



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“APLICACIÓN DEL DISPOSITIVO MEJORADOR
DE PATRÓN DE FLUJO TIPO VENTURI PARA
LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE
POZOS DE GAS”

TESIS PROFESIONAL
Para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:
ENRIQUE VARGAS LEÓN
IVAN REYES HUERTA

DIRECTOR DE TESIS
Ing. Israel Castro Herrera



Ciudad Universitaria, México, 2012

Agradecimientos

"La vida no te está esperando en ninguna parte, te está sucediendo.... No se encuentra en el futuro como una meta que hay que alcanzar, está aquí y ahora, en este mismo momento, en tu respirar, en la circulación de tu sangre, en el latir de tu corazón..... Cualquier cosa que seas, es tu vida y si te pones a buscar significados en otra parte, te la perderás."

A mi mamá

Gracias por ser un ejemplo a seguir, gracias por estar presente en todos los momentos de mi vida, gracias por darme los medios para ser quien soy ahora y sobre todo gracias por ser una mujer tan especial.....

A mi papá

Una de las frases que mas me han marcado en la vida, tú me la dijiste, "si vas a hacer algo, hazlo bien". Al inicio sonó como regaño pero después me di cuenta que no era así.... Gracias por dejarme cometer mis errores.....

A mis hermanos

Ustedes dos me mostraron sin saberlo, una forma especial de ver la vida. Uno jamás se rinde y el otro siempre se entrega.....

A Jessica

Es bonito tener a una persona como tú para compartir, y disfrutar de los pequeños detalles de la vida, gracias por tu apoyo incondicional y por permitirme caminar a tu lado...

A mis más grandes maestros

Diego, tú me regalaste de nuevo la espontaneidad y esa capacidad de sorpresa, me enseñaste al nacer, a vivir mi día como si fuera el primero de mi vida.
Camila, tú me enseñaste que la personalidad es algo con lo que se nace y se defiende, y que una sonrisa, un beso y un abrazo son los más grandes obsequios que alguien puede ofrecer.



Y los dos me están enseñando que la vida está llena de sorpresas, que las personas que son más sinceras al vivir disfrutan más de la vida y que no hace falta más que una sonrisa o unas lagrimas para entender el verdadero significado de la vida.

A Isaac

Gracias por los consejos y la sinceridad, pero sobre todo por el apoyo y la amistad que me has brindado. Como persona e ingeniero eres un ejemplo a seguir y con tu peculiar sentido del humor le das a cada momento una perspectiva diferente.

A Juan

A veces parece qué por suerte le atinas a los detalles en los trabajos, pero creo que no es por suerte sino por la experiencia y ese fino análisis que te caracteriza. Gracias por el apoyo y la confianza que depositaste en mí.

A Dani

Gracias por el tiempo, la paciencia y por la confianza que me has brindado.

Al grupo SHAIP

Artur, Miguel, Quique, Ema, Roger, Charly, Jaz, Berny, Angelito, Davis, Gabino, George, Ivan, Luis, Enrique, Jorge, Lalo, Ing. Manuel, Ing. Blanco, Máster. Gracias a todos porque en algún momento me han aportado algo a mi vida profesional. Y Artur gracias también por tu amistad y a seguir en "el camino".



INDICE

	PÁGINA
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
<i>Capítulo 1</i>	
FUNDAMENTOS EN LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS.	4
1.1 Gas.	
1.2 Hidrocarburos en forma gaseosa.	
1.3 Ley de los gases.	
1.4 Propiedades fisicoquímicas del gas natural.	
1.4.1 Densidad relativa del gas, γ_g	
1.4.2 Densidad del gas, ρ_g	
1.4.3 Factor de compresibilidad del gas, z	
1.4.4 Viscosidad del gas, μ_g	
1.4.5 Factor de volumen del gas, B_g	
1.4.6 Compresibilidad del gas, C_g	
1.4.7 Relación gas- aceite (RGA)	
1.4.8 Diagrama de Fases	
1.5 Clasificación de Yacimientos de gas.	
1.5.1 Yacimientos de gas y condensado	
1.5.2 Yacimientos de gas húmedo	
1.5.3 Yacimientos de gas seco	
1.6 Mecanismos de empuje.	
1.7 Propiedades de la formación.	
1.8 Formación de líquidos en el yacimiento.	
<i>Capítulo 2</i>	
ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS	32
2.1 Comportamiento de pozos fluyentes	
2.2 Sistema integral de producción.	

- 2.2.1 Componentes del Sistema Integral de Producción.
- 2.3 Comportamiento de afluencia en pozos de gas.
- 2.4 Flujo multifásico en pozos.
 - 2.4.1 Colgamiento (HL)
 - 2.4.2 Resbalamiento
 - 2.4.3 Desplazamiento
 - 2.4.4 Velocidad superficial
 - 2.4.5 Correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales
 - 2.4.5.1 Beggs y Brill
 - 2.5.2 Beggs y Brill revisada.
 - 2.5.3 Duns y Ros
 - 2.5.4 Orkiszewski
 - 2.5.5 Hagedorn y Brown
 - 2.5.6 Mukherjee y Brill.

Capítulo 3

PROBLEMÁTICA DE LA CARGA DE LÍQUIDOS EN LOS POZOS DE GAS.

43

- 3.1 Importancia
- 3.2 Bases teóricas
 - 3.2.1 Gasto crítico

Capítulo 4

FUNCIONAMIENTO DEL DISPOSITIVO MEJORADOR DE PATRÓN DE FLUJO TIPO VENTURI MPFV.

62

- 4.1 Principio de funcionamiento.
- 4.2 Mejorador Del Patrón De Flujo Tipo Venturi (MPFV)
- 4.3 Descripción de los Componentes del MPFV
- 4.4 Sistemas del EDF-Jet
 - 4.4.1 Sistema de anclaje
 - 4.4.2 Sistema de hermeticidad
 - 4.4.3 Sistema expansor primario
- 4.5 Características técnicas del Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi
- 4.6 Diseño
 - 4.6.1 Análisis de información y selección de pozos candidatos
 - 4.6.2 Simulación.

4.7 Instalación.

4.8 Mantenimiento.

Capítulo 5

CASO DE APLICACIÓN

102

5.1 Antecedentes del Pozo x

5.1.1 Estado mecánico

5.1.2 Mediciones

5.1.3 Registros de presión de fondo fluyendo

5.2 Simulación del Pozo X

5.2.1 Comportamiento del pozo antes de la instalación del MPFV

5.2.2 Resultados del análisis nodal

5.2.3 Conclusiones de la simulación

5.3 Fabricación del MPFV

5.4 Pruebas de laboratorio

Capítulo 6

ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL MPFV EN POZOS DE GAS.

116

6.1 Registros de presión de fondo fluyendo

6.2 Mediciones

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

117

BIBLIOGRAFÍA

119

RESUMEN

La vida productiva de un pozo de gas se puede ver afectada cuando se presentan problemas por la acumulación de líquidos en el fondo del pozo, estos líquidos provocan que se ejerza una contrapresión, directamente proporcional a la altura de la columna acumulada, y reduce en forma directa la producción de gas. Una vez que el pozo se encuentra bajo estas condiciones, es necesario retirar el líquido acumulado para impedir que la producción de gas se desplome por completo, para ello, se utilizan métodos que van desde la inyección de surfactantes con tubería capilar o lanzadores de barras efervescentes, hasta la sarta de velocidad y el embolo viajero.

Como resultado del diseño mecánico y la simulación virtual, se construyó en el IMP por parte del grupo de Sistemas y Herramientas para la Adquisición de Información en Pozos, una herramienta de fondo para expulsar el líquido del pozo. Durante la etapa de simulación es posible predecir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento a condiciones de fondo, así mismo mostrar que el dispositivo, una vez colocado en el extremo del aparejo de producción, reincorporaría el líquido acumulado en el fondo del pozo al flujo de gas, por el efecto que provoca similar al bombeo hidráulico. Cabe mencionar que con la implementación del Mejorador del Patrón de Flujo tipo Venturi (MPFV®), el pozo no requerirá de ningún tipo de energía externa para fluir y desalojar los líquidos acumulados.

La correcta explotación de un yacimiento de gas en función de su capacidad productiva, influirá de manera consistente en la selección del sistema de recuperación de líquidos debido a que sistema requiere de cierta energía propia del pozo para funcionar exitosamente.

Para evaluar la factibilidad de instalar un Mejorador del patrón de flujo tipo Venturi (MPFV®) en un pozo, se requiere realizar un análisis de las condiciones bajo las cuales se encuentra produciendo el pozo. Para dicho análisis se requiere de información específica como registros de presión de fondo fluyendo, historia de producción, análisis cromatográfico del gas, estado mecánico del pozo y el registro de desviación, que sirven como base para realizar simulaciones con el fin de predecir el comportamiento del pozo una vez que es instalado el MPFV®.

En este trabajo se presenta un nuevo sistema diseñado específicamente para resolver el problema de la acumulación de líquidos en pozos de gas, que permite una producción continua y no involucra altos costos de mantenimiento, con sus ciertas limitantes de aplicación.

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se exponen los fundamentos y los resultados de la aplicación del MPFV® como un dispositivo que permite resolver el problema de carga de líquidos y mejorar el patrón de flujo en la tubería de producción. En el primer capítulo se presentan los fundamentos en la producción de yacimientos de gas, los cuales nos permiten comprender el comportamiento del gas, los tipos de yacimientos de gas existentes y los factores que determinan el comportamiento del gas a través de su recorrido hasta las instalaciones superficiales. Posteriormente en el capítulo dos se abordan los modelos que permiten entender el comportamiento de los pozos productores de gas, los cuales nos permitirán posteriormente realizar el análisis nodal del pozo. Para comprender mejor el problema de la carga de líquidos y las consecuencias que trae consigo el que se acumulen los líquidos en el fondo, en el capítulo tres se trata el tema considerando los factores que interviene para que este problema se presente. En el capítulo cuatro se trata el tema del principio de funcionamiento del MPFV® así como de la metodología del análisis de un pozo candidato para la implementación del dispositivo y los parámetros que intervienen para realizar el análisis nodal y la propuesta de la geometría del MPFV®. Finalmente en los capítulos cinco y seis se mencionan la aplicación del MPFV® así como los resultados y los beneficios obtenidos.

CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS EN LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS.

1. 1 GAS

Se denomina gas al estado de agregación de la materia que no tiene forma ni volumen propio. Su principal composición son moléculas no unidas, expandidas y con poca fuerza de atracción, lo que provoca que no tenga volumen y forma definida, provocando que éste se expanda para ocupar todo el volumen del recipiente que la contiene, con respecto a los gases, las fuerzas gravitatorias y de atracción entre partículas se consideran idealmente insignificantes.

Cualquier gas se considera como un fluido, porque tiene las propiedades que le permiten comportarse como tal.

Sus moléculas, en continuo movimiento, logran colisionar las paredes que los contiene y casi todo el tiempo ejercen una presión permanente. Como el gas se expande, la energía intermolecular (entre molécula y molécula) hace que un gas, al ir añadiéndole energía calorífica, tienda a aumentar su volumen.

Un gas tiende a ser activo químicamente debido a que su superficie molecular es también grande, es decir, entre cada partícula se realiza mayor contacto, haciendo más fácil una o varias reacciones entre las sustancias.

Para entender mejor el comportamiento de un gas, siempre se realizan estudios con respecto al gas ideal, aunque este en realidad nunca existe y las propiedades de este son:

- Un gas está constituido por moléculas de igual tamaño y masa, pero una mezcla de gases diferentes, no.
- Se le supone con un número pequeño de moléculas; así su densidad es baja y su atracción molecular es nula.
- El volumen que ocupa el gas es mínimo, en comparación con el volumen total del recipiente.
- Las moléculas de un gas contenidas en un recipiente, se encuentran en constante movimiento, por lo que chocan, ya entre sí o contra las paredes del recipiente que las contiene.

Para explicar el comportamiento de los gases, las nuevas teorías utilizan tanto la estadística como la teoría cuántica, además de experimentar con gases de diferentes propiedades o propiedades límite, como el UF_6 , que es el gas más pesado conocido.

Un gas no tiene forma ni volumen fijo; se caracteriza por la casi nula cohesión y la gran energía cinética de sus moléculas, las cuales se mueven.

1.2 HIDROCARBUROS EN FORMA GASEOSA

Gas natural: es una mezcla de gases hidrocarburos principalmente, que se encuentra en el subsuelo, cuyo componente en su mayor parte es el metano, el cual se encuentra en una proporción mayor al 80%; no siempre se encuentra asociado al petróleo. Puede contener impurezas tales como: ácido sulfhídrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2), helio (He), azufre (S), butano (C_4H_{10}), propano (C_3H_8), mercaptanos ($-\text{SH}$) y trazas de hidrocarburos más pesados.

El gas natural como fuente de energía ofrece muchas ventajas:

- A diferencia del petróleo, no requiere de plantas de refinación para procesarlo, y obtener productos comerciales; por lo tanto es de bajo costo.
- Las impurezas que contiene son fácilmente separadas por procesos físicos simples; se puede decir que es un combustible simple.

1.3 LEY DE LOS GASES

El comportamiento de un hidrocarburo en forma gaseosa, varía conforme a la presión y temperatura es por esto que es considerado como el de un gas real según la clasificación de comportamiento de la Ley de los Gases.

Para desarrollar la ecuación de estado de los gases reales, se considera un gas teórico ó hipotético conocido como gas ideal y de las ecuaciones experimentales en las leyes de Amedeo Avogadro, Boyle Mariotte, Jacques Charles, y Louis Gay Lussac.

Un gas ideal presenta las siguientes propiedades:

- El volumen ocupado por las moléculas es insignificante comparado con el volumen total ocupado por el gas.

- No existen fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas y las paredes del contenedor en donde se aloja el gas.
- Los choques ente las moléculas son perfectamente elásticos pues no existe pérdida de energía interna durante los choques.

La ecuación de estado para un gas ideal; se define mediante la siguiente expresión matemática.

$$pV = nRT = \left(\frac{m}{M}\right) RT \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde:

- p*: Presión absoluta en el sistema.
- V*: Volumen que ocupa el gas.
- n*: Número de moles del gas.
- R*: Constante universal de los gases.
- T*: Temperatura absoluta en el sistema.
- m*: Masa del gas.
- M*: Peso molecular del gas.

El valor de la constante R está en función de las unidades en que se encuentren las demás variables de la ecuación.

Existen condiciones bajo las cuales la ecuación de estado para gases ideales puede representar el comportamiento de un gas real, esto es mediante la desviación en los valores. La desviación aumenta en forma directa y proporcional a la presión y la variación en la composición de la mezcla e inversamente proporcional a la temperatura; ésta se cuantifica con el factor de compresibilidad (*z*), el cual se obtiene mediante la relación entre el volumen real y el ideal que presenta el gas a determinadas condiciones.

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \dots\dots\dots (1.2)$$

El factor de compresibilidad al integrarse a la ecuación de estado de un gas ideal forma la ecuación de estado de un gas real:

$$pV = znRT = z \left(\frac{m}{PM}\right) RT \dots\dots\dots (1.3)$$

1.4 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL GAS NATURAL.

Las propiedades fisicoquímicas de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo hacen diferente de otro. Estas propiedades provienen de la combinación directa de masa, presión, temperatura y volumen. En la industria petrolera los fluidos que se manejan son el gas, aceite y agua. De acuerdo a estas características podemos determinar el comportamiento del fluido bajo condiciones de presión y temperatura.

Las propiedades de los fluidos pueden determinarse por medio de:

Análisis de laboratorio conocido como PVT.

(Presión, volumen, temperatura), los cuales se efectúan en muestras de fluidos sometidos a condiciones de interés; sin embargo, no siempre se dispone de ellos, ya sea porque no pueden obtenerse las muestras apropiadas o porque no se justifican económicamente.

Correlaciones empíricas

Se determinan a partir de información disponible como temperatura, presión y otros parámetros comúnmente en la superficie, como la relación gas-aceite producido (RGA), la densidad relativa del gas, densidad relativa del agua, el porcentaje de agua, etc. El uso de las correlaciones no siempre puede proporcionar resultados satisfactorios, ya que han sido desarrolladas con base a las propiedades de aceites provenientes de áreas geográficas definidas, por lo que el aceite de otras regiones presentan características diferentes en su composición a las analizadas, sin embargo se han generalizado su uso debido a que se presenta un error aceptable al comparar con datos de un PVT.

Análisis composicional de los fluidos.

Se pueden obtener las propiedades de los fluidos, mediante programas de cómputo existentes en el mercado, los cuales hacen uso de ecuaciones de estado y correlaciones empíricas, con la gran virtud de poder simular diferentes comportamientos para distintas condiciones de interés, ya sea combinado estas o seleccionando algunas, en específico para obtener una mejor aproximación del parámetro deseado.

1.4.1 Densidad relativa del gas, γ_g

Esta propiedad se define como la relación entre el peso molecular de un gas natural y del aire. El peso molecular del aire usualmente toma un valor igual a 28.97 (*mol/lb – mol*) (compuesto en proporciones ligeramente variables por 78% de nitrógeno, 21% de oxígeno y 1% de otras sustancias como: vapor de agua, ozono, dióxido de carbono, hidrógeno y algunos gases nobles como el criptón). Así, la densidad relativa del gas se puede expresar como:

$$\gamma_g = \frac{PM_{gas}}{28.97} = \frac{\sum y_i PM_i}{28.97} \dots \dots \dots (1.4)$$

Donde:

y_i : fracción molar de cada componente

PM_i : el peso molecular de cada componente

La Tabla 1.1 proporciona los pesos moleculares y propiedades críticas para la mayoría de los gases hidrocarburos y no-hidrocarburos que probablemente se encuentren en un yacimiento de gas natural.

Tabla 1.1 Pesos moleculares y propiedades críticas de la mayoría de los gases naturales.

Compuesto	Composición química	Símbolo	Peso Molecular	Presión crítica [$\frac{lb}{pg^2}$]	Temperatura crítica (°R)
Metano	CH ₄ .	C ₁ .	16.04	673	344
Etano	C ₂ H ₆ .	C ₂ .	30.07	709	550
Propano	C ₃ H ₈ .	C ₃ .	44.09	618	666
iso-Butano	C ₄ H ₁₀ .	i-C ₄ .	58.12	530	733
n-Butano	C ₄ H ₁₀ .	n-C ₄ .	58.12	551	766
iso-Pentano	C ₅ H ₁₂ .	i-C ₅ .	72.12	482	830
n-Pentano	C ₅ H ₁₂ .	n-C ₅ .	72.12	485	847
n-Hexano	C ₆ H ₁₄ .	n-C ₆ .	86.17	434	915
n-Heptano	C ₇ H ₁₆ .	n-C ₇ .	100.2	397	973
n-Octano	C ₈ H ₁₈ .	n-C ₈ .	114.2	361	1024
Nitrógeno	N ₂ .	N ₂ .	28.02	492	227
Bióxido de Carbono	CO ₂ .	CO ₂ .	44.01	1072	548
Hidrógeno sulfhídrico	H ₂ S.	H ₂ S.	34.08	1306	673

Un yacimiento de gas pobre o ligero es aquel que contiene principalmente metano con algo de etano. Un yacimiento de gas rico o pesado (aquel que contiene hidrocarburos de mayor peso molecular que el metano) puede tener una densidad relativa igual a 0.75 ó, en algunos pocos casos, mayor que 0.9.

1.4.2 Densidad del gas, ρ_g

La ecuación (1.4) también se puede utilizar para derivar una expresión que permita calcular la densidad del gas. Para hacer esto, es necesario escribir el número de moles de gas (n), en función de la densidad relativa del gas (γ_g) y el peso del gas (m). Esto es reescribiendo el peso molecular del gas (PM_{gas}) como el producto de la densidad relativa del gas y el peso molecular del aire. Así,

$$n = \frac{m}{PM_{gas}} = \frac{m}{28.97\gamma_g} \dots\dots\dots(1.5)$$

Sustituyendo la expresión para “ n ” en la ecuación (1.3), se obtiene:

$$pV = z \left(\frac{m}{28.97\gamma_g} \right) RT \dots\dots\dots(1.6)$$

$$\rho_g = \frac{28.97\gamma_g p}{zRT} \dots\dots\dots(1.7)$$

La ecuación 1.7 puede ser utilizada para calcular la densidad de cualquier gas a una presión y temperatura específica, después de la primera evaluación del factor de compresibilidad (z) a estas condiciones.

1.4.3 Factor de compresibilidad del gas, z

Este factor para mezclas de gases, se puede obtener a partir de la Fig. 1.1. Para hacer uso de esta gráfica es necesario calcular las propiedades pseudocríticas y pseudoreducidas de presión y temperatura.

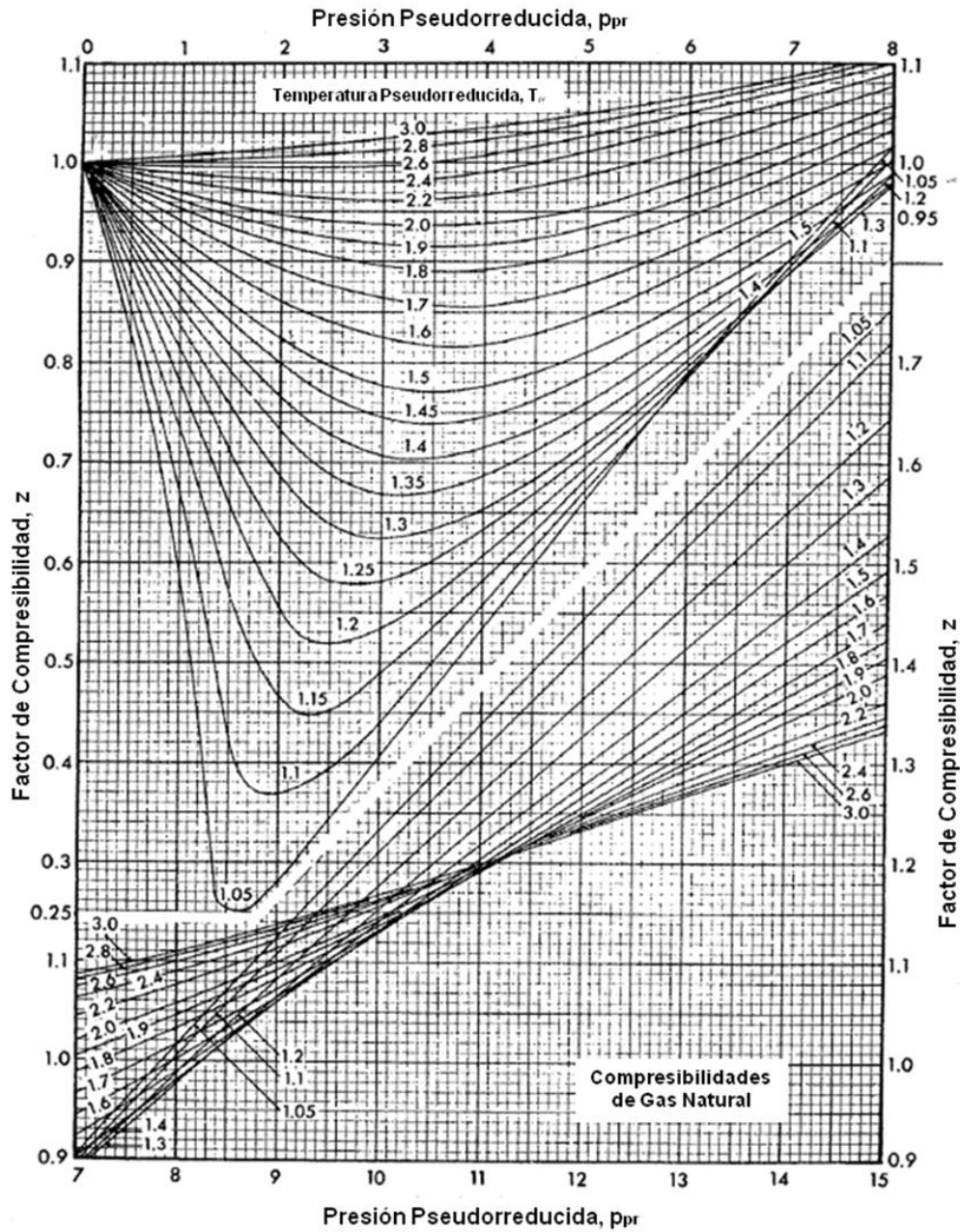


Fig. 1.1 Factores de compresibilidad de gas natural.

Las propiedades pseudocríticas se pueden obtener de dos formas, mediante la sumatoria del producto de la fracción mol de cada componente y su respectivo valor pseudocrítico:

Presión pseudocrítica:

$$p_{pc} = \sum y_i p_{pci} \dots \dots \dots (1.8)$$

Temperatura pseudocrítica:

$$T_{pc} = \sum y_i T_{pci} \dots \dots \dots (1.9)$$

Ó con las siguientes gráficas:

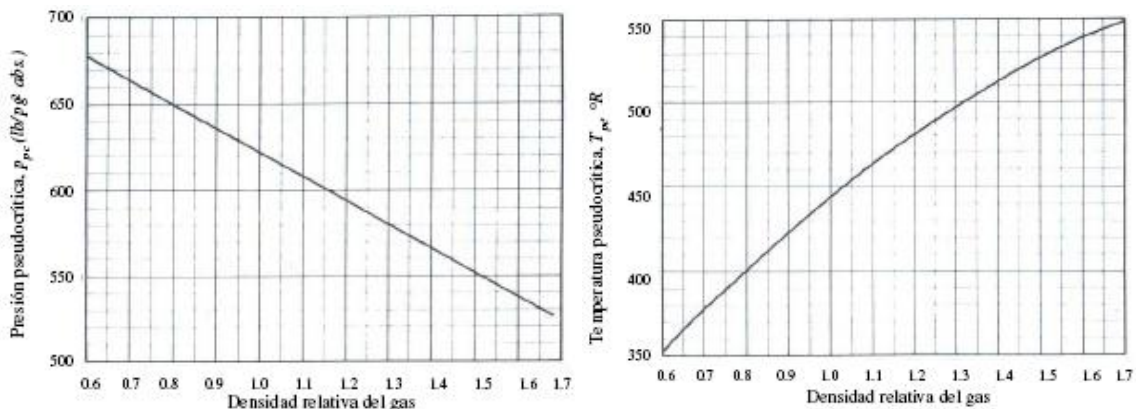


Fig. 1.2 Propiedades pseudocríticas de gas natural.

Para las propiedades pseudoreducidas se utilizan las siguientes ecuaciones:

Presión pseudoreducidas:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \dots \dots \dots (1.10)$$

Temperatura pseudoreducidas:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \dots \dots \dots (1.11)$$

El método presentado es válido, solo para otorgar un valor inicial, y cuando el tiempo sea una limitante. Sin embargo existen diversas correlaciones en la literatura técnica para calcular el factor de compresibilidad con mayor exactitud.

1.4.4 Viscosidad del gas, μ_g

La viscosidad es la oposición que presenta un fluido a sufrir deformaciones tangenciales. Existen diversas correlaciones empleadas para calcular la viscosidad del gas, sin embargo la correlación de Carr, Kobayashi y Burrows (1954) ha sido la más utilizada en la industria

petrolera. Esta correlación se presenta en las figuras 1.3 y 1.4. La Fig. 1.3, nos permite calcular la viscosidad del gas a cualquier temperatura y a una presión de una atmósfera. Las gráficas superiores en la Fig. 1.3 muestran los valores de viscosidad que se suman a la viscosidad del gas calculada y toman en cuenta el efecto causado por la presencia de ácido sulfhídrico, nitrógeno o bióxido de carbono. La presencia de cada uno de los gases no hidrocarburos incrementa la viscosidad de la mezcla de gases.

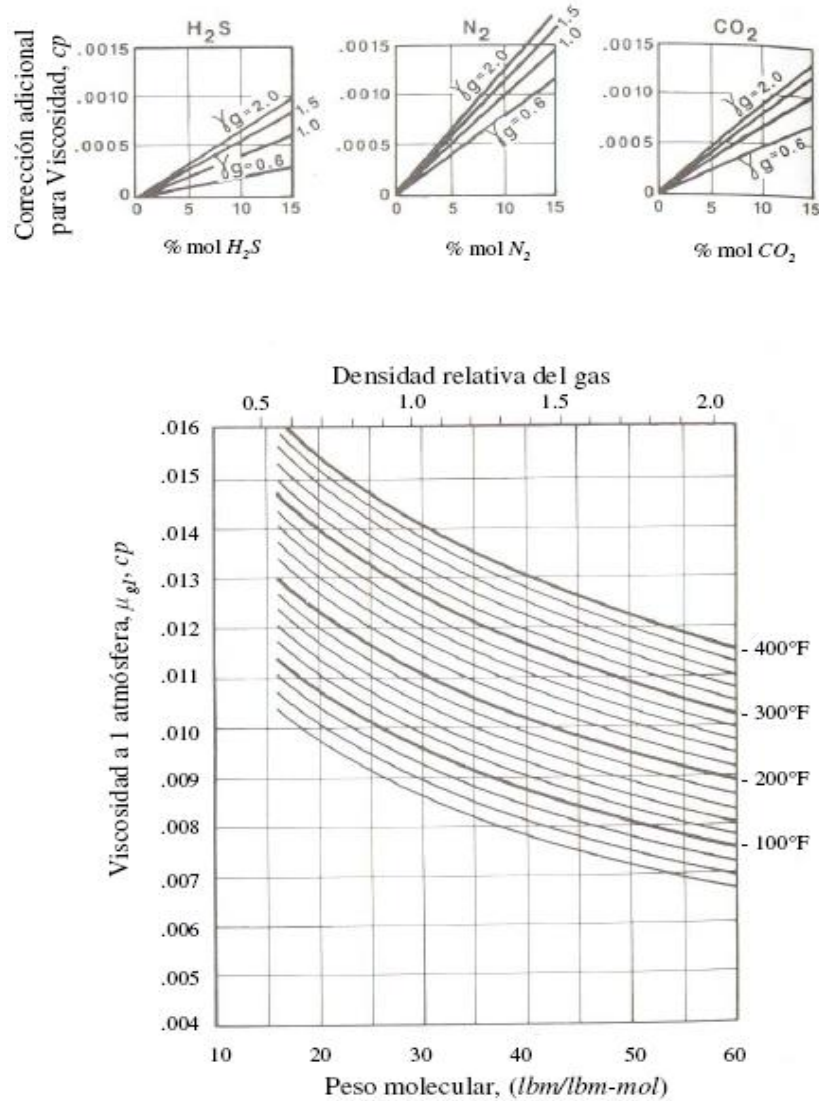


Fig. 1.3 Viscosidad de gas natural a presión atmosférica.

La Fig. 1.4 proporciona la estimación de $\frac{\mu_g}{\mu_{atm}}$ que es la relación de la viscosidad a una presión elevada y la viscosidad a la presión de una atmósfera de una mezcla de gases hidrocarburos con densidades relativas entre 0.56 y 0.9 (valores de densidad relativa más frecuentes en la industria petrolera).

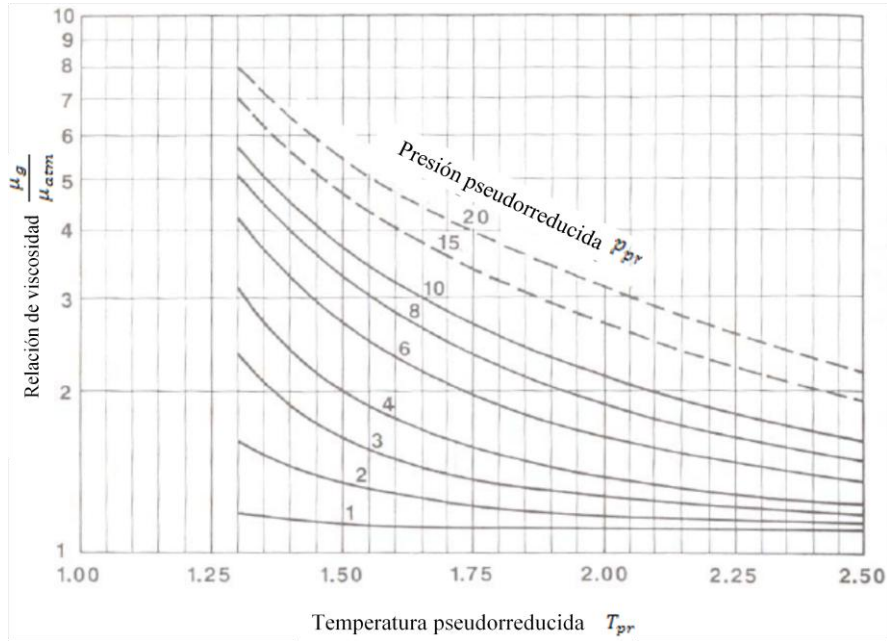


Fig. 1.4 Relación de viscosidad para gas natural.

La viscosidad del gas tiene el siguiente comportamiento en el yacimiento:

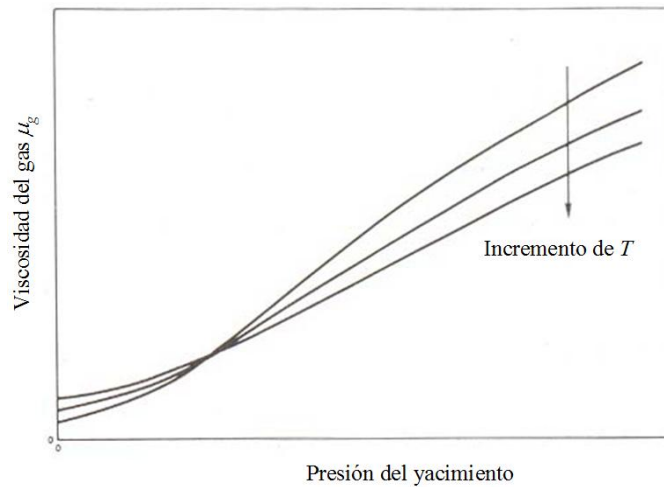


Fig. 1.5 Comportamiento de μ_g en función de la presión a la temperatura del yacimiento.

1.4.5 Factor de volumen del gas, B_g

Este factor relaciona el volumen del gas a condiciones de yacimiento y el volumen a condiciones estándar de cualquier mezcla de hidrocarburos. En el caso de un gas natural, el factor de volumen de un gas, puede relacionarse con la aplicación de la Ley de los gases reales para condiciones de yacimiento y condiciones estándar.

Por lo tanto, B_g se puede expresar como:

$$B_g = \frac{V}{V_{@c.s.}} = \frac{\frac{znRT}{p}}{\frac{z_{@c.s.}nRT_{@c.s.}}{p_{@c.s.}}} \dots\dots\dots (1.12)$$

Considerando que la masa del gas es constante a diferentes condiciones, $nR/nR=1$. Para condiciones estándar, se tiene que $z_{@c.s.} \approx 1$, $T_{@c.s.} = 520^\circ R$ y $p_{@c.s.} = 14.7 \left(\frac{lb}{pg^2}\right)$; incluyendo estos valores y simplificando la ecuación anterior, se tiene:

$$B_g = 0.0283 \frac{zT}{p} \left(\frac{pie_g^3 @ c.y.}{pie_g^3 @ c.s.}\right) \dots\dots\dots (1.13)$$

El factor de volumen del gas tiene el siguiente comportamiento en el yacimiento:

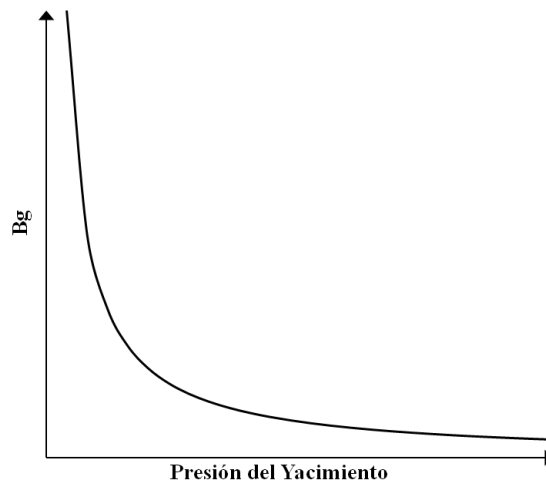


Fig.1.6 Comportamiento de B_g en función de la presión a temperatura de yacimiento.

1.4.6 Compresibilidad del gas, C_g

La compresibilidad de gas considerada a una temperatura dada, se expresa en termodinámica por:

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T \dots\dots\dots (1.14)$$

Para un gas real, empleando la Ec. 1.3, la derivada $\frac{\partial V}{\partial p}$ puede ser evaluada de la siguiente forma:

$$\frac{\partial V}{\partial p} = -\frac{znRT}{p^2} + \frac{nRT}{p} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T \dots\dots\dots (1.15)$$

La sustitución del volumen V , por su equivalente en la Ec. 1.3 y la derivada parcial $\frac{\partial V}{\partial p}$ de la Ec. 1.14 en la Ec. 1.15 da como resultado la siguiente expresión:

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \dots \dots \dots (1.16)$$

La derivada parcial $\left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T$, es la pendiente del factor de compresibilidad z cuando se grafica contra la presión a temperatura constante.

Las pendientes de la isoterma de la Fig. 1.7 muestran que el segundo término del lado derecho de la Ec. 1.16 es significativamente grande. A baja presión, el factor z decrece conforme la presión se incrementa. Por lo tanto, la derivada parcial del factor z con respecto a la presión p es negativa, y la C_g es alta; sin embargo, el factor z se incrementa con el aumento de la presión, y la derivada parcial $\left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T$ es positiva originando que la C_g sea menor que en el caso de gases ideales.

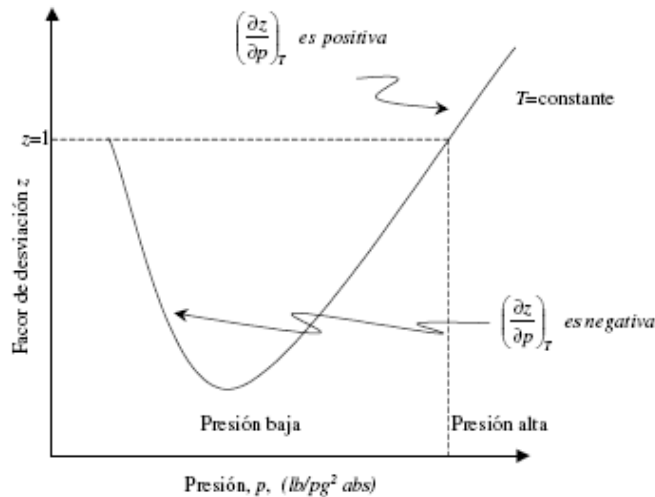


Fig. 1.7 Comportamiento del factor de compresibilidad z a diferentes presiones.

En el yacimiento la compresibilidad del gas se comporta de la siguiente manera:

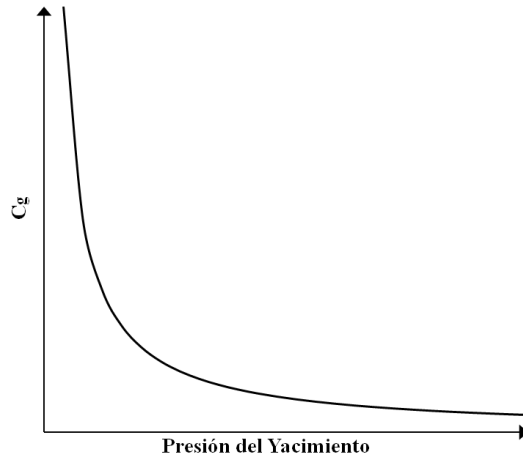


Fig. 1.8 Comportamiento de la c_g en función de la presión y a temperatura del yacimiento.

La compresibilidad de un gas también se puede determinar a partir de la compresibilidad pseudoreducida de un gas.

$$C_g = \frac{C_{pr}}{p_{pc}} \dots\dots\dots (1.17)$$

Donde C_{pr} es la compresibilidad pseudorreducida, su valor se puede obtener con la gráfica en la Fig. 1.9 en donde al introducir las propiedades pseudocríticas se obtiene $C_{pr}T_{pr}$.

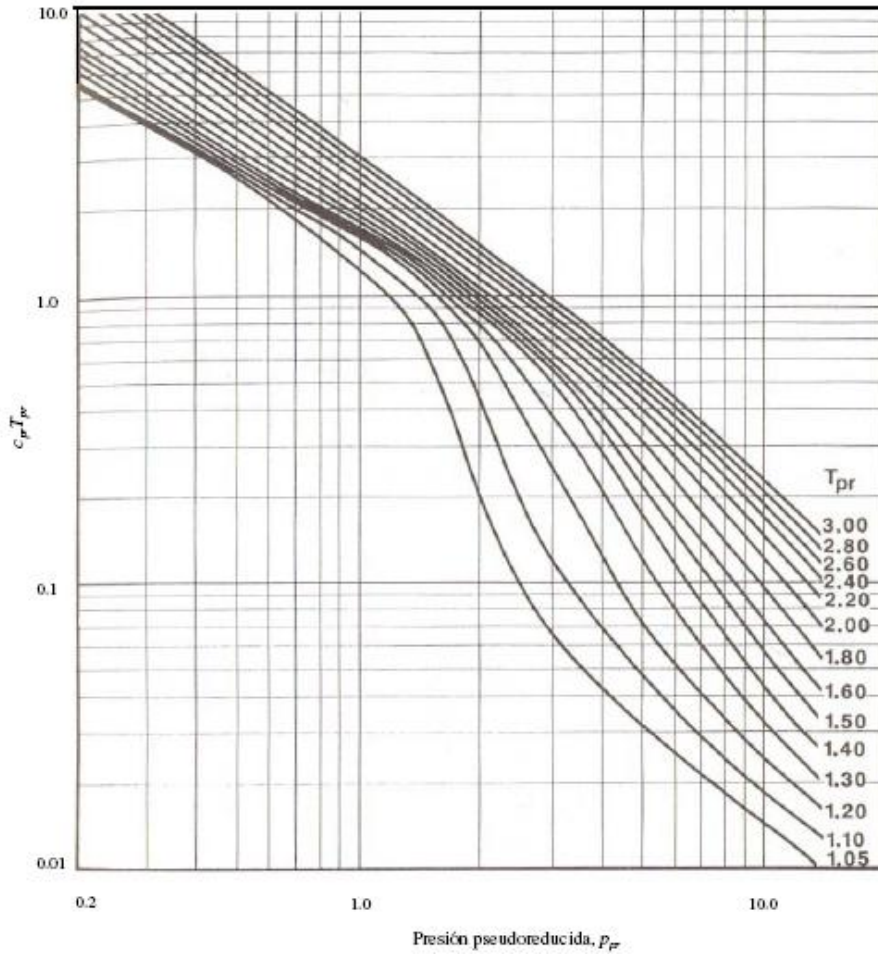


Fig. 1.9 Compresibilidad pseudoreducida para gas natural Katz.

1.4.7 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.

$$RGA = \frac{V_g \text{ (pies}^3\text{) @ c.s}}{V_o \text{ (bbl) @ c.s}} \dots\dots\dots (1.18)$$

1.4.8 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 fronteras 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. El comportamiento de fase está en función 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 las Fig. 1.10, 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), y
- la región de dos fases, comprendida en la región limitada por las dos curvas que se intersecan en el punto crítico (punto C).

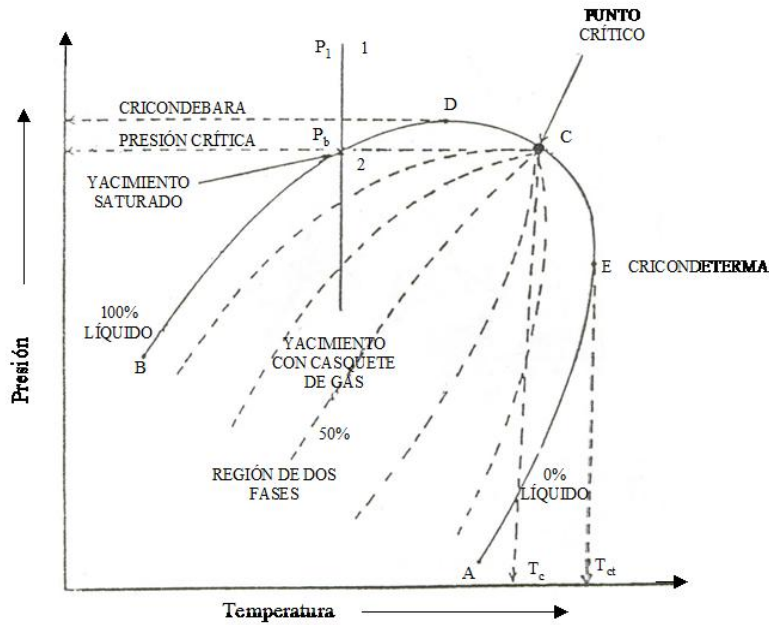


Fig. 1.10 Diagrama de presión-temperatura para un fluido multicomponente.

El punto D representa la presión máxima a la cual el líquido y el vapor pueden coexistir en equilibrio, conocida como cricondenbara. Así mismo, 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) se define como el lugar en el que coexisten la fase líquida y la gaseosa.

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 los instantes donde los estudios no se pueden desarrollar fácilmente.

En la Fig. 1.11 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 desarrollo de este trabajo, sólo se analizará el yacimiento de gas, representado por las condiciones iniciales 4i. De este parten tres líneas segmentadas; la vertical ilustra la declinación de la presión en el yacimiento a temperatura constante, las curvas 4i-4s2 y 4i-4s1, los cambios de presión y temperatura que sufren los fluidos desde el yacimiento, su ascenso a la superficie en la

tubería de producción, hasta la cabeza del pozo, los subíndices r y s denotan las condiciones de yacimiento y superficie respectivamente.

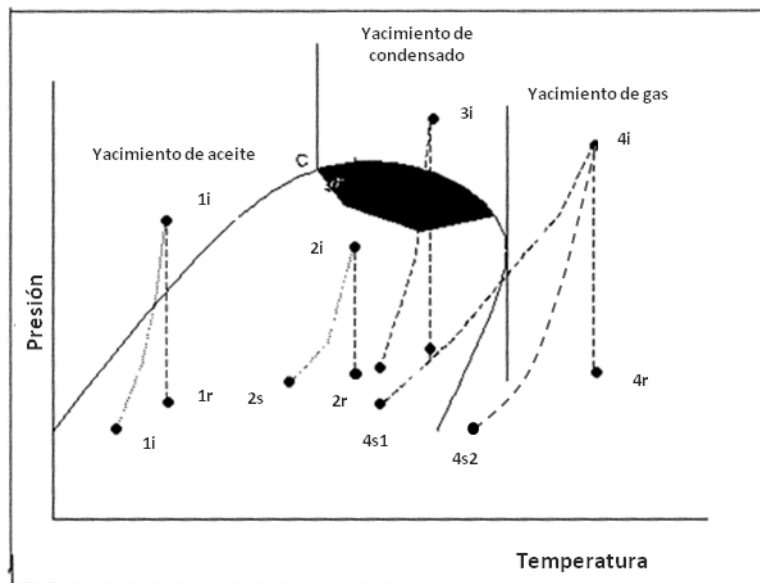


Fig. 1.11 Diagrama típico de presión-temperatura para un mismo fluido en diferentes yacimientos.

El yacimiento de gas será húmedo si las condiciones superficiales se encuentran dentro de la región de dos fases (4s1), seco, si éstas se encuentran en la región de una sola fase (4s2). En este tipo de yacimientos el punto 4r siempre está en la región de una fase.

1.5 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS

Los yacimientos de hidrocarburos pueden ser clasificados en función de la temperatura y la presión del yacimiento por ejemplo, cuando la temperatura del yacimiento es mayor a la temperatura crítica de los hidrocarburos que contiene, los yacimientos se clasifican como yacimientos de gas natural; estos a su vez pueden ser de gas y condensado, de gas húmedo o de gas seco.

1.5.1 Yacimientos de gas y condensado

Sus condiciones originales de presión, temperatura (mayor que la temperatura crítica y menor que la cricondenterma) y composición son tales que en cierta etapa de explotación se presentará el fenómeno de condensación retrógrada (llamado así para diferenciarlo del

fenómeno normal donde la condensación ocurre por la compresión del gas) y debido a esto la producción en la superficie será en dos fases.

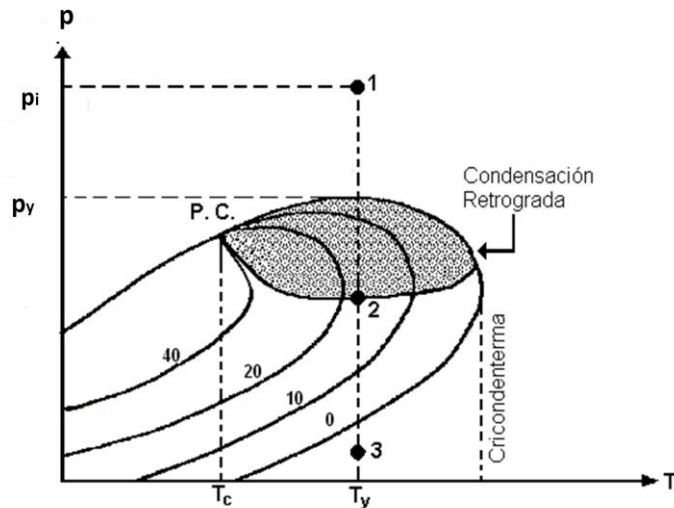


Fig.1.12 Yacimiento de gas y condensado.

Como se observa en la Fig.1.12, la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenbará de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente se ubica a la izquierda de la cricondenbará 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 penetran al pozo, en su camino hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en temperatura, como en presión y penetran rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con, relaciones gas-aceite que varían, aproximadamente entre 500 y 1500 (m^3/m^3), composición de regulares cantidades de componentes intermedios y densidad de entre 0.70 y 0.80 gr/cm^3 .

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* 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.

1.5.2 Yacimientos de gas húmedo.

Sus condiciones originales de composición, presión y temperatura son tales que durante su vida productiva el gas en el yacimiento está en una sola fase, pero en la superficie se recuperará en dos fases.

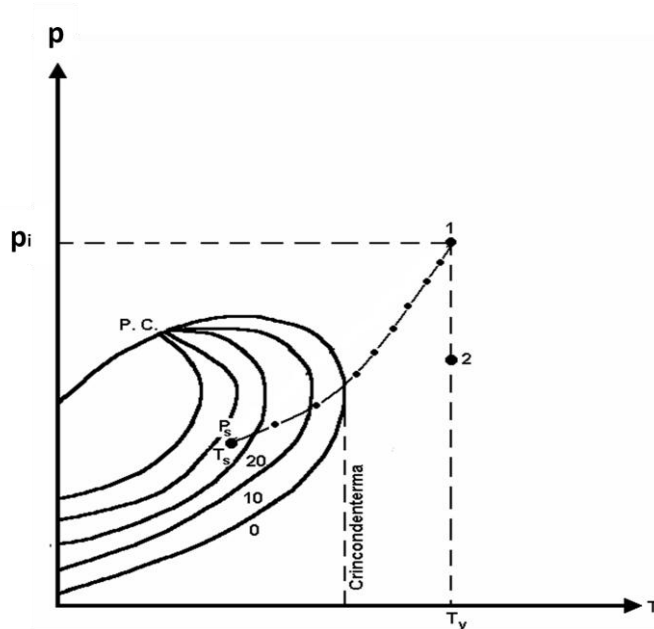


Fig. 1.13 Yacimiento de gas húmedo.

Como se observa en el punto 1 de la Fig.1.13, la temperatura inicial del yacimiento es mayor que la cricondentérmica de la mezcla de hidrocarburos, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, únicamente la fase gaseosa (trayectoria de 1 a T_y). Cuando estos fluidos son llevados a la superficie (trayectoria de 1 a T_s), entran en la región de dos fases generando, relaciones gas-aceite que varían entre 10,000 y 20,000 (m^3/m^3) y densidad entre 0.65 y 0.80 (gr/cm^3).

1.5.3 Yacimientos de gas seco

Sus condiciones iniciales de composición, presión y temperatura permiten que durante su vida productiva el gas esté en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie.

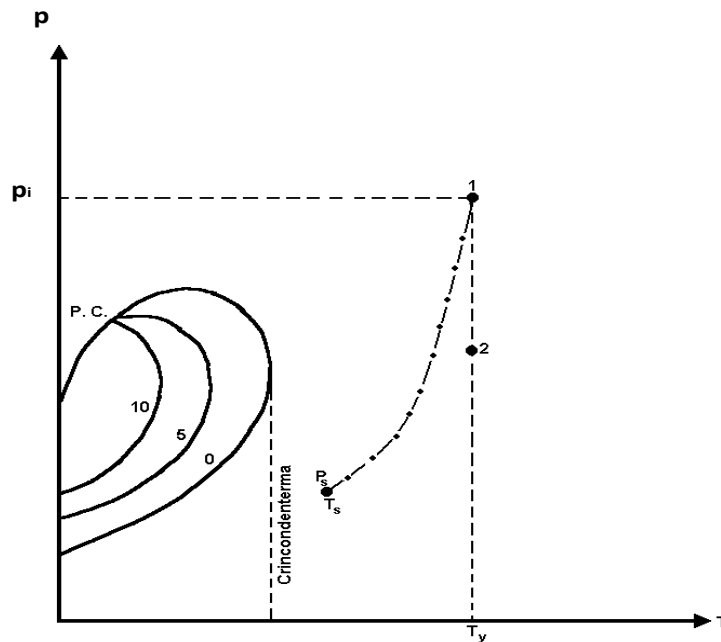


Fig. 1.14 Yacimiento de gas seco.

Como se observa en la Fig. 1.14, la temperatura del yacimiento (punto 1) es mucho mayor que la cricondentérmica. A pesar de la despresurización que sufren los hidrocarburos, no entran en la región de dos fases. Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con composición principalmente de ligeros, densidad menor a $0.50 \text{ (gr/cm}^3\text{)}$ y relación gas-aceite mayor a $20,000 \text{ (m}^3\text{/m}^3\text{)}$, se considera gas seco.

1.6 MECANISMOS DE EMPUJE

La recuperación primaria de un yacimiento está determinada por la energía natural y los mecanismos de empuje disponibles para el movimiento de los hidrocarburos hacia el pozo.

Existen diversos mecanismos de empuje asociados a la explotación de un yacimiento de gas, éstos son:

- Expansión del gas.
- Expansión del agua congénita y de la roca.
- Empuje hidráulico.
- Segregación gravitacional.

Los empujes debidos a las expansiones de los fluidos y de los sólidos ocurren al presentarse en el yacimiento una caída de presión, por la producción del gas; se pueden calcular a partir de las definiciones de las compresibilidades correspondientes.

El empuje hidráulico se puede presentar en alguna etapa de la vida productiva del yacimiento. Se requieren tres condiciones:

- Existencia de un acuífero adyacente.
- Que el acuífero sea cientos de veces más grande que el yacimiento.
- Abatimiento de la presión en la frontera yacimiento-acuífero.
- Que no haya barreras para la entrada del agua al yacimiento.
- Que el acuífero asociado sea activo.

El mecanismo de segregación gravitacional del gas con el agua, se presenta cuando ocurre la entrada de agua al yacimiento y la saturación de agua supere a la saturación crítica; en el caso de la segregación de hidrocarburos condensados, es condición que la saturación de estos fluidos sea mayor a la saturación crítica del gas siendo también, una limitante pues esta saturación no excede el 10%.

1.7 PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN

Las propiedades que definen a una formación rocosa se pueden clasificar en propiedades estáticas y propiedades dinámicas, las primeras existen desde que la roca se forma, las segundas se presentan cuando los fluidos se desplazan en el medio poroso. A continuación se describirán las siguientes:

- Propiedades Estáticas:
 - Tipo de roca almacenadora
 - Porosidad
 - Saturación
- Propiedades Dinámicas:
 - Permeabilidad
 - Movilidad

Tipo de roca almacenadora

Las rocas que conforman un yacimiento son, principalmente, de origen sedimentario; es decir, que se formaron a partir de la erosión de otras rocas y la precipitación química y orgánica de las mismas, formando sedimentos que fueron transportados y depositados junto con materia orgánica, dando paso a una nueva roca. Existen cinco diferentes tipos de roca almacenadora:

- *Arenas*, cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos; pueden ser arenas limpias o sucias, éstas con cieno, limo, lignita, bentonita, etc.
- *Areniscas*; son arenas con un alto grado de cementación por materiales calcáreos, dolomíticos, arcillosos, etc.
- *Calizas detríticas*, formadas por la acumulación de fragmentos de calizas o dolomitas.
- *Calizas porosas cristalinas*, su porosidad y permeabilidad se deben principalmente a la presencia de fracturas.
- *Calizas oolíticas*, cuya porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.

Porosidad, \emptyset

Es la medida del espacio poroso con respecto al volumen total de una roca. Es adimensional, pero conviene especificar las unidades de volumen empleadas cuando las unidades del numerador difieren de las del denominador.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_b} \dots \dots \dots (1.19)$$

Donde:

V_p : Volumen de poros del medio poroso.

V_b : Volumen total del medio poroso.

Si en el volumen poroso se toman en cuenta tanto los poros aislados como los comunicados, a la porosidad se le llama porosidad absoluta. Si en el volumen poroso solamente se consideran los poros comunicados, a la porosidad se le llama porosidad efectiva. Si el volumen poroso comprende la parte de la porosidad interconectada, en la cual el diámetro de los canales de conexión entre los poros es lo suficientemente grande

para permitir el paso de fluidos (mayor de 50 μ para el aceite y mayor de 5 μ para el gas), a la porosidad se le llama porosidad efectiva. En el caso de una roca basáltica se puede tener una porosidad absoluta muy alta, pero muy reducida o nula porosidad efectiva.

La porosidad puede ser primaria o secundaria, dependiendo del proceso que le dio origen.

La porosidad primaria es el resultado de los procesos originales que formaron el medio poroso, tales como depósito y compactación; se divide en las siguientes:

- *Porosidad entre granos*: Esta porosidad ocurre entre los espacios de los granos. Esta es una porosidad importante ya que existe inicialmente en todas las rocas sedimentarias. La porosidad entre granos se reduce progresivamente por la diagénesis, pero es el tipo de porosidad dominante en areniscas.
- *Porosidad entre partículas*: Particularmente en sedimentos carbonatados, con restos fósiles, encontrándose la porosidad dentro de los granos detríticos.
- *Porosidad entre cristales*: Ocurre entre los cristales individuales de una roca cristalina, es del tipo de porosidad en rocas ígneas y metamórficas, sin embargo, ésta es una característica de los carbonatos los cuales han sufrido la cristalización, particularmente en dolomías recristalizadas.

La porosidad secundaria se debe a procesos posteriores al depósito, que experimenta el medio poroso, como la disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, acidificación y fracturamiento; se divide en las siguientes:

- *Porosidad fenestral*: típica de carbonatos, ocurre en fragmentos de arenas carbonatadas, donde se gradúa en porosidad primaria, pero es más característico en lodos con pellets, laminillas de alga y lodos homogéneos de origen inter-marea y lagunar. La deshidratación contemporánea, litificación y la generación de gas biogénico puede causar laminación y generar poros menestrales sub-horizontales entre las láminas.
- *Porosidad vugular*: Los vúgulos son de tipo secundario, formados por disolución, encontrándose principalmente en los carbonatos. Dicha disolución se lleva a cabo por las corrientes subterráneas de agua, disolviendo la roca y originando los vúgulos.
- *Porosidad de fracturas*: se origina en rocas duras, pero quebradizas, las fracturas pueden permanecer abiertas después de su formación, por lo que da lugar a la

porosidad de fracturas. Este tipo de porosidad caracteriza a las rocas compactas y es, por consiguiente, formada generalmente después de las otras variedades de porosidad. Su origen puede deberse principalmente a las siguientes causas: plegamientos, fallas, actividad tectónica e intrusión de domos salinos. Las fracturas son sumamente importantes, ya que no tienen gran influencia en el aumento de porosidad de la roca, pero sí en el aumento de su permeabilidad.

La porosidad se expresa en fracción, pero es común también expresarla en por ciento. En los yacimientos la porosidad varía normalmente entre el 5 y 30%; puede obtenerse directamente de núcleos en el laboratorio o indirectamente, a partir de los registros geofísicos de explotación al igual que la saturación.

Saturación, S

La saturación de un fluido en un medio poroso, es una medida del volumen del fluido con respecto al espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra el yacimiento:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots\dots\dots (1.20)$$

Donde:

S_f : Saturación del fluido.

V_f : Volumen de fluido.

V_p : Volumen de poro.

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

Dependiendo de las condiciones a las que se encuentren los fluidos, existen diferentes formas de clasificar las saturaciones; dentro de las más comunes se tiene la siguiente:

- *Saturación inicial*: es aquella a la cual es descubierto el yacimiento.
- *Saturación irreductible*: Este término se aplica en yacimientos productores de aceite y corresponde a la saturación de la cantidad de aceite que no podrá ser desplazada de los poros.

- *Saturación remanente*: es la que se tiene después de un período de explotación, en una zona determinada; dependiendo de los movimientos de los fluidos y los procesos a los cuales está sometido el yacimiento, ésta puede ser igual o menor que la saturación inicial; la saturación residual es un caso particular de la saturación remanente.
- *Saturación crítica*: es aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso, en un proceso en el que aumenta la saturación de este fluido.

Por las condiciones de depósito y migración, en todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua; la saturación inicial de agua varía conforme a la profundidad, siendo mínima en su parte superior y máxima en su parte inferior (o en el acuífero asociado, si es que existe).

Permeabilidad, k

Es la medida de la capacidad de una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Puede ser absoluta, efectiva o relativa.

La permeabilidad absoluta es aquella en la que la roca permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido; la permeabilidad efectiva de una roca permite el paso de un fluido, cuando no se encuentra saturada al 100% y la permeabilidad relativa resulta del cociente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

Movilidad λ

La movilidad de un fluido en una roca es la facilidad con la que un fluido se desplaza dentro del medio poroso y está definida como la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido y su viscosidad:

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \dots \dots \dots (1.21)$$

Donde la permeabilidad depende de la saturación del fluido y la viscosidad del fluido se encuentra a condiciones de yacimiento.

1.8 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.1.15.

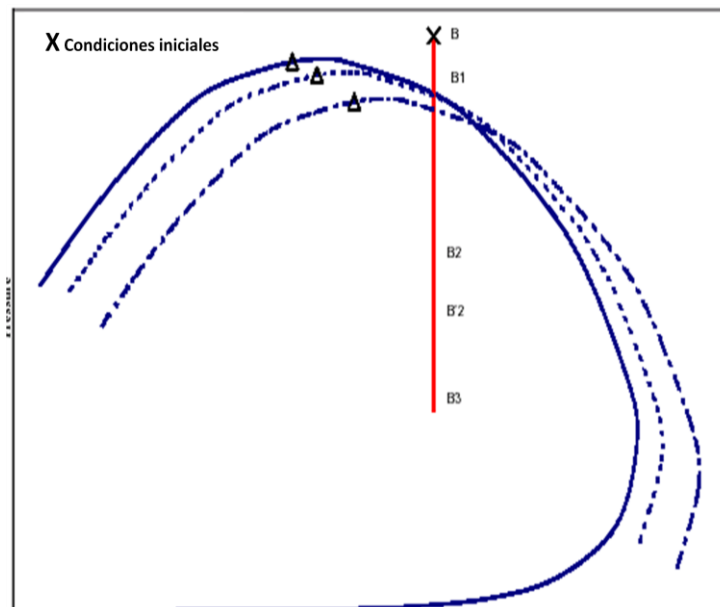


Fig. 1.15 Cambio de la envolvente de fase con la variación durante el abatimiento de presión del yacimiento.

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. 1.16.

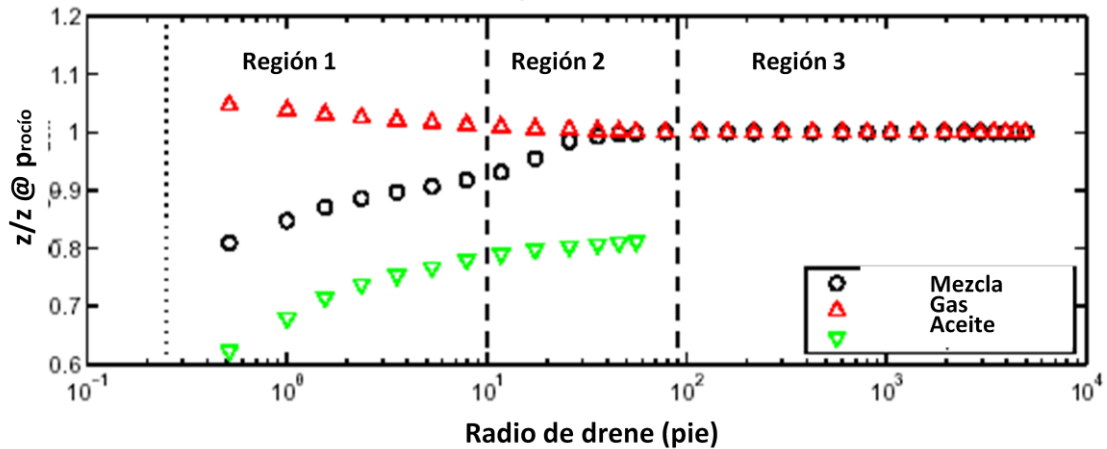


Fig. 1.16. Cambio de la composición de gas durante la producción.

En la Fig. 1.16 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 de 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.

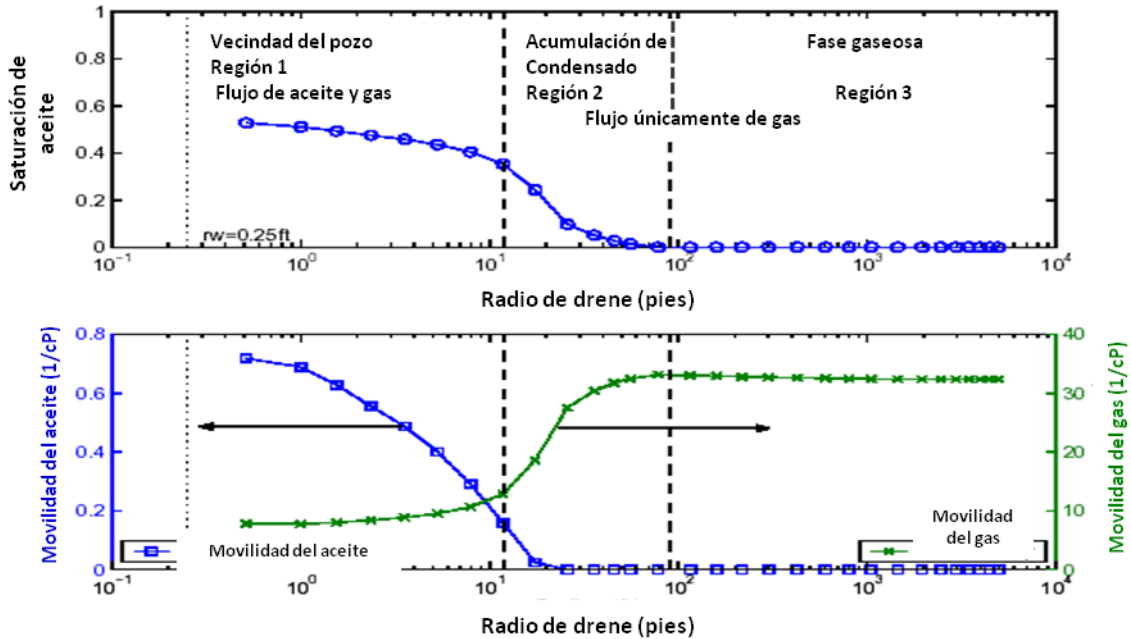


Fig. 1.17. Saturación y movilidad en una prueba de decremento de presión en un yacimiento de gas y condensado.

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. 1.18.

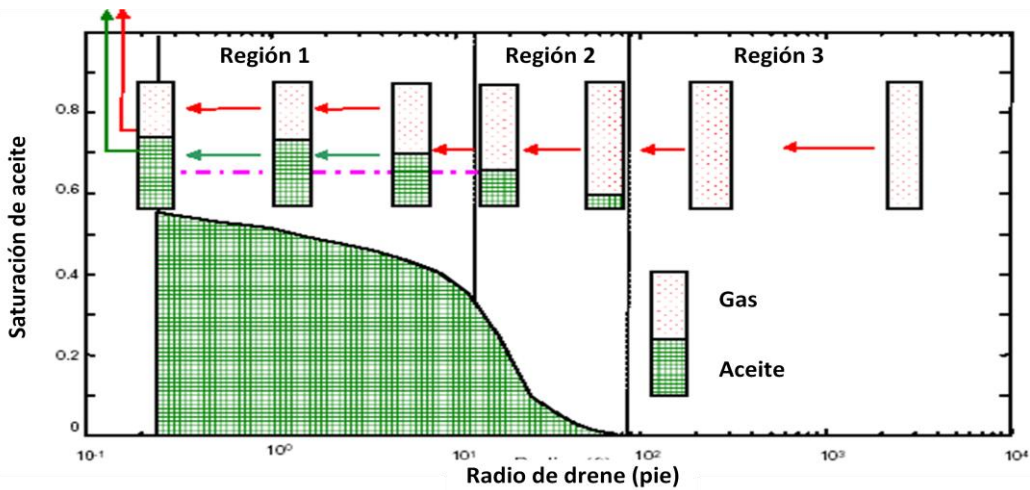


Fig.1.18. Esquema del comportamiento gas/condensado durante la producción.

CAPITULO 2. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS

2.1 COMPORTAMIENTO DE POZOS FLUYENTES

Un pozo fluvente desde el punto de vista de producción, puede definirse como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tuberías verticales y líneas de descarga, estrangulador y el separador, con la propia energía del yacimiento.

Antes de instalar un sistema artificial de producción, es necesario tener un minucioso conocimiento del pozo fluvente. Se utilizan correlaciones de flujo multifásico para predecir el momento en que el pozo dejara de fluir, selección del diámetro de la tubería para un pozo nuevo, determinación de presiones de fondo fluendo, índices de productividad, etc.

Para el adecuado entendimiento del comportamiento de un pozo fluvente es necesario considerar, de manera simultánea, los diversos componentes que constituyen el sistema de producción, cada componente es una parte integrante y, por lo tanto cualquier factor que determine su comportamiento, influenciara también el resto del sistema. Estos componentes son el yacimiento, sistema subsuperficial y el sistema superficial.

Para realizar el análisis del comportamiento del sistema de producción se obtiene la presión de cada componente en función del gasto. El procedimiento para la determinación de las caídas de presión comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones básicas dentro del sistema. Se consideran constantes la presión estática del yacimiento y la presión de separación, los resultados obtenidos del estudio de un sistema de producción pueden presentarse gráficamente.

2.2 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

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

2.2.1 Componentes del Sistema Integral de Producción

Los componentes básicos del Sistema Integral de Producción son:

- 1) Yacimiento
- 2) Pozo o tubería de producción
- 3) Cabeza del pozo

- 4) Estrangulador en superficie
- 5) Línea de descarga
- 6) Separadores y equipo de proceso
- 7) Tanque de almacenamiento

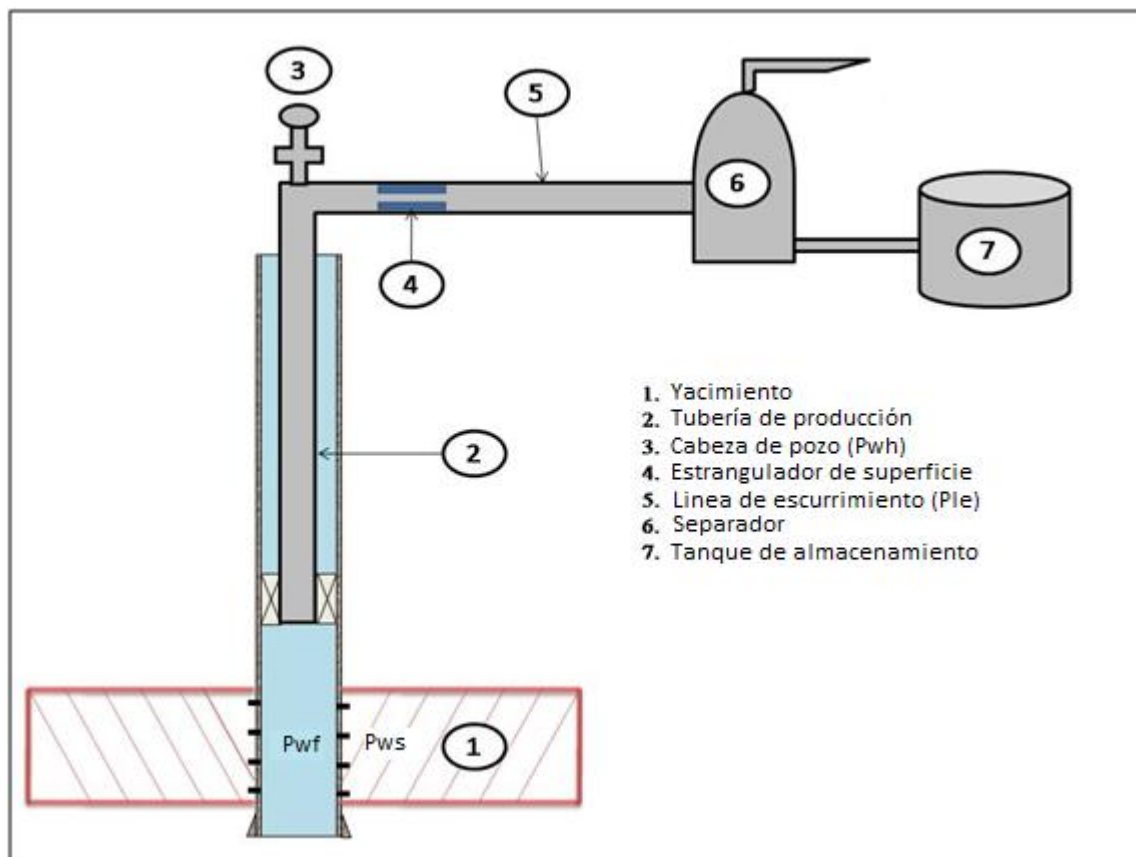


Fig. 2.1. Sistema Integral de Producción.

En la Fig. 2.1 se muestra un esquema del Sistema Integral de Producción con sus principales componentes.

A continuación se definirán los componentes del Sistema Integral de Producción y la función de cada uno de ellos:

- **Yacimiento.** Se define por yacimiento a la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o los huecos de la roca

almacenadora y están a presión y temperatura elevada como consecuencia de la profundidad a la que se encuentra localizado el yacimiento.

- **Pozo.** Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.
- **Línea de descarga.** Son tuberías, cuya finalidad es transportar el gas, aceite y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.
- **Estrangulador.** Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.
- **Separadores y equipo de proceso.** Son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos. 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.

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 fluyendo 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.

En campo, los valores de p_{wf} y q necesarios se obtienen mediante las *Pruebas de potencial*; 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. 2.2 donde ϕ representa el diámetro de apertura del estrangulador del pozo.

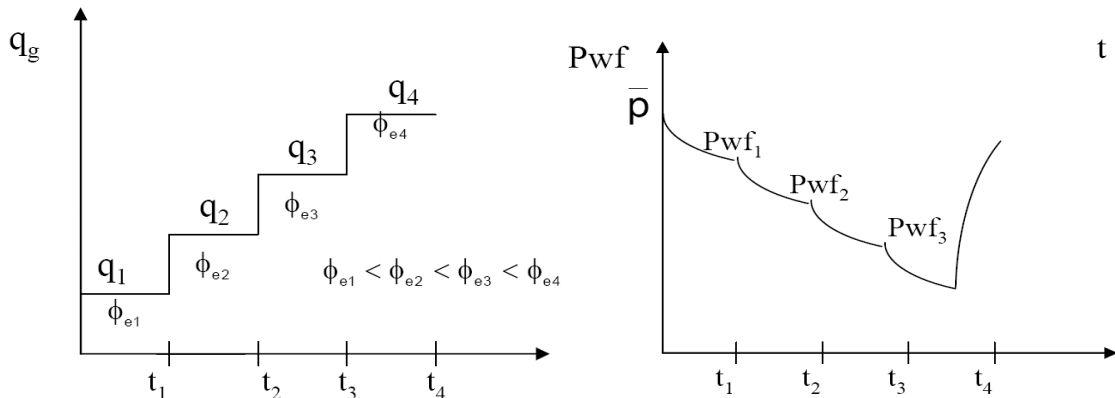


Fig. 2.2 Variación de gastos para una prueba de potencial (Ramírez Sabag, 2007²).

Los métodos existentes para analizar éstas pruebas son los siguientes:

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 Schellharrdt (1936) presentaron la siguiente ecuación:

$$q_g = C(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (2.1)$$

Donde:

- q_g : Gasto de gas.
- p_{ws} : Presión estática del yacimiento en el área de drene.
- p_{wf} : Presión de fondo fluyendo.

La Ec. 2.1 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 el 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. 2.1 de la siguiente forma:

$$\log(p_{ws}^2 - p_{wf}^2) = \frac{1}{n}(\log q_g - \log C) \dots\dots\dots (2.2)$$

Graficando en una escala logarítmica se obtendrá una línea recta como se muestra en la Fig. 2.2. Con el inverso de la pendiente de esta línea recta se obtiene n.

$$n = \frac{1}{m} \dots\dots\dots (2.3)$$

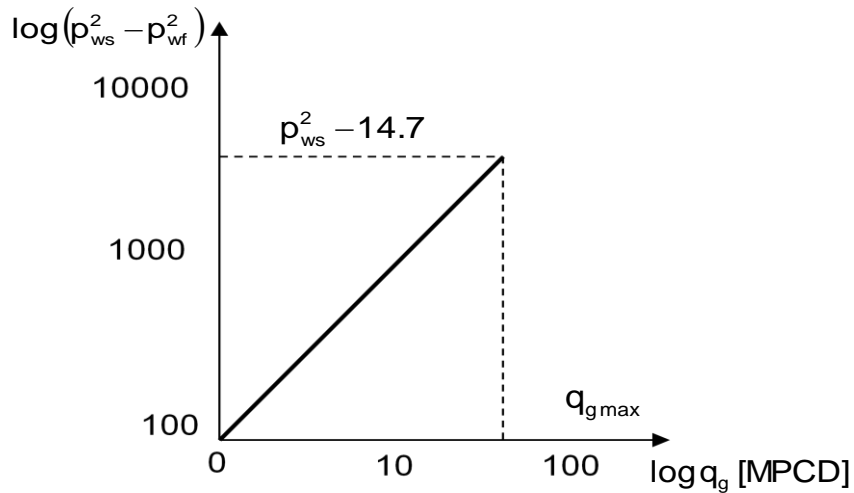


Fig. 2.3 Gráfica de una prueba de potencial convencional (Ramírez Sabag, 2007²).

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 en la Ec. 2.2 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 μ_g , permeabilidad afectiva al gas k_g , daño en el pozo S, radio de drene y posiblemente el radio del pozo.

Método teórico

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

$$p_{ws}^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2 \dots\dots\dots (2.4)$$

Donde:

$$a = 1422 \frac{\mu_g z T}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right] \dots\dots\dots (2.5)$$

$$b = 1422 \frac{T}{kh} D \dots\dots\dots (2.6)$$

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 drene, (*pie*)

r_w : Radio del pozo, (*pie*)

S : Factor de daño (referido al daño del pozo), (*adimensional*)

T : Temperatura del yacimiento, ($^{\circ}R$)

z : Factor de compresibilidad a la p_{ws} , (*adimensional*)

μ_g : Viscosidad del gas a la p_{ws} , (*cp*)

2.4 FLUJO MULTIFASICO EN POZOS.

Se conoce como flujo multifásico al flujo simultaneo de una fase líquida y otra gaseosa por un mismo conducto. Es evidente que al fluir dos o más fases simultáneamente lo pueden hacer en formas diversas.

$$\frac{V_L A_L L}{V_P A_P L} = \frac{A_L}{A_P} \dots\dots\dots(2.7)$$

Donde A_L es el área de la sección transversal ocupada por líquido y A_p es el área de la sección transversal de la tubería. Generalmente, la velocidad con la que fluye el gas es diferente de la velocidad con la que fluye el líquido, propiciado un resbalamiento entre fases.

El flujo multifásico se presenta en los elementos y / o dispositivos mediante los cuales se hace fluir a los hidrocarburos del yacimiento a la superficie en condiciones de separación, es decir el flujo de hidrocarburos del yacimiento al fondo del pozo, del fondo a la cabeza y de la cabeza del pozo a los separadores. Este sistema se le denomina sistema integral de producción que incluye al yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, el flujo multifásico se encuentra en la producción de aceite y gas.

El flujo multifásico en la industria petrolera tiene características que pueden crear complicaciones en el sistema de transporte y procesamiento de los hidrocarburos mismos que se presentan en muchas industrias. Los fluidos que se involucran son mezclas multicomponentes cuyo comportamiento es relativamente complejo.

Los rangos de presión y temperatura encontrados en los sistemas de producción son muy amplios, los rangos de presión pueden ser de 15,000 psi o (100Mpa) o mayores, los rangos de temperatura pueden ir de 400° F A 200°F hasta el punto de congelación del agua a 0°C.

La longitud de la tubería puede variar de algunos metros de miles de metros para tuberías superficiales y más de 600 metros para los pozos.

Los sistemas de tuberías empleados involucran significativas variaciones en su geometría tal como el ángulo de inclinación, diámetro, rugosidad de la tubería, así como el flujo de los fluidos en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

2.4.1 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 dicha sección. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Si se considera en esta sección de tubería que los efectos de compresibilidad son despreciables.

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

El termino resbalamiento se usa para describir el fenómeno natural de flujo a mayor velocidad de una de las fases.

2.4.2 Resbalamiento

En el colgamiento la relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluye simultáneamente en la tubería; el gas tiende a viajar más rápido que el líquido, por lo que se produce un resbalamiento de esta fase con respecto a la fase líquida.

Este término se usa para describir el fenómeno de flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Como consecuencia del resbalamiento, no es posible determinar a partir de los gastos de entrada, la fracción del volumen de la tubería ocupada por cada una de las fases.

2.4.3 Desplazamiento

En el colgamiento, la relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen en la tubería; el gas tiende a viajar más rápido que el líquido, por lo que se produce un desplazamiento de esta fase con respecto a la fase líquida.

Este término se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Como consecuencia del desplazamiento, no es posible determinar a partir de los gastos de entrada, la fracción del volumen de la tubería ocupada por cada una de las fases.

2.4.4 Velocidad superficial

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

$$V_{sl} = \frac{ql}{A_p} = \frac{0.01191(q_o B_o + q_w B_w)}{d^2} \dots\dots\dots(2.8)$$

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A_p} = \frac{0.002122 q_o(R-R_s)Bg}{d^2} \dots\dots\dots(2.9)$$

$$V_m = \frac{ql+qg}{A_p} = v_{sl} + v_{sg} \dots\dots\dots(2.10)$$

Cuando fluyen simultáneamente aceite y gas a través de una tubería vertical, a medida que se incrementa la proporción de gas en el flujo, las caídas de presión tienden a disminuir, hasta alcanzar un mínimo.

Dada la magnitud de las pérdidas en las tuberías de producción se hace indispensable su evaluación precisa. A fin de optimizar el sistema de producción de los pozos.

2.4.5 Correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales

2.4.5.1 Beggs y Brill

La correlación original de Beggs & Brill es usada para caídas de presión. El régimen de flujo es determinado por cualquier correlación de Beggs & Brill o Taitel Dukler. La correlación de Beggs & Brill fue desarrollada siguiendo un estudio de un flujo de 2 fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación es usada para ver el mapa de régimen de flujo el cual es el primero en determinar si fue flujo horizontal.

Una pérdida de flujo horizontal es calculada por correlaciones y la pérdida es corregida por el ángulo de inclinación. La prueba del sistema es puesto a prueba con dos tuberías de acrílico de 90 pies de longitud, en medio de la variable de elevación, así el modelo de flujo inclinado se desplaza hacia arriba y abajo en ángulos de 90°.

2.4.5.2 Beggs y Brill revisada.

La versión revisada de la correlación de Beggs & Brill es usada con factores de fricción para tuberías gastadas por rugosidad, ocupando límites y constantes corregidas propuestas por Palmer y Payne. El realza lo siguiente del método original que fue usado; 1) un extra-régimen de flujo espuma que considera resbalamiento, 2) El factor de

fricción es cambiado de los estándares del modelo de la tubería, utilizando el factor de fricción en una sola fase basado en la velocidad del fluido.

2.4.5.3 Duns y Ros

La correlación de Duns & Ros fue desarrollado para el flujo vertical de gas y mezclas de líquido en los pozos. Las ecuaciones fueron desarrolladas para cada una de las tres regiones de flujo. La región tiene una correlación diferente, las ecuaciones se basan en una amplia labor experimental utilizando el petróleo y el aire.

- Régimen de flujo burbuja de tapón y parte del régimen de flujo de espuma.
- El remanente de los regímenes de flujo de tapón y de espuma.
- Régimen de flujo niebla.

Estas regiones tienen baja, intermedio y alto rendimiento de gas respectivamente. Cada región de flujo tiene una correlación diferente que ocupa. Las ecuaciones están basadas en cuantiosos trabajos de experimentación usando mezclas de petróleo y gas.

2.4.5.4 Orkiszewski

La correlación de Orkiszewski es usada para caídas y pérdidas de presión, y para regímenes de flujo. La correlación de Orkiszewski fue desarrollada para predecir la caída de presión en dos fases en tuberías verticales. El consideraba cuatro regímenes de flujo, burbuja, bache, anular y niebla. El método puede predecir una precisión con un 10% cuando hay caídas de presión en un sistema de 2 fases y la producción del pozo fluye naturalmente por el gas inyectado. La precisión del método fue verificada para predecir el valor, siendo comparado contra 148 mediciones de caídas de presión. Otros métodos, ocupan caídas de presión en líquidos que derivan de observar fenómenos físicos y que son ajustados por el ángulo de desviación.

2.4.5.5 Hagedorn y Brown

Se desarrolló a raíz de un estudio experimental de los gradientes de presión que ocurren durante el flujo continuo de dos fases de flujo en los pequeños conductos de diámetro vertical. A 1500 pies experimental y se utilizó para estudiar el flujo a través de 1 pulgada, 1,25 pulgadas y 1,5 pulgadas de tamaño nominal de tubería. Aire fue la fase gaseosa y cuatro diferentes líquidos se utilizaron: el agua y el petróleo crudo con viscosidades de alrededor de 10, 30 y 110 cp los criterios de Griffith y Wallis predijeron la aparición de flujo de burbuja, la burbuja el método debe utilizarse para predecir gradiente de presión.

2.4.5.5 Mukherjee y Brill.

La correlación de Mukherjee & Brill es usada para caídas y pérdidas de presión, y mapas de flujo. La correlación de Mukherjee & Brill fue desarrollada siguiendo un estudio del comportamiento de las caídas de presión en flujos de dos fases para tuberías inclinadas. Para flujo burbuja y flujo bache, se calcula un factor de fricción sin resbalamiento del diagrama de Moody, que fue el adecuado para calcular las pérdidas de fricción en la cabeza.

CAPÍTULO 3. PROBLEMÁTICA DE LA CARGA DE LÍQUIDOS EN LOS POZOS DE GAS.

3.1 IMPORTANCIA

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 seco 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.

3.2 BASES TEÓRICAS

Los parámetros más significativos en la carga de líquidos en un pozo de gas son los 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. 3.1, mientras la cantidad de agua condensada se incrementa exponencialmente, la presión estática del yacimiento declina.

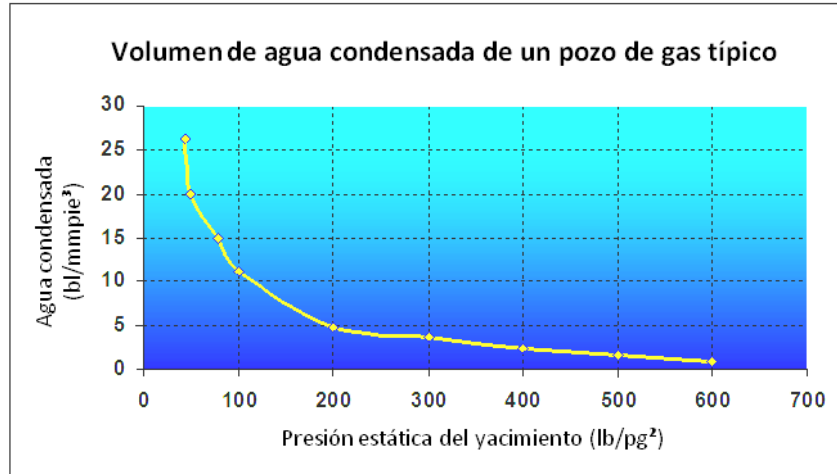


Fig. 3.1 Comportamiento del agua condensada respecto a la presión estática del yacimiento.

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.

3.2.1 Gasto crítico

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. 3.2, conforme aumente la presión en la cabeza del pozo, se necesitará un gasto de producción más alto para prevenir la acumulación de líquidos.

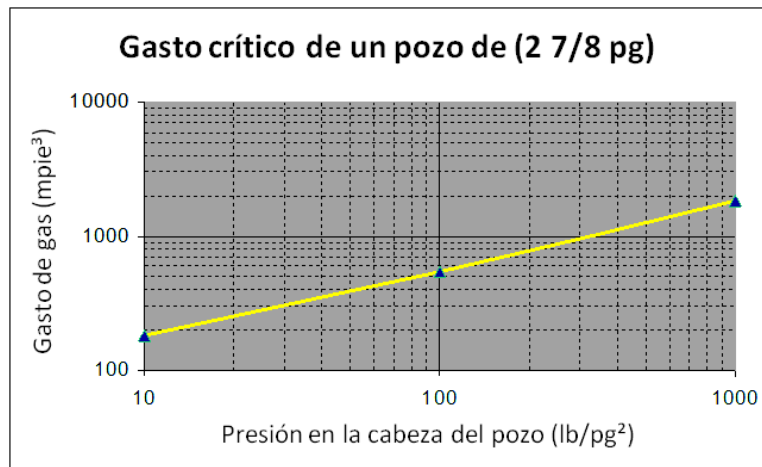


Fig. 3.2 Comportamiento del gasto de gas crítico con respecto a la presión en la cabeza del pozo.

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, y
- 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. 3.3, el diagrama de cuerpo libre muestra las fuerzas involucradas.

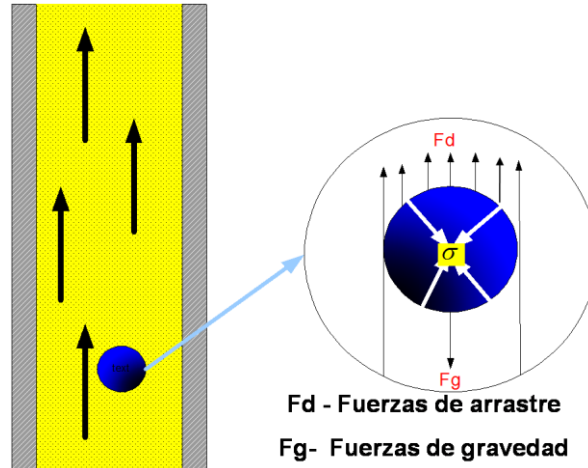


Fig.3.3 Modelo de movimiento de arrastre de partículas.

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). La diferencia entre las dos presiones determina la máxima medida que una gota puede lograr.

Presión de velocidad: $v_G^2 \rho_G$

Presión de superficie: σ/d

Donde:

v_G : Velocidad con que la gota de líquido se desplaza en el gas.

ρ_G : Densidad del gas.

σ : Tensión superficial de la gota de líquido.

d : Diámetro de la gota de líquido.

Estas dos presiones integran el número de Weber (We) que es un número adimensional utilizado en mecánica de fluidos y que es útil en el análisis de flujos en donde existe una superficie entre dos fluidos diferentes.

$$We = \frac{v_G^2 \rho_G d}{\sigma g_c} \dots \dots \dots (3.1)$$

Si este número excede el valor crítico, la gota de líquido será fragmentada, el valor crítico para la caída libre de una gota se encuentra entre 20 y 30.

Con un número de Weber dentro del rango crítico, la deformación de las gotas de los líquidos a altas velocidades de la corriente de gas no son tomadas en cuenta y se considera una figura esférica; si el número de Weber es menor a 20 ó mayor a 30, existirá una diferencia de presión en los costados de la gota de líquido provocando que ésta se deforme.

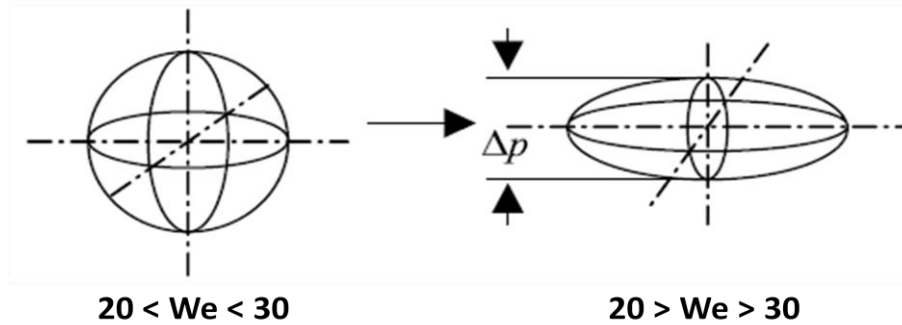


Fig.3.4 Deformación de una gota de líquido dependiendo del valor del número de Weber (We)
(Li, 2002⁵).

De la Fig. 3.3 la fuerza total de gravedad está representada por la siguiente ecuación:

$$F_g = \frac{g}{g_c} (\rho_L - \rho_G) \times \frac{\pi d^3}{6} \dots\dots\dots (3.2)$$

y la fuerza total de arrastre está dada por:

$$F_d = \frac{1}{2g_c} \rho_G C_a A (v_G - v_L)^2 \dots\dots\dots (3.3)$$

Donde:

- g : Constante gravitacional.
- d : Diámetro de la gota de líquido.
- ρ_L : Densidad del líquido.
- ρ_G : Densidad del gas.
- C_a : Coeficiente de arrastre.

A : Área de la sección transversal de la gota de líquido.

v_G : Velocidad del gas.

v_L : Velocidad de la gota de líquido.

La velocidad crítica del gas para transportar la gota del líquido del fondo del pozo está definida como la velocidad a la cual la gota estará suspendida en la corriente de gas. Por lo tanto, la velocidad crítica del gas v_c es la velocidad a la cual $v_L = 0$, si la velocidad de la gota de líquido es cero, la fuerza neta en ella también es cero. La ecuación que define el concepto de velocidad crítica es la siguiente:

$$F_g = F_d \dots \dots \dots (3.4)$$

Sustituyendo los valores de ambas fuerzas:

$$\frac{g}{g_c} (\rho_L - \rho_G) \times \frac{\pi d^3}{6} = \frac{1}{2g_c} \rho_G C_a A v_c^2 \dots \dots \dots (3.5)$$

Reescribiendo el área $A = \pi d^2 / 4$ y resolviendo para v_c , se obtiene:

$$v_c = \sqrt{\frac{4g(\rho_L - \rho_G)d}{3\rho_G C_a}} \dots \dots \dots (3.6)$$

Esta ecuación considera un diámetro de gota de líquido conocido. En realidad, el diámetro de la gota de líquido depende de la velocidad del gas, pero se puede obtener el número de Weber.

Igualando el número de Weber a 30, sustituyendo v_G por v_c y despejando d :

$$d = 30 \frac{\sigma g_c}{\rho_G v_c^2} \dots \dots \dots (3.7)$$

Sustituyendo esta ecuación en la Ec. 3.6:

$$v_C = \sqrt{\frac{4(\rho_L - \rho_G)}{3} \frac{g}{\rho_G} \frac{g}{C_a}} 30 \frac{\sigma g_c}{\rho_G v_C^2} \dots\dots\dots (3.8)$$

ó

$$v_C = \left(\frac{40 g g_c}{C_a} \right)^{1/4} \left(\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G^2} \sigma \right)^{1/4} \dots\dots\dots (3.9)$$

Turner consideró un coeficiente de arrastre C_a de 0.44, el cual corresponde al valor utilizado para un flujo completamente turbulento. Sustituyendo el coeficiente de arrastre para flujo turbulento y los valores de g y g_c se obtiene lo siguiente:

$$v_C = 17.514 \left(\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G^2} \sigma \right)^{1/4} \dots\dots\dots (3.10)$$

Donde:

- ρ_L : Densidad del líquido, (lb_m/pie^3).
- ρ_G : Densidad del gas, (lb_m/pie^3).
- σ : Tensión superficial, (lb_f/pie).
- v_C : Velocidad crítica del gas, (pie/s).

Si se desea utilizar la tensión superficial en unidades de $dina/cm$, utilizando la conversión $1 (lb_f/pie) = 0.00006852 (dina/cm)$, se obtiene:

$$v_C = 1.593 \left(\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_G^2} \sigma \right)^{1/4} \dots\dots\dots (3.11)$$

Donde todas las variables mantienen las unidades de la Ec. 3.10 excepto σ .

Una vez conocida la velocidad crítica del gas, se puede calcular el gasto crítico que resulta ser un valor más práctico por su aplicabilidad:

Conviene

$$q_c = \frac{3.067pv_c A}{(T+460)z} \dots\dots\dots(3.12)$$

Donde:

A : Área transversal del interior de la tubería de producción, (pie^2).

p : Presión en la cabeza del pozo, (lb/pg^2).

T : Temperatura en la cabeza del pozo, ($^{\circ}F$).

q_c : Gasto crítico de gas, ($mmpie^3/día$).

Además del modelo matemático, Turner también obtuvo una correlación a partir de un gran número de datos reales de presión en cabeza fluyendo mayores a $1000 lb/pg^2$ aplicando una corrección del 20% de incremento respecto al modelo teórico, por lo que en las predicciones de la velocidad crítica de pozos con bajas presiones en la cabeza del pozo hay más incertidumbre.

Existen dos versiones de la correlación de Turner, una para el agua y la otra para los hidrocarburos condensados:

$$v_{g,agua} = \frac{5.62(67-0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.13)$$

$$v_{g,hcs\ condensados} = \frac{4.02(45-0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.14)$$

Donde:

p : Presión fluyente en la cabeza del pozo, (lb/pg^2).

v_g : Velocidad crítica de gas, (pie/s).

James Lea considera que los coeficientes presentados por Turner en las correlaciones son ligeramente erróneos y propone los valores de 5.321 y 4.043 para los coeficientes del agua y de los hidrocarburos condensados respectivamente. (Lea, 2004 ⁴).

Además de la correlación de velocidad crítica, Turner también obtuvo una correlación para el gasto crítico de gas:

$$q_{C,gas+agua} = \frac{0.0676pd_t^2 (45-0.0031p)^{1/4}}{(T+460)z (0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.15)$$

$$q_{C,gas+hcs condensados} = \frac{0.0890pd_t^2 (67-0.0031p)^{1/4}}{(T+460)z (0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots (3.16)$$

Mientras que el gasto de los fluidos en un pozo se mantenga arriba del gasto crítico, no habrá formación de columna de líquidos en el fondo del pozo.

Por otro lado, Coleman y colaboradores en 1991 encontraron que las Ecs. 3.11 y 3.12 podían alimentarse con valores bajos de presión en cabeza y así formar una nueva correlación, ésta logró evitar el ajuste del 20% hecho por Turner. Dicha correlación maneja las mismas simplificaciones y datos típicos que Turner manejó conservando las unidades.

Para las velocidades se tiene:

$$v_{g,agua} = \frac{4.434(67-0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.17)$$

$$v_{g,hcs condensados} = \frac{3.369(45-0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.18)$$

Y para los gastos:

$$q_{C,agua} = \frac{0.0742pd_t^2 (67-0.0031p)^{1/4}}{(T+460)z (0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.19)$$

$$q_{C,hcs condensados} = \frac{0.0563pd_t^2 (45-0.0031p)^{1/4}}{(T+460)z (0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.20)$$

Donde:

d_t : Diámetro interior de la tubería de producción.

Para facilitar la obtención de los valores de la velocidad crítica en campo, se pueden usar las gráficas simplificadas de Trammel y Praisnar, éstas pueden ser usadas tanto para agua como para aceite.

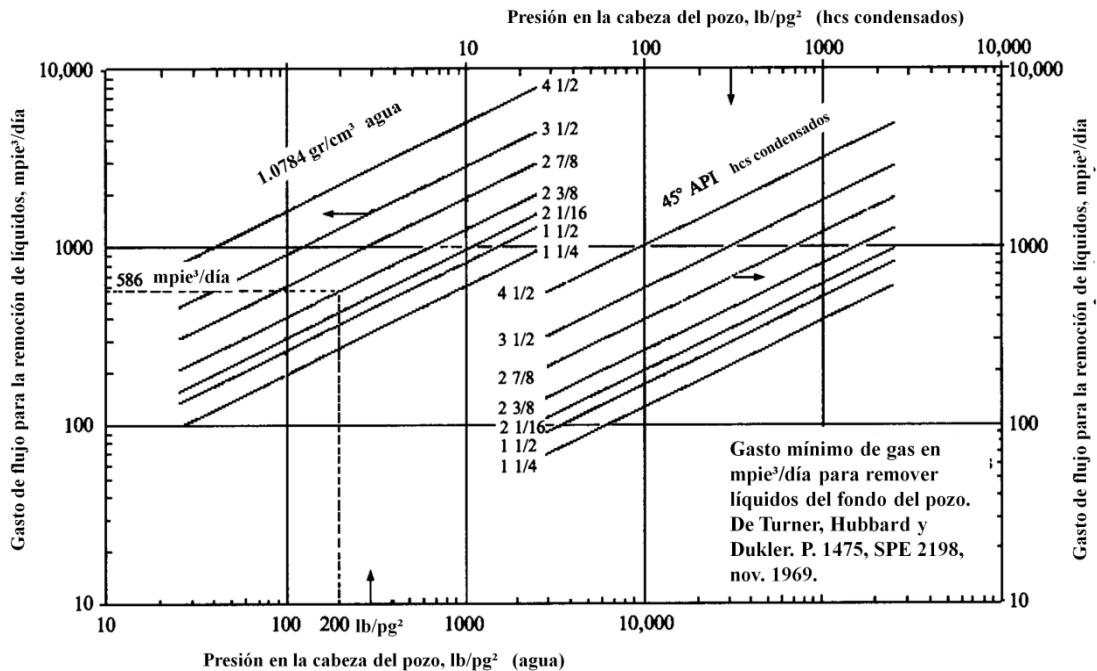


Fig. 3.5 Gráfica para encontrar el gasto crítico para remover agua e hidrocarburos condensados, con $z=0.9$, temperatura de $60\text{ }^{\circ}\text{F}$, y las consideraciones originales de Turner de $\sigma=20$ (dina/cm) para hidrocarburos condensados, 60 (dina/cm) para agua y densidad relativa del gas de 0.6 .

Para obtener el gasto crítico a partir de la gráfica en la Fig. 3.5, se localiza el valor de la presión en la cabeza del pozo, en la parte superior si son condensados y en la parte inferior si es agua; después se prolonga una línea hasta intersectar la línea que corresponda al diámetro de la tubería de producción; finalmente se prolonga la intersección hacia la izquierda si es agua y hacia la derecha si son condensados para encontrar el gasto de de gas mínimo requerido para transportar los líquidos.

En el año 2000, Mohamed Nossier y colaboradores, presentaron dos nuevos modelos analíticos para la obtención de la velocidad crítica del gas tomando en cuenta la influencia del régimen de flujo que, debido al amplio rango de presiones y temperaturas que se encuentran en los pozos de gas, es variable y no necesariamente en el rango definido por Turner ($10^4 < N_{Re} < 2 \times 10^5$). Partiendo de la misma teoría sobre la gota de líquido

esférica suspendida en la corriente de gas, se presentan ambos modelos: uno para el flujo en régimen transitorio y el otro para el flujo en régimen altamente turbulento.

El flujo en régimen transitorio se presenta en sistemas con gastos bajos de gas. En este caso se parte de la ecuación de Allen para definir la siguiente:

$$v_g = 14.6\sigma^{0.35}(p_p - p)^{0.21} / \mu^{0.134} p^{0.426} \dots\dots\dots(3.21)$$

Donde:

v_g : Velocidad crítica del gas, (pie/s).

p_p : Densidad del líquido, (lb_m/pie^3).

p : Densidad del gas, (lb_m/pie^3).

σ : Tensión interfacial, (dina/cm).

μ : Viscosidad del gas, ($lb_m/pie/s$).

Por el contrario, el flujo en régimen altamente turbulento se presentará en sistemas con altos gastos de gas; partiendo de la ley de Newton y con el correspondiente coeficiente de arrastre, se llegó a la siguiente expresión:

$$v_c = 21.3\sigma^{0.25}(p_p - p)^{0.25} / p^{0.5} \dots\dots\dots(3.22)$$

En sus resultados observaron que se obtenían datos con su modelo muy similares a los dados con la ecuación de Turner con el 20% de ajuste, por lo que asocian que este ajuste se debió a la ambigüedad manejada sobre el régimen de flujo presente, el cual afecta directamente en el coeficiente de arrastre y por tanto en la obtención de la velocidad crítica. Con un error acumulativo de 23% en sus pruebas, se determinó que la ecuación de Turner es válida para flujo en régimen turbulento, pero para flujo en régimen transitorio es más recomendable usar la del nuevo modelo presentado por Nossier.

A pesar de las modificaciones, hechas por Coleman (1991), Nossier (2000) y Lea y Nickens (2004), al modelo presentado por Turner, Boyun Guo y colaboradores consideraron que tanto la velocidad de transporte como la presión multifásica seguían siendo calculadas de manera descuidada por lo que en el año 2006 presentaron un modelo analítico para predecir el gasto mínimo requerido de gas para transportar líquidos, determinando la

energía cinética de éste en un flujo tipo niebla de cuatro fases (agua, aceite, gas y partículas sólidas).

El modelo presenta dos métodos para calcular el gasto mínimo; en el primer método, se inicia con el cálculo de los valores de la densidad y velocidad del gas a condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo considerando un gasto Q_G ; Guo obtiene las ecuaciones siguientes de la Ley de los gases:

$$\rho_g = \frac{2.7S_g p}{T} \dots\dots\dots (3.23)$$

$$v_g = 4.71 \times 10^{-2} \frac{T Q_G}{A_i p} \dots\dots\dots (3.24)$$

Donde:

- A_i : Área de la sección transversal de la tubería, (pg^2).
- p : Presión, ($lb_f/pg^2 abs$).
- Q_G : Gasto de producción de gas, ($mpie^3/día$).
- S_g : Gravedad específica del gas.
- T : Temperatura, ($^{\circ}R$).
- v_g : Velocidad del gas, (pie/s).
- ρ_g : Densidad del gas, (lb_m/pie^3).

Después se calcula la energía cinética del gas y la requerida para el transporte:

$$E_k = \frac{\rho_g v_g^2}{2g_c} = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T Q_G^2}{A_i^2 p} \dots\dots\dots (3.25)$$

$$E_{km} = 0.0576 \sqrt{\sigma \rho_L} \dots\dots\dots (3.26)$$

Donde:

- E_k : Energía cinética del gas, ($lb_f - pie/pie^3$).
- E_{km} : Energía cinética mínima requerida para transportar la gotas de líquido, ($lb_f - pie/pie^3$).
- g_c : Factor de conversión de unidades, ($lb_m - pie/lb_f - s^2$).

ρ_L : Densidad del líquido, (lb_m/pe^3).

σ : Tensión interfacial, ($dina/cm$).

Al calcular los dos valores de energía cinética, se comparan y mientras no sean iguales, se varía Q_G hasta que lo sean.

El segundo método utiliza simplificaciones que lo hacen menos tedioso que el primero y pueden incluirse en métodos numéricos de aproximación como el de Bisección o el de Newton Raphson haciendo que sea más rápido y eficiente.

En las condiciones mínimas necesarias para impedir la acumulación de líquidos en el fondo del pozo, la Ec. 3.25 se convierte en la siguiente:

$$E_{km} = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 p} \dots \dots \dots (3.27)$$

Donde:

Q_{gm} : Gasto mínimo de gas requerido para transportar las gotas de líquido, ($mpe^3/día$).

T_{bh} : Temperatura en la cara del pozo en contacto con el yacimiento, ($^{\circ}R$).

De la ecuación anterior se despeja la presión, obteniéndose la siguiente expresión:

$$p = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} \dots \dots \dots (3.28)$$

Se sustituye este valor de presión en su modelo de flujo de 4 fases:

$$144b\alpha_1 + \frac{1-2bm}{2} \ln\alpha_2 - \frac{m+\frac{b}{c}n-bm^2}{\sqrt{n}} (\tan^{-1}\beta_1 - \tan^{-1}\beta_2) = \gamma \dots \dots \dots (3.29)$$

Donde:

$$\alpha_1 = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} - p_{hf} \dots\dots\dots (3.30)$$

$$\alpha_2 = \frac{\left(1.34 \times 10^{-2} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} + m\right)^2 + n}{(144 p_{hf} + m)^2 + n} \dots\dots\dots (3.31)$$

$$\beta_1 = \frac{1.34 \times 10^{-2} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} + m}{\sqrt{n}} \dots\dots\dots (3.32)$$

$$\beta_2 = \frac{144 p_{hf} + m}{\sqrt{n}} \dots\dots\dots (3.33)$$

$$\gamma = a(1 + d^2 e)L \dots\dots\dots (3.34)$$

$$a = \frac{15.33 S_s Q_s + 86.07 S_w Q_w + 86.07 S_o Q_o + 18.79 S_g Q_G}{10^3 T_{av} Q_G} \cos(\theta) \dots\dots\dots (3.35)$$

$$b = \frac{0.2456 Q_s + 1.379 Q_w + 1.379 Q_o}{10^3 T_{av} Q_G} \dots\dots\dots (3.36)$$

$$c = \frac{6.785 \times 10^{-6} T_{av} Q_G}{A_i} \dots\dots\dots (3.37)$$

$$d = \frac{Q_s + 5.615(Q_w + Q_o)}{600 A_i} \dots\dots\dots (3.38)$$

$$e = \frac{6f}{g D_h \cos(\theta)} \dots\dots\dots (3.39)$$

$$f = \left[\frac{1}{1.74 - 2 \log\left(\frac{2\varepsilon'}{D_h}\right)} \right]^2 \dots\dots\dots(3.40)$$

$$m = \frac{cde}{1+d^2e} \dots\dots\dots(3.41)$$

$$n = \frac{c^2e}{(1+d^2e)^2} \dots\dots\dots(3.42)$$

Donde:

D_h : Diámetro hidráulico, (*pg*).

f : Factor de fricción de Moody.

L : Longitud de la tubería, (*pie*).

p_{hf} : Presión en la cabeza fluyendo, (lb_f/pg^2).

Q_o/Q_w : Gasto de producción de aceite/agua, (*bl/día*).

Q_s : Gasto de sólidos, ($pie^3/día$).

$S_o/S_s/S_w$: Gravedad específica de aceite/sólidos/agua.

T_{av} : Temperatura promedio en el pozo, ($^{\circ}R$).

ε' : Rugosidad de la pared de la tubería, (*pg*).

θ : Ángulo de inclinación, (*grados*).

La Ec. 3.29 se itera hasta encontrar el valor de Q_{gm} con el que se cumpla la igualdad. Mediante la alimentación de este modelo con diversos datos de campo y las consideraciones hechas por Turner, Boyun Guo comprobó que su modelo es más exacto que el presentado por Turner. Para practicidad en campo, se presentaron gráficas con condiciones específicas para predecir el gasto mínimo de arrastre, un ejemplo de éstas es la siguiente:

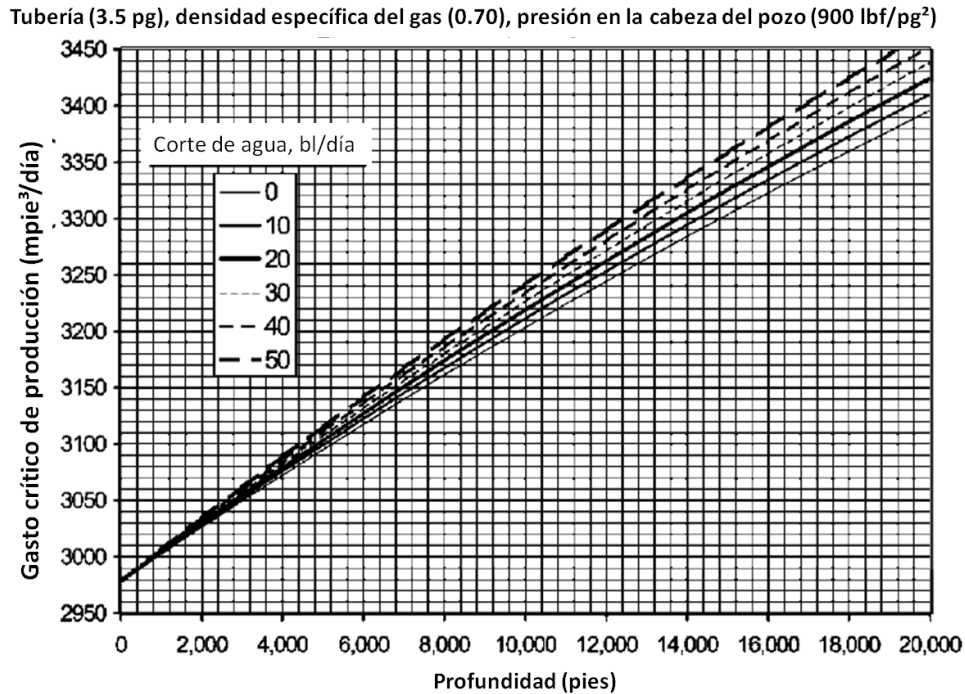


Fig. 3.6 Gasto crítico de producción de gas para el transporte de agua en una tubería de 3.5 (pg) de diámetro con una presión en cabeza de 900 (lb_f/pg^2).

La carga de líquidos en un pozo de gas también está relacionada con el cambio de tipo de flujo, las grandes caídas de presión a través de la tubería de producción generan fluctuaciones en la relación gas-aceite que son típicamente denominadas *proceso de carga en el tipo de flujo*.

En la Fig. 3.7 se muestra la transición de tipo de flujo que sufre el gas en el pozo conforme la velocidad del gas disminuye.

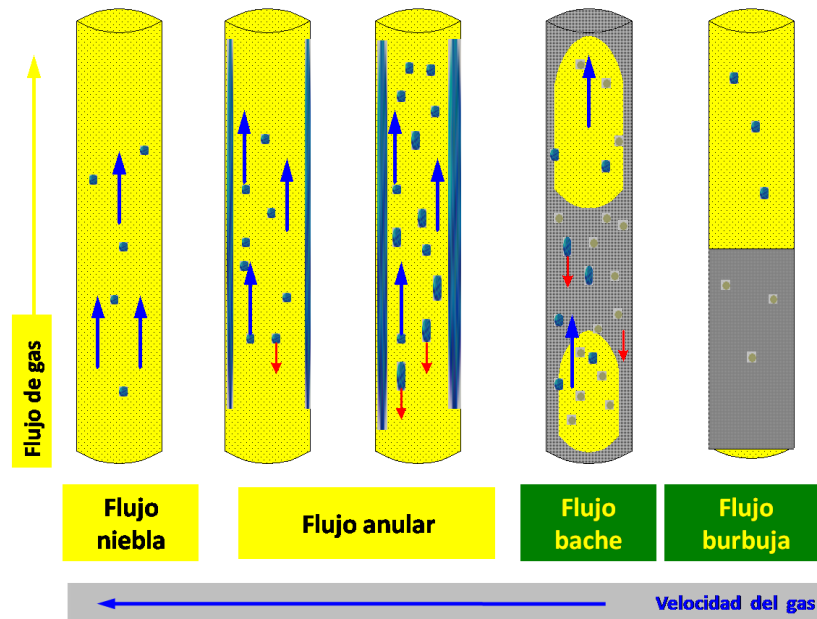


Fig. 3.7 Transición de flujo niebla a flujo burbuja con el decremento de la velocidad de flujo del gas.

- *Flujo niebla*: Con una velocidad de flujo relativamente alta de gas (4-6 m/s), la estructura del flujo es continua. En una fase de gas continua hay gotas de líquido dispersas. El gasto de gas es suficiente para levantar el líquido (agua y condensado) hacia la superficie. Si las gotas de líquido fluyen en la misma dirección que el gas, se tiene una estructura de flujo nebuloso, y si las gotas de líquido fluyen con turbulencia se le puede llamar estructura espumante.
- *Flujo anular*: Cuando el volumen de líquidos se incrementa, la fase de gas ocupará la parte central de la tubería de producción y la fase de líquidos fluirá sobre las paredes. En estas condiciones de flujo, se crearán las condiciones para una estructura de flujo anular. Finalmente, si el volumen de la fase de líquido se incrementa, el líquido se dispersará en el gas, creando una estructura de flujo de niebla nuevamente.
- *Flujo bache*: El volumen de líquidos sigue aumentando, las gotas de líquido se unirán y las burbujas de aceite llenarán casi todo el espacio a una cierta altura de la tubería de producción. La fase de flujo es discontinua, y el gas se puede dispersar en columnas de grandes burbujas de líquidos. En la tubería, las columnas de líquido y gas, revestidas de una capa delgada de líquido, fluyen alternándose. Las burbujas de líquido y la velocidad del flujo de gas disminuyen y regularmente el

rompimiento de gas ocurre en la fase líquida, seguido de un efecto de separación del líquido, que afecta significativamente el gradiente de presión.

Conforme disminuye la velocidad del gas, el líquido se encuentra en forma de columna con burbujas de gas en su interior, si la velocidad disminuye todavía más, el contenido de gas en el seno del líquido también provocando que la burbujas se encuentren más aisladas y generando el flujo burbuja.

- *Flujo burbuja*: La velocidad de la corriente de gas es baja e insuficiente para transportar la columna de líquido. A medida que aumenta la acumulación de líquidos en el fondo, se incrementará la presión en el fondo del pozo hasta que ésta impida que la producción continúe.

La acumulación de líquidos en los pozos de gas se presenta con el decremento de la energía del yacimiento para seguir produciendo sus fluidos, esto se traduce en el decremento de la presión y por consecuencia del gasto. Mientras el gasto de producción se mantenga por arriba del gasto crítico, los líquidos serán transportados hacia la superficie y no se acumularán en el fondo del pozo; cuando el gasto de producción descende por debajo del gasto crítico, mientras que la presión provocada por la columna de líquido sea menor que la proveniente del yacimiento, el pozo seguirá produciendo.

El proceso durante el cual los pozos comienzan a fluir por debajo del gasto crítico fue estudiado por Dousi (2005) y Frank van Gool y Peter K. Currie (2007). El primero desarrolló un modelo y el segundo lo mejoró. La utilidad de modelar el proceso mencionado radica en la posibilidad de predecir el comienzo y la duración del *flujo meta-estable*, coincidiendo su término con el de la producción del pozo. Dousi definió el flujo meta-estable como la condición de flujo del yacimiento al pozo y viceversa; este fenómeno es posible debido a la que la presión debido a la columna de líquidos aumenta directamente proporcional a la profundidad aunque, en la cara de los disparos o, si se trata de agujero descubierto, la parte del yacimiento que está en contacto con el pozo, tenga la misma presión, por lo que en un mismo intervalo aunque en la parte superior la presión de la columna no sea suficiente para detener el flujo del yacimiento e incluso inyectar fluido, quizás en la parte inferior sí.

En la Fig. 3.8, con las flechas se indica cómo puede cambiar el flujo dependiendo de la existencia de una columna de líquidos.

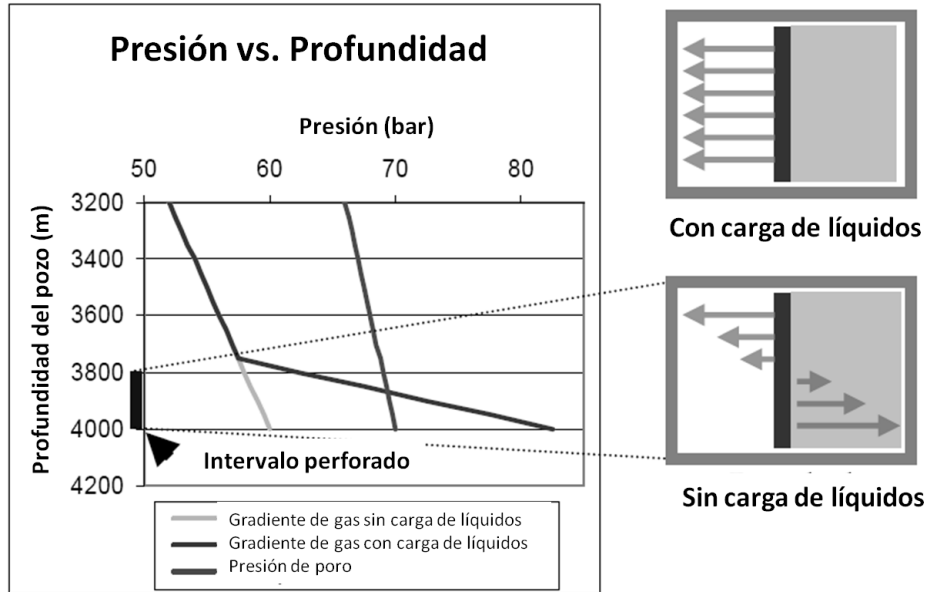


Fig. 3.8 Presiones del intervalo del yacimiento cercano al pozo.

CAPÍTULO 4. FUNCIONAMIENTO DEL DISPOSITIVO MEJORADOR DE PATRÓN DE FLUJO TIPO VENTURI (MPFV®).

4.1 FUNCIONAMIENTO DE UN TUBO DE VENTURI

El Tubo de Venturi fue creado por el físico e inventor italiano Giovanni Battista Venturi (1746 – 1822). Fue profesor en Módena y Pavía. En Paris y Berna, estudió cuestiones teóricas relacionadas con el calor, óptica e hidráulica. En este último campo fue que descubrió el tubo que lleva su nombre. Según él, este era un dispositivo para medir el gasto de un fluido, es decir, la cantidad de flujo por unidad de tiempo, a partir de una diferencia de presión entre el lugar por donde entra la corriente y el punto, que puede ser calibrado, de mínima sección del tubo, en donde su parte ancha final actúa como difusor.

El Tubo de Venturi es un dispositivo que origina una pérdida de presión al pasar por él un fluido. En esencia, éste es una tubería corta recta, o garganta, entre dos tramos cónicos. El efecto Venturi se explica por el Principio de Bernoulli y el principio de continuidad de masa. Si el gasto 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.

El principio de Bernoulli, también denominado ecuación de Bernoulli o Trinomio de Bernoulli, describe el comportamiento de un fluido moviéndose a lo largo de una línea de corriente. Fue expuesto por Daniel Bernoulli en su obra *Hidrodinámica* (1738) y expresa que en un fluido ideal (sin viscosidad ni rozamiento) en régimen de circulación por un conducto cerrado, la energía que posee el fluido permanece constante a lo largo de su recorrido. La energía de un fluido en cualquier momento consta de tres componentes:

1. Cinética: es la energía debida a la velocidad que posea el fluido.
2. Potencial gravitacional: es la energía debido a la altitud que un fluido posea.
3. Energía de flujo: es la energía que un fluido contiene debido a la presión que posee.

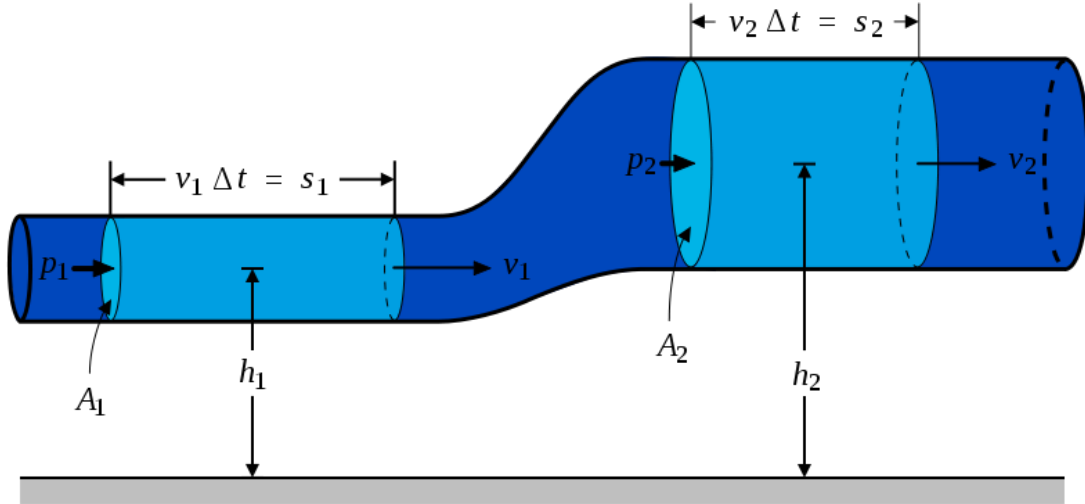


Fig. 4.1. Esquema del efecto de Bernoulli.

La ecuación 4.1 conocida como "Ecuación de Bernoulli" (Trinomio de Bernoulli) consta de estos mismos términos.

$$\frac{v^2 \rho}{2} + P + \rho g z = \text{constante} \dots\dots\dots 4.1$$

donde:

- V = velocidad del fluido en la sección considerada.
- g = aceleración gravitatoria
- z = altura en la dirección de la gravedad desde una cota de referencia.
- P = presión a lo largo de la línea de corriente.
- ρ = densidad del fluido.

Para aplicar la ecuación se deben realizar los siguientes supuestos:

- Viscosidad (fricción interna) = 0 Es decir, se considera que la línea de corriente sobre la cual se aplica se encuentra en una zona 'no viscosa' del fluido.
- Gasto constante
- Flujo incompresible, donde ρ es constante.
- La ecuación se aplica a lo largo de una línea de corriente o en un flujo irrotacional

En el Tubo de Venturi el flujo desde la tubería principal en la sección 1 se hace acelerar a través de la sección angosta llamada garganta, donde disminuye la presión del fluido.

Después se expande el flujo a través de la porción divergente al mismo diámetro que la tubería principal. En la pared de la tubería en la sección 1 y en la pared de la garganta, a la cual llamaremos sección 2, se encuentran ubicados ramificadores de presión. Estos ramificadores de presión se encuentran unidos a los dos lados de un manómetro diferencial de tal forma que la deflexión h es una indicación de la diferencia de presión $p_1 - p_2$. Por supuesto, pueden utilizarse otros tipos de medidores de presión diferencial.

La ecuación de la energía y la ecuación de continuidad pueden utilizarse para derivar la relación a través de la cual podemos calcular la velocidad del flujo. Utilizando las secciones 1 y 2 en la fórmula 2 como puntos de referencia, podemos escribir las siguientes ecuaciones:

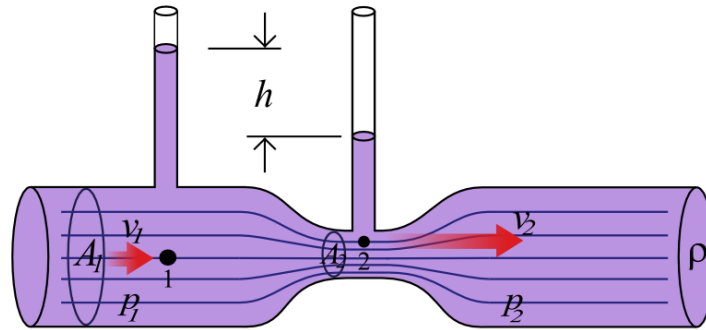


Fig. 4.2 Esquema del efecto Venturi.

$$\frac{P_1}{\gamma} + Z_1 + \frac{V_1^2}{2g} - h_1 = \frac{P_2}{\gamma} + Z_2 + \frac{V_2^2}{2g} \dots\dots\dots 4.2$$

$$Q = A_1V_1 = A_2V_2 \dots\dots\dots 4.3$$

Estas ecuaciones son válidas solamente para fluidos incomprensibles, en el caso de los líquidos. Para el flujo de gases, debemos dar especial atención a la variación del peso específico g con la presión. La reducción algebraica de las ecuaciones 1 y 2 es como sigue:

$$\frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} = \frac{P_1 - P_2}{\gamma} + (Z_1 - Z_2) - h_1 \dots\dots\dots 4.4$$

$$V_2^2 - V_1^2 = 2g \left[\left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right) + (Z_1 - Z_2) - h_1 \right] \dots\dots\dots 4.5$$

Pero $A_1 = V_2^2 \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2$ Por consiguiente tenemos,

$$V_2^2 \left[1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \right] = 2g \left[\left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right) + (Z_1 - Z_2) - h_1 \right] \dots\dots\dots 4.6$$

$$V_2 = \sqrt{\frac{2g \left[\left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right) + (Z_1 - Z_2) - h_1 \right]}{\left[1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \right]}} \dots\dots\dots 4.7$$

Se pueden llevar a cabo dos simplificaciones en este momento. Primero, la diferencia de elevación ($z_1 - z_2$) es muy pequeña, aun cuando el medidor se encuentre instalado en forma vertical. Por lo tanto, se desprecia este término. Segundo, el término h_1 es la pérdida de la energía del fluido conforme este corre de la sección 1 a la sección 2. El valor h_1 debe determinarse en forma experimental. Pero es más conveniente modificar la ecuación (3) eliminando h_1 e introduciendo un coeficiente de descarga C:

$$V_2 = C \sqrt{\frac{2g \left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right)}{1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2}} \dots\dots\dots 4.8$$

La ecuación 4.8 puede utilizarse para calcular la velocidad de flujo en la garganta del medidor. Sin embargo, usualmente se desea calcular la velocidad de flujo del volumen.

Puesto que $Q = A_2 V_2$ tenemos:

$$Q = C A_2 \sqrt{\frac{2g \left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right)}{1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2}} \dots\dots\dots 4.9$$

El valor del coeficiente C depende del número de Reynolds del flujo y de la geometría real del medidor. La figura 4.3 muestra una curva típica de C contra el número de Reynolds en la tubería principal.

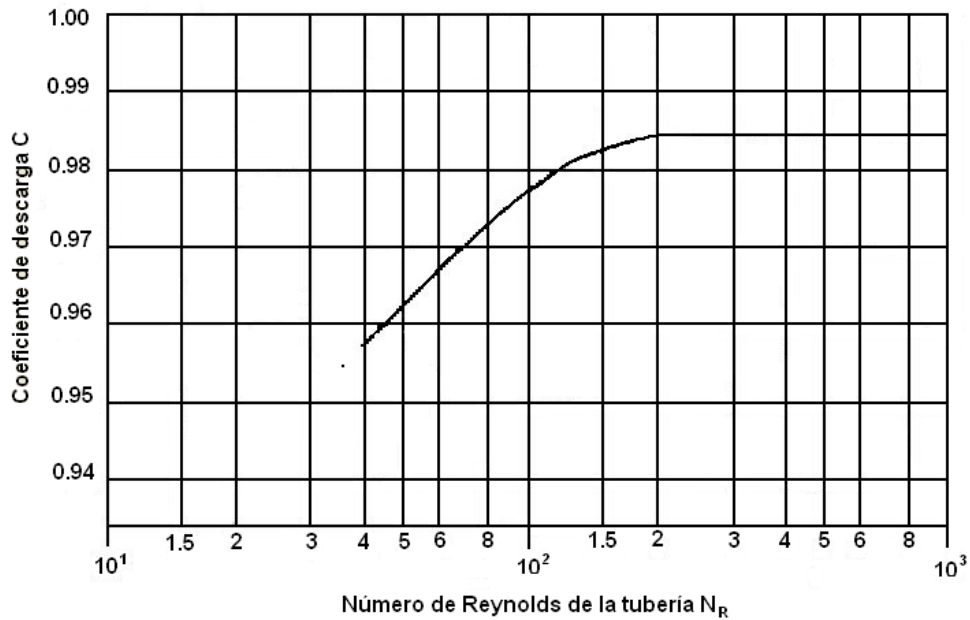


Fig. 4.3. Grafica de N_R

La principal ventaja del Venturi se debe a que sólo se pierde de 10 a 20% de la diferencia de presión entre la entrada y la garganta. Esto se consigue por el cono divergente que desacelera la corriente.

Es importante conocer la relación que existe entre los distintos diámetros que tiene el tubo, ya que dependiendo de los mismos es que se va a obtener la presión deseada a la entrada y a la salida del mismo para que pueda cumplir la función para la cual está construido.

Esta relación de diámetros y distancias es la base para realizar los cálculos para la construcción de un Tubo de Venturi y con los conocimientos del caudal que se desee pasar por él.

Deduciendo se puede decir que un Tubo de Venturi típico consta, como ya se dijo anteriormente, de una admisión cilíndrica, un cono convergente, una garganta y un cono divergente.

La tabla muestra los coeficientes de descarga para los Tubos Venturi, según lo establece la American Society of Mechanical Engineers. Los coeficientes de descarga que se salgan de los límites tabulados deben determinarse por medio de calibraciones por separado.

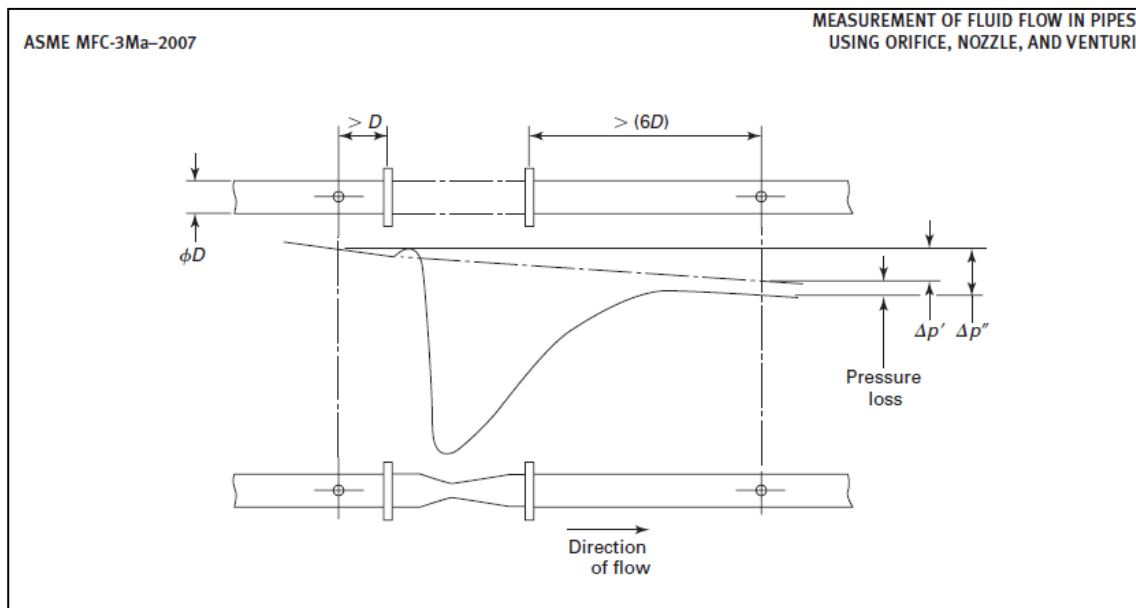


Fig. 4.4. Coeficientes ASME para tubos Venturi

4.2 MEJORADOR DEL PATRÓN DE FLUJO TIPO VENTURI (MPFV®)

El principio de operación del MPFV® desarrollado por el grupo SHAIP del IMP, al igual que un estrangulador de fondo se basa en generar una caída de presión en el fondo y dependiendo del objetivo establecido para su diseño, se incrementa la presión de fondo, promoviendo la conservación de la energía del yacimiento mediante la explotación moderada del yacimiento, con lo cual a largo plazo se puede incrementar la vida fluyente del pozo. Su campo de aplicación son los pozos productores gas seco, gas húmedo o gas y condensado que presenten problemas de carga de líquidos o que muestren problemas por el congelamiento de las líneas de descarga. Otros beneficios relacionados con el incremento presión de fondo provocado por el MPFV® son: la disminución del corte de agua en pozos con problemas de conificación, evita el daño por bloqueo de condensados en pozos que han alcanzado la presión de rocío o que están la región de condensación retrograda a nivel yacimiento.

El MPFV® es un dispositivo de sencilla aplicación ya que se instala fácilmente en el interior de la tubería de producción utilizando línea de acero. El diseño del MPFV® permite realizar la instalación, en tuberías de tipo "Tubing Less", hasta la cima del intervalo productor y en arreglos de pozos con empacador, hasta el extremo de la TP.

El sistema del MPFV®, opera en parte, como un eyector o bomba de chorro, estos son dispositivos que se apoyan en la transmisión de energía por impacto de un fluido a gran velocidad, contra otro fluido en movimiento o en reposo, para proporcionar una mezcla de fluido a una velocidad moderadamente elevada, que luego disminuye hasta la salida del pozo.

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

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

Los cálculos para el diseño del MPFV® cumplen con el objetivo de lograr un aumento en la velocidad de la mezcla de los fluidos para levantarlos a la superficie. Los elementos que conforman la herramienta en su totalidad tiene una función específica para cumplir con el objetivo del MPFV® el sistema del expansor primario es simplemente un expansor que permite aumentar la presión diferencial del MPFV®; un venturi que cuenta con una tobera, garganta y un difusor que permite una atomización de la mezcla de fluidos; una cámara estabilizadora que proporciona un mezclado y una incorporación del escurrimiento de los fluidos.

Este sistema, se coloca en el extremo inferior de la tubería de producción de los pozos productores de gas con problemas de carga de líquido, para desplazar a la superficie los líquidos acumulados en el fondo. Está constituido por un subsistema de elementos mecánicos que se utilizan para succionar y atomizar la fase líquida dentro de la fase gaseosa, generando una mezcla homogénea de ambas fases. Este sistema es empleado para reducir el efecto de la contrapresión generada por la columna de líquido acumulada en el pozo, reducir las caídas de presión generadas en la tubería de producción, prolongar la vida fluyente, disminuir la producción de agua y evitar la formación de hidratos en superficie.

El MPFV® para el control de la producción de hidrocarburos genera un incremento en la velocidad de la mezcla de fluidos; la expansión del gas que fluye junto con el condensado o agua, genera una mezcla gas-líquido uniforme y de menor densidad, reduciendo el gradiente de presión en la tubería de producción, alcanzando la velocidad de arrastre necesaria para que no se acumulen líquidos en el fondo del pozo (evita el resbalamiento del líquido), por lo tanto la energía de presión para desplazar del fondo del pozo a la superficie requerida con el sistema instalado será menor.

Esta es una herramienta mecánica constituida principalmente de tres partes: empacador recuperable, capaz de instalarse en diversos puntos dentro de la tubería de producción, fabricado de acero de alta resistencia mecánica y química, ideal para trabajar en las condiciones altamente agresivas que están presentes en los pozos productores. Cada componente es cuidadosamente maquinado, al ser ensamblados por medio de las roscas especiales genera un ajuste y sello perfecto. Con la finalidad de reducir las pérdidas de energía del fluido al pasar por el interior del empacador ha sido horneado y recubierto con una capa de cromo duro, además de que en el diseño se han eliminado los cambios bruscos de diámetro. Las cuñas fabricadas en acero resistente a los impactos, y reciben un tratamiento térmico adicional que les da una gran dureza y facilita su agarre en la tubería. Los sellos mecánicos son manufacturados de elastómero especial el cual permite soportar altas temperaturas y corrosión química; gracias a su alto grado de plasticidad, garantizan el sellado entre las propias piezas del empacador y con la tubería.

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

Tiene una geometría optimizada para efectuar el arrastre y reincorporación de los líquidos que se depositan en el fondo pozo, el MPFV® está constituido por dos elementos con geometría venturi en ambos extremos de la herramienta, con la finalidad de realizar el proceso de estrangulamiento en dos etapas, en la primera se logra incrementar la velocidad de los fluidos hacia en el interior de la cámara de estabilización y en la segunda se genera la fuerza de succión que reincorpora los líquidos nuevamente a la corriente de flujo principal en forma de pequeñas gotas de líquido, estas gotas son fácilmente transportables en el seno del gas hasta la cabeza del pozo, disminuyendo con esto las caídas de presión generadas en la TP. Al igual que con el estrangulador, sus canales internos son tratados térmicamente para evitar corrosión y desgaste por alta velocidad de flujo.

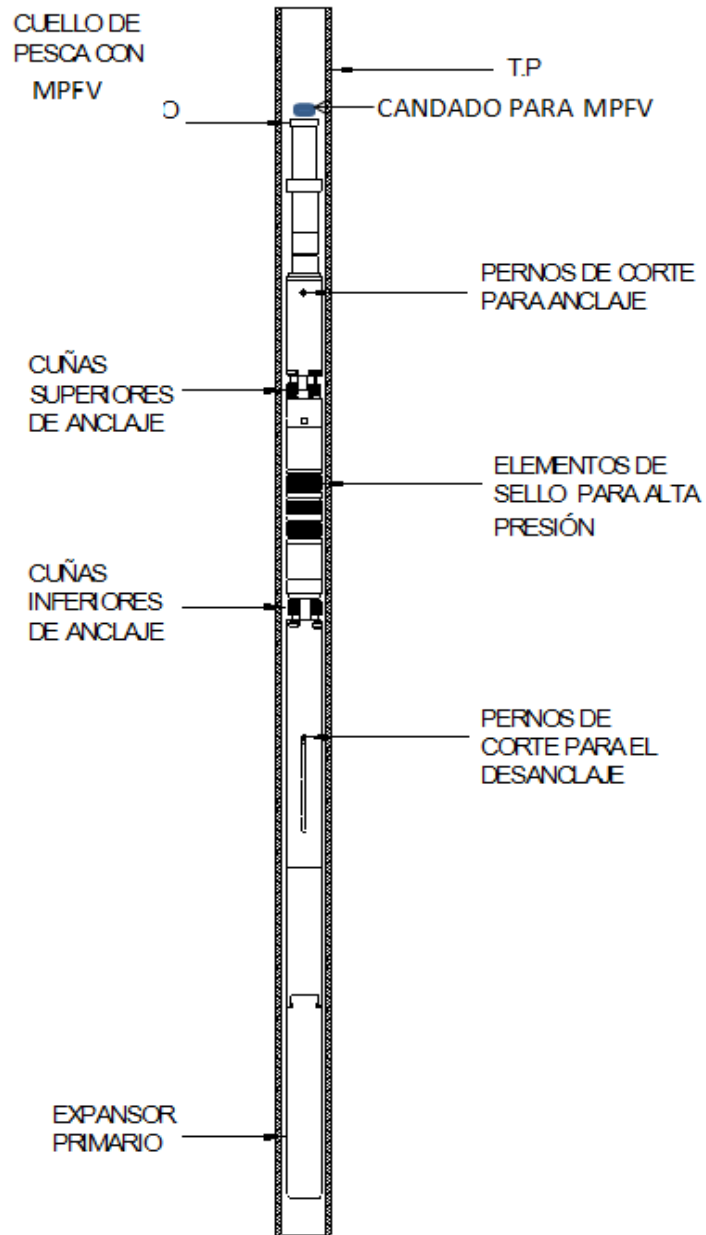


Fig. 4.5. Diagrama del MPFV®

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

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

- Represionamiento y contrapresión al flujo en la red de ductos para transporte de hidrocarburos producidos por los pozos provocada por cambios en las condiciones naturales de los ductos originada por la depositación de sustancias indeseables que reducen su diámetro interior incrementando las caídas de presión.
- Pozos productores con altas concentraciones de gas amargo natural, como H_2S y CO_2 , incluso por arriba del 50% en la mezcla.
- Disminución de la producción por la sobre explotación de los yacimientos.
- Formación de hidratos y congelamiento total en bajantes, líneas de descarga, cabezales de pozos y colectores para el transporte de los hidrocarburos.

Cuando se presenta esta última situación, es decir el congelamiento en la línea de descarga o en cualquier otra instalación superficial, se procede a cerrar el pozo y a forzar la expulsión del tapón en forma mecánica a la presa de quema para restablecer las condiciones iniciales. Este problema de congelamiento en ductos, origina el paro o cierre del pozo donde se inició el problema; posteriormente, el congelamiento se generaliza en la red hasta provocar el cierre de todos los pozos que concurren a un mismo cabezal de localización.

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

ambiente y genera condiciones de alto riesgo en las instalaciones y para el personal operativo que realiza el trabajo, lo que se resume en pérdidas económicas.

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

El MPFV® evita el congelamiento de líneas, debido a que aprovecha la temperatura natural de la roca (gradiente geotérmico), además de promover la formación de flujo estable en las tuberías, controla la producción de los pozos evitando que sean afectadas las sus condiciones y administra la energía de los yacimientos, incrementando con ello el factor de recuperación, siendo esta una novedosa solución a la problemática planteada.

Con el MPFV® se optimizan las condiciones de producción de un pozo mediante el aprovechamiento de la energía del yacimiento y mejoramiento del patrón de flujo en la TP reduciendo las pérdidas de presión por elevación y evitando la intermitencia del pozo.

4.2.1 PARAMETROS DE APLICACIÓN DEL MPFV®

Los parámetros de aplicación se muestran en la siguiente tabla.

<i>PARÁMETRO</i>	<i>UNIDADES</i>	<i>RANGO DE APLICACIÓN</i>
Corte de agua	%	Menor del 70
Profundidad de instalación	m	Mayor de 800
Densidad del aceite	°API	Mayor de 15
Desviación máxima	grados	Menor de 60
Ambiente corrosivo		Puede operar bajo cualquier ambiente corrosivo
Presión de fondo fluyendo	kg/cm ²	Pwf mayor al 50% del peso de la columna hidrostática

4.3 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL MPFV®

El MPFV® está constituido por los siguientes elementos Figura 4.6:

- (1) Cuello de pesca
- (2) Camisa tope de compresión
- (3) Núcleo del empacador
- (4) Vástago de sello
- (5) Camisa superior
- (6) Porta cuñas superior
- (7) Cono superior
- (8) Camisa
- (9) Anillo interior
- (10) Cople inferior
- (11) Cono inferior
- (12) Porta cuñas interior
- (13) Camisa ranurada
- (14) Camisa para vástago
- (15) Cuñas superiores
- (16) Cuñas inferiores
- (17) Sellos del empacador
- (18) Anillos de separación
- (19) Resorte de compresión
- (20) Expansor primario

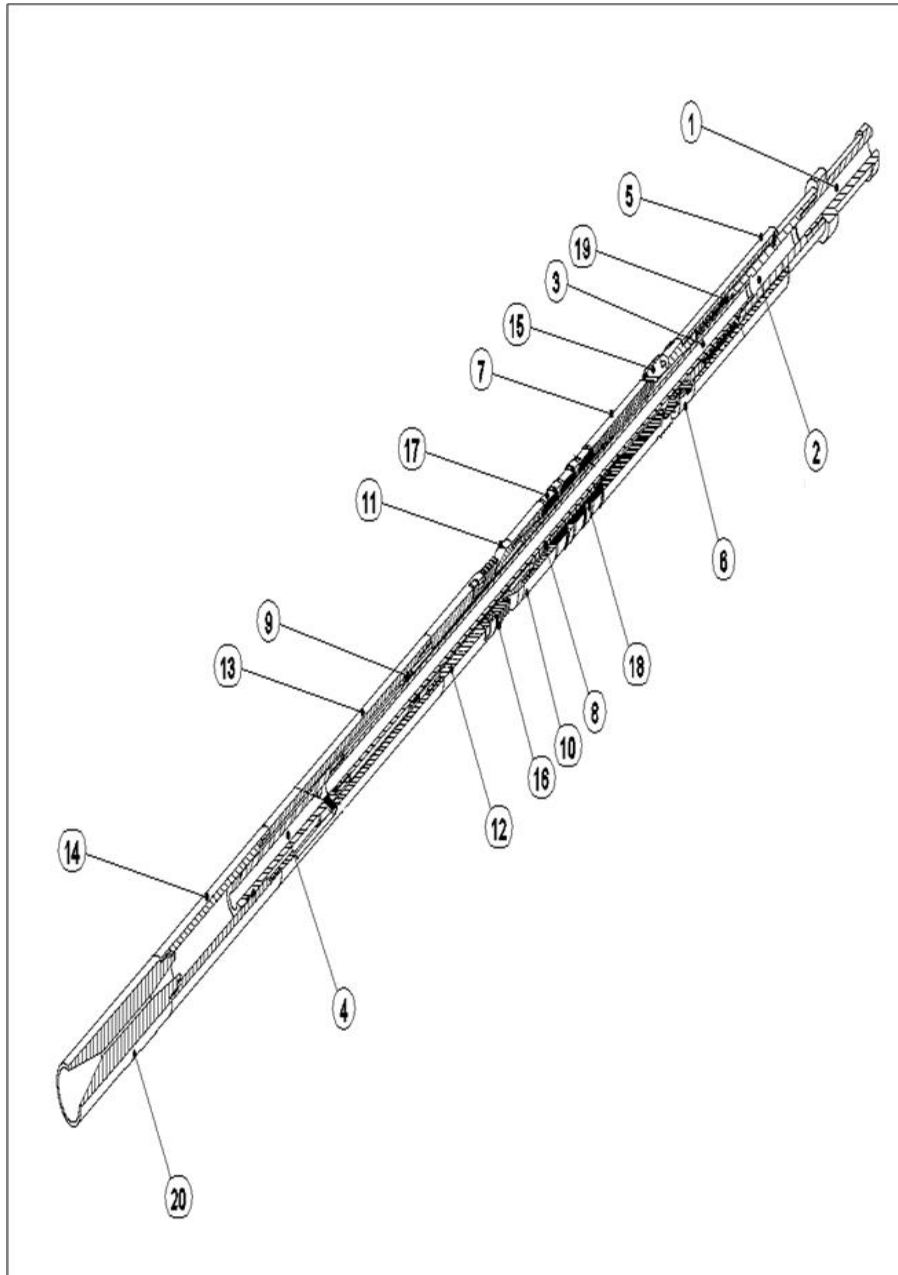


Fig. 4.6. Componentes del MPFV®

Estos componentes actúan de la siguiente manera: el Cuello de pesca, permite colocar el soltador o pescante para el anclaje o desanclaje de la herramienta en la tubería de producción, este se une a la Camisa tope de compresión, que genera la compresión del Resorte de compresión, la camisa tope se une al Núcleo del empacador, mismo que transmite el movimiento desde el cuello de pesca hasta el Vástago de sello, que es el encargado de centrar el núcleo en el interior de la herramienta.

La camisa superior protege el resorte de compresión y transmiten su movimiento al porta cuñas superior, el cual permite la apertura y cierre de las cuñas superiores. Las cuñas superiores son las encargadas de anclar la herramienta en la tubería. El cono superior se une con la camisa interna, y finalmente con el anillo interior, esos elementos portan y comprimen los Sellos del empacador, los anillos de separación, el cople inferior y el cono inferior.

Las cuñas inferiores anclan la herramienta a la tubería y están unidas mediante el porta cuñas interior, el cual está conectado a la camisa ranurada, que es la encargada de permitir el movimiento entre las piezas interiores y exteriores. La camisa ranurada se une a la camisa para vástago y funcionará como guía del mismo. A la camisa vástago se le acoplará el expansor primario, es el que regula la producción de hidrocarburos y la presión por el interior de la herramienta hasta la cabeza del pozo.

4.4 SISTEMAS DEL MPFV®

El MPFV® está constituido por tres sistemas, los cuales se describen a continuación.

4.4.1 SISTEMA DE ANCLAJE

Este sistema se acciona con línea de acero mediante un pescante tipo JDC para anclarse en la tubería de producción. Contempla tres cuñas de sujeción en la parte superior del empacador y cuatro cuñas en la parte inferior que se fijan horizontalmente a la tubería de producción, están fabricados en material resistente al desgaste y corrosión con una dureza mayor de 75 Rockwell C adicionalmente se le realiza un tratamiento térmico conocido como Nitrurado, el cual le genera mayor dureza y resistencia, (Fig. 4.7).

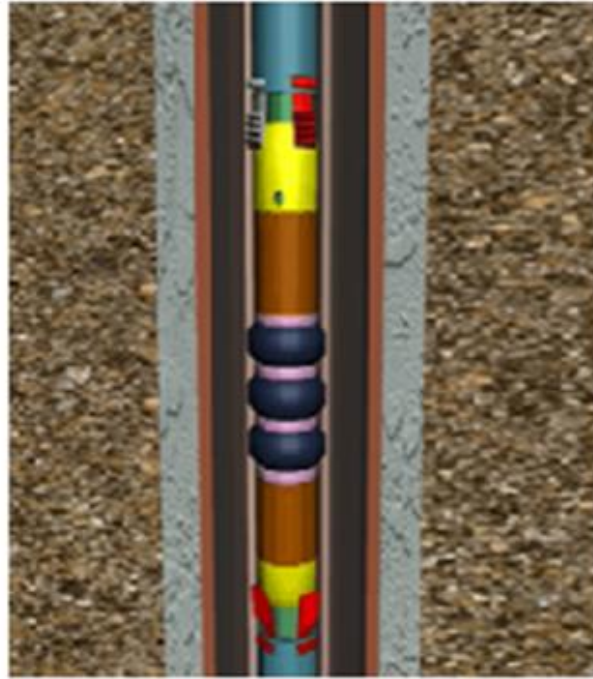


Fig.4.7. Sistema de anclaje

4.4.2. SISTEMA DE HERMETICIDAD

Está constituido por tres sellos fabricados de elastómeros que son resistentes a altas temperaturas y que soportan diferenciales de presión hasta de 5000 psi lo cual garantiza la hermeticidad evitando que los fluidos del pozo pasen por otra parte que no sea el interior del MPFV® en la operación del mismo (Fig.4.8)

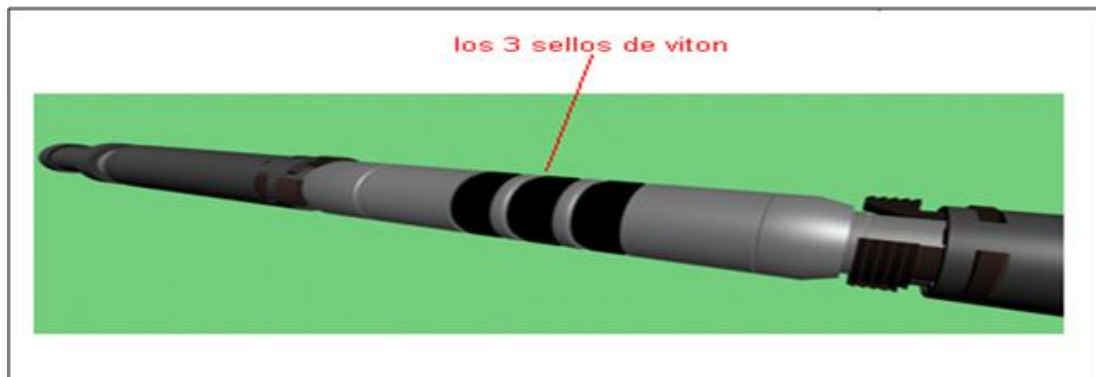


Fig.4.8 Sistema de Hermeticidad

4.4.3. SISTEMA EXPANSOR PRIMARIO

Está alojado en el extremo inferior del mecanismo de anclaje, tiene una configuración aerodinámica que permite que se tenga una entrada y salida de fluidos homogénea que está en función de la composición de los fluidos, velocidad de flujo y presión de fondo a pozo fluyendo (Figura 4.9).

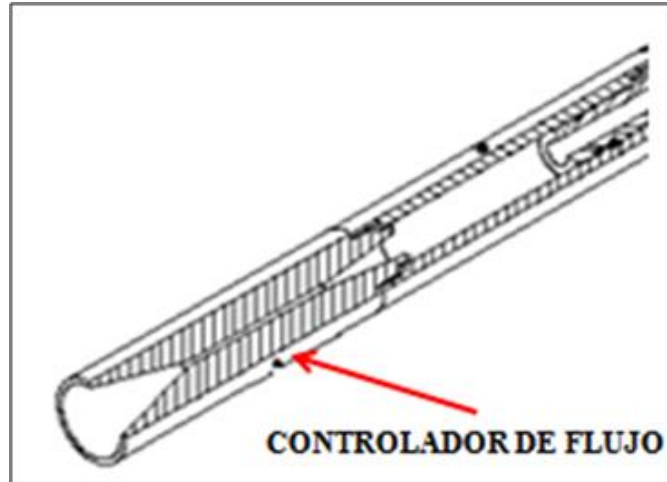


Fig.4.9 Sistema expansor primario

4.5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL MEJORADOR DE PATRÓN DE FLUJO TIPO VENTURI

 INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO DIRECCIÓN DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SISTEMAS Y HERRAMIENTAS PARA LA ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS HERRAMIENTAS TIPO VENTURI				
HERRAMIENTA	DIAM. EXT. MAX. (PULG.)	LONGITUD (MTS)	PESO (KG)	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS
2 3/8"	1.75	1.5	11	PRESIÓN DIFERENCIAL DE TRABAJO MAX 6500 PSI CUÑAS DE ANCLAJE DE MATERIAL P-20 CON TRATAMIENTO DE NITRURADO DE 0.005" SELLOS DE MATERIAL VITON 70 Y 80 PARA 175° C
2 7/8"	2.250	1.800	20	PRESIÓN DIFERENCIAL DE TRABAJO MAX 7500 PSI CUÑAS DE ANCLAJE DE MATERIAL P-20 CON TRATAMIENTO DE NITRURADO DE 0.005" SELLOS DE MATERIAL VITON 70 Y 80 PARA 175° C
3 1/2"	2.500	2.200	30	PRESIÓN DIFERENCIAL DE TRABAJO MAX 7000 PSI CUÑAS DE ANCLAJE DE MATERIAL P-20 CON TRATAMIENTO DE NITRURADO DE 0.005" SELLOS DE MATERIAL VITON 70 Y 80 PARA 175° C
3 1/2"	2.750	2.200	33	PRESIÓN DIFERENCIAL DE TRABAJO MAX 7000 PSI CUÑAS DE ANCLAJE DE MATERIAL P-20 CON TRATAMIENTO DE NITRURADO DE 0.005" SELLOS DE MATERIAL VITON 70 Y 80 PARA 175° C
4 1/2"	3.750	3.000	85	PRESIÓN DIFERENCIAL DE TRABAJO MAX 6500 PSI CUÑAS DE ANCLAJE DE MATERIAL P-20 CON TRATAMIENTO DE NITRURADO DE 0.005" SELLOS DE MATERIAL VITON 70 Y 80 PARA 175° C

4.6 DISEÑO

El diseño del MPFV® se realiza con base en el análisis de información, análisis nodal, simulación y evaluando las condiciones bajo las cuales estará funcionando. Cada diseño es realizado especialmente para cada pozo.

4.6.1 Análisis de información y selección de pozos candidatos

Los pozos candidatos se identifican como aquellos que presentan problemas de alta producción de líquidos y que en periodos muy cortos declina su producción, requiriendo el suministro de energía externa, debido a la carga de líquidos.

La información requerida para el análisis y selección de los pozos candidatos es fundamental para los resultados que se obtengan al instalar el MPFV®, ya que si esta no es confiable y actual, al realizar el análisis nodal los pronósticos esperados difieren de la realidad.

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

- Estado mecánico del pozo
- Registro de desviación o registro giroscópico
- Registro de presión de fondo fluyendo (RPFF)
- Registro de presión de fondo cerrado (RPFC) ó presión estática del Yacimiento
- Historia de producción
- Medición trifásica actual
- Cromatográfico

El análisis de la información se realiza de la siguiente manera:

Del estado mecánico se determina el tipo de terminación del pozo, a fin de establecer si el pozo presenta una terminación tubing less, o con tubería de producción, si tiene empacador, etc. Para decidir la factibilidad de instalar el MPFV®. Para esto se requiere que la tubería este libre para colocar el MPFV® lo más cerca del intervalo productor, tomando como referencia 20 m arriba de la cima del mismo. 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) y determinar si se dispone de la herramienta apropiada (2 7/8; 6.5 lb-pie o 3 1/2"; 9.2 lb-pie), de no ser así el pozo queda descartado. Si el pozo no presenta ningún impedimento mecánico para la instalación, se verifica la profundidad del intervalo productor el cual definirá la profundidad de instalación.

De ser desviado el pozo, se analiza el ángulo máximo de desviación que presenta este a través del registro giroscópico, y de ser mayor a 70° no se podría realizar la instalación. Cabe mencionar que este ángulo máximo de instalación está en función de la severidad. Así mismo del estado mecánico se obtiene información valiosa como: la arena productora, fecha de terminación o disparo del intervalo, fecha del fracturamiento, a fin de determinar el tiempo transcurrido desde que inicio a producción el pozo.

En el RPFC se observa la gráfica de gradiente de presión y se detecta cambios de pendiente, los cambios en los valores correspondientes de gradiente, para condiciones estáticas, un gradiente menor a $0.001 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ corresponde a la presencia únicamente de gas; el gradiente de la mezcla gas y líquidos va de 0.001 a $0.06 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ y un gradiente de $0.1 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ que es el valor correspondiente a la presión ejercida por una columna de agua, de acuerdo con estos valores se realizan las diferentes combinaciones que permitan obtener una interpretación cualitativa del fluido que se encuentra a lo largo de toda la tubería y a su vez se obtiene la presión de fondo estática del pozo. Para la interpretación de un RPFF Las discontinuidades en los valores del gradiente de presión ($\text{kg/cm}^2/\text{m}$) a lo largo de la tubería de producción, y tomando como base los valores indicativos del RPFC, además de considerar las presiones, la producción de gas, agua y condensado, se realiza una interpretación cualitativa de la presencia de la mezcla de los fluidos y su comportamiento dinámico a lo largo de la TP, adicionalmente se puede determinar la severidad del colgamiento de líquidos o de problemas de carga de líquidos. Además en el RPFF se determina el valor de la caída de presión en la tubería de producción la cual nos definirá si el MPFV[®] está funcionando correctamente después de la instalación y al compararlo con un nuevo RPFF que se recomienda tomar unos días después de la instalación.

De la historia de producción se observa el comportamiento de declinación y se identifica si existe disminución abrupta en la producción de gas por la presencia de líquidos, el comportamiento de la presión de cabeza es un indicativo de los posibles problemas que presente el pozo, debido a que todas las variaciones que se manifiestan en un pozo están ligadas, es necesario interrelacionar toda la información disponible con el fin de obtener un mejor resultado. Además se observan las operaciones correctivas realizadas para el control en la producción de agua (cambios de diámetro de estrangulador, empleo de barras efervescentes, etc.).

De la medición trifásica se determinan los gastos de los fluidos producidos (gas, agua y condensados). Si el aporte de líquido no es continuo. La intermitencia de las descargas de

líquido es un indicador de la presencia de un patrón de flujo tipo tapón o bache en la tubería. En el reporte de medición se pueden observar los cambios de presión en cabeza asociados a la producción de gas y líquido, el trabajo que se realiza a los pozos con barras efervescentes o si el pozo requiere ser cerrado para que represione y pueda descargar los líquidos y evitar que el pozo se abata.

Análisis de la cromatografía.

Como se vio anteriormente los pozos productores de gas aportan líquidos debido a la composición de los fluidos del yacimiento o al agua que se encuentra atrapada, este aporte varía en función de las condiciones de presión y temperatura en el sistema yacimiento-pozo y la presencia de agua en el yacimiento.

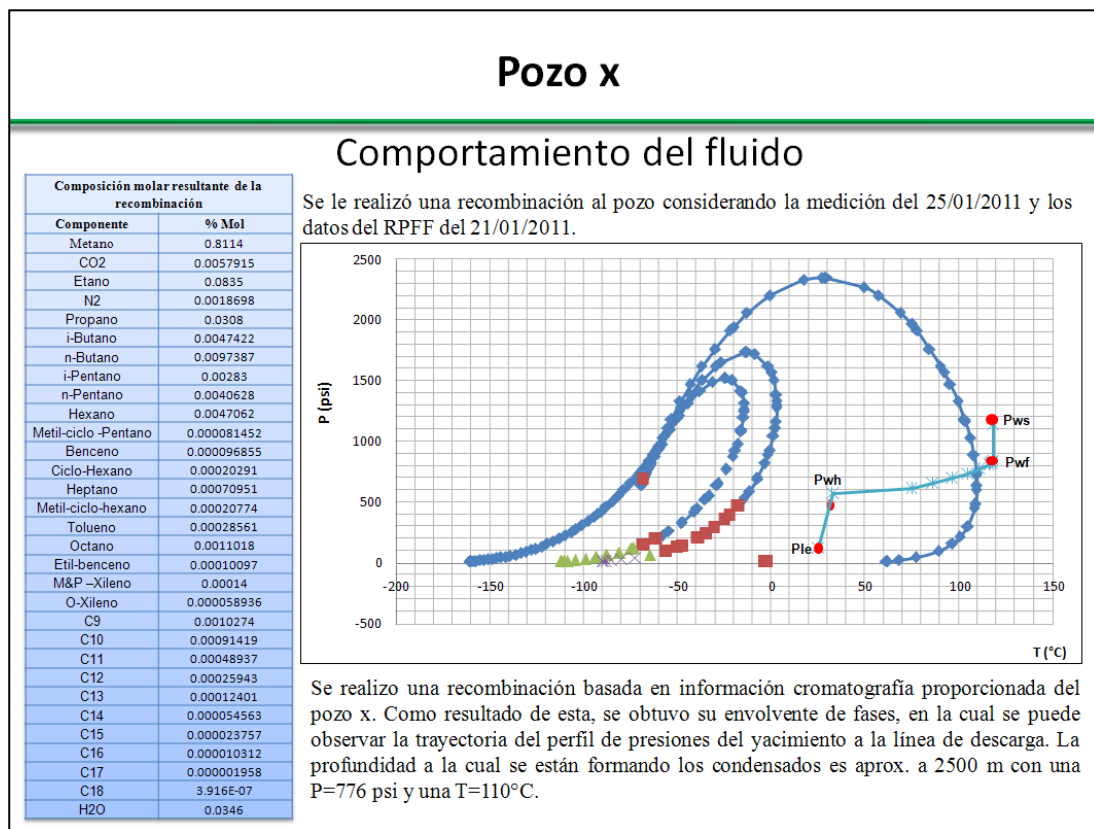


Fig.4.10 comportamiento de los fluidos de fondo a superficie

Como se puede observar en la Fig.4.10, con el análisis cromatográfico del gas, se genera la envolvente de fases y se traza el comportamiento que siguen los fluidos en la TP para ubicar la profundidad a la que se generan los condensados y determinar si estos se forman en el yacimiento, en la TP o en la superficie, una vez determinado el punto de generación

de condensados se define si el pozo es candidato o no. De ser candidato, se realiza la simulación para visualizar el comportamiento del pozo y se sensibiliza para obtener el nuevo perfil de presión con el MPFV® instalándolo a la profundidad establecida. Una vez con el nuevo perfil de presión se ubica en la envolvente de fases el nuevo comportamiento que seguirán los fluidos y se identifica la nueva profundidad a la cual se van a generar los condensados. Fig.4.11.

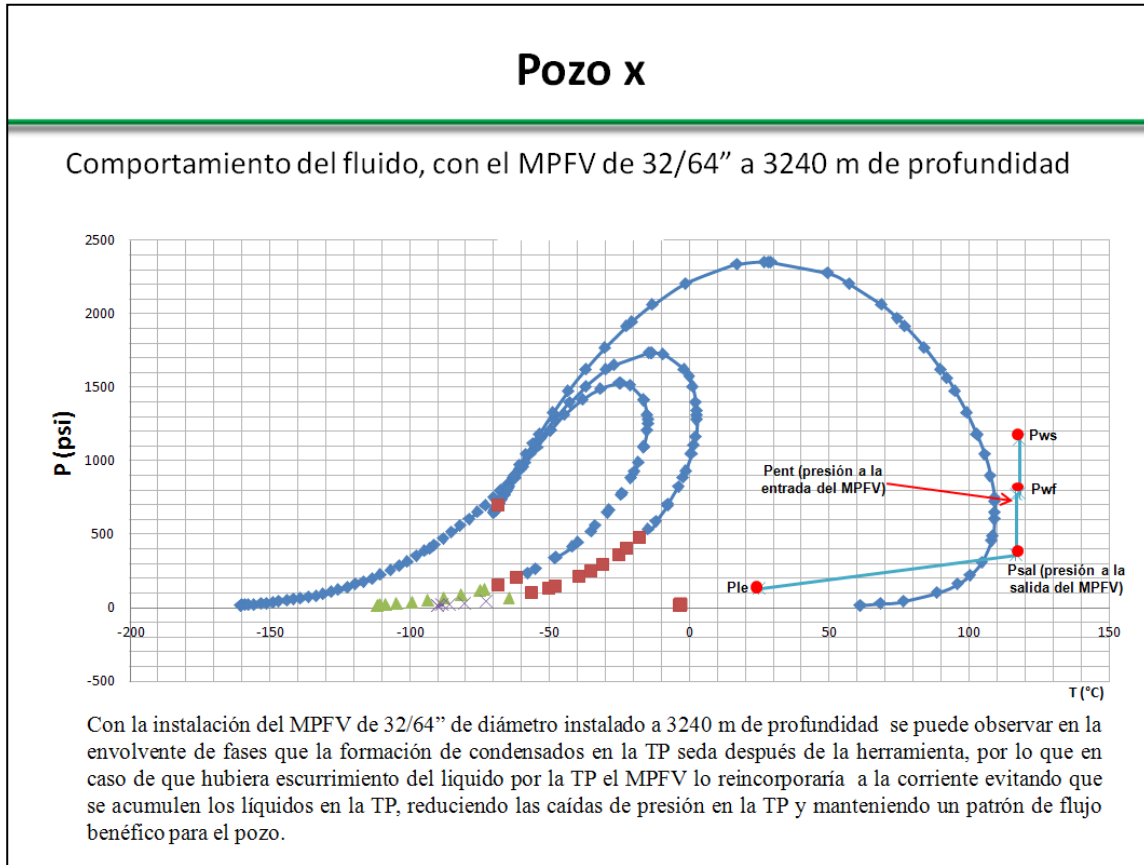


Fig. 4.11. Comportamiento de los fluidos en el pozo al producir con un MPFV®

4.6.2 Simulación

La simulación y análisis nodal del pozo candidato se realiza mediante el uso del software especializado PIPESIM, con el cual se evalúan y se determina el diámetro óptimo del MPFV® que requiere el pozo para mejorar su producción, con este simulador se realizan diferentes sensibilizaciones como son: corte de agua, variación en la presión de línea de descarga, y diferentes diámetros del MPFV®, con el objetivo de determinar el comportamiento del pozo una vez instalado el MPFV®. Para establecer cuál es la

problemática que se busca resolver en los pozos productores, se plantea el objetivo que se quiere alcanzar al instalar el MPFV® y de acuerdo a este se encamina el diseño.

A continuación se muestra un análisis nodal realizado para definir la geometría del MPFV®.

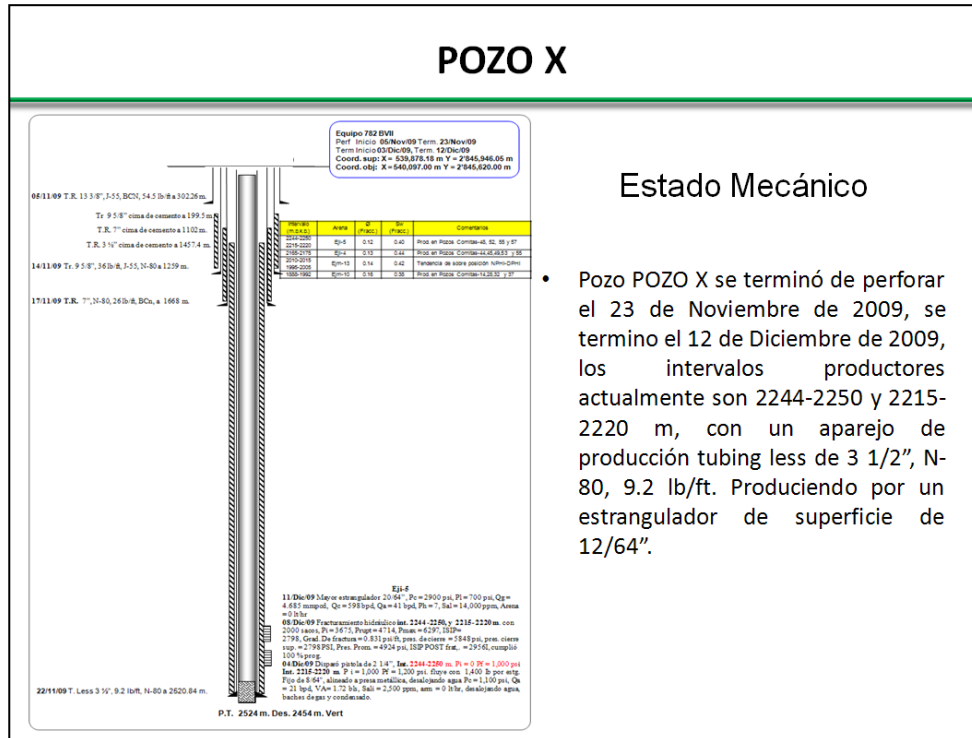


Fig. 4.11 Análisis del estado mecánico del pozo

El estado mecánico es el primer elemento del pozo que se analiza, ya que de presentarse algún tipo de impedimento mecánico el pozo es descartado. Fig. 4.11.

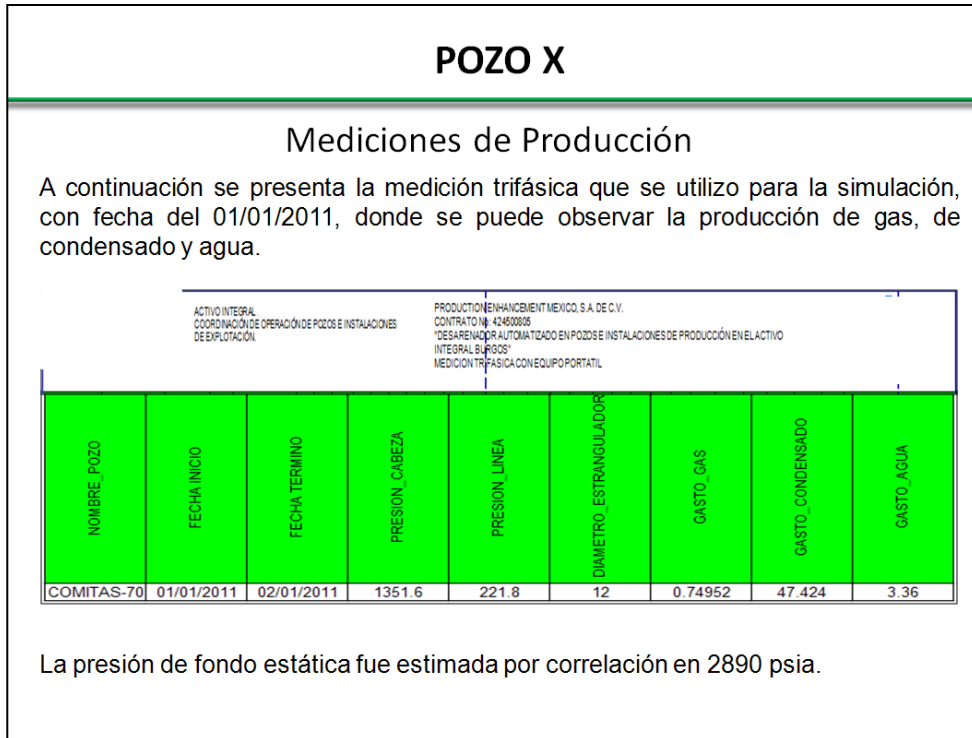


Fig. 4.12. Medición trifásica

Las mediciones trifásicas o el histórico de producción proporcionan información determinante para establecer el objetivo, realizar el análisis y posteriormente efectuar el diseño del MPVF. Fig.4.12.

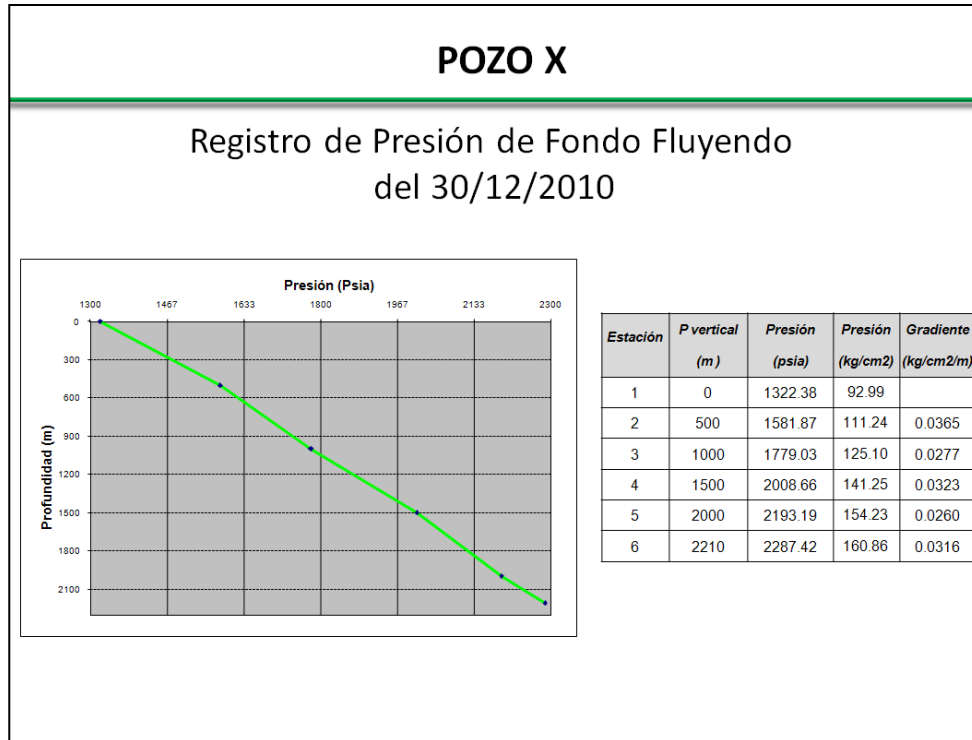


Fig. 4.13. Registro de presión de fondo fluyendo (RPF)F)

Como se vio en el capítulo 4.2.1 la interpretación del RPF nos indica si el pozo presenta problemas de carga de líquido, flujo intermitente, el comportamiento dinámico del pozo y la caída de presión en la TP. De presentarse alguno de estos problemas se continúa con el análisis para determinar el diámetro del MPFV® que se requiere. De este registro se obtiene la presión de fondo fluyente, la presión en cabeza y el perfil de presión en la TP que sirven posteriormente para realizar el ajuste de la correlación que nos permite reproducir las condiciones de producción actuales del pozo.

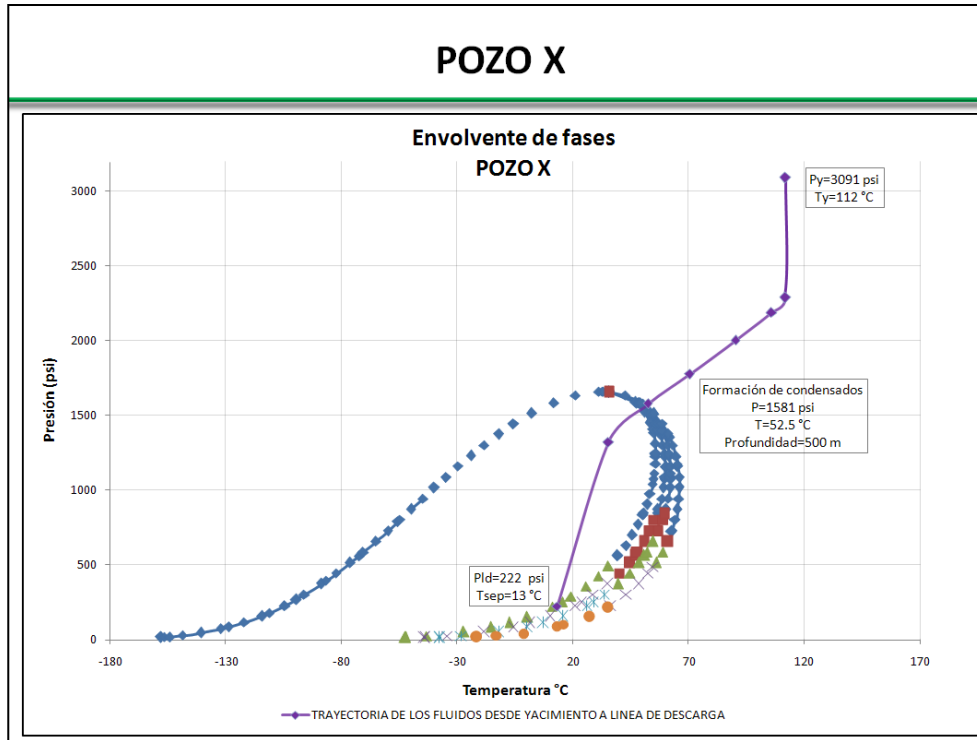


Fig. 4.14. Envolverte de fases y comportamiento del gas.

Al graficar la envolvente de fases se puede observar la trayectoria y dentro de la envolvente de fases que siguen los fluidos desde el fondo a la superficie, y se define si los condensados se forman en el yacimiento, el pozo o en la superficie, así mismo nos indica si el pozo presenta problemas de carga de líquidos asociados al agua, al condensado o a ambos. Fig. 4.14. Si la formación de condensados es a nivel de yacimiento lo que se busca, de ser posible, es incrementar la presión de fondo con el fin de evitar que estos se formen en el yacimiento y se elimine o aminore el daño asociado al bloqueo por condensados, de lograrse esto su formación se llevará a cabo en la TP o por arriba del MPFV®.

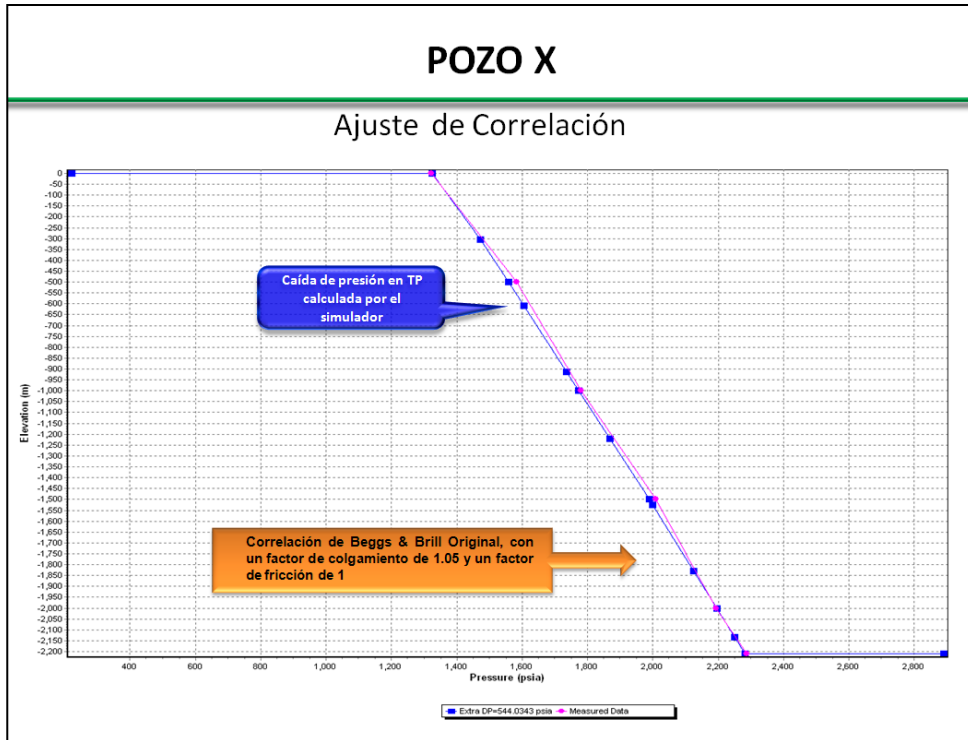


Fig. 4.15. Ajuste de correlación de flujo multifásico.

Mediante el uso del simulador, se realiza el ajuste de la correlación con el fin de seleccionar la correlación de flujo multifásico que mejor reproduzca el comportamiento dinámico del pozo, para hacer esto y dependiendo de la información que se disponga, se utilizan parámetros de ajuste como son el factor de colgamiento, factor de fricción, coeficiente de descarga del estrangulador, RGA, Q_g , Q_o , Q_w , P_{ld} , P_{ws} , etc. Una vez seleccionada la correlación, se establece para realizar las posteriores corridas y sensibilizaciones.

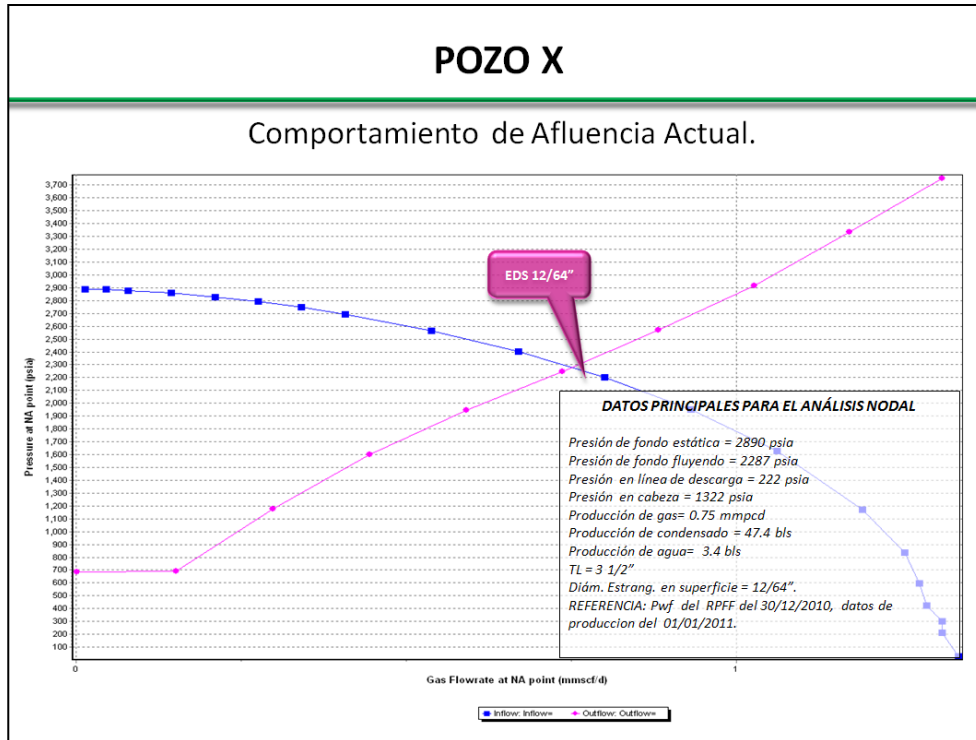


Fig. 4.16 Comportamiento de afluencia del pozo.

Después de haber hecho el ajuste correlación de flujo multifásico se grafica el comportamiento de afluencia del pozo (Fig. 4.16.), el cual sirve como base para realizar las diversas sensibilizaciones que permiten determinar el comportamiento del pozo una vez instalado el MPFV®.

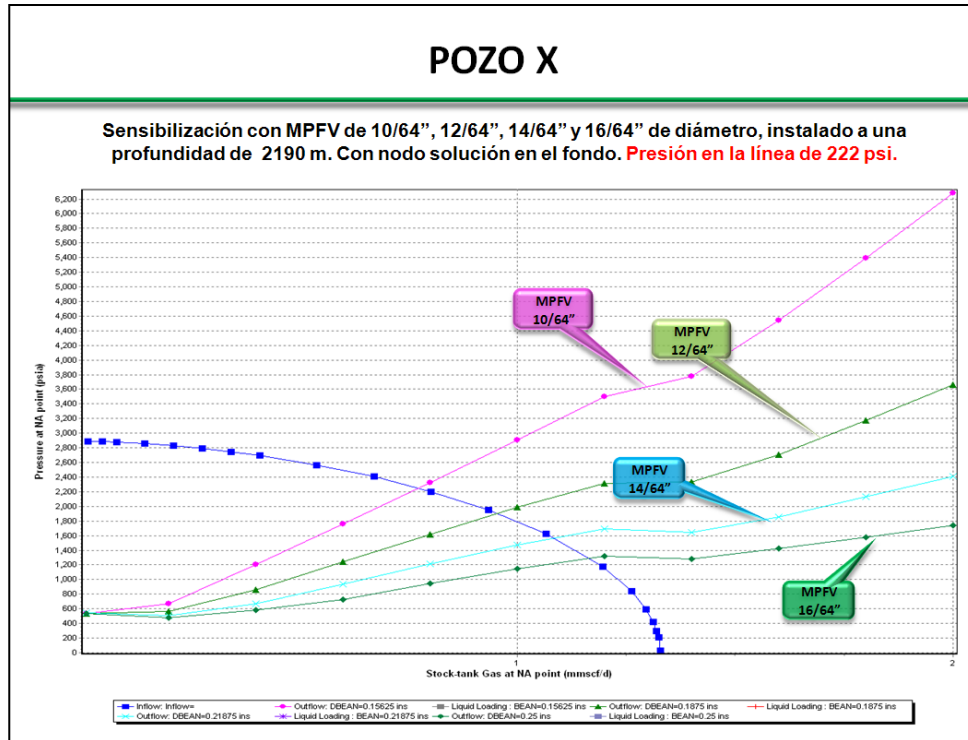


Fig. 4.17. Sensibilización realizada con diferentes diámetros de MPFV®.

Como se muestra en la Fig. 4.17. se realizan sensibilizaciones con diferentes diámetros del MPFV® y en función del objetivo que se busca alcanzar, se observa cuál de ellos presenta el mejor comportamiento, por ejemplo, si se requiere controlar la producción de agua, necesariamente se selecciona un diámetro de MPFV® que incremente la presión de fondo fluyendo, si el pozo presenta problemas de carga de líquido se busca mantener la misma presión de fondo fluyendo (P_{wf}) y optimizar e incrementar la actual producción del pozo logrando desplazar los líquidos acumulados en el fondo, sin sobre explotar el yacimiento.

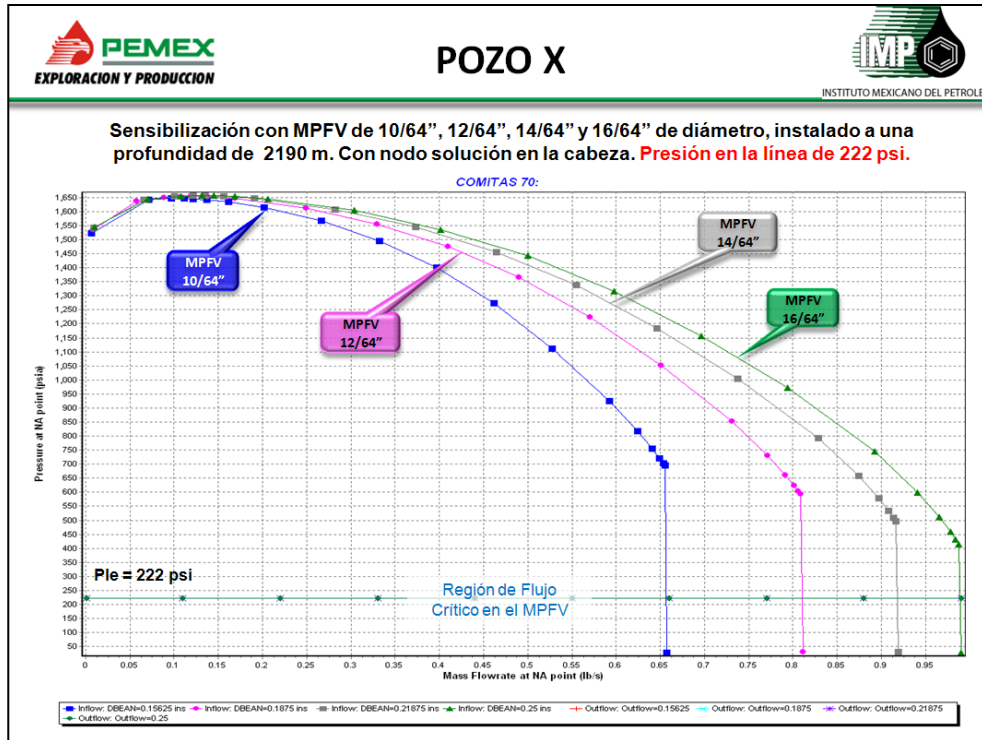


Fig.4.18. Sensibilización con diferentes diámetros de MPFV® y nodo en cabeza

Al realizar diversas sensibilizaciones tomando como nodo solución diferentes puntos del sistema integral de producción, se pueden visualizar y el comportamiento de elementos como el MPFV®. En la Fig.4.18, se observa que el MPFV® se encuentra operando dentro de la región de flujo crítico, lo cual evita que cualquier variación de presión en la superficie afecte al yacimiento.

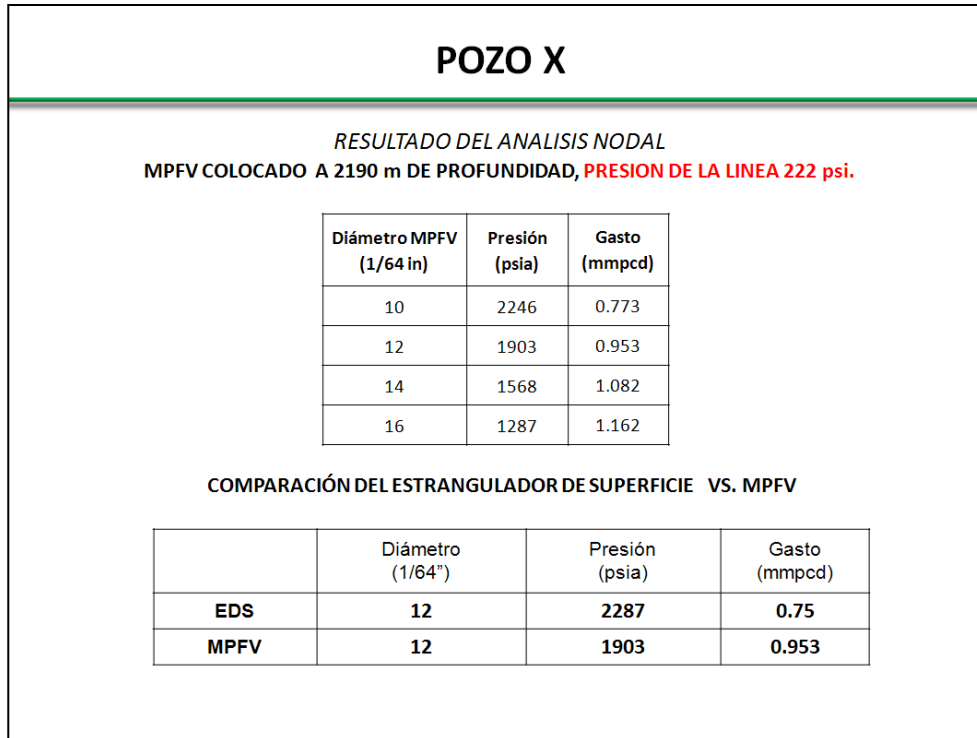


Fig. 4.19 Resultado del análisis nodal

Uno de los aspectos importantes que abarca el análisis nodal es el comparativo de la producción antes y después de la instalación. En la Fig. 4.19 se muestra una tabla en la que se puede observar el comparativo de producción del pozo produciendo sin MPFV® y una vez instalado este. Como se ve, se espera un incremento en la producción aun manteniendo el mismo diámetro que se tiene en superficie.

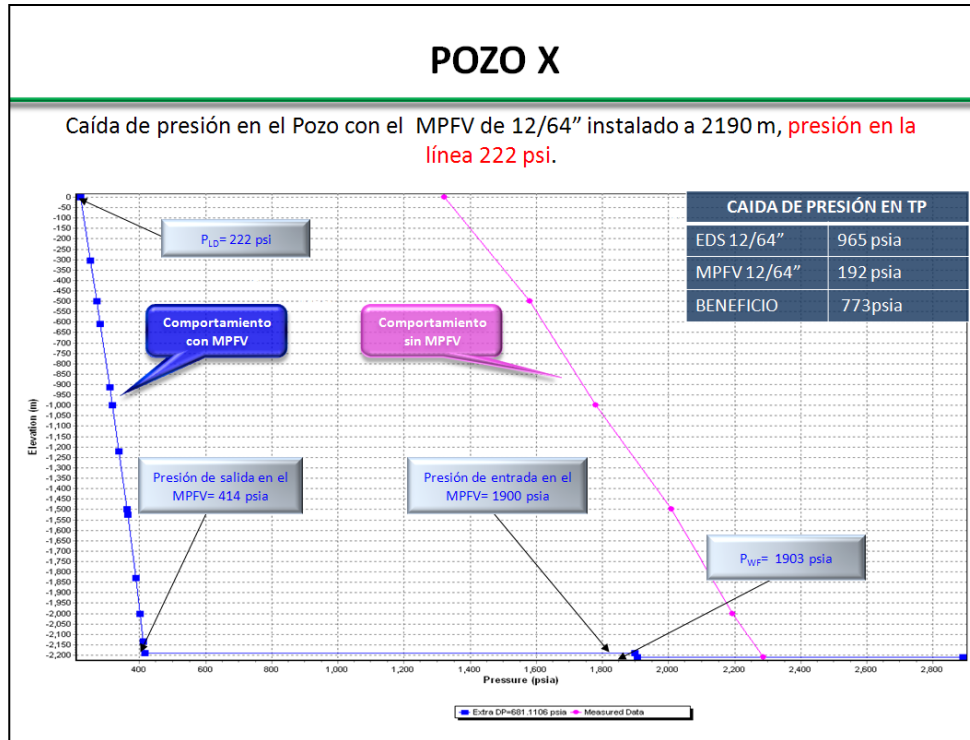


Fig. 4.20. Comparativo del Perfil dinámico del pozo

Otro de los aspectos importantes dentro del análisis nodal es el poder mostrar el perfil dinámico del pozo una vez instalado el MPFV®. En la Fig. 4.20 se puede comparar el comportamiento del pozo con el MPFV® y es evidente que existe un ahorro en la energía, ya que se reduce la caída de presión en la TP y se requiere menos presión para transportar los fluidos del fondo a la superficie.

4.7 INSTALACIÓN



Una vez seleccionada el diámetro del MPFV® se elabora el programa operativo de instalación, el cual está diseñado con base en la configuración del estado mecánico del pozo, el nivel de líquidos presente, la profundidad de los intervalos y las condiciones de producción que el pozo presente al momento de realizar la instalación.



La instalación se realiza con una unidad de línea de acero, se baja con un pescante JDC y se ancla en la tubería de producción con un movimiento descendente con el que se rompen dos pernos opresores fabricados en bronce, posteriormente se baja la sarta con una caja ciega para golpear el empacador recuperable y accionar el sistema de hermeticidad. La secuencia para recuperar el empacador es golpeando hacia arriba hasta



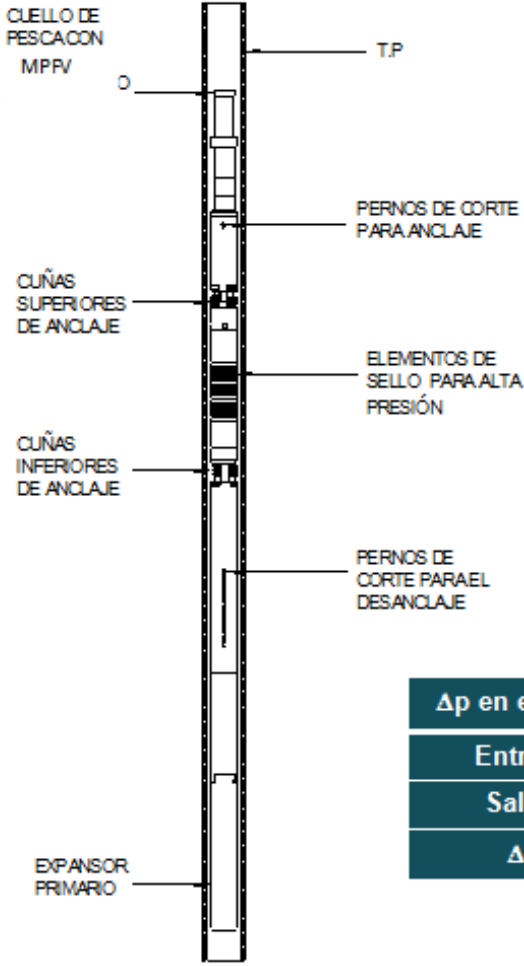
romper dos pernos tangenciales de bronce que liberan las cuñas de anclaje. El tiempo de instalación es reducido (de 3 a 5 horas), dependiendo de la profundidad del pozo.

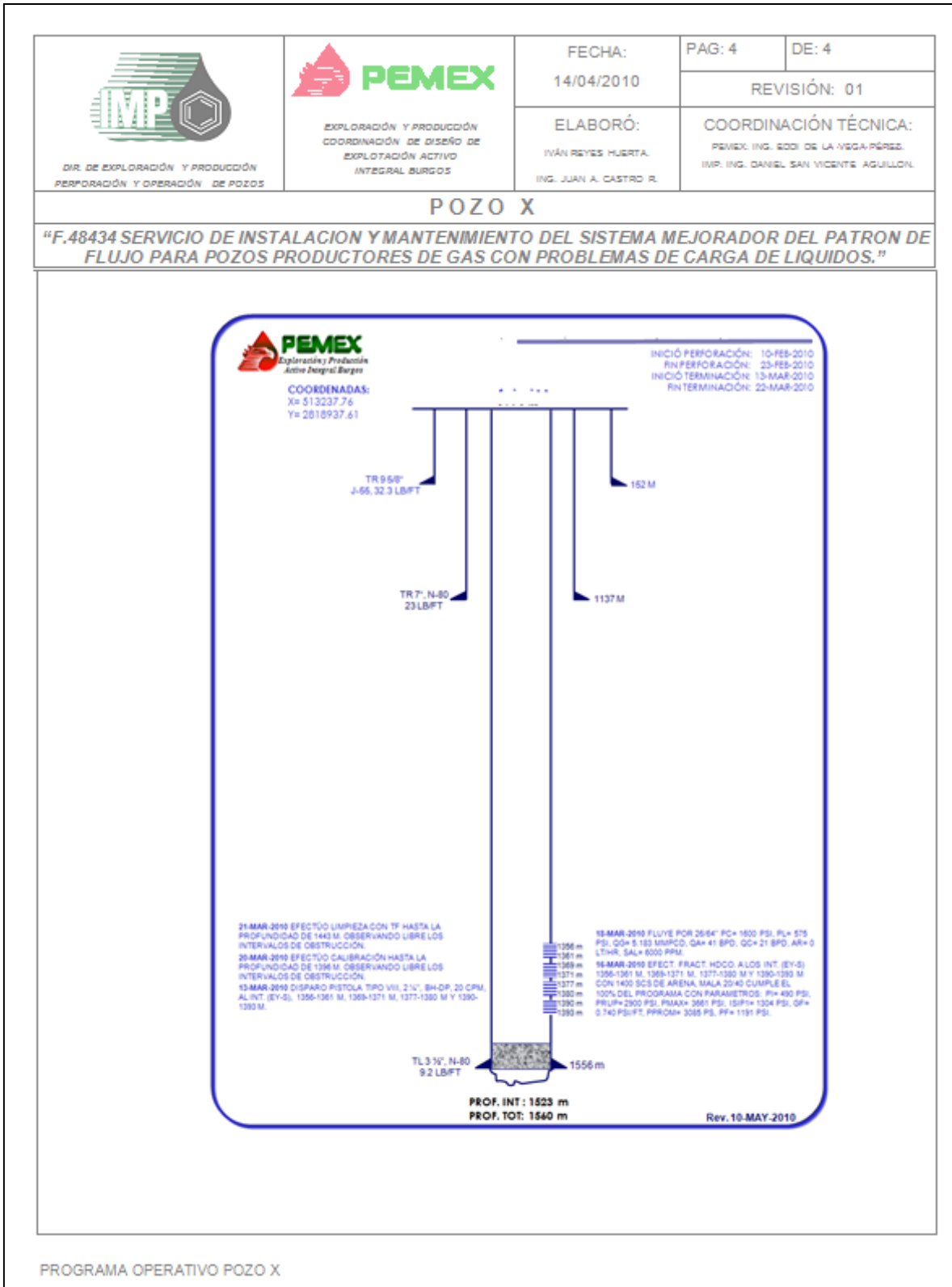
A continuación se muestra un programa operativo. En el cual se describen la secuencia de operaciones realizadas para la instalación del MPFV®.

Programa operativo

 DIR. DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN PERFORACIÓN Y OPERACIÓN DE POZOS	 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COORDINACIÓN DE DISEÑO DE EXPLOTACIÓN ACTIVO INTEGRAL BURGOS	FECHA: 14/04/2010	PAG: 1	DE: 4
		REVISIÓN: 01		
		ELABORÓ: IVÁN REYES HUERTA. ING. JUAN A. CASTRO R.	COORDINACIÓN TÉCNICA: PEMEX: ING. EDDI DE LA VEGA PÉREZ. IMP: ING. DANIEL SAN VICENTE AGUILÓN.	
POZO X				
"F.48434 SERVICIO DE INSTALACION Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA MEJORADOR DEL PATRON DE FLUJO PARA POZOS PRODUCTORES DE GAS CON PROBLEMAS DE CARGA DE LIQUIDOS."				
PROGRAMA OPERATIVO PARA LA INSTALACION DEL MEJORADOR DE PATRON DEL FLUJO VENTURI EN EL POZO X				
NOTA: Para esta operación se requiere una sarta para Línea de Acero con el siguiente arreglo:				
<ul style="list-style-type: none"> • Barras de peso de diámetro 1 7/8" X 15 ft de longitud, • Tijera mecánica de diámetro 1 7/8" X 30". de longitud de carrera 				
1. Cerrar pozo y esperar tres horas. (Actividades a cargo de Operación de Pozos)				
2. Calibrar TP de 3 1/2" con cortador de parafinas al drift de la tubería a la profundidad de 1400 metros desarrollados. (De acuerdo a procedimiento de Línea de Acero)				
Nota: En caso de encontrar resistencia, obtener evidencia y de considerarse necesario programar limpieza de pozo.				
3. Instalar ancla mecánica a la profundidad de 1335 metros desarrollados, utilizando un pescante tipo JDC de 2 1/2" nominal, a una velocidad de descenso de 30 m/min. (De acuerdo a procedimiento de Línea de Acero)				
4. Instalar MPFV de 10/64" X 12/64" asentándose sobre el ancla mecánica, utilizando un pescante tipo JDC de 2 1/2" nominal, a una velocidad de descenso de 30 m/min. (De acuerdo a procedimiento de Línea de Acero)				
5. Golpeo de fondo sobre el MPFV utilizando caja ciega de 2 1/2" de diámetro (Actividad a cargo de Línea de Acero e IMP)				
Notas:				
<ul style="list-style-type: none"> • Para dicho golpeo utilizar la carrera de la tijera de 30", por arriba del cuello de pesca del MPFV. 				
PROGRAMA OPERATIVO POZO X				

 DIR. DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN PERFORACIÓN Y OPERACIÓN DE POZOS	 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COORDINACIÓN DE DISEÑO DE EXPLOTACIÓN ACTIVO INTEGRAL BURGOS	FECHA: 14/04/2010	PAG: 2	DE: 4
		ELABORÓ: IVÁN REYES HUERTA. ING. JUAN A. CASTRO R.	REVISIÓN: 01	
POZO X				
"F.48434 SERVICIO DE INSTALACION Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA MEJORADOR DEL PATRON DE FLUJO PARA POZOS PRODUCTORES DE GAS CON PROBLEMAS DE CARGA DE LIQUIDOS."				
<ul style="list-style-type: none"> • El número de golpes con caja ciega será de 12, y este número podrá incrementarse dependiendo de las condiciones del pozo, así como, de la operación misma, esto será evidenciado en la facilidad o complejidad con la que se rompe el perno de bronce del pescante tipo JDC al soltar la herramienta, y serán acordados en ese momento. <p>6. Se desmantela equipo y accesorios de Línea de Acero. (De acuerdo a procedimiento de Línea de Acero)</p> <p>Actividades adicionales o complementarias:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Retirar estrangulador de superficie (Actividad a cargo de Operación de Pozos) • Abrir lentamente el pozo. (Actividad a cargo de Operación de Pozos-IMP) • Continuar con el monitoreo de la presión en superficie hasta que el pozo se estabilice. (Actividad a cargo del IMP) <p>Notas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • En caso de que el pozo no produzca por efecto de la columna de líquido acumulado en el transcurso de las siguientes 24 hrs, se sugiere la aplicación de barras espumantes. • Programar RPFF, medición trifásica y toma de muestras. (Actividad a cargo Línea de Acero) <p>Nota: El programa estará sujeto a cambios dependiendo de las condiciones del pozo.</p>				
PROGRAMA OPERATIVO POZO X				

 DIR. DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN PERFORACIÓN Y OPERACIÓN DE POZOS	 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COORDINACIÓN DE DISEÑO DE EXPLOTACIÓN ACTIVO INTEGRAL BURGOS	FECHA: 14/04/2010	PAG: 3	DE: 4								
		REVISIÓN: 01			COORDINACIÓN TÉCNICA: PEMEX: ING. EDDI DE LA VEGA-PÉREZ. IMP: ING. DANIEL SAN VICENTE AGUILÓN.							
POZO X												
"F.48434 SERVICIO DE INSTALACION Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA MEJORADOR DEL PATRON DE FLUJO PARA POZOS PRODUCTORES DE GAS CON PROBLEMAS DE CARGA DE LIQUIDOS."												
DIAGRAMA DEL ESTRANGULADOR DE FONDO TIPO VENTURI												
												
<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #004a7c; color: white;">Δp en el MPFV [psia]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #004a7c; color: white;">Entrada</td> <td style="background-color: #004a7c; color: white;">1950</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #004a7c; color: white;">Salida</td> <td style="background-color: #004a7c; color: white;">937</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #004a7c; color: white;">Δp</td> <td style="background-color: #004a7c; color: white;">1013</td> </tr> </tbody> </table>					Δp en el MPFV [psia]		Entrada	1950	Salida	937	Δp	1013
Δp en el MPFV [psia]												
Entrada	1950											
Salida	937											
Δp	1013											
PROGRAMA OPERATIVO POZO X												



PROGRAMA OPERATIVO POZO X

4.8 MANTENIMIENTO

Dependiendo de las condiciones bajo las cuales este trabajando el MPFV® se establece el periodo en el cual operara sin requerir mantenimiento, por ejemplo, en pozos con altos porcentajes de depositación de inorgánicos, el mantenimiento se sugiere que se realice en no más de 3 meses, si el pozo no presenta condiciones tan agresivas como presencia de corrosivos, y si el comportamiento del pozo es el esperado, el mantenimiento se debe realizar cada 6 meses. De no ser así, y de acuerdo con el seguimiento que se lleva de cada pozo al que le fue instalado el MPFV®, se realiza un nuevo análisis nodal para proponer una nueva geometría del MPFV® o retirarlo de ser necesario.

El seguimiento y evaluación del pozo, se efectúa mediante el comportamiento de producción que presenta en el pozo, el cual es evaluado por mediciones trifásicas o algún sistema de medición diferente, también se requiere de registros de presión de fondo fluyendo, los cuales nos indicaran si después de cierto tiempo el pozo ya presenta de nuevo problemas de carga de líquidos derivados de la declinación natural del yacimiento.

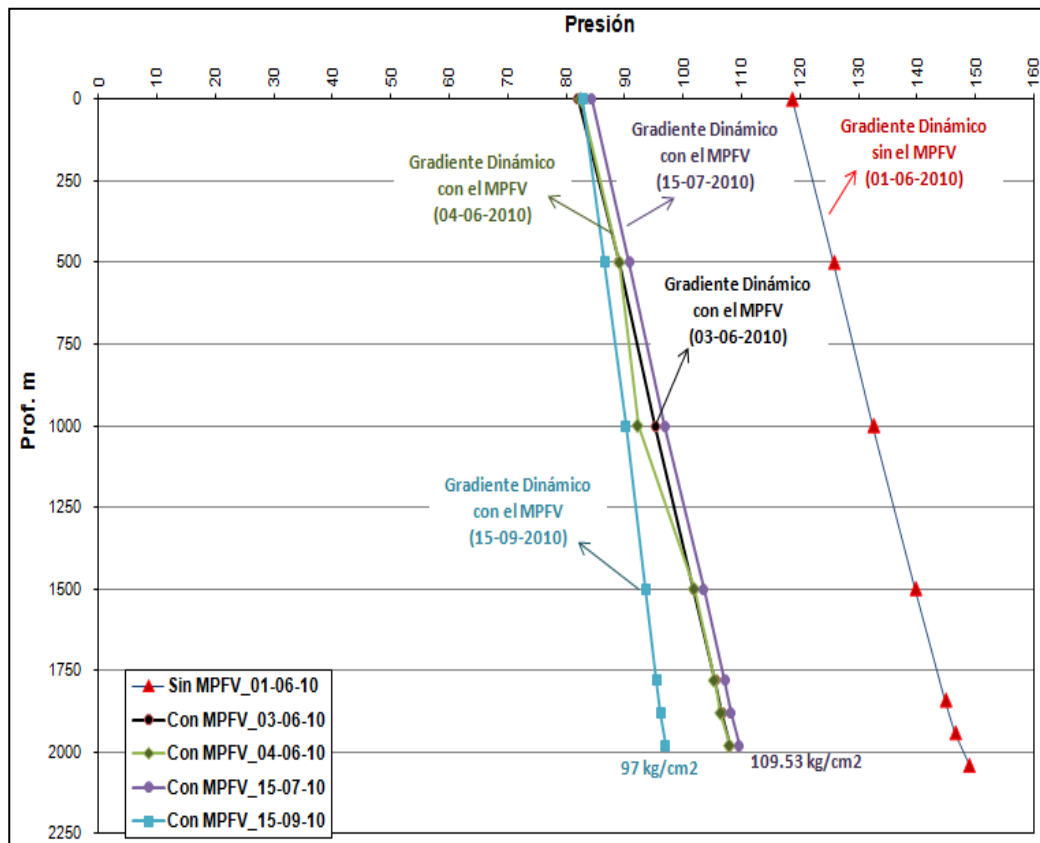


Fig.4.21 Gradientes dinámicos de un pozo después de la instalación del MPFV®

Al instalarse el MPFV® el perfil de presión del pozo cambia significativamente, sin embargo después de transcurrir el periodo de estabilización, este tiende a definir el nuevo perfil de presión bajo el cual estará produciendo el pozo. Fig. 4.21.

CAPÍTULO 5. CASO DE APLICACIÓN

5.1 ANTECEDENTES DEL POZO X

La explotación de campos de gas con problemas de acumulación de líquidos, reducen rápidamente la producción de gas y es ocasionado por la formación o entrada de líquido al pozo. La acumulación de líquido en el fondo del pozo, provoca que se ejerza una contrapresión, directamente proporcional a la altura de la columna acumulada, y reduce en forma directa la producción de gas. Una vez que el pozo se encuentra bajo estas condiciones, es necesario retirar el líquido acumulado para impedir que la producción de gas se desplome por completo, para ello, se utilizan métodos que van desde la inyección de surfactantes con tubería capilar o lanzadores de barras efervescentes, hasta la sarta de velocidad y el embolo viajero.

Para resolver esta problemática se propuso la instalación de una herramienta de fondo para expulsar el líquido del pozo. Durante la etapa de simulación es posible predecir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento a condiciones de fondo, así mismo mostrar que el dispositivo, una vez colocado en el extremo del aparejo de producción, reincorporaría el líquido acumulado en el fondo del pozo al flujo de gas, por el efecto que provoca similar al bombeo hidráulico.

El Pozo X tiene una terminación Tubing Less 3 1/2" 9.2 lb/pie N-80; fue terminado el 25 de junio del 2003, en los intervalos 2037-2044, 2187-2190, 2265-2272, 2351-2357 y 2434-2436 m. Se pudo a producir por un estrangulador de 18/64" registrando una presión en la línea de descarga de 1007 psi, una presión en la cabeza de 3350 psi, un gasto de gas de 5.514 mmpcd, un gasto de agua de 16 bpd y un gasto de condensado de 297 bpd.

5.1.1 ESTADO MECÁNICO

A continuación se presenta el estado mecánico del Pozo X

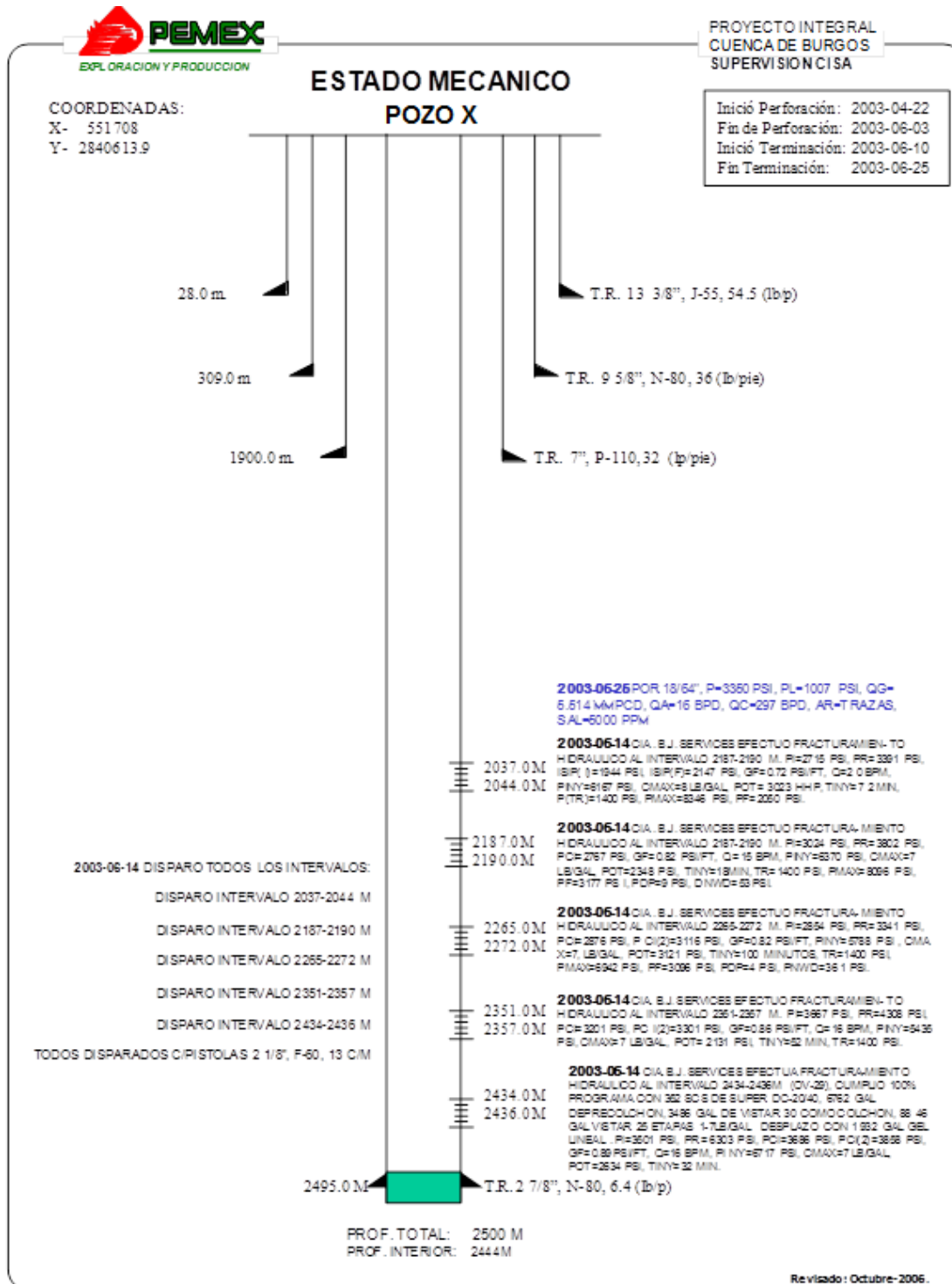


Fig. 5.1 Estado mecánico del Pozo X.

5.1.2. MEDICIONES

Para realizar el análisis del Pozo X se ocuparon los datos de producción registrados en la medición trifásica del día 19 de noviembre del 2008. En la siguiente tabla se muestran estos datos.

<i>Fecha</i>	<i>Hora</i>	<i>Diámetro del estrangulador 1/64"</i>	<i>Producción de gas (mmpcd)</i>	<i>Producción de condensados (bpd)</i>	<i>Producción de agua (bpd)</i>
19/11/2008	17	10	0.151	0	0
	19		0.159	0	0
	21		0.153	0.2	0
	24		0.142	0.8	0
18/11/2008	3	12	0.258	4.3	0
	5		0.222	5.6	2.1
	8		0.178	6	3.4
	9		0.186	6.1	3.4
	10	14	0.416	6.4	7.4
	11		0.574	6.4	12.9
	12		0.744	6.7	16.3
	13		0.766	6.7	19.9
	14		0.778	6.7	23.1
	15		0.789	6.8	27.2
	16		0.789	7.3	30.3
	17		0.783	8.2	33.9

Tabla 5.1 Medición trifásica con diferentes diámetros de estrangulador en superficie

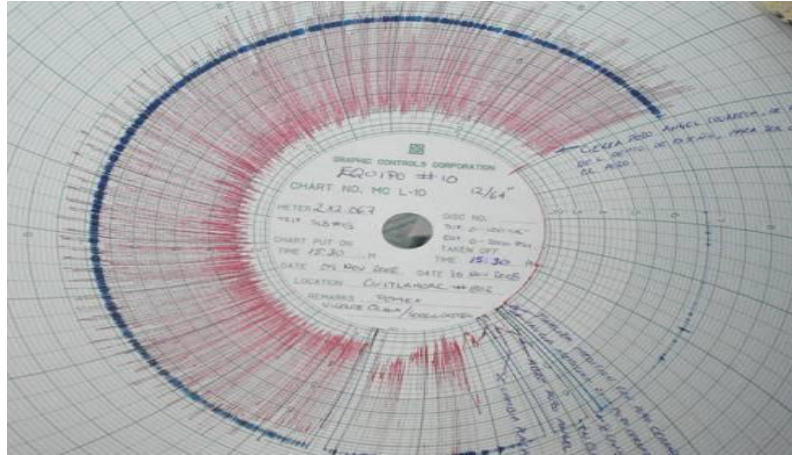


Fig. 5.2 Grafica de manómetro del Pozo X

Como se puede observar en la Fig. 5.2 el pozo se encontraba produciendo de forma inestable con descargas intermitentes.

5.1.3. REGISTROS DE PRESIÓN

A continuación se presenta el Registro de Presión de Fondo Fluyendo (RPF), tomado el 10/12/2008, el cual se utilizó para realizar el análisis.

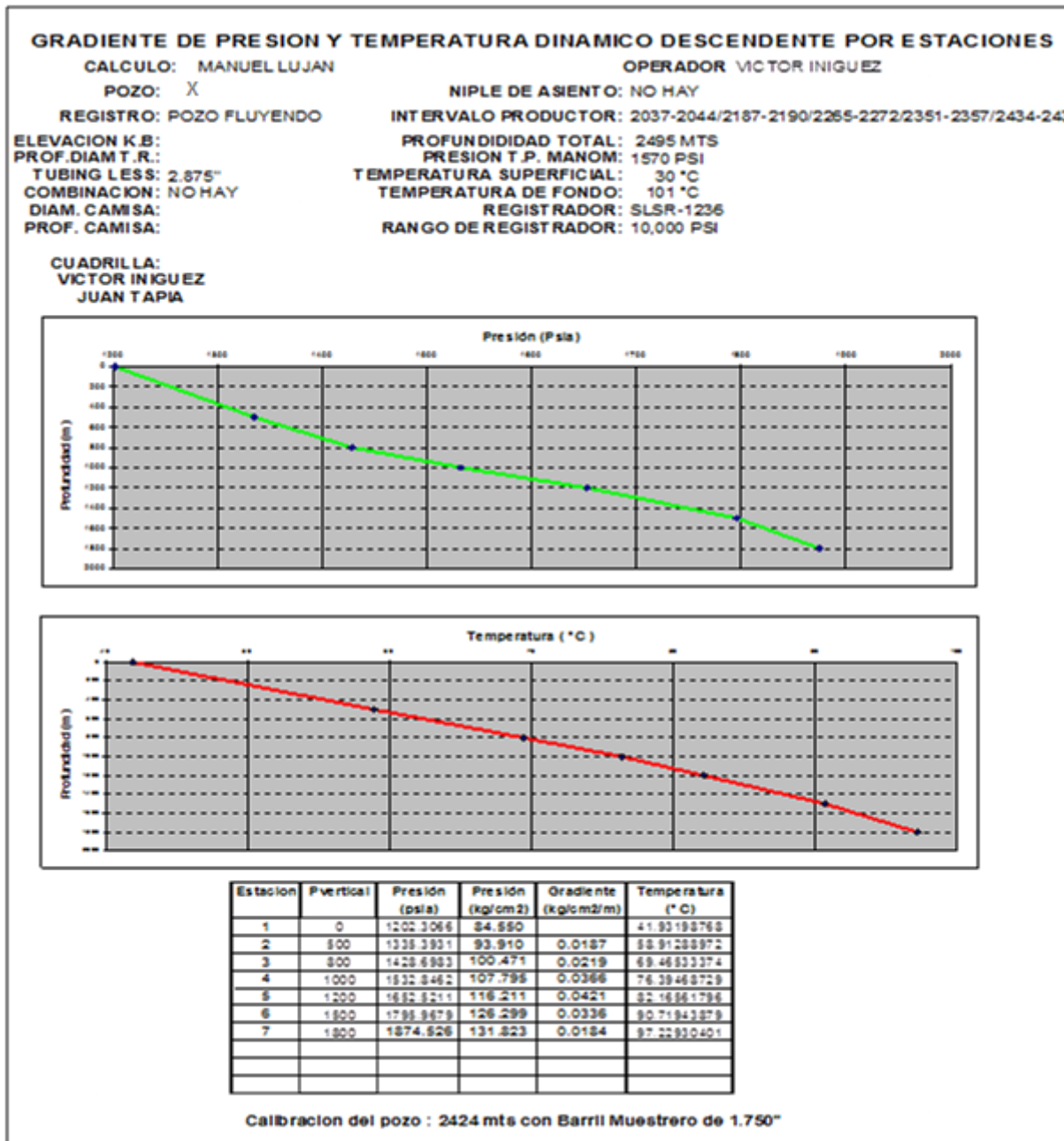


Fig. 5.2 Registro de presión de fondo fluyendo

5.2. SIMULACIÓN DEL POZO X

La simulación para el Pozo X se realizó con el simulador Pipesim, con el objetivo de determinar el diámetro del MPFV® adecuado para las condiciones de flujo que presenta este pozo, con base en la información disponible antes descrita se realizó el análisis. Utilizando los siguientes datos para la simulación:

- Presión de fondo estática = 134 kg/cm²
- Presión de fondo fluyendo = 132 kg/cm²
- Presión en Línea de descarga = 63.3 kg/cm²
- Producción de gas = 0.272 MMPCD
- Producción de aceite = 19.2 bpd
- Corte de agua = 77.35 %
- TP = 2 7/8"
- Diám. Estrang. en superficie = 12/64".

5.2.1. Análisis Nodal del Pozo X.

El primer paso para representar el comportamiento actual del pozo es el ajuste de la correlación de flujo multifásico (Fig. 5.3).

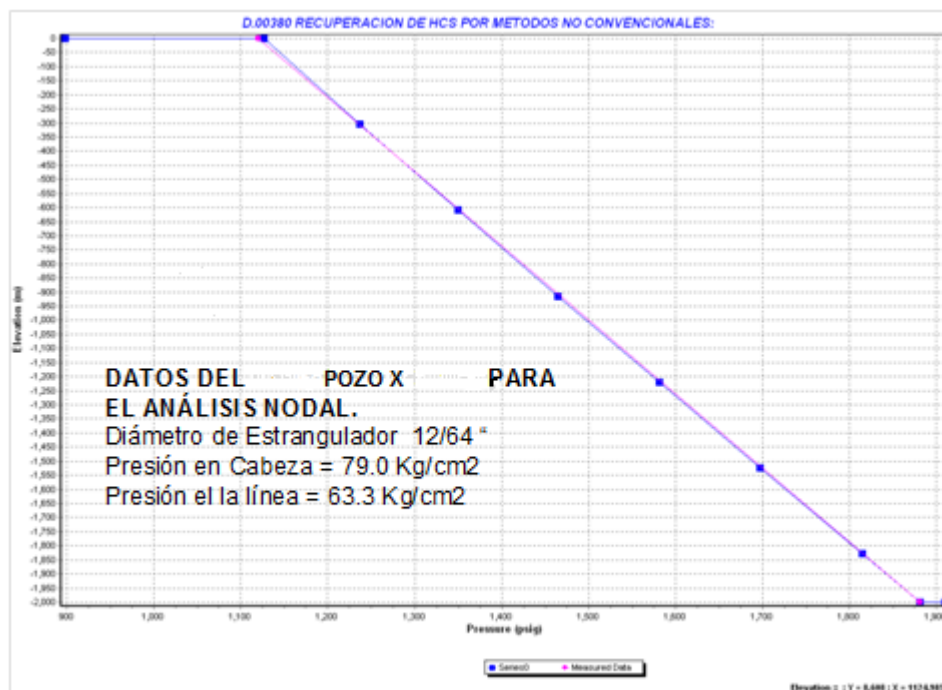


Fig. 5.3 Ajuste de correlación de flujo multifásico

Una vez ajustada la correlación de flujo multifásico procedemos a correr el análisis nodal para comprobar que se están reproduciendo las condiciones de producción del pozo mediante el simulador (Figura 5.4).

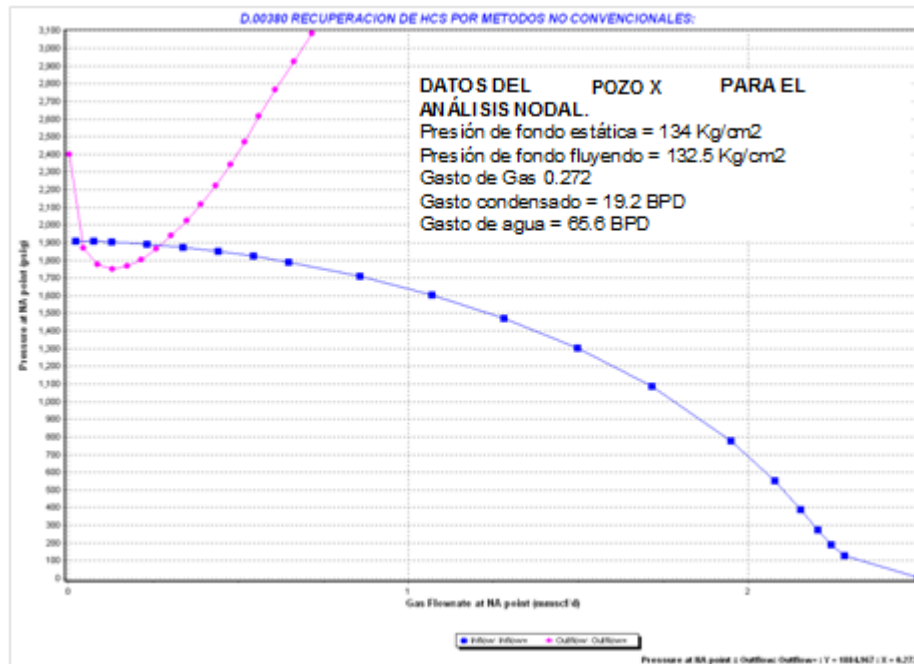


Fig. 5.3 Comportamiento actual del pozo con estrangulador de 12/64" en superficie. Nodo solución en fondo.

En este paso sensibilizamos el MPFV® con diferentes diámetros en el simulador PIPESIM (Fig. 5.4), instalado a una profundidad de 2000 m, 37 metros arriba de la cima del primer intervalo productor, para seleccionar el más adecuado conforme al comportamiento actual del pozo, y conforme al objetivo que se persigue que es el de desalojo de los líquidos acumulados en el fondo, eliminando el problema de carga de líquidos y mantenimiento de presión de fondo fluyente para prolongar la vida fluyente del pozo. La profundidad de colocación del MPFV® es, generalmente, entre 10 a 30 m arriba de la cima del primer intervalo productor, ya que se optimiza el beneficio de la atomización de los líquidos en toda la tubería permitiendo que el beneficio se vea reflejado en la mayor parte de la tubería de producción reduciendo las pérdidas de presión en esta.

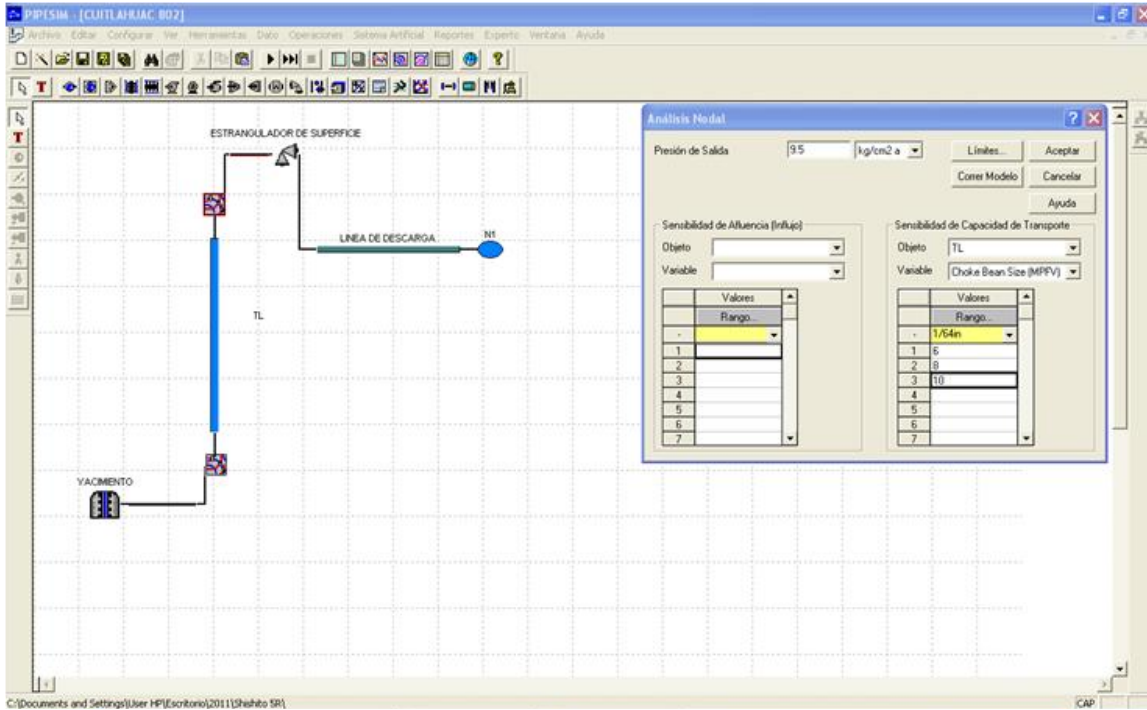


Fig. 5.4 Sensibilización del Pozo X en el simulador PIPESIM

Para definir el diámetro del MPFV® se sensibilizó variando el diámetro del MPFV® de 3/32", 1/8" y 5/32". Los diámetros de sensibilización se eligieron con base al objetivo perseguido, el estrangulador de superficie era 3/16", el objetivo era desalojar los líquidos acumulados en el fondo e incrementar la presión de fondo fluyendo.

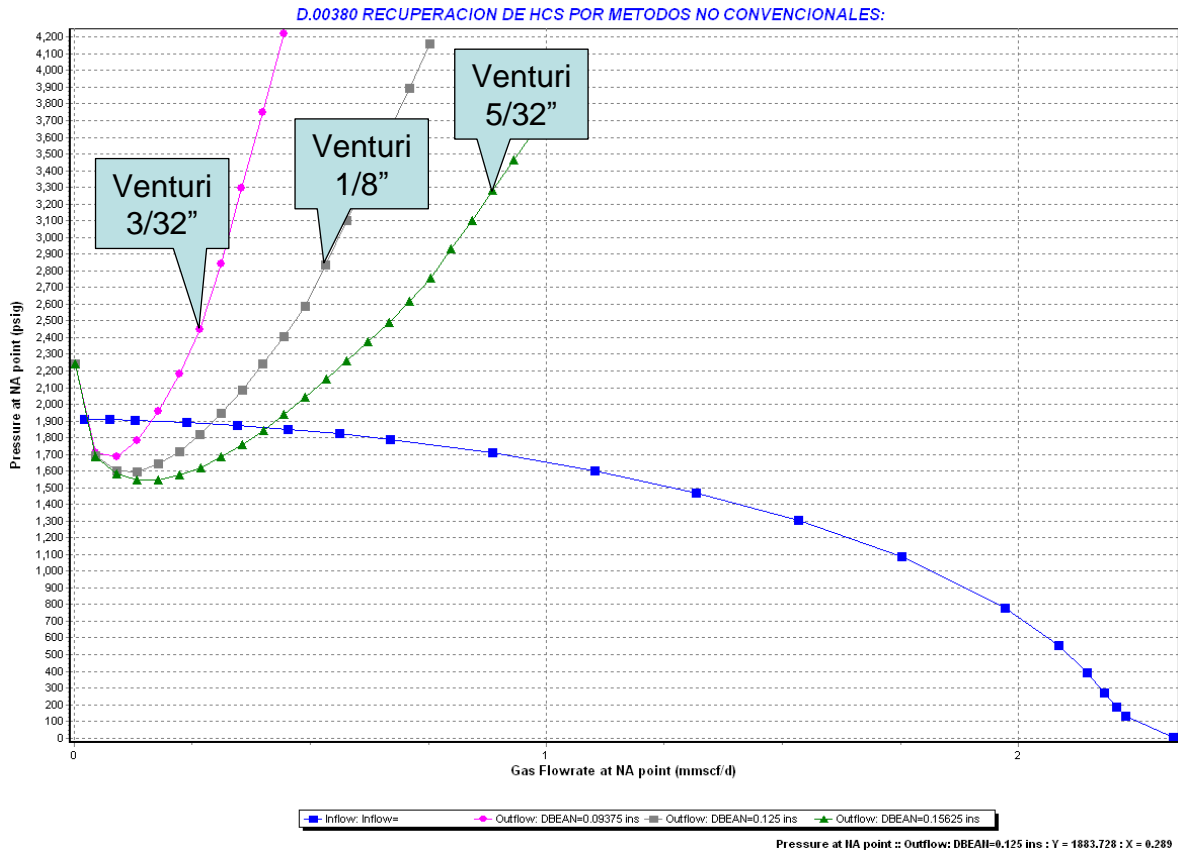


Fig. 5.5 Sensibilización del MPFV® instalado a una profundidad de 2000 m

5.2.2 Resultados del Análisis Nodal

Una vez realizada la sensibilización podemos resumir los resultados esperados en la siguiente tabla:

POZO X
MFTV Instalado a 2,000 m

MFTV	PWF kg/cm ²	Qg (MMPCD)
3/32"	133.63	0.164
1/8"	132.45	0.289
5/32"	130.87	0.408

Tabla 5.2. Resultados de la sensibilización del MPFV® para diferentes diámetros.

El diámetro seleccionado del MPFV® para este pozo, y de acuerdo al objetivo planteado, es de 5/32", se selecciono el diámetro de 5/32" porque se mantenía la misma producción y como el objetivo era mejorar el patrón de flujo y evitar el problema de carga de líquidos.

El comportamiento dinámico del pozo se muestra en la siguiente figura, en esta se puede observar que existe una disminución en la caída de presión en la TP y que el objetivo esperado se estaría cumpliendo al homogeneizar la distribución de la mezcla de fluidos mejorando el patrón de flujo en la TP.

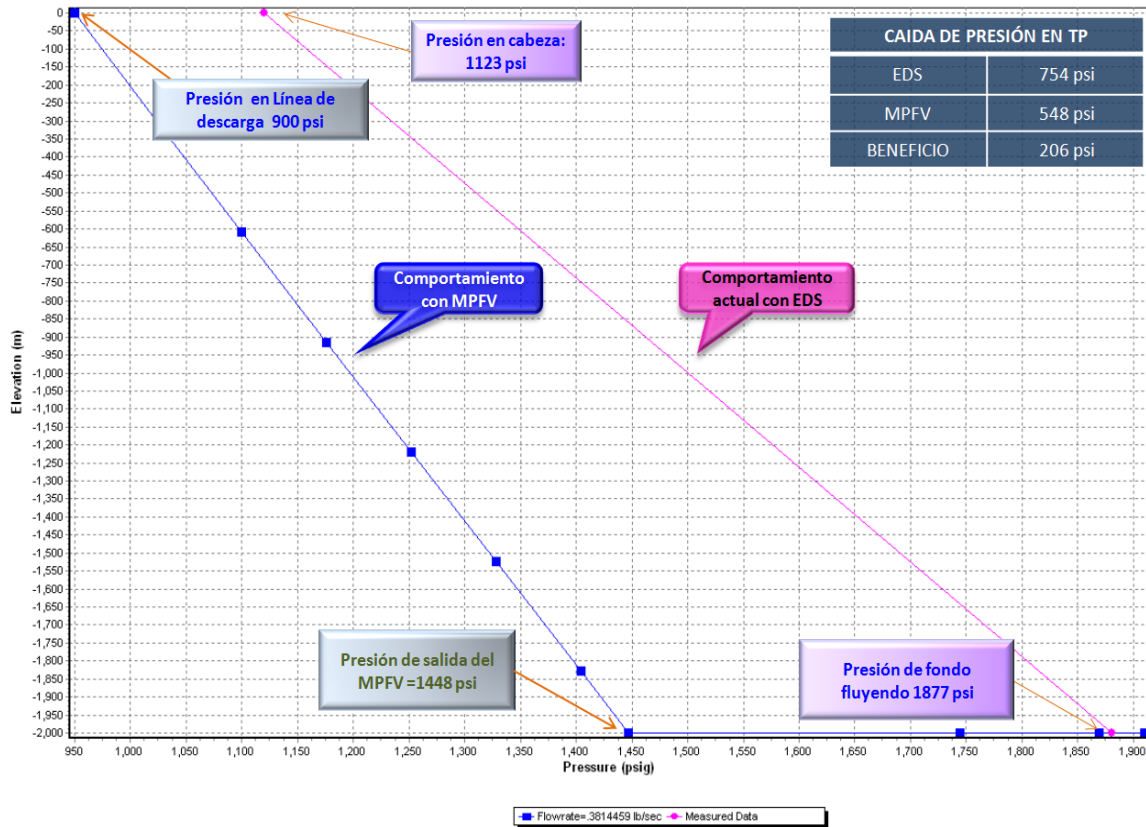


Fig. 5.6. Comparación del comportamiento del pozo con MPFV® de 5/32" y el EDS de 3/16".

5.2.3. Conclusiones de la Simulación

De acuerdo a la información proporcionada, y haciendo referencia a los resultados del Análisis Nodal se recomienda la instalación del MPFV® de 5/32" a una profundidad de 2000 m. con este diámetro se espera resolver el problema de carga de líquidos y la estabilización del pozo.

5.3. FABRICACIÓN DEL MPFV®

Una vez seleccionado el diámetro del MPFV® se procede a su fabricación por personal del IMP. Las dimensiones para fabricar el MPFV® para el Pozo X serán (Fig. 5.7.)

- Diámetro de expansor primario: 3/16" (El diámetro del expansor por experiencia de diseño del grupo SHAIP, es siempre un milímetro más que el diámetro del venturi, cuando el diámetro esta en 64avos, el diámetro del expansor será 2/64" más grande de diámetro que el diámetro del MPFV®.)
- Diámetro de Venturi: 5/32" (Este diámetro se determina después de la simulación, como se mostro anteriormente).
- Diámetro de venas de succión: 5/64".

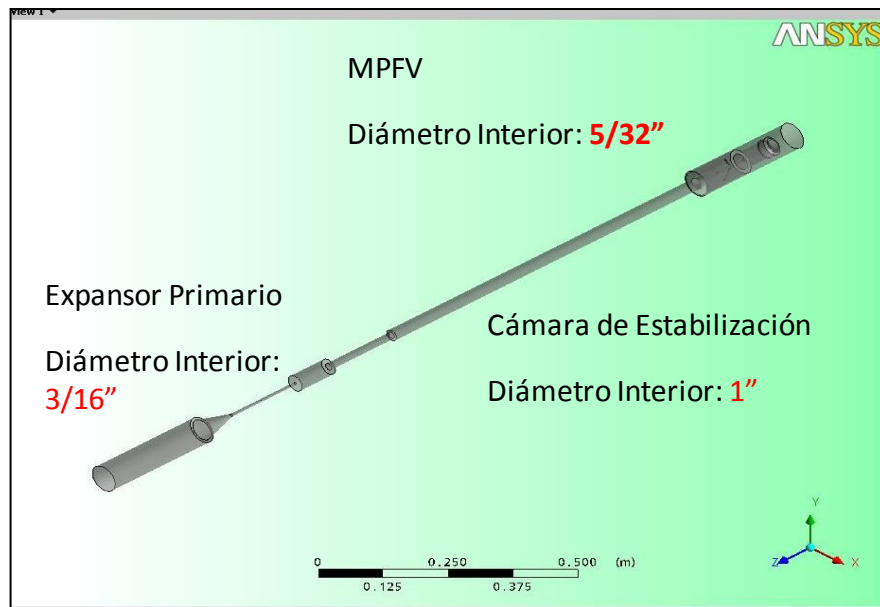


Fig. 5.7. Dimensionamiento del MPFV® de 5/32", para el Pozo X

5.4 PRUEBAS DE LABORATORIO

Una vez fabricada la herramienta se realizan pruebas en el laboratorio del IMP con el fin de verificar su correcto funcionamiento. En estas pruebas se verifican los tres sistemas del MPFV®: sistema de anclaje, sistema de hermeticidad y sistema de desanclaje de la herramienta.

El equipo con que se utilizan en estas pruebas es el siguiente: bomba de presión, barras de peso, pescante JDC y cámara de hermeticidad. La duración de la prueba es de 50 minutos. La metodología de la prueba es sencilla, se explica a continuación:

- Una vez armada la herramienta se introduce a la TP de prueba (Fig. 5.8).



Fig. 5.8. Introducción de la herramienta en la tubería de 2 7/8".

- Utilizando una tijera mecánica y se golpea hasta romper el perno de seguridad, al momento de romperse el perno queda anclada la herramienta, también se hinchan los sellos generando la hermeticidad (Fig. 5.9).



Fig. 5.9. Pruebas de anclaje en tubería de 2 7/8”.

- Una vez anclada la herramienta se prueba la hermeticidad bombeando agua hasta 5000 psi con una bomba de alta presión (Fig. 5.10).



Fig. 5.10. Pruebas de hermeticidad y presión en laboratorio del IMP sede.

- Posteriormente la herramienta es recuperada con un pescante tipo JDC (Fig. 5.11).
- La prueba es satisfactoria cuando no hay fuga de agua, lo que indica que los sellos actúan de manera adecuada, así como también las cuñas de anclaje.



Fig. 5.11. Herramienta recuperada con pescante JDC

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL MPFV® EN POZOS DE GAS.

El objetivo de este tema es hacer un análisis sobre los resultados obtenidos al instalar el MPFV® en el Pozo X, así como también dar seguimiento a la instalación del MPFV® como herramienta para resolver el problema de carga de líquidos y mejorar el patrón de flujo a través de la tubería de producción.

6.1 REGISTROS DE PRESIÓN

Se tomaron cinco registros de presión de fondo fluyendo (RPFV), posterior a la instalación del MPFV®. El beneficio de haber instalado el MPFV® es mostrado en la Figura 6.1, en la cual se hace el comparativo del comportamiento de la presión antes y después de haber instalado el MPF, es evidente que las caídas de presión en la T.P. se reducen con la instalación de la herramienta. Así mismo en la figura 6.2 se muestra el comparativo de los gradientes dinámicos antes y después de la instalación. Como se puede observar la tendencia de los gradientes presenta un comportamiento lineal, lo cual indica que existe una distribución homogénea de la mezcla de fluidos en toda la TP.

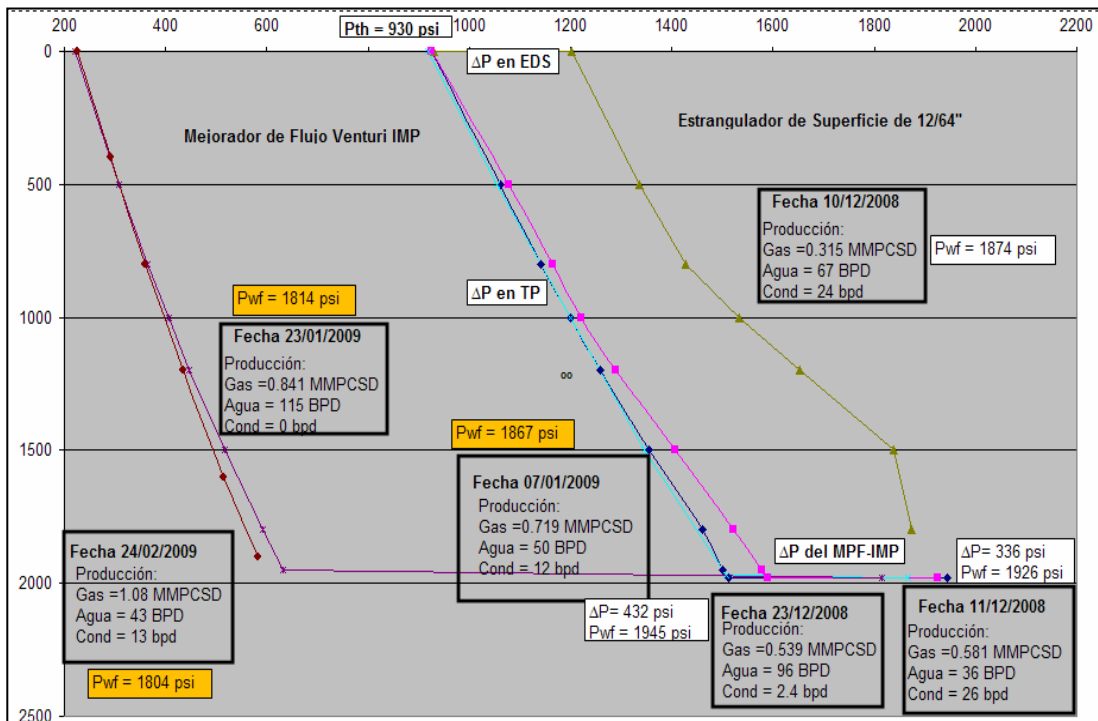


Fig. 6.1. Comportamiento de presión en el pozo con y sin MPFV®.

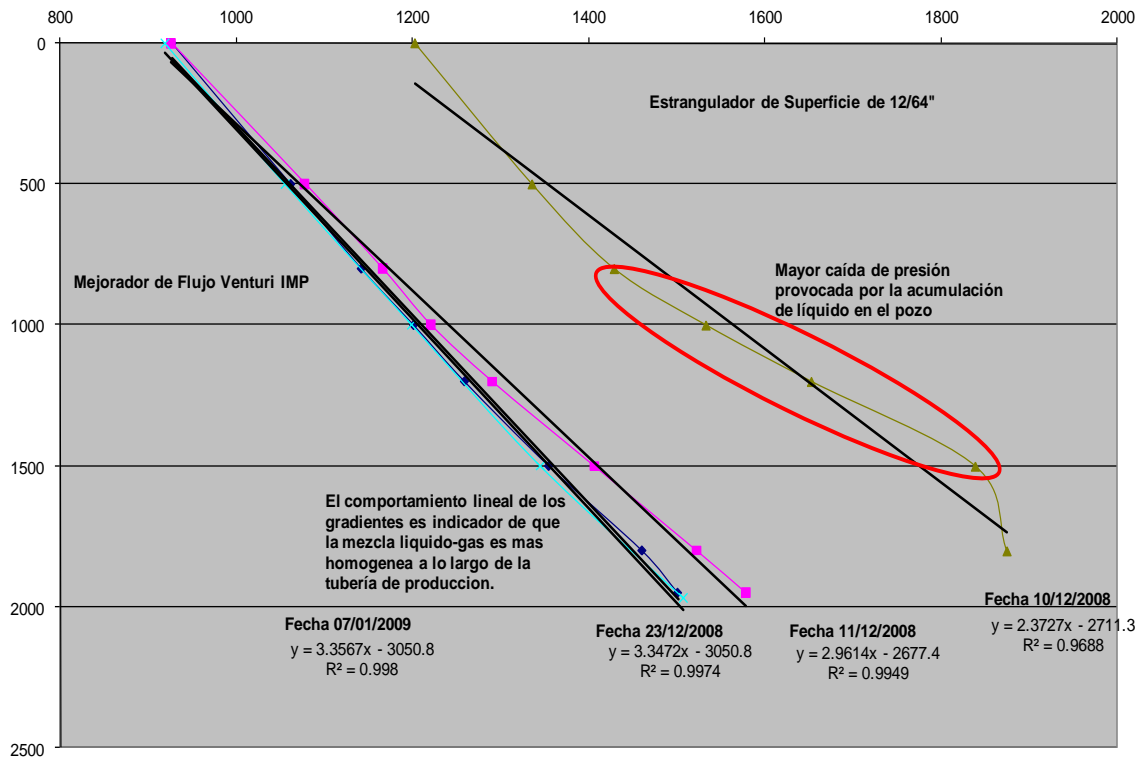


Fig. 6.2. Comparativo de los gradientes de presión antes y después de la instalación del MPFV®.

6.2. MEDICIONES

Las mediciones realizadas antes y después de la instalación se muestran a continuación. En estas se puede observar el incremento en la producción de gas:

Fecha		Qg (mmpcd)	Qw(bpd)	Qc(bpd)
10/12/2008	EDS	0.315	67	24
11/12/2008	MPFV® (12/64")	0.581	36	26
23/12/2008	MPFV® (12/64")	0.539	96	2.4
07/01/2009	MPFV® (12/64")	0.719	50	12
23/01/2009	MPFV® (12/64")	0.841	115	0
24/12/2009	MPFV® (12/64")	1.08	43	13

Tabla 6.1. Mediciones trifásicas a diferentes fechas antes y después de la instalación del MPFV® 12/64".

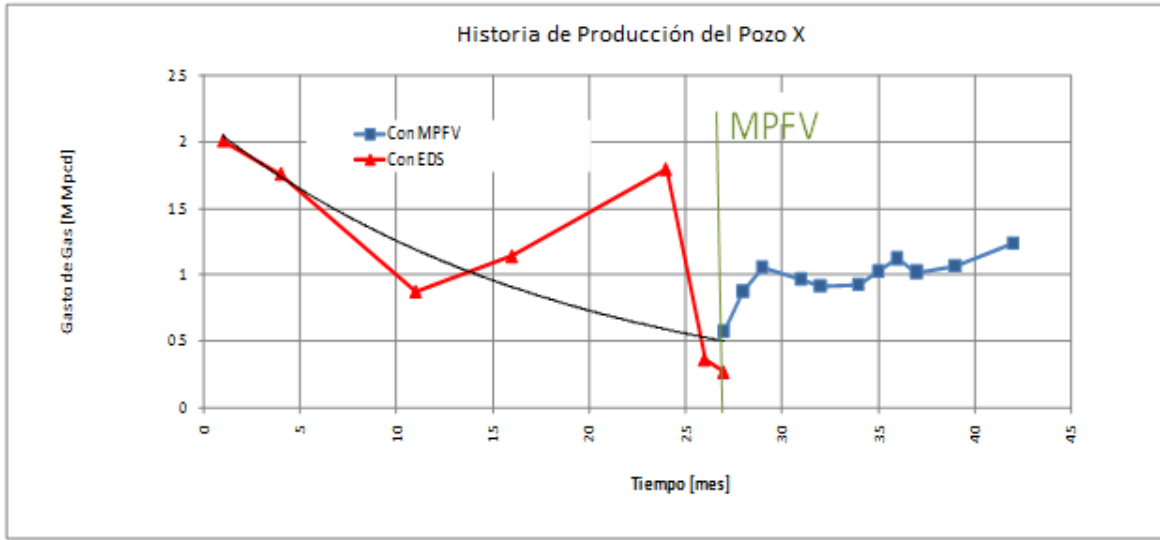


Fig.6.3. Comportamiento de producción del Pozo X

Como se puede observar en la Fig. 6.3. Hubo un cambio en la tendencia de declinación del Pozo X después de la instalación del MPFV®.

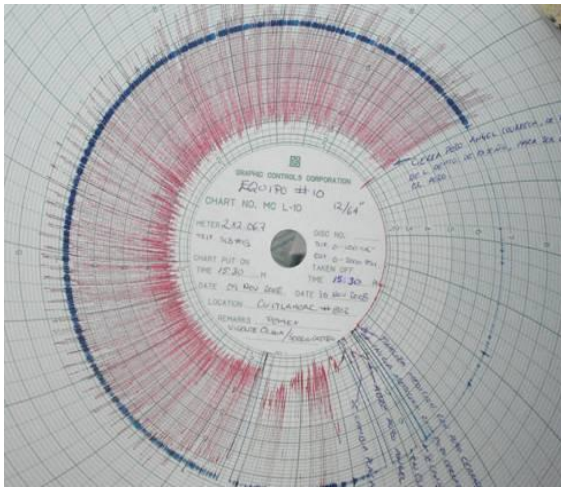


Fig. 6.4 Mimógrafo del Pozo X produciendo sin MPFV

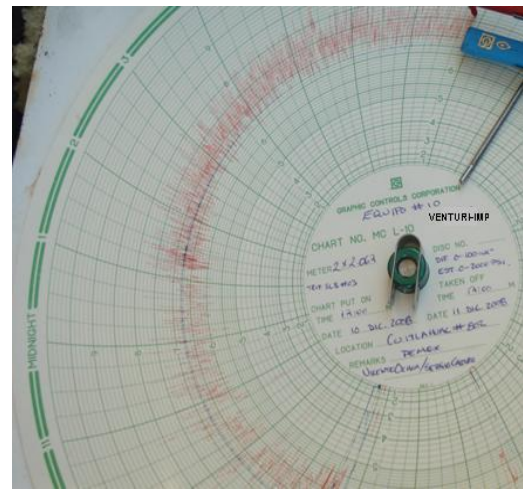


Fig. 6.5 Mimógrafo del Pozo X produciendo con MPFV

Como se puede observar en las graficas de las Fig. 6.4. y Fig. 6.5. el pozo después de la instalación produce de forma más estable, lo cual permite que en superficie no se manifieste intermitencia.

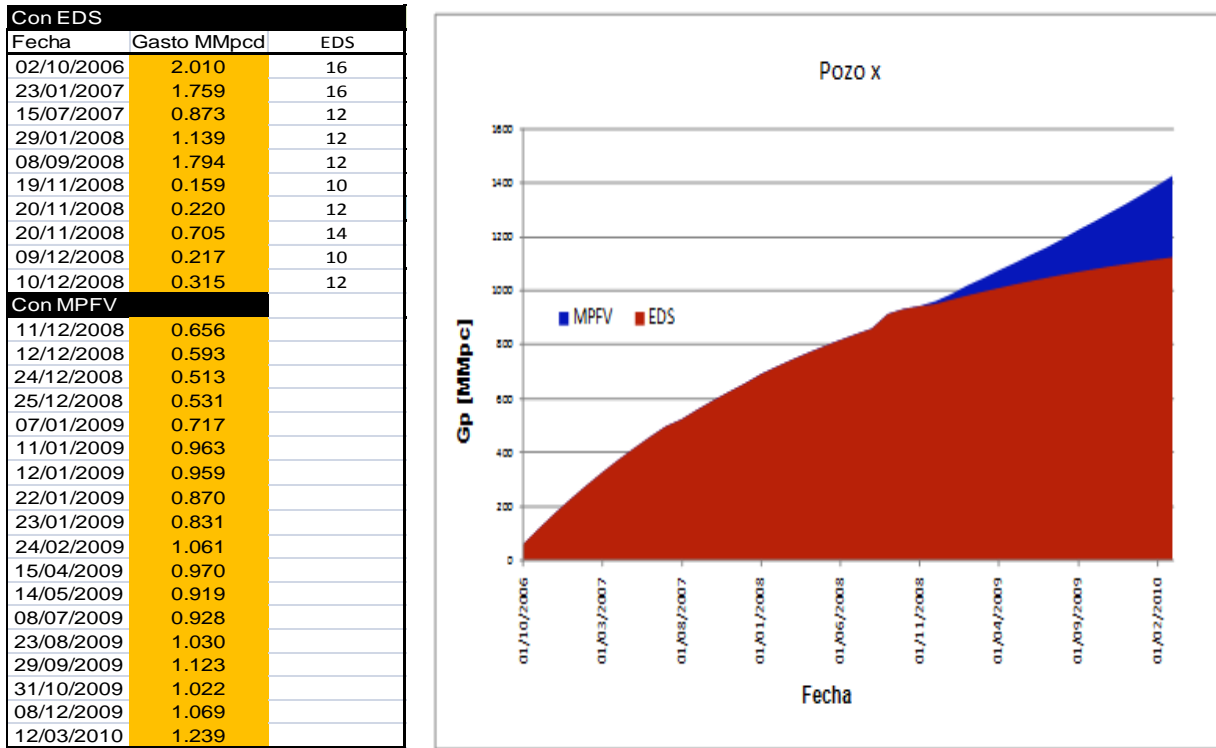


Fig. 6.6 Producción acumulada (Gp) del Pozo X

En la fig. 6.6. se puede observar el incremento en la producción acumulada del Pozo X que se manifestó después de la instalación del MPFV®.

De acuerdo al histórico de mediciones trifásicas reportadas, a los registros de presión de fondo fluyendo, a las mediciones posteriores a la instalación del MPFV® y a las graficas de los manómetros, a continuación se presenta el resumen del comportamiento produciendo con el MPFV® instalado a 2000 m.

1. El sistema Mejorador de Patrón de flujo incrementó de producción de gas en más del 100%.
2. La producción del pozo es continua y tiene un comportamiento estable aún durante la descarga líquido.

3. Se mejoró notable en el patrón de flujo en TP al generar una dispersión homogénea de ambas fases.
4. Se redujeron las caídas de presión a lo largo de la TP, ya que no se permite que el líquido se acumule en el pozo.
5. Se conserva la energía del yacimiento debido a que se puede incrementar de la presión de fondo fluyendo, como fue el caso de operación en la línea de descarga de alta presión.
6. Se evitó la formación de hidratos de metano en la cabeza del pozo.

La operación de anclaje del Sistema Mejorador de flujo Tipo Venturi se realizó exitosamente. La repuesta del pozo, monitoreada en superficie con equipo de medición trifásica, permite observar que el pozo estabilizó con una producción de gas superior a la normal debido a la aplicación del sistema, así mismo la producción de líquido tuvo un comportamiento más estable, ocasionada por una mejora en el patrón de flujo.

El sistema puede emplearse para prologar la vida fluyente de los pozos, ya que conserva la energía en el yacimiento gracias a la disminución de las caídas de presión a lo largo de la TP, misma que fue identificada por el registro de presión de fondo fluyendo tomado posterior a 2 h después de la instalación.

Evita la formación de hidratos, ya que se incrementó la temperatura en cabeza a 45 °C, debido a la expansión y calentamiento del gas que provoca el mejorador de flujo tipo venturi ubicado a 2000 m.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La energía de la que dispone un pozo se va agotando desde el inicio de su explotación, y durante su vida productiva existen diversos problemas que aceleraran el ritmo en el que la energía se consume. Entre estos problemas encontramos la producción de arena, la invasión de agua, el bloqueo por condensados, la carga de líquidos, el ritmo de explotación acelerado, entre otros. Además, si tomamos en cuenta que la mayor parte de la presión disponible se consume en transportar los fluidos desde el fondo hasta la superficie a largo de la tubería de producción. Al optimizar y mejorar las condiciones de presión en la TP bajo las cuales produce un pozo, se puede lograr incrementar la vida productiva de este y con base en los resultados obtenidos en el Pozo X se ha determinado que si se instala un MPFV® se puede mantener una optimización de la presión de fondo fluyendo y una disminución en la caída de presión que se presenta en la tubería de producción y se puede eliminar la intermitencia en superficie.

En la actualidad el MPFV® es un dispositivo que cumple con las características suficientes para resolver problemas como; el incremento en la producción de agua en pozos con problemas de conificación, mejora el patrón de flujo en la tubería de producción al generar una dispersión homogénea de ambas fases, evita el congelamiento de las líneas de descarga, conserva la energía del yacimiento debido a que se puede incrementar de la presión de fondo fluyendo, como fue el caso de operación en la línea de descarga de alta presión.

Para controlar el gasto que el pozo produce, el MPFV® también resulta ser un dispositivo adecuado ya que en superficie no se requiere colocar un estrangulador y el ritmo de explotación está controlado desde el fondo del pozo.

Con la instalación del MPFV® en el Pozo X, se logró estabilizar el flujo, permitiendo la producción continua en el pozo, además se redujo la caída de presión en la TP evitando

que se acumulen los líquidos en el fondo, se incrementó la producción de gas en un 100% y se evitó la formación de hidratos en la superficie.

Al ser un dispositivo que para su instalación, mantenimiento y desinstalación, solo requiere del uso de línea de acero, actualmente es uno de los dispositivos más utilizados para la explotación de la cuenca de Burgos. No solo como método correctivo sino como un instrumento para administrar los pozos y prevenir problemas futuros.

Actualmente se requieren de nuevas tecnologías que ayuden a optimizar las condiciones de producción de los pozos, que representen una solución para problemas concretos de la industria petrolera ya que cada pozo representa un reto al momento de extraer los hidrocarburos al menor costo. De acuerdo con el objetivo de esta tesis, se propone lo siguiente:

Se puede utilizar este tipo de tecnología para prolongar la vida fluyente de los pozos, manteniendo un ritmo de producción adecuado. De instalarse después de ser terminado el pozo se podría administrar de forma más eficiente la energía del yacimiento. Así mismo para evaluar mejor los resultados obtenidos se requiere tomar información posterior a la instalación.

Para caracterizar el funcionamiento del dispositivo es necesario realizar más pruebas con MPFV® de diferentes diámetros y sensores en el fondo para evaluar el comportamiento de presión a la entrada y salida de los fluidos del dispositivo.

Se requiere de la integración de la información de yacimientos con la de producción para obtener mejores resultados y caracterizar los posibles beneficios a nivel yacimiento.

Finalmente el MPFV® puede ser probado en yacimientos de gas de lutita o Shale Gas, estos yacimientos por naturaleza son de baja permeabilidad y requieren de fracturamiento hidráulico o perforación horizontal para poder ser explotados. Al Instalar un MPFV® se podría mantener la presión del yacimiento para evitar que se cierren las fracturas.

BIBLIOGRAFÍA

1. NÁJERA MORENO, César Eugenio. *Conceptos Básicos para la Técnica de Análisis Nodal*. PEMEX Exploración - Producción, Región Sur, 2006.
2. GARAICOCHEA PETRIRENA, Francisco y colaboradores. *Transporte de hidrocarburos por ductos*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., 1991.
3. MC CAIN, Jr. William D. *The properties of petroleum fluids*. The Petroleum Company, 1978.
4. RAMÍREZ SABAG, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares, *Productividad de pozos petroleros*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
5. BEGGS H., Dale, *Production Optimization Using NODAL Analysis*. OGCI Publications, Tulsa 1991.
6. ASHFORD, F.H. y Beck, R.L. *An Evaluation of Critical Multiphase Flow Performance Through Well-Head Chokes*. J.P.T., Agosto, 1974.
7. OMAÑA, R. *Multiphase Flow Through Chokes*. SPE 2682, septiembre - octubre, 1969.
8. HAGERDON, A.R. and Brown, K.E. *Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits*. J.P.T., abril, 1965.
9. BROWN, Kermit E y Beggs, H. Dale. *The Technology of Artificial Lift Methods*. Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma, 1977.
10. CRAFT, B.C. y colaboradores. *Drilling and Production*. Prentice-Hall, Inc. New Jersey, 1962.
11. CLARK, W.A. *Bottom-Hole Beans-Theory, Methods and Effects of Their Use*. Trans. AIME, 1931.
12. Ross, J.S. *Recent Development and Use of Bottom-Hole Choking*. Trans. AIME, 1932.
13. GARAICOCHEA PETRIRENA, Francisco. *Cálculo de la Distribución de la Temperatura en Tuberías*. Ingeniería Petrolera, marzo, 1984.
14. CUAUTLI HERNÁNDEZ, María Elena. *Tesis de licenciatura: Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería.
15. RODRÍGUEZ NIETO, R. y colaboradores, *Apuntes de la asignatura: Principios de Mecánica de Yacimientos*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2005.

16. ISLAS CASTELÁN, María Rufina. Tesis de licenciatura: Conceptos básicos del comportamiento de yacimientos. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2006.
17. GOVIER, G. W., *Theory and practice of the testing of gas wells*. Alberta, Canadá, Energy, Resources conservation board, tercera edición, 1975.
18. 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.
19. GOOL, Frank van y Peter K. Currie. *An improved model for the liquid-loading process in gas wells*. SPE, abril, 2007.
20. GUO, Boyun, Ali Ghalambor y Chengcai Xu. *A systematic approach to predicting liquid loading in gas wells*. SPE, febrero, 2006.
21. LEA, James, Henry Nickens, Michael Wells, *Gas well deliquification, solution to gas well liquid loading problems*. Elsevier Science, Gulf professional publishing, 2004.
22. LI, Min, Shilun Li y Liang Tian Sun, *New view on continuous-removal liquids from gas wells*. SPE, febrero 2002.
23. NOSSIER, M. A., Tarek Darwich, Mohamed H. Sayyoub y M. El Sallaly, *A new approach for accurate prediction of loading in gas wells under different flowing conditions*. SPE, noviembre, 2000.
24. SHAIPI, *Informe Técnico: "PRUEBA TECNOLÓGICA CON EL SISTEMA MEJORADOR DEL PATRÓN DE FLUJO PARA FONDO DE POZO TIPO VENTURI EN EL POZO CUITLAHUAC – 802 SHAIPI"*