 Medición oficial en el pozo "A" posterior a la instalación del MPFV® de 22/64"*

Pozo "A"	Medición oficial
MPFV a 2499.8 md (pulg)	22/64
PTP medición oficial (psi)	1950
Temperatura cabeza (°C)	45.8
Presión sep (psi)	192
Q <sub>g</sub> (mmpcd)	2.928
Q <sub>cond</sub> (bpd)	164
Q <sub>w</sub> (bpd)	96.79
Q <sub>liq</sub> (bpd)	260.79
%AyS	37
RGA (pc/bl)	17,853.66
RGA(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	3,180.38
Water gas ratio (bbl/MMpcd)	33.06

En la figura 4.11, se observa el cálculo del nuevo IPR del pozo "A", calculado con información actualizada. La presión estática considerada es de 3,083 psi.

# POZO "A"



INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

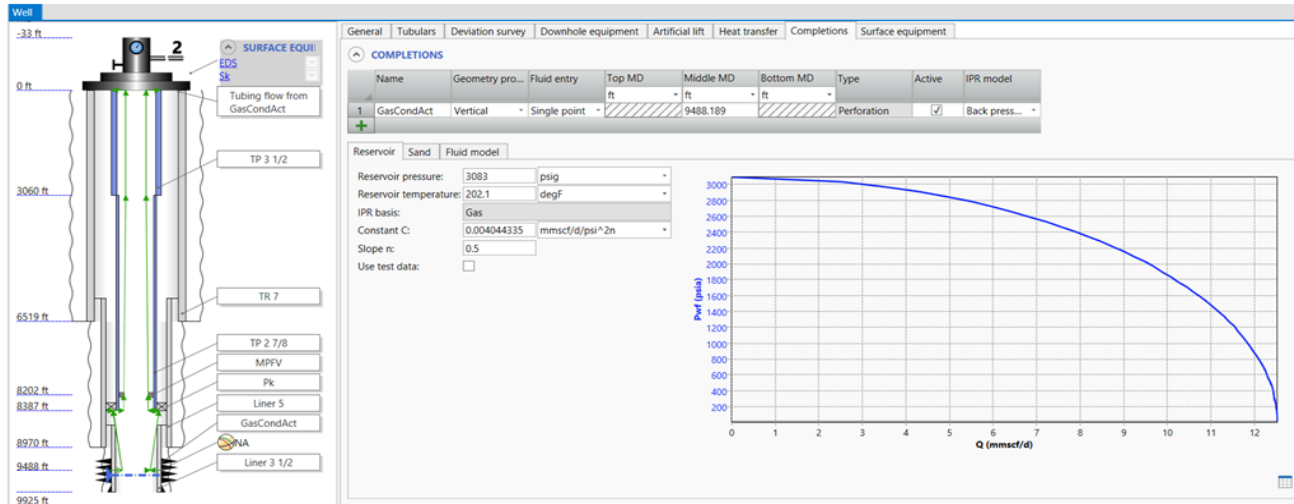


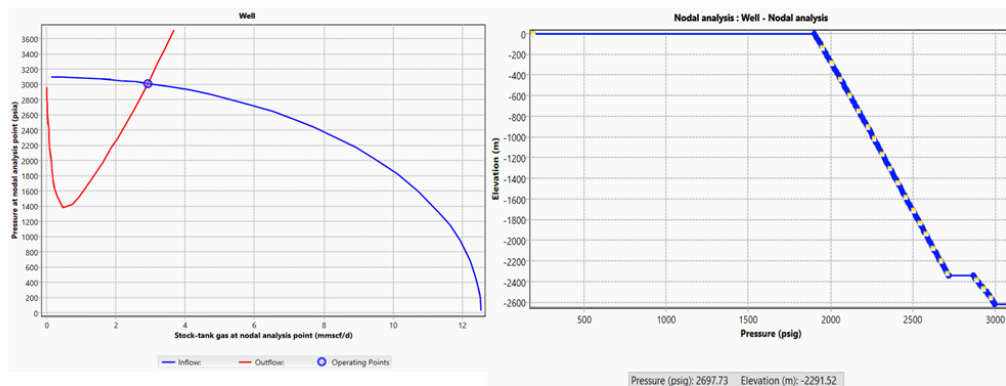
Figura 4.11 IPR del pozo "A" con información actualizada

En la figura 4.12 se puede observar el análisis nodal del pozo "A". El modelo de simulación representa el comportamiento actual del pozo basado en la información actualizada.

# POZO "A"



INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO



Operating point	P at NA	ST Oil at NA	ST Gas at NA	System outl...	ST WCut. at...	ST GOR at o...	Choke MPF...	Choke MPF...	Choke MPF...	P at WH	WHT
	psig	STB/d	mmscf/d	degC	%	sm3/sm3	psig	psi	psig	psig	degC
Flowrate=259...	2997.839	163.3783	2.917448	29.34797	37	3180.467	2867.305	151.1494	2716.155	1900.408	34.34421

Figura 4.12 Simulación de la condición actual del pozo "A" (EDS 20/64" Y MPFV® 22/64") basado en la medición

En la tabla 4.6 se muestran los resultados obtenidos en la simulación del pozo "A" de la condición actual de producción, basado en la medición.

Tabla 4.6 Comportamiento de la producción actual del pozo "A" basado en las últimas mediciones

Punto de operación	Presión en Punto nodal	Q <sub>o</sub>	Q <sub>g</sub>	T a la salida	Wc	RGA	Estrangulador MPFV (Delta P)	P en cabeza	T en cabeza
Gasto = 259.2 bbl/d	psig	bpd	mmpcd	°C	%	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	psi	psi	°C
	2,997.83	163.3	2.917448	29.3479	37	3,180	151.1494	1,900.408	34.34421

Como se puede observar, el modelo de simulación se ajustó correctamente a las condiciones de producción actuales del pozo "A", esto se logra apreciar al comparar los resultados de la simulación (Tabla 4.6) con la medición oficial (Tabla 4.5).

#### 4.8 Análisis del pozo "A" para el reemplazo del MPFV<sup>®</sup> provisional de 22/64"

Se consideró el cálculo del nuevo IPR para reemplazar el primer MPFV<sup>®</sup> instalado. Una vez que se observó que el modelo de simulación de la condición actual del pozo es correcto, se realizó el análisis para determinar bajo qué condición se puede cumplir con el compromiso de producción para el pozo, el cual es Q<sub>g</sub>= 3.5 [mmpcd], Q<sub>o</sub>= 83 [bpd], se llegó a los siguientes resultados:

### POZO "A"



INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

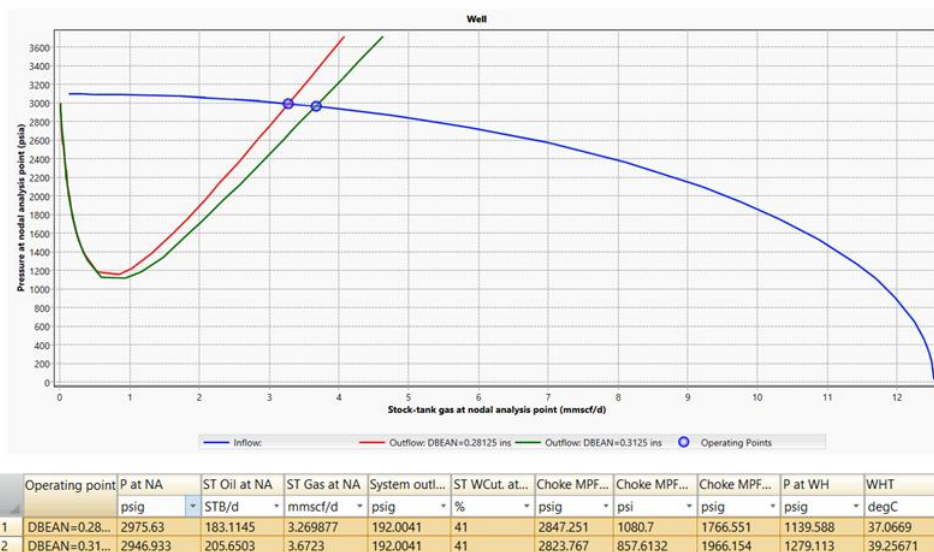


Figura 4.13 Simulación con MPFV<sup>®</sup> de 18/64" y 20/64" a 2,500 md con EDS de 28/64"

Los resultados obtenidos en la simulación se muestran en la tabla 4.7

Tabla 4.7 Condición del pozo "A" de acuerdo a la simulación con MPFV® de 18/64" y 20/64" a 2,500 md con EDS de 28/64"

Punto de operación	Presión en punto nodal	Q <sub>o</sub>	Q <sub>g</sub>	Presión a la salida	Wc	Estrangulador MPFV (Delta P)	P en cabeza	T en cabeza
	psig	bpd	mmpcd	psi	%	psi	psi	°C
MPFV® 18/64"	2,975.63	183.11	3.2698	192.0041	41	1,080.7	1,139.5 88	37.066
MPFV® 20/64"	2,946.93	205.65	3.6723	192.0041	41	857.6	1,279.1 13	39.256

A continuación, se muestra el perfil de presión del pozo "A".

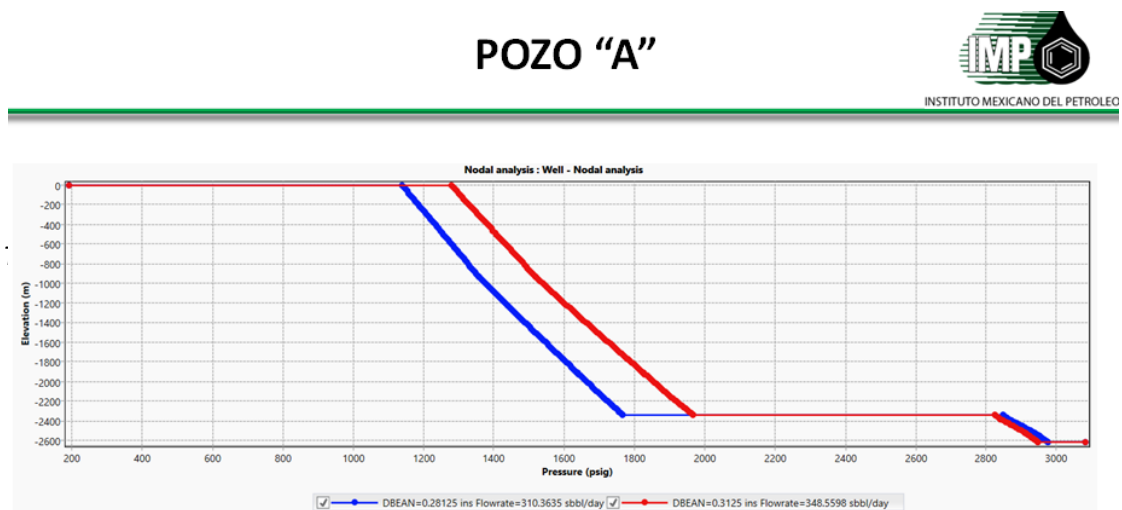


Figura 4.14 Perfil de presión del pozo "A" MPFV® de 18/64" y 20/64" a 2,500 md con EDS de 28/64"

De este análisis se observó de acuerdo a la simulación la caída de presión en la tubería de producción para producir hidrocarburos. Los resultados se muestran en la tabla 4.8

Tabla 4.8 Caída de presión en la TP, MPFV® 18/64" y 20/64" a 2500 m y EDS 28/64"

MPFV	ΔP en TP	ΔP en TP
1/64"	psi/mmpcd	psi/barril
18	191.739	3.424
20	187.087	3.341

En base a este análisis, se propuso instalar un MPFV® con diámetro de 18/64" a la profundidad de 2,500 md y cambiar el EDS a 28/64", con el cual es posible cumplir con el compromiso de producción, además de disminuir la energía necesaria para transportar los hidrocarburos a la superficie.

#### **4.9 Programa operativo para la instalación del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®)**

Diámetro de flujo: 18/64"

Diámetro exterior máximo: 2.250"

Profundidad objetivo: 2,500 md

TP: 2 7/8" 6.4 lb/ft

##### **4.9.1 Pruebas de laboratorio**

##### **4.9.1.1 Pruebas de hermeticidad del MPFV®**

Se ejecutaron las pruebas de hermeticidad del MPFV® en instalaciones del IMP.



*Figura 4.15 Pruebas de hermeticidad del MPFV®*

#### 4.9.1.2 Pruebas de anclaje y desanclaje del MPFV®

Se ejecutaron las pruebas de anclaje y desanclaje del MPFV® en instalaciones del IMP.



*Figura 4.16 Pruebas de anclaje y desanclaje del MPFV®*

#### **4.9.2 Actividades previas**

En la base operativa de la compañía de línea de acero, en coordinación con el personal del IMP realizar pruebas de funcionamiento de las herramientas y accesorios requeridos para la recuperación del MPFV® (actividad a cargo de línea de acero e IMP).

Equipo requerido.

Para esta actividad se requiere de una unidad de línea de acero de 0.125" con el siguiente arreglo:

- Barras de peso de diámetro 1 7/8" x 15 ft de longitud.
- Tijera mecánica de diámetro 1 7/8" x 30" de carrera.
- Caja ciega de 2.250"
- Sello de plomo de 2.343"
- Sello de plomo de 2.250"
- Pescante JDC 2 ½" nominal habilitado con perno de bronce

#### **4.9.3 Actividades de campo**

1. Realizar junta operacional y de seguridad. (Todo el personal que asiste a la actividad de campo).
2. Instalar ULA en pozo y realizar pruebas de equipo de control de presión (ECP). (De acuerdo a procedimiento de línea de acero).
3. Cerrar pozo. (Actividad a cargo de operación de pozos).
4. Calibrar TP de 2 7/8" 6.4 lb/ft con sello de plomo de diámetro 2.343" hasta la profundidad del ancla mecánica (2,500 md).
5. Instalar ancla mecánica a la profundidad de 2,500 md (De acuerdo al procedimiento de línea de acero).
6. Con sarta de línea integrada con barras de peso de 15 ft de longitud total de 1 7/8", tijera mecánica de 1 7/8" x 30" de carrera y pescante JDC de 2 ½" habilitado con perno de bronce, descender en pozo e instalar el MPFV® de 18/64" sobre el ancla mecánica. La velocidad de descenso recomendada es de 30 m/min. (De acuerdo al procedimiento de línea de acero).
7. Con sarta de línea integrada con barras de peso de 15 ft de longitud total de 1 7/8", tijera mecánica de 1 7/8" x 30" de carrera y caja ciega de 2.250", realizar 20 golpes descendentes sobre el MPFV® para activar los sistemas de anclaje y hermeticidad. El número de golpes puede variar debido a las condiciones del fluido y de la desviación del pozo, lo cual se acordará entre el personal de línea de acero e IMP.

8. Retirar ECP y accesorios de línea de acero (De acuerdo a procedimiento de línea de acero).
9. Alinear lentamente el pozo a producción, monitoreando presión en superficie. (De acuerdo al procedimiento de operación de pozos).

#### 4.9.4 Memoria fotográfica



*Figura 4.17 Sello de plomo de 2.250" utilizado para calibración de TP de 2 7/8" del pozo "A"*



*Figura 4.18 Herramienta MPFV® de 18/64"*



*Figura 4.19 Herramienta MPFV® de 18/64" acoplada al pescante JDC*



#### 4.10 Seguimiento al comportamiento de producción del pozo "A" posterior al cambio de MPFV® de 22/64" a 18/64"

Durante el proceso de apertura el pozo se estranguló por diferentes diámetros, para observar el comportamiento de la producción de líquido y la presión en la cabeza.

Tabla 4.9 Comportamiento de la producción del pozo "A" posterior a la instalación de MPFV® 18/64"

EDS (1/64")	P <sub>wh</sub> (psia)	T sep (°C)	Q <sub>g</sub> (mmpcd)	Q <sub>o</sub> (bpd)	P <sub>ld</sub> (psia)	Q <sub>w</sub> (bpd)
26	1184	22	3.132	148.32	128	98.88
26	1185	22	3.242	114.56	132	82.96
26	1186	22	3.295	112.72	132	85.04
26	1186	22	3.135	148.32	129	98.88
26	1185	23	3.235	96.77	133	76.03
26	1174	23	3.287	133.49	129	88.99
26	1178	23	3.183	140.90	131	106.30
26	1180	22	3.295	145.71	127	101.24
26	1183	23	3.182	148.32	126	98.88
26	1184	23	3.182	140.77	125	106.19
26	1184	23	3.235	148.32	129	98.88
26	1185	23	3.288	140.77	129	108.19
28	1000	26	3.282	58.34	127	40.54
28	1000	25	3.059	88.99	130	59.33
28	1001	25	2.555	119.90	134	76.33
28	1001	23	2.619	122.91	135	75.33
28	1003	24	2.796	118.22	134	78.82
26	1187	24	2.850	120.93	141	77.31
26	1189	24	2.667	162.72	132	108.48
26	1189	24	2.486	107.43	127	65.85
26	1192	23	2.491	142.08	127	79.02
26	1191	23	2.651	143.00	127	80.00
26	1192	22	2.922	91.81	131	56.27
26	1209	21	2.875	156.94	130	100.34
26	1200	21	2.768	78.80	130	59.44
26	1200	20	2.887	104.82	128	67.02
26	1200	20	2.887	170.52	126	104.52
26	1200	20	3.044	120.42	128	67.74
26	1200	21	2.986	126.48	129	104.52
26	1200	20	3.044	153.13	129	67.74
26	1200	21	3.038	124.56	127	77.52
26	1200	21	3.091	153.41	127	97.91
26	1200	21	3.097	155.64	126	83.04
26	1200	20	3.097		126	94.00
26	<b>1203</b>	<b>20</b>	<b>3.097</b>		<b>130</b>	<b>95.40</b>

En la tabla 4.9 se muestran las mediciones con estrangulador de superficie (EDS) de 26/64" y 28/64". Al observar que el pozo estabilizó más rápidamente con el EDS de 26/64" se procedió a tomar un registro por estaciones con este diámetro (Figura 4.19).

LINEA DE ACERO							
POZO "A"							
DESCENDENTE							
REGISTRO PRESION-TEMPERATURA A POZO FLUYENTE							
Prof.	Prof.	Presión		Temp.		Gradiente	Gradiente
(md)	(mv)	(psia)	(Kg./cm <sup>2</sup> )	(° F)	(° C)	(Kg./cm <sup>2</sup> /m)	(°C/m)
0	0	1218.973	85.722	88.51	30.282	-----	
500	500	1322.349	92.992	123.21	50.673	0.0145	0.0408
1001	1000	1424.588	100.182	145.86	63.253	0.0144	0.0252
1534	1500	1540.414	108.327	162.77	72.651	0.0183	0.0188
2092	2000	1659.418	118.696	175.424	79.680	0.0167	0.0141
2450	2295	1732.992	121.870	181.155	82.864	0.0175	0.0108

Figura 4.19 RPFF posterior a la instalación del MPFV de 18/64"

De acuerdo al RPFF (Fig. 4.19) la caída de presión medida en la TP es de 514.02 psi con un gradiente promedio de 0.01575 Kg/cm<sup>2</sup> m y una producción de gas de 3.097 mmcpd, una producción de condensado de 155.64 bpd y 95.4 bpd de agua (corte de agua 38% en volumen).

Con la información de los registros y mediciones oficiales, se estimó un consumo de energía por volumen de hidrocarburo producido, los resultados se presentan en la tabla 4.10

Tabla 4.10 Caída de presión en la TP posterior a la instalación del MPFV® 18/64"

MPFV	ΔP en TP	ΔP en TP
<b>1/64"</b>	<b>psi/mmcpd</b>	<b>psi/bpd</b>
18	165.97	3.303
22	231.82	4.964

En la siguiente gráfica (Fig. 4.20) se muestra el comportamiento de la producción del pozo, posterior a la instalación del MPFV® de 18/64".

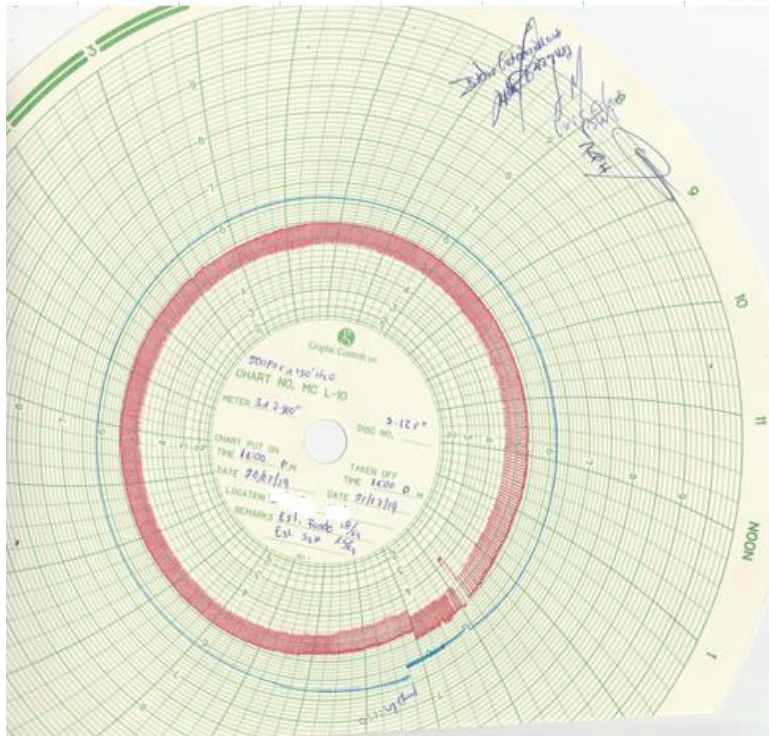


Figura 4.20 Manógrafo del pozo "A" posterior a la instalación del MPFV® de 18/64"

## Conclusiones

Considerando las mediciones trifásicas del pozo "A", los registros de presión de fondo fluyendo, antes y después de la instalación del MPFV® se puede concluir lo siguiente:

1. La simulación del caso base se aproximó correctamente a las condiciones de producción del pozo antes de la instalación del MPFV®, considerando la medición trifásica.
2. Con la implementación del MPFV® provisional de 22/64" se cumplió el objetivo de eliminar el congelamiento de las líneas superficiales por la formación de hidratos y poder efectuar la medición de los parámetros de producción del pozo. Además fue posible mantener el compromiso de producción de gas con un gasto de 3.30 mmpcd y se incrementó la producción de condensado en un 80%.
3. La caída de presión en la TP es de 756.42 psi de acuerdo al RPFf tomado después de la instalación del MPFV®.
4. Como resultado de la optimización del diámetro del MPFV® fue posible disminuir la caída de presión en la TP, se consiguió un ahorro de energía del 28% en el transporte de la producción por la TP en el caso del gas y 33.5% para el caso de la producción de condensado, en promedio total corresponde a un ahorro de 30.75% de la energía necesaria para transportar los hidrocarburos a la superficie.
5. Se realizó adecuadamente el cálculo de la nueva curva de IPR para el análisis nodal del pozo "A". El modelo de simulación se ajustó correctamente a las condiciones de producción actuales del pozo basado en la medición correspondiente.
6. El análisis efectuado para reemplazar el MPFV® provisional de 22/64" arrojó buenos resultados considerando el compromiso de producción proporcionado por la compañía operadora del campo, el cual es de  $Q_g = 3.5$  [mmpcd],  $Q_o = 83$  [bpd].
7. En la gráfica del manógrafo (Fig. 4.20) se observa que el pozo mantiene un comportamiento estable, aunque se aprecia bacheo, el flujo de gas y líquido se lleva a cabo de manera constante, esta situación puede evaluarse en un análisis futuro para disminuir su efecto o eliminarlo.
8. En condiciones normales de operación, el IMP recomienda realizar el mantenimiento de la herramienta MPFV® en un periodo no mayor a seis meses, esto último dependiendo de las propiedades del fluido y de las condiciones de producción del pozo.

## Referencias

1. Nájera Moreno, César Eugenio. *Conceptos Básicos para la Técnica de Análisis Nodal*. PEMEX Exploración y 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. Ramírez Sabag, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares. *Productividad de pozos petroleros*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
4. Rubio Méndez, Juan Carlos. Tesis de licenciatura: *Explotación de Yacimientos de Gas y Condensado*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 1985.
5. Solesa, Miso, Otoniel Morales Martínez. *Solución Integral para tratar el Problema de Carga de Líquido en Pozos de Gas del Campo Burgos*. WCP-ALS, México Norte, SLB, 2006.
6. Islas Castelán, María Rufina. Tesis de licenciatura: *Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2006.
7. Álvarez Raya Rogelio. Tesis de licenciatura: *Aplicación del análisis nodal para incrementar la productividad de un pozo*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2008.
8. Garaicochea Petrirena, Francisco, Bashbush B. José Luis. *Apuntes de comportamiento de los yacimientos*. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, 1987.
9. Padilla Sixto, Roberto. *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección Ejecutiva en Exploración y Producción, 2002.
10. Padilla Sixto, Roberto. *Propiedades de los fluidos*. Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección Ejecutiva en Exploración y Producción, 2002.
11. Padilla Sixto, Roberto. *Propiedades de la roca*. Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección Ejecutiva en Exploración y Producción, 2002.
12. Beggs H., Dale. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. OGCI Publications, Tulsa 1991.
13. Govier, G. W., *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells*. Alberta, Canadá, Energy, Resources conservation board, third edition, 1975.
14. SHAIIP (Grupo de Sistemas y Herramientas para la adquisición de información en Pozos del IMP), *Informe Técnico: Sistema de recuperación de líquidos en pozos productores de gas*. IMP, México, 2006.
15. IMP. *Aplicación de tecnología Venturi en su versión personalizada para pozos del activo integral Burgos*. Subdirección de producción región norte, coordinación de gestión tecnológica región norte, 2009.
16. IMP. *Evaluación de la macropera corralillo con respecto al MPFV®*. Subdirección de producción región norte, 2009.
17. SHAIIP, *Informe Técnico: Prueba Tecnológica Muspac 2*. IMP, México, 2007.

18. Rodríguez Nieto, R. y colaboradores, *Apuntes de la asignatura: Principios de Mecánica de Yacimientos*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2005.